

UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA

LA MOLINA

FACULTAD DE CIENCIAS



**“EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE PANELES
SOLARES PARA DISMINUIR LA HUELLA DE CARBONO DE UNA
EMPRESA DE RESIDUOS SÓLIDOS”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO AMBIENTAL**

LUIS GABRIEL RIVERA HUARINGA

LIMA - PERÚ

2021

La UNALM es titular de los derechos patrimoniales de la presente investigación

(Art. 24 – Reglamento de Propiedad Intelectual)

UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA

LA MOLINA

FACULTAD DE CIENCIAS

**“EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE PANELES
SOLARES PARA DISMINUIR LA HUELLA DE CARBONO DE UNA
EMPRESA DE RESIDUOS SÓLIDOS”**

Presentada por:

LUIS GABRIEL RIVERA HUARINGA

Tesis para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO AMBIENTAL

Sustentada y aprobada por el siguiente jurado:

Mg. Sc. Armando Aramayo Bazzetti
PRESIDENTE

Mg. Quím. Mary Flor Césare Coral
MIEMBRO

Mg. Sc. Vanessa Soberón Forsberg
MIEMBRO

Mg. Martín Sandoval Casas
ASESOR

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres, por su sacrificio, por su perseverancia y sobre todo por haber confiado en mí desde mis inicios, sin dejar de afrontar las dificultades que la vida les puso. De igual modo a mis motores Ari y Axel por iluminar mi camino y enseñarme a ser una mejor persona.

Finalmente, dedico el esfuerzo de este resultado a toda mi familia, por su apoyo incondicional, su aliento y sus enseñanzas, especialmente a los que hoy no están físicamente conmigo: “Luchito de mis amores”, Dionita, mamita Lucía, papito Leo, “Chavita”, tío Willito y tía Marialuz.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme las armas necesarias para cumplir mis metas.

A mi compañera de vida, Yecenia, por su confianza y sacrificio para obtener nuestros objetivos.

A mis hermanos Diego y Xiomira, por su aliento y entereza en buenos y malos momentos.

A mis tíos Richard y Willy por sus consejos y apoyo permanente.

A mi asesor Mg. Martín Benedicto Sandoval Casas, por aceptar ser mi guía en la elaboración de este trabajo.

A la Gerente General de la empresa PLÁSTICOS KAISER E.I.R.L., Sra. Herlinda Meza, por su apoyo y facilidades brindadas para la ejecución de este proyecto.

A cada uno de los miembros del jurado por sus observaciones, aportes y sugerencias para mejorar el informe final.

A la UNALM por ser mi alma máter y el lugar donde he compartido grandes momentos.

Por último, y no menos importante, a mis amigos por compartir sus experiencias y conocimientos conmigo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Justificación	3
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
II. REVISIÓN DE LITERATURA	5
2.1 Antecedentes	5
2.2 Sistema de paneles solares (SPS) o sistema fotovoltaico (SF)	6
2.2.1 Generador Fotovoltaico	10
2.3 Radiación solar incidente	13
2.3.1 Radiación fuera de la atmósfera terrestre	13
2.3.2 Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar.	16
2.4 Rendimiento de sistema de paneles solares	17
2.4.1 Coeficiente de rendimiento (PR)	20
2.4.2 Efecto de la temperatura en los paneles fotovoltaicos	22
2.4.3 Efecto de la humedad en los paneles solares	23
2.4.4 Efecto de la inclinación del panel fotovoltaico	23
2.5 Orientación e inclinación del generador.	24
2.6 Radiación en superficies inclinadas.	25
2.6.1 Estimación de irradiancia por hora a partir de irradiación diaria	26
2.6.2 Ángulo de incidencia (θ_s) y suciedad	30
2.7 Huella de carbono (HC)	33

2.7.1	Sistemas de contabilidad: métrica y estándar	34
2.7.2	Métricas de los sistemas fotovoltaicos.....	39
III.	METODOLOGÍA.....	49
3.1	Lugar y duración del estudio	49
3.2	Materiales y equipos	50
3.2.1	Equipos	50
3.2.2	Materiales.....	51
3.3	Variables de medición	51
3.4	Metodología	51
3.4.1	Determinar y evaluar los valores reales óptimos de eficiencia media y coeficiente de rendimiento (PR) del sistema de paneles solares, de acuerdo a los factores: inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa.	52
3.4.2	Obtener y analizar los valores de tiempo de recuperación de la energía (EPBT), rendimiento energético de la inversión (EROI) y potencial de reducción de la huella de carbono del ciclo de vida del sistema de paneles solares con los dos niveles de eficiencia propuesto	59
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIONES	68
4.1	Determinación y evaluación los valores reales óptimos de eficiencia media y coeficiente de rendimiento (PR) del sistema de paneles solares, de acuerdo a los factores: inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa.	68
4.1.1	Nivel de la irradiación global sobre plano inclinado en la empresa de residuos sólidos.	68
4.1.2	Eficiencia media real óptima del sistema de paneles solares de acuerdo a los factores de inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa.	70
4.1.3	Coeficiente de rendimiento (PR) del sistema de paneles solares.....	83
4.2	Obtención y análisis de los valores de tiempo de recuperación de la energía (EPBT), rendimiento energético de la inversión (EROI) y potencial de reducción	

de la huella de carbono del ciclo de vida del sistema de paneles solares en los dos niveles de eficiencia propuestos.	84
4.2.1 Demanda energética acumulada (CED) del SPS	84
4.2.2 Tiempo de recuperación de la energía (EPBT) del SPS	89
4.2.3 Rendimiento energético de la inversión (EROI) del SPS	93
4.2.4 Potencial de reducción de la huella de carbono	96
V. CONCLUSIONES	98
VI. RECOMENDACIONES	100
VII. BIBLIOGRAFÍA	101
VIII. ANEXOS	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Albedo y emisividad típicos de algunos materiales usados en edificación y otros existentes en el espacio urbano.	29
Tabla 2: Valores del coeficiente de pérdidas angulares y transmitancia relativa en incidencia normal para diferentes tipos de suciedad.....	32
Tabla 3: Requisitos de energía para los componentes del BOS y el marco del módulo.	42
Tabla 4: Variables de investigación.....	51
Tabla 5: Signos del diseño factorial 2^3	54
Tabla 6: ANOVA para el diseño 2^3	56
Tabla 7: Variables de investigación.....	57
Tabla 8: Diseño factorial 2^3	58
Tabla 9: Niveles de los factores experimentales	58
Tabla 10: Diseño factorial 2^3 con los parámetros establecido para cada factor.....	59
Tabla 11: Diseño factorial con los datos recogidos en campo	78
Tabla 12: Análisis de varianza para eficiencia media real del SPS con tres factores.....	78
Tabla 13: Coeficiente de regresión para Eficiencia del SPS	82
Tabla 14: Irradiación anual estimada sobre plano inclinado a 11°	89
Tabla 15. Métricas del ciclo de vida del sistema de paneles solares en dos niveles de eficiencia.	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Configuraciones típicas de los SFA y SHS: (a)Sistemas domésticos, (b)corriente alterna, (c)corriente alterna y corriente continua y (d)híbridos.....	8
Figura 2: Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas.	9
Figura 3: Esquema de un generador fotovoltaico compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie.....	11
Figura 4: Modelo de una configuración del campo fotovoltaico de 5×5 series (S).	12
Figura 5: Modelo de una configuración de campo fotovoltaico de 5×5 en serie-paralelo (S-P).	13
Figura 6: Pérdidas angulares de un módulo fotovoltaico para diferentes grados de suciedad en función del ángulo de incidencia.....	32
Figura 7: Metodología de implantación de La norma ISO 14064.....	38
Figura 8: EROIel de todas las tecnologías de generación de electricidad en Reino Unido.	48
Figura 9: Plano de la ubicación del terreno de la empresa.	49
Figura 10: Representación geométrica del Diseño factorial 2^3	57
Figura 11: Demanda de energía acumulada de paneles solares de fabricación China (CN) y europea (RER).....	62
Figura 12: Niveles de irradiancia global promedio diaria sobre plano inclinado a 11° entre abril y mayo de 2021.....	68
Figura 13: Niveles de irradiancia global promedio diaria sobre plano inclinado a 21° entre abril y mayo de 2021.....	69
Figura 14: Nivel de irradiancia horizontal según horas del día, entre los meses de abril y mayo de 2021.	69
Figura 15: Comportamiento de la humedad relativa durante periodo de análisis	71

Figura 16: Nivel de humedad relativa (datos de estación meteorológica) según horas del día entre los meses de abril y mayo de 2021.....	71
Figura 17: Comportamiento de la temperatura ambiental durante periodo de análisis.	72
Figura 18. Nivel diario de la temperatura ambiente (estación meteorológica) según las horas del día entre los meses de abril y mayo de 2021.	72
Figura 19. Comportamiento de la Temperatura vs Humedad relativa	73
Figura 20: Comportamiento de la eficiencia del sistema de paneles solares con inclinación de 11°.	75
Figura 21: Comportamiento de la eficiencia del sistema de paneles solares con inclinación de 21°.	75
Figura 22: Comportamiento de la eficiencia media real del sistema de paneles solares frente a la temperatura ambiental en ambos ángulos de inclinación.	76
Figura 23: Comportamiento de la eficiencia media real del sistema de paneles solares frente a la humedad relativa en ambos ángulos de inclinación.....	77
Figura 24: Diagrama de Pareto estandarizado para la eficiencia del SPS con tres factores y sus interacciones.....	79
Figura 25: Efectos principales para el rendimiento del sistema de paneles solares.	81
Figura 26: Demanda energética de fabricación por componente del SPS y porcentaje de participación en la demanda de energía de manufactura por componente del SPS	85
Figura 27: Porcentaje de participación en la demanda energética del transporte por tipo de ruta del SPS.	87
Figura 28: Demanda energética por proceso en el ciclo de vida del SPS.	88
Figura 29: Tiempo de recuperación de la inversión (EPBT) según PR.....	92
Figura 30: Rendimiento energético de la inversión (EROI) según PR.	95

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Irradiación extra-atmosférica.....	14
Ecuación 2: Irradiancia solar extraterrestre sobre plano horizontal	14
Ecuación 3: Declinación solar	15
Ecuación 4: Factor de excentricidad.....	15
Ecuación 5: Ángulo de salida del sol al amanecer plano horizontal	15
Ecuación 6: Índice de claridad mensual	15
Ecuación 7: Fracción difusa de radiación horizontal.....	15
Ecuación 8: Masa de aire.....	16
Ecuación 9: Irradiancia global.....	17
Ecuación 10: Energía de salida de corriente continua.....	18
Ecuación 11: Energía de salida de corriente alterna.....	19
Ecuación 12. Eficiencia nominal	19
Ecuación 13. Eficiencia media real de la matriz	19
Ecuación 14. Eficiencia media real del SPS.....	20
Ecuación 15. Potencia máxima de un módulo.....	20
Ecuación 16. Eficiencia máxima del punto de potencia	20
Ecuación 17: Coeficiente de rendimiento de SPS	21
Ecuación 18: Ángulo de inclinación de panel solar para consumo constante.....	24
Ecuación 19: Ángulo de inclinación de panel solar para consumo menor	24
Ecuación 20: Ángulo de inclinación de panel solar para estación de verano predominante	25
Ecuación 21: Fracción difusa media.....	25
Ecuación 22: Fracción difusa diaria	25
Ecuación 23: Relación entre la irradiancia e irradiación difusa	26
Ecuación 24: Relación entre la irradiación e irradiación extra-atmosférica.....	26

Ecuación 25: Relación entre la irradiancia e irradiación global	26
Ecuación 26: Irradiancia global sobre superficie inclinada.....	27
Ecuación 27: Irradiación directa sobre plano inclinado	27
Ecuación 28: Irradiación difusa sobre plano inclinado	27
Ecuación 29: Irradiación albedo sobre plano inclinado.....	28
Ecuación 30: Irradiación global diaria sobre superficie inclinada	30
Ecuación 31: Factor de corrección RB	30
Ecuación 32: Ángulo de salida del sol al amanecer en plano inclinado.....	30
Ecuación 33: Irradiación efectiva	31
Ecuación 34: Factor de pérdidas angulares	31
Ecuación 35: Estimación de emisiones de GEI.....	38
Ecuación 36: Demanda energética acumulada	39
Ecuación 37: Consumo de energía por transporte de mercancías	43
Ecuación 38. Tiempo de recuperación de energía en términos de energía primaria equivalente.	44
Ecuación 39: Rendimiento energético de la inversión en términos de energía primaria equivalente	46
Ecuación 40: Rendimiento energético de la inversión en términos de energía directa	46
Ecuación 41: Cálculo del contraste A.....	55
Ecuación 42: Efecto de los factores.....	55
Ecuación 43: Suma de cuadrado de efecto	55
Ecuación 44: Suma total de cuadrados	55
Ecuación 45: Energía anual producida por el SPS	64
Ecuación 46: Mitigación de CO ₂ -eq del ciclo de vida del SPS.	67

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Certificado de calibración de estación meteorológica.	108
Anexo 2: Certificado de acreditación del laboratorio de calibración.	110
Anexo 3: Paneles solares del sistema fotovoltaico.	111
Anexo 4: Controlador del SPS.	112
Anexo 5: Baterías de gel del SPS.	113
Anexo 6: Inversor del SPS.	114
Anexo 7: Soporte metálico y estación meteorológica Davis.	115
Anexo 8: Registro de datos durante periodo de monitoreo.	116
Anexo 9: Datos de índice de claridad y fracción difusa calculados a partir de datos de estación meteorológica Davis.	128
Anexo 10: Nivel de irradiancia global diaria sobre plano horizontal e inclinado a 11° entre abril y mayo.	129
Anexo 11: Nivel de irradiancia global diaria sobre plano horizontal e inclinado a 21° entre abril y mayo.	129
Anexo 12: Nivel de irradiación diaria global sobre plano horizontal e inclinado a 11° entre abril y mayo.	130
Anexo 13: Nivel de irradiación global diaria sobre plano horizontal e inclinado a 21° entre abril y mayo.	130
Anexo 14: Factores ambientales para la determinación del rendimiento eléctrico del SPS.	131
Anexo 15: Energía de salida de SPS total por día, con ángulos de inclinación de 11° y 21°.	131
Anexo 16: Eficiencia media real del SPS con una inclinación de 11° y 21°.	132
Anexo 17: Atributos del Diseño de Cribado	133

Anexo 18: Irradiación solar anual sobre coordenadas de la empresa (Base de datos Meteonorm 8.0, software PVsyst 7.2)	135
Anexo 19: Monitor de estación meteorológica.....	136
Anexo 20: Pantalla de controlador para amperaje de SPS.	137
Anexo 21: Pantalla de controlador para voltaje de SPS.	137
Anexo 22: Registro de datos de estación meteorológica en tiempo real.	138
Anexo 23: Toma de datos de amperaje y voltaje desde el controlador en tiempo real.	138

RESUMEN

En el presente estudio se evaluó el rendimiento de un sistema de paneles solares (SPS) autónomo de 540 W, para determinar, por medio de una comparación de escenarios con dos niveles de eficiencia distintos, la posibilidad de reducir aún más la huella de carbono de una empresa de manejo de residuos sólidos, a través del análisis de ciclo de vida del sistema fotovoltaico. Esta evaluación se llevó a cabo durante 28 días, donde se midieron los valores de irradiancia, temperatura ambiente y humedad relativa, simultáneamente con los valores de intensidad de corriente y voltaje generado por el sistema durante cada hora, ocho veces por día, en dos ángulos de inclinación distintos (11° y 21°). De ello, se obtuvo que el rendimiento de mejor performance durante el período de estudio, de acuerdo a los factores ambientales de la zona, se dio con un ángulo de inclinación de 11° . Sumado a ello, en el cálculo del potencial de mitigación de $\text{CO}_2\text{-eq}$, se analizaron dos escenarios con distintos coeficientes de rendimiento (PR), uno de ellos utilizando el valor real calculado (0.34) y el otro con un PR de 0.80 (normalmente utilizado en estimaciones de producción energética para sistemas fotovoltaicos ubicados en el suelo). De esta forma se pudieron determinar las métricas del SPS: tiempo de retorno de la inversión (EPBT) y rendimiento energético de la inversión (EROI). Finalmente, las emisiones de Carbono estimadas por ahorrar durante el ciclo de vida del SPS fueron de 2.0 $\text{tCO}_2\text{-eq}$ para un PR de 0.34 y de 8.2 $\text{tCO}_2\text{-eq}$ para un PR de 0.8.

Palabras clave: Eficiencia media real, coeficiente de rendimiento, tiempo de retorno de la inversión, rendimiento energético de la inversión.

ABSTRACT

In this study, the performance of a 540 W autonomous solar panel system (SPS) was evaluated to determine, through a comparison of scenarios with two different levels of efficiency, the possibility of further reducing the carbon footprint of a solid waste management company, through the life cycle analysis of the photovoltaic system. This evaluation was carried out for 28 days, where the values of irradiance, ambient temperature and relative humidity were measured, simultaneously with the values of current intensity and voltage generated by the system during each hour, eight times a day, at two angles. different inclination (11 ° and 21 °). From this, it was obtained that the best performance during the study period, according to the environmental factors of the area, occurred with an inclination angle of 11 °. In addition, in the calculation of the CO₂-eq mitigation potential, two scenarios with different Performance Ratio (PR) were analyzed, one of them using the calculated real value (0.34) and the other with a PR of 0.80 (normally used in energy production estimates for photovoltaic systems located on the ground). In this way, the SPS metrics could be determined: Energy Payback Time (EPBT) and Energy Return on Investment (EROI). Finally, the Carbon emissions estimated to be saved during the life cycle of the SPS were 2.0 tCO₂-eq for a PR of 0.34 and 8.2 tCO₂-eq for a PR of 0.8.

Keywords: Actual average efficiency, performance ratio, energy payback time, energy return on investment

I. INTRODUCCIÓN

La búsqueda de soluciones para mitigar el impacto negativo del uso indiscriminado de combustibles fósiles, que contribuye al cambio climático, la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), la sequía, la desertificación, los impactos epidemiológicos en la productividad agrícola, y todos los impactos observables relacionados con estos, entre otros, han dado lugar a la concienciación mundial, la investigación incansable y el aprovechamiento cada vez mayor de los recursos energéticos renovables, que emplean técnicas modernas y tradicionales. Esto, debido a su impacto negativo mínimo en el medio ambiente y el ecosistema, con pocos riesgos de afectación al hombre y al planeta (Umunnakwe, Chendo, Erusiafe & Chukwujindu, 2019). Es por ello que la Huella de Carbono (HC), como indicador integrado y unificado de gestión y evaluación ambiental, se ha convertido en un método común para medir las emisiones de GEI tanto directas como indirectas, durante la producción y el consumo (British Standards Institution, como se citó en Yang & Meng, 2020). Como herramienta para evaluar las emisiones de GEI, la metodología de la HC ha recibido una atención considerable, gracias a las convenciones internacionales (Yang & Meng, 2020).

Por lo antes expuesto, los modelos de producción y consumo de energía han experimentado cambios significativos durante las últimas décadas. Por el lado de la oferta, aunque los combustibles fósiles son las fuentes más destacadas, la transición a las energías renovables está en marcha. Muchos países han desarrollado masivamente sistemas de generación de energía fotovoltaica. Como es el caso, la cuota del consumo de electricidad que genera la energía solar es ahora superior al 5% en Alemania y hasta el 7% en Italia (IEA, como se citó en Copiello & Grillenzoni, 2017), mientras que en nuestro país representa solo el 0.8% (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2019). En todo el mundo, la capacidad instalada ha crecido 10 veces más que en 2007. Según las perspectivas de la Agencia de Energía Internacional (IEA, como se citó en Copiello & Grillenzoni, 2017), se espera que la energía solar desempeñe un papel cada vez mayor en los años venideros.

La energía solar puede aprovecharse directamente mediante la tecnología fotovoltaica o indirectamente mediante el empleo de sistemas de energía solar de concentración. Sin discusión, la cantidad de radiación recibida depende de la posición/orientación o de las superficies del módulo o disco fotovoltaico utilizado, de su orientación ya sea hacia el sur o el norte, así como de la distancia y la ubicación del lugar de medición desde el hemisferio. Otras medidas para aumentar el porcentaje relativo de la energía generada vienen determinadas por la naturaleza del dispositivo de rastreo (nivel de consumo de energía), el rastreador empleado, ya sea de uno o dos ejes, el período de rastreo y las inclinaciones, y la latitud del lugar (Umunnakwe et al., 2019).

El aprovechamiento de la radiación solar (RS) para aplicaciones de energía solar, que emplean orientaciones variables o diferentes ángulos de inclinación, tiene la ventaja de aumentar la ganancia de energía en comparación con los sistemas fotovoltaicos instalados horizontalmente, como resultado de su capacidad para reducir las pérdidas por efectos del coseno (Umunnakwe et al., 2019). Además, la RS aprovechada horizontalmente solo puede producir un umbral mínimo de cantidad de energía solar en cualquier lugar de la Tierra por lo que es necesario aplicar un ángulo de inclinación para obtener mejores resultados de eficiencia energética de los paneles solares (Umunnakwe et al., 2019).

Asimismo, existen factores meteorológicos y operativos que afectan el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, entre los que se puede mencionar la humedad relativa, radiación solar y la temperatura (Ettah, Udoimuk, Obiefuna & Opara, 2012). Esto en tanto que las condiciones en la que se operan los sistemas son considerablemente distintas a las evaluadas por los fabricantes, debido a que estas suelen ser para condiciones de prueba estándar (STC), obtenidas bajo situaciones de luz solar simuladas.

Enfocando la mirada sobre la energía fotovoltaica, las mejoras tecnológicas durante los últimos años se han centrado en poder reducir la cantidad de energía utilizada en el proceso de fabricación de los paneles fotovoltaicos de silicio, para lo cual se han planteado diferentes metodologías y varios tipos de materiales en los paneles fotovoltaicos (PF), los cuales - por cierto - demandan la mayor cantidad de requerimientos energéticos del sistema. Este avance tecnológico, al igual que la confidencialidad de los desarrolladores, que mantienen sus datos en hermeticidad, generan que los científicos evalúen la producción energética bajo ciertos supuestos. Aun teniendo reglas establecidas para las evaluaciones mencionadas, el desconocimiento preciso de los datos actuales en el procesamiento de los módulos

fotovoltaicos impide consensuar sobre las bondades y desventajas desde el punto de vista de sostenibilidad económica y ambiental que se asumen por el uso de energía fotovoltaica. Ello implica una discusión sobre la idoneidad del uso de energía proveniente de sistemas fotovoltaicos a largo plazo (Cabello, 2013).

1.1 Justificación

La presente investigación tiene especial importancia pues, la empresa de residuos sólidos debe gestionar sus emisiones de GEI y contribuir al compromiso adquirido por el estado peruano en relación al cambio climático. En ese sentido, solo ocho organizaciones del país poseen el primer nivel de reconocimiento oficial por su medición de HC, mientras que 25 más se preparan para realizar las mediciones de la HC reconocidas por el Estado (Ministerio del Ambiente, 2020). Esto plantea una meta importante para el país y el mundo.

Por otro lado, Parra (2015) menciona que la generación eléctrica diaria promedio de un sistema de paneles solares fue de 39.6 kWh, con un rendimiento energético diario promedio de 12.7%, mientras que en 4 meses el sistema suministró 11.5% de energía eléctrica, estimando que en un año de funcionamiento se reducirá la emisión a 11.063 kg de CO₂-eq. Es así que, la empresa debe calcular su potencial de reducción de huella de carbono de su sistema fotovoltaico para verificar su sostenibilidad en el tiempo.

Sumado a ello, Alsema (2003) afirmó, respecto a las emisiones de CO₂-eq de los sistemas fotovoltaicos, que la mayoría se producen casi en su totalidad en la etapa de fabricación de los componentes del sistema y no durante la etapa operativa del mismo. Debido a eso, las emisiones de CO₂-eq de los sistemas fotovoltaicos dependen de la demanda y tipo de combustibles utilizados en el sistema energético eléctrico para su producción.

Por esta razón, la empresa de residuos sólidos debe evaluar el rendimiento de su sistema de paneles solares, debido a que le permitirá estimar la cantidad de energía que dejará de consumirse directamente de la red nacional, descontándose para tal efecto los costos energéticos de fabricación, transporte, instalación, operación, y disposición final; y de esta forma disminuir su huella de carbono. Además, se deben establecer medidas de mejora para obtener una eficiencia mayor del sistema fotovoltaico y con ello obtener mejores resultados de reducción de CO₂-eq en la organización.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- Determinar y evaluar el valor de potencial de mitigación de la huella de carbono del sistema de paneles solares autónomo de 540 W de una empresa de manejo de residuos sólidos, con eficiencia media real óptima (de acuerdo a los factores ángulo de inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa) y eficiencia con coeficiente de rendimiento (PR) de 0.80, para definir si es posible una mayor reducción de CO₂-eq durante el tiempo de vida útil del sistema fotovoltaico de la organización.

1.2.2 Objetivos específicos

- Determinar y evaluar el valor real óptimo de eficiencia media y coeficiente de rendimiento (PR) del sistema de paneles solares, de acuerdo a los factores: inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa.

- Obtener y analizar los valores de demanda energética acumulada (CED), tiempo de recuperación de la energía (EPBT), rendimiento energético de la inversión (EROI) y potencial de reducción de la huella de carbono del ciclo de vida del sistema de paneles solares, con los dos niveles de eficiencia propuestos.

II. REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 Antecedentes

Tripathi, Ray, Aruna y Prasad (2020) desarrollaron una investigación denominada “Evaluation of solar PV panel performance under humid atmosphere”. El objetivo principal de este trabajo fue estudiar los efectos de la humedad en el panel fotovoltaico. La metodología consistió en un diseño experimental en el laboratorio; el montaje experimental consistió en una instalación horizontal móvil soporte del marco, de un metro de altura, para sostener el panel, y por encima del marco horizontal se proporciona una sombra de luz para generar cualquier rango deseable de RS dentro del laboratorio. Durante el estudio, el nivel de humedad dentro del laboratorio se varió utilizando un humidificador, que es un mini rociador de agua. Se observó que, con el aumento de los niveles de humedad, la insolación solar y la potencia del panel disminuyen. Con un incremento del 50.15% en el nivel de humedad, la potencia de salida del panel se reduce en 34.22%. Además, se encontró que debido al aumento de la humedad del 65.40% al 98.20% la temperatura del panel se redujo en un 11.40%.

Yan et al. (2019) realizaron un estudio, titulado “Carbon footprint in building distributed energy system: An optimization-based feasibility analysis for potential emission reduction”. El objetivo de este proyecto fue proponer un marco de evaluación económica del ciclo de vida y de las emisiones de carbono, dividiendo el sistema de energía distribuida de los edificios en cinco etapas. La metodología consistió en elaborar un modelo matemático multiobjetivo con un costo mínimo del ciclo de vida y la huella de carbono, respetando el equilibrio energético y las limitaciones técnicas, de lo que se obtiene el sistema energético óptimo y la distribución de la huella de carbono mediante la resolución del modelo. Por último, se realiza un estudio de caso sobre el diseño del sistema de energía de un edificio en un distrito de Xuzhou para probar la eficacia de este método.

Se investigó la correlación entre la huella de carbono del sistema energético óptimo por atributos de la instalación y la distribución de la huella de carbono del sistema energético por etapa y fuente. Se obtuvo como resultado que las emisiones de carbono en la etapa de operación y mantenimiento representan la mayor parte en todo el ciclo de vida. Además, la proporción de emisiones de carbono del gas natural es la más alta, representando el 65-73% en la optimización ambiental y el 85-88% en la optimización económica. Seguido por la electricidad, con una proporción de 26-34% y 10-14% bajo optimización ambiental y económica, respectivamente.

Otro estudio, llevado a cabo por Akinyele (2017), analizó diferentes escenarios para evaluar el comportamiento de la huella de carbono de un sistema fotovoltaico en Nigeria. Para ello, Akinvele simuló ciertos valores típicos de los sistemas fotovoltaicos, tales como la irradiación global esperada, coeficiente de rendimiento (PR), tiempo de vida útil, entre otros. Los resultados en diversos escenarios demostraron una reducción de CO₂-eq a medida que se aumentaba el PR, es decir cuando la eficiencia media real del sistema mejoraba.

Sumado a lo anterior, Deriche, Hafaifab y Mohammedia (2018) estimaron la cantidad de CO₂-eq potencialmente evitable tras el uso de un sistema fotovoltaico instalado de 255 kW con un coeficiente de rendimiento (PR) de 0.76 y eficiencia a condiciones estándar de 15.35 %, obteniendo una posible reducción de 5679.73 t de CO₂-eq durante los 25 años de su ciclo de vida.

2.2 Sistema de paneles solares (SPS) o sistema fotovoltaico (SF)

De acuerdo a Perpiñán (2020), este sistema resulta de la combinación de dispositivos electrónicos y eléctricos que transforman la energía solar en electricidad. Siendo el equipo primordial del mismo el módulo o panel fotovoltaico (PF), este equipo está conformado por piezas electrónicas más pequeñas denominadas células, que se encargan de convertir la energía producida por los fotones de luz, a una corriente eléctrica continua. Los componentes restantes del sistema también llamados *Balance of System* (BOS), son empleados de acuerdo a la utilidad del mismo. De manera generalizada los componentes de un SPS se clasifican en tres conjuntos grandes: conectados a red (CR), autónomos de electrificación (AE) y de bombeo (ver Figura 1).

De acuerdo a Perpiñán (2020), los SPS-CR generan corriente eléctrica que es incorporada a la red de energía tradicional. Este tipo de sistema no cuenta con batería para almacenar la corriente que genera, debido a que no satisface una demanda específica.

Por otro lado, el SPS-AE tiene un gran abanico de aplicaciones. La finalidad de este sistema es cubrir la demanda de energía eléctrica requerida; por esta razón, todos estos tienen como característica la presencia de equipos acumuladores (baterías) para poder almacenarla. Estos sistemas se subdividen en: profesionales, electrificación rural y pequeño consumo (Perpiñán, 2020).

Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA) profesionales están conformados por un generador, un regulador, un inversor y una batería. El inversor se emplea cuando el sistema demanda corriente alterna. Es posible que la demanda sea de corriente continua o alterna; también se podría dar el caso una demanda exclusiva de corriente alterna. Este inversor permite que la corriente circule de forma transitoria, cosa que el regulador no puede realizar de forma correcta. Es por ello que se recomienda que el inversor se conecte al acumulador y no a la salida del regulador. Los sistemas domésticos (SHS) suelen reunir exclusivamente corriente continua. Por lo tanto, no se necesita que el SFA tenga un inversor. Estos sistemas están constituidos por el generador, batería electroquímica y un regulador de carga-descarga. A continuación, en la Figura 1 se muestran algunos esquemas de los SFA con inversor y sin inversor (Perpiñán, 2020).

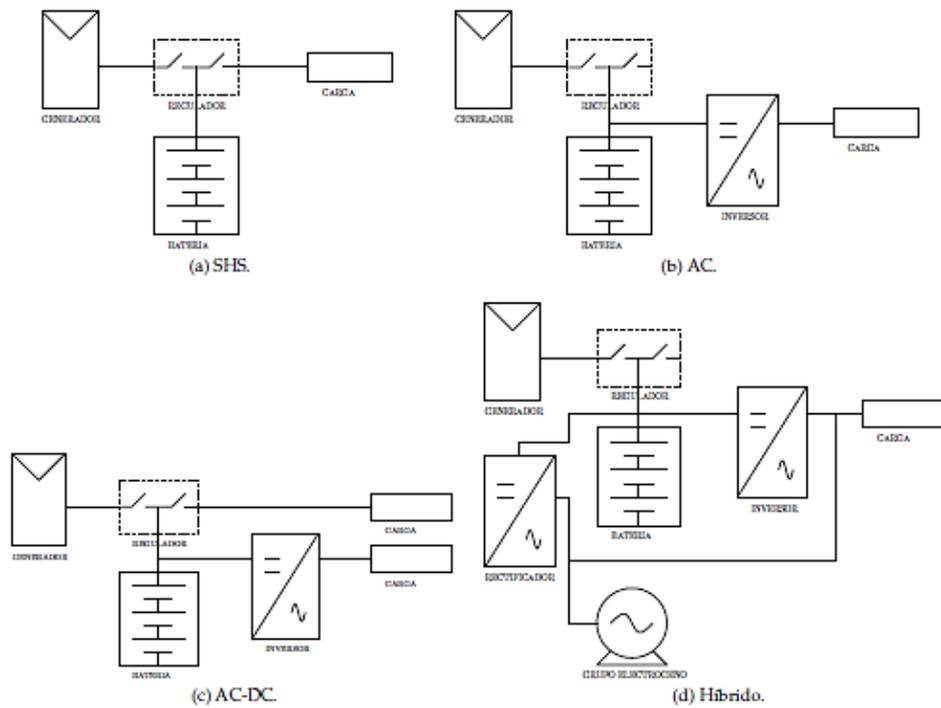


Figura 1: Configuraciones típicas de los SFA y SHS: (a) Sistemas domésticos, (b) corriente alterna, (c) corriente alterna y corriente continua y (d) híbridos.
FUENTE: Perpiñán (2020).

Perpiñán (2020) destaca que los SPS-B son empleados para la generación de corriente eléctrica que alimentan los sistemas de bombeo para el transporte de agua, ya sea desde un acuífero hacia la red de distribución o hacia un depósito. Los SPS-B poseen equipos de batería para almacenar la energía producida con la finalidad de aumentar la fiabilidad y reducir costos; también permiten almacenar la energía en forma de energía potencial del agua almacenada en el depósito elevado.

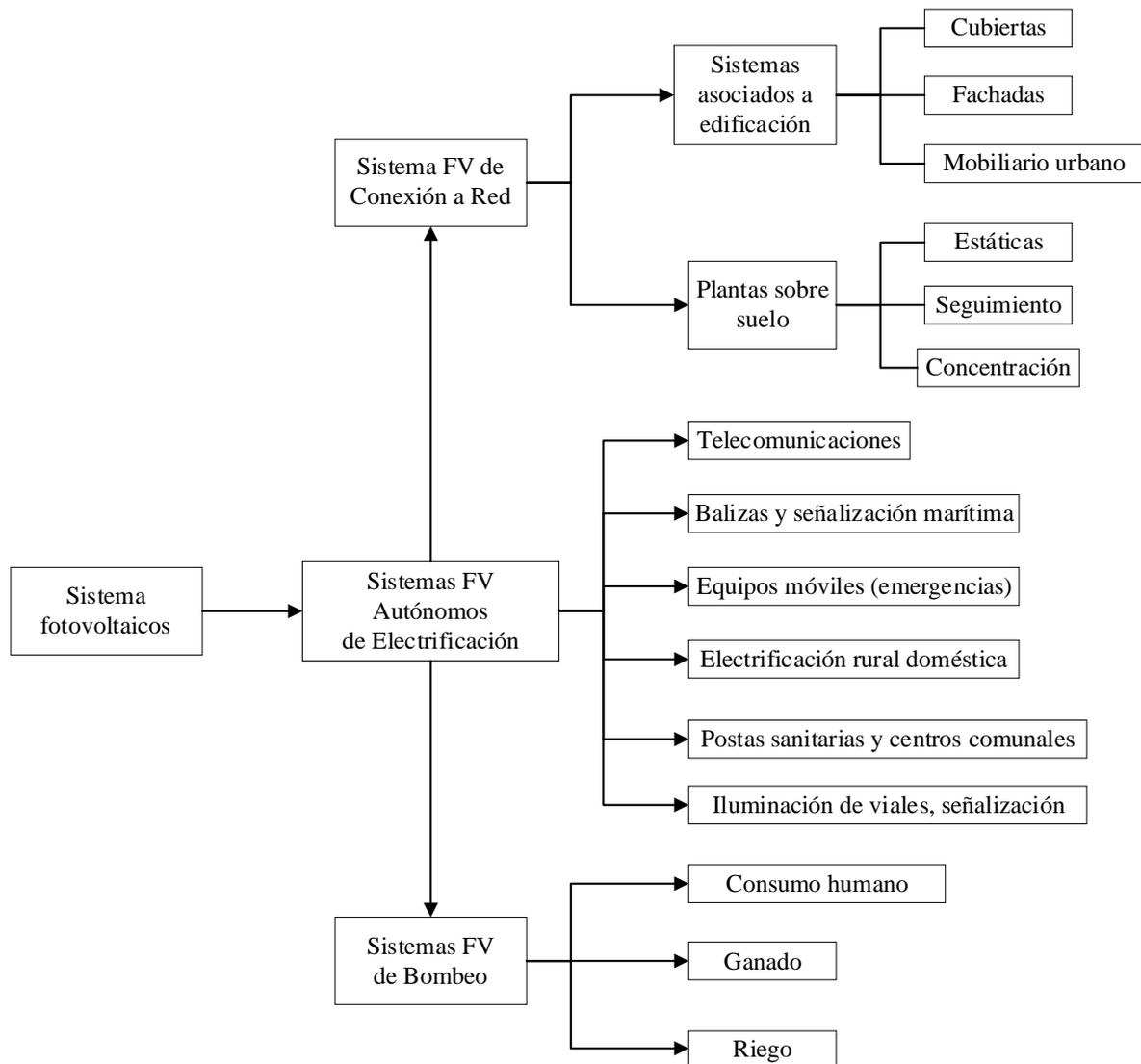


Figura 2: Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas.
FUENTE: Perpiñán (2020).

Las particularidades eléctricas de una célula no bastan para suministrar las cargas convenientes. Por esta razón, se realizan circuitos en serie o paralelo con el propósito de aumentar la carga y generar el flujo de corriente requerido. Un PF está conformado por numerosas células, las cuales son aisladas y protegidas de la intemperie, dando rigidez mecánica al equipo (Perpiñán, 2020).

Para Perpiñán (2020), existen multitud de módulos diferentes, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, la asociación de células es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el tedlar), u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de

transparencia. Muy frecuentemente, este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

Perpiñán (2020) menciona que el vidrio frontal debe tener y mantener una alta transmisividad en la banda espectral en la que trabajan las células solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe ser de forma que combine un buen comportamiento antirreflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad o dificulten la limpieza de esta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente, se emplea vidrio templado con bajo contenido en hierro con algún tipo de tratamiento antirreflexivo.

El encapsulante a base de EVA, combinado con un tratamiento en vacío y las capas frontal y posterior evitan la entrada de humedad en el módulo, señalada como la causa principal de la degradación a largo plazo de módulos fotovoltaicos. Además, esta combinación permite obtener altos niveles de aislamiento eléctrico (Perpiñán, 2020).

Para Tripathi et al. (2020), el reconocimiento de la energía solar en la generación de energía eléctrica por la aplicación de un dispositivo solar fotovoltaico (PV) no solo cubre completamente la demanda de energía eléctrica actual, sino que al mismo tiempo proporciona una fuente segura y sostenible de energía eléctrica. La energía solar fotovoltaica es producida por células de silicio, también conocidas como células solares; las cuales funcionan por el principio del efecto fotovoltaico. El silicio es un material semiconductor con propiedades conductoras que pueden legítimamente cambiar la luz del sol en energía. En el punto en que la luz se conecta con una célula de silicio hace que los electrones se pongan en movimiento iniciando una progresión de energía que posteriormente le da poder de transformación de la fuerza basada en la luz solar a fuerza eléctrica. La interconexión de varias células solares en una cadena se llama panel fotovoltaico.

2.2.1 Generador Fotovoltaico

Un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos, de tal forma que pueda adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada. Se compone de un total de $N_p \cdot N_s$ módulos, siendo N_p el número de ramas y N_s el número de módulos en cada serie. El número de ramas define la corriente total del generador, $I_g = N_p \cdot I_m$, y el número de módulos por serie define la tensión del generador, $V_g = N_s \cdot V_m$. La

Figura 3 muestra un generador fotovoltaico compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie. Sin embargo, al considerar las características reales de los módulos que componen un generador fotovoltaico es necesario analizar un fenómeno que altera estos cálculos sencillos: las pérdidas por dispersión de parámetros (Perpiñán, 2020).

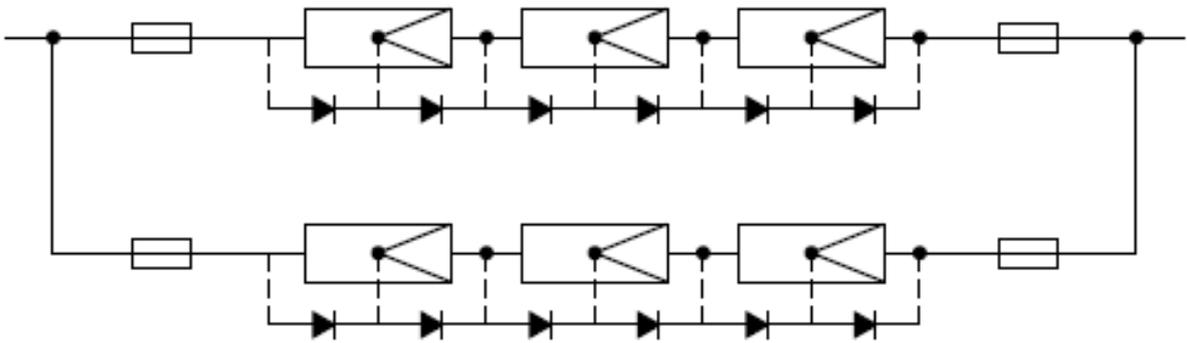


Figura 3: Esquema de un generador fotovoltaico compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie. El esquema incluye la protección con fusibles y por rama y los diodos de paso incluidos en cada módulo.

FUENTE: Perpiñán (2020).

En la conexión en serie vista en la Figura 3, la corriente de la matriz fotovoltaica es la misma que la corriente del módulo o la corriente de la celda, y la tensión de la matriz es equivalente a la suma de las tensiones de los módulos fotovoltaicos individuales (Pendem & Mikkili, 2018).

En la configuración de matriz fotovoltaica serie-paralelo (S-P) mostrada en la Figura 4, los módulos fotovoltaicos se conectan primero en serie para formar cadenas para generar un voltaje de salida deseado y luego estas cadenas se conectan en paralelo para generar la corriente de salida deseada. Esta configuración se emplea con mayor frecuencia porque es fácil de construir, económica y no hay conexiones redundantes (Pendem & Mikkili, 2018).

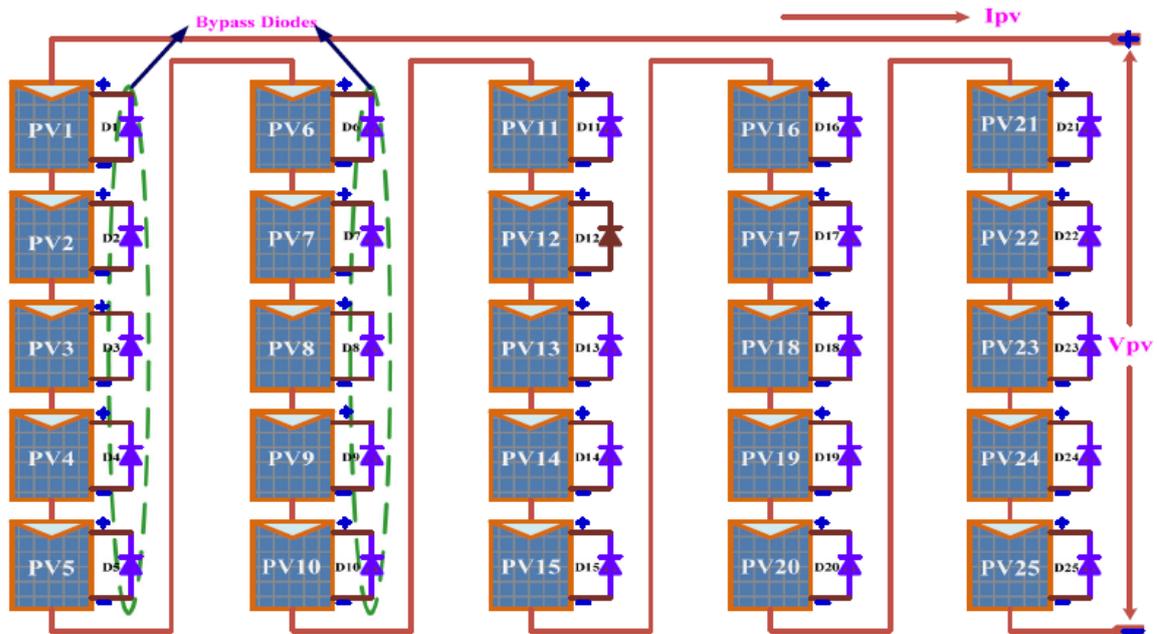


Figura 4: Modelo de una configuración del campo fotovoltaico de 5×5 series (S).
FUENTE: Pendem y Mikkili (2018).

La corriente de la matriz fotovoltaica es la suma de las cinco corrientes de cadena y el voltaje de la matriz es igual a la suma de las tensiones de los módulos fotovoltaicos individuales en una cadena. Los diodos de bloqueo también están conectados en serie para proteger cada cadena fotovoltaica de condiciones de sombreado parcial, severos o condiciones de cortocircuito. Estos diodos bloquean el reflujos de la corriente de la cadena hacia otra cadena debido a la diferencia de potencial entre las cadenas bajo condiciones de sombreado parcial. En los sistemas fotovoltaicos independientes, se prefieren los diodos de bloqueo para bloquear el flujo inverso de corrientes desde la batería de almacenamiento hasta el conjunto fotovoltaico en condiciones de sombreado parcial o durante la noche (Pendem & Mikkili, 2018).

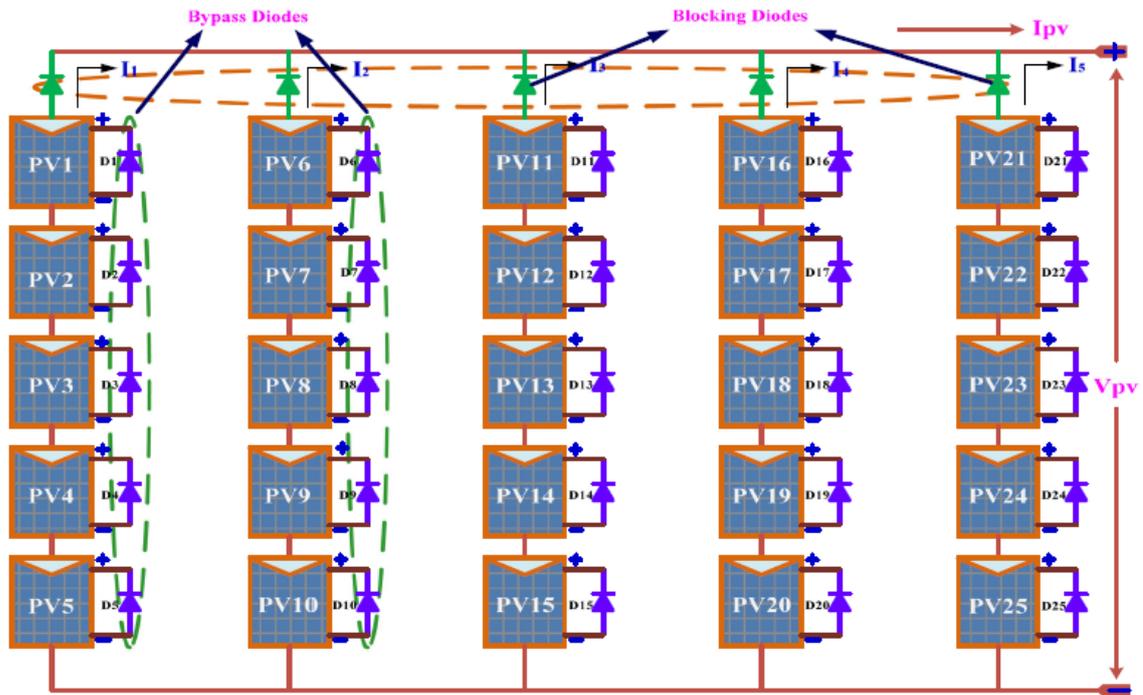


Figura 5: Modelo de una configuración de campo fotovoltaico de 5×5 en serie-paralelo (S-P).
FUENTE: Pendem y Mikkili (2018).

2.3 Radiación solar incidente

2.3.1 Radiación fuera de la atmósfera terrestre.

La radiación emitida por el sol atraviesa el espacio vacío en todas direcciones. No sufre pérdidas apreciables por interacción con medios materiales. Sin embargo, la irradiancia solar, definida como la densidad de flujo radiante solar, es atenuada de acuerdo con el cuadrado de la distancia. Parte de esta irradiancia solar es interceptada por el planeta Tierra. Dada la relación entre la distancia con el sol y el tamaño del planeta Tierra, es razonable asumir que su valor es constante en toda la superficie exterior de la atmósfera terrestre. Se define la constante solar, B_0 , como el valor de irradiancia solar incidente en un plano normal al vector Sol-Tierra en el límite superior de la atmósfera terrestre. Diferentes campañas de medidas han obtenido valores diferentes para la constante solar, pero se acepta como representativo el valor promedio de $B_0 = 1367 \text{ W/m}^2$, propuesto por la Organización Meteorológica Mundial (OMM, como se citó en Perpiñán, 2020).

Ahora bien, Perpiñán (2020) menciona que la distancia entre la Tierra y el sol varía a lo largo del año debido a la excentricidad de la elipse. Esta variación influye en la irradiancia solar que alcanza la atmósfera. Teniendo en cuenta este hecho, para calcular la irradiancia

incidente en una superficie tangente a la atmósfera en una latitud determinada se emplea la Ecuación 1.

$$B_0(0) = B_0 \times \varepsilon_0 \times \cos \theta_{ZS}$$

Ecuación 1: Irradiación extra-atmosférica

Donde:

$B_0(0)$: Irradiación directa en el plano horizontal en un tiempo determinado.

B_0 : Constante solar (1367 W/m²)

ε_0 : Factor de excentricidad

θ_{ZS} : Ángulo cenital solar.

Asimismo, Perpiñán (2020) menciona que el valor de la irradiancia extra-atmosférica en el plano horizontal representa el valor límite alcanzable en la superficie terrestre en un plano horizontal. Resalta que el valor de la irradiancia extra-atmosférica solo requiere consideraciones geométricas. Por lo que, para calcular la irradiación diaria extra-atmosférica, se debe realizar la integración de la Ecuación 1, para obtener la Ecuación 2.

$$B_{0d}(0) = \frac{T}{\pi} B_0 \varepsilon_0 \left[-\frac{\pi}{180} \omega_s \cdot \sin \delta \cdot \sin \varphi - \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \sin \omega_s \right]$$

Ecuación 2: Irradiancia solar extraterrestre sobre plano horizontal

Donde:

$B_{0d}(0)$: Irradiancia solar extraterrestre sobre plano horizontal (W/m²)

T: Duración del día (24 h)

ω_s : Ángulo de salida del sol al amanecer plano horizontal

δ : Declinación solar

φ : Latitud

Para el cálculo de irradiación diaria extraterrestre se presentan, a continuación, ecuaciones previas a utilizar (Luque & Hegedus, 2003):

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[\frac{360(d_n + 284)}{365} \right]$$

Ecuación 3: Declinación solar

Donde:

dn: Día del año

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{360d_n}{365} \right)$$

Ecuación 4: Factor de excentricidad

$$\omega_s = -\arccos (-\tan\delta \tan\varphi)$$

Ecuación 5: Ángulo de salida del sol al amanecer plano horizontal

$$K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{B_{0dm}(0)}$$

Ecuación 6: Índice de claridad mensual

Donde:

K_{Tm} : Índice de claridad mensual

$G_{dm}(0)$: Irradiación global horizontal diaria promedio mensual (Wh)

$B_{0dm}(0)$: Irradiancia solar extraterrestre diaria en plano horizontal promedio mensual (W/m²)

$$F_{dm} = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)}$$

Ecuación 7: Fracción difusa de radiación horizontal

Donde:

$D_{dm}(0)$: Radiación difusa (Wh)

$G_{dm}(0)$: Radiación global (Wh)

2.3.2 Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar.

De acuerdo a Perpiñán (2020), la radiación solar, a medida que pasa por la atmósfera, se somete a procesos combinados de atenuación, difusión y reflexión, que modifican sus particularidades. La absorción por la capa de ozono, el vapor de agua y el dióxido de carbono origina una alteración de las tipologías espectrales de esta, mientras que la dispersión por polvos cambia su distribución espacial. Igualmente, la reflexión en las nubes reduce la radiación incidente en la superficie terrestre. Dependiendo del tamaño de la partícula en interacción, logran diferenciarse tres fenómenos de difusión:

1. “Difusión de Rayleigh, donde la longitud de onda es mucho mayor que el tamaño de la partícula. Se produce en las capas altas y es responsable del color azul del cielo” (Perpiñán, 2020, p. 26).
2. “Difusión de Mie, donde la longitud de onda es de magnitud similar al tamaño de la partícula. Se produce en las capas bajas de la atmósfera” (Perpiñán, 2020, p. 26).
3. “Difusión no selectiva, que es aquella en la que la longitud de onda es mucho menor que el tamaño de la partícula” (Perpiñán, 2020, p. 26).

Asimismo, el autor antes citado considera que se puede definir la masa de aire (AM , *air mass*) como la relación entre la trayectoria recorrida por los rayos directos del sol que atraviesan la atmósfera hasta la superficie receptora y el que recorrería en caso de incidencia vertical. Esta se puede calcular de acuerdo a la Ecuación 8.

$$AM = 1/\cos \theta_{zs}$$

Ecuación 8: Masa de aire

Finalmente, Perpiñán (2020) menciona que para obtener la irradiancia solar que incide en un plano arbitrario localizado en el planeta es necesario diferenciar tres aportes desemejantes. Estos aportes, habitualmente designadas componentes, son:

1. “Radiación Directa, B: representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del sol” (Perpiñán, 2020, p. 26).
2. "Radiación Difusa, D: cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del sol, y por tanto incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera. Es una radiación anisotrópica, cuyo valor depende de la zona celeste de procedencia” (Perpiñán, 2020, p. 26).
3. “Radiación del albedo, R o AL: es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo. Habitualmente supone una contribución muy pequeña y en algunos casos puede ser despreciada” (Perpiñán, 2020, p. 26).

La adición de los tres componentes forma la mencionada irradiancia global:

$$G = B + D + R$$

Ecuación 9: Irradiancia global

Donde, “G es la irradiancia global, B es la irradiancia directa, D es la irradiancia difusa y R es la irradiancia de albedo” (Perpiñán, 2020, p. 26).

Niveles de Irradiación global.

Adicionalmente, para el caso de paneles solares, consideran tres niveles de irradiación global (Markvart et al., 2003, como se citó en Akinyele, 2017):

- Baja irradiación (hasta 1.100 kWh/m²/año)
- Irradiación media (hasta 1.700 kWh/m²/año)
- Alta irradiación (hasta 2200 kWh/m²/año)

2.4 Rendimiento de sistema de paneles solares

El rendimiento eléctrico de los paneles fotovoltaicos (PF) es primordial y depende de dos parámetros importantes: la radiación solar (RS) que cae sobre la superficie del PF y la temperatura de la superficie del PF. El rendimiento del PF solar es legítimamente dependiente de la RS en su superficie (Tripathi et al., 2020). A medida que aumenta el quantum de RS en la atmósfera, el rendimiento del PF aumenta en consecuencia. A pesar de

que el panel tiene un embalaje para protección y una lámina trasera defensiva para retener el calor y el asedio dentro del panel, la fuerza de la RS que entra en el área del panel se ve influida por diferentes cuestiones naturales, como la acumulación de polvo en la superficie del PF, el efecto sombra sobre la superficie del PF, la cercanía de contaminantes, el vapor del agua, y así sucesivamente otros componentes climáticos (Darwish, Kazem, Sopian, Alghoul & Chaichan, 2013).

Bhandari, Collier, Ellingson y Apul (2015) mencionan que puede haber una gran diferencia entre la eficiencia de las células solares y la eficiencia del módulo por completo. En general, se pueden ver tres tipos de pérdidas en un módulo: pérdida debida al diseño físico del módulo, incluido el entramado y espacios entre celdas, pérdida óptica de reflexión y absorción asociadas con la encapsulación, y pérdida eléctrica debido a la resistencia en serie desarrollada a partir de las interconexiones de celdas.

Ahora bien, de acuerdo a la International Electrotechnical Commission IEC 61724-1 (2017) para determinar la eficiencia o rendimiento de un SPS se debe calcular previamente la energía eléctrica que se genera en el sistema. Ello se realiza a partir de la integral de sus correspondientes parámetros de potencia medidos a lo largo del período de notificación.

La IEC 61724-1 (2017) también menciona que otra opción para la determinación de la energía eléctrica se da a partir de las mediciones de potencia, realizadas utilizando sensores con totalizadores incorporados, las cantidades de energía pueden tomarse directamente como lecturas de medición de los sensores.

En el caso de la energía de salida de corriente continua del SPS viene dada por (IEC 61724-1, 2017):

$$E_A = \sum_K P_{A,K} \times \tau_k$$

Ecuación 10: Energía de salida de corriente continua

Donde:

E_A = Energía de salida de corriente continua del SPS

$P_{A,k}$: Potencia del sistema en un tiempo determinado

τ_k : número de datos registrados en un tiempo determinado

En el caso de la energía de salida de corriente alterna del SPS viene dada por:

$$E_{OUT} = \sum_K P_{OUT,K} \times \tau_k$$

Ecuación 11: Energía de salida de corriente alterna

Donde:

$P_{out,k}$ = Potencia de salida en un tiempo determinado

E_{out} = Energía de salida de corriente alterna del SPS

Ahora bien, la eficiencia nominal del SPS viene dada por:

$$n_{A,0} = \frac{P_0}{(G_{I,ref} \times A_a)}$$

Ecuación 12. Eficiencia nominal

Donde el área global del conjunto A_a es el área total del módulo, que corresponde a la suma de las áreas de las superficies frontales de los módulos fotovoltaico definidas por sus bordes exteriores y $G_{I,ref}$ (kW/m^2) es la irradiancia nominal de la matriz (W/m^2) y P_0 es la potencia nominal (W).

En el caso de un módulo concentrador, si la superficie frontal no es coplanaria, la superficie frontal se proyectará sobre una superficie bidimensional adecuada para definir el área.

La eficiencia media real de la matriz lo largo del período de referencia se define como:

$$n_A = \frac{E_A}{(H_I \times A_a)}$$

Ecuación 13. Eficiencia media real de la matriz

Donde:

H_I : Irradiación en el plano

La eficiencia media real del SPS durante el periodo de referencia está dada por:

$$n_f = \frac{E_{out}}{(H_I \times A_a)}$$

Ecuación 14. Eficiencia media real del SPS

Ahora bien, de acuerdo a Bahaidarah, Subhan, Gandhidasan y Rehman (2013), la potencia máxima (P_{mp}) extraída del módulo y la máxima eficiencia del punto de potencia (n_{mp}) se calcula entonces como:

$$P_{mp} = I_{mp} \times V_{mp}$$

Ecuación 15. Potencia máxima de un módulo

Donde:

I_{mp} : Corriente de un SPS.

V_{mp} : Tensión de un SPS.

$$n_{mp} = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{G_T \times A_m}$$

Ecuación 16. Eficiencia máxima del punto de potencia

Donde:

G_T : Irradiación incidente en el área del PV.

A_m : Área del PV.

2.4.1 Coeficiente de rendimiento (PR)

Según la International Electrotechnical Commission IEC 61724-1 (2017), el índice de rendimiento PR es el cociente del rendimiento final del sistema, con su rendimiento de referencia, e indica el efecto general de las pérdidas en la salida del sistema debido tanto a la temperatura de la matriz como a las ineficiencias o fallas de los componentes del sistema, incluido el equilibrio de los componentes del resto del sistema (BOS). Se define como:

$$PR = \frac{E_{out}/P_o}{H_I/G_{I,ref}} = \frac{n_f}{n_{A,0}}$$

Ecuación 17: Coeficiente de rendimiento de SPS

Bhandari et al (2015) indican que el PR revela qué tan bien se comporta un sistema en condiciones reales. El PR integra todas las ineficiencias en la producción de energía real, incluidos los efectos de las variaciones en la insolación, la reducción de la eficiencia asociada con la temperatura elevada del panel fotovoltaico, el efecto sombra, la suciedad, la nieve y la ineficacia del inversor. El PR mide la calidad de un panel o sistema fotovoltaico independiente de su ubicación. El índice de rendimiento se expresa en porcentaje, tal que un PR del 75 % significa que aproximadamente el 25 % de la energía teórica generada se pierde debido a factores como nieve u otros componentes ambientales, o reducción de la eficiencia de conversión asociada con la temperatura elevada del módulo o el tiempo de inactividad del sistema. Asimismo, (Vilariño, Vilariño, Arenas, Núñez & Menéndez, 2014) afirman que, adicionalmente a los factores que inciden negativamente en la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos mencionados en el párrafo anterior, se pueden añadir los siguientes: seguimiento del punto de máxima potencia del generador, caídas óhmicas en el cableado, el no cumplimiento de la potencia nominal de los módulos, pérdidas angulares y espectrales, falta de mantenimiento preventivo planificado, falta de disponibilidad del sistema, entre otros.

Según Fthenakis, Frischknecht, Raugei, Kim, Alsema, Held y De Wild-Scholten (2011), en general, la relación de rendimiento aumenta con: 1) la disminución de la temperatura y 2) el monitoreo del sistema fotovoltaico para identificar problemas de diseño de manera temprana. El efecto sombra, de presentarse, tendría un efecto adverso en el coeficiente de rendimiento. Esto significa que los SPS correctamente diseñados, adecuadamente ventilados y a gran escala tienen una relación de rendimiento más elevada.

A su vez, se recomienda el uso valores de PR propios del lugar analizado o un valor predeterminado de 0.75 para azoteas y 0.80 para instalaciones montadas en el piso. Estos valores predeterminados incluyen pérdidas de eficiencia por el tiempo de uso. Cuando se utilizan valores de PR específicos del sitio, basados en el desempeño obtenido durante los primeros años, las pérdidas relacionadas con la degradación deben de considerarse en las estimaciones de desempeño a largo plazo (Fthenakis et al. 2008; Mason et al., 2006; Pfatischer 2008; como se citó en Fthenakis et al., 2011).

Por otra parte, Akinyele (2017) simuló el cambio del PR, manteniendo los niveles de irradiación y tiempo de vida útil constantes para cada PR analizado, obteniendo como resultado la disminución de la huella de carbono a medida que el coeficiente de rendimiento aumentaba. Ello tiene coherencia, ya que de acuerdo a la Ecuación 17, al aumentar la eficiencia media real (η_f), también aumenta el PR, por ende, la producción de energía del sistema lo hace de igual manera; de esta forma la huella de carbono tiende a disminuir.

2.4.2 Efecto de la temperatura en los paneles fotovoltaicos

La temperatura del PF tiene un efecto negativo en el funcionamiento del mismo. Se han reportado reducciones significativas en las cantidades de salida del PF, como Voc (Voltaje en circuito abierto), Pmax (potencia máxima) y FF (factor de llenado), con el incremento de la temperatura del PF; los cuales son parámetros de medición de la potencia de las células solares (Virtuani, Pavanello & Friesen, 2010).

Además, algunos estudios han declarado un aumento muy pequeño de la Isc (corriente de cortocircuito) del panel motivado al incremento de la temperatura del PF. Por lo tanto, el incremento de la temperatura del PF provoca la rebaja de su eficiencia general. Estudios anteriores mostraron una reducción del voltaje en circuito abierto del panel con una tasa de 0.45%/K debido al aumento de la temperatura del panel. Por lo tanto, el aumento de manera similar, la potencia de salida y el factor de llenado se reducen a una tasa constante de 0.65%/K y 0.2%/K, con el incremento de la temperatura del PF (Tripathi et al., 2020).

Otro estudio, llevado a cabo por Bahaidarah et al. (2013), demostró que había un 9% de incremento en la eficiencia del panel cuando su superficie se enfriaba de tal manera que su temperatura se reducía en un 20%.

Además de esto, el punto de máxima potencia en la característica del panel se desplaza cerca del voltaje de salida cero, lo que afecta a todo el funcionamiento del controlador de carga y esto causa la degradación del rendimiento del panel. Por lo tanto, el conocimiento adecuado de la temperatura del panel fotovoltaico en diversas condiciones de funcionamiento es muy esencial para el funcionamiento eficiente del sistema de paneles fotovoltaicos (Tripathi et al., 2020).

De la misma manera, la radiación solar y la temperatura de los paneles se ven muy afectadas por las condiciones ambientales, a saber, el polvo, el viento, la temperatura ambiente y la

humedad. La literatura existente informa que la temperatura del panel aumenta debido a la presencia de polvo y sombras en la superficie del panel (Tripathi et al., 2020).

2.4.3 Efecto de la humedad en los paneles solares

La humedad es la medida de la cantidad de agua en el aire atmosférico. La presencia de humedad en la atmósfera proporciona un camino de difracción a la luz solar entrante (Touati, Al-Hitmi, & Bouchech, 2013). Debido a esto, la RS efectiva que irradia el área del PF se reduce. Esto puede afectar al rendimiento de los paneles fotovoltaicos que funcionan constantemente en zonas de alta humedad (Ghaffarianhoseini, Berardi & Ghaffarianhoseini, 2015).

Se han efectuado investigaciones relacionadas con el rendimiento de los PF, donde se informa que el rendimiento de los PF se degrada hasta un 28.77% motivado al incremento del 42.07% de la humedad relativa. Mientras que en zonas húmedas se demostró que su eficacia se redujo hasta un 32.42% cuando el nivel de humedad aumentó hasta el 6% y el panel estaba funcionando a 58 °C (Tripathi et al., 2020).

Siempre que el panel fotovoltaico se somete continuamente a un ambiente muy húmedo, durante un largo período, parte del contenido de humedad entra en el cristal del panel y comienza a deslaminar las células del panel. En consecuencia, la vida útil del panel se reduce, lo que afecta al funcionamiento del sistema de paneles fotovoltaicos. Aunque la humedad deteriora el rendimiento del panel, puede actuar como agente refrigerante para las zonas de alta temperatura, proporcionando algún tipo de refrigeración a la superficie del panel. Por lo tanto, es necesario conocer la velocidad de enfriamiento de la superficie del panel debido a la humedad relativa. Dado que se dispone de muy pocas publicaciones que hayan informado sobre el efecto de la humedad en el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, es necesario comprender el papel de la humedad en el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos para que el módulo pueda funcionar de forma eficiente en zonas de alta humedad (Tripathi et al., 2020).

2.4.4 Efecto de la inclinación del panel fotovoltaico

El ángulo de inclinación (AI) es definido como el ángulo de los conjuntos fotovoltaicos con relación a la horizontal. Se trata de un parámetro dominante, que afecta a la radiación que se puede recoger de los conjuntos fotovoltaicos fijos. Muchos estudios se centran en el efecto

de la orientación e inclinación de las células fotovoltaicas en su rendimiento (Ali Morad, Shaker Al-Sayyab & Abdulwahid, 2018).

El AI tiene influencia en el rendimiento de los PF. Esto se evidencia en la literatura científica, donde el ángulo óptimo de inclinación es casi igual a la latitud; también se ha demostrado que la energía solar diaria recolectada es de 19% a 24% mayor en un panel fotovoltaico con un sistema de seguimiento de un eje este-oeste que en un sistema fijo. Dependiendo de la latitud donde se ubique el sistema de paneles solares, existe una inclinación óptima; un ejemplo de esto se evidencia en un estudio realizado en Egipto, donde el ángulo de inclinación óptimo anual es de aproximadamente la latitud $\pm 15^\circ$, donde + se refiere al verano y - se refiere al invierno. Esto demuestra que el AI óptimo depende solo de la latitud (Ali Morad et al., 2018).

2.5 Orientación e inclinación del generador.

De acuerdo a Perpiñán (2020), el productor fotovoltaico debe tener la colocación y el ángulo exclusivamente adecuado a la zona y a la aplicación. De nuevo, la colocación siempre debe tener sentido Sur cuando se ubica en el hemisferio Norte y debe tener sentido Norte en el hemisferio Sur. Empero, la inclinación es dependiente, no solo de la latitud sino además del perfil del consumo. Así, para instalaciones con demandas constantes o similares durante el año, el propósito es maximizar la radiación en los meses de menor insolación y por tanto la inclinación debe ser:

$$\beta = |\phi| + 10^\circ$$

Ecuación 18: Ángulo de inclinación de panel solar para consumo constante

Para subestructuras con demandas menores en los meses de baja radiación se busca maximizar la radiación en los equinoccios y de ahí que:

$$\beta = |\phi|$$

Ecuación 19: Ángulo de inclinación de panel solar para consumo menor

Para culminar, las subestructuras con uso predominante en verano, conviene emplear un ángulo inferior a la latitud:

$$\beta = |\phi| - 10^\circ$$

Ecuación 20: Ángulo de inclinación de panel solar para estación de verano predominante

2.6 Radiación en superficies inclinadas.

De acuerdo a Perpiñán (2020), el procedimiento de cálculo que se debe seguir para conseguir valores de irradiación global en un plano inclinado a partir de valores de irradiación global en el plano horizontal inicia partiendo de valores de irradiación global diaria en el plano horizontal. En el caso de disponer solo de medias mensuales, se emplea la Ecuación 21 para obtener las respectivas medias mensuales de irradiación difusa y directa diaria en el plano horizontal.

$$F_{Dm} = 1 - 1.13 \times K_{Tm}$$

Ecuación 21: Fracción difusa media

Si la información disponible es una serie temporal de valores diarios, la correlación definida por la Ecuación 22 permite obtener los correspondientes valores diarios de irradiación difusa y directa diaria en el plano horizontal (Perpiñán, 2020).

$$F_{Da} = \begin{cases} 0.99 & K_{Td} \leq 0.17 \\ 1.188 - 2.272 \times K_{Td} + 9.473 \times K_{Td}^2 - 21.856 \times K_{Td}^3 + 14.648 \times K_{Td}^4 & K_{Td} > 0.17 \end{cases}$$

Ecuación 22: Fracción difusa diaria

Donde:

K_{Td} : Índice de claridad diaria.

Ahora bien, para que sea posible efectuar las transformaciones al plano inclinado, se estiman los valores de irradiancia difusa, directa y global en el plano horizontal. Con estas estimaciones de irradiancia en el plano horizontal se puede calcular los valores correspondientes en el plano del generador (Perpiñán, 2020).

Integrando los valores de irradiancia se obtienen las estimaciones de irradiación diaria difusa, directa y global en el plano del generador. El término de “incidente” indica que es el resultado de tener en cuenta la inclinación y orientación del generador. Sin embargo, para considerar también las pérdidas por suciedad, transmitancia del vidrio del módulo y reflexión por incidencia no perpendicular, se debe efectuar un paso adicional denominándose

“efectiva” a la irradiancia. Será esta irradiación incidente efectiva la que se utilice para los cálculos de energía producida por un sistema fotovoltaico (Perpiñán, 2020).

2.6.1 Estimación de irradiancia por hora a partir de irradiación diaria.

Según Perpiñán (2020), cuando se dispone de una serie de datos de irradiación diaria difusa, directa y global en el plano horizontal, para realizar la transformación al plano inclinado, se necesita estimar el perfil de irradiancia respectivo. Dado que la variación solar durante una hora es baja, se puede suponer que el valor medio de la irradiancia durante esa hora coincide numéricamente con la irradiación horaria. Por otra parte, el análisis de valores medios en largas series temporales ha mostrado que la relación entre la irradiancia y la irradiación difusa es equivalente a la existente entre la irradiancia y la irradiación extra-atmosférica, tal como se muestra en la Ecuación 23.

$$r_D = \frac{D(0)}{D_d(0)} = \frac{B(0)}{B_{0d}(0)}$$

Ecuación 23: Relación entre la irradiancia e irradiación difusa

Este factor r_D se puede calcular directamente sabiendo que la relación entre irradiancia e irradiación extra-atmosférica es deducible teóricamente a partir de las ecuaciones 1 y 2, obteniéndose la Ecuación 24 (Perpiñán, 2020).

$$\frac{B_0(0)}{B_{0d}(0)} = \frac{\pi}{T} \times \frac{\cos w - \cos w_s}{\frac{\pi}{180} \cdot w_s \cdot \cos w_s - \sin w_s}$$

Ecuación 24: Relación entre la irradiación e irradiación extra-atmosférica

El análisis anterior muestra una relación entre la irradiancia e irradiación global asimilable a una función dependiente de la hora solar, de acuerdo a la Ecuación 25 (Perpiñán, 2020), misma que se muestra a continuación.

$$r_G = \frac{G(0)}{G_d(0)} = r_D \times (a + b \times \cos w)$$

Ecuación 25: Relación entre la irradiancia e irradiación global

Donde:

$$a = 0.409 - 0.5016 \times \sin\left(w_s + \frac{\pi}{3}\right)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \times \sin\left(w_s + \frac{\pi}{3}\right)$$

Luego, de acuerdo a Luque y Hegedus (2003) para la obtención de la irradiación global en plano inclinado se usa la siguiente ecuación:

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + R(\beta, \alpha)$$

Ecuación 26: Irradiancia global sobre superficie inclinada

Donde:

G (β , α): Irradiancia global sobre superficie inclinada β y orientación α

B (β , α): Irradiancia directa sobre superficie inclinada β y orientación α

D (β , α): Irradiancia difusa sobre superficie inclinada β y orientación α

R (β , α): Irradiancia albedo sobre superficie inclinada β y orientación α

Para ello, se utilizan las siguientes ecuaciones (Luque & Hegedus ,2003):

- Irradiación directa en superficie inclinada:

Consideraciones geométricas sencillas conducen a:

$$B(\beta, \alpha) = B \max(0, \cos\theta_s) = \frac{B(0)}{\cos\theta_{zs}}$$

Ecuación 27: Irradiación directa sobre plano inclinado

Donde B es la irradiancia directa que cae sobre una superficie perpendicular a los rayos del sol, y $\cos\theta_s$ es el ángulo de incidencia entre los rayos del sol y la normal a la superficie.

- Irradiación difusa en superficie inclinada:

$$D(\beta, \alpha) = D(0) \frac{1 + \cos\beta}{2}$$

Ecuación 28: Irradiación difusa sobre plano inclinado

- Irradiación albedo en superficie inclinada:

$$R(\beta, \alpha) = \rho G(0) \frac{1 - \cos\beta}{2}$$

Ecuación 29: Irradiación albedo sobre plano inclinado.

Donde ρ representa al albedo o reflectividad del suelo y depende de la composición del mismo. Cuando se desconoce el valor de ρ , es común tomar el valor de 0.2. Se pueden observar albedos típicos de zonas urbanas en la Tabla 1.

Tabla 1: Albedo y emisividad típicos de algunos materiales usados en edificación y otros existentes en el espacio urbano.

ELEMENTO URBANO	Albedo	Emisividad	ELEMENTO URBANO	Albedo	Emisividad
Calle			Otros		
Asfalto (fresco 0.05 - antiguo 0.2)	0.05-0.20	0.95	Cobertura de arena clara	0.40-0.60	
Muros			Pasto seco	0.30	
Hormigón	0.10-0.35	0.94	Pasto	0.16-0.26	0.90-0.95
Piedra	0.20-0.40		Pasto largo a corto	0.16-0.26	0.90-0.95
Piedra blanqueada	0.80		Suelo promedio	0.30	
Mármol blanco	0.55		Suelo húmedo a seco	0.05-0.4	0.98-0.90
Ladrillo coloreado claro	0.30-0.50		Arena seca	0.20-0.30	0.76
Ladrillo rojo	0.20-0.30	0.90	Suelo arenoso	0.20-0.25	
Ladrillo oscuro	0.20		Plantas hoja caduca	0.20-0.30	
Piedra caliza	0.30-0.45		Bosque hoja caduca	0.15-0.20	0.97-0.98
Grava	0.72	0.28	Bosques, coníferas	0.05-0.15	
Cubiertas			Suelo cultivado	0.20	
Asfalto liso	0.07		Arena húmeda	0.10-0.20	
Alquitrán con grava	0.08-0.18		Bosque de coníferas	0.10-0.15	
Baldosas	0.10-0.35		Madera (roble)	0.10	
Pizarra	0.10		Madera (nueva plantación)	0.10	
Paja	0.15-0.20		Suelo cultivado (noche)	0.07-0.10	
Acero corrugado	0.10-0.16		Pasto artificial	0.05-0.10	
Cubierta alta reflexión después de un tiempo de instalada	0.60-0.70		Hierba y paja de hojas	0.05	
Tejas de Cemento	0.63		Nieve fresca	0.75-0.90	
Concreto	0.10-0.37	0.71 -0.91	Nieve vieja	0.35-0.70	
Acero Galvanizado brillante	0.35	0.13	Hielo	0.60	
Papel de Aluminio brillante	0.85	0.04	Agua profunda	0.05-0.20	
Pinturas			Agua	0.03-0.10	0.92-0.97
Blanca deslavada	0.50-0.90		Arcilla húmeda	0.16	
Rojo, café, verde	0.20-0.35		Arcilla seca	0.23	
Negro	0.02-0.15		Nubes gruesas	0.70-0.95	
Pintura Aluminio	0.80	0.27-0.67	Nubes finas	0.20-0.65	
Pintura negra sobre Aluminio	0.04	0.88	Cal	0.45	
Pintura blanca sobre Aluminio	0.80	0.91	Yeso	0.55	
Pigmento Blanco	0.85	0.96	Granito	0.12-0.18	
Pigmento gris	0.03	0.87	Piedras	0.20-0.30	
Pigmento verde	0.73	0.95	Duna, arena	0.20-0.45	
Urbano, medio	0.15		Algodón	0.20-0.22	
			Gramma verde	0.26	

FUENTE: Adaptado de Carrasco (2010)

Según Luque y Hegedus (2003), es importante mencionar que, para el caso de superficies inclinadas y orientadas hacia el ecuador ($\alpha = 0$), cuyos casos se encuentran con frecuencia en aplicaciones fotovoltaicas. Siempre que la radiación difusa se tome como isotrópica, se puede aplicar la Ecuación 30:

$$G_d(\beta, 0) = B_d(0) \times RB + D_d(0) \frac{1 + \cos\beta}{2} + \rho G_d(0) \frac{1 - \cos\beta}{2}$$

Ecuación 30: Irradiación global diaria sobre superficie inclinada

Donde, el factor RB representa la relación entre las irradiaciones directas diarias en un terreno con superficie inclinada y superficie horizontal, y se puede aproximar colocándolo igual a la relación correspondiente entre las irradiaciones extraterrestres diarias en superficies similares. Por eso, RB queda de la siguiente manera (Luque & Hegedus, 2003):

$$RB = \frac{\omega_{ss} \frac{\pi}{180} [\text{sign}(\varphi)] \sin\delta \sin(|\varphi| - \beta) + \cos\delta \cos(|\varphi| - \beta) \sin\omega_{ss}}{\omega_s \frac{\pi}{180} \sin\delta \sin\varphi + \cos\delta \cos\varphi \sin\omega_s}$$

Ecuación 31: Factor de corrección RB

Donde ω_{ss} es el ángulo de salida del sol al amanecer en plano inclinado, y está dada por:

$$\omega_{ss} = \max[\omega_s; -\arccos(-[\text{sign}(\varphi)] \tan\delta \tan(\text{abs}(\varphi)))]$$

Ecuación 32: Ángulo de salida del sol al amanecer en plano inclinado

Es interesante observar que, para los días de equinoccio, $\delta = 0 \Rightarrow \omega_s = \omega_{ss}$ y la ecuación 32 se convierte en $RB = \cos[|\text{abs}(\varphi) - \beta|] / \cos\varphi$.

2.6.2 Ángulo de incidencia (θ_s) y suciedad.

Salvo en sistemas de seguimiento, la radiación incidente en un módulo fotovoltaico está frecuentemente desviada de la normal a la superficie del módulo. En esta desviación, cuantificada con el ángulo de incidencia, el θ_s es causa de pérdidas por reflexión, también denominadas pérdidas angulares. Además, la suciedad acumulada en la superficie del módulo altera las propiedades angulares del mismo y reduce la transmitancia del vidrio (representada por $T_{\text{limpio}}(0)$ cuando el módulo está limpio). Estos dos factores disminuyen

la irradiancia efectiva. Para el caso de radiación directa, la expresión de irradiancia efectiva se puede determinar de acuerdo a la Ecuación 33 (Luque y Hegedus, 2003).

$$B_{ef}(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) \times \left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)} \right] \times (1 - FT_B(\theta_S))$$

Ecuación 33: Irradiación efectiva

Donde:

FT_B : Factor de pérdidas angulares para la irradiancia directa.

$T_{sucio}(0)$: Transmitancia de panel sucio

$T_{limpio}(0)$: Transmitancia de panel limpio

El Factor de pérdidas angulares para la irradiancia directa se determina de acuerdo a la Ecuación 34, que se presenta a continuación:

$$FT_B(\theta_S) = \frac{\exp\left(-\frac{\cos \theta_S}{a_r}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}$$

Ecuación 34: Factor de pérdidas angulares

Donde:

a_r : Coeficiente de pérdidas angulares.

Este factor depende del ángulo de incidencia y del coeficiente de pérdidas angulares (a_r). Cabe mencionar que cuando la radiación es perpendicular a la superficie ($\theta_s = 0$), el valor de FT_B es cero. En la Figura 6, se comprueba que las pérdidas angulares solo son apreciables a partir de desviaciones superiores a los 60° , acentuándose para suciedades crecientes. De esta manera, se observa que el ángulo de visión de un módulo plano convencional es muy amplio o la sensibilidad a la desorientación de un módulo plano es muy baja.

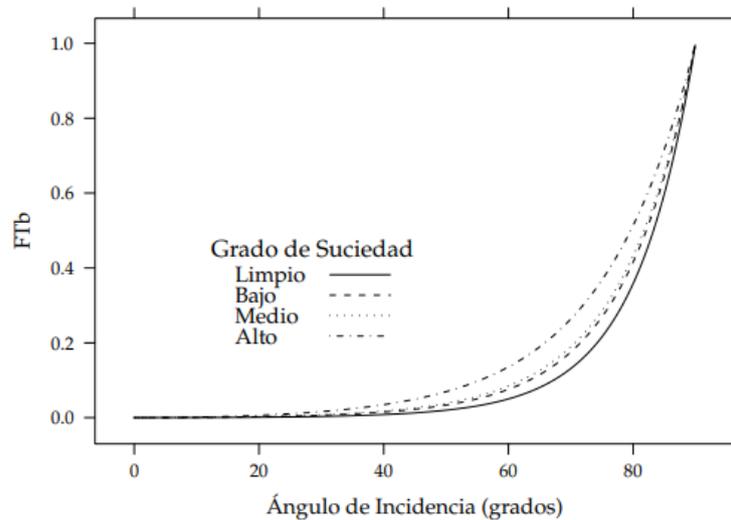


Figura 6: Pérdidas angulares de un módulo fotovoltaico para diferentes grados de suciedad en función del ángulo de incidencia.

FUENTE: Perpiñán (2020)

Los valores del coeficiente de pérdidas angulares deben ser determinados de forma experimental. Sin embargo, en la Tabla 2 se muestran valores corregidos particulares de un módulo de silicio monocristalino convencional para diferentes grados de suciedad. También se presentan los valores corregidos de la transmitancia al interior del módulo en incidencia normal respecto a la de un módulo limpio.

Tabla 2: Valores del coeficiente de pérdidas angulares y transmitancia relativa en incidencia normal para diferentes tipos de suciedad

Grado de suciedad	$\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)}$	a_r	c_2
Limpio	1	0.17	-0.069
Bajo	0.98	0.20	- 0.054
Medio	0.97	0.21	-0.049
Alto	0.92	0.27	-0.023

FUENTE: Perpiñán (2020).

2.7 Huella de carbono (HC)

La HC es una métrica ambiental que permite cuantificar de forma objetiva las emisiones de GEI que se generan de forma directa e indirecta por la realización de diversas actividades realizadas por organizaciones públicas o privadas, al producir un producto o brindar un servicio, o por el desarrollo de un proyecto o evento. Se obtiene información fundamental para la gestión a fin de mitigar y/o compensar las emisiones e identificar oportunidades de mejora que impactan en la contribución del logro de los objetivos comprometidos respecto al calentamiento global y el cambio climático, así como la satisfacción de clientes, rentabilidad y valor de la marca, a nivel institucional (Saavedra, 2020).

La huella de carbono se define como la cantidad total de GEI que se genera de manera directa e indirecta por la realización de diversas actividades realizadas por organizaciones públicas o privadas, al producir un producto o brindar un servicio, o por el desarrollo de un proyecto o evento (La Ruta del Clima Asociación, 2016). Es por tanto un inventario de GEI, que se mide en toneladas de CO₂ equivalentes y que tiene en cuenta los seis tipos de gases considerados en el Protocolo de Kioto (CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs y SF₆) (Ihobe, 2012).

En 2008, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD, 2008, como se citó en Yang & Meng, 2020) publicó el informe sobre el desarrollo humano 2007-2008, en el que se pedían soluciones internacionales para el cambio climático en el siglo XXI. Si se depende únicamente de las fuerzas del mercado para resolver los problemas ambientales, es difícil de afrontar la situación cada vez más grave del cambio climático mundial, pudiendo convertirse en el “mayor y más generalizado fracaso del mercado en la historia de la humanidad”. Es urgente, por ello, hacer frente a este desafío para adoptar políticas eficaces que reduzcan las emisiones de GEI y se corrijan los fracasos del mercado (Spash, 2007, como se citó en Yang & Meng, 2020).

El mundo no solo debe llegar a un acuerdo consensuado sobre los límites de las emisiones de GEI, sino que también debe establecer una estrategia nacional de restricción y unas vías detalladas de reducción de las emisiones de carbono (PNUD, 2008 como se citó en Yang & Meng, 2020). Desde el informe del PNUD, el mundo ha prestado gran atención al cambio climático y ha promovido una economía de bajo carbono. Se espera lograr un desarrollo sostenible, a nivel mundial, mediante modelos económicos y estilos de vida con bajas emisiones de carbono (Zhang, 2008, como se citó en Yang & Meng, 2020).

2.7.1 Sistemas de contabilidad: métrica y estándar

El análisis de la huella de carbono ha proporcionado importantes conclusiones que han ayudado a configurar la política climática a nivel mundial y nacional. El enfoque de la huella de carbono hace que los consumidores sean responsables de sus impactos ambientales en términos de emisiones de GEI, independientemente de donde se produzcan esos impactos. Se consideran dos fuentes diferentes de emisiones sobre la base del sistema analizado: (a) las emisiones directas, que se producen dentro del límite del sistema; (b) las emisiones indirectas, que se producen fuera del límite del sistema para satisfacer la demanda (Caro, 2018).

En general, se consideran tres alcances en relación con tres categorías de emisiones conforme a lo establecido en el Protocolo de GEI o *Greenhouse Gas Protocol* (GHG) por sus siglas en inglés. El alcance 1 o las emisiones directas se definen como las emisiones procedentes de fuentes que son propiedad o están controladas por el sistema. El alcance 2 o las emisiones de GEI indirectas de energía se definen como emisiones del consumo de electricidad comprada, vapor u otras fuentes de energía (por ejemplo, agua refrigerada), generadas aguas arriba del sistema. Las emisiones de alcance 3 u otras emisiones indirectas se definen como las emisiones derivadas de actividades del sistema aguas arriba y aguas abajo que ocurren fuera del límite del sistema analizado. De hecho, el marco ideal de contabilidad de la huella de carbono debería revelar la fuente de emisión (tipo y ubicación), el destino y el ámbito correspondiente (Caro, 2018).

La huella de carbono también representa una herramienta importante para estimar las emisiones de GEI directas e indirectas generadas dentro del rango definido por las propias organizaciones (industrias o empresas). Aunque las organizaciones, empresas o industrias contribuyen sustancialmente al crecimiento económico, también consumen mucha energía y producen una gran cantidad de desechos que también liberan emisiones de GEI en la atmósfera. Por consiguiente, la elaboración de un análisis de la huella de carbono a escala de la organización es un paso importante para identificar las fuentes de las emisiones de GEI que se producen dentro de los límites de la organización y ofrecer soluciones para reducirlas (Caro, 2018).

La huella de carbono no cuenta con un sistema de contabilidad estandarizado que deba desarrollarse. Aunque el desarrollo de la huella de carbono sigue conceptos básicos a realizar, el método depende estrictamente del nivel de análisis que se realice (Caro, 2018).

2.7.1.1 Análisis de entrada y salida.

El análisis de entrada y salida es un modelo descendente capaz de tener en cuenta las transacciones entre actividades medidas en unidades monetarias y ampliarlas a nivel medioambiental en términos de emisiones de GEI (análisis de entrada y salida ampliado medioambiental, EEIO). Desde hace mucho tiempo se reconoce que es una técnica útil y coherente para estimar la huella de carbono en diferentes niveles de análisis. Así, los flujos monetarios se convierten en emisiones de GEI, considerando de esta manera las emisiones asociadas incorporadas en el comercio (Dong et al., 2016).

De hecho, algunos estudios basados en la relación de entrada y salida han revelado que pueden incorporarse emisiones de GEI sustanciales a los bienes y servicios que son objeto de comercio y, por lo tanto, no suelen incluirse en la contabilidad basada en el IPCC. Sobre la base de la disponibilidad de datos, el análisis de entrada y salida puede utilizarse en cada nivel de escala. En particular, las matrices de entrada y salida son necesarias para realizar el análisis y no siempre están disponibles a nivel de ciudad. Sin embargo, el uso del análisis input-output en la contabilidad de GEI está aumentando y se han logrado numerosas mejoras en los últimos años, como bases de datos avanzadas específicas para la evaluación de la huella de carbono a nivel de ciudad (Dong et al., 2016).

2.7.1.2 Análisis del ciclo de vida.

El análisis del ciclo de vida (ACV) es una evaluación muy popular para informar sobre las posibles cargas ambientales y los recursos consumidos en cada cadena de suministro de un producto o servicio. Aunque su uso se asocia principalmente a la estimación del impacto ambiental de algunos estudios, también se ha utilizado el ACV para ciudades. Dado que en el ACV se recogen datos para todos los procesos que se han identificado como pertinentes para incluir dentro de los límites del sistema elegido, su aplicación a nivel de ciudad implica un proceso largo que requiere una gran cantidad de datos de entrada. Por lo tanto, no se recomienda estimar la huella de carbono a nivel de ciudad por ACV debido a su complejidad. Sin embargo, el ACV tiene un gran nivel de precisión y es capaz de proporcionar respuestas a las acciones, así como información importante para los encargados de la formulación de

políticas interesados en mejorar los resultados ambientales y comprender el potencial de la mitigación de los GEI a nivel de la ciudad (Caro, 2018).

En los últimos años, la aplicación de la huella de carbono a nivel organizacional ha aumentado constantemente con las muchas empresas interesadas en mejorar sus resultados ambientales. En los acápites siguientes se presentan las dos normas de evaluación para desarrollar un análisis de la huella de carbono a escala organizacional (Caro, 2018).

2.7.1.3 Protocolo de gases de efecto invernadero (GHG).

El Estándar de Contabilidad y Reporte Corporativo del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GHG), que ha sido el primer estándar para estimar la huella de carbono a escala organizacional, ayuda a las organizaciones a identificar, calcular y reportar las emisiones de GEI, proporcionando directrices específicas para realizar un inventario de emisiones de GEI a escala corporativa (WRI, 2011, como se citó en Caro, 2018). El sitio web del protocolo de GEI proporciona calculadoras electrónicas de GEI de libre acceso, capaces de estimar la huella de carbono asociada a fuentes o sectores específicos de la organización. En relación con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de GEI abarca la contabilización de siete GEI como el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PCF), hexafluoruro de azufre (SF₆) y trifluoruro de nitrógeno (NF₃). El Protocolo sobre los GEI no solo se centra en los resultados, sino que también incluye un análisis más profundo para determinar las oportunidades de reducción más eficaces (Caro, 2018).

Los pasos clave en el cálculo de la huella de carbono de una organización son: (i) definir los límites de la organización, (ii) definir los límites operacionales, (iii) estimar la huella de carbono y (iv) informar sobre el logro final. La definición de los límites de la organización depende de las características de la organización y deben considerarse varios aspectos como la estructura organizativa, su ubicación geográfica y el propósito de la información. La elección de los límites operacionales también es pertinente porque determina las fuentes de emisión que se cuantificarán, como los alcances 1 y 2 (que deben incluirse) y el alcance 3 (no siempre incluido). La huella de carbono se estima generalmente multiplicando los datos de actividad por los factores de emisión estándar. En algunos casos, las organizaciones pueden necesitar rastrear las emisiones a lo largo del tiempo para identificar sus avances temporales, siendo seleccionado un año base específico para tal efecto. Por último, las

organizaciones elaboran informes para dar a conocer los resultados obtenidos a los asociados internos y externos, promoviendo así medidas dirigidas a mitigar las emisiones de GEI a nivel organizativo (Caro, 2018).

2.7.1.4 ISO 14064 “Verificación y contabilización de gases de efecto invernadero”

En 2006, la ISO publicó la norma ISO 14064, que es una norma internacional para la determinación de los límites, la cuantificación, la mitigación y la eliminación, utilizada para orientar a las empresas en la medición y el control de las emisiones de GEI (Caro, 2018). La norma ISO 14064 se ha preparado en tres partes. En la primera parte se exponen los principios y requisitos para el diseño, la elaboración, la gestión y la presentación de informes de los inventarios de GEI a nivel de organización. Incluye los requisitos para determinar los límites, cuantificar las emisiones y la absorción, e identificar las acciones o actividades específicas de las empresas destinadas a mejorar la gestión de los GEI. En la segunda parte se exponen los requisitos para determinar los escenarios y se proporciona la base para que el análisis de los GEI se valide y verifique. En la tercera parte se exponen los principios, requisitos y orientación para la validación y verificación del análisis. Se requieren tres pasos clave para desarrollar la huella de carbono a nivel organizacional: (i) establecer el inventario de GEI, (ii) cuantificar las emisiones de GEI y (iii) verificar y reportar el logro final. La norma ISO 14064 proporciona los pasos para desarrollar un inventario que no solo puede ser fácilmente verificado, sino que puede ser en comparación con los inventarios de otras organizaciones (Caro, 2018).

METODOLOGÍA DE IMPLANTACIÓN

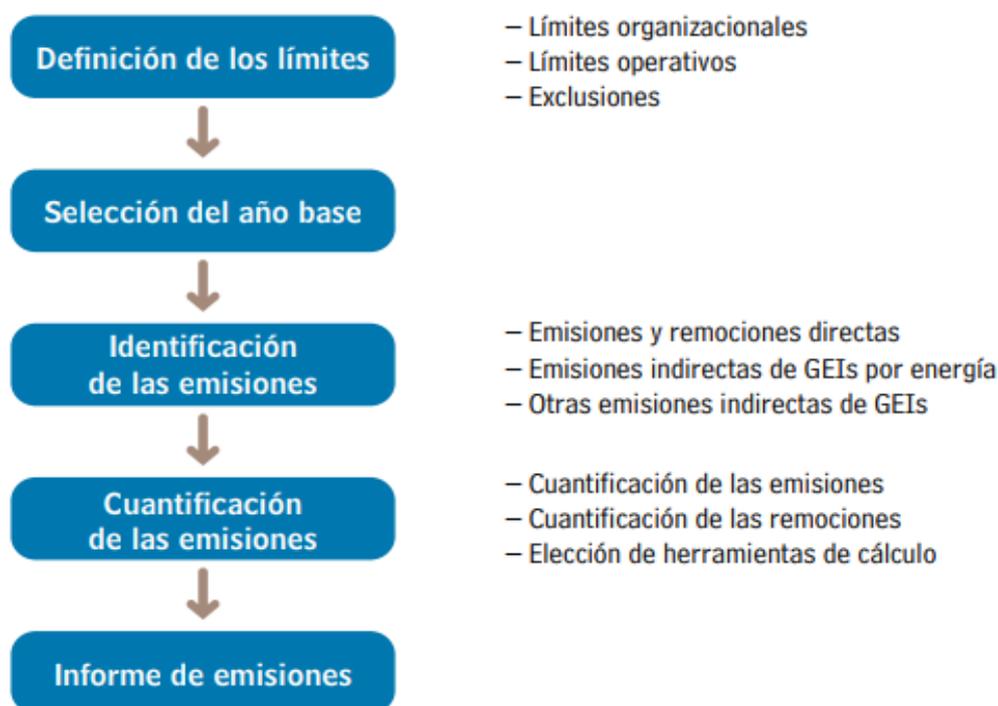


Figura 7: Metodología de implantación de La norma ISO 14064.
FUENTE: Ihobe (2012).

En la mayoría de los casos, la metodología utilizada para estimar las emisiones de GEI se basa en la ecuación general que se muestra a continuación:

$$Emisión = DA \times FE$$

Ecuación 35: Estimación de emisiones de GEI

Donde:

DA: Datos de actividades.

FE: Factores de emisión.

Se recomienda que los datos de actividad se recopilen a nivel de sitio y que la recopilación de datos se describa en detalle al informar del resultado final. Los factores de emisión relativos a los datos de cada actividad se obtienen generalmente de publicaciones como el IPCC, o ya bien de directrices o manuales nacionales más específicos. Cabe señalar que, si el análisis no incluye el alcance 3, la huella de carbono no se estima adecuadamente porque

la cantidad total de emisiones de GEI causadas indirectamente por la organización no es capturada. Sin embargo, pueden explicarse supuestos específicos para que el análisis sea también valioso y representativo (Caro, 2018).

La aplicación de la norma ISO 14064 permite a las organizaciones promover la credibilidad en la cuantificación de los GEI, facilitar el comercio de GEI créditos, apoyar el desarrollo de estrategias y planes para reducir las emisiones de GEI y, finalmente, difundir su capacidad en alcanzar los objetivos ambientales (Caro, 2018).

La aplicación de metodologías de medición estándar como el protocolo GHG y la ISO 14064 han aumentado en las últimas décadas y ya son puntos de referencia importantes para estimar la huella de carbono a nivel de organización. La necesidad de generar un lenguaje y una plataforma comunes para abordar la reducción de los GEI es cada vez más importante y los esfuerzos del público y de los organismos públicos y privados pueden desempeñar un papel fundamental en la mitigación de las emisiones de GEI en todo el mundo (Caro, 2018).

2.7.2 Métricas de los sistemas fotovoltaicos

2.7.2.1 Demanda energética acumulada (CED)

Este indicador se utiliza para analizar el aspecto relacionado con la energía. Evalúa los requisitos energéticos durante el ciclo de vida del SPS. Los requisitos de energía se miden generalmente como energía primaria. La energía primaria y la demanda de energía acumulada se pueden definir de la siguiente manera (Yue, You & Darling, 2014):

- Energía primaria - energía incorporada en los recursos naturales que no han sido sometidos a ninguna conversión antropogénica y necesitan ser convertidos y transportados a su forma utilizable.
- CED - el requerimiento total de energía que se expresa como energía primaria durante la vida útil del sistema fotovoltaico. Incluye tanto el requerimiento de energía directa como indirecta. Se calcula mediante la siguiente Ecuación 36 (Yue et al, 2014):

$$CED = E_{ma} + E_{tr} + E_{in} + E_{us} + E_{de}$$

Ecuación 36: Demanda energética acumulada

Donde E_{ma} , E_{tr} , E_{in} , E_{us} y E_{de} representan las necesidades de energía primaria para la fabricación, el transporte, la instalación, el uso y el desmantelamiento, respectivamente.

Ahora, de acuerdo a Perpiñán (2020) durante el ciclo de vida del sistema, algunos de sus componentes deberán de ser reemplazados para garantizar la generación energética. Este impacto debe de ser considerado en el análisis, considerando la frecuencia de reposición de los equipos o tareas asociadas. En el caso de los módulos FV, la tasa de fallo es muy baja por lo que la vida útil de estos supera los 20 años normalmente, de esta forma su impacto energético es mínimo por lo cual se desprecia en el balance global.

Demanda energética de manufactura de módulos y resto del sistema (BOS)

A) Módulos.

Perpiñán (2020) menciona que aproximadamente la cuarta parte de la energía total consumida durante el ciclo de vida del sistema pertenece al consumo energético de fabricación de los equipos de soporte (baterías, inversores, controladores). Asimismo, el autor antes citado, indica que la demanda de energía de manufactura de paneles solares de silicio monocristalino oscila en el rango de 1472 kWh-eq/m² y 4583 kWh-eq/m² (Alsema, 2000, como se citó en Perpiñán, 2020); sin embargo, se debe tener especial cuidado al momento de realizar las estimaciones ya que existe alrededor de un 40% de incertidumbre. En ese sentido, Alsema (2012) establece que el consumo energético de producción de paneles monocristalinos de silicio es de 20 MJ-eq/W, mientras que Yue et al. (2014) calcularon un consumo de 4975 kWh-eq/m² en el caso paneles chinos y 3939 kWh-eq/m² para paneles fabricados en Europa.

B) Resto del sistema (BOS)

En el caso de los inversores la tasa de fallo es mayor, debido a componentes electrónicos y no a procesos de potencia. En la actualidad, es común encontrar inversores que no requieren la sustitución total cuando la avería se produjo por factores diferentes a la potencia, por lo tanto, el impacto por demanda de energía disminuye (Perpiñán, 2020). Adicionalmente, se supo, a través de un análisis de sistemas PV en tejados y fachadas de edificios en Italia, que el requisito de energía total para todos los componentes BOS (soporte, cableado e inversor) fue de alrededor de 700 MJ-eq/m² (Frankl et al, 1998, como se citó en Alsema, 2012)

Por su parte, en el cableado, sistema estructural de soporte y la cimentación; las actividades de mantenimiento son mínimas ya que son factores que se caracterizan por su estabilidad. En tanto, debido a ello no existe influencia relevante en el cálculo energético. Por lo tanto, se puede concluir que el impacto energético por cambio de equipos que garanticen la disponibilidad del SPS no es significativo en el cálculo final. (Perpiñán, 2020). También, Alsema (2012) indica que los otros componentes de la BOS como los cables y los controladores de carga contribuyen relativamente poco al requerimiento de energía de un sistema solar doméstico, teniendo un valor inferior al 10%.

Asimismo, Alsema (2012) menciona que la demanda de energía para el BOS, dependerá en gran medida de la aplicación deseada. Además, los sistemas autónomos requieren de baterías para el almacenamiento de energía. Los requisitos energéticos del inversor y el cableado se estiman en aproximadamente 1.6 MJ-eq/W, de los cuales, aproximadamente el 50% es consumido por los componentes electrónicos.

Para los sistemas fotovoltaicos autónomos, las baterías de almacenamiento son un elemento muy importante, no solo con respecto a los costos sino también en términos de demanda de energía, ya que tienen un tiempo de vida útil muy bajo comparado con el de los paneles solares. Es así que, se estiman tasas de recambio cada 3 años, por lo que el consumo de energía en el ciclo de vida del SPS aumenta (Alsema, 2012). Esta idea se refuerza por Akinyele (2017), pues menciona que el alto impacto de valores obtenidos para el componente batería se deben a su vida útil relativamente corta (es decir, 4.5 años), lo que significa que las celdas de la batería deben reemplazarse 4 veces durante el ciclo de vida del SPS, por ejemplo. Sin embargo, Manimekalai, Harikumar y Raghavan (2013) afirman que las baterías de los sistemas fotovoltaicos están sujetas a procesos de cargas y descargas frecuentes. Las baterías de plomo-ácido son las que se usan comúnmente para aplicaciones fotovoltaicas, pero, tienen un tiempo de vida corto. Las de tipo gel de plomo-ácido se utilizan para aplicaciones remotas donde se requiere una operación libre de mantenimiento, teniendo mayor tiempo de vida útil. Estas últimas son adecuadas para SPS por las siguientes razones: (1) Fácil transporte, (2) adecuado para sitios remotos y (3) no es necesario añadir agua en su funcionamiento.

Entonces, es importante conocer adecuadamente la demanda energética de los procesos de producción, no solo de los paneles solares, sino el de los componentes de soporte (BOS). Es así que, Alsema (2012) propuso una proyección de valores de consumo de energía de

fabricación de algunos componentes de la BOS, asumiendo una mejora anual de fabricación de la eficiencia energética igual al 1%, para, de esta forma, reducir la demanda global de energía. En tal sentido, se presenta la Tabla 3 con los valores de requisito de energía para los componentes del BOS y el marco del módulo.

Tabla 3: Requisitos de energía para los componentes del BOS y el marco del módulo.

	Unit	2000	2010	2020
Module frame (Al)	MJ/m ²	400	0	0
Array support – central plant	MJ/m ²	1800	1700	1500
Array support – roof integrated	MJ/m ²	300	270	250
Inverter (2.5 kW)	MJ/W	1.6	1.4	1.2
Battery, lead–acid	MJ/Ah	11	10	9

FUENTE: Alsema (2012)

Adicionalmente, Baird, Alcorn y Haslam (1997) obtuvieron valores de consumo energético de fabricación de diversos materiales, entre ellos se calcula un coste de 32 MJ-eq/kg para el acero virgen, 34.8 MJ-eq /kg en el caso de acero galvanizado, 8.9 MJ-eq/kg para acero reciclado, 191 MJ-eq/kg para aluminio virgen, 7.8 MJ-eq/kg para cemento y 4700MJ-eq /m³ para el concreto prefabricado. Dichos valores podrían usarse como referencia para determinar el consumo de energía de la etapa de manufactura de los soportes de los módulos del SPS y cimentación de los mismos, dependiendo del tipo de material utilizado.

Demanda energética en el transporte de módulos y resto del sistema.

Por otra parte, en el análisis de energía demandada por el transporte de materiales, el estándar europeo EN 16258 "Methodology for calculation and declaration of energy consumption and greenhouse gas emissions of transport services" permite realizar el cálculo de consumo energético de procesos de transporte de mercancías y pasajeros, a través de una metodología estandarizada. El cálculo del consumo de energía y las emisiones de un servicio de transporte debe llevarse a cabo, según la norma EN 16258, en tres pasos (European Association for Forwarding, Transport, Logistics and Customs Services [CLECAT], 2012):

- Paso 1: Dividir el servicio de transporte en secciones individuales sin cambio de modo de transporte.
- Paso 2: Calcular el consumo de energía y las emisiones por tramo:

- a) Especificar el sistema operativo del vehículo (VOS) para el tramo (vehículo ida y vuelta, rutas o tipo de vehículo, para la red total; incluyendo viajes vacíos)
 - b) Determinación cuantitativa del consumo total de energía para el sistema de operación del vehículo (por ejemplo, consumo de diésel en litros)
 - c) Conversión del consumo de energía, medido de forma estandarizada en MJ y emisiones de gases de efecto invernadero en kg CO₂ equivalentes, para el sistema operativo del vehículo.
 - d) Asignación de consumo energético estandarizado y de gases efecto invernadero del servicio de transporte.
- Paso 3: Adición de los resultados de todos los tramos del servicio de transporte.

Luego, si se emplean subcontratistas para los servicios de transporte, generalmente no se cuenta con información de consumo de sus vehículos ni de ida y ni de vuelta, ni detalles sobre la utilización de la carga o la proporción de viajes vacíos. En este caso la norma EN 16258 prevé el uso de valores predeterminados, tanto para consumo de energía y para utilización de carga y viajes en vacío. En estos casos, los valores de consumo de energía a menudo se determinan utilizando el enfoque basado en la distancia con los valores específicos de consumo energético por tonelada kilómetro (CLECAT, 2012).

Sin embargo, según CLECAT (2012) debe tenerse en cuenta que, los valores específicos de consumo de energía por tonelada-kilómetro (tkm) ya tienen en cuenta la utilización de la carga y los viajes en vacío realizados por los vehículos. Entonces en lugar de realizar dos pasos por separado en el cálculo, solo es necesario uno. Para valores de consumo de energía por tonelada-kilómetro, la asignación se realiza utilizando el peso, mientras que, para la energía, valores de consumo por TEU km, se realiza utilizando un contenedor estándar de 20 pies (TEU = unidad equivalente a veinte pies). Por tanto, para determinar el consumo de energía del envío en cuestión, el valor de consumo específico por tonelada-kilómetro debe multiplicarse por el peso del envío y la distancia recorrida por el servicio de transporte. Esto se resume en la Ecuación 37 (CLECAT, 2012)

$$F = W \times D \times E$$

Ecuación 37: Consumo de energía por transporte de mercancías

Donde:

F: Consumo de energía l, kg o kWh

W: Peso real de la carga en t o TEU

D: Distancia de transporte real en km

E: Consumo energético específico en (l, kg o kWh) por tkm o TEU-km

Para finalizar, respecto al consumo de energía de las etapas finales del ciclo de vida del sistema fotovoltaico, se estableció que la energía utilizada en la etapa de disposición final del SPS es igual a 69.4 kWh-eq/m² (Avfall Sverige, 2015, como se citó en Rojas & Lizana, 2018).

2.7.2.2 Tiempo de recuperación de la energía (EPBT)

Dado que las celdas fotovoltaicas se consideran una de las principales alternativas para el suministro de energía, es de gran importancia comprender el perfil energético de las tecnologías de los SPS. La métrica empleada con más frecuencia es el tiempo de recuperación de la energía (EPBT), que indica el tiempo necesario para compensar la energía primaria total (renovable y no renovable) requerida a lo largo del ciclo de vida de un sistema de suministro de energía. La energía primaria se define como la energía incorporada en los recursos naturales que no ha sufrido ninguna conversión antropogénica y necesita ser convertida y transportada para convertirse en energía utilizable. La demanda total, valorada como energía primaria, durante el ciclo de vida de un producto también se denomina demanda energética acumulada (CED), que incluye los usos directos, así como el consumo indirecto o gris de energía por el uso de materiales de construcción, materias primas, consumibles, entre otros (Yue et al., 2014).

El tiempo de recuperación de energía en términos de energía primaria equivalente se calcula mediante la Ecuación 38.

$$EPBT_{PE-eq} = \frac{CED}{OUT_{el}/n_G}$$

Ecuación 38. Tiempo de recuperación de energía en términos de energía primaria equivalente.

Donde:

CED: Demanda energética acumulada del SPS (kWh)

OUT_{el} : Energía anual producida por el SPS (kWh)

n_G : Eficiencia de conversión media (%)

Además, $OUT_{PE-eq}=OUT_{el}/n_G$, de acuerdo con lo expresado en Gupta (2018), donde OUT_{PE-eq} es la energía primaria equivalente a la energía eléctrica producida por el SPS.

Sin embargo, algunos autores no consideran el valor de la eficiencia de conversión media, por lo que utilizan la siguiente expresión:

$$EPBT_{el} = \frac{CED}{OUT_{el}}$$

Donde $EPBT_{el}$, representa el tiempo de retorno de la inversión en términos de energía directa.

Por otro lado, según Bhandari et al. (2015), el factor de conversión n_G permite convertir la energía eléctrica generada en el SPS a energía primaria equivalente, consumida por la red nacional. Este factor de conversión depende del perfil eléctrico de cada país (mix eléctrico).

De acuerdo con Perpiñán (2020), en el análisis de los sistemas de energía solar, donde el recurso no tiene un costo energético. Los resultados de eficiencia en el ciclo de vida, no tienen una consideración significativa, pues no aportan mayor información que el cálculo convencional de eficiencia de conversión. De ahí que el uso del EPBT tiene mayor utilidad, pues nos ayuda a entender cuan capaz es el sistema para devolver la energía empleada en él. Además, menciona que, a condiciones de Europa, los valores de EPBT oscilan entre los 2 y 5 años, lo que significa que el sistema fotovoltaico es capaz de entregar entre 6 a 15 veces la energía empleada, asumiendo una vida de utilidad igual a 30 años.

Perpiñán (2020) indica que, si bien es cierto, la energía empleada en sistemas de instalación estática es menor a la utilizada en sistemas de seguimiento, esta no se refleja en la productividad, pues generan menos energía comparada con las últimas, durante el ciclo de vida. En ese sentido se recomienda realizar una mayor inversión energética en el resto de componentes para mejorar la producción del SPS y así obtener una mayor eficiencia. Es así que el seguimiento vertical y horizontal de los módulos siguen esa tendencia, demandando

mayor inversión de energía en estructuras metálicas, cimentaciones y cableado, sin embargo, la mayor productividad del sistema compensa ampliamente lo anterior.

2.7.2.3 Retorno energético de la inversión (EROI)

Además del EPBT, es crucial medir el rendimiento energético de la inversión (EROI) de un proceso de producción de energía en aras de su viabilidad a largo plazo (Raugei et al., 2012). La forma tradicional de calcular el EROI de los PV se da a continuación (Lloyd & Forest, 2010, como se citó en Yue et al., 2014). Según la Ecuación 39, el valor de EROI indica cuánta electricidad, valorada como energía primaria, se puede devolver por la inversión de una unidad de energía primaria.

$$EROI_{PE-eq} = \frac{\text{Tiempo de vida}}{EPBT_{PE-eq}} = \frac{\text{Tiempo de vida} \times OUT_{el}/n_G}{CED}$$

Ecuación 39: Rendimiento energético de la inversión en términos de energía primaria equivalente

Donde:

$EROI_{PE-eq}$: Rendimiento energético de la inversión del SPS en términos de energía primaria equivalente.

$EPBT_{PE-eq}$: Tiempo de recuperación de la energía del SPS en términos de energía primaria equivalente

Para el cálculo de rendimiento energético en términos de energía directa se usa la Ecuación 40 (Gupta, 2018):

$$EROI_{el} = \frac{OUT_{el}}{CED} = \frac{\text{Tiempo de vida} \times OUT_{el}}{CED}$$

Ecuación 40: Rendimiento energético de la inversión en términos de energía directa

Donde:

$EROI_{el}$: Rendimiento energético de la inversión del SPS en términos de energía directa

OUT_{el} : Energía producida en el ciclo de vida del SPS en términos de energía directa

Cuando el EROI es mayor que 1, la producción de energía durante la vida útil de los módulos de paneles solares es mayor que la inversión energética inicial en el proceso de fabricación.

Por lo tanto, el EROI más grande indica un mayor potencial de generación de energía neta (Akinyele, 2017).

Bhandari (2015) advierte que, para llegar a comprender la viabilidad a largo plazo de un sistema energético, el EROI es el mejor indicador a considerar. El EROI nos indica cuánta energía se obtiene de un sistema desde una fuente de energía, comparada con la energía requerida para crearla e implementarla. EROI es una proporción sin unidades y mide la energía devuelta a la sociedad descontando la inversión realizada en términos energéticos. Si la relación es menor a 1, entonces dicho sistema no se considera viable.

Por su parte, Hall, Balogh y Murphy (2009) establecieron que los sistemas de energía deben de cumplir la “Ley de EROI mínimo”, siendo esta aproximadamente 3:1. Ello se debe a que de no cumplirse y ser inferior, el sistema deberá ser subsidiado por combustibles fósiles para su operatividad, por lo que se reduciría su viabilidad energética y ambiental.

A su vez, Raugei, Fullana-i-Palmer y Fthenakis (2012) mencionan que los sistemas fotovoltaicos son buenos portadores de energía directa, ya que su EROI oscila en el rango de 6 a 12, aproximadamente, en la misma condición que el EROI de los sistemas eléctricos convencionales alimentados con petróleo cuyos valores oscilan entre 4 y 11, mientras que el EROI de los sistemas de energía a carbón producen aproximadamente valores del doble que el de SPS.

Otro estudio realizado en el Reino Unido por Raugei y Leccisi (2016) comparó los EROI, en términos de energía directa, de diversas tecnologías energéticas (renovables y no renovables), entre ellas los de sistemas fotovoltaicos de paneles mono y policristalinos y paneles de telurio de cadmio. Los resultados que se observan en la Figura 8 mostraron que el EROI_{el} de centrales hidroeléctricas obtuvo el mayor valor con un promedio de 58, la media del EROI_{el} del sistema fotovoltaico con paneles de telurio de cadmio fue de 8.6, mientras que la tecnología de SPS mono y policristalinos obtuvo un valor promedio de 3.3.

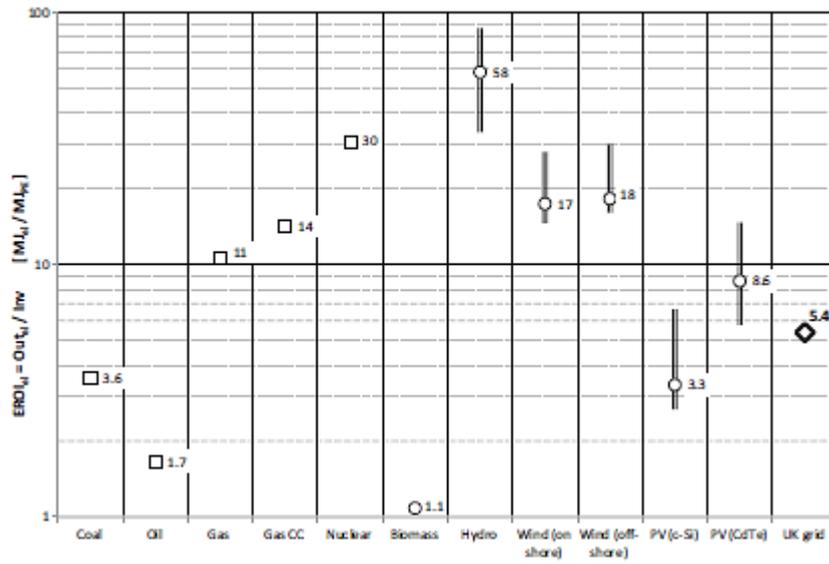


Figura 8: EROI_{el} de todas las tecnologías de generación de electricidad en el Reino Unido.
FUENTE: Raugei y Leccisi (2016)

III. METODOLOGÍA

3.1 Lugar y duración del estudio

La presente investigación se realizó en la empresa Plásticos Kaiser EIRL, la cual está ubicada en el distrito de San Antonio, provincia Huarochirí. Dicha organización se ubica en la asociación complejo pecuario industrial El Valle, Anexo 22, en la calle Los Gladiolos, Manzana PP33, Lote 9, y consta de 1,186.20 m² de terreno. Geográficamente, la empresa se ubica en la Latitud: -11.9041, Longitud: -76.9878, coordenadas: 11° 54' 14" Sur, 76° 59' 16" Oeste. Se ubica a una altura de 813 msnm, en un clima de tipo semiárido, en verano la temperatura oscila entre 18°C y 22°C y en invierno, la temperatura es de 10°C, mientras que una humedad relativa tiene un promedio de 75%.

A continuación, en la Figura 9 se muestra el área donde se ubican las instalaciones de la empresa.

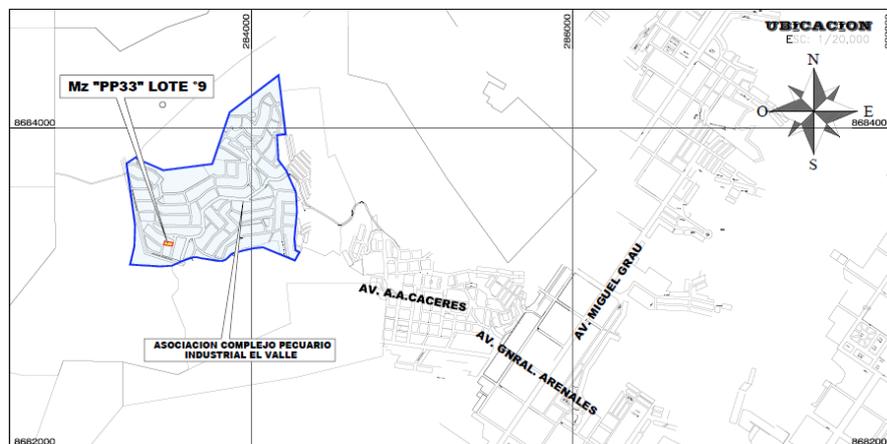


Figura 9: Plano de la ubicación del terreno de la empresa.
FUENTE: Plásticos Kaiser EIRL

Las medidas de parámetros meteorológicos y eléctricos de manera simultánea se realizaron durante 28 días entre los meses de abril y mayo de 2021, tomando 8 mediciones diarias por cada ángulo de inclinación desde las 9:00 am hasta las 4:00 pm. Cabe indicar que el proyecto planificaba una toma de datos eléctricos de 30 días, sin embargo, debido a las restricciones de inmovilización decretadas por el gobierno no se pudo realizar actividades los días 2 y 9

de mayo. Por su parte, la estación meteorológica pudo almacenar información durante 30 días sin interrupción.

3.2 Materiales y equipos

Para este estudio, en la medición de las variables físicas (radiación solar, humedad relativa y temperatura ambiental) se empleó una estación meteorológica automática con funcionamiento las 24 horas. Se adjunta certificado de calibración del equipo (ver Anexo 1) y Certificado de laboratorio que realizó la calibración del mismo (ver Anexo 2)

3.2.1 Equipos

- Estación meteorológica:
 - Marca: Davis (ver Anexo 7)
 - Modelo: Vantage Pro 2

Asimismo, se evaluó el rendimiento medio real del sistema fotovoltaico autónomo de 540 W, con paneles conectados en paralelo, para verificar la reducción de la huella de carbono en una empresa de residuos sólidos, proceso en el que se utilizaron los siguientes equipos y softwares:

- Panel solar 270 W:
 - Cantidad: 2 unidades (ver Anexo 3).
 - Marca: Osda Solar
- Controlador:
 - Cantidad: 1 unidad (ver Anexo 4).
 - Marca: Ldsolar.
- Batería en gel 12V:
 - Cantidad: 2 unidades (ver Anexo 5).
 - Marca: solarextrem.
- Inversor 3000 W:
 - Cantidad: 1 unidad (ver Anexo 6).
 - Marca: solarextrem.

3.2.2 Materiales

- Útiles de oficina
- Soporte metálico de acero galvanizado reciclado para la instalación de paneles a 11° y 21°: (ver Anexo 7)
 - Procedencia: Perú, Lima
 - Peso: 60 kg
- Laptop
- Software para el análisis estadístico
 - Statgraphics Centurion XVI.
 - Microsoft Office Excel 2019.
- Software para obtención de base de datos de irradiación anual
 - PVSyst 7.2

3.3 Variables de medición

En la Tabla 4 se clasifican las variables que se estudiarán en la investigación:

Tabla 4: Variables de investigación

Variable independiente de Investigación	Variable dependiente de Investigación
Eficiencia media real óptima del SPS	Potencial de reducción de huella de carbono

3.4 Metodología

El objetivo general plantea determinar y evaluar los valores potencial de mitigación de la huella de carbono, con eficiencia media real óptima (de acuerdo a los factores ángulo de inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa) y eficiencia con coeficiente de rendimiento (PR) de 0.80, del sistema de paneles solares autónomo de 540 W de una empresa de manejo de residuos sólidos, para conocer la situación actual y establecer si es posible obtener una mayor reducción de CO₂-eq durante el tiempo de vida útil del sistema fotovoltaico de la organización. Para lograr este objetivo, primero se debe calcular la eficiencia media real óptima y el coeficiente de rendimiento (PR) del sistema de paneles solares de acuerdo a los factores inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa. Luego, comparar el valor obtenido con el valor de PR igual a 0.8 y así evaluar las posibles

causas de afectación sobre el rendimiento del SPS. Luego, se obtendrán los valores de tiempo de recuperación de la energía (EPBT), rendimiento energético de la inversión (EROI) y potencial de mitigación de huella de carbono en ambos escenarios (con eficiencia media real y eficiencia con $PR=0.8$) para compararlos y evidenciar la importancia de la mejora del rendimiento real del sistema. Sin embargo, para calcular dichos valores, previamente se debe estimar el valor de la demanda energética acumulada del ciclo de vida del SPS. Ello, supone utilizar información secundaria, ya que el consumo energético durante los diferentes procesos en el ciclo de vida de los componentes del SPS es variable y depende de otros factores como el lugar de origen, las distancias, tipos de combustibles, especificaciones técnicas, pesos, ente otros.

En tal sentido, en adelante, se explican los pasos a realizar de acuerdo a cada objetivo específico planteado.

3.4.1 Determinar y evaluar los valores reales óptimos de eficiencia media y coeficiente de rendimiento (PR) del sistema de paneles solares, de acuerdo a los factores: inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa.

Para el presente estudio, se realizó una adaptación del método propuesto por Bahaidarah et al. (2013); para medir la eficiencia media real del sistema de paneles solares, se utilizó una configuración eléctrica. La electricidad producida por el sistema se almacena en un conjunto de dos baterías (cada una de 12 V y 150 Ah) conectadas en paralelo. Durante la operación, se utilizó un PWM (modulación por anchura de pulsos) para modular la potencia de salida del panel solar en una irradiación determinada de acuerdo al diseño factorial planteado. El controlador proporciona un control de la carga para evitar la sobre descarga de la batería. Dichos datos registrados se muestran en el Anexo 8. El control y registro de los valores de intensidad de corriente y voltaje medidos en el controlador se realizaron a la misma hora con los paneles solares inclinados a 11° y 21° respectivamente; para ello, se diseñó un soporte metálico adaptable al cambio angular de forma manual. Primero se tomaron datos a 11° y segundos después a 21° , por lo que la temperatura, humedad relativa y radiación no tuvieron cambios significativos en los intervalos de rotación angular.

Para el ángulo de inclinación, se adaptó el método de Ali Morad et al. (2018); se trazaron en función de la latitud de la ciudad. En este caso, los paneles tuvieron una orientación con dirección al Norte, de acuerdo a lo mencionado por Perpiñán (2020).

Para medir la irradiancia, humedad relativa, temperatura ambiental instantánea en cada hora de medición, se usó una estación meteorológica automática, luego, los datos se registraron para su posterior procesamiento.

3.4.1.1 Nivel de la irradiación global sobre plano inclinado en la empresa de residuos sólidos.

Para poder calcular la irradiación global sobre plano inclinado a 11° y 21°, primero se calculó el índice de claridad diario y la fracción difusa de cada día de medición (ver Anexo 9). Posteriormente se calculó la irradiación solar global en plano inclinado para cada hora de cada día analizado. Para ello, se utilizó la irradiación global horizontal diaria de la base de datos de la estación meteorológica instalada. Luego, se aplicaron las fórmulas de declinación solar, ángulo de salida del sol al amanecer, factor de excentricidad, etcétera (indicadas en la revisión bibliográfica), tomando como ubicación geográfica de la empresa la latitud -11.9041° y longitud -76.9878°. Para la estimación de la irradiación global sobre los paneles inclinados, se asumió una radiación difusa isotrópica, por lo que se utilizó la Ecuación 30, utilizando el valor de 0.2 para el cálculo de la irradiación albedo de la zona de estudio.

$$G_d(\beta, 0) = B_d(0) \times RB + D_d(0) \frac{1 + \cos\beta}{2} + \rho G_d(0) \frac{1 - \cos\beta}{2}$$

Ecuación 30: Irradiación global diaria sobre superficie inclinada

Además, se desestimó el efecto de la suciedad en los paneles a la hora realizar los cálculos; para ello, antes de cada toma de datos, se realizó una limpieza de los módulos fotovoltaicos. Así, la Ecuación 33 se simplificó y de esta forma la radiación directa efectiva sobre plano inclinado en cada hora, solo dependió del ángulo de incidencia, ya que el efecto de transmitancia por suciedad no se tuvo en consideración.

3.4.1.2 Eficiencia media real óptima del sistema de paneles solares de acuerdo a los factores de inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa.

Las mediciones de amperaje, voltaje, radiación solar incidente, temperatura ambiental y humedad relativa se realizaron durante 28 días entre los meses de abril y mayo de 2021, tomando 8 mediciones diarias en intervalos de 60 minutos desde las 9:00 am hasta las 4:00 pm (Bahaidarah et al., 2013) (ver Anexo 8). Finalmente, el rendimiento del módulo se determinó con la Ecuación 14 establecida por IEC 61724-1 (2017).

$$n_f = \frac{E_{out}}{H_I \times A_a}$$

Ecuación 14: Eficiencia media real

3.4.1.2.1 Análisis estadístico de factores que podrían afectar el rendimiento

Ahora bien, en este estudio se realizó un análisis ANOVA para el diseño factorial 2^3 , para conocer si la eficiencia media real del sistema de paneles solares era afectada o no por los factores inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa con el software Statgraphics Centurion XVI. El procedimiento consistió en comprobar la hipótesis de similitud de los procesamientos en relación al promedio de la variable respuesta estudiada, siendo en este caso la eficiencia del SPS. La hipótesis estadística se presenta a continuación:

H_{e1} : $t_i \neq 0$ (La inclinación del SPS, la temperatura ambiental y la humedad relativa son factores que inciden en la eficiencia media real del SPS.)

H_{e01} : $t_1 = t_2 = \dots = t_k = 0$ (La inclinación del SPS, la temperatura ambiental y la humedad relativa son factores que no inciden en la eficiencia media real del SPS.)

Donde t_i es la consecuencia del procesamiento i sobre la variable de respuesta. Si H_{e01} es aceptada, esta comprueba que las consecuencias sobre el resultado de los k procesamiento son nulos estadísticamente. Por el contrario, al ser rechazada se puede concluir que por lo menos un efecto es distinto a cero, por lo que influye o influyen en la respuesta (Gutiérrez & de la Vara, 2008). De acuerdo a Montgomery (2004), este análisis se basa en el cálculo de los efectos principales de los factores a estudiar y sus interacciones a partir de la Tabla 5 (tabla de signos), en donde los signos de los efectos de interacciones se generan a partir de las columnas respectivas.

Tabla 5: Signos del diseño factorial 2^3

Total (Notación Yate)	A	B	C	AB	AC	BC	ABC
(1)	-	-	-	+	+	+	-
A	+	-	-	-	-	+	+
B	-	+	-	-	+	-	+
AB	+	+	-	+	-	-	-
C	-	-	+	+	-	-	+
AC	+	-	+	-	+	-	-
BC	-	+	+	-	-	+	-
ABC	+	+	+	+	+	+	+

FUENTE: Gutiérrez y de la Vara (2008).

Las letras de las columnas representan los efectos principales (A, B, C) que en este estudio vendrían a ser los parámetros de inclinación del panel solar, temperatura y humedad relativa y los efectos de interacción entre ellos (AB, AC, BC y ABC).

Al multiplicar las columnas de signos por las columnas de totales representados por las notaciones Yate, se obtiene los contrastes para cada uno de los efectos. A continuación, se presenta la Ecuación 41 para determinar el contraste A (Montgomery, 2004).

$$\text{Contraste A} = [a + ab + ac + abc - (1) - b - c - bc]$$

Ecuación 41: Cálculo del contraste A

En este sentido, si se hacen n repeticiones de cada tratamiento, los efectos de este diseño se obtienen con la relación de los contrastes entre 4n. Para el primer factor (A), el cálculo se realizaría de acuerdo a la Ecuación 42 (Gutiérrez & de la Vara, 2008).

$$\text{Efecto A} = \frac{\text{Contraste A}}{n2^{k-1}}$$

Ecuación 42: Efecto de los factores

Asimismo, las sumas de cuadrados de los efectos se determinan empleando los contrastes de los factores, tal como se muestra en la Ecuación 43 (Gutiérrez & de la Vara, 2008).

$$SC_{\text{efecto}} = \frac{(\text{Contraste}_{\text{efecto}})^2}{n2^k}$$

Ecuación 43: Suma de cuadrado de efecto

Luego, la suma total de cuadrados se calcula a partir de la Ecuación 44.

$$SC_T = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 \sum_{l=1}^2 \sum_{m=1}^n y_{ijlm}^2 - \frac{y_{\dots}^2}{n2^k}$$

Ecuación 44: Suma total de cuadrados

Para finalizar, por medio de una diferencia, se calculó la suma de cuadrados del error. Todos estos resultados permiten obtener el análisis ANOVA para el diseño 2^3 , como se puede observar en la Tabla 6. Los efectos calculados que arrojen valores-p menores a α igual a 0.05 se consideran activos y son los efectos que necesitan ser dilucidados para conocer mejor el comportamiento del proceso y así conocer el mejor tratamiento. Mientras el valor-p de un efecto sea menor, quiere decir que este tiene influencia sobre la variable de respuesta (Gutiérrez & de la Vara, 2008).

Tabla 6: ANOVA para el diseño 2^3

FV	SC	GL	CM	F_0	Valor- p
A	SC_A	1	CM_A	CM_A/CM_E	$P(F>F_0)$
B	SC_B	1	CM_B	CM_B/CM_E	$P(F>F_0)$
C	SC_C	1	CM_C	CM_C/CM_E	$P(F>F_0)$
AB	SC_{AB}	1	CM_{AB}	CM_{AB}/CM_E	$P(F>F_0)$
AC	SC_{AC}	1	CM_{AC}	CM_{AC}/CM_E	$P(F>F_0)$
BC	SC_{BC}	1	CM_{BC}	CM_{BC}/CM_E	$P(F>F_0)$
ABC	SC_{ABC}	1	CM_{ABC}	CM_{ABC}/CM_E	$P(F>F_0)$
Error	SC_E	$2^3(n-1)$	CM_E		
Total	SC_T	$N2^3-1$			

FUENTE: Gutiérrez y De la Vara (2008).

Cabe mencionar que se necesitaron dos réplicas ($n \geq 2$) para determinar el cuadrado medio del error, ya que la SC_E tiene 0 grados de libertad cuando $n=1$. Por lo que se realizó dos repeticiones para contar con suficientes grados de libertad para el error (Gutiérrez & de la Vara, 2008).

3.4.1.2.2 Población, muestreo y muestra de estudio

En la presente investigación, la población está conformada por los datos recopilados de la generación eléctrica diaria de los paneles solares. Los datos fueron recogidos durante 28 días entre los meses de abril y mayo de 2021.

Según Palella y Martins (2012), la población es el conglomerado de unidades de las que se pretende conseguir información y de las cuales se obtendrán las conclusiones.

Se realizó un muestreo intencional. El muestro intencional es descrito por Arias (2012) con las siguientes palabras: "... en este caso los elementos son escogidos con base en criterios o juicios preestablecidos por el investigador" (p. 85).

La cantidad de muestra fue de 16 mediciones de eficiencia media real diaria del sistema de paneles solares, ocho mediciones para los diferentes tratamientos planteados, más una repetición.

3.4.1.2.3 Variables de medición

En la Tabla 7 se clasifican las variables que se estudiarán en la investigación:

Tabla 7: Variables de investigación

Variab <i>les</i> independientes de Investigación	Variable dependiente de Investigación
Inclinación de los paneles solares (°)	Eficiencia media real del SPS
Temperatura ambiental(°C)	
Humedad relativa (%)	

3.4.1.2.4 Diseño experimental

Se aplicó un diseño factorial 2^3 , donde se evaluarán tres factores en dos niveles cada uno. Están constituido por $2^3 = 2 \times 2 \times 2 = 8$ procesamientos diversos. Estos ensayos fueron realizados por duplicado.

Los procesamientos del diseño 2^3 y su forma gráfica se observan en la Figura 10. La zona empírica es un cubo regular centrado en el origen (0, 0, 0), cuyos puntos son los ocho procesamientos. La matriz de diseño está constituida cambiando el valor mínimo y máximo en la columna inicial, luego se variarán dos mínimos y dos máximos en la segunda columna, y cuatro valores mínimos y cuatro valores máximos en la última; el diseño resultante apropiado en el orden estándar (Gutiérrez & de la Vara, 2008).

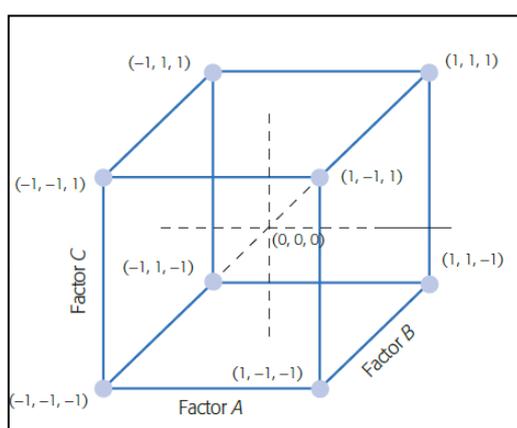


Figura 10: Representación geométrica del Diseño factorial 2^3 .
FUENTE: Gutiérrez y de la Vara (2008).

A continuación, en la Tabla 8 se presenta la combinación de niveles de los ocho tratamientos a analizar.

Tabla 8: Diseño factorial 2³

Inclinación	Temperatura	Humedad relativa
-1	-1	-1
1	-1	-1
-1	1	-1
1	1	-1
-1	-1	1
1	-1	1
-1	1	1
1	1	1

Seguidamente, en la Tabla 9 se presentan los niveles que se emplearán para cada uno de los factores.

Tabla 9: Niveles de los factores experimentales

Factores	Niveles	
	-	+
Angulo de inclinación	11°	21°
Temperatura	20°C	25°C
Humedad relativa	60%	80%

Cabe señalar que los valores de los parámetros de temperatura y humedad relativa del cuadro anterior, se plantearon de acuerdo al rango promedio obtenido en el estudio de monitoreo, por el clima de la zona y por la estación del año durante el estudio. Por su contraparte, el ángulo de inclinación del panel se comporta como un factor controlable.

A partir de los parámetros establecidos en la Tabla 7, se planteó la matriz del diseño factorial 2³ que se emplearon para realizar la medición de rendimiento del SPS (ver Tabla 10).

Tabla 10: Diseño factorial 2³ con los parámetros establecido para cada factor

Replicas	Nro. de ensayos	Inclinación (°)	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)
1	1	11	20	60
	2	21	20	60
	3	11	25	60
	4	21	25	60
	5	11	20	80
	6	21	20	80
	7	11	25	80
	8	21	25	80
2	1	11	20	60
	2	21	20	60
	3	11	25	60
	4	21	25	60
	5	11	20	80
	6	21	20	80
	7	11	25	80
	8	21	25	80

Cabe señalar que, todo el análisis estadístico de datos se realizó con el programa Statgraphics Centurion XVI.

3.4.1.3 Cálculo de coeficiente de rendimiento (PR)

Para calcular el coeficiente de rendimiento del SPS (PR), se utilizó la ecuación 17.

$$PR = \frac{E_{out}/P_o}{H_I / G_{I,ref}} = \frac{n_f}{n_{A,0}}$$

Ecuación 17: Coeficiente de rendimiento de SPS.

Luego, se evaluó el valor obtenido para determinar posibles causas de afectación sobre la generación eléctrica del sistema de paneles solares.

3.4.2 Obtener y analizar los valores de tiempo de recuperación de la energía (EPBT), rendimiento energético de la inversión (EROI) y potencial de reducción de la huella de carbono del ciclo de vida del sistema de paneles solares con los dos niveles de eficiencia propuestos.

Una vez obtenido el valor de la eficiencia media real óptima del SPS y su correspondiente coeficiente de rendimiento (PR), se procedió a estimar las métricas de los sistemas fotovoltaicos (CED, EPBT y EROI), tomando como escenarios los cálculos con dos niveles de eficiencia diferentes. Uno de ellos, utilizando la eficiencia media real obtenida del SPS y

el otro escenario tomando como coeficiente de rendimiento el valor de 0.8, el cuál es utilizado en estimaciones de producción energética de sistemas fotovoltaicos ante la imposibilidad de obtener el valor de eficiencia media real. Se realizó dicho supuesto ya que, sea cual fuese el resultado del rendimiento real obtenido, alguno de los dos escenarios tendría un valor de eficiencia superior al del otro. En ese sentido, luego de calcular el potencial de reducción de huella de carbono para cada nivel de eficiencia planteado, se analizó posteriormente si el aumento del rendimiento real podría reducir aún más la huella de carbono del ciclo de vida del SPS de la empresa.

Para la obtención de los valores de reducción de la huella de carbono en ambos escenarios, se aplicó la metodología desarrollada por Yue et al. (2014). Los resultados de un Análisis de Ciclo de Vida (ACV) de un sistema de energía solar fotovoltaica dependen de tres grandes factores:

- El rendimiento energético del sistema específico: esto varía con las ubicaciones geográficas en las que el sistema está instalado. Esto implica que cuanto mayor sea la insolación solar del lugar, mayor será el rendimiento energético. También depende de la eficiencia del sistema fotovoltaico y los factores locales como el polvo, la temperatura ambiente, entre otros. Para este caso se utilizó el valor óptimo obtenido tras realizar el análisis de varianza de los efectos ambientales y el ángulo de inclinación. Luego, para el cálculo de irradiación anual se utilizó el software PVsyst 7.2, de donde se extrajo una base de datos de irradiación mensual promedio de varios años, de acuerdo a las coordenadas geográficas del lugar de estudio. Luego, se realizó la conversión de la irradiación global horizontal a irradiación global en ángulo inclinado óptimo.
- Los impactos ambientales de la fabricación del sistema: esto es influenciado por el tipo de material fotovoltaico, la fuente de electricidad para fabricar el sistema fotovoltaico, el balance del sistema, los procesos involucrados y el transporte desde el lugar de producción hasta el lugar operación. En ese sentido se realizó el análisis tanto de los paneles como del resto del sistema (BOS), utilizando los datos de consumo energético de fabricación recopilados en base a sus características de diseño y operatividad y lugares de procedencia de los productos.
- La vida útil del sistema: los impactos varían directamente como el inverso de la vida del sistema; esto significa que los cambios en el tiempo de vida pueden producir variaciones

en los resultados de la ACV. Se asume que el tiempo de vida del SPS es de 25 años en este estudio.

Una vez obtenidas las variables necesarias, se determinaron los perfiles energéticos y ambientales para el sistema de paneles solares mediante la evaluación de los indicadores relativos. Luego, se realizó el cálculo de la reducción de la huella de carbono a través de una adaptación de la metodología realizada por Akinyele (2017), asumiendo cambios del PR del sistema fotovoltaico. En ese sentido, se establecieron 2 escenarios posibles, el primero utilizando el valor de la eficiencia media real obtenido durante el periodo de análisis y el segundo asumiendo un coeficiente de rendimiento recomendado por la IEA (PR=0.8) para paneles solares ubicados en suelo, cuando no se dispone de información real de la zona (Fthenakis et al. 2008; Mason et al., 2006; Pfatischer 2008; como se citó en Fthenakis, 2011).

3.4.2.1 Demanda energética acumulada (CED)

Ahora bien, para conocer la demanda energética acumulada, se aplicó el método de análisis de ciclo de vida de la operación del sistema de paneles solares evaluado. Para los cálculos de estas estimaciones, se tomaron en cuenta las indicaciones del fabricante, donde establece que los paneles solares tienen una vida útil de 25 años.

Seguidamente, se describen algunas consideraciones tomadas en cuenta para la obtención del CED:

1. Se tomó como referencia el valor obtenido por Yue et al. (2014), quien hizo un análisis del proceso de fabricación de los paneles solares en China y su transporte interno. En dicho estudio se comparó el gasto energético entre la fabricación de paneles chinos (CN) y europeos (RER), siendo los últimos los de menor demanda de energía (ver Figura 11). Sin embargo, para este caso se consideró el valor de energía utilizada en el proceso de manufactura de los paneles chinos, conforme al lugar de procedencia de los módulos analizados en la presente investigación.

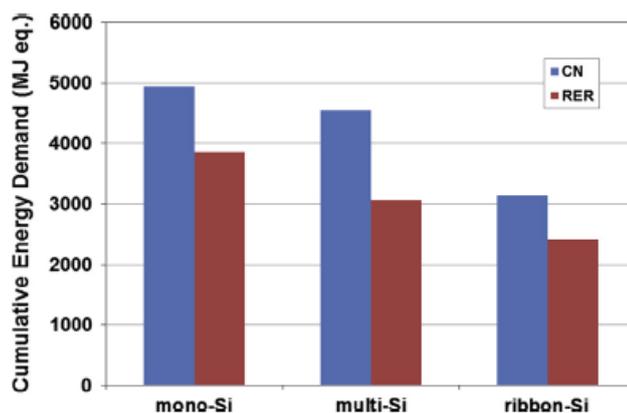


Figura 11. Demanda de energía acumulada de paneles solares de fabricación China (CN) y europea (RER).

FUENTE: Yue et al. (2014)

En ese sentido, el estudio mencionado se basó en el método convencional por procesos en las etapas del ciclo de vida, el cual consistió en estudiar el costo energético en la vida útil de los paneles solares desde su producción a base de sílice (Si). Se toma China como escenario de fabricación de los módulos, y específicamente la ciudad de Ningbo conforme con el origen de los paneles de este estudio.

Los datos de demanda de energía acumulada (CED) del proceso de producción y transporte interno de los paneles solares monocristalino (mono-Si) fueron tomados directamente de la investigación de Yue et al. (2014), con base en los datos obtenidos, se tomaron para escenarios, los resultados de demanda de energía acumulada CED del módulo monocristalino, tal como sucede en este estudio. Cabe mencionar que el autor menciona que la infraestructura y el transporte interno para fabricar los módulos de paneles solares fueron tomados en consideración en el cálculo de consumo energético.

En el caso de los componentes del BOS, se consideraron las demandas energéticas de fabricación de equipos, recopiladas de algunos estudios previos. De lo anterior, para el caso de las baterías e inversor, se utilizaron los valores de requisitos de energía para los componentes del BOS propuestos por Alsema (2012), mostrados en la Tabla 3. Cabe señalar que, el autor antes mencionado, propuso una proyección de valores de demanda energética para el año 2020 de acuerdo a las características de los equipos del SPS, datos con los cuales se trabajó en esta investigación. Añadido a ello, se consideró un tiempo de vida útil de 10 años para las baterías tipo gel ácido-plomo y 12.5 años para el inversor,

por lo que se consideró un total de 6 de baterías y 2 inversores durante el ciclo de vida del sistema de paneles solares.

En cuanto al cableado, soporte estructural y cimentación; Perpiñán (2020) y Alsema (2012) consideran que es mínimo el aporte al gasto de energía en el ciclo de vida del sistema en general. Sin embargo, para obtener resultados más cercanos a la realidad, se tomó en cuenta el costo energético de fabricación de los materiales utilizados de acuerdo a sus características y cantidades utilizadas. De ello, se utilizaron los valores de consumo energético por tipo de material presentados por Baird et al. (1997).

2. La CED por aspectos logísticos (envíos) se obtuvo incorporando la energía utilizada en el transporte de todo el sistema (paneles, baterías e inversor) a lo largo de su vida útil, tomando en cuenta los recambios de baterías tipo gel. Se consideró, en la estimación del recorrido total hasta las instalaciones de la empresa, China como país de origen; y además un recorrido en rutas nacionales desde el puerto del Callao hasta la empresa. En el caso del transporte del soporte metálico y cemento para la cimentación del sistema, se consideró, por fines prácticos, la misma distancia en rutas nacionales que la recorrida por los equipos del SPS provenientes de Asia, es decir solo la distancia en Lima.

Ahora bien, sumado a todo lo anterior, para calcular la energía demanda por el transporte de los bienes desde China, se realizó una simulación de rutas de vía marítima para conocer la distancia entre puertos desde Ningbo hasta el Callao, siendo esta igual a 160000 km aproximadamente. Del mismo modo, se estimó la distancia promedio desde el Callao hasta el lugar de instalación del SPS, para hallar el consumo de energía por transporte de materiales y equipos del sistema; dicha distancia media fue de 35.2 km aproximadamente.

La energía demandada por transporte por carretera se realizó asumiendo que el vehículo de carga fue un camión de menos de 6.5 t. Luego, el consumo de energía se calculó empleando la Ecuación 37 planteada en CLECAT (2012), cabe indicar que se utilizaron los valores de consumo energético específico para barcos y camiones establecidos por dichos autores en su publicación denominada “Calculating GHG emissions for freight forwarding and logistics services in accordance with EN 16258”

$$F = W \times D \times E$$

Ecuación 37: Consumo de energía.

3. No se tomó en cuenta, en el CED total, la energía de la instalación, operación y cableado del sistema, por no ser significativa y el mínimo mantenimiento requerido de acuerdo a lo señalado por Alsema (2012) y Perpiñán (2020). El valor energético de la disposición final utilizado fue de 69.4 kWh/m² (Avfall Sverige, 2015, como se citó en Rojas & Lizana, 2018).
4. Asimismo, se utilizó la ecuación 36 para la estimación de la CED total del SPS.

$$CED = E_{ma} + E_{tr} + E_{in} + E_{us} + E_{de}$$

Ecuación 36: Demanda energética acumulada

3.4.2.2 Tiempo de recuperación de energía (EPBT)

Para el cálculo del tiempo de recuperación de la energía empleada en el sistema de paneles solares, se utilizó el valor del CED obtenido.

Luego, para determinar el EPBT del sistema de paneles solares, se calculó previamente la producción anual de energía a partir de la Ecuación 14 establecida por IEC 61724-1 (2017).

$$n_f = \frac{E_{out}}{H_I \times A_a}$$

Ecuación 14: Eficiencia media real del SPS

De donde se obtiene la siguiente expresión:

$$E_{out} = OUT_{el} = H_I \times A_a \times n_f$$

Ecuación 45: Energía anual producida por el SPS

Donde:

H_I: Irradiación anual efectiva sobre el plano SPS

A_a: Área total del SPS

n_f: Eficiencia media real del SPS

Luego, se utilizó la Ecuación 45 para el cálculo de la energía producida anual por el SPS, donde se tomó en cuenta:

1. La irradiación solar anual efectiva sobre la empresa. Este valor se obtuvo a partir de la base de datos de radiación anual, según las coordenadas de la empresa, obtenida con el software PVsyst 7.2, el cual es utilizado para cálculos de diseño de sistemas fotovoltaicos (ver Anexo 18). Dicho software extrae base de datos de diversas fuentes, entre ellos la de Meteonorm, que según Sharma y Kumar (2020) proporciona datos meteorológicos mensuales en cada punto del globo, a través de modelos matemáticos por interpolación de información de estaciones meteorológicas en todo el mundo. En ese sentido, se proyectó la irradiación global horizontal a irradiación sobre plano inclinado a 11° para estimar la producción anual de energía. No se utilizaron los datos procesados de la estación meteorológica ya que el período de toma de datos de radiación solo fue de 30 días, un periodo corto para estimar la irradiación global anual, debido a los cambios naturales por movimiento de la tierra, ubicación, estaciones del año, entre otros.
2. El área transversal activa del módulo, que, de acuerdo a las dimensiones del panel solar, es igual a 3.2 m² (2 paneles de 1.6 m²)
3. La eficiencia óptima promedio del SPS considerada para el escenario 1, de acuerdo a los factores inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa; y la eficiencia con PR=0.8 para el escenario 2.

El tiempo de recuperación de energía en términos de energía primaria se calculó con la Ecuación 38.

$$EPBT_{PE-eq} = \frac{CED}{OUT_{el}/n_G}$$

Ecuación 38. Tiempo de recuperación de energía en términos de energía primaria

Siendo el valor de n_G igual a 0.571 en la presente investigación. Dicho valor fue tomado del Ministerio de Energía y Minas (2019) del Balance Nacional de Energía, acorde a la realidad del país.

3.4.2.3 Retorno energético de la inversión (EROI)

Este indicador se calculó de acuerdo a la Ecuación 39 descrita por Yue et al. (2014).

$$EROI_{PE-eq} = \frac{\text{Tiempo de vida}}{EPBT_{PE-eq}} = \frac{\text{Tiempo de vida} \times \text{OUT}_{el}/n_G}{CED}$$

Ecuación 39: Rendimiento energético de la inversión en términos de energía primaria

Luego se evaluaron los resultados de los 2 escenarios planteados, tomando en consideración lo mencionado por Akinyele (2017), quien advierte que un valor de EROI mayor a 1 indica que la generación de electricidad durante la vida operativa de la planta con SPS es mayor que el valor que se ha invertido inicialmente en su producción, lo que indica una mayor producción neta de electricidad por parte del sistema. Por el contrario, un EROI menor a 1 implica que el sistema eléctrico no es una tecnología renovable. Esto se debe a que su CED es mayor que la electricidad generada durante su ciclo de vida. En tanto, habrá una reducción de la huella de carbono siempre que el EROI sea mayor a 1, pues el excedente de energía del SPS se traduce en una disminución de energía requerida a la red nacional, disminuyéndose así la huella de carbono por consumo eléctrico.

3.4.2.4 Potencial de reducción de la huella de carbono

Una ventaja central de las tecnologías fotovoltaicas, en el contexto de la creciente atención asociada con el cambio climático antropogénico, es que tienen una huella de carbono extraordinariamente baja y casi ninguna emisión de gases de efecto invernadero (GEI) durante la operación, lo que proporciona importantes beneficios ambientales en comparación con los combustibles fósiles tradicionales. o incluso tecnologías nucleares. La huella de carbono generalmente se mide por la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida del sistema fotovoltaico, lo que implica emisiones directas de los procesos de fabricación y diversas actividades, así como emisiones indirectas incrustadas en los materiales y las infraestructuras.

Ahora, es preciso indicar que, en el presente estudio se realizó el cálculo el potencial de reducción de huella de carbono del ciclo de vida del SPS, tanto para el escenario 1 con su eficiencia media real como para el escenario 2 con su eficiencia modificada (PR=0.8). Luego, se evaluó el grado de reducción de la huella de carbono en ambas situaciones.

Luego, se usó la Ecuación 46, mencionada por Barroso (2020) y Cabello (2013), también utilizada por Deriche et al. (2018); para evaluar la reducción de la huella de carbono del SPS.

$$\text{Mitigación neta de } CO_2 - eq.SPS = OUT_{el} * (L - EPBT_{PE-eg}) * FE$$

Ecuación 46: Mitigación de CO₂-eq del ciclo de vida del SPS.

Donde:

OUT_{el}: Energía anual producida por el SPS

EPBT_{PE-eg}: Tiempo de retorno de la inversión del SPS en términos de energía primaria equivalente.

L: Tiempo de vida útil del SPS

FE: Factor de emisión

Para tal efecto, se debe tener en consideración que, las cantidades de emisión de ambos escenarios fueron contabilizadas en t de CO₂-eq, usando como factor de emisión el valor de 0.4465 tCO₂-eq /MWh. Dicho número fue calculado por el MINEM el año 2016 con la herramienta “tool to calculate the emission factor for an electricity system version 6.0”, según lo señalado en el “Boletín de energías renovables” (Ministerio de Energía y Minas, 2021).

IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 Determinación y evaluación los valores reales óptimos de eficiencia media y coeficiente de rendimiento (PR) del sistema de paneles solares, de acuerdo a los factores: inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa.

4.1.1 Nivel de la irradiación global sobre plano inclinado en la empresa de residuos sólidos.

Los resultados de irradiancia horizontal e irradiancia global promedio diaria, entre las 9 y 16 horas, sobre panel inclinado a 11° se presentan en el Anexo 10, mientras que en el Anexo 11 se muestran los resultados de irradiancia global promedio sobre panel inclinado a 21° .

De los anexos 10 y 11 se puede inferir que las irradiancias sobre los paneles inclinados a 11° y 21° fueron mayores a la irradiancia recibida en plano horizontal. De hecho, se recibieron en promedio 478.04 W/m^2 sobre un plano inclinado a 11° y 481.78 W/m^2 sobre un plano a 21° de inclinación.

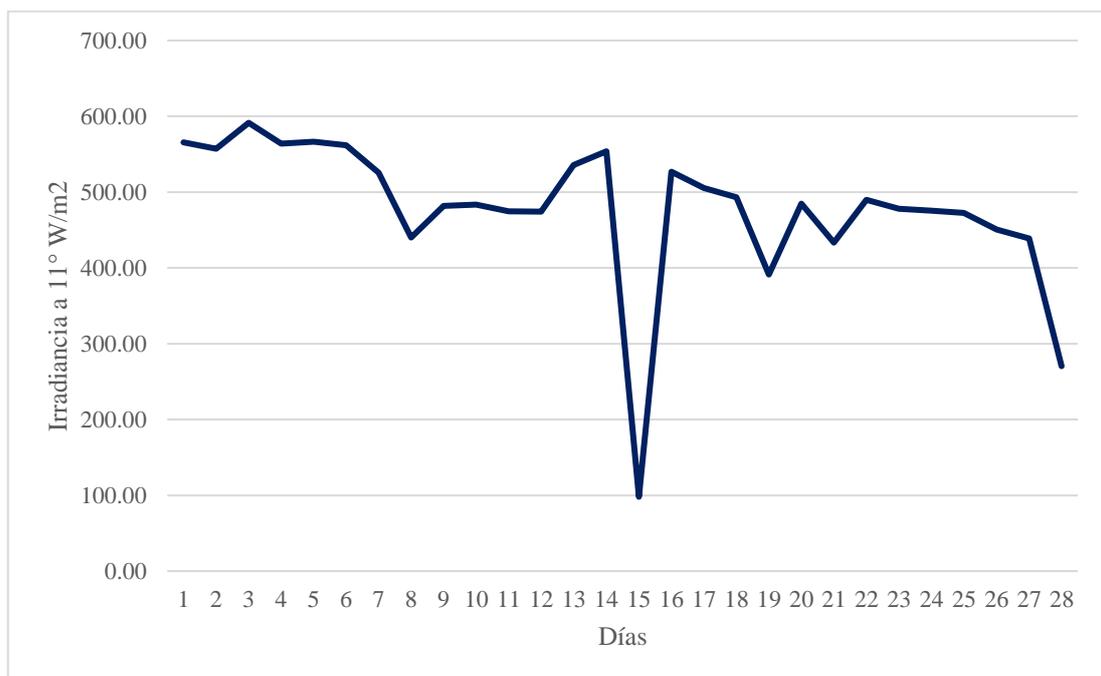


Figura 12: Niveles de irradiancia global promedio diaria sobre plano inclinado a 11° entre abril y mayo de 2021.

En la Figura 12, a continuación, se muestra el comportamiento de la irradiancia global promedio diaria (9:00 a 16:00 horas) en plano inclinado a 11° en W/m^2 . Y, como se puede evidenciar, la distribución entre los días es variable, donde la irradiancia más baja percibida fue el día 15, con un valor promedio de 98.09, mientras que el día con mayor irradiancia solar fue el día 3, con un valor promedio de 591.46.

Asimismo, en la Figura 13, se muestra el comportamiento de la irradiancia solar global promedio diario sobre plano a 21° expresada en W/m^2 . Y, como se puede evidenciar, el valor más bajo percibido se dio el día 15, con un valor promedio de 95.96 mientras que el día con mayor irradiación solar fue el día 3, con un valor promedio de 598.06.

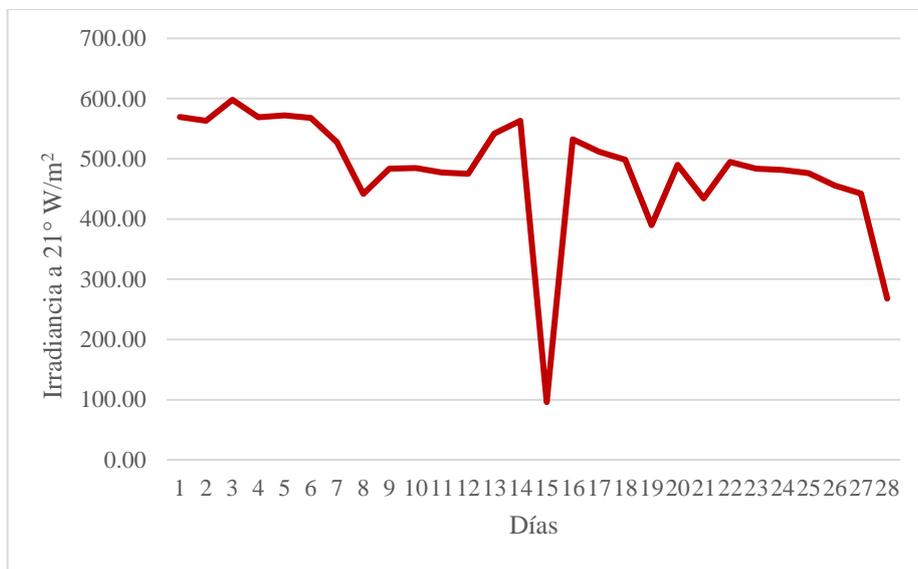


Figura 13: Niveles de irradiancia global promedio diaria sobre plano inclinado a 21° entre abril y mayo de 2021.

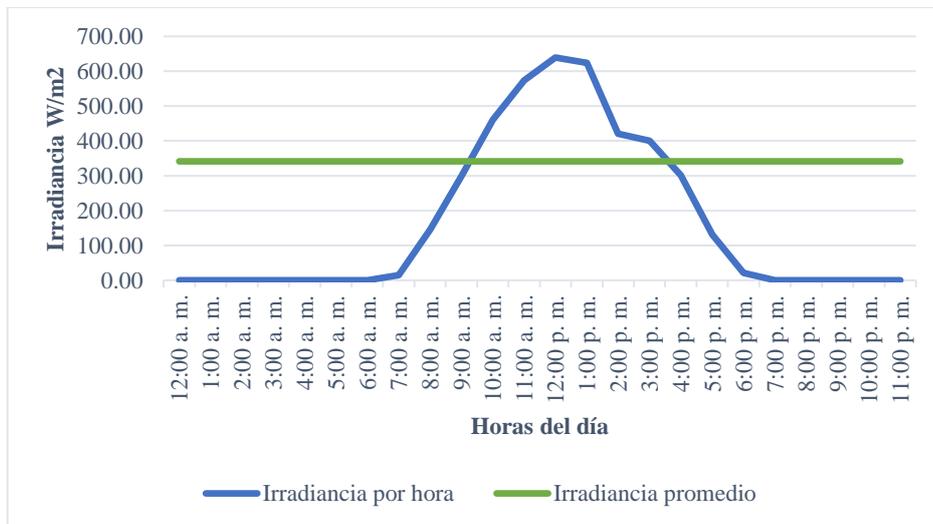


Figura 14: Nivel de irradiancia horizontal según horas del día, entre los meses de abril y mayo de 2021.

Como se puede apreciar en la figura 14, el promedio mensual de irradiancia horizontal, fue de 341.43 W/m² y una irradiación horizontal promedio diaria de 4.032 kWh/m², considerando horas de sol desde las 6:00 a.m. hasta las 7:00 p.m. aproximadamente.

Por último, se presentan en el Anexo 12 los valores de irradiación sobre plano inclinado a 11°, calculados en el intervalo de 9:00 a 16:00 Horas. De igual modo, en el Anexo 13, se observan los valores de irradiación global sobre plano inclinado a 21°.

De las anexos 12 y 13, se denota que la irradiación global horizontal durante el período de análisis fue de 103800 Wh/m² (103.8 kWh/m²) y un promedio diario de 3707.14 Wh/m² (3.7 kWh/m²), mientras que la irradiación global sobre plano inclinado a 11° fue de 107081,75 Wh/m² (107.08 kWh/m²) durante los 28 días de prueba y un promedio por día de 3824.35 Wh/m² (3.82 kWh/m²), por último la irradiación global acumulada en plano inclinado a 21° durante los días analizados fue de 107919.69 Wh/m² (107.92 kWh/m²) y 3854.27 Wh/m² (3.86 kWh/m²). De lo anterior, se observa una pequeña diferencia a favor de la irradiación global sobre el plano inclinado a 21°, sin embargo, ello no conlleva a pensar que haya un mejor rendimiento en el sistema, pues es solo un indicador de cuanta energía se recibe en un determinado lugar.

4.1.2 Eficiencia media real óptima del sistema de paneles solares de acuerdo a los factores de inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa.

Ahora bien, para el análisis de la eficiencia eléctrica del sistema de paneles solares (SPS), se realizaron medidas de la temperatura ambiente y la humedad relativa en el lugar donde se encontraban instalados los dispositivos fotovoltaicos. Estas mediciones se realizaron de manera conjunta con la medición de la irradiancia solar, colocándose los promedios diarios en el Anexo 14.

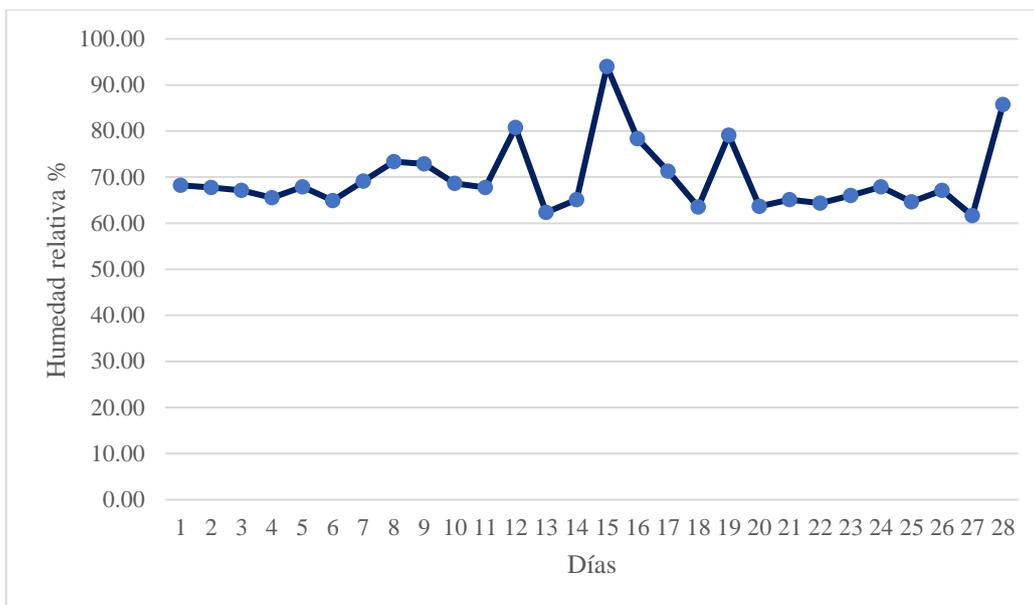


Figura 15: Comportamiento de la humedad relativa durante periodo de análisis

Como se puede apreciar, la humedad relativa promedio diaria en el horario de toma de medidas estuvo por encima de 60%, siendo su menor valor promedio igual a 61.63%, para el día 27, y alcanzado su valor mayor el día 15, con un 94.00%, mientras que el promedio en el mes de mediciones fue de 69.76%, con una desviación estándar de 7.55%.

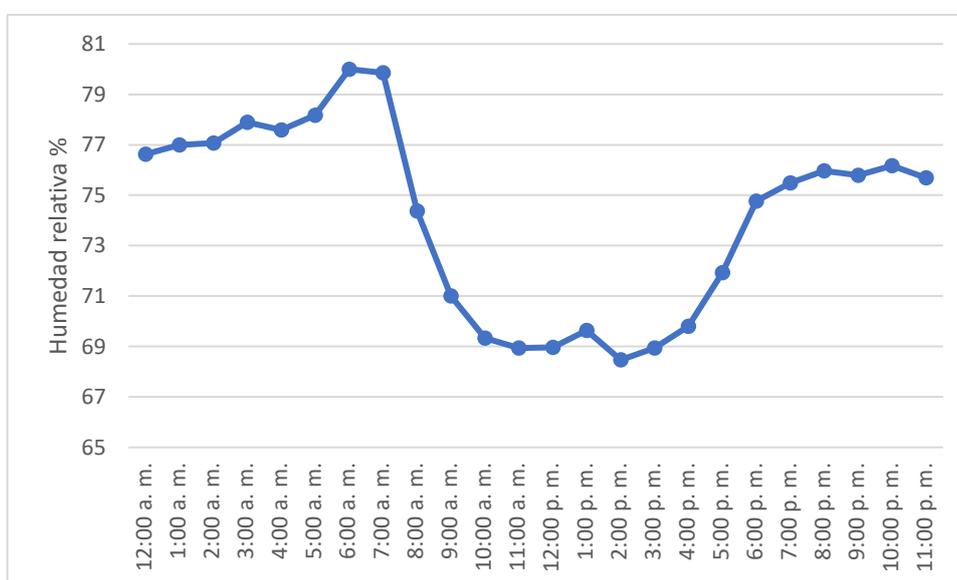


Figura 16: Nivel de humedad relativa (datos de estación meteorológica) según horas del día entre los meses de abril y mayo de 2021.

De acuerdo a lo observado en la figura 16, se puede evidenciar que la humedad relativa según las horas del día, tuvo sus valores más altos entre las 6:00 a.m. y 7:00 a.m. sin llegar

a sobrepasar el 80 %. Por otra parte, los valores mínimos se dieron alrededor de las 2:00 p.m. con un valor inferior al 70%.

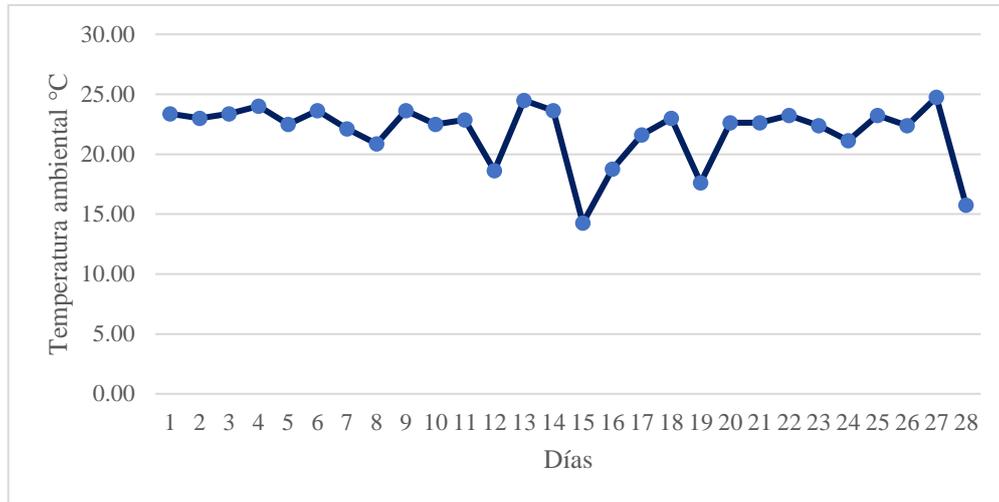


Figura 17: Comportamiento de la temperatura ambiental durante periodo de análisis.

En el caso de la temperatura ambiente, se observa que el menor valor promedio diario en el horario de toma de datos fue de 14.31°C, para el día 15 de medición, y la temperatura más alta registrada fue de 24.75°C, para el día 27 de medición. La temperatura ambiente tuvo un promedio, en los 28 días de medición, igual a 21.86°C, con una desviación estándar de 2.57%.

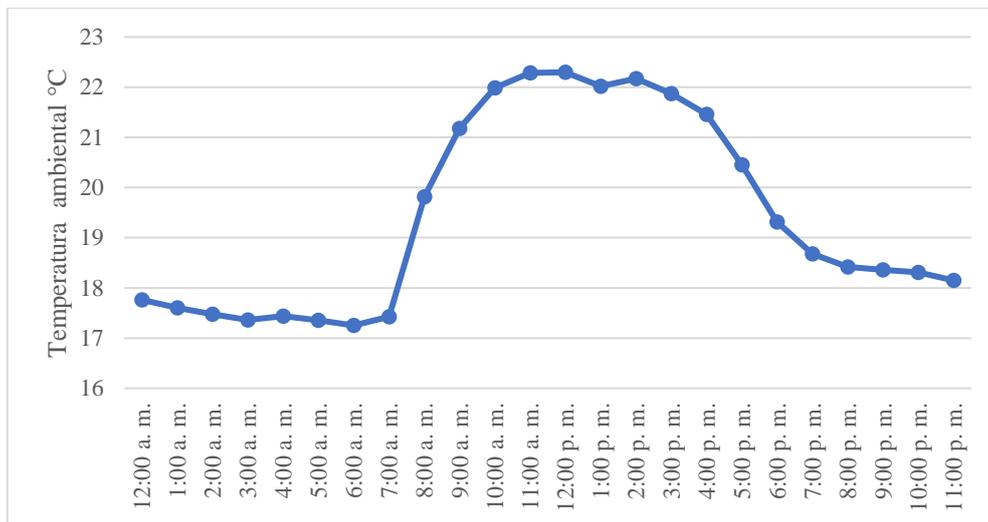


Figura 18. Nivel diario de la temperatura ambiente (estación meteorológica) según las horas del día entre los meses de abril y mayo de 2021.

En cuanto a la temperatura ambiental según las horas del día, mostrada en la figura 18, se observa que los valores más altos promedio se registró entre las 11:00 a.m. y las 2:00 p.m.,

y las temperaturas más bajas se registraron justo antes del amanecer, alrededor de las 6:00 a.m.

De la figura 19, cabe mencionar que existe un comportamiento inverso (naturalmente); es decir, a mayor temperatura se evidencia menor humedad relativa y a menor temperatura la humedad relativa crece en la mayoría de los casos registrados. Aunque, se presentaron algunos casos donde se logró detectar que la humedad se mantenía alta a pesar de que la temperatura era también alta. Estos casos fueron tomados en cuenta para el análisis estadístico que se efectuó más adelante.

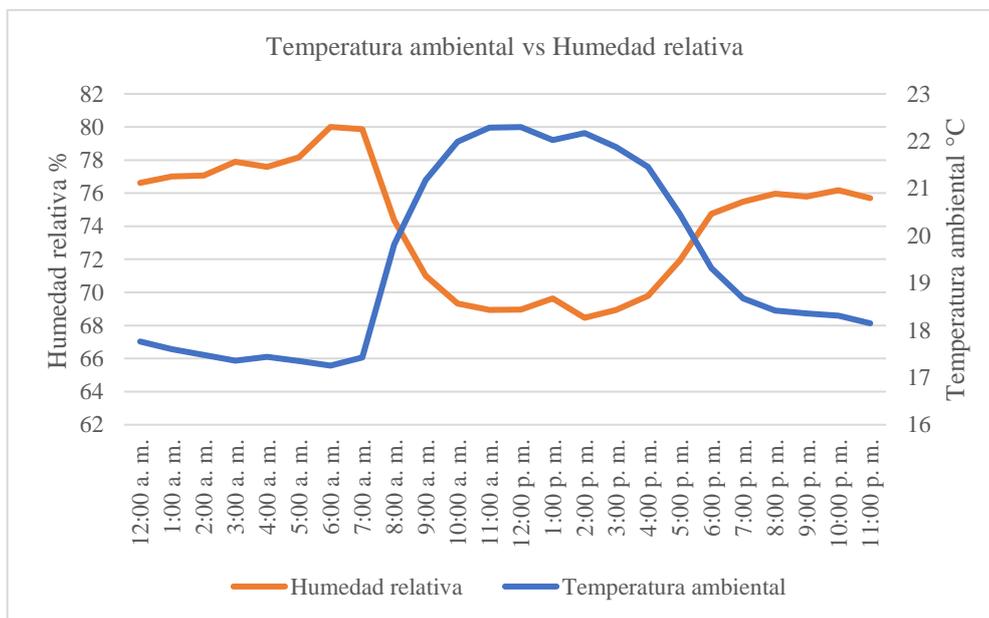


Figura 19. Comportamiento de la Temperatura vs Humedad relativa

Ahora bien, al mismo tiempo en que se realizaban estas medidas físicas ambientales, se realizó la medición de los parámetros eléctricos, en cada cambio manual de la inclinación del sistema de paneles solares. En el Anexo 15 se muestran los valores totales - de cada día - de energía de salida de corriente alterna del SPS (E_{out}), de acuerdo a los ángulos de inclinación preestablecidos en el diseño experimental.

Como se puede observar en el Anexo 15, el valor promedio de la energía de salida del SPS para un ángulo de inclinación de 11° fue de 681.38 Wh, con una desviación estándar de 183.59 Wh; mientras que para la inclinación de 21° el valor promedio de energía de salida fue de 680,87 Wh, con una desviación estándar de 184.40 Wh. El valor más alto registrado, para el ángulo de 11° , fue igual a 1374.3 Wh, en el día 16, y el menor valor fue 403.15 Wh,

para el día 15. En el caso de la inclinación a 21° el mayor valor fue obtenido el día 16, siendo este 1339.51 Wh, y su valor menor fue de 321.21 Wh para el día 15.

Como se pueden evidenciar, no se observan grandes diferencias en las cantidades totales de producción energética registradas para ambas inclinaciones. Esto quizá se deba a que la inclinación de los paneles solares no afecta de manera significativa la irradiación recibida en el lugar donde se encuentran ubicados, tal como se verá más adelante en el análisis estadístico.

Ahora bien, con estos datos recolectados se procede a determinar el rendimiento eléctrico del SPS para cada día con los datos de irradiación sobre plano inclinado calculados anteriormente, para lo cual se empleó la Ecuación 14. Los resultados se muestran en el Anexo 16.

A continuación, en las Figuras 20 y 21 se presentan los comportamientos del rendimiento o eficiencia media real del sistema de paneles solares con los diferentes ángulos de inclinación. Como se puede apreciar, los resultados con ambas inclinaciones son muy similares. En relación a la inclinación de 11° , se tuvo un promedio de 6.02% y una desviación estándar de 2.62%, siendo el valor más alto registrado para esta inclinación igual a 16.06%, para el día 15, y el menor valor registrado fue de 2.96%, para el día 4.

Así pues, los datos obtenidos para la inclinación de 21° presentan un promedio de 5.89% y una desviación estándar de 2.23%, siendo su valor mayor 13.08%, para el día 15, y el valor menor igual a 3.14%, para el día 4.

Sumado a lo anterior, se precisa que, la eficiencia media real del SPS durante los 28 días de toma de datos fue de 5.57% para un ángulo de inclinación de 11° y de 5.52% para un ángulo de inclinación de 21° . Ello quiere decir que, aunque se recibió algo más de energía a una inclinación de 21° , no se tradujo en una mayor eficiencia del sistema en dicha inclinación. Por el contrario, a 11° se recibió menos energía solar, pero se obtuvo una “mejor” eficiencia. Sin embargo, para determinar la significancia del ángulo de inclinación sobre la eficiencia media real, se realizó una prueba estadística, tal como se observa más adelante.

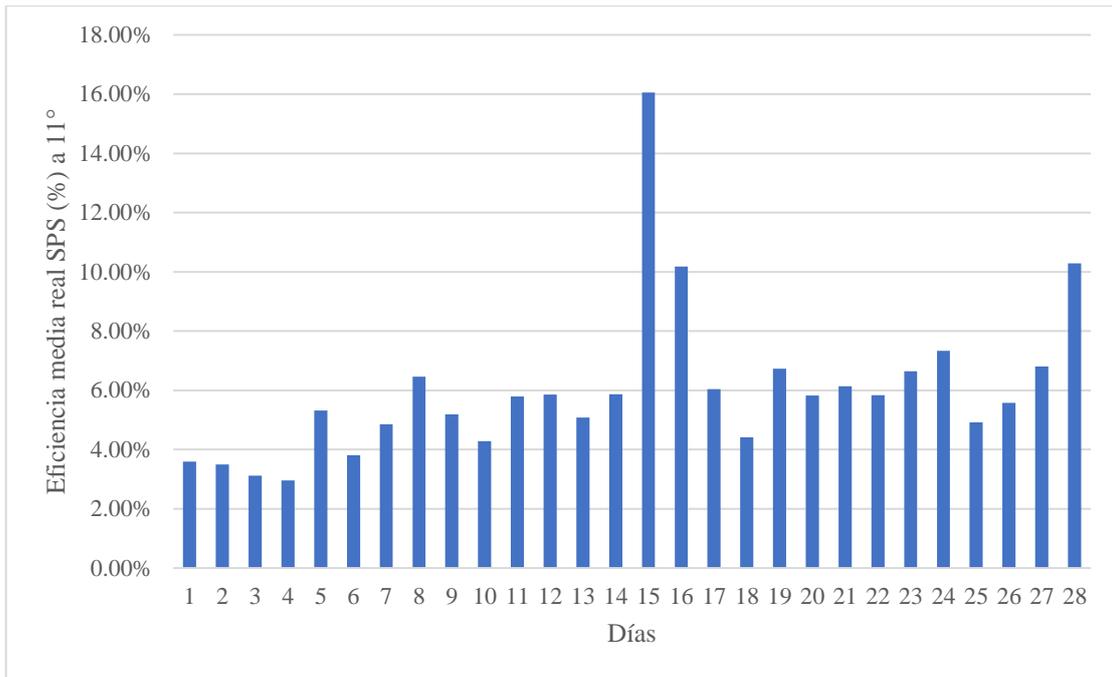


Figura 20: Comportamiento de la eficiencia del sistema de paneles solares con inclinación de 11°.

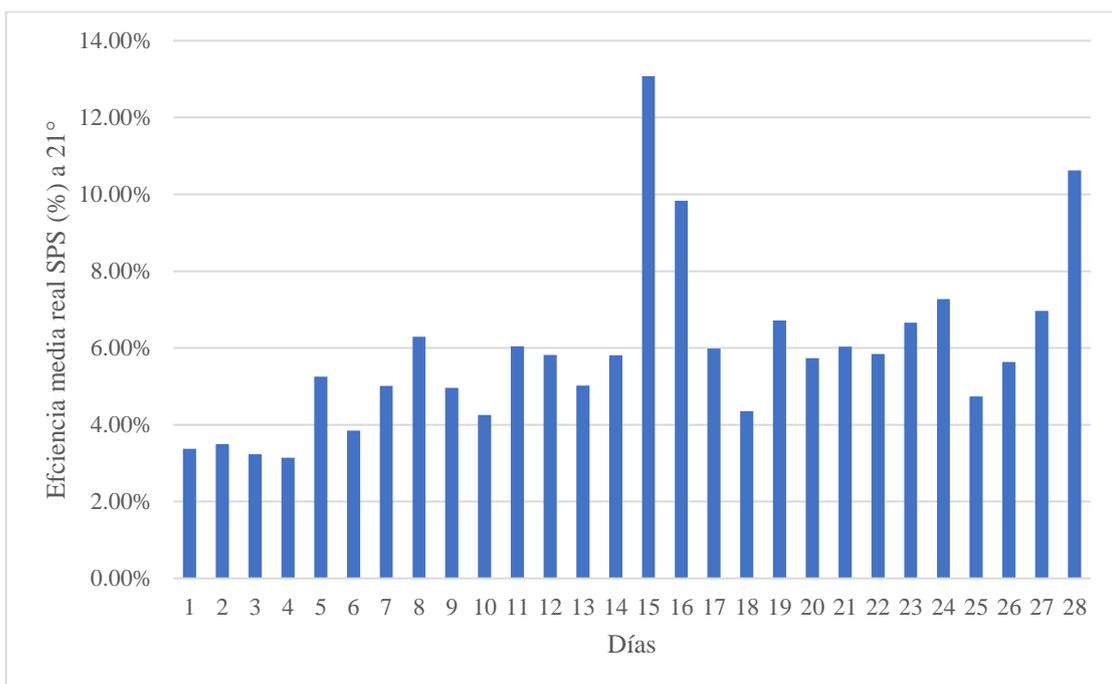


Figura 21: Comportamiento de la eficiencia del sistema de paneles solares con inclinación de 21°.

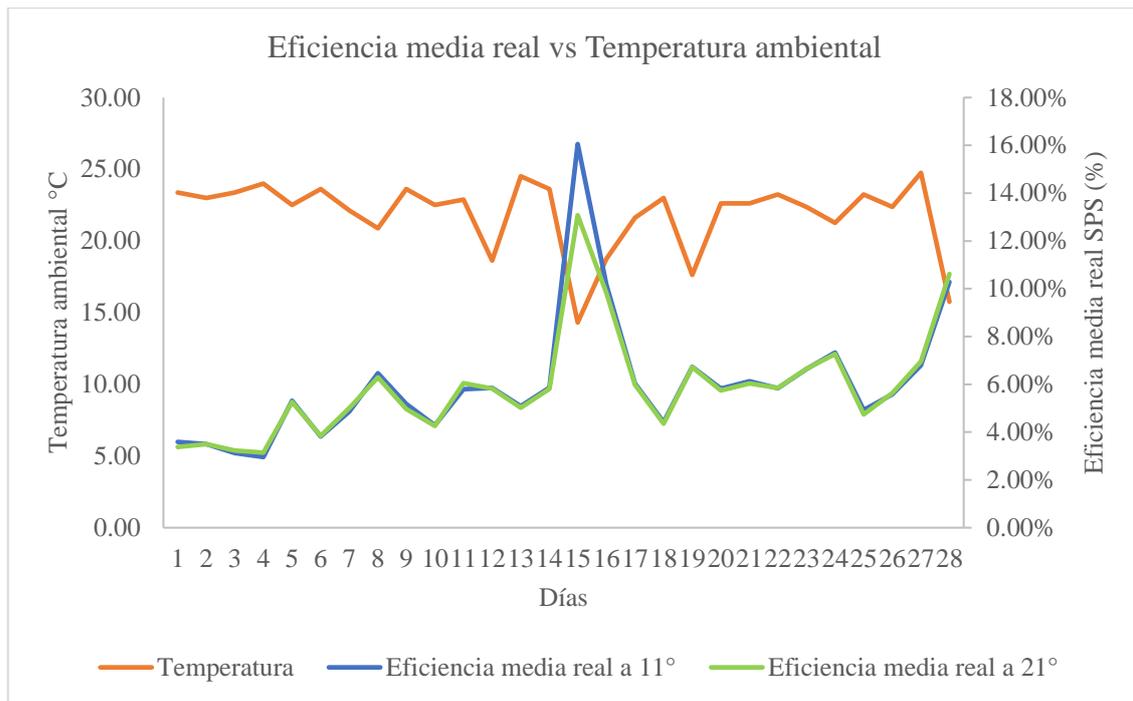


Figura 22: Comportamiento de la eficiencia media real del sistema de paneles solares frente a la temperatura ambiental en ambos ángulos de inclinación.

De otro lado, en la Figura 22 se muestra la interacción entre la eficiencia media real en ambos ángulos de inclinación y la temperatura ambiental. Tal y como se observa, el comportamiento es inversamente proporcional en la mayoría de veces, es decir que a medida que la temperatura aumentaba, el valor de la eficiencia disminuía. Sin embargo, dicha información debe tomarse con precaución, porque, si bien es cierto que la relación entre ambas variables es negativa, no se puede definir con ello la significancia del comportamiento de la temperatura sobre el resultado del rendimiento real del SPS.

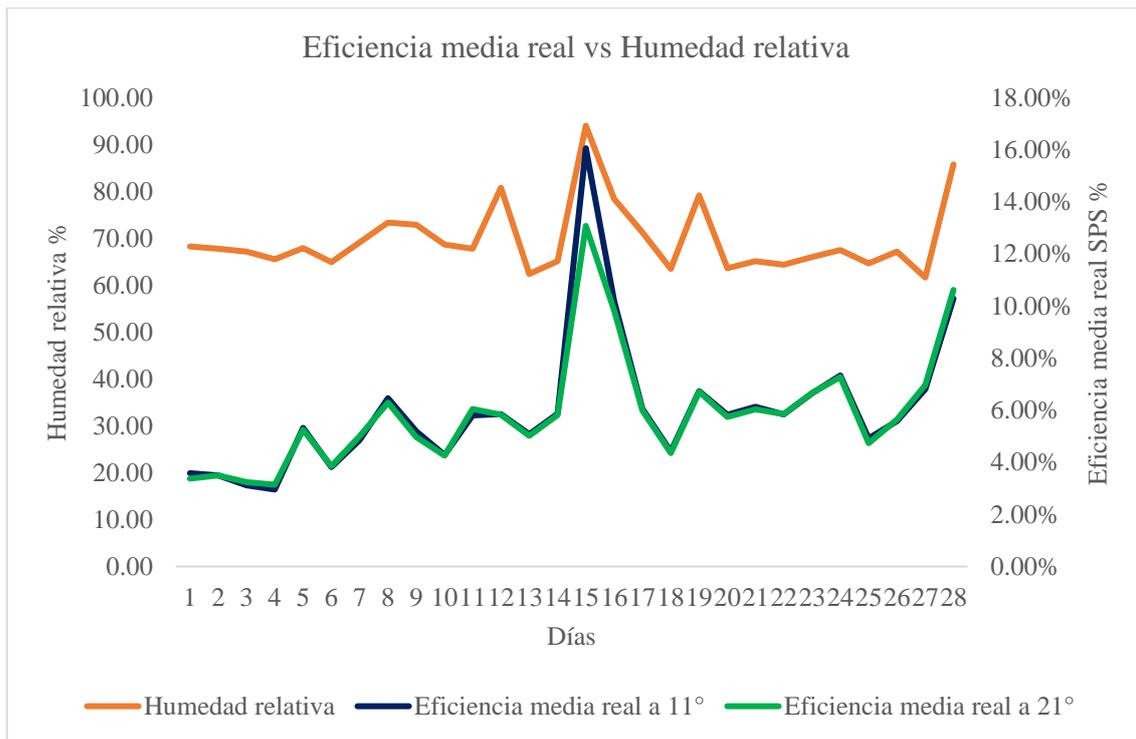


Figura 23: Comportamiento de la eficiencia media real del sistema de paneles solares frente a la humedad relativa en ambos ángulos de inclinación.

Sumado a lo mencionado anteriormente, se presenta en la Figura 23, el comportamiento de las variables eficiencia media real y humedad relativa. Siendo la interacción positiva en la mayoría de casos. Ello, no concuerda con lo expuesto en la bibliografía, pero para definir la relación entre ambos, se procedió a realizar un análisis estadístico para determinar si el factor humedad relativa es realmente significativo sobre el valor del rendimiento real del SPS.

Ahora bien, para comprobar si estas pequeñas variaciones se deben a los factores que afectan las mediciones, a saber, la inclinación, la temperatura y la humedad relativa, se realizó un diseño factorial, que cumple con las condiciones presentadas en la Tabla 11. Cabe indicar que, en el caso de temperatura ambiental y humedad relativa se tomaron los valores más próximos a los planteados en el diseño debido a la naturaleza de comportamiento inverso entre estas dos variables. En el Anexo 17 se pueden observar los atributos completos del diseño planteado.

Tabla 11: Diseño factorial con los datos recogidos en campo

	Nro. de ensayos	Inclinación (°)	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Eficiencia SPS
1	1	11	20	60	0.0664
	2	21	20	60	0.0570
	3	11	25	60	0.0508
	4	21	25	60	0.0502
	5	11	20	80	0.0586
	6	21	20	80	0.0629
	7	11	25	80	0.0519
	8	21	25	80	0.0497
2	1	11	20	60	0.0733
	2	21	20	60	0.0570
	3	11	25	60	0.0680
	4	21	25	60	0.0696
	5	11	20	80	0.1018
	6	21	20	80	0.0983
	7	11	25	80	0.0519
	8	21	25	80	0.0497

A continuación, en la Tabla 12 se presenta el análisis de varianza del diseño factorial.

Tabla 12: Análisis de varianza para eficiencia media real del SPS con tres factores.

<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
A: Inclinación del SPS	0.0000472656	1	0.0000472656	0.20	0.6689
B: Temperatura ambiental	0.00112728	1	0.00112728	4.70	0.0621
C: Humedad relativa	0.0000628056	1	0.0000628056	0.26	0.6227
AB	0.0000267806	1	0.0000267806	0.11	0.7469
AC	0.0000257556	1	0.0000257556	0.11	0.7516
BC	0.000656641	1	0.000656641	2.74	0.1367
ABC	0.0000604506	1	0.0000604506	0.25	0.6292
Error total	0.0019196	8	0.000239951		
Total (corr.)	0.00392658	15			

R-cuadrada = 51.1126 porciento

R-cuadrada (ajustada por g.l.) = 8.33613 porciento

Error estándar del est. = 0.0154903

Error absoluto medio = 0.00763125

Estadístico Durbin-Watson = 0.586718 (P=0.0103)

Autocorrelación residual de Lag 1 = 0.703541

Así pues, en la Tabla 12 se particiona la variabilidad de eficiencia en piezas separadas para cada uno de los efectos, para lo cual se prueba la significancia estadística de cada efecto y se compara con su cuadrado medio contra un estimado del error experimental. Como se puede observar, todos los efectos tienen un p-valor mayor que 0.05, indicando que no son significativamente diferentes de cero con un nivel de confianza del 95.0%, lo que quiere

decir que ni los factores inclinación del SPS, temperatura, humedad relativa ni sus interacciones tienen efecto significativo sobre la eficiencia del SPS. Es decir, se aprueba la hipótesis nula del experimento.

En el caso del estadístico R-Cuadrada, indica que el modelo, así ajustado, explica el 51.1126 % de la variabilidad en la Eficiencia del SPS. El estadístico R-cuadrada ajustada, que es más adecuado para comparar modelos con diferentes números de variables independientes, es 8.33613 %. El error estándar del estimado muestra que la desviación estándar de los residuos es de 0.0154903. El error medio absoluto (MAE) de 0.586718 es el valor promedio de los residuos. El estadístico de Durbin-Watson (DW) prueba los residuos para determinar si hay alguna correlación significativa basada en el orden en el que se presentan los datos.

Ahora bien, para observar el comportamiento de los factores en orden decreciente de importancia, se realizó un diagrama de Pareto donde se muestran los factores y sus combinaciones (ver Figura 24).

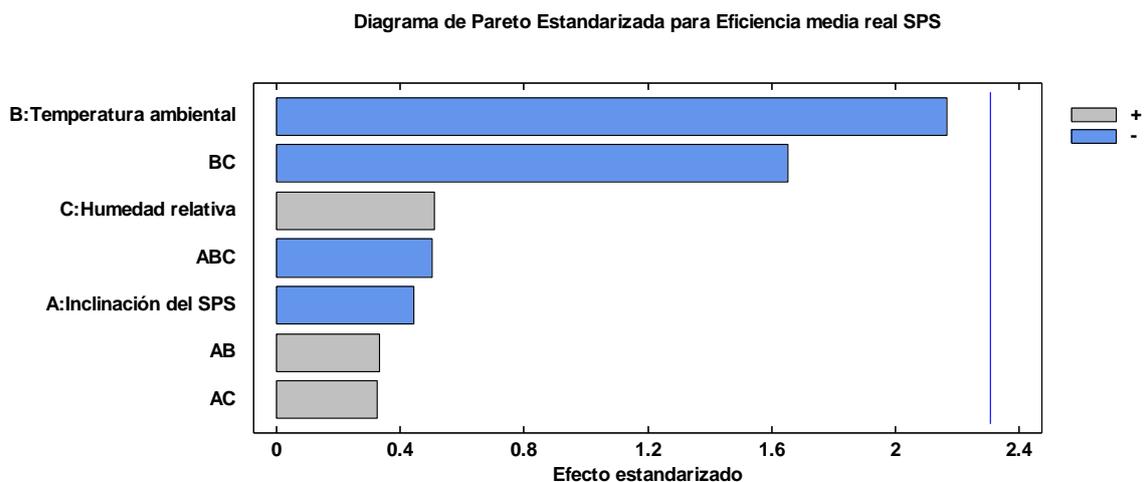


Figura 24: Diagrama de Pareto estandarizado para la eficiencia del SPS con tres factores y sus interacciones.

Como se puede observar en la Figura 24, los efectos estandarizados B (Temperatura) y BC (Temperatura-Humedad relativa) son los de mayor influencia sobre la eficiencia del SPS sin llegar a ser significativos con el modelo actual. La temperatura y la interacción Temperatura-Humedad Relativa tienen un efecto negativo en el rendimiento obtenido, sin embargo, estos factores no influyen en el comportamiento adecuado del sistema. En el caso de la temperatura, se observa un comportamiento negativo; es decir, a medida que ésta se hace mayor, la eficiencia del equipo disminuye, esto coincide con los estudios realizados por

Tripathi et al. (2020), Virtuani et al. (2010) y Bahaidarah et al. (2013). De igual modo la interacción entre la temperatura y la humedad tiene un comportamiento negativo; es decir, mientras mayor sea la humedad y la temperatura simultáneamente, la eficiencia del equipo disminuye, pero en poca proporción. Esto es posible, dadas las condiciones climáticas que se observaron en el experimento de campo, siendo la temperatura inversamente proporcional a la humedad relativa, naturalmente, en la mayoría de los casos.

También se puede notar que la humedad relativa influye positivamente en la eficiencia del SPS, pero no es significativa. Esto no coincide con lo señalado por Ghaffarianhoseini et al. (2020) ya que la humedad podría actuar como refrigerante del módulo fotovoltaico en esta zona en particular conforme a lo señalado en Tripathi et al. (2020), aunque debe señalarse que desde el punto de vista estadístico la humedad relativa no tiene significancia sobre la eficiencia del SPS, de acuerdo a los datos analizados.

Ahora bien, en la Figura 25, se puede observar con mayor claridad el efecto de los factores evaluados sobre el rendimiento del sistema de paneles solares. Se evidencia que tanto una inclinación con ángulo bajo (11°), temperatura menor (20°C) y una humedad relativa alta (80%) favorecen un mejor rendimiento del sistema. Sin embargo, como se observó en el ANOVA, estos factores no son significativos. De otro lado, se evidencia que, a menor temperatura, el SPS presenta un mayor rendimiento y que este último decrece a medida que la temperatura ambiente aumenta. Esto podría deberse a que los paneles solares no poseen disipadores de calor y la energía recibida se pierde en forma de calor y no es aprovechada por los módulos. Asimismo, es evidente que, a mayor temperatura, la humedad relativa disminuye, por lo cual el sistema pierde eficiencia, pero no de manera significativa.

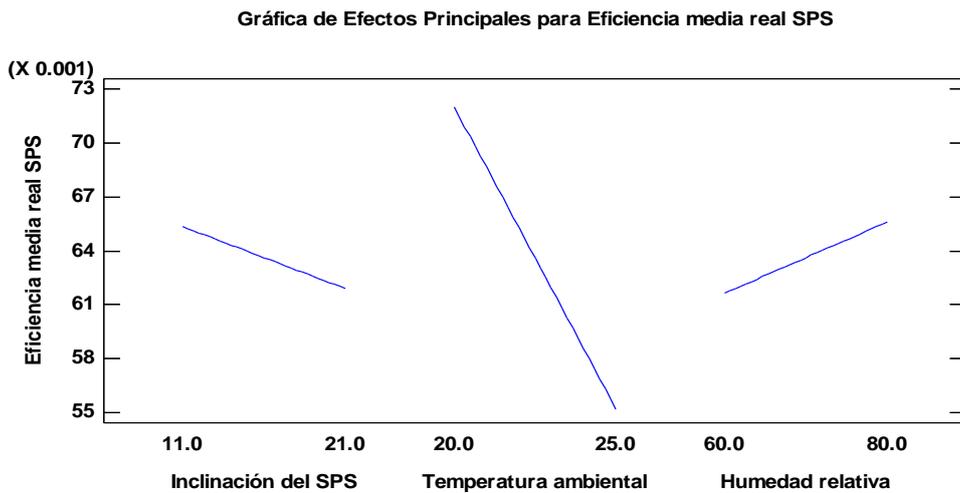


Figura 25: Efectos principales para el rendimiento del sistema de paneles solares.

De lo anterior se puede inferir que a una inclinación de 11° , el sistema de paneles solares obtiene una mayor eficiencia y por ende una mayor cantidad - aunque no significativa - de energía generada, lo que se traduce en un menor consumo eléctrico desde la red nacional, disminuyéndose también la huella de carbono de la empresa. Si bien es cierto que, la inclinación de los paneles no es un factor significativo en este estudio, no obstante, es preferible instalar el SPS a un ángulo de 11° ya que se obtendrá un mejor rendimiento del sistema fotovoltaico. Este resultado podría deberse a que el monitoreo realizado se llevó a cabo sin contar con un sistema de seguimiento para evitar las pérdidas angulares señaladas por Luque y Hegedus (2003) y al corto periodo de medición, por lo que no se pudo analizar las diferencias entre meses de mayor y menor radiación.

Para conocer la predicción del rendimiento o eficiencia del SPS, se realizó un análisis de coeficiente de regresión para cada factor analizado y sus interacciones. Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13: Coeficiente de regresión para Eficiencia del SPS

<i>Coeficiente</i>	<i>Estimado</i>
constante	0.18474
A: Inclinación del SPS	-0.02894
B: Temperatura ambiental	-0.004492
C: Humedad relativa	-0.00004025
AB	0.001192
AC	0.00037525
BC	-0.00000745
ABC	-0.00001555

Como se puede apreciar, con los datos obtenidos se puede establecer la ecuación de regresión que se ha ajustado a los datos. La ecuación del modelo ajustado es:

Eficiencia media real SPS = 0.18474 - 0.02894*Inclinación del SPS - 0.004492*Temperatura ambiental - 0.00004025*Humedad relativa + 0.001192*Inclinación del SPS*Temperatura ambiental + 0.00037525*Inclinación del SPS*Humedad relativa - 0.00000745*Temperatura ambiental*Humedad relativa - 0.00001555*Inclinación del SPS*Temperatura ambiental*Humedad relativa.

Ahora bien, en el día 15 de medición, se obtuvo una humedad relativa igual a 94.00 % y una temperatura de 14.31 °C. Estas condiciones originaron la eficiencia más alta del SPS, con un valor para la inclinación de 11° de 15.06 %, y para una inclinación de 21° de 13.08 %, Aunque existe diferencia en estas eficiencias, el diseño no detectó que el factor de inclinación tenga un efecto significativo sobre el rendimiento del SPS.

Por último, de todo lo anterior, se puede concluir que el rendimiento óptimo del sistema de paneles solares de la empresa dadas las condiciones ambientales reales en el estudio, se dará bajo las siguientes condiciones: ángulo de inclinación de 11°, temperatura ambiental de 20°C y humedad relativa de 80%. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los factores ambientales de temperatura y humedad relativa no son controlables por lo que para los cálculos y análisis siguientes solo se tomará en cuenta el mejor rendimiento con respecto al ángulo de inclinación, siendo en este caso el valor obtenido durante el mes de medición para 11° de pendiente. En ese sentido la eficiencia media real óptima del SPS (n_f), para este diseño es igual a 5.57%.

4.1.3 Coeficiente de rendimiento (PR) del sistema de paneles solares.

Para calcular el coeficiente de rendimiento del SPS (PR), se utilizó la ecuación 17.

$$PR = \frac{E_{out}/P_o}{H_I/ G_{I,ref}} = \frac{n_f}{n_{A,0}}$$

Ecuación 17: Coeficiente de rendimiento de SPS.

Por lo tanto, reemplazamos $n_f = 5.57\%$

Luego el valor de $n_{A,0} = 16.59\%$ según los datos de fábrica de los paneles solares analizados, entonces:

$$PR = \frac{5.57\%}{16.59\%} = 0.34$$

Este valor nos indica el grado de transformación de energía del SPS, respecto a la eficiencia esperada a condiciones estándar de prueba (SCT). En ese sentido, el valor de 0.34 nos revela que, aproximadamente el 66% de la energía teórica recibida se está perdiendo debido a la temperatura del módulo fotovoltaico, factores ambientales, el cableado que genera una mayor resistencia eléctrica, pérdidas angulares, suciedad, sombra, entre otros (Bhandari et al., 2015). Sin embargo, como se obtuvieron resultados de no significancia de los factores temperatura, humedad relativa y el ángulo de inclinación, se puede suponer alguna otra causa. Es importante mencionar que, la instalación de todo el sistema no fue realizado por personal técnico capacitado, ni bajo criterios de diseño requeridos, ya que sólo se ubicaron los paneles en un lugar donde no generaran obstrucción a los vehículos que transiten en la planta de operaciones de la empresa. Sumado a ello, existe una distancia de más de 20 metros entre la ubicación de los paneles y el controlador receptor de la corriente eléctrica, por lo que existe la posibilidad de una pérdida óhmica por el tendido del cable y el grosor del mismo, por tanto, una pérdida de energía en el trayecto del cable desde los paneles fotovoltaicos hasta el controlador es probable conforme a lo mencionado por Vilariño et al. (2014). Es importante, entonces, realizar un adecuado diseño de instalación y ubicación del sistema de paneles solares, ya que de lo contrario el rendimiento real del sistema podría verse afectado y generar incertidumbre sobre su sostenibilidad a largo plazo como veremos más adelante, pues se estaría generando una menor cantidad de energía anual, y con ello las métricas de los sistemas fotovoltaicos podrían cambiar significativamente. Por tal razón, la

importancia de detectar errores tempranos para evitar costos energéticos a largo plazo conforme con lo manifestado por Fthenakis et al. (2011).

4.2 Obtención y análisis de los valores de tiempo de recuperación de la energía (EPBT), rendimiento energético de la inversión (EROI) y potencial de reducción de la huella de carbono del ciclo de vida del sistema de paneles solares en los dos niveles de eficiencia propuestos.

Primero se estimó el valor de la demanda energética acumulada (CED) del SPS. Luego se procedió al cálculo de EPBT, EROI y potencial de mitigación de huella de carbono en los dos escenarios planteados.

4.2.1 Demanda energética acumulada (CED) del SPS

Primero, para el cálculo de la CED, se utilizó la ecuación 36.

$$CED = E_{ma} + E_{tr} + E_{in} + E_{us} + E_{de}$$

Ecuación 36: Demanda energética acumulada

Luego, se determinó el gasto energético de cada proceso en el ciclo de vida del SPS, obteniendo los siguientes resultados:

a) Demanda energética de manufactura (E_{ma}):

Los paneles tendrán una vida útil de 25 años. Además, se utilizó el valor de CED estimado por Yue et al. (2014) para el caso de paneles solares chinos, siendo este 4974.97 MJ-eq /m² (1381.94 kWh-eq/m²). En ese sentido, al tener un área total de 3.2 m² (el sistema fotovoltaico), el consumo de energía durante la fabricación de los paneles se estimó en 4422.21 kWh-eq.

Por otra parte, la demanda de energía de fabricación de baterías se calculó con el valor de gasto energético proyectado para el año 2020, señalado por Alsema (2012). Dicho valor corresponde a 9 MJ-eq/Ah. Entonces, sabiendo que, durante el ciclo de vida del sistema, las baterías se cambiarán 2 veces por tener un tiempo de vida de 10 años, se utilizarán 6 baterías en total, ya que el SPS analizado funciona con 2 baterías de 12 V y 150 Ah de capacidad. Dicho ello, el gasto de energía por fabricación de las baterías asciende a 8100 MJ-eq, es decir 2250 kWh-eq.

En el caso del inversor, se consideró una vida útil de 12.5 años. Luego, el costo de energía de manufactura fue calculado con el valor de 1.2 MJ-eq/W propuesto por Alsema (2012) para el año 2020. Por tanto, la CED para el inversor de 3000 W será de 7200 MJ-eq (2000 kWh-eq), ello considerando un reemplazo durante el ciclo de vida del sistema.

Sumado a ello, se consideró el costo de energía de fabricación del cemento para cimentación y el de la estructura metálica para el soporte del SPS. Se consideraron los requisitos energéticos por tipo de producto propuesto por Baird et al (1997), que en el caso del cemento tiene un valor de 7.8 MJ-eq/kg y el del acero reciclado (como es en este caso) que tiene una estimación igual a 8.9 MJ-eq/kg. De lo anterior, la demanda de energía para la fabricación, de 2 bolsas de cemento de 25 Kg utilizadas en la cimentación de los 2 paneles con soporte, fue de 390 MJ-eq (108.33 kWh-eq); mientras que el costo energético de fabricación de los 60 kg de acero reciclado fue de 530 MJ-eq (148.33 kWh-eq).

Por último, se sumaron todos los gastos energéticos de elaboración de los componentes del sistema de paneles solares, entonces:

$$E_{ma} = 4422.21 \text{ kWh} + 2250 \text{ kWh} + 2000 \text{ kWh} + 108.33 \text{ kWh} + 148.33 \text{ kWh}$$

$$E_{ma} = 8928.87 \text{ kWh-eq}$$

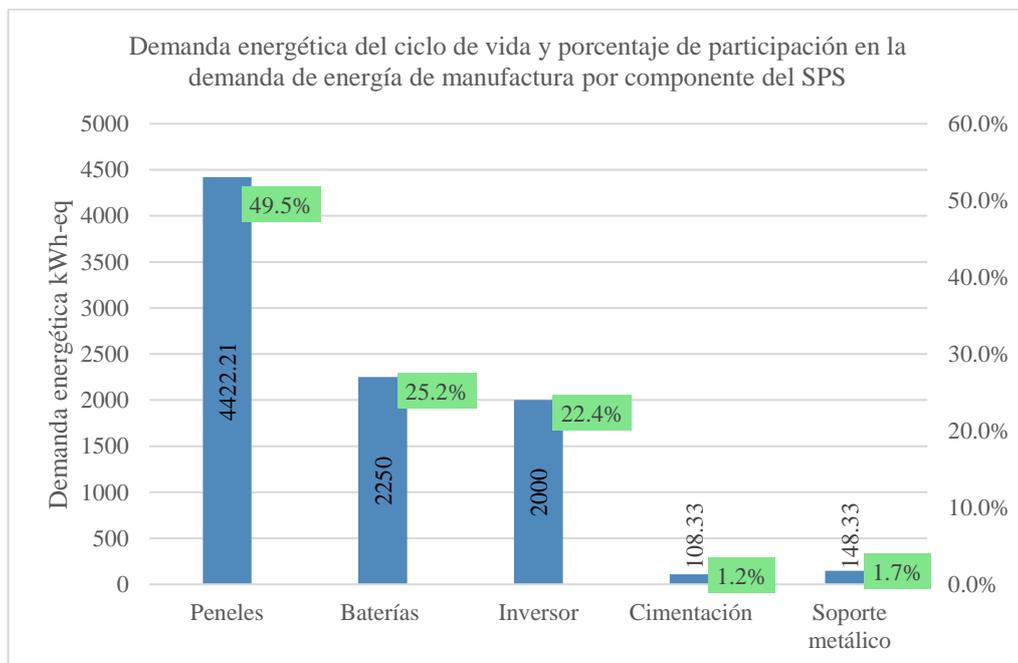


Figura 26: Demanda energética de fabricación por componente del SPS y porcentaje de participación en la demanda de energía de manufactura por componente del SPS

De la figura 26, se observa que la demanda energética de manufactura de los paneles en el sistema fotovoltaico estudiado es el de mayor representatividad con un porcentaje del 50%, seguido por el gasto de energía en la fabricación de los inversores y baterías con un 47% sumados entre ambos aproximadamente. El costo de energía por materiales de cimentación y estructura metálica solo representan el 3% entre ambos, respecto a la demanda total.

b) Demanda energética de transporte (E_{tr}):

Por otra parte, para el cálculo de la demanda energética del transporte de todos los componentes del SPS a lo largo de su ciclo de vida, se utilizó la ecuación 37. Para dicho efecto, se estableció una distancia de 16000 km en rutas marítimas desde China hacia el Perú y una distancia de 35.2 km vía terrestre desde el Callao hasta la empresa. En el caso de equipos importados, el peso transportado fue de 36.8 kg para los 2 paneles solares, 150 kg para las 6 baterías y 10 kg para 2 inversores, haciendo un total de 196.8 kg (0.1986 t) transportados desde Asia al Perú. Sumado a lo anterior, para la logística de transporte nacional, se consideró el peso de importación más el de las 2 bolsas de cemento de 25 kg y el peso del soporte metálico de 60 kg, es decir un total de 306.8 kg (0.3068 t) transportados desde el Callao hasta la empresa.

Los valores de consumo energético específico fueron tomados de la publicación de CLECAT (2012), por lo que, en el caso de transporte marítimo se consideró el valor de 0.0089 kg de HFO (combustible de aceite pesado) por cada tkm transportado, siendo el poder energético del HFO 44.1 MJ/kg, mientras que en el caso del transporte terrestre se consideró 0.14 l de diésel por tkm enviado, para un vehículo de menos de 6.5 t, siendo el poder energético del combustible mencionado igual a 42.7 MJ/l.

$$F = W \times D \times E$$

Ecuación 37: Consumo de energía de transporte de mercancías

Donde:

F: Consumo de energía l, kg o kWh

W: Peso real de la carga en t o TEU

D: Distancia de transporte real en km

E: Consumo energético específico en (l, kg o kWh) por tkm o TEU-km

Por lo tanto, la energía consumida por transporte se calculó de la siguiente manera:

$$F_{Barco} = E_{tr-Barco} = 0.1986 \text{ t} \times 16000 \text{ km} \times 0.0089 \frac{\text{kg HFO}}{\text{tkm}} \times 44.1 \frac{\text{MJ}}{\text{kg HFO}}$$

$$E_{tr-Barco} = 1247.18 \text{ MJ} = 346.44 \text{ kWh} - eq.$$

En el caso del transporte por tierra se obtuvo el siguiente resultado:

$$E_{t-Camión} = 0.3068 \text{ t} \times 35.2 \text{ km} \times 0.14 \frac{\text{l diésel}}{\text{tkm}} \times 42.7 \frac{\text{MJ}}{\text{l diésel}}$$

$$E_{tr-Camión} = 64.56 \text{ MJ} = 17.93 \text{ kWh} - eq.$$

Por lo tanto:

$$E_{tr-total} = E_{tr-Barco} + E_{tr-Camión} = 346.44 \text{ kWh} + 17.93 \text{ kWh} = 364.37 \text{ kWh} - eq.$$

De la Figura 27 se observa que, el gasto de energía por transporte tuvo su mayor aporte, con un 95%, por el envío internacional de los componentes del sistema. Mientras que el envío por rutas nacionales solo representó el 5% del gasto total de la energía consumida en transporte durante el ciclo de vida del sistema de paneles solares.

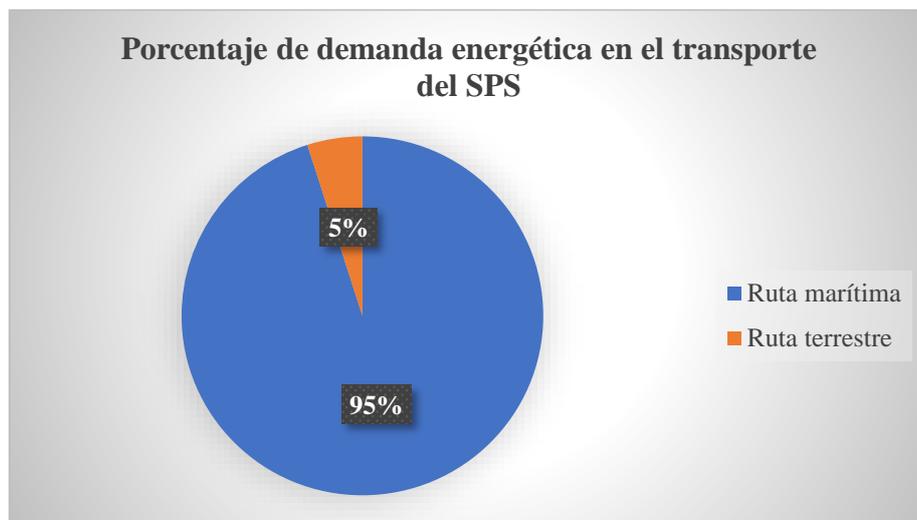


Figura 27: Porcentaje de participación en la demanda energética del transporte por tipo de ruta del SPS.

c) Demanda energética de instalación, operación y disposición final (E_{in} , E_{us} y E_{de}):

Como se indicó anteriormente, los costos energéticos por instalación y operación fueron desestimados en este informe, ya que según Alsema (2012) y Perpiñán (2020), la demanda en estas etapas no es significativa; sin embargo, en el caso de la demanda de energía por instalación del SPS, se calculó el aporte de la fabricación del cemento para cimentación y el de la estructura metálica hecha con material reciclado, en las operaciones anteriores, por lo que no fue tomado en cuenta en esta etapa. Finalmente, se estimó la energía de disposición final del sistema, siendo el valor de 69.4 kWh-eq/m² utilizado para tal efecto (Avfall Sverige, 2015, como se citó en Rojas & Lizana, 2018). Entonces, sabiendo que se tiene un área instalada de 3.2 m², la energía utilizada para el desmantelamiento y desecho del SPS será 222.08 kWh-eq.

d) Demanda energética del ciclo de vida del SPS:

Por último, de todo lo anterior, se calcula la CED del ciclo de vida del SPS, obteniendo el siguiente valor:

$$CED = E_{ma} + E_{tr} + E_{in} + E_{us} + E_{de} = 8928.87 \text{ kWh} + 364.37 \text{ kWh} + 222.08 \text{ kWh}$$

$$CED = 9515.32 \text{ kWh} - eq.$$

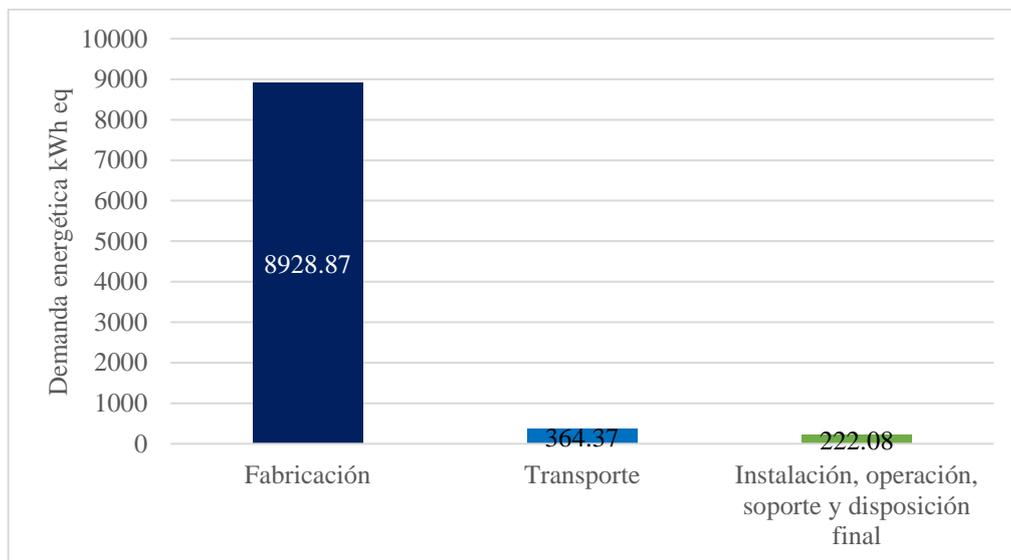


Figura 28: Demanda energética por proceso en el ciclo de vida del SPS.

Se puede notar de la Figura 28 que, el gasto de energía por producción de los paneles y del resto del sistema (BOS) representa el mayor porcentaje en la CED del ciclo de vida del SPS, con un 94%; mientras que el gasto energético por transporte representa solo el 4% de la demanda energética total. De igual forma, las etapas de instalación, operación, y disposición final solo representan el 2% del gasto de energía del sistema. Ello, es coherente de acuerdo a lo mencionado por Perpiñán (2020), Akinyele (2017) y Alsema (2012).

4.2.2 Tiempo de recuperación de la energía (EPBT) del SPS

Para calcular la EPBT del SPS, previamente se debe conocer la irradiación anual del lugar estudiado. Para ello, se hizo una estimación de la radiación global recibida a partir de una base de datos externa.

Los resultados de irradiación anual estimada en plano horizontal y plano inclinado a 11° se muestran en la Tabla 14. Para ello, se utilizó la base de datos de irradiación global horizontal anual e irradiación difusa horizontal del lugar en estudio, con el software PVsyst 7.2 (Ver anexo 18).

Tabla 14: Irradiación anual estimada sobre plano inclinado a 11°.

Latitud	-11.9041	Longitud	-76.9878	Inclinación	11°	Albedo	0.2	
Mes del año	Radiación global horizontal (kWh/m ²)	Radiación difusa horizontal (kWh/m ²)	Índice de claridad Ktm	Fracción difusa Fdm	Radiación directa plano inclinado (kWh/m ²)	Radiación difusa plano inclinado (kWh/m ²)	Radiación albedo plano inclinado (kWh/m ²)	Radiación global plano inclinado (kWh/m ²)
Enero	211.10	75.70	0.57	0.36	123.33	75.00	0.39	198.72
Febrero	184.60	67.40	0.56	0.37	111.45	66.78	0.34	178.57
Marzo	210.80	61.40	0.63	0.29	150.75	60.84	0.39	211.98
Abril	191.20	48.80	0.66	0.26	152.97	48.35	0.35	201.67
Mayo	174.40	47.20	0.65	0.27	143.45	46.77	0.32	190.54
Junio	148.10	48.30	0.60	0.33	115.14	47.86	0.27	163.27
Julio	164.30	47.00	0.63	0.29	133.91	46.57	0.30	180.78
Agosto	169.90	57.60	0.58	0.34	123.04	57.07	0.31	180.43
Septiembre	174.20	60.00	0.58	0.34	117.95	59.49	0.32	177.71
Octubre	194.40	74.70	0.54	0.38	116.03	74.01	0.36	190.40
Noviembre	188.70	73.90	0.54	0.39	105.68	73.22	0.35	179.25
Diciembre	203.10	79.40	0.54	0.39	111.16	78.67	0.37	190.20
Total	2214.80	741.40			1504.85	734.59	4.07	2243.51

Como se puede notar, el valor de irradiación global anual calculada sobre un plano inclinado a 11° es de 2243.51 kWh/m²/año

Luego, se procedió a determinar la producción de energía anual, en los dos escenarios planteados, con la Ecuación 45.

$$OUT_{el} = H_I \times A_a \times n_f$$

Ecuación 45: Energía anual producida por el SPS

a) Escenario 1: EPBT con eficiencia media real del SPS (PR=0.34)

Primero se calculó la energía anual producida con el nivel de eficiencia del SPS y la irradiación global estimada para 11° de inclinación.

$$OUT_{el} = 2243.51 \frac{kWh}{m^2} \times 3.2 m^2 \times 5.57 \%$$

$$OUT_{el} = 399.88 kWh$$

Luego, el EPBT se halló con la Ecuación 38.

$$EPBT_{PE-eq} = \frac{CED}{E_{out}/n_G}$$

Ecuación 38. Tiempo de recuperación de energía en términos de energía primaria

Adicionalmente, el valor de eficiencia de conversión eléctrica igual a 0.571 fue tomado del Balance Nacional de Energía publicado por el Ministerio de energía y minas (2019, p.119).

Posteriormente, se reemplazaron los valores obtenidos, resultando:

$$EPBT_{PE-eq PR(0.34)} = \frac{9515.32 kWh}{399.88 kWh/año / 0.571} = 13.6 años$$

Sin embargo, el tiempo de retorno de energía en relación a energía directa es:

$$EPBT_{el PR(0.34)} = \frac{9515.32 kWh}{399.88 kWh/año} = 23.8 años$$

b) Escenario 2: EPBT con un PR=0.8

Primero se transformó el valor del PR a eficiencia media real, por lo que se utilizó la Ecuación 17.

$$PR = \frac{E_{out}/P_o}{H_I / G_{I,ref}} = \frac{n_f}{n_{A,0}}$$

Ecuación 17: Coeficiente de rendimiento de SPS

De donde se pudo despejar la siguiente expresión:

$$n_{fPR(0.8)} = PR \times n_{A,0}$$

Donde: PR=0.8 y $n_{A,0}$ =16.59% (Eficiencia a condiciones estándar STC)

Por lo tanto:

$$n_{fPR(0.8)} = 0.8 \times 16.59\% = 13.27\%$$

De ello, la energía anual producida será igual a:

$$OUT_{el PR(0.8)} = 2243.51 \frac{kWh}{m^2} \times 3.2 m^2 \times 13.27 \%$$

$$OUT_{el PR(0.8)} = 952.68 kWh eq.$$

Finalmente, se utilizó la Ecuación 38, entonces:

$$EPBT_{PE-eg PR(0.8)} = \frac{9515.32 kWh}{952.68 kWh/año / 0.571} = 5.7 años$$

Sin embargo, el tiempo de retorno de energía en relación a energía directa es:

$$EPBT_{el PR(0.8)} = \frac{9515.32 kWh}{952.68 kWh/año} = 10 años$$

Como es apreciable en los cálculos de producción energética anual, la producción de energía esperada del SPS con su nivel de eficiencia media real actual solo sería de 399.88 kWh, mientras que la generación de energía con una mayor eficiencia (PR=0.8) podría llegar a 952.68 kWh anuales. En ese sentido, estos valores tienen una gran importancia a la hora de estimar el tiempo de recuperación de la energía, ya que a mayor producción energética existirá un menor tiempo de retorno de la energía invertida en la implementación del SPS.

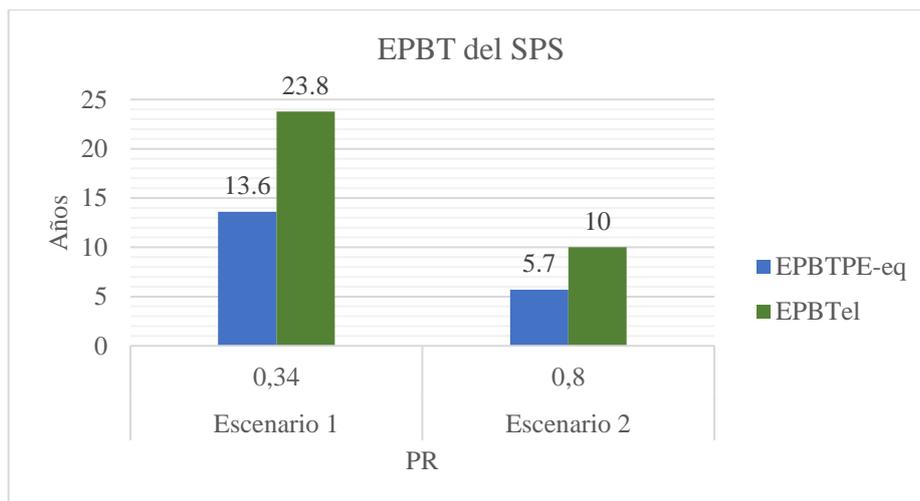


Figura 29: Tiempo de recuperación de la inversión (EPBT) según PR.

A partir de los resultados mostrados en la Figura 29, el tiempo de recuperación de la energía en términos de energía directa ($EPBT_{el}$) consumida en el ciclo de vida del SPS con su eficiencia media real es igual a 23.8 años, mientras que el tiempo de recuperación de la energía demandada por el sistema fotovoltaico en términos de energía primaria ($EPBT_{PE-eq}$) será de 13.6 años, utilizando su PR actual. Ello supone que, al sistema le tomaría recuperar la energía invertida un tiempo de 23.8 años en forma de energía directa, quedando solo 1.2 años de ganancia energética total, ya que el tiempo de vida útil esperado del SPS es de 25 años; y 13.6 años desde la perspectiva de energía primaria nacional desde el sistema eléctrico privado, quedando un margen de 11.4 años de utilidad energética desde la perspectiva de energía primaria desde la red eléctrica peruana.

Por otra parte, el $EPBT_{el}$ calculado con un PR de 0.8 es igual a 10 años, quedando un total de 15 años de producción neta en términos de energía directa considerando los 25 años de vida útil del SPS, evitándose así también una cantidad mayor de emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, el $EPBT_{PE-eq}$ es aún menor, con un valor de 5.7 años, por lo tanto, bajo este resultado habría una mayor cantidad de energía ahorrada desde la red eléctrica en términos de energía primaria.

Sumado a ello, se obtuvieron valores de $EPBT_{PE-eq}$ en Europa entre el rango de 2 y 5 años considerando una eficiencia de conversión eléctrica de 0.31 (Perpiñán, 2020). Sin embargo, al realizar la comparación con la data de este estudio, se debe considerar que según el MINEM (2019), el Perú actualmente produce más energía eléctrica proveniente de centrales hidroeléctricas y gas natural (más del 80% de la producción nacional). Luego, ello difiere de

la realidad europea, ya que, al tener mayor eficiencia de transformación energética, implica que el gasto de energía primaria equivalente para la producción de una determinada cantidad de energía eléctrica en la red es menor comparada con la de los países europeos, aumentando sus valores de $EPBT_{PE-eq}$. Esta idea se refuerza con lo planteado por Bhandari et al. (2015), pues el coeficiente de eficiencia media es dependiente del mix energético de cada país. Ello, evidenciaría que aun en el mejor escenario ($PR=0.8$) la empresa de residuos sólidos tendría un valor de $EPBT_{PE-eq}$ igual a 5.7 años, inferior a los valores encontrados en Europa; sabiendo además que la irradiación solar en países europeos es menor a la esperada en nuestro país.

Si bien es cierto, todos los EBPT son inferiores al tiempo de vida del SPS, ello no implica que su factibilidad sea un hecho desde el punto de vista energético y ambiental. Por tal motivo, se analizarán, a continuación, los valores del EROI en cada escenario, a fin de tener una idea más clara sobre la sostenibilidad del sistema fotovoltaico estudiado.

4.2.3 Rendimiento energético de la inversión (EROI) del SPS

Para el cálculo del rendimiento energético de la inversión, se empleó la Ecuación 21. Se consideró un tiempo de vida útil de 25 años del SPS de la empresa, obteniendo los siguientes valores para ambos escenarios:

- a) Escenario 1: EROI con eficiencia media real ($PR=0,34$)

$$EROI_{PE-eq PR (0.34)} = \frac{\textit{Tiempo de vida}}{EPBT_{PE-eq PR (0.34)}}$$

$$EROI_{PE-eq PR (0.34)} = \frac{25 \text{ años}}{13.6 \text{ años}} = 1.84$$

Mientras que el $EROI_{el}$ es:

$$EROI_{el PR (0.34)} = \frac{\textit{Tiempo de vida}}{EPBT_{el PR (0.34)}}$$

$$EROI_{el PR (0.34)} = \frac{25 \text{ años}}{23.8 \text{ años}} = 1.05$$

b) Escenario 2: EROI con PR=0.8

$$EROI_{PE-eq PR (0.8)} = \frac{\textit{T tiempo de vida}}{EPBT_{PE-eq PR (0.8)}}$$

$$EROI_{PE-eq PR (0.8)} = \frac{25 \text{ años}}{5.7 \text{ años}} = 4.4$$

Y el EROI_{el} es:

$$EROI_{el PR (0.8)} = \frac{\textit{T tiempo de vida}}{EPBT_{el PR (0.8)}}$$

$$EROI_{el PR (0.8)} = \frac{25 \text{ años}}{10 \text{ años}} = 2.5$$

De los valores obtenidos de EROI en ambos escenarios, se puede deducir que en el caso de del escenario 1, el sistema devolverá 1.84 veces la energía invertida en términos de energía indirecta y 1.05 veces lo invertido en términos de energía directa. De otro lado, del EROI en términos de energía directa del segundo escenario, se infiere que el sistema devolvería 4.4 veces la energía invertida, mientras que se estima -para el mismo escenario- que el sistema podría retornar 2.5 veces la energía invertida en términos de energía directa.

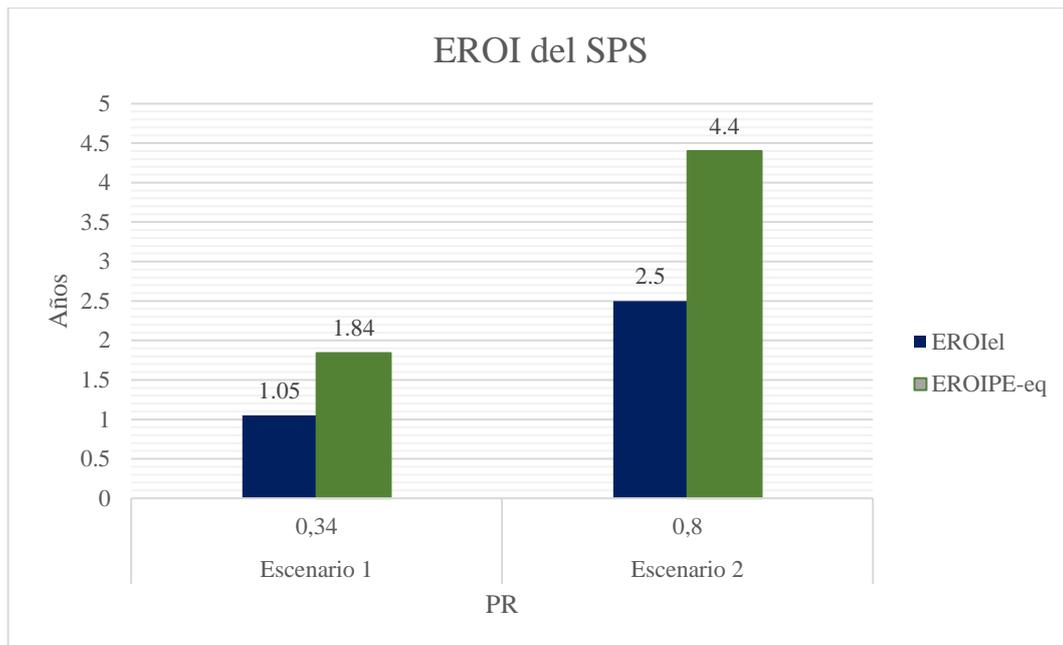


Figura 30: Rendimiento energético de la inversión (EROI) según PR.

De acuerdo a los resultados mostrados en la figura 30. Como los EROI en ambos escenarios son mayores a 1, la producción de energía durante la vida útil de los módulos es mayor que la inversión energética inicial en el proceso de fabricación (Akinyele, 2017). Sin embargo, para que el sistema no dependa de subsidios de combustibles fósiles, debe de tener una proporción mínima de 3:1 en su EROI, conforme a lo mencionado por Hall et al. (2009). En ese sentido, solo el $EPBT_{PE-eq}$ con un PR de 0.8 supera esa proporción, es decir el mejor de los escenarios para el sistema actual. De acuerdo a estos valores, se puede inferir que el alto consumo durante la fabricación de los paneles y del resto del sistema (BOS), es el principal factor para tener bajos valores de EROI en este caso. De otro lado, el estudio de Raugei y Leccisi (2016), demostró que el $EPBT_{el}$ de centrales hidroeléctricas en el Reino Unido fue superior al de otras tecnologías renovables y no renovables, entre ellas la de sistemas fotovoltaicos que obtuvieron valores promedio entre 3.3 y 8.6; esto deja, el $EPBT_{el}$ hallado en la empresa estudiada por debajo de los resultados obtenidos en SPS del país europeo. Tal vez, pueda deberse a que la demanda energética de los componentes fabricados en Europa es menor, tal como lo señaló Yue et al (2012); a la mayor eficiencia media real de sus sistemas; y al hecho de que el mix energético de Reino Unido depende más de energía obtenida de biomasa, petróleo y carbón principalmente (Raugei & Leccisi, 2016). Por lo que una misma cantidad de energía eléctrica fotovoltaica producida en Perú, sería mayor en

términos de energía primaria equivalente en el país europeo, aumentando de esta forma su EROI debido a la reducción de su EPBT.

4.2.4 Potencial de reducción de la huella de carbono

Para calcular la reducción de la huella de carbono en cada escenario, se utilizó la Ecuación 42. Cabe señalar que el factor de emisión utilizado fue de 0.4465 tCO₂-eq/MWh, utilizado por el MINEM en nuestro país.

Por lo anterior, el consumo de energía del ciclo de vida de todos los componentes de SPS y sus actividades conexas, generó las siguientes emisiones:

- a) Reducción de la huella de carbono del ciclo de vida con eficiencia media real del SPS (PR=0.34)

$$\text{Mitigación neta de } CO_2 - eq.SPS = OUT_{el} * (L - EPBT_{PE- eq}) * FE$$

Ecuación 42: Mitigación de CO₂-eq del ciclo de vida del SPS.

$$\text{Mit. } CO_2 - eq \text{ SPS PR}(0.34) = 399.88 \frac{kWh}{año} * (25 \text{ años} - 13.6 \text{ años}) * 0.4465 \frac{kgCO_2 - eq}{kWh}$$

$$\text{Mitigación } CO_2 - eq \text{ SPS PR}(0.34) = 2035.43 \text{ kg}CO_2 - eq = 2 \text{ t}CO_2 - eq$$

- b) Reducción de la huella de carbono del ciclo de vida con PR=0.8

$$\text{Mit. } CO_2 - eq \text{ SPS PR}(0.8) = 952.68 \frac{kWh}{año} * (25 \text{ años} - 5.7 \text{ años}) * 0.4465 \frac{kgCO_2 - eq}{kWh}$$

$$\text{Mitigación } CO_2 - eq \text{ SPS PR}(0.8) = 8209.67 \text{ kg}CO_2 - eq. = 8.2 \text{ t}CO_2 - eq$$

Tabla 15. Métricas del ciclo de vida del sistema de paneles solares en dos niveles de eficiencia.

	n_f	PR	OUT_{el}	$EPBT_{PE-eq}$	$EPBT_{el}$	$EROI_{PE-eq}$	$EROI_{el}$	Mitigación tCO_2-eq
Escenario 1	5.57%	0.34	398.88	13.6	23.8	1.84	1.05	2
Escenario 2	13.27%	0.8	952.68	5.7	10	4.4	2.5	8.2

Finalmente, después de realizar las estimaciones de reducción de huella de carbono en ambos escenarios, se puede notar en la Tabla 15 que, la reducción de CO_2-eq esperada con la eficiencia media real actual será de 2 toneladas aproximadamente durante los 25 años de vida del sistema fotovoltaico. Mientras que, se espera una reducción de huella de carbono mayor en el sistema, con una eficiencia media superior ($PR=0.8$), llegando a suponer una mitigación de 8.2 toneladas de CO_2-eq durante el ciclo de vida del SPS. Es importante entonces mencionar que, en este caso, el aumento de la eficiencia media real en un 138%, generaría una reducción adicional de 6.2 tCO_2-eq durante el ciclo de vida del sistema de paneles solares de la empresa de residuos sólidos.

V. CONCLUSIONES

En función de los resultados derivados del presente estudio se llega a las siguientes conclusiones:

1. El aumento de la eficiencia media real óptima (de acuerdo a los factores ángulo de inclinación, temperatura ambiental y humedad relativa) del sistema de paneles solares autónomo de 540 W de una empresa de residuos sólidos, aumenta su potencial de reducción de huella de carbono. Ello, debido a que el aumento de eficiencia genera una mayor producción energética anual, lo que reduce el tiempo de retorno de la inversión (EPBT) y aumenta el rendimiento energético de la inversión (EROI). En consecuencia, el potencial de mitigación de la huella de carbono de la organización crece.
2. Los factores inclinación de los PF, temperatura ambiental, humedad relativa y sus interacciones, no tuvieron efecto significativo sobre la eficiencia media real del SPS, dadas las condiciones reales de la zona de estudio, a un 95% de nivel de confianza. Sin embargo, el rendimiento real del SPS obtuvo un mayor valor a 11° de inclinación. Asimismo, la eficiencia media real del SPS (PR=0.34) obtenida en el presente estudio es inferior a la eficiencia calculada con un coeficiente de rendimiento (PR) igual a 0.8. Por ello, de acuerdo al diseño actual del sistema fotovoltaico, existe una pérdida del 66% de la energía eléctrica producida por los paneles, debido a factores no ambientales ni al ángulo de inclinación; entre ellos: la temperatura del módulo fotovoltaico, la resistencia óhmica por el cableado, efectos sombra, pérdidas angulares, suciedad, entre otros. Por lo tanto, es importante que la empresa de residuos sólidos realice las gestiones necesarias para mejorar el rendimiento del SPS y obtener mejores resultados de reducción de huella de carbono.
3. Respecto al análisis de los valores de CED, EPBT, EROI y potencial de reducción de huella de carbono se concluye lo siguiente:
 - a) La demanda energética acumulada (CED) del SPS de la empresa de residuos sólidos calculada fue 9515.32 kWh-eq, teniendo su mayor aporte por concepto de fabricación de

los componentes del sistema (94% del CED). Mientras que el transporte solo representa el 4% de la demanda energética total y el consumo de energía por las otras etapas del ciclo de vida representan el 2% del gasto acumulado final.

b) Se determinó que el tiempo de retorno de la inversión (EPBT) del SPS de la empresa de manejo de residuos sólidos, calculada con su eficiencia media real actual (PR=0.34) es 13.6 años, 1.4 veces mayor que el EPBT con una eficiencia media real superior (PR=0.8). Por lo tanto, le tomaría 7.9 años adicionales al sistema actual recuperar la energía invertida durante el ciclo de vida del SPS en términos de energía primaria equivalente, siempre que no se mejore el rendimiento vigente hasta un PR recomendado en estimaciones de producción energética de sistemas fotovoltaicos ubicados en el suelo.

c) Se determinó que el EROI - en términos de energía primaria equivalente - del SPS calculado con eficiencia real dio el valor de 1.84 y el EROI con eficiencia superior (PR=0.8) resultó 4.4. Ambos valores mayores a 1, por tanto, el sistema devolverá satisfactoriamente la energía invertida en su implementación durante los 25 años de vida útil proyectados. Sin embargo, solo con un PR igual a 0.8 se puede asegurar que, el sistema fotovoltaico no utilizará combustibles fósiles durante su existencia, ya que la relación entre energía producida y requerida es mayor a 3 en dicho caso.

d) El cálculo de mitigación de CO₂-eq con su eficiencia actual fue de 2.0 t CO₂-eq; mientras que, la reducción de gases de efecto invernadero con una eficiencia superior (PR=0.8) se estimó en 8.2 t de CO₂-eq. Es decir, 310% más que la esperada con su nivel de rendimiento vigente, considerando un tiempo de vida útil de 25 años para el sistema fotovoltaico. Por lo tanto, la empresa puede reducir 6.2 t CO₂-eq si lograra aumentar la eficiencia media real óptima de sus SPS hasta un PR de 0.8.

VI. RECOMENDACIONES

En función del desarrollo de la presente investigación, se recomienda:

1. Realizar una ampliación de la medición de la eficiencia media real hasta un año como mínimo, para obtener mejores predicciones de reducción de huella de carbono, tomando en cuenta las variabilidades de temperatura ambiental, humedad relativa e irradiación.
2. Reevaluar el diseño de la instalación del SPS (lugar de ubicación de los paneles, longitud y tipo del cableado, sistemas de seguimiento con ejes horizontales, evitar las sombras, etc.) de la empresa de residuos sólidos, ya que de esta forma se podrá mejorar la eficiencia, aumentándose la generación de energía eléctrica anual y por consiguiente disminuir la huella de carbono de la organización.
3. Evaluar la posibilidad de instalar un controlador automático de registro de energía eléctrica producida para llevar un mejor control de generación energética fotovoltaica.
4. Mantener un control estricto sobre los gastos energéticos por mantenimiento, cambio de equipos y accesorios, disposición de residuos u otros relacionados con las actividades operativas del sistema fotovoltaico, ya que se podrá tener un mejor análisis sobre la demanda energética del ciclo de vida del SPS.
5. En un futuro análisis se pide realizar los cálculos de demanda de energía acumulada (CED) con valores más actualizados de coeficientes energéticos, tanto para paneles solares como para el resto del sistema (BOS). De esta forma se sabrá con mayor precisión, la energía a compensar por el ciclo de vida del sistema de paneles solares.
6. Se recomienda realizar un análisis financiero en estudios posteriores para determinar su factibilidad económica de acuerdo a los precios del mercado eléctrico nacional.

VII. BIBLIOGRAFÍA

- Akinyele, D. (2017). Environmental performance evaluation of a grid-independent solar photovoltaic power generation (SPPG) plant. *Energy*, 130, 515-529. doi:10.1016/j.energy.2017.04.126
- Alsema, E. (2003). Energy Pay-Back Time and CO2 emissions of Photovoltaic Systems. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/228886694_Energy_Pay-Back_Time_and_CO2_emissions_of_Photovoltaic_Systems
- Alsema, E. (2012). Energy Payback Time and CO2 Emissions of PV Systems. *Practical Handbook of Photovoltaics*. Second Edition. Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385934-1.00037-4>
- Ali Morad, A. M., Shaker Al-Sayyab, A. K., & Abdulwahid, M. A. (2018). Optimisation of tilted angles of a photovoltaic cell to determine the maximum generated electric power: A case study of some Iraqi cities. *Case Studies in Thermal Engineering*, 12, 484–488. doi:10.1016/j.csite.2018.07.001
- Arias, F. (2012). *El proyecto de investigación*. (6ta ed.). Caracas: Episteme.
- Bahaidarah, H., Subhan, A., Gandhidasan, P., & Rehman, S. (2013). Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions. *Energy*, 59, 445-453. doi:10.1016/j.energy.2013.07.050
- Bhandari, K., Collier, J., Ellingson, R. & Apul, D. (2015) Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 133-141. doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057

- Baird, G., Alcorn, A. & Haslam, P. (1997). The energy embodied in building materials - Updated New Zealand coefficients and their significance. *IPENZ Transactions*, 24(1).46-54. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/252259911_The_energy_embodied_in_building_materials_-_Updated_New_Zealand_coefficients_and_their_significance
- Barroso, C. (2020). *Análisis medioambiental del ciclo de vida de instalaciones fotovoltaicas. Impacto de su tecnología y sistema de seguimiento* [Trabajo Fin de Máster Inédito, Universidad de Sevilla]. Repos: ucional de la Universidad de Sevilla. <https://idus.us.es/handle/11441/106999>
- Cabello, A. (2013). *Análisis de la influencia ambiental de las diferentes tecnologías fotovoltaicas* [Proyecto fin de carrera, Universidad de Sevilla]. Repositorio institucional de la Universidad de Sevilla. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5236/>
- Caro, D. (2018). Carbon footprint. *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences*, 4, 252-257. doi:10.1016/B978-0-12-409548-9.10752-3
- Carrasco, C. (2010). *Morfología y microclima urbano análisis de la forma espacial y materiales como modeladores del microclima de tejidos urbanos mediterráneos costeros: el caso de la ciudad de Valparaíso* [Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cataluña]. Repositorio institucional de la Universidad Politécnica de Cataluña. <http://hdl.handle.net/2117/94489>
- Copiello, S., & Grillenzoni, C. (2017). Solar photovoltaic energy and its spatial dependence. *Energy Procedia*, 141, 86-90. doi:10.1016/j.egypro.2017.11.017
- Darwish, Z., Kazem, H., Sopian, K., Alghoul, M., & Chaichan, M. (2013). Impact of some environmental variables with dust on solar photovoltaic (PV) performance: review and research status. *Int. J. Energy Environ.* 7(4), 152–159. Recuperado de https://www.researchgate.net/profile/Zeki_Darwish/publication/263275124_Impact_of_Some_Environmental_Variables_with_Dust_on_Solar_Phovoltaic_PV_Performance_Review_and_Research_Status/links/0c96053a5878cd37c8000000.pdf

- Deriche, M., Hafaiab, A. & Mohammedia, K. (2018). EPBT and CO2 emission from solar PV monocrystalline silicon 2018. International Conference on Applied Smart Systems (ICASS), 1-3. doi: 10.1109/ICASS.2018.8652055
- Dong, H., Fujita, T., Geng, Y., Dong, L., Ohnishi, S., Sun, L., Dou, Y., & Fujii, M. (2016). A review on eco-city evaluation methods and highlights for integration. *Ecological Indicators*, 60, 1184-1191. doi:10.1016/j.ecolind.2015.08.044
- Ettah, E. B., Udoimuk, A. B., Obiefuna, J. N., & Opara, F. E. (2012). The effect of relative humidity on the efficiency of solar panels in Calabar, Nigeria. *Universal Journal of Management and Social Sciences*, 2(3), 8-11. Recuperado de https://www.researchgate.net/profile/Josiah_Obiefuna/publication/286185549_The_effect_of_relative_humidity_on_the_efficiency_of_solar_panels_in_Calabar_Nigeria/links/5d329a08299bf1995b398352/The-effect-of-relative-humidity-on-the-efficiency-of-solar-panels-in-Calabar-Nigeria.pdf
- European Association for Forwarding, Transport, Logistics and Customs Services (2012). Calculating GHG emissions for freight forwarding and logistics services in accordance with EN 16258. Recuperado de https://www.clecat.org/media/CLECAT_Guide_on_Calculating_GHG_emissions_for_freight_forwarding_and_logistics_services.pdf
- Fthenakis, V., Frischknecht, R., Raugei, M., Kim, H., Alsema, E., Held, M. & De Wild-Scholten, M. (2011). *Methodology Guidelines on Life-Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity*. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/268212388_Methodology_Guidelines_on_Life_Cycle_Assessment_of_Photovoltaic_Electricity
- Ghaffarianhoseini, A., Berardi, U., & Ghaffarianhoseini, A. (2015). Thermal performance characteristics of unshaded courtyards in hot and humid climates. *Building and Environment*, 87, 154-168. doi:10.1016/j.buildenv.2015.02.001
- Gupta, A. (2018). Energy Return on Energy Invested (EROI) and Energy Payback Time (EPBT) for PVs. *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems*. Academic Press. 407-425. doi.org/10.1016/B978-0-12-811479-7.00021-X

- Gutiérrez, H., & de la Vara, R. (2008). *Análisis y Diseño de Experimentos*. (2da. ed.). México D.F.: McGraw-Hill.
- Hall, C., Balogh, S. & Murphy, D. (2009). What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have? *Energies*. 2(1). 25-47. doi:10.3390/en20100025
- IEC 61724-1. (2017). *Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring*. International Electrotechnical Commission
- Ihobe (2012). *Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006*. Bilbao: Ihobe, Sociedad Pública de Gestión Ambiental. Recuperado de https://www.euskadi.eus/contenidos/documentacion/uneiso14064/es_def/adjuntos/PUB-2012-019-f-C-001.pdf
- La Ruta del Clima Asociación (2016). *Introducción a la huella de carbono 2016. La ruta del clima asociación*. Recuperado de https://www.youtube.com/watch?v=2-9yuKti4rc&list=PLAPOqvcj7SzGU4VhRYhZaBX7kIDW_aWCy&index=50
- Luque, A. & Hegedus, S. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Recuperado de <https://kashanu.ac.ir/Files/Content/Handbook.pdf>
- Manimekalai, P., Harikumar, R. & Raghavan, S. (2013). An Overview of Batteries for Photovoltaic (PV) Systems. *International Journal of Computer Applications* (0975 – 8887), 82(12), 28-32. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/260632293_An_Overview_of_Batteries_for_Photovoltaic_PV_Systems
- Ministerio del Ambiente (2020). *Empresas se suman a la Huella de Carbono Perú como parte de su compromiso climático*. Recuperado de <https://www.gob.pe/institucion/minam/noticias/85050-empresas-se-suman-a-la-huella-de-carbono-peru-como-parte-de-su-compromiso-climatico>
- Ministerio de energía y minas (2019). *Balance Nacional de Energía 2019*. <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/1902937-balance-nacional-de-energia-2019>

- Ministerio de energía y minas (2021). *Boletín de energías renovables abril 2021*.
<http://eficienciaenergetica.minem.gob.pe//es-pe/pagina/boletin-mensual-de-energias-renovables-2021>
- Montgomery, D. (2004). *Diseño y análisis de experimentos*. (2da ed.). Baldera: Limusa-Wiley.
- Palella, S., & Martins, F. (2012). *Metodología de la investigación cuantitativa*. Caracas: FEDUPEL.
- Parra, R. (2015). Evaluación preliminar del rendimiento energético y de la reducción de emisiones atmosféricas por la generación eléctrica del Sistema de Paneles Solares del Campus de la Universidad San Francisco de Quito en San Cristóbal-Galápagos-Ecuador. *ACI Avances en Ciencias e Ingenierías*, 7(1), C9-C13. doi:10.18272/aci.v7i1.231
- Pendem, S. R., & Mikkili, S. (2018). Modeling, simulation and performance analysis of solar PV array configurations (Series, Series-Parallel and Honey-Comb) to extract maximum power under Partial Shading Conditions. *Energy Reports*, 4, 274-287. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.03.003>
- Perpiñán, O. (2020). *Energía solar fotovoltaica*. Recuperado de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
- Raugei, M., Fullana-i-Palmer, P. & Fthenakis, V. (2012). The energy return on energy investment (EROI) of photovoltaics: Methodology and comparisons with fossil fuel life cycles. *Energy Policy*.45. 576-582. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.008>
- Raugei, M. & Leccisi, E. (2016). A comprehensive assessment of the energy performance of the full range of electricity generation technologies deployed in the United Kingdom. *Energy Policy*. 90. 46–59. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.011>
- Rojas, I. & Lizana, F. (2018). Tiempo de recuperación de la energía para sistemas fotovoltaicos basados en silicio cristalino en Costa Rica. *Revista de Ingeniería Energética*. 39(3), 195-202. Recuperado de <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/544/601>

- Saavedra, E. (2020). Huella de carbono-emisiones de GEI por uso del sistema de iluminación de la Facultad de Ingeniería Ambiental de la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú. *Tecnia*, 30(1), 121-138. doi:10.21754/tecnica.v30i1.827
- Sharma, D. & Kumar, J. (2020). Numerical Simulation and Modeling of Solar Power Plant Performance Assessment Under Variable Parametr Condition. *International Journal on Future Revolution in Computer Science & Communication Engineering*.6(3).1-5. Recuperado de <http://www.ijfrcsce.org/index.php/ijfrcsce/article/view/1907/1883>
- Touati, F. A., Al-Hitmi, M. A., & Bouchech, H. J. (2013). Study of the effects of dust, relative humidity, and temperature on solar PV performance in Doha: comparison between monocrystalline and amorphous PVS. *International Journal of Green Energy*, 10(7), 680-689. doi:10.1080/15435075.2012.692134
- Tripathi, A. K., Ray, S., Aruna, M., & Prasad, S. (2020). Evaluation of solar PV panel performance under humid atmosphere. *Materials Today: Proceedings*. doi:10.1016/j.matpr.2020.08.775
- Umunnakwe, A., Chendo, M., Erusiafe, N., & Chukwujindu, S. (2020). Implicit meteorological parameter-based empirical models for estimating back temperature solar modules under varying tilt-angles in Lagos, Nigeria. *Renewable Energy*, 145, 442-457. doi:10.1016/j.renene.2019.05.136
- Vilariño, L., Vilariño, J., Arenas, C., Nuñez, G. & Menéndez, H. (2014). Rendimiento global de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. *Tecnología y desarrollo*, 12. Recuperado de https://revistas.uax.es/index.php/tec_des/article/view/597
- Virtuani, A., Pavanello, D. & Friesen, G. (2010). Overview of Temperature Coefficients of Different Thin Film Photovoltaic Technologies. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. 4248-4252. doi:10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.83
- Yan, Y., Zhang, H., Meng, J., Long, Y., Zhou, X., Li, Z., Wang, Y., & Liang, Y. (2019). Carbon footprint in building distributed energy system: An optimization-based feasibility analysis for potential emission reduction. *Journal of Cleaner Production*, 239, 1-15. doi:10.1016/j.jclepro.2019.117990

- Yang, Y., & Meng, G. (2020). The evolution and research framework of carbon footprint: Based on the perspective of knowledge mapping. *Ecological Indicators*, 112, 106125. doi:10.1016/j.ecolind.2020.106125
- Yue, D., You, F., & Darling, S. B. (2014). Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis. *Solar Energy*, 105, 669-678. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.008>

VIII. ANEXOS

Anexo 1: Certificado de calibración de estación meteorológica.



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

OHLTH146-250620

1.- SOLICITANTE :

Razón Social : RAULOAN & INGENIEROS AMBIENTALES S.A.C.
 Dirección : P.J. EL PROGRESO MZA. N LOTE. 2 A.H. JEWBUS DE NAZARETH LIMA - S.JL

2.- INSTRUMENTO DE MEDICIÓN : Estación Meteorológica

Marca : DAVIS alcance : 0 °C a 50 °C
 Modelo : Vantage Pro 2 1 % HR a 100 % HR
 Serie Módulo : AZ170605008 3 km/h a 322 km/h
 Serie Consola : AZ170605008 540 mbar a 1100 mbar
 Código : EQ-EST-03 Resolución: 0,1 °C / 1 %HR / 1 km/h / 0,1 mbar

3.- MÉTODO DE CALIBRACIÓN

- Temperatura y Humedad: PROCEDIMIENTO TH-007 PARA LA CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE CONDICIONES AMBIENTALES DE TEMPERATURA Y HUMEDAD EN AIRE DEL CEM DE ESPAÑA
- Velocidad de viento: Método de Comparación directa según el "CUP ANEMOMETER CALIBRATION PROCEDURE" del Network of European Measuring Institutes
- Barómetro: Determinación del error por medio de comparación directa.

4.- FECHA Y LUGAR DE CALIBRACIÓN

- * El instrumento fue calibrado el 25/06/2020
- * La calibración se realizó en el Área de Temperatura del Laboratorio OHLab

5.- INSTRUMENTOS /EQUIPOS DE MEDICIÓN Y TRAZABILIDAD

Nº de Certificado	Equipo	Marca	Modelo	Número de Serie
LH-03-2019	Termohigrómetro	Extech	SD700	A.095010
294269/WPM060008	Anemómetro	3M	Air Probe - 9	WPM060008

6.- CONDICIONES DE CALIBRACIÓN

Temperatura	21,3 °C	±	0,3 °C
Humedad	49,5 % HR	±	0,9 % HR
Presión	1009,8 hPa	±	0,2 hPa

Este certificado de Calibración documenta la trazabilidad a los patrones Nacionales (INACAL) y/o internacionales. OHLab custodia, conserva y mantiene sus patrones en Áreas con condiciones ambientales controladas, realiza mediciones metrologicas a solicitud de los interesados, promueve el desarrollo de la metrología en el país y contribuye a la difusión del sistema legal de unidades del medida del Perú.

OHLab. no se responsabiliza de los perjuicios que pueda ocasionar el uso inadecuado de este instrumento o equipo después de su calibración, ni de una incorrecta interpretación de los resultados de la calibración aquí declarados.

Con el fin de asegurar la calidad de sus mediciones el usuario debe tener un control de mantenimiento y recalibraciones apropiadas para cada instrumento.

Fecha de emisión: 2020-06-25

Sello

Firma Y sello



Juan Diego Anaya Torres
 JEFE DE CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS
 OCCASIONALES INGENIEROS AMBIENTALES S.A.C



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

OHLTH146-250620

7.- RESULTADOS

7.1.- Temperatura

Indicación de Termómetro (°C)	Temperatura Convencionalmente Verdadera (°C)	Desviación (°C)	Incertidumbre (°C)
9,9	9,7	-0,2	0,31
19,3	19,2	-0,1	0,31
32,1	32,0	-0,1	0,36
44,7	44,8	0,1	0,39

7.2.- Humedad Relativa

Indicación del Higrometro (%)	Valor Convencionalmente Verdadero (%)	Desviación (%)	Incertidumbre (%)
44	45	1	2
52	53	1	2
70	72	2	2

7.3.- Velocidad de Viento

Valor Nominal (km/h)	Valor Encontrado (km/h)	Desviación (km/h)	Incertidumbre (km/h)
2	1,9	0,1	0,1
15	14,7	0,3	0,1
32	32,8	-0,8	0,2
49	49,9	-0,9	0,3

7.4.- Presión Atmosférica

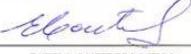
Valor Nominal (mbar)	Valor Encontrado (mbar)	Desviación (mbar)	Incertidumbre (mbar)
981,2	981,5	-0,3	0,2
995,9	996,3	-0,4	0,1
1000,9	1001,3	-0,4	0,1
1013,2	1013,7	-0,5	0,2

7.2 NOTAS

- * Los datos obtenidos son el resultado del promedio de 10 mediciones por punto de calibración
- * Se colocó una etiqueta en el equipo indicando la fecha de calibración
- * La periodicidad de la calibración esta en función al uso y mantenimiento del equipo de medición
- * La incertidumbre de la medición ha sido determinada usando un factor de cobertura $k=2$ para un nivel aproximado de confianza del 95%

(FIN DEL DOCUMENTO)

Anexo 2: Certificado de acreditación del laboratorio de calibración.

Certificado	 INACAL Instituto Nacional de Calidad Acreditación
La Dirección de Acreditación del Instituto Nacional de Calidad – INACAL, en el marco de la Ley N° 30224, OTORGA el presente certificado de Acreditación a:	
OCCUPATIONAL HYGIENE LABORATORY S.A.C.	
Laboratorio de Calibración	
En su sede ubicada en: Avenida La Marina N° 365, Urbanización Benjamin Doig Lossi et. Uno distrito de La Perla, provincia Constitucional del Callao, departamento Lima.	
Con base en la norma NTP-ISO/IEC 17025:2006 Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración	
Facultándolo a emitir Certificados de Calibración con Símbolo de Acreditación. En el alcance de la acreditación otorgada que se detalla en el DA-acr-OSP-21F que forma parte integral del presente certificado llevando el mismo número del registro indicado líneas abajo.	
Fecha de Acreditación: 13 de diciembre de 2018 Fecha de Vencimiento: 12 de diciembre de 2021	
 _____ ESTELA CONTRERAS JUGO Directora, Dirección de Acreditación - INACAL	
Contrato N° 046-2018/INACAL-DA/ Adenda de fecha: 24 de abril de 2019, por cambio de razón social a solicitud del organismo Registro N° : LC - 029	Fecha de emisión: 25 de abril de 2019

Anexo 3: Paneles solares del sistema fotovoltaico.

Panel solar a 11°



Panel solar a 21°



Especificaciones técnicas:

- País origen: China, Ningbo
- Modelo: ODA270-30-M.
- Tipo: monocristalino.
- Peso: 18.4 Kg cada uno
- Dimensiones: 1600 mm (alto) x 1000 mm (ancho) x 35 mm (espesor).
- Tamaño de las Células: 156.75 × 156.75 mm.
- Cantidad de Células: 60.
- Características Eléctricas en condiciones estándar (SCT): 1000W/m², distribución espacial de AM 1.5, temperatura de cedula de 25 °C:
 - Potencia máxima: 270 W.
 - Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax): 31.8 V.
 - Corriente en el Punto de Máxima Potencia (Imax): 8.5 A.
 - Eficiencia a STC 16.59 %.
- Características Eléctricas en condiciones normales de operación (NOCT): 800W/m², AM 1.5, velocidad del viento de 1m/s, temperatura ambiente de 20 °C
 - Potencia máxima: 200 W.
 - Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax): 29.73 V.
 - Corriente en el Punto de Máxima Potencia (Imax): 7.73 A.

Anexo 4: Controlador del SPS.



Especificaciones técnicas:

- País origen: China
- Peso: 0.5 kg
- Modelo: SD2460s.
- Voltaje Potencia Solar Max. de Entrada: 55 V.
- Voltaje del sistema: 12//24 V DC.

Anexo 5: Baterías de gel del SPS.



Especificaciones técnicas:

- País origen: China
- Modelo: 6-GFMZ-150.
- Capacidad: 150Ah.
- Voltaje: 12 V.
- Peso: 25 kg

Anexo 6: Inversor del SPS.



Especificaciones técnicas:

- País origen: China
- Máxima salida continua: 3000 W.
- Frecuencia de salida: 50-60 Hz.
- Voltaje de salida: 220-240 V.
- Voltaje de entrada: 12-24 V.
- Peso: 5 Kg

Anexo 7: Soporte metálico y estación meteorológica Davis.



Especificaciones técnicas estación meteorológica:

- Alcance: 0°C a 60 °C
1% HR a 100% HR
3 km/h a 322 km/h
540 mbar a 1100 mbar
- Resolución: 0.1°C / 1 % HR / 1 km/h /0.1 mbar

Anexo 8: Registro de datos durante periodo de monitoreo.

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
21/04/2021	09:00	11	585.00	68.00	23.00	5.4	31.7
21/04/2021	10:00	11	628.00	70.00	23.00	3.9	32.6
21/04/2021	11:00	11	754.00	70.00	23.00	2.1	33.8
21/04/2021	12:00	11	779.00	69.00	23.00	1.4	33.8
21/04/2021	13:00	11	211.00	68.00	24.00	1	34.4
21/04/2021	14:00	11	629.00	67.00	24.00	0.7	34.5
21/04/2021	15:00	11	504.00	67.00	24.00	0.7	34.5
21/04/2021	16:00	11	315.00	67.00	23.00	0.6	34.2
22/04/2021	09:00	11	471.00	72.00	22.00	4.4	31.6
22/04/2021	10:00	11	645.00	68.00	23.00	3	32.7
22/04/2021	11:00	11	733.00	67.00	24.00	2.4	33.7
22/04/2021	12:00	11	768.00	59.00	26.00	1.7	33.2
22/04/2021	13:00	11	204.00	71.00	22.00	1.2	34.8
22/04/2021	14:00	11	629.00	67.00	23.00	0.9	34.2
22/04/2021	15:00	11	533.00	67.00	23.00	0.7	34.6
22/04/2021	16:00	11	329.00	71.00	21.00	0.8	34.8
23/04/2021	09:00	11	510.00	68.00	23.00	3.5	32.4
23/04/2021	10:00	11	647.00	68.00	23.00	2.9	33.2
23/04/2021	11:00	11	763.00	64.00	25.00	2.5	32.9
23/04/2021	12:00	11	796.00	68.00	23.00	1.5	33.8
23/04/2021	13:00	11	751.00	66.00	24.00	1.3	33.8
23/04/2021	14:00	11	258.00	65.00	24.00	1.1	34.3
23/04/2021	15:00	11	524.00	68.00	23.00	0.7	34.7
23/04/2021	16:00	11	323.00	70.00	22.00	0.7	34.5
24/04/2021	09:00	11	475.00	69.00	23.00	3.4	32.6
24/04/2021	10:00	11	638.00	66.00	24.00	3	32.9
24/04/2021	11:00	11	735.00	63.00	25.00	2	33.6
24/04/2021	12:00	11	765.00	64.00	25.00	1.3	33.7
24/04/2021	13:00	11	758.00	64.00	25.00	0.9	34.2
24/04/2021	14:00	11	214.00	65.00	24.00	0.8	34.2
24/04/2021	15:00	11	489.00	66.00	23.00	0.7	34.8
24/04/2021	16:00	11	304.00	67.00	23.00	0.7	34.2
25/04/2021	09:00	11	492.00	66.00	23.00	6.7	30.2
25/04/2021	10:00	11	631.00	66.00	24.00	5.1	32.2
25/04/2021	11:00	11	722.00	67.00	23.00	3.9	33.5
25/04/2021	12:00	11	779.00	67.00	23.00	2.8	33.8

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
25/04/2021	13:00	11	742.00	70.00	22.00	2.1	34.2
25/04/2021	14:00	11	232.00	69.00	22.00	1.3	34.5
25/04/2021	15:00	11	485.00	70.00	21.00	1	35
25/04/2021	16:00	11	306.00	68.00	22.00	0.8	34.7
26/04/2021	09:00	11	503.00	65.00	24.00	4.9	31.9
26/04/2021	10:00	11	617.00	63.00	24.00	3.3	33.1
26/04/2021	11:00	11	751.00	67.00	23.00	2.6	33.5
26/04/2021	12:00	11	763.00	66.00	23.00	1.8	34.4
26/04/2021	13:00	11	751.00	67.00	23.00	1.4	34.3
26/04/2021	14:00	11	156.00	65.00	24.00	1	34.3
26/04/2021	15:00	11	496.00	62.00	24.00	0.8	34.6
26/04/2021	16:00	11	308.00	64.00	24.00	0.7	34.4
27/04/2021	09:00	11	469.00	72.00	21.00	6.4	31.5
27/04/2021	10:00	11	668.00	68.00	23.00	3.8	32.9
27/04/2021	11:00	11	756.00	67.00	23.00	2.9	33.5
27/04/2021	12:00	11	846.00	67.00	23.00	2.2	33.4
27/04/2021	13:00	11	552.00	71.00	22.00	1.5	35
27/04/2021	14:00	11	239.00	69.00	22.00	1.1	34.8
27/04/2021	15:00	11	290.00	69.00	22.00	0.9	35
27/04/2021	16:00	11	279.00	70.00	21.00	1	34.2
28/04/2021	09:00	11	392.00	77.00	20.00	6.9	30.3
28/04/2021	10:00	11	499.00	72.00	21.00	4.6	30.6
28/04/2021	11:00	11	253.00	70.00	22.00	3.7	32.7
28/04/2021	12:00	11	686.00	73.00	21.00	2.7	34
28/04/2021	13:00	11	691.00	72.00	21.00	1.7	34.3
28/04/2021	14:00	11	202.00	73.00	21.00	1.2	34.7
28/04/2021	15:00	11	439.00	74.00	21.00	1.1	34.5
28/04/2021	16:00	11	278.00	76.00	20.00	0.8	34.5
29/04/2021	09:00	11	285.00	77.00	20.00	6.1	32
29/04/2021	10:00	11	601.00	75.00	21.00	3.5	33.1
29/04/2021	11:00	11	668.00	69.00	23.00	2.9	33.5
29/04/2021	12:00	11	701.00	68.00	23.00	1.7	34.1
29/04/2021	13:00	11	691.00	70.00	22.00	1.2	34.4
29/04/2021	14:00	11	158.00	69.00	22.00	0.9	34.7
29/04/2021	15:00	11	415.00	67.00	23.00	1.8	33.8
29/04/2021	16:00	11	241.00	88.00	35.00	1.2	33.6
30/04/2021	09:00	11	406.00	72.00	21.00	5.1	31.8
30/04/2021	10:00	11	561.00	70.00	22.00	3.5	33.5

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
30/04/2021	11:00	11	675.00	66.00	24.00	2.3	33.8
30/04/2021	12:00	11	710.00	65.00	24.00	1.5	33.9
30/04/2021	13:00	11	670.00	66.00	24.00	1	34.3
30/04/2021	14:00	11	155.00	67.00	23.00	0.8	34.4
30/04/2021	15:00	11	452.00	69.00	22.00	0.8	34.9
30/04/2021	16:00	11	149.00	74.00	20.00	1	32.8
1/05/2021	09:00	11	448.00	72.00	21.00	7.4	30.4
1/05/2021	10:00	11	580.00	65.00	24.00	3.8	32.2
1/05/2021	11:00	11	671.00	68.00	23.00	3.3	33.3
1/05/2021	12:00	11	700.00	68.00	23.00	2.6	33.5
1/05/2021	13:00	11	663.00	68.00	23.00	1.6	33.9
1/05/2021	14:00	11	135.00	66.00	23.00	1.2	34.3
1/05/2021	15:00	11	243.00	66.00	23.00	1.1	34.2
1/05/2021	16:00	11	260.00	69.00	23.00	0.8	34.2
3/05/2021	09:00	11	408.00	73.00	21.00	6.7	30.6
3/05/2021	10:00	11	570.00	84.00	18.00	4.9	33.5
3/05/2021	11:00	11	670.00	84.00	18.00	3.6	33.7
3/05/2021	12:00	11	693.00	80.00	19.00	2.4	34.1
3/05/2021	13:00	11	510.00	80.00	19.00	1.4	35.2
3/05/2021	14:00	11	483.00	81.00	18.00	1	34.7
3/05/2021	15:00	11	202.00	83.00	18.00	0.8	34.2
3/05/2021	16:00	11	167.00	81.00	18.00	0.8	33.7
4/05/2021	09:00	11	292.00	68.00	22.00	6.9	28.7
4/05/2021	10:00	11	422.00	64.00	24.00	5.1	31.7
4/05/2021	11:00	11	696.00	59.00	26.00	2.9	32.6
4/05/2021	12:00	11	733.00	61.00	26.00	2.5	33.1
4/05/2021	13:00	11	700.00	62.00	25.00	1.9	33.6
4/05/2021	14:00	11	582.00	60.00	25.00	1.1	34.2
4/05/2021	15:00	11	443.00	62.00	24.00	0.9	34.6
4/05/2021	16:00	11	264.00	63.00	24.00	0.8	34.2
5/05/2021	09:00	11	390.00	62.00	24.00	7.1	30
5/05/2021	10:00	11	578.00	64.00	24.00	5.5	31.9
5/05/2021	11:00	11	657.00	63.00	25.00	4.2	32.7
5/05/2021	12:00	11	721.00	63.00	25.00	3.4	33
5/05/2021	13:00	11	645.00	67.00	23.00	1.8	34.5
5/05/2021	14:00	11	570.00	67.00	23.00	1.5	34.7
5/05/2021	15:00	11	411.00	69.00	22.00	1.3	34.9
5/05/2021	16:00	11	269.00	66.00	23.00	1	34.2

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
6/05/2021	09:00	11	67.00	93.00	14.00	1.3	25.5
6/05/2021	10:00	11	86.00	94.00	15.00	1.6	25.5
6/05/2021	11:00	11	116.00	94.00	14.00	2.3	26.1
6/05/2021	12:00	11	144.00	94.00	14.00	2.9	26.5
6/05/2021	13:00	11	120.00	94.00	15.00	2.8	26.6
6/05/2021	14:00	11	98.00	94.00	14.00	1.4	26.1
6/05/2021	15:00	11	109.00	94.00	14.00	2.2	26.4
6/05/2021	16:00	11	53.00	95.00	14.00	0.9	25.8
7/05/2021	09:00	11	288.00	89.00	16.00	6.9	27
7/05/2021	10:00	11	629.00	83.00	18.00	10	29.7
7/05/2021	11:00	11	652.00	81.00	18.00	7.9	31.4
7/05/2021	12:00	11	680.00	78.00	19.00	6.5	32.3
7/05/2021	13:00	11	647.00	75.00	20.00	4.2	33.5
7/05/2021	14:00	11	564.00	73.00	20.00	3.6	33.9
7/05/2021	15:00	11	410.00	73.00	20.00	2.7	33.8
7/05/2021	16:00	11	202.00	75.00	19.00	2.4	32.8
8/05/2021	09:00	11	410.00	70.00	22.00	6.7	30.7
8/05/2021	10:00	11	533.00	67.00	23.00	4.9	32
8/05/2021	11:00	11	612.00	71.00	22.00	4	32.9
8/05/2021	12:00	11	629.00	72.00	22.00	3.1	33.7
8/05/2021	13:00	11	608.00	72.00	21.00	1.7	34.3
8/05/2021	14:00	11	529.00	72.00	21.00	1.4	34.9
8/05/2021	15:00	11	367.00	73.00	21.00	1.2	34.8
8/05/2021	16:00	11	204.00	73.00	21.00	1	34
10/05/2021	09:00	11	385.00	60.00	23.00	5.2	31.9
10/05/2021	10:00	11	527.00	55.00	25.00	3.8	32.8
10/05/2021	11:00	11	615.00	56.00	26.00	2.9	33.3
10/05/2021	12:00	11	640.00	65.00	23.00	1.4	34.4
10/05/2021	13:00	11	573.00	68.00	22.00	1.1	34.9
10/05/2021	14:00	11	510.00	69.00	21.00	0.9	35.2
10/05/2021	15:00	11	366.00	71.00	20.00	0.8	35.2
10/05/2021	16:00	11	190.00	64.00	24.00	0.7	34.2
11/05/2021	09:00	11	132.00	92.00	13.00	3	26.7
11/05/2021	10:00	11	260.00	93.00	14.00	6.3	29.1
11/05/2021	11:00	11	269.00	91.00	14.00	4.5	28.4
11/05/2021	12:00	11	657.00	87.00	15.00	3.3	34.5
11/05/2021	13:00	11	643.00	79.00	17.00	2.4	34.6
11/05/2021	14:00	11	515.00	69.00	21.00	1	34.1

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
11/05/2021	15:00	11	381.00	60.00	24.00	0.8	34.6
11/05/2021	16:00	11	225.00	62.00	23.00	0.7	34.6
12/05/2021	09:00	11	387.00	60.00	23.00	6.3	31.1
12/05/2021	10:00	11	526.00	58.00	23.00	4.6	32.5
12/05/2021	11:00	11	596.00	62.00	23.00	3.6	32.9
12/05/2021	12:00	11	610.00	68.00	22.00	3	33.6
12/05/2021	13:00	11	582.00	67.00	22.00	1.4	34.4
12/05/2021	14:00	11	490.00	64.00	23.00	1.3	34.1
12/05/2021	15:00	11	346.00	65.00	23.00	1.1	34.3
12/05/2021	16:00	11	200.00	65.00	22.00	0.8	34.3
13/05/2021	09:00	11	246.00	72.00	20.00	6.7	27.7
13/05/2021	10:00	11	352.00	67.00	22.00	4.6	31.7
13/05/2021	11:00	11	636.00	61.00	23.00	3.7	32.9
13/05/2021	12:00	11	606.00	66.00	23.00	2.6	33.5
13/05/2021	13:00	11	575.00	67.00	23.00	1.2	34.4
13/05/2021	14:00	11	506.00	63.00	23.00	0.9	34.7
13/05/2021	15:00	11	369.00	63.00	24.00	1.1	34.7
13/05/2021	16:00	11	91.00	62.00	23.00	1	29.5
14/05/2021	09:00	11	376.00	64.00	22.00	7.2	30.2
14/05/2021	10:00	11	503.00	67.00	23.00	5	31.9
14/05/2021	11:00	11	589.00	64.00	24.00	3.2	33
14/05/2021	12:00	11	656.00	64.00	23.00	2.4	33.7
14/05/2021	13:00	11	575.00	65.00	23.00	1.8	34.2
14/05/2021	14:00	11	492.00	63.00	24.00	1.3	34.5
14/05/2021	15:00	11	374.00	63.00	24.00	1	34.5
14/05/2021	16:00	11	211.00	65.00	23.00	0.8	34.2
15/05/2021	09:00	11	369.00	65.00	22.00	6.8	30.4
15/05/2021	10:00	11	496.00	63.00	23.00	5.2	31.9
15/05/2021	11:00	11	570.00	66.00	23.00	4.3	32.8
15/05/2021	12:00	11	605.00	69.00	22.00	3.5	33.3
15/05/2021	13:00	11	564.00	66.00	22.00	1.6	34.3
15/05/2021	14:00	11	475.00	68.00	22.00	1.2	35
15/05/2021	15:00	11	373.00	66.00	22.00	1.5	34.6
15/05/2021	16:00	11	232.00	65.00	23.00	1	33.8
16/05/2021	09:00	11	309.00	62.00	22.00	6.2	30.9
16/05/2021	10:00	11	446.00	67.00	22.00	4.6	31.7
16/05/2021	11:00	11	552.00	67.00	22.00	3.6	32.9
16/05/2021	12:00	11	626.00	68.00	21.00	3.2	33.7

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
16/05/2021	13:00	11	577.00	72.00	20.00	2.7	33.9
16/05/2021	14:00	11	554.00	65.00	22.00	2.5	33.8
16/05/2021	15:00	11	364.00	69.00	21.00	2.3	33.7
16/05/2021	16:00	11	223.00	70.00	20.00	2.3	32.5
17/05/2021	09:00	11	374.00	71.00	21.00	5.3	32.1
17/05/2021	10:00	11	487.00	66.00	22.00	3.8	33
17/05/2021	11:00	11	582.00	63.00	24.00	2.9	33.2
17/05/2021	12:00	11	598.00	63.00	24.00	2.5	33.5
17/05/2021	13:00	11	584.00	63.00	24.00	1.1	34
17/05/2021	14:00	11	483.00	61.00	25.00	0.9	34.1
17/05/2021	15:00	11	352.00	63.00	24.00	0.8	34.5
17/05/2021	16:00	11	195.00	67.00	22.00	0.7	34.4
18/05/2021	09:00	11	436.00	68.00	22.00	5.6	31.7
18/05/2021	10:00	11	526.00	70.00	22.00	4.5	32.4
18/05/2021	11:00	11	598.00	65.00	23.00	2.9	32.9
18/05/2021	12:00	11	596.00	61.00	25.00	2	33.4
18/05/2021	13:00	11	513.00	66.00	23.00	1.4	33.7
18/05/2021	14:00	11	404.00	66.00	23.00	1	34.5
18/05/2021	15:00	11	272.00	69.00	21.00	1.2	34.1
18/05/2021	16:00	11	128.00	72.00	20.00	1.1	32
19/05/2021	09:00	11	353.00	68.00	23.00	6.7	30.6
19/05/2021	10:00	11	478.00	65.00	24.00	5.2	31.8
19/05/2021	11:00	11	557.00	63.00	24.00	4.1	32.6
19/05/2021	12:00	11	584.00	58.00	26.00	2.5	31.1
19/05/2021	13:00	11	529.00	60.00	25.00	1.7	33.6
19/05/2021	14:00	11	418.00	61.00	25.00	1.4	34.3
19/05/2021	15:00	11	301.00	58.00	26.00	1.2	33.8
19/05/2021	16:00	11	181.00	60.00	25.00	1.1	33.4
20/05/2021	09:00	11	332.00	80.00	18.00	5.8	31.2
20/05/2021	10:00	11	466.00	77.00	19.00	4.2	32.9
20/05/2021	11:00	11	371.00	87.00	15.00	3.3	33.4
20/05/2021	12:00	11	397.00	87.00	15.00	2.4	34.5
20/05/2021	13:00	11	221.00	89.00	15.00	2	34.9
20/05/2021	14:00	11	218.00	87.00	15.00	1.8	32.7
20/05/2021	15:00	11	105.00	89.00	15.00	2	28.7
20/05/2021	16:00	11	33.00	90.00	14.00	0.5	26.9
21/04/2021	09:00	21	585.00	68.00	23.00	4.8	31
21/04/2021	10:00	21	628.00	70.00	23.00	3.8	32.9

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
21/04/2021	11:00	21	754.00	70.00	23.00	2.1	33.8
21/04/2021	12:00	21	779.00	69.00	23.00	1.3	33.8
21/04/2021	13:00	21	211.00	68.00	24.00	1	34.3
21/04/2021	14:00	21	629.00	67.00	24.00	0.7	34.5
21/04/2021	15:00	21	504.00	67.00	24.00	0.7	34.4
21/04/2021	16:00	21	315.00	67.00	23.00	0.6	34.2
22/04/2021	09:00	21	471.00	72.00	22.00	4.4	32.6
22/04/2021	10:00	21	645.00	68.00	23.00	3.1	33.2
22/04/2021	11:00	21	733.00	67.00	24.00	2.4	33.4
22/04/2021	12:00	21	768.00	59.00	26.00	1.7	33.4
22/04/2021	13:00	21	204.00	71.00	22.00	1.2	34.7
22/04/2021	14:00	21	629.00	67.00	23.00	0.9	34
22/04/2021	15:00	21	533.00	67.00	23.00	0.7	34.7
22/04/2021	16:00	21	329.00	71.00	21.00	0.7	34.5
23/04/2021	09:00	21	510.00	68.00	23.00	4.3	32.6
23/04/2021	10:00	21	647.00	68.00	23.00	2.8	33.3
23/04/2021	11:00	21	763.00	64.00	25.00	2.5	33.4
23/04/2021	12:00	21	796.00	68.00	23.00	1.5	33.8
23/04/2021	13:00	21	751.00	66.00	24.00	1.3	33.7
23/04/2021	14:00	21	258.00	65.00	24.00	1.1	32.6
23/04/2021	15:00	21	524.00	68.00	23.00	0.7	34.5
23/04/2021	16:00	21	323.00	70.00	22.00	0.7	34.2
24/04/2021	09:00	21	475.00	69.00	23.00	4.2	32.8
24/04/2021	10:00	21	638.00	66.00	24.00	3.1	32.9
24/04/2021	11:00	21	735.00	63.00	25.00	2	33.5
24/04/2021	12:00	21	765.00	64.00	25.00	1.3	33.9
24/04/2021	13:00	21	758.00	64.00	25.00	0.9	34.2
24/04/2021	14:00	21	214.00	65.00	24.00	0.8	34.3
24/04/2021	15:00	21	489.00	66.00	23.00	0.7	34.8
24/04/2021	16:00	21	304.00	67.00	23.00	0.7	34.2
25/04/2021	09:00	21	492.00	66.00	23.00	6.7	30.5
25/04/2021	10:00	21	631.00	66.00	24.00	5.2	32.1
25/04/2021	11:00	21	722.00	67.00	23.00	3.9	33.5
25/04/2021	12:00	21	779.00	67.00	23.00	2.8	33.8
25/04/2021	13:00	21	742.00	70.00	22.00	1.9	34.4
25/04/2021	14:00	21	232.00	69.00	22.00	1.3	34.6
25/04/2021	15:00	21	485.00	70.00	21.00	1	34.9
25/04/2021	16:00	21	306.00	68.00	22.00	0.8	34.5

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
26/04/2021	09:00	21	503.00	65.00	24.00	5	31.9
26/04/2021	10:00	21	617.00	63.00	24.00	3.4	33.4
26/04/2021	11:00	21	751.00	67.00	23.00	2.7	33.6
26/04/2021	12:00	21	763.00	66.00	23.00	1.8	34.3
26/04/2021	13:00	21	751.00	67.00	23.00	1.4	34.3
26/04/2021	14:00	21	156.00	65.00	24.00	1	34.2
26/04/2021	15:00	21	496.00	62.00	24.00	0.8	34.6
26/04/2021	16:00	21	308.00	64.00	24.00	0.7	34.2
27/04/2021	09:00	21	469.00	72.00	21.00	6.4	31.8
27/04/2021	10:00	21	668.00	68.00	23.00	4.3	32.9
27/04/2021	11:00	21	756.00	67.00	23.00	2.9	33.5
27/04/2021	12:00	21	846.00	67.00	23.00	2.2	33.7
27/04/2021	13:00	21	552.00	71.00	22.00	1.6	35.1
27/04/2021	14:00	21	239.00	69.00	22.00	1.1	35
27/04/2021	15:00	21	290.00	69.00	22.00	0.9	35
27/04/2021	16:00	21	279.00	70.00	21.00	1	34.2
28/04/2021	09:00	21	392.00	77.00	20.00	6.9	30
28/04/2021	10:00	21	499.00	72.00	21.00	4.6	28.5
28/04/2021	11:00	21	253.00	70.00	22.00	3.6	34.1
28/04/2021	12:00	21	686.00	73.00	21.00	2.5	33.9
28/04/2021	13:00	21	691.00	72.00	21.00	1.7	34.4
28/04/2021	14:00	21	202.00	73.00	21.00	1.2	34.7
28/04/2021	15:00	21	439.00	74.00	21.00	1.1	34.5
28/04/2021	16:00	21	278.00	76.00	20.00	0.8	34.4
29/04/2021	09:00	21	285.00	77.00	20.00	6	28
29/04/2021	10:00	21	601.00	75.00	21.00	3.6	33
29/04/2021	11:00	21	668.00	69.00	23.00	2.9	33.3
29/04/2021	12:00	21	701.00	68.00	23.00	1.7	34.1
29/04/2021	13:00	21	691.00	70.00	22.00	1.2	34.7
29/04/2021	14:00	21	158.00	69.00	22.00	0.9	34.8
29/04/2021	15:00	21	415.00	67.00	23.00	1.8	33.6
29/04/2021	16:00	21	241.00	88.00	35.00	1.2	33.5
30/04/2021	09:00	21	406.00	72.00	21.00	5.2	32.2
30/04/2021	10:00	21	561.00	70.00	22.00	3.5	33.6
30/04/2021	11:00	21	675.00	66.00	24.00	2.2	33.8
30/04/2021	12:00	21	710.00	65.00	24.00	1.5	34
30/04/2021	13:00	21	670.00	66.00	24.00	1	34.2
30/04/2021	14:00	21	155.00	67.00	23.00	0.8	34.4

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
30/04/2021	15:00	21	452.00	69.00	22.00	0.7	34.2
30/04/2021	16:00	21	149.00	74.00	20.00	1	32.4
1/05/2021	09:00	21	448.00	72.00	21.00	7.4	31
1/05/2021	10:00	21	580.00	65.00	24.00	4.6	32.4
1/05/2021	11:00	21	671.00	68.00	23.00	3.3	33.4
1/05/2021	12:00	21	700.00	68.00	23.00	2.6	33
1/05/2021	13:00	21	663.00	68.00	23.00	1.6	34
1/05/2021	14:00	21	135.00	66.00	23.00	1.2	34.2
1/05/2021	15:00	21	243.00	66.00	23.00	1.2	34.3
1/05/2021	16:00	21	260.00	69.00	23.00	0.8	34
3/05/2021	09:00	21	408.00	73.00	21.00	6.7	31.3
3/05/2021	10:00	21	570.00	84.00	18.00	4.8	33.6
3/05/2021	11:00	21	670.00	84.00	18.00	3.5	34.2
3/05/2021	12:00	21	693.00	80.00	19.00	2.3	34.5
3/05/2021	13:00	21	510.00	80.00	19.00	1.4	35
3/05/2021	14:00	21	483.00	81.00	18.00	1	34.8
3/05/2021	15:00	21	202.00	83.00	18.00	0.8	34.5
3/05/2021	16:00	21	167.00	81.00	18.00	0.8	33.6
4/05/2021	09:00	21	292.00	68.00	22.00	6.9	28.2
4/05/2021	10:00	21	422.00	64.00	24.00	5.2	31.6
4/05/2021	11:00	21	696.00	59.00	26.00	2.9	32.8
4/05/2021	12:00	21	733.00	61.00	26.00	2.4	33.2
4/05/2021	13:00	21	700.00	62.00	25.00	1.9	33.6
4/05/2021	14:00	21	582.00	60.00	25.00	1.2	34.2
4/05/2021	15:00	21	443.00	62.00	24.00	0.9	34.5
4/05/2021	16:00	21	264.00	63.00	24.00	0.8	34.1
5/05/2021	09:00	21	390.00	62.00	24.00	7.2	31
5/05/2021	10:00	21	578.00	64.00	24.00	5.4	32.4
5/05/2021	11:00	21	657.00	63.00	25.00	4.2	32.7
5/05/2021	12:00	21	721.00	63.00	25.00	3.3	33
5/05/2021	13:00	21	645.00	67.00	23.00	1.8	34.5
5/05/2021	14:00	21	570.00	67.00	23.00	1.5	34.6
5/05/2021	15:00	21	411.00	69.00	22.00	1.3	34.8
5/05/2021	16:00	21	269.00	66.00	23.00	1	34.1
6/05/2021	09:00	21	67.00	93.00	15.00	1.2	25.5
6/05/2021	10:00	21	86.00	94.00	15.00	1.7	25.5
6/05/2021	11:00	21	116.00	94.00	14.00	2.4	26.1
6/05/2021	12:00	21	144.00	94.00	14.00	1.1	26.4

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
6/05/2021	13:00	21	120.00	94.00	15.00	2.6	26.6
6/05/2021	14:00	21	98.00	94.00	14.00	1.5	26.2
6/05/2021	15:00	21	109.00	94.00	14.00	1	26.4
6/05/2021	16:00	21	53.00	95.00	14.00	0.8	25.9
7/05/2021	09:00	21	288.00	89.00	16.00	7.3	27.1
7/05/2021	10:00	21	629.00	83.00	18.00	9.9	28.7
7/05/2021	11:00	21	652.00	81.00	18.00	7.9	31.5
7/05/2021	12:00	21	680.00	78.00	19.00	6	32.7
7/05/2021	13:00	21	647.00	75.00	20.00	4.2	33.6
7/05/2021	14:00	21	564.00	73.00	20.00	3.3	33.8
7/05/2021	15:00	21	410.00	73.00	20.00	2.4	34.1
7/05/2021	16:00	21	202.00	75.00	19.00	2.4	32.5
8/05/2021	09:00	21	410.00	70.00	22.00	6.7	31.2
8/05/2021	10:00	21	533.00	67.00	23.00	4.9	32
8/05/2021	11:00	21	612.00	71.00	22.00	4	33
8/05/2021	12:00	21	629.00	72.00	22.00	3.1	33.9
8/05/2021	13:00	21	608.00	72.00	21.00	1.7	35
8/05/2021	14:00	21	529.00	72.00	21.00	1.4	35
8/05/2021	15:00	21	367.00	73.00	21.00	1.1	34.8
8/05/2021	16:00	21	204.00	73.00	21.00	1	34.4
10/05/2021	09:00	21	385.00	60.00	23.00	5.1	32.1
10/05/2021	10:00	21	527.00	55.00	25.00	3.8	32.9
10/05/2021	11:00	21	615.00	56.00	26.00	2.9	33.3
10/05/2021	12:00	21	640.00	65.00	23.00	1.4	34.2
10/05/2021	13:00	21	573.00	68.00	22.00	1.1	35.1
10/05/2021	14:00	21	510.00	69.00	21.00	0.9	35.3
10/05/2021	15:00	21	366.00	71.00	20.00	0.8	35.3
10/05/2021	16:00	21	190.00	64.00	24.00	0.7	34.1
11/05/2021	09:00	21	132.00	92.00	13.00	3	26.7
11/05/2021	10:00	21	260.00	93.00	14.00	6.6	28.6
11/05/2021	11:00	21	269.00	91.00	14.00	4.4	27.7
11/05/2021	12:00	21	657.00	87.00	15.00	3.2	34.4
11/05/2021	13:00	21	643.00	79.00	17.00	2.4	34.7
11/05/2021	14:00	21	515.00	69.00	21.00	1	34.3
11/05/2021	15:00	21	381.00	60.00	24.00	0.8	34.5
11/05/2021	16:00	21	225.00	62.00	23.00	0.7	34.6
12/05/2021	09:00	21	387.00	60.00	23.00	6.2	31.7
12/05/2021	10:00	21	526.00	58.00	23.00	4.5	32.8

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
12/05/2021	11:00	21	596.00	62.00	23.00	3.6	33.3
12/05/2021	12:00	21	610.00	68.00	22.00	2.9	33.7
12/05/2021	13:00	21	582.00	67.00	22.00	1.4	34.6
12/05/2021	14:00	21	490.00	64.00	23.00	1.3	34.1
12/05/2021	15:00	21	346.00	65.00	23.00	1.1	34.5
12/05/2021	16:00	21	200.00	65.00	22.00	0.8	34.1
13/05/2021	09:00	21	246.00	72.00	20.00	6.2	27.5
13/05/2021	10:00	21	352.00	67.00	22.00	4.7	31.6
13/05/2021	11:00	21	636.00	61.00	23.00	3.7	32
13/05/2021	12:00	21	606.00	66.00	23.00	2.7	33.6
13/05/2021	13:00	21	575.00	67.00	23.00	1.2	34.5
13/05/2021	14:00	21	506.00	63.00	23.00	0.9	34.7
13/05/2021	15:00	21	369.00	63.00	24.00	1.1	34.6
13/05/2021	16:00	21	91.00	62.00	23.00	1	32
14/05/2021	09:00	21	376.00	64.00	22.00	7.2	31
14/05/2021	10:00	21	503.00	67.00	23.00	5	32.4
14/05/2021	11:00	21	589.00	64.00	24.00	3.3	33.2
14/05/2021	12:00	21	656.00	64.00	23.00	2.3	33.8
14/05/2021	13:00	21	575.00	65.00	23.00	1.8	34.4
14/05/2021	14:00	21	492.00	63.00	24.00	1.3	34.5
14/05/2021	15:00	21	374.00	63.00	24.00	1	34.5
14/05/2021	16:00	21	211.00	65.00	23.00	0.8	33.9
15/05/2021	09:00	21	369.00	65.00	22.00	7	30.9
15/05/2021	10:00	21	496.00	63.00	23.00	5.2	32.2
15/05/2021	11:00	21	570.00	66.00	23.00	4.3	32.6
15/05/2021	12:00	21	605.00	69.00	22.00	3.5	33.5
15/05/2021	13:00	21	564.00	66.00	22.00	1.7	34.2
15/05/2021	14:00	21	475.00	68.00	22.00	1.2	35
15/05/2021	15:00	21	373.00	66.00	22.00	1.4	34.7
15/05/2021	16:00	21	232.00	65.00	23.00	1	33.7
16/05/2021	09:00	21	309.00	62.00	22.00	6.4	31.2
16/05/2021	10:00	21	446.00	67.00	22.00	4.5	31.5
16/05/2021	11:00	21	552.00	67.00	22.00	3.5	31.9
16/05/2021	12:00	21	626.00	68.00	21.00	3.2	33.8
16/05/2021	13:00	21	577.00	72.00	20.00	2.7	33.8
16/05/2021	14:00	21	554.00	65.00	22.00	2.6	33.5
16/05/2021	15:00	21	364.00	69.00	21.00	2.5	33.4
16/05/2021	16:00	21	223.00	70.00	20.00	2.3	31.9

Continuación...

Fecha	Hora	Inclinación (°)	Irradiancia horizontal (W/m2)	Humedad relativa %	Temperatura °C	Imp. Intensidad de corriente del SPS (A)	Vmp Tensión del SPS (V)
17/05/2021	09:00	21	374.00	71.00	21.00	4.9	33
17/05/2021	10:00	21	487.00	66.00	22.00	3.8	33.2
17/05/2021	11:00	21	582.00	63.00	24.00	2.9	33.4
17/05/2021	12:00	21	598.00	63.00	24.00	2.4	33.4
17/05/2021	13:00	21	584.00	63.00	24.00	1.1	34.1
17/05/2021	14:00	21	483.00	61.00	25.00	0.8	34.2
17/05/2021	15:00	21	352.00	63.00	24.00	0.7	34.5
17/05/2021	16:00	21	195.00	67.00	22.00	0.7	34.2
18/05/2021	09:00	21	436.00	68.00	22.00	5.7	32
18/05/2021	10:00	21	526.00	70.00	22.00	4.6	32.7
18/05/2021	11:00	21	598.00	65.00	23.00	3	33.2
18/05/2021	12:00	21	596.00	61.00	25.00	2	33.4
18/05/2021	13:00	21	513.00	66.00	23.00	1.4	34
18/05/2021	14:00	21	404.00	66.00	23.00	1.1	34.4
18/05/2021	15:00	21	272.00	69.00	21.00	1.1	34.1
18/05/2021	16:00	21	128.00	72.00	20.00	1.1	32.1
19/05/2021	09:00	21	353.00	68.00	23.00	6.8	31.3
19/05/2021	10:00	21	478.00	65.00	24.00	5.2	32.4
19/05/2021	11:00	21	557.00	63.00	24.00	4.2	32.8
19/05/2021	12:00	21	584.00	58.00	26.00	2.5	33.2
19/05/2021	13:00	21	529.00	60.00	25.00	1.7	33.6
19/05/2021	14:00	21	418.00	61.00	25.00	1.5	34.3
19/05/2021	15:00	21	301.00	58.00	26.00	1.2	34
19/05/2021	16:00	21	181.00	60.00	25.00	1.1	33.4
20/05/2021	09:00	21	332.00	80.00	18.00	5.8	31.9
20/05/2021	10:00	21	466.00	77.00	19.00	4.3	33
20/05/2021	11:00	21	371.00	87.00	15.00	3.3	35
20/05/2021	12:00	21	397.00	87.00	15.00	2.4	34.5
20/05/2021	13:00	21	221.00	89.00	15.00	2	34.2
20/05/2021	14:00	21	218.00	87.00	15.00	1.8	33.4
20/05/2021	15:00	21	105.00	89.00	15.00	2	29.6
20/05/2021	16:00	21	33.00	90.00	14.00	0.6	26.4

Anexo 9: Datos de índice de claridad y fracción difusa calculados a partir de datos de estación meteorológica Davis.

Fecha	Dm	δ	ω_s	ϵ_0	$B_{0d} (0)$ Wh/m ²	$G_{dm} (0)$ Wh/m ²	K_{Td}	F_{Dd}
21/04/2021	111	11.58	-87.52	0.99	9237.93	4690.00	0.51	0.59
22/04/2021	112	11.93	-87.45	0.99	9201.01	4959.00	0.54	0.53
23/04/2021	113	12.27	-87.37	0.99	9164.16	4942.00	0.54	0.53
24/04/2021	114	12.62	-87.30	0.99	9127.40	4664.00	0.51	0.58
25/04/2021	115	12.95	-87.22	0.99	9090.75	4699.00	0.52	0.57
26/04/2021	116	13.29	-87.15	0.99	9054.23	4731.00	0.52	0.56
27/04/2021	117	13.62	-87.07	0.99	9017.88	4206.00	0.47	0.66
28/04/2021	118	13.95	-87.00	0.99	8981.70	4101.00	0.46	0.68
29/04/2021	119	14.27	-86.93	0.98	8945.72	4093.00	0.46	0.68
30/04/2021	120	14.59	-86.86	0.98	8909.97	3967.00	0.45	0.70
1/05/2021	121	14.90	-86.78	0.98	8874.45	4079.00	0.46	0.68
3/05/2021	123	15.52	-86.64	0.98	8804.24	3853.00	0.44	0.71
4/05/2021	124	15.82	-86.58	0.98	8769.58	4413.00	0.50	0.60
5/05/2021	125	16.11	-86.51	0.98	8735.26	4682.00	0.54	0.54
6/05/2021	126	16.40	-86.44	0.98	8701.27	939.00	0.11	1.03
7/05/2021	127	16.69	-86.38	0.98	8667.66	4196.00	0.48	0.63
8/05/2021	128	16.97	-86.31	0.98	8634.44	4249.00	0.49	0.62
10/05/2021	130	17.52	-86.19	0.98	8569.24	4120.00	0.48	0.64
11/05/2021	131	17.78	-86.12	0.98	8537.30	3157.00	0.37	0.81
12/05/2021	132	18.04	-86.06	0.98	8505.83	4103.00	0.48	0.64
13/05/2021	133	18.30	-86.00	0.98	8474.85	3540.00	0.42	0.74
14/05/2021	134	18.55	-85.94	0.98	8444.38	4021.00	0.48	0.65
15/05/2021	135	18.79	-85.89	0.98	8414.42	4021.00	0.48	0.64
16/05/2021	136	19.03	-85.83	0.98	8385.01	4107.00	0.49	0.62
17/05/2021	137	19.26	-85.77	0.98	8356.16	3800.00	0.45	0.68
18/05/2021	138	19.49	-85.72	0.98	8327.88	3917.00	0.47	0.66
19/05/2021	139	19.71	-85.67	0.98	8300.20	3688.00	0.44	0.70
20/05/2021	140	19.93	-85.62	0.98	8273.13	2544.00	0.31	0.88

Anexo 10: Nivel de irradiancia global diaria sobre plano horizontal e inclinado a 11° entre abril y mayo.

Día	Fecha	Irradiancia plano horizontal (W/m2)	Irradiancia en plano inclinado a 11° (W/m2)	Día	Fecha	Irradiancia plano horizontal (W/m2)	Irradiancia en plano inclinado a 11° (W/m2)
1	21/4/2021	550,63	565,84	15	6/5/2021	99,13	98,09
2	22/4/2021	539,00	557,11	16	7/5/2021	509,00	527,05
3	23/4/2021	571,50	591,46	17	8/5/2021	486,50	505,38
4	24/4/2021	547,25	564,18	18	10/5/2021	475,75	493,06
5	25/4/2021	548,63	566,59	19	11/5/2021	385,25	391,25
6	26/4/2021	543,13	561,88	20	12/5/2021	467,13	484,77
7	27/4/2021	512,38	525,45	21	13/5/2021	422,63	433,26
8	28/4/2021	430,00	440,30	22	14/5/2021	472,00	489,65
9	29/4/2021	470,00	481,88	23	15/5/2021	460,50	478,06
10	30/4/2021	472,25	483,57	24	16/5/2021	456,38	475,34
11	1/5/2021	462,50	474,85	25	17/5/2021	456,88	472,42
12	3/5/2021	462,88	474,10	26	18/5/2021	434,13	450,78
13	4/5/2021	516,50	535,73	27	19/5/2021	425,13	438,96
14	5/5/2021	530,13	553,90	28	20/5/2021	267,88	270,30
Promedio						463,39	478,04
D.E.						94,39	99,04

Anexo 11: Nivel de irradiancia global diaria sobre plano horizontal e inclinado a 21° entre abril y mayo.

Día	Fecha	Irradiancia plano horizontal (W/m2)	Irradiancia en plano inclinado a 21° (W/m2)	Día	Fecha	Irradiancia plano horizontal (W/m2)	Irradiancia en plano inclinado a 21° (W/m2)
1	21/4/2021	550,63	569,45	15	6/5/2021	99,13	95,96
2	22/4/2021	539,00	563,02	16	7/5/2021	509,00	532,31
3	23/4/2021	571,50	598,06	17	8/5/2021	486,50	511,49
4	24/4/2021	547,25	568,85	18	10/5/2021	475,75	498,21
5	25/4/2021	548,63	571,98	19	11/5/2021	385,25	389,95
6	26/4/2021	543,13	567,91	20	12/5/2021	467,13	490,23
7	27/4/2021	512,38	527,66	21	13/5/2021	422,63	434,36
8	28/4/2021	430,00	441,82	22	14/5/2021	472,00	494,98
9	29/4/2021	470,00	483,74	23	15/5/2021	460,50	483,50
10	30/4/2021	472,25	484,86	24	16/5/2021	456,38	481,72
11	1/5/2021	462,50	477,14	24	17/5/2021	456,88	476,40
12	3/5/2021	462,88	475,37	26	18/5/2021	434,13	455,68
13	4/5/2021	516,50	541,97	27	19/5/2021	425,13	442,17
14	5/5/2021	530,13	563,13	28	20/5/2021	267,88	268,04
Promedio						463,39	481,78
D.E.						94,39	101,18

Anexo 12: Nivel de irradiación diaria global sobre plano horizontal e inclinado a 11°, entre abril y mayo.

Día	Fecha	Irradiación plano horizontal (Wh/m ²)	Irradiación en plano inclinado a 11° (Wh/m ²)	Día	Fecha	Irradiación plano horizontal (Wh/m ²)	Irradiación en plano inclinado a 11° (Wh/m ²)	
1	21/4/2021	4405.00	4526.71	15	6/5/2021	793.00	784.68	
2	22/4/2021	4312.00	4456.89	16	7/5/2021	4072.00	4216.39	
3	23/4/2021	4572.00	4731.66	17	8/5/2021	3892.00	4043.06	
4	24/4/2021	4378.00	4513.40	18	10/5/2021	3806.00	3944.47	
5	25/4/2021	4389.00	4532.75	19	11/5/2021	3082.00	3130.01	
6	26/4/2021	4345.00	4495.06	20	12/5/2021	3737.00	3878.19	
7	27/4/2021	4099.00	4203.59	21	13/5/2021	3381.00	3466.10	
8	28/4/2021	3440.00	3522.40	22	14/5/2021	3776.00	3917.21	
9	29/4/2021	3760.00	3855.03	23	15/5/2021	3684.00	3824.46	
10	30/4/2021	3778.00	3868.53	24	16/5/2021	3651.00	3802.75	
11	1/5/2021	3700.00	3798.79	24	17/5/2021	3655.00	3779.35	
12	3/5/2021	3703.00	3792.83	26	18/5/2021	3473.00	3606.22	
13	4/5/2021	4132.00	4285.87	27	19/5/2021	3401.00	3511.71	
14	5/5/2021	4241.00	4431.23	28	20/5/2021	2143.00	2162.39	
						Total	103800.00	107081.75
						Promedio	3707.14	3824.35
						D.E.	755.10	792.36

Anexo 13: Nivel de irradiación global diaria sobre plano horizontal e inclinado a 21°, entre abril y mayo.

Día	Fecha	Irradiación plano horizontal (Wh/m ²)	Irradiación en plano inclinado a 21° (Wh/m ²)	Día	Fecha	Irradiación plano horizontal (Wh/m ²)	Irradiación en plano inclinado a 21° (Wh/m ²)	
1	21/4/2021	4405.00	4555.64	15	6/5/2021	793.00	767.69	
2	22/4/2021	4312.00	4504.13	16	7/5/2021	4072.00	4258.52	
3	23/4/2021	4572.00	4784.51	17	8/5/2021	3892.00	4091.95	
4	24/4/2021	4378.00	4550.78	18	10/5/2021	3806.00	3985.71	
5	25/4/2021	4389.00	4575.85	19	11/5/2021	3082.00	3119.58	
6	26/4/2021	4345.00	4543.25	20	12/5/2021	3737.00	3921.84	
7	27/4/2021	4099.00	4221.26	21	13/5/2021	3381.00	3474.88	
8	28/4/2021	3440.00	3534.59	22	14/5/2021	3776.00	3959.80	
9	29/4/2021	3760.00	3869.91	23	15/5/2021	3684.00	3868.02	
10	30/4/2021	3778.00	3878.92	24	16/5/2021	3651.00	3853.76	
11	1/5/2021	3700.00	3817.10	24	17/5/2021	3655.00	3811.17	
12	3/5/2021	3703.00	3802.98	26	18/5/2021	3473.00	3645.45	
13	4/5/2021	4132.00	4335.74	27	19/5/2021	3401.00	3537.33	
14	5/5/2021	4241.00	4505.03	28	20/5/2021	2143.00	2144.31	
						Total	103800.00	107919.69
						Promedio	3707.14	3854.27
						D.E.	755.10	809.45

Anexo 14: Factores ambientales para la determinación del rendimiento eléctrico del SPS

Día	Fecha	Humedad relativa (%)	Temperatura (°C)	Día	Fecha	Humedad relativa (%)	Temperatura (°C)
1	21/4/2021	68.25	23.38	15	6/5/2021	94.00	14.31
2	22/4/2021	67.75	23.00	16	7/5/2021	78.38	18.75
3	23/4/2021	67.13	23.38	17	8/5/2021	71.25	21.63
4	24/4/2021	65.50	24.00	18	10/5/2021	63.50	23.00
5	25/4/2021	67.88	22.50	19	11/5/2021	79.13	17.63
6	26/4/2021	64.88	23.63	20	12/5/2021	63.63	22.63
7	27/4/2021	69.13	22.13	21	13/5/2021	65.13	22.63
8	28/4/2021	73.38	20.88	22	14/5/2021	64.38	23.25
9	29/4/2021	72.88	23.63	23	15/5/2021	66.00	22.38
10	30/4/2021	68.63	22.50	24	16/5/2021	67.50	21.25
11	1/5/2021	67.75	22.88	25	17/5/2021	64.63	23.25
12	3/5/2021	80.75	18.63	26	18/5/2021	67.13	22.38
13	4/5/2021	62.38	24.50	27	19/5/2021	61.63	24.75
14	5/5/2021	65.13	23.63	28	20/5/2021	85.75	15.75
Promedio						69.76	21.86
D.E.						7.55	2.57

Anexo 15: Energía de salida de SPS total por día, con ángulos de inclinación de 11° y 21°.

Día	Fecha	Eout a 11° (Wh)	Eout a 21° (Wh)	Día	Fecha	Eout a 11° (Wh)	Eout a 21° (Wh)
1	21/4/2021	519.84	491.79	15	6/5/2021	403.15	321.21
2	22/4/2021	499.06	503.98	16	7/5/2021	1374.03	1339.51
3	23/4/2021	472.74	495.38	17	8/5/2021	781.49	784.11
4	24/4/2021	426.99	457.34	18	10/5/2021	557.42	555.67
5	25/4/2021	771.28	769.40	19	11/5/2021	674.12	670.22
6	26/4/2021	548.64	559.36	20	12/5/2021	722.33	719.75
7	27/4/2021	653.73	676.64	21	13/5/2021	680.42	670.83
8	28/4/2021	728.12	711.20	22	14/5/2021	731.69	740.89
9	29/4/2021	639.84	614.98	23	15/5/2021	812.77	823.59
10	30/4/2021	530.56	528.46	24	16/5/2021	891.97	896.47
11	1/5/2021	704.69	738.26	25	17/5/2021	595.33	577.84
12	3/5/2021	710.63	708.32	26	18/5/2021	643.33	657.48
13	4/5/2021	696.95	696.91	27	19/5/2021	764.23	788.19
14	5/5/2021	831.71	837.74	28	20/5/2021	711.67	728.78
Total						19078.73	19064.30
Promedio						681.38	680.87
D.E.						183.59	184.40

Anexo 16: Eficiencia media real del SPS con una inclinación de 11° y 21°.

	Fecha	Eficiencia SPS a 11° (η_f)	Eficiencia SPS a 21° (η_f)	Día	Fecha	Eficiencia SPS a 11° (η_f)	Eficiencia SPS a 21° (η_f)
1	21/4/2021	3.59%	3.37%	15	6/5/2021	16.06%	13.08%
2	22/4/2021	3.50%	3.50%	16	7/5/2021	10.18%	9.83%
3	23/4/2021	3.12%	3.24%	17	8/5/2021	6.04%	5.99%
4	24/4/2021	2.96%	3.14%	18	10/5/2021	4.42%	4.36%
5	25/4/2021	5.32%	5.25%	19	11/5/2021	6.73%	6.71%
6	26/4/2021	3.81%	3.85%	20	12/5/2021	5.82%	5.74%
7	27/4/2021	4.86%	5.01%	21	13/5/2021	6.13%	6.03%
8	28/4/2021	6.46%	6.29%	22	14/5/2021	5.84%	5.85%
9	29/4/2021	5.19%	4.97%	23	15/5/2021	6.64%	6.65%
10	30/4/2021	4.29%	4.26%	24	16/5/2021	7.33%	7.27%
11	1/5/2021	5.80%	6.04%	25	17/5/2021	4.92%	4.74%
12	3/5/2021	5.86%	5.82%	26	18/5/2021	5.57%	5.64%
13	4/5/2021	5.08%	5.02%	27	19/5/2021	6.80%	6.96%
14	5/5/2021	5.87%	5.81%	28	20/5/2021	10.28%	10.62%
					Promedio	6.02%	5.89%
					D.E.	2.62%	2.23%

Anexo 17: Atributos del Diseño de Cribado

Paso 1: Definir las variables respuesta a ser medidas

<i>Nombre</i>	<i>Unidades</i>	<i>Analizar</i>	<i>Objetivo</i>	<i>Destino</i>	<i>Impacto</i>	<i>Sensibilidad</i>	<i>Bajo</i>	<i>Alto</i>
Eficiencia media real SPS		Media	Maximizar		3.0	Medio		

Paso 2: Definir los factores experimentales que van a variar

<i>Nombre</i>	<i>Unidades</i>	<i>Tipo</i>	<i>Papel</i>	<i>Bajo</i>	<i>Alto</i>	<i>Niveles</i>
A: Inclinación del SPS	°	Continuo	Controlable	11.0	21.0	
B: Temperatura ambiental	°C	Continuo	Controlable	20.0	25.0	
C: Humedad relativa	%	Continuo	Controlable	60.0	80.0	

Paso 3: Seleccione el diseño experimental

<i>Tipo of</i>	<i>Diseño</i>	<i>Puntos Centrales</i>	<i>Punto Central</i>	<i>Diseño es</i>	<i>Número de</i>	<i>Total</i>
<i>Factores</i>	<i>Tipo</i>	<i>Por Bloque</i>	<i>Colocación</i>	<i>Aleatorizado</i>	<i>Replicaciones</i>	<i>Ejecuciones</i>
Proceso	Factorial 2 ³	0	Espaciado	No	1	16

<i>Total</i>	<i>Error</i>
<i>Bloques</i>	<i>D.F.</i>
2	8

Número de muestras por ejecución: 1

Paso 4: Indicar el modelo inicial a ajustar a los resultados del experimento

<i>Factores</i>	<i>Modeo</i>	<i>Coeficientes</i>	<i>Efectos excluidos</i>
Proceso	Interacciones de 2 factores	7	

Paso 5: Seleccionar un subconjunto óptimo de ejecuciones (opcional)

16 ejecuciones seleccionadas

Paso 6: Seleccionar tablas y gráficos para evaluar las ejecuciones seleccionadas

Para mostrar diagnósticos de diseño, utilice la casilla de verificación en el cuadro de diálogo Opciones de Análisis.

Paso 7: Guardar el experimento

Archivo de diseño: D:\Tesis UNALM\Experimentos STATGRAPHIC FINAL\solo datos mensuales.sgx

Paso 8: Analizar los resultados del experimento

<i>Modelo</i>	<i>Eficiencia media real</i> <i>SPS</i>
Transformación	ninguno
Modelo d.f.	7
P-valor	0.4005
Error d.f.	8
Std. error	0.0154903
R-cuadrado	51.11
Adj. R-cuadrado	8.34

Paso 9: Optimizar las respuestas

Ejecutar este paso para determinar las condiciones operativas del óptimo.

Paso 10: Guardar los resultados

StatFolio actual: D:\Tesis UNALM\Experimentos STATGRAPHIC FINAL\datos mensuales.sgp

Paso 11: Aumentar diseño

Ejecutar este paso para añadir ejecuciones adicionales al diseño.

Paso 12: Extrapolar el modelo

Ejecutar este paso para encontrar las mejores condiciones de operación.

El StatAdvisor

Ha especificado 1 variable respuesta y 3 factores experimentales. El diseño seleccionado tiene 16 ejecuciones, con 1 una muestra para ser tomada en cada ejecución. El modelo por defecto es Interacciones de 2 factores con 7 coeficientes.

Los modelos estadísticos han sido ajustados a las variables de respuesta. Modelos con P-valores por debajo de 0.05, de los cuales hay 0, indican que el modelo ajustado es estadísticamente significativo al 5.0% de nivel de significación. También es interesante el estadístico R-cuadrado, el cual muestra el porcentaje de variación en la respuesta que ha sido explicado por el modelo ajustado. Para Eficiencia media real SPS, R-cuadrado igual as 51.11%.

Anexo 18: Irradiación solar anual sobre coordenadas de la empresa (Base de datos Meteororm 8.0, software PVsyst 7.2)

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas | Meteo mensual | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio:

País: Región:

Coordenadas geográficas

Decimal Grad. Min. Seg. (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Latitud: [°] (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: [°] (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud: M por encima del nivel del mar

Zona horaria: Corresponde a una diferencia promedio
Hora Legal - Hora Solar = 0h 8m

Importación de datos meteo

Meteororm 8.0
 NASA-SSE
 PVGIS TMY
 NREL / NSRDB TMY
 Solcast TMY

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas | Meteo mensual | Mapa interactivo

Sitio: **Plásticos Kaiser EIRL (Peru)**

Fuente de datos: Meteororm 8.0 (2010-2014), Sat=100%

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m ² /mes	kWh/m ² /mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	211.1	75.7	19.4	3.60	4.035	79.2
Febrero	184.6	67.4	19.9	3.29	3.844	79.2
Marzo	210.8	61.4	19.4	2.99	4.052	79.9
Abril	191.2	48.8	17.5	2.79	3.972	82.5
Mayo	174.4	47.2	15.9	2.49	3.465	82.4
Junio	148.1	48.3	14.7	2.39	3.565	82.8
Julio	164.3	47.0	14.3	2.69	3.332	81.5
Agosto	169.9	57.6	13.7	2.70	3.539	82.2
Septiembre	174.2	60.0	13.9	2.99	4.792	82.4
Octubre	194.4	74.7	14.9	3.10	4.008	80.2
Noviembre	188.7	73.9	15.9	3.20	3.909	80.7
Diciembre	203.1	79.4	17.7	3.49	3.908	80.0
Año	2214.7	741.4	16.4	3.0	3.868	81.1

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 12.5%

Datos requeridos

Irradiación horizontal global
 Temperatura ext. promedio

Datos adicionales

Irradiación difusa horizontal
 Velocidad del viento
 Turbidez Linke
 Humedad relativa

Unidades de irradiación

kWh/m²/día
 kWh/m²/mes
 MJ/m²/día
 MJ/m²/mes
 W/m²
 Índice de claridad Kt

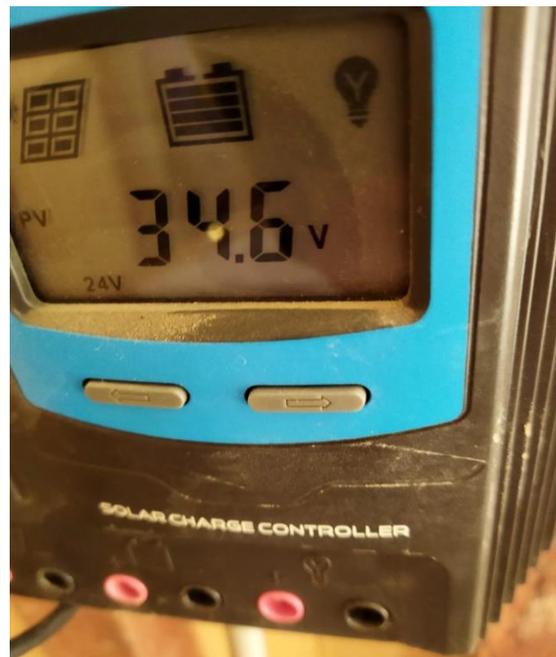
Anexo 19: Monitor de estacion meteorológica.



Anexo 20: Pantalla de controlador para amperaje de SPS.



Anexo 21: Pantalla de controlador para voltaje de SPS.



Anexo 22: Registro de datos de estación meteorológica en tiempo real.



Anexo 23: Toma de datos de amperaje y voltaje desde el controlador en tiempo real.

