



# UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Análisis técnico y económico para la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento en la planta industrial y granja porcícola de la Empresa Italimentos CIA. LTDA”

Trabajo de titulación previo a la  
obtención del título de Ingeniero  
Eléctrico

Autores:

Jimmy Andrés Aguilar Ramón

CI: 0105176804

Correo: jimpa43@outlook.com

Walter Sebastián Illescas Barreto

CI: 0104669874

Correo: sebasillescas@live.com

Director y Codirector:

Ph.D. Juan Leonardo Espinoza Abad

CI: 0102559325

Ph.D. Luis Gerardo González Morales

CI: 1729711059

**Cuenca, Ecuador**

13-abril-2021



# Resumen

Este trabajo de titulación expone el estudio tanto técnico y económico que supone la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica conectados a la red (SFVCR), los cuales tienen como finalidad el autoabastecimiento de la demanda energética de dos instalaciones pertenecientes a la empresa Italimentos CIA. LTDA; la primera, en la planta industrial ubicada en la ciudad de Cuenca, provincia del Azuay y la segunda en la granja porcícola que se encuentra establecida en las cercanías del cantón Santa Rosa, provincia del El Oro.

Como punto de partida se analiza la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, la cual fue actualizada mediante la resolución Nro. ARCONEL- 057/18 emitida por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad; las cuales, a la fecha de publicación de este documento, es la que establece las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores regulados que cuenten con un sistema de generación solar fotovoltaica en el Ecuador. Luego, se realiza la caracterización de la demanda eléctrica en las áreas de estudio a través de mediciones realizadas con un equipo especializado, tratando de conocer el impacto que pueden llegar a tener los sistemas propuestos en las instalaciones de la empresa. Siguiendo con el estudio, se define el recurso solar existente en las zonas de interés, a través de fuentes meteorológicas locales e internacionales, para realizar el análisis técnico para la implementación de los sistemas buscando obtener la mayor eficiencia y rendimiento posibles considerando parámetros que influyen en la caracterización de la producción de energía solar fotovoltaica. Luego, con los resultados obtenidos en el análisis técnico, se realiza la estimación del costo de inversión inicial para los proyectos, tomando como referencia precios de revistas internacionales especializadas en energías renovables publicadas por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés) y Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL por sus siglas en inglés), que servirán como base para determinar la viabilidad económica-financiera evaluada bajo diferentes escenarios de financiamiento. Finalmente, se exponen los beneficios, fiscal y ambiental, con los que la empresa se puede favorecer al implementar proyectos que incentiven el uso de energías renovables y la eficiencia energética.

**Palabras clave:** Energía solar. Generación fotovoltaica. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Beneficios económicos. Industria.



# Abstract

This titling work presents the technical, economic, and environmental study that involves the implementation of photovoltaic solar generation systems grid connected, which are intended to self-supply the energy demand of two facilities belonging to the Italimentos limited company; the first, in the industrial plant located in Cuenca city, Azuay province and the second in the pig farm that is located near to Santa Rosa, El Oro province.

As a starting point, Regulation No. ARCONEL 003/18, updated through Nro. ARCONEL- 057/18 resolution, issued by the Electricity Regulation and Control Agency, is analyzed, which, as of the date of publication of this document, is the one that establishes the conditions for the development, implementation and participation of regulated customers that have a photovoltaic solar generation system in Ecuador. Then, the characterization of the electricity demand in the study areas is carried out through measurements carried out with a specialized energy analyzer, trying to know the impact that the proposed systems may have on the company's areas. Subsequently, after defining the existing solar resource in the areas of interest, through local and international meteorological sources, the technical analysis is carried out for the implementation of the systems seeking to obtain the highest possible efficiency and performance considering parameters that influence in the characterization of solar photovoltaic energy production. Then, with the results obtained in the technical analysis, the initial investment cost estimate for the projects is made, taking as a reference detailed prices in updated international bibliographic sources, which will serve as a basis to determine the economic-financial viability evaluated under different financing scenarios. Finally, the fiscal and environmental benefits are exposed, with which the company can benefit when implementing projects that incentivize the use of renewable energies and energy efficiency.

**Key Words:** Solar Energy. Photovoltaic Generation. CO<sub>2</sub> Emissions Reduction. Economic Benefits. Industry.



# Tabla de contenido

1. Generalidades .....	13
1.1 Introducción.....	13
1.2 Justificación .....	14
1.3 Objetivos.....	15
1.3.1 Objetivo General.....	15
1.3.2 Objetivos específicos.....	15
1.4 Alcance .....	15
1.5 Antecedentes.....	15
1.5.1 Situación actual mundial de la energía solar fotovoltaica.....	17
1.5.2 Situación de la energía solar fotovoltaica en el Ecuador.....	18
2. Marco teórico.....	20
2.1 Energía Solar Fotovoltaica. ....	20
2.2 Radiación solar .....	21
2.2.1 Irradiancia.....	22
2.2.2 Irradiación.....	22
2.2.3 Trayectoria de incidencia de la irradiación solar. ....	22
2.3 Hora solar pico.....	23
2.4 Niveles de irradiación en el Ecuador.....	24
2.5 Celdas fotovoltaicas .....	26
2.5.1 Tipos de celdas:.....	26
2.6 Sistemas Fotovoltaicos.....	27
2.6.1 Sistemas autónomos (Off Grid) .....	27
2.6.2 Sistemas conectados a la red (On Grid) .....	28
2.7 Ángulos de inclinación y orientación para un módulo fotovoltaico. ....	29
2.8 Políticas relacionadas con energías renovables en diferentes países de la región.....	30
2.9 Regulación Nro. ARCONEL - 003/18 y Resolución Nro. ARCONEL – 057/18 .....	31
2.9.1 Capítulo 1 “Autorización para la conexión, instalación y operación de consumidores con SFV” .....	32
2.9.2 Capítulo 2 “Condiciones generales para la participación de consumidores con SFV” .....	34
2.9.3 Capítulo 3 “Aspectos técnicos”.....	35
3. Estudio del perfil de la demanda eléctrica actual de la planta industrial y la granja porcícola. ....	38



3.1	Italimentos .....	38
3.1.1	Situación eléctrica de la Planta Industrial de Cuenca y la Granja Porcícola de Santa Rosa .....	39
3.2	Indicadores de calidad de la energía .....	40
3.2.1	Regulación No. ARCONEL 005/18 y Resolución No. ARCONEL 053/18.....	41
3.2.2	Regulación No. ARCONEL 001/20 .....	42
3.2.3	Estándar IEEE 519-2014.....	42
3.2.4	Norma EN50160.....	44
3.3	Equipo de medición seleccionado .....	45
3.4	Método usado para las mediciones.....	46
3.5	Puntos de medición en la planta industrial .....	47
3.6	Punto de medición en la granja porcícola.....	49
3.7	Perfil de demanda eléctrica y situación de la calidad de energía en la planta industrial: área de producción-oficinas y área de carnes.....	50
3.7.1	Transformador de 350 kV .....	50
3.7.2	Indicadores de calidad de energía del transformador de 350 kVA.....	54
3.7.3	Transformador de 500 kVA .....	57
3.7.4	Indicadores de calidad de energía del transformador de 500 kVA.....	61
3.7.5	Transformador de 192,5 kVA.....	64
3.7.6	Indicadores de calidad de energía del transformador de 192,5 kVA.....	68
3.8	Perfil de demanda eléctrica y situación de la calidad de energía en la granja porcícola: área de recría .....	70
3.8.1	Banco de transformadores 80 kVA .....	70
3.8.2	Indicadores de calidad de energía del banco de transformadores de 80 kVA .....	73
3.9	Factibilidad para la conexión del SFVCR en los transformadores de la empresa .....	75
4.	Análisis técnico para el diseño de los SFVCR.....	77
4.1	Generalidades.....	77
4.1.1	Selección de Equipos para el Dimensionamiento del SFVCR.....	77
4.1.2	Metodología para el dimensionamiento de los SFVCR.....	78
4.1.3	Metodología para la estimación de la producción energética .....	81
4.2	Análisis técnico para el diseño del SFVCR en la planta industrial (Cuenca) .....	83
4.2.1	Energía consumida por la planta industrial.....	83
4.2.2	Análisis del recurso solar en la planta Industrial de Italimentos (Cuenca) .....	85
4.2.3	Posibles áreas de emplazamiento .....	90



4.2.4	Inclinación y orientación de los paneles.....	94
4.2.5	Determinación de la cantidad máxima de paneles.....	97
4.2.6	Dimensionamiento y estimación de energía para las áreas seleccionadas.....	103
4.2.7	Balance Energético.....	110
4.2.8	Simulaciones en el Software PVSyst 6.8.1 Demo.....	111
4.3	Análisis técnico para el diseño del SFVCR del área de recría en la Granja porcícola (Santa Rosa).....	112
4.3.1	Energía consumida por el área de recría.....	112
4.3.2	Análisis del Recurso Solar en la granja porcícola de Italimentos (Santa Rosa).....	114
4.3.3	Posibles áreas de emplazamiento.....	118
4.3.4	Inclinación y orientación de los paneles.....	119
4.3.5	Configuración de los arreglos y estimación del número máximo de paneles.....	120
4.3.6	Dimensionamiento y estimación de energía del SFVCR para el área de recría.....	121
4.3.7	Balance Energético.....	124
4.3.8	Simulaciones en el Software PVSyst 6.8.1 Demo.....	125
5.	Análisis económico-financiero y ambiental.....	127
5.1	Generalidades.....	127
5.1.1	Estimación de costo de inversión inicial y costos fijos de un SFVCR.....	127
5.1.2	Metodología del análisis económico.....	132
5.2	Análisis económico para los SFVCR propuestos.....	136
5.2.1	Análisis económico para el SFVCR de la planta industrial de Cuenca.....	137
5.2.2	Análisis económico del SFVCR para área de recría de la granja porcícola de Santa Rosa.....	140
5.3	Beneficios fiscales y ambientales de la implementación de los proyectos fotovoltaicos.....	143
5.3.1	Beneficios fiscales.....	143
5.3.2	Beneficios ambientales.....	147
6.	Conclusiones y Recomendaciones.....	150
6.1	Conclusión general.....	150
6.2	Conclusiones específicas.....	151
6.3	Recomendaciones.....	153
	Referencias.....	155
	ANEXOS.....	160



### Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Jimmy Andrés Aguilar Ramón, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis técnico y económico para la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento en la planta industrial y granja porcícola de la Empresa Italimentos CIA. LTDA", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 13 de abril de 2021

---

Jimmy Andrés Aguilar Ramón

C.I: 0105176804



---

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio  
Institucional

---

Walter Sebastián Illescas Barreto, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación *"Análisis técnico y económico para la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento en la planta industrial y granja porcícola de la Empresa Italimentos CIA. LTDA"*, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 13 de abril de 2021

Walter Sebastián Illescas Barreto

C.I: 0104669874



### Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Jimmy Andrés Aguilar Ramón, autor del trabajo de titulación "Análisis técnico y económico para la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento en la planta industrial y granja porcícola de la Empresa Italimentos CIA. LTDA", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 13 de abril de 2021

---

Jimmy Andrés Aguilar Ramón

C.I: 0105176804



### Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Walter Sebastián Illescas Barreto, autor del trabajo de titulación *"Análisis técnico y económico para la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento en la planta industrial y granja porcícola de la Empresa Italimentos CIA. LTDA"*, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 13 de abril de 2021

Walter Sebastián Illescas Barreto

C.I: 0104669874



# Dedicatoria

A mis padres, Andrés y Flor, que con su amor, enseñanzas, consejos y apoyo me han formado como una persona de bien, lo cual me ha permitido que hoy en día sea un profesional al servicio del país y de la sociedad. Simplemente decirles que, ¡SI SE PUDO!

Jimmy Andrés Aguilar Ramón



# Dedicatoria

A mis padres, Carlos y Norma, que han sido los promotores para llegar hasta este momento de mi vida. ¡Esto es para ustedes papi y mami!

Walter Sebastián Illescas Barreto.



# Agradecimientos

En primer lugar, a Dios por darme la fuerza para afrontar y superar las adversidades que se presentaron durante el transcurso de mi carrera universitaria.

A toda mi familia que desde pequeño han estado presentes apoyándome y aconsejándome para que siempre pueda seguir el camino del bien y que han sido un pilar fundamental para que pueda lograr todos los objetivos que me he planteado.

A mis amigos y amigas por acompañarme en todos estos años de mi carrera universitaria y por hacer que esta experiencia haya sido de lo más agradable.

Jimmy Andrés Aguilar Ramón

A Dios, primeramente, por darme la oportunidad de haberme preparado en la Universidad de Cuenca, ya que, a través de su provisión, tanto de recursos económicos, como sabiduría y entendimiento he podido terminar los estudios en esta carrera.

A mis padres Carlos y Norma, por el esfuerzo, dedicación y amor que han invertido para mi crianza y preparación en la vida profesional, también por su apoyo incondicional en cada circunstancia de mi vida. Gracias por confiar en mí y en mis capacidades.

A mis hermanos David, María y Lucas, que, con sus consejos, palabras han sido también de soporte incondicional en la realización de este trabajo de titulación.

Walter Sebastian Illescas Barreto

A la Universidad de Cuenca por acogernos desde el primer día en sus instalaciones y por permitir formarnos como profesionales y conocer muchas personas quienes han aportado de forma positiva a nuestro desarrollo profesional y personal.

A todos los profesores de la Facultad de Ingeniería, en especial a los ingenieros Juan Leonardo Espinoza y Luis González Morales por brindarnos su apoyo total durante el transcurso de nuestra carrera universitaria y en el desarrollo de este trabajo de titulación. Su pasión, motivación, dedicación y disponibilidad para con los estudiantes de la Universidad, han demostrado su virtud como personas y el amor y constancia por el trabajo.

A la empresa Italimentos CIA. LTDA, por abrir sus puertas y colaborar en el proceso de realización de esta tesis, especialmente al departamento de mantenimiento que a través del ingeniero Christian Farfán y el ingeniero Henis Quiñonez, nos han brindado todas las facilidades para realizar el trabajo de titulación.

Los Autores



# 1. Generalidades

## 1.1 Introducción

El desarrollo de la sociedad actual ha sido el producto de años de avances tecnológicos y de explotación de los recursos naturales disponibles en el planeta Tierra, los cuales han servido en su gran mayoría para la producción de energía, especialmente para la generación de energía eléctrica, que hoy en día es indispensable para el desarrollo de cualquier nación y para la preservación de la vida humana. Sin embargo, el uso indiscriminado de los recursos no renovables del planeta como el petróleo y demás combustibles fósiles ha causado daños irreversibles al medio ambiente, debido a la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que se emiten hacia la atmósfera terrestre. En vista de esto, la humanidad ha adquirido conciencia ambiental y para tratar de reducir los daños que como sociedad se producen a la Tierra, se ha cambiado el enfoque de exploración y explotación de recursos, dirigiéndolos hacia las fuentes de energía renovable como solar fotovoltaica, eólica, geotérmica, biogás, biomasa, entre otras, para la generación de energía eléctrica. De las fuentes de energía renovable mencionadas, la energía solar fotovoltaica ha sido una de las más investigadas, desarrolladas e implementadas; lo que causa que se produzcan más avances tecnológicos, con el objetivo de obtener grandes rendimientos y aprovecharla de la manera más eficiente posible.

El Ecuador por su ubicación geográfica y al ser atravesado por la línea ecuatorial es un país que tiene un gran potencial para el aprovechamiento de la energía solar. Además, en los últimos años en el país se han ido implementando políticas que incentivan el uso de fuentes de energía renovable no convencionales para generación de energía eléctrica, una de ellas es la Regulación Nro. ARCONEL- 003/18, la cual fue actualizada mediante la resolución Nro. ARCONEL- 057/18 denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, las cuales son la base para la parte técnica.

Este estudio denominado “Análisis técnico y económico para la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento en la planta industrial y granja porcícola de la Empresa Italimentos CIA. LTDA”, analiza la prefactibilidad de la implementación de un sistema de generación solar fotovoltaica para dos instalaciones pertenecientes a la empresa Italimentos CIA. LTDA, reduciendo así su consumo energético de la red eléctrica y de esta forma analizar los beneficios económicos y ambientales que se pueden obtener al implementar el uso de fuentes de energía limpia y fomentar la eficiencia energética.



## 1.2 Justificación

Los procesos de producción industrial normalmente son abastecidos por fuentes de energía convencionales que emiten grandes cantidades de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera del planeta. En los últimos años, alternativas energéticas menos contaminantes como la energía eólica o solar fotovoltaica han logrado reducir sus costos a niveles competitivos con las energías convencionales. Por ello, actualmente el sector industrial se enfrenta con el desafío de mejorar su rendimiento de producción a través de procesos más eficientes, amigables con el medio ambiente y que pueden representar beneficios económicos ante la inversión realizada. Este es el caso de la empresa Italimentos CIA. LTDA., la cual desde hace algunos años se encuentra implementando políticas empresariales para incrementar su competitividad y reducir los impactos ambientales de sus diferentes procesos industriales.

Desde esta visión de promover proyectos que no solo tengan beneficios económicos sino ambientales de forma simultánea, este trabajo de titulación busca realizar el estudio técnico económico para mejorar la eficiencia energética de Italimentos a través de la implementación de un sistema de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento tanto en su planta industrial como en su granja porcícola, ubicadas en las ciudades de Cuenca y Santa Rosa, respectivamente.

Para la implementación de los sistemas de generación mencionados se considerarán los parámetros técnicos para este tipo de instalaciones siguiendo normas y regulaciones establecidas en el marco legal a nivel nacional, haciendo énfasis en la regulación vigente de generación fotovoltaica para autoabastecimiento del Ecuador.

En general, este proyecto de titulación busca desarrollar un proyecto técnico para la implementación de un SFVCR en las instalaciones de la empresa, exponiendo los beneficios económicos, ambientales y técnicos que trae consigo. Además, los resultados obtenidos podrán ser utilizados por Italimentos como base para una posible implementación de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento.



## 1.3 Objetivos

### 1.3.1 Objetivo General

Realizar un estudio técnico – económico para la implementación de un sistema de generación solar fotovoltaica tanto en la planta industrial (Cuenca) como en la granja porcícola (Santa Rosa) de la Empresa Italimentos CIA. LTDA., considerando la normativa vigente en el Ecuador.

### 1.3.2 Objetivos específicos

1. Analizar las políticas existentes tanto a nivel internacional como nacional para la promoción de la energía renovable y, particularmente, la regulación vigente de generación fotovoltaica para autoabastecimiento como guía base técnica y legal para la elaboración de este trabajo de titulación.
2. Conocer el perfil de demanda eléctrica en la planta industrial (Cuenca) y granja porcícola (Santa Rosa) de la empresa Italimentos CIA. LTDA.
3. Determinar el recurso solar existente y el potencial solar fotovoltaico en los sitios donde se emplazan la planta industrial y la granja porcícola de Italimentos CIA. LTDA.
4. Diseñar un sistema de generación eléctrica fotovoltaico para la planta industrial y granja porcícola de la empresa Italimentos CIA. LTDA.
5. Analizar los impactos económicos y ambientales de la implementación de los sistemas de generación fotovoltaicos propuestos.

## 1.4 Alcance

El análisis técnico y económico tiene como finalidad realizar un estudio a nivel de ingeniería básica para la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento de dos instalaciones pertenecientes a la empresa Italimentos CIA. LTDA ubicadas en las ciudades de Cuenca, provincia del Azuay y Santa Rosa, provincia de El Oro. Como base técnica y legal se usa la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 y su reforma Nro. ARCONEL- 057/18, expedidas por el organismo de regulación y control de electricidad en el Ecuador. Dentro de la parte técnica, se realizó el análisis del recurso solar en cada zona de interés, el cual debería ser evaluado mediante mediciones con equipos especializados; pero, para este trabajo se usaron bases de datos meteorológicas locales e internacionales. Con respecto a la evaluación económica, se estimaron los diferentes costos en base a precios referenciales internacionales detallados en informes técnicos de organismos competentes.

## 1.5 Antecedentes

Entre 1974 y 2018, la producción mundial bruta de electricidad aumentó de 6 298 TWh a 26730 TWh, año tras año, la producción mundial de electricidad ha crecido de manera continua desde 1974, excepto entre 2008 y 2009, cuando la crisis financiera mundial provocó una disminución apreciable de la producción. Esto se puede evidenciar en la figura 1.1.

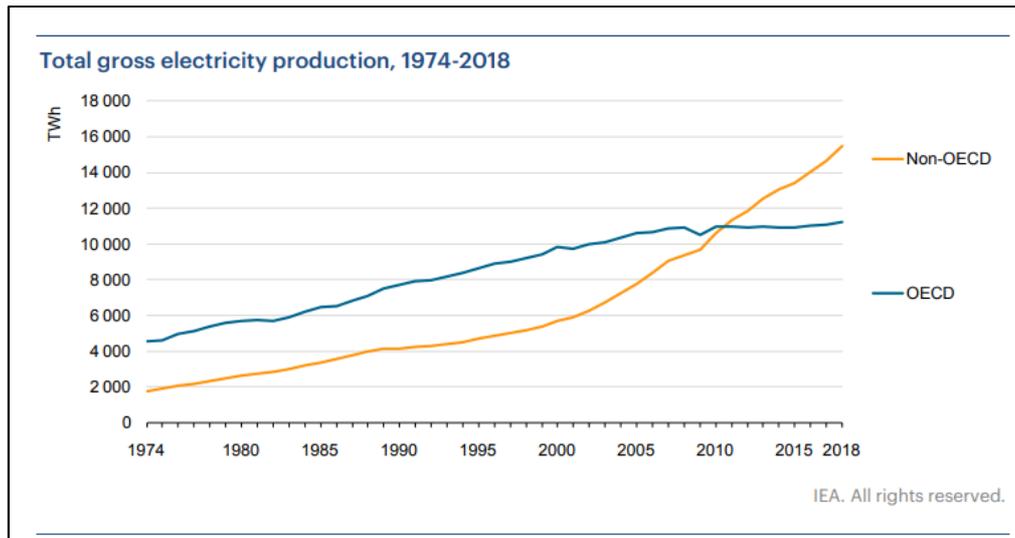


Figura 1.1. Producción total de energía bruta, entre 1974 a 2018. Diferencia entre países pertenecientes a la OCDE y los no pertenecientes [1].

En términos de capacidad, entre 2010 y 2018, la tasa de crecimiento en los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) fue del 1,9% (más lento que en décadas anteriores). Sin embargo, a diferencia de los períodos anteriores, la mayor parte (91,0%) del aumento en la capacidad se debió al crecimiento de la energía solar (+ 26,1%) y eólica (+ 11,0%), ya que los países de la OCDE aceleraron sus inversiones en infraestructura de generación de energía renovable. Así como en los países pertenecientes a la OCDE, se ha dado un crecimiento exponencial de la energía solar fotovoltaica en los últimos años, también ocurre lo mismo en el resto de los países en el mundo. Esto se puede observar en la figura 1.2.

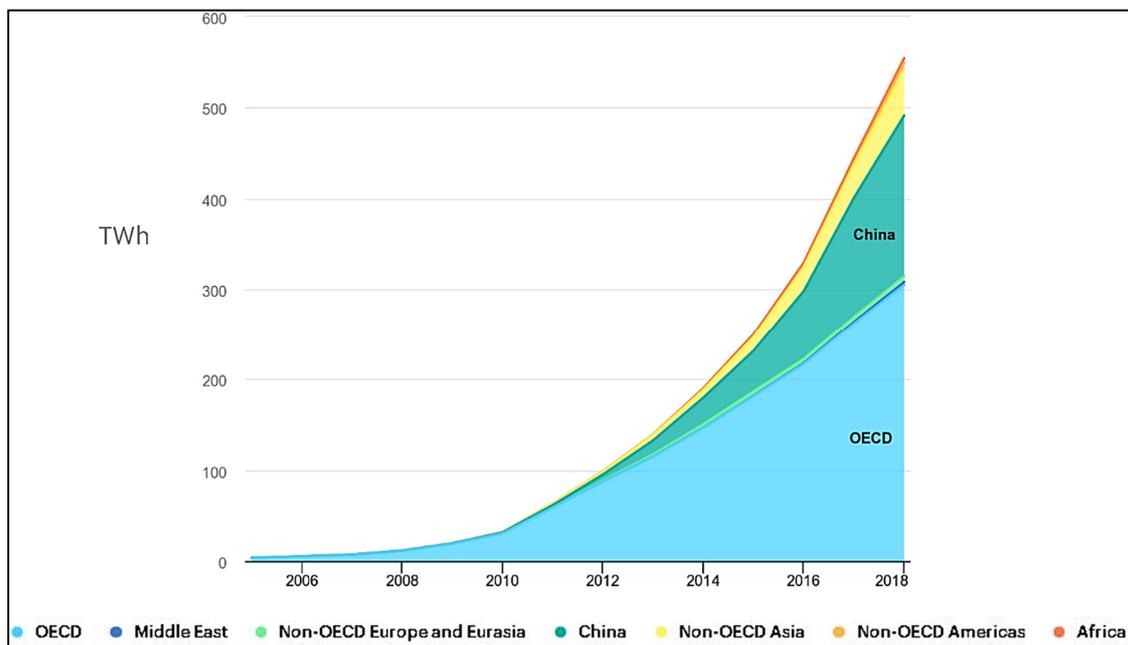


Figura 1.2 Producción mundial de energía solar fotovoltaica por región [2]

### 1.5.1 Situación actual mundial de la energía solar fotovoltaica.

Se estima que la generación de energía a partir de energía solar fotovoltaica aumentó en un 22% en 2019, a 720 TWh. Con este aumento, la participación de la energía solar fotovoltaica en la generación de electricidad mundial es ahora de casi el 3%. En 2019, la generación fotovoltaica superó a la bioenergía y ahora es la tercera tecnología de electricidad renovable más grande después de la energía hidroeléctrica y la eólica terrestre.

Las adiciones de capacidad aumentaron en los Estados Unidos, la Unión Europea, América Latina, Medio Oriente y África, que en conjunto compensaron la desaceleración en China, lo que resultó en un año récord para el despliegue fotovoltaico: se instalaron 109 GW en 2019.

Según el reporte de la Asociación Internacional de Energía (IEA.), se pronosticó que la energía solar fotovoltaica aumente más rápido de todas las fuentes de energía renovable en 2020. Sin embargo, persiste la incertidumbre sobre el crecimiento de la capacidad en 2020, especialmente para las aplicaciones de energía solar fotovoltaica distribuida. El año pasado, una quinta parte de toda la capacidad renovable desplegada a nivel mundial consistió en personas y pequeñas y medianas empresas que instalaron paneles solares fotovoltaicos en sus techos o sitios comerciales.

Según el análisis “Global Energy Review 2020” de la IEA para el año 2020, la instalación de energía solar fotovoltaica distribuida se ha detenido o se ha ralentizado drásticamente en muchos países debido a que las restricciones por la pandemia impiden el acceso a los edificios. [3]

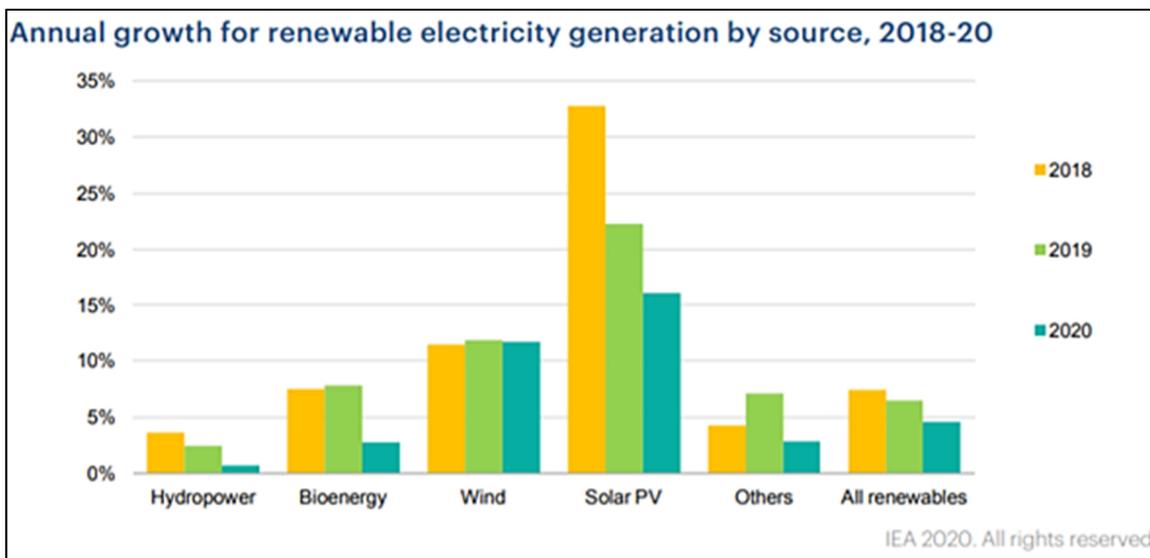


Figura 1.3Crecimiento anual de la generación renovable de energía eléctrica por fuente, 2018-2020 [3].

A pesar de la desaceleración esperada en 2020, es probable que la aceleración del despliegue de la capacidad fotovoltaica continúe a mediano plazo, ya que el costo de la generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es cada vez más barato que otras alternativas. La rápida



recuperación del sector fotovoltaico distribuido dependerá del ritmo de recuperación económica y de las políticas gubernamentales.[4]

El aumento de las economías de escala y las nuevas mejoras tecnológicas seguirán reduciendo los costes de la energía solar fotovoltaica. Globalmente, el coste total de los proyectos solares fotovoltaicos se sitúa por debajo de los costes marginales de las plantas de generación con combustibles fósiles y seguiría bajando drásticamente en las tres próximas décadas. Esto haría que la energía solar fotovoltaica resultase muy competitiva en numerosos mercados, situándose la media entre 340 y 834 USD por kilovatio (kW) hasta 2030 y entre 165 y 481 USD/kW hasta 2050, frente a la media de 1 210 USD/kW en 2018. [5]

El costo nivelado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) de la energía solar fotovoltaica ya resulta competitivo si se compara con todas las fuentes de generación de combustibles fósiles y está previsto que siga bajando a medida que los costes de instalación y el rendimiento sigan mejorando. A escala global, el LCOE de la energía solar fotovoltaica seguirá bajando, de una media de 0,085 USD por kilovatio-hora (kWh) en 2018 a entre 0,02 y 0,08 USD/kWh en 2030 y entre 0,014 y 0,05 USD/kWh en 2050.[5]

### 1.5.2 Situación de la energía solar fotovoltaica en el Ecuador

El valor medio aproximado de la radiación solar global en el Ecuador es de 4.575 Wh/m<sup>2</sup>/día. El potencial solar estimado con fines de generación eléctrica en el país es de 312 GW equivalente a 456 TWh por año o 283 MBEP (millones de barriles equivalentes de petróleo) por año. Este valor equivale aproximadamente a quince veces el potencial hidroeléctrico técnico y económicamente aprovechable del país.[6]

A pesar de disponer el Ecuador de un alto potencial energético, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica es aún incipiente. Según el Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, en 2018 la potencia nominal a nivel nacional fue 8.676,89 MW, de los cuales 5.271,74 MW (60,75 %) corresponden a centrales con fuentes de energía renovable, y la generación de energía mediante sistemas de energía fotovoltaica, representa el 0,52%, con una capacidad nominal de 27,63 MW. La participación de la energía solar fotovoltaica en el país ha crecido con respecto al año 2017, ya que dentro de las energías renovables ha aumentado de 0.13% a 0.52% lo que representa aun un porcentaje muy pequeño con respecto a otras fuentes de generación convencionales.[6]

Tabla 1.Capacidad de potencia activa de generación solar fotovoltaica en el Ecuador, 2010-2018

Capacidad (MW)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Nominal</b>	0,02	0,04	0,08	3,90	26,41	25,54	26,48	26,48	27,63
<b>Efectiva</b>	0,02	0,04	0,08	3,87	26,37	25,50	25,59	25,59	26,74

Además, los datos estadísticos antes mencionados solo se refieren a centrales fotovoltaicas de capacidades entre 0,37MW y 1MW, siendo la mayoría de las centrales cercanas al último valor mencionado. Esto significa, que en el Ecuador no se dispone de información relacionada a sistemas fotovoltaicos que puedan considerarse como micro generación distribuida. [7]

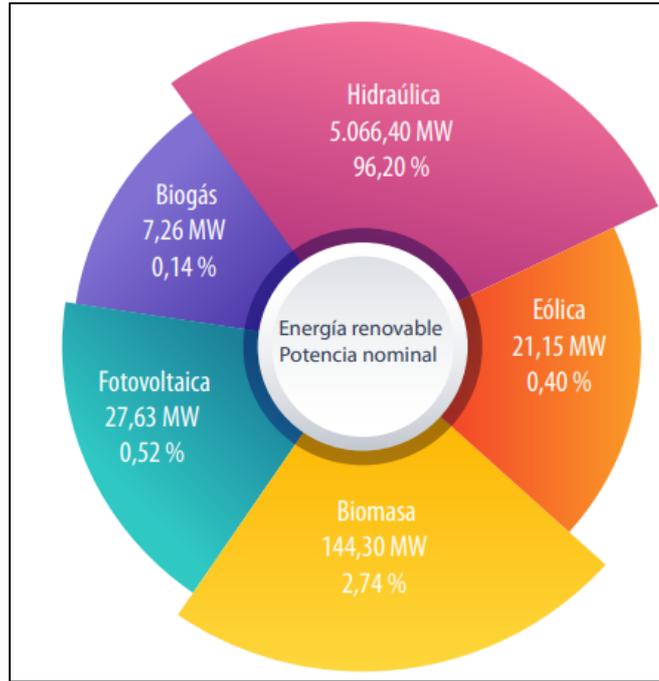


Figura 1.4 Capacidad instalada según fuentes de energía renovable en Ecuador, 2018 [7].

## 2. Marco teórico

### 2.1 Energía Solar Fotovoltaica.

El sol es una gigantesca fuente de energía, de la cual solo una parte llega a la Tierra, pero es superior a la necesitada por los habitantes del planeta. Esta energía influye en todos los campos. Es por esto por lo que en los últimos tiempos la energía solar ha despertado gran interés ya que es una fuente primaria de energía, así como un recurso renovable. [8]

La energía proveniente del sol es relativamente inagotable y no contaminante, por lo cual hay interés de explotarla de manera directa e indirecta. De forma indirecta, la energía solar se transforma en la atmósfera e hidrosfera, en viento, olas y en precipitación que pueden ser explotadas con centrales hidráulicas, eólicas y mareomotrices.[8]

De forma directa, la energía solar se la aprovecha tanto de manera térmica como fotónica. De manera térmica cuando se utiliza para producir calor, en calentamiento de agua, climatización de edificaciones y en la producción de vapor de agua para después generar electricidad por medio de centrales termosolares. [8]

De manera fotónica es aprovechada la energía por sistemas fotovoltaicos para obtener directamente energía eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en el impacto de los fotones provenientes del rayo solar, productor del movimiento de electrones de la última capa del elemento semiconductor. [8]

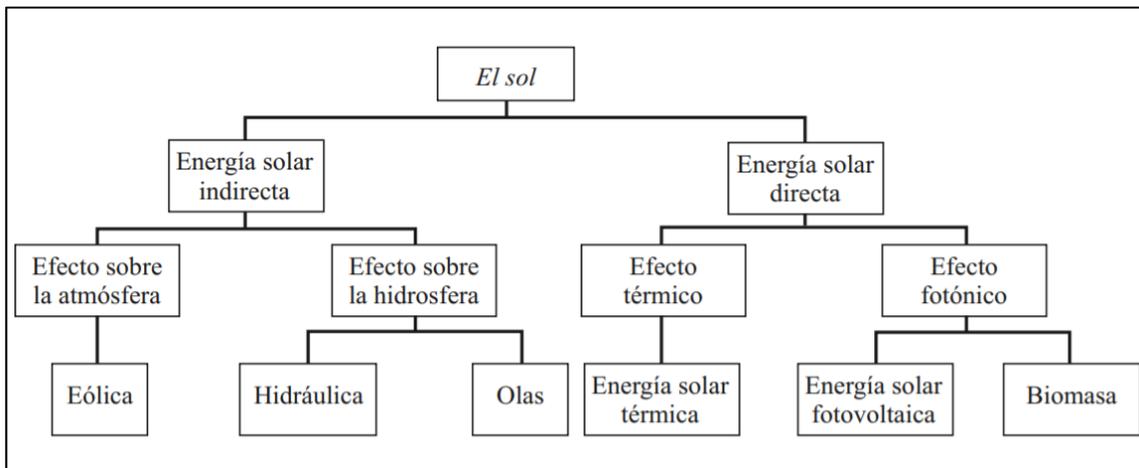


Figura 2.1. Tipos de aprovechamiento de la energía del sol de forma indirecta y directa [8].

La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar. El silicio es la base de la mayoría de los materiales más ampliamente utilizados en el mundo para la construcción de células solares. [9]

La corriente eléctrica generada a partir de la energía solar fotovoltaica tiene actualmente diferentes aplicaciones. Por un lado, se encuentran las aplicaciones más tradicionales, cuyo objetivo es

proporcionar energía eléctrica a zonas aisladas con deficiencias en el abastecimiento eléctrico convencional.[9]

Otro tipo de aplicación consiste en la inyección de energía eléctrica en las redes eléctricas

En un tercer tipo pueden incluirse aquellas aplicaciones específicas, las cuales abarcarían desde el suministro de energía a satélites artificiales hasta la alimentación de automóviles, relojes, radios o calculadoras de bolsillo.

[9]

## 2.2 Radiación solar

La energía de la radiación solar no es la misma en la parte externa de la atmósfera que en la superficie de la Tierra, está conformada por un conjunto de frecuencias y longitudes de onda distintas, las cuales forman el espectro de la radiación solar incidente en la Tierra.[8]

La radiación solar que llega a la parte exterior de la atmósfera se mide por medio de la constante solar, la cual representa la energía del sol por unidad de tiempo en un área de  $1\text{m}^2$  perpendicular a la dirección de propagación de la radiación. Actualmente la potencia radiante de esta constante es considerada de  $1367\text{W}/\text{m}^2$ . [8]. Pero como ya se mencionó no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la Tierra, el ciclo día/noche y la órbita elíptica de la Tierra.[10]

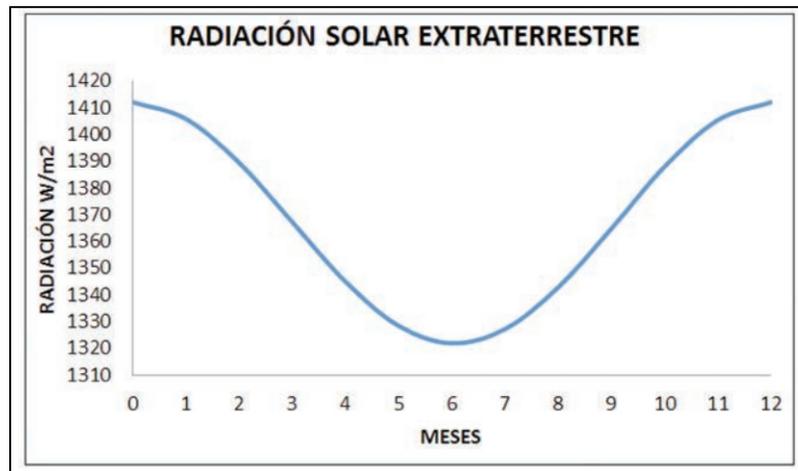


Figura 2.2 Radiación solar típica extraterrestre según los meses del año [8].

De hecho, como se aprecia en la Figura 2.5, debido a esa órbita elíptica, la radiación que alcanza la atmósfera es mayor en los meses de invierno que en los meses de verano, pues la Tierra está más próxima al sol en esos meses [10]

La atmósfera atenúa la radiación solar por los fenómenos de reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos producen sobre ésta. [10]

La radiación solar que llega a la superficie terrestre se divide en 3 componentes:

**Radiación directa:** La que es recibida directamente por los habitantes del planeta. Varía en función de la nubosidad y también de la estación del año en que se mida. [10]

Radiación Difusa: Es la que se recibe en la superficie de la Tierra por el reflejo de la radiación solar sobre las nubes, y partículas del aire.[10]

Radiación de albedo: Es básicamente la radiación reflejada, por ejemplo, en superficies blancas y similares. Se aprovecha mucho en módulos bifaciales. [10]

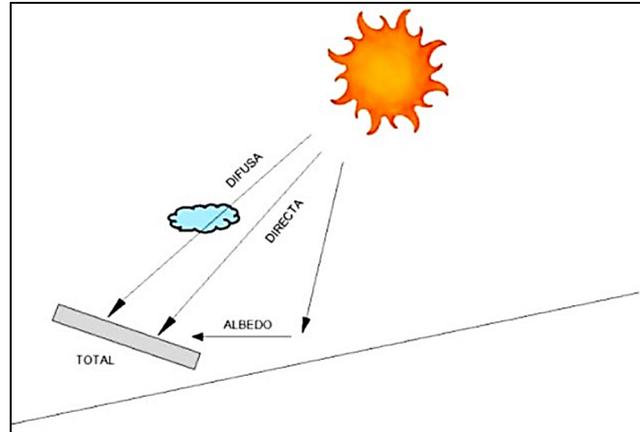


Figura 2.3 Tipos de radiación que llegan a la superficie terrestre [10].

Además de los tres tipos de radiación indicadas, también son consideradas pérdidas de la radiación solar por reflexión y absorción en las capas anteriores a la célula fotovoltaica. También pérdidas por suciedad y efectos espectrales ya que las células solares responden selectivamente a los fotones de la luz incidente, es decir, que, para cada longitud de onda de la radiación solar incidente, generan una corriente determinada.[10]

Considerando todas las pérdidas descritas, la irradiancia que incide en un plano horizontal sobre la superficie terrestre un día claro al medio día alcanza un valor máximo aproximado de  $1000\text{W/m}^2$ . Este valor depende del lugar y sobre todo la nubosidad. [10]

### 2.2.1 Irradiancia

Es la magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta los habitantes de la Tierra medida como una potencia instantánea por unidad de superficie. Medida en  $\text{W/m}^2$  según el Sistema Internacional.[10]

### 2.2.2 Irradiación

Cantidad de irradiancia recibida en un periodo de tiempo definido. Se mide en  $\text{Wh/m}^2$ , en el caso de un día en  $\text{Wh/m}^2/\text{día}$ . [10]

### 2.2.3 Trayectoria de incidencia de la irradiación solar.

Para el diseño de sistemas de generación solar fotovoltaica es muy útil conocer el ángulo solar y así esto nos permitirá elegir adecuadamente el ángulo de inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos para aprovechar al máximo la radiación.

Existen métodos y diagramas que se usan para determinar el ángulo del sol a partir del conocimiento rotacional de la Tierra, girando alrededor del sol. La Tierra gira alrededor de su eje

N-S, mientras el sol se mueve de arriba hacia abajo en el espacio a medida que avanzan las estaciones del año. De acuerdo con esto se ha determinado que el día 21 de junio, el sol alcanza su punto más alto irradiando desde su núcleo a la Tierra, generándose un ángulo de  $23,45^\circ$  con respecto al ecuador, alcanzando el menor nivel de radiación en el año. Mientras que, el 21 de diciembre el sol está a  $23,45^\circ$  por debajo del ecuador, en esta fecha es en donde se alcanza el mayor nivel de radiación del sol. En la figura 2.5, se aprecia los niveles de radiación mensual extraterrestre durante el año que incide sobre la Tierra, y en la figura 2.7, se observa la variación del ángulo entre el sol y el ecuador, el cual se denomina declinación solar  $\delta$ . [11]

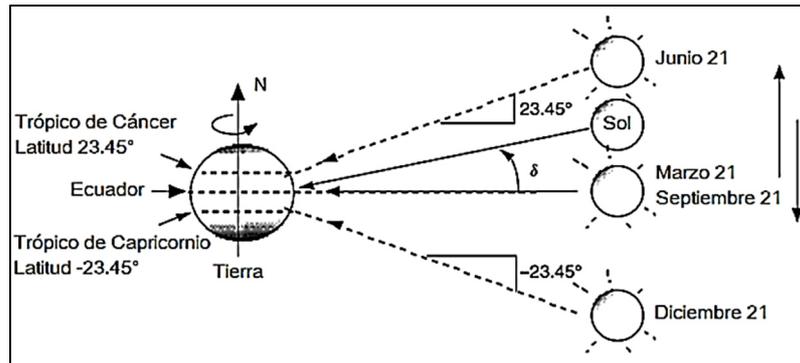


Figura 2.4 Rotación de la Tierra alrededor del sol. El ángulo entre el sol y el ecuador se denomina declinación solar  $\delta$  [11].

La ubicación del sol se puede describir en términos del ángulo de inclinación o altitud  $\beta$  y su ángulo azimut  $\varphi_s$  o ángulo de orientación sobre la superficie horizontal. Estos dos ángulos, nos permiten localizar la posición del sol en el cielo, que tan lejos se encuentra del horizonte, del Este o del Oeste, en función de los días del año y la latitud. [11]

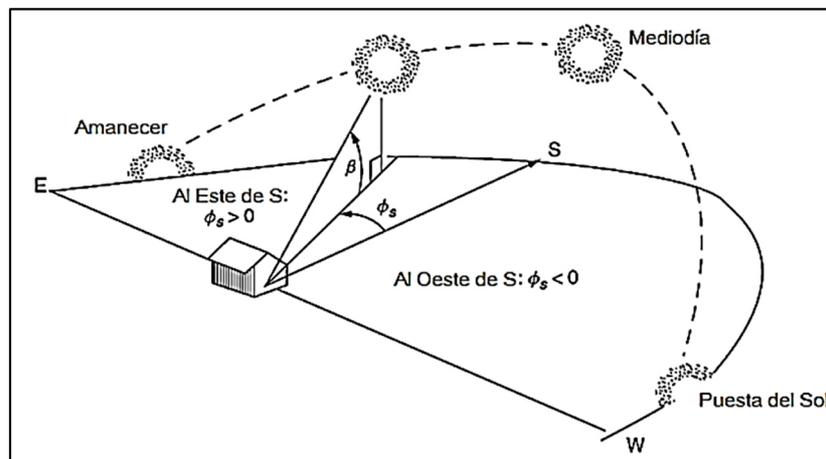


Figura 2.5 Posición del sol descrito por su ángulo de altitud  $\beta$  y su ángulo azimutal  $\varphi_s$  [11].

## 2.3 Hora solar pico

La Hora Solar Pico (HSP) es un concepto teórico que permite evaluar la energía que puede producir un panel fotovoltaico en una determinada zona de emplazamiento. Es definido como el

tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de  $1000 \text{ W/m}^2$  [12]. Este concepto es importante debido a que los generadores fotovoltaicos son diseñados para entregar su potencia nominal bajo ciertas condiciones estándares de medida (STC). Una de ellas es que la irradiancia debe ser de  $1000 \text{ W/m}^2$  y la temperatura de las células de  $25^\circ\text{C}$ .

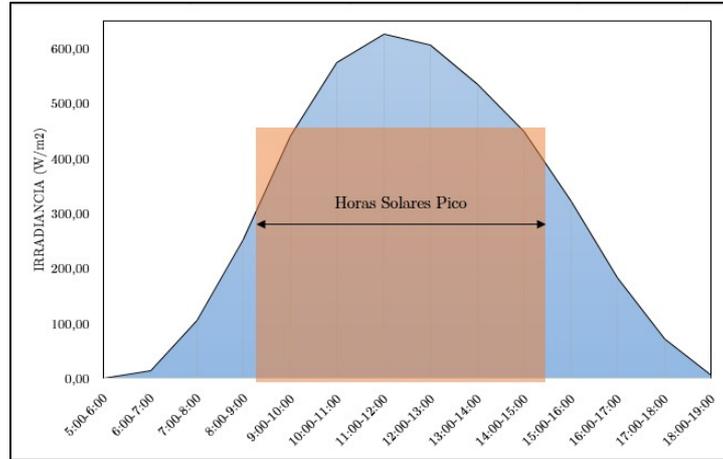


Figura 2.6. Representación HSP y la curva de potencia diaria típica (Elaboración propia).

Para obtener las HSP se debe igualar el área perteneciente a la irradiación solar diaria, ecuación (2.1), y el área que representa la función de las HSP, ecuación (2.2), en la cual la irradiancia es constante como se muestra en la figura 2.9.

$$A_1 = \int_{00h00}^{24h00} P(t) * dt = E_{diaria} \left[ \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right] \quad (2.1)$$

$$A_2 = 1000 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] * HSP \quad (2.2)$$

$$A_1 = A_2 = \int_{00h00}^{24h00} P(t) * dt = E_{diaria} \left[ \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right] = 1000 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] * HSP \quad (2.3)$$

A partir de la ecuación (2.3) se despeja el valor de HSP.

$$HSP[h] = \frac{E_{diaria} \left[ \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right]}{1000 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]} \quad (2.4)$$

La ecuación (2.4) muestra que las HSP son equivalentes a la densidad de energía producida en cierto intervalo de tiempo expresada en  $\text{kWh/m}^2$ .

## 2.4 Niveles de irradiación en el Ecuador.

Ecuador es un país que, debido a sus diversas características topográficas y gran diversidad climática, cuenta con un gran potencial para el aprovechamiento de energías renovables y limpias que pueden ser aplicadas para producir energía eléctrica [13]. Por esta razón; conocer la disponibilidad y distribución del recurso, además de cuantificarlo, es de vital importancia para

poder diseñar políticas, estrategias y medidas para incentivar proyectos que fomenten el uso de energías limpias [7].

En base a esa idea, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) con la ayuda de la Corporación para la Investigación Energética (CIE) han desarrollado un documento técnico denominado Atlas Solar de Ecuador, en el cual los datos expuestos representan la energía solar promedio directa, difusa y global; medidos en períodos de tiempo mensual y anual, expresados en  $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{día}$ . Para el desarrollo de este documento se utilizó una base de datos internacional, la cual permite conocer la irradiación diaria total en celdas de aproximadamente  $40 \text{ km} \times 40 \text{ km}$ ; por lo que, la CIE filtró la información necesaria y correspondiente para el territorio ecuatoriano. Luego, mediante herramientas estadísticas y con la ayuda de métodos de interpolación, se obtuvieron celdas con una resolución de  $1 \text{ km}^2$ .

El valor de insolación promedio anual en el país es de  $4.574,99 \text{ Wh}/\text{m}^2/\text{día}$ . Además, dentro del Atlas Solar, se identifican diferentes zonas en donde la radiación en sus superficies es mayor, como Loja, la parte sur del Azuay, el centro del país y el centro de Pichincha, todas estas con una radiación que supera los  $5.000 \text{ Wh}/\text{m}^2/\text{día}$ . Otra zona de relevancia es la oriental, la cual registra valores superiores al promedio anual del país, más específicamente desde Morona Santiago hacia el norte [13].

En la figura 2.10 se puede reconocer los niveles de irradiación en cada región del país.

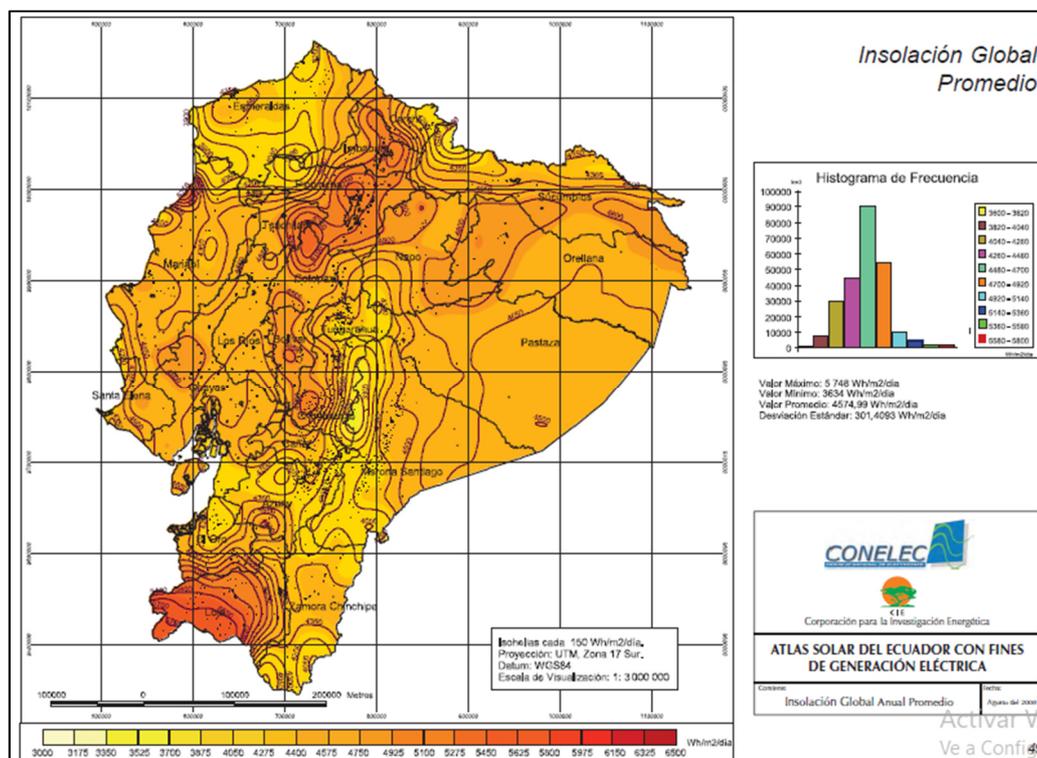


Figura 2.7. Nivel de irradiación en el Ecuador [14].

## 2.5 Celdas fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas son el componente principal de los paneles solares. Son las encargadas de transformar la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica, a través del proceso llamando efecto fotovoltaico. Estas celdas están compuestas de dos distintos tipos de materiales semiconductores, una capa gruesa de material tipo p y una capa de menor espesor tipo n [12].

Dentro de la celda fotovoltaica se produce un campo eléctrico generado a partir de la unión y de las propiedades intrínsecas de los materiales tipo p y tipo n [15]. Cuando la radiación solar incide sobre la celda, cada fotón induce un par electrón-hueco en el semiconductor, produciendo saltos electrónicos y generando una diferencia de potencial en sus extremos [16]. El extremo de la capa del material tipo n recibe la radiación solar y almacena los electrones, mientras que, en el extremo constituido por el material tipo p se acumulan las cargas positivas. Por esta razón, se produce un flujo de corriente directa que va desde el extremo de la celda tipo p hasta el extremo tipo n.

### 2.5.1 Tipos de celdas:

- Celdas de silicio monocristalino: los átomos que la componen se encuentran dispuestos simétricamente con una orientación cristalina. Su costo en el mercado es elevado debido a los diferentes procesos a los que se ve sometida durante su fabricación. Alcanza un rendimiento de entre el 15-18% [12].
- Celdas de silicio policristalino: la orientación de los átomos varía en el tiempo durante el proceso de deposición [15]. Debido a procesos de fabricación, su eficiencia se ve reducida, lo cual implica que su costo en el mercado también. El rendimiento de estas celdas alcanza valores entre el 12-14% [12].
- Celdas de silicio amorfo: a diferencia de las celdas que usan silicio, su estructura no es cristalina, por lo que pueden llegar a ser fáciles de fabricar y por ende su costo en el mercado es menor [13]. El rendimiento de esta celda es menor al 10%.
- Celdas de arseniuro de galio: el rendimiento de celdas fabricadas con este material alcanza el 28% [12].
- Celdas de sulfuro de cadmio: su rendimiento alcanza valores hasta 5% [12].
- Celdas de telururo de cadmio: compuesta de material semiconductor policristalino, alcanzando un rendimiento de hasta 16% [16].

Otros materiales usados en construcción de celdas fotovoltaicas son los descritos a continuación.

- Heterojuntura con capa fina intrínseca (HIT): material híbrido que combina las propiedades de un substrato de silicio monocristalino y una película fina de silicio amorfo. Tiene un rendimiento de hasta 22.8% [13].
- Celdas de plástico: su fabricación se fundamenta en polímeros conductores y nano ingeniería de materiales. La flexibilidad y su bajo peso son características favorables de este tipo de celda. El rendimiento alcanza valores menores al 10% [13].

## 2.6 Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son aquellos que están compuestos por diferentes equipos mecánicos, eléctricos y electrónicos, cuyo objetivo es convertir la energía solar disponible, en una determinada área de captación, en energía eléctrica. Estos sistemas, independientemente de su objetivo y potencia de diseño, se clasifican en dos grupos, autónomos (Off Grid) y conectados a la red (On Grid) [15].

### 2.6.1 Sistemas autónomos (Off Grid)

Estos sistemas se caracterizan por no estar conectados a la red eléctrica y en general por tener un sistema de acumulación de la energía producida. Debido a que la producción de energía solar se puede obtener bajo ciertas horas del día, los sistemas de acumulación de energía son de gran importancia; ya que, de esta forma en horas nocturnas, la demanda eléctrica requerida puede ser cubierta. Entonces, una configuración de estas características implica que el sistema de generación fotovoltaico tiene que estar dimensionado de modo que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y la recarga de las baterías de almacenamiento [15].

En la figura 2.11 se puede identificar los principales equipos que componen un sistema fotovoltaico autónomo, el cual dispone de módulos fotovoltaicos, reguladores de carga, banco de baterías e inversor de corriente. Este último se puede omitir si es que la carga conectada al sistema es de corriente continua.

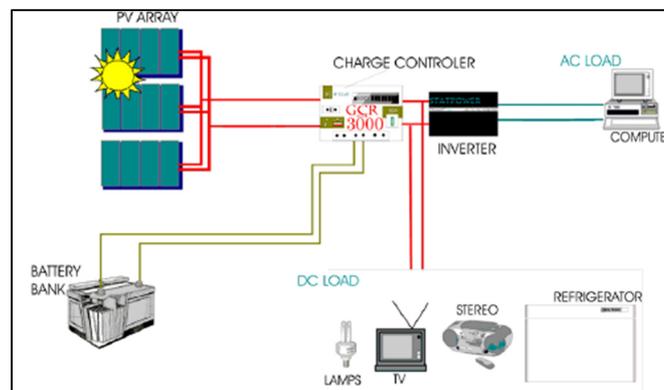


Figura 2.8. Sistema fotovoltaico Off-Grid [15].

Las aplicaciones más recurrentes de los sistemas fotovoltaicos autónomos son las telecomunicaciones, balizas y señalización marítima, equipos móviles (emergencias), electrificación doméstica en áreas rurales, postas sanitarias y centros comunales, iluminación de vías y señalización. Además de utilizarlos en sistemas de bombeo para consumo humano o para actividades de agricultura.

## 2.6.2 Sistemas conectados a la red (On Grid)

Estos sistemas fueron diseñados para inyectar directamente la energía producida a la red, reduciendo costos, debido a que no cuentan con un sistema de almacenamiento de energía ni tampoco con reguladores de carga. El funcionamiento de estos sistemas consiste en generar energía eléctrica que va a ser consumida por cargas cercanas; en el caso de que esta energía generada no sea suficiente para alimentar la carga conectada, la diferencia se extrae de la red eléctrica de distribución. Caso contrario, si la energía generada por el SFVCR es mayor a la que necesita la carga, el exceso será inyectado a la red eléctrica de distribución. Esta última situación tiene beneficios directos para el titular del SFVCR, ya que, dependiendo de las leyes y regulaciones existentes en cada país, se puede obtener retribuciones económicas debido al intercambio energético con la red, generando ganancias como puede ser el caso de una industria [12]. Desde el punto de vista de confiabilidad, este sistema es mucho mejor que un sistema fotovoltaico aislado.

Un SFVCR consta de cinco partes principales, las cuales deben garantizar la generación de energía eléctrica para los cuales fueron diseñados y la correcta conexión a la red eléctrica.

- Sistema colector (paneles solares): encargado de captar la energía solar y transformarla en energía eléctrica de corriente continua.
- Sistema inversor: convierte la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna, con una frecuencia igual a la de la red eléctrica de distribución.
- Tablero de conexión con la red eléctrica: en donde se dispone de la diferente aparatada de corte y protección destinados a la conexión a la red eléctrica y a la carga conectada.
- Medidor de energía: capaz de registrar la cantidad energía que se inyecta a la red eléctrica o la que se consume de la misma.
- Sistema de transformación: se usa en el caso que la conexión a la red sea en media tensión y también provee de aislamiento entre el SFVCR y la red eléctrica.

La figura 2.12 muestra un esquema general de un SFVCR.

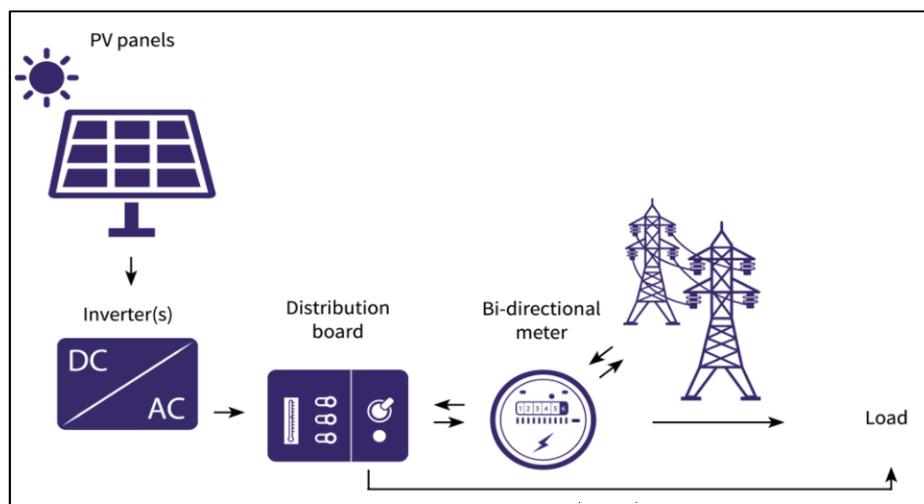


Figura 2.9. Sistema fotovoltaico On-Grid [17].



Las principales ventajas de un SFVCR son la reducción de costos de mantenimiento, baja probabilidad de averías, reducción de la contaminación ambiental, recuperación de la inversión inicial [12].

### **Instalación para captación de la energía solar**

Los sistemas fotovoltaicos se instalan en lugares donde el recurso solar sea lo óptimo posible, con el objetivo aprovechar la mayor cantidad de radiación y generar mayor cantidad de energía eléctrica. Existen tres tipos de forma de captación, las cuales pueden ser utilizadas en instalaciones a nivel del suelo o sobre edificaciones [18]:

- Colocación sobre soporte estático: soporte sencillo sin movimiento, es el sistema más usado en instalaciones de SFVCR. Su mayor inconveniente es el de no aprovechar toda la radiación solar al quedar fijada su orientación e inclinación.
- Seguimiento solar de un eje: esta instalación realiza un seguimiento solar en un solo eje ya sea vertical, horizontal u oblicuo. Puede seguir o la inclinación o el azimut del sol, pero no ambas a la vez.
- Seguimiento solar de dos ejes: con este sistema es posible realizar un seguimiento total del sol, permitiendo que la captación de la radiación solar sea la mejor posible durante todo el día.

Con los sistemas de seguimiento solar, se puede lograr un aumento de entre el 30% y 40% de la energía captada [18].

## **2.7 Ángulos de inclinación y orientación para un módulo fotovoltaico.**

Es importante definir estos ángulos al momento del diseño de la planta fotovoltaica, ya que en base estos se puede calcular las pérdidas por orientación e inclinación.

La instalación de forma ideal debería estar en todo momento orientada e inclinada de tal forma que la incidencia de los rayos solares fuese perpendicular. Esto se puede conseguir con sistemas de seguimiento de los rayos solares. Pero, no es el caso de la mayoría de las instalaciones que se hace sobre edificaciones, ya que es más viable colocar instalaciones fijas o con variación en inclinación mediante soportes adecuados una vez al año [19].

La posición de un panel en la instalación fotovoltaica está dada por dos ángulos:

- Angulo de inclinación  $\beta$ , el cual está definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos fotovoltaicos con el plano horizontal [19]. En el Ecuador, según la norma de construcción ecuatoriana se sugiere un ángulo de inclinación no mayor a  $15^\circ$ , debido a que se encuentra ubicado en la línea ecuatorial y por facilidad de limpieza [20].
- Angulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar [19]. Según el libro de diseño de sistemas fotovoltaicos citado en [41], los módulos de generación solar

fotovoltaica deberán orientarse hacia el horizonte sur si se encuentran en el hemisferio norte y hacia el horizonte norte si se encuentran ubicados en el hemisferio sur.

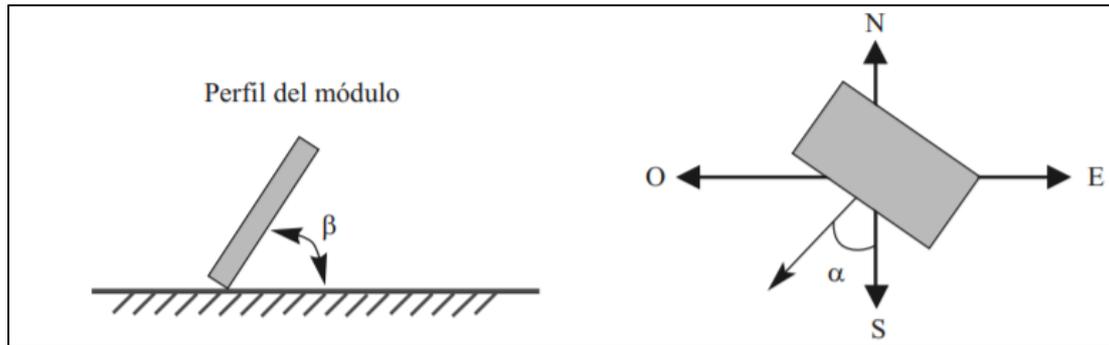


Figura 2.10. Orientación e inclinación de los paneles solares fotovoltaicos [21].

## 2.8 Políticas relacionadas con energías renovables en diferentes países de la región.

En la totalidad de los países de la región se ha implementado como política principal el cambio de la matriz energética, dirigida hacia el fomento y uso de energías renovables no convencionales (ERNC) con el objetivo de que paulatinamente se elimine la dependencia de la generación de energía eléctrica mediante el uso de combustibles fósiles como fuente primaria y también reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. La energía solar fotovoltaica ha sido una alternativa viable debido al gran potencial solar existente en la mayoría de los países de la región, mientras que en otros países existen valores aceptables para incentivar proyectos de esta índole [14],[22], [23]. Para que este tipo de tecnología madure y tenga más acogida es necesario el desarrollo tecnológico de sus componentes, para que pueda llegar a ser eficiente y competitiva con el resto de las tecnologías convencionales de generación ya implementadas. Además, es necesario que los gobiernos promuevan políticas que incentiven el desarrollo y penetración de la energía solar fotovoltaica. Una de ellas está enfocada en permitir la participación de usuarios regulados que deseen implementar sistemas de generación fotovoltaica que puedan conectarse a la red eléctrica y que sirvan para autoconsumo, con capacidad de potencia instalada que varía dependiendo del país analizado [14]. Además, las diferentes normativas enfatizan en el tratamiento comercial de la energía, pudiendo inyectar excedentes de generación a la red; en este caso, el usuario tiene la posibilidad de vender a la distribuidora esta energía, cobrando por ella mediante dos métodos; Net Metering<sup>1</sup> o Net Billing<sup>2</sup>. En países como Brasil, Chile y Uruguay se usa el sistema Net Metering [14],[24]; mientras que en México se puede optar por el sistema Net Billing, aunque según su normativa también se puede optar por el sistema Net Metering [14]. Con la implementación de estos sistemas de generación se han establecido beneficios en el pago de impuestos para gastos realizados en tecnología con fines de generación eléctrica con fuentes renovables, un ejemplo de

<sup>1</sup> Net Metering (balance neto): El usuario no vende directamente la energía generada, esta se almacena de manera virtual en su cuenta, para ser consumida en los meses posteriores.

<sup>2</sup> Net Billing (cobro neto): No se almacena energía. Al final del mes el usuario paga por su consumo y cobra por la energía inyectada a la red.



esto es Uruguay que tendrá beneficios en el impuesto al Patrimonio, el impuesto a la Renta de Actividades Económicas y el Impuesto al Valor Agregado (IVA) [14]. En tanto que, en países como Guatemala, Brasil, México y Colombia, las importaciones de tecnología solar están exentas del cobro del IVA [14]. Por otro lado, en Argentina se dictaminó que el pago del IVA se lo difiera a 15 años para este tipo de proyectos y se permitió que ciertas provincias de manera individual creen más incentivos, pudiendo ser replicadas por otras [14]. Además, se pueden mencionar otros incentivos como créditos bancarios con intereses bajos para este tipo de proyectos, implementados en países como Brasil y Colombia. En Perú con el objetivo de promover la cooperación entre diferentes sectores estratégicos, el impuesto a la renta de contratos entre asociaciones público-privadas fue eliminado. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de los diferentes países de la región, existen barreras que impiden el pleno desarrollo de las ERNC. Por ejemplo, en Bolivia y Perú, existen políticas y subsidios primitivos, como el subsidio a combustibles fósiles, haciendo que estos últimos tomen más relevancia en la matriz energética de estos países. Además, en Bolivia las actividades relacionadas a la producción y consumo de energía eléctrica se encuentran en competencia del Estado; por lo que, la inversión extranjera se ve limitada al tener que realizar alianzas público-privadas que pueden resultar no beneficiosas para el inversor [14].

## **2.9 Regulación Nro. ARCONEL - 003/18 y Resolución Nro. ARCONEL – 057/18**

La regulación Nro. ARCONEL – 003/18 [25] en primera instancia fue denominada “Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, estableciendo las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que deseen implementar sistemas de microgeneración fotovoltaica con capacidad nominal instalada de hasta 100 kW, cuyos sistemas pueden ser previstos a ubicarse en techos, superficies de viviendas o en edificaciones para las categoría residencial y general, dentro del territorio Ecuatoriano.

Posteriormente, mediante resolución Nro. ARCONEL – 057/18 [26], se modificó tanto el nombre de la regulación como la disposición transitoria de la misma. La nueva denominación, aún vigente, es “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. Respecto a la disposición transitoria, se estableció que hasta que se emita la regulación sobre generación distribuida, las mismas condiciones comerciales y técnicas de la regulación Nro. ARCONEL – 003/18 serán aplicables para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que deseen implementar sistemas de microgeneración fotovoltaica con capacidad nominal instalada de hasta 300 kW para consumidores residenciales, y de menos de 1000 kW para consumidores comerciales o industriales.

Aquellos sistemas fotovoltaicos que requieran conectarse a la red de distribución deben tener en cuenta que pueden hacerlo en medio o bajo voltaje. Además, deben operar en sincronismo con la red y la producción del SFVCR debe estar destinada al autoconsumo de la instalación del consumidor y, en caso de que existan, aporten eventuales excedentes a la red.

El contenido de esta regulación expone los siguientes puntos:



- Condiciones técnicas y comerciales para la instalación de sistemas fotovoltaicos.
- Requisitos y procedimientos para la conexión a las redes de la empresa distribuidora y autorización y operación del SFVCR.
- Condiciones para la medición.
- Operación en sincronismo con la red de distribución.
- El tratamiento comercial de la energía producida, de la energía consumida y eventuales excedentes de generación entregados al sistema de distribución.

A continuación, se presenta un resumen con las condiciones y procedimientos más significativos que se encuentran dentro de esta regulación.

## **2.9.1 Capítulo 1 “Autorización para la conexión, instalación y operación de consumidores con SFV”**

### **2.9.1.1 Características generales para instalar un SFV**

Para la instalación de un SFV, el consumidor deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El SFV debe conectarse en las redes de bajo o medio voltaje de la empresa distribuidora.
- El interesado debe ser propietario del inmueble donde se va a instalar el SFV.
- El diseño del SFV debe tener como objetivo reducir el consumo de energía de la red.
- La instalación del SFV está condicionado a la emisión de factibilidad de conexión de parte de la empresa distribuidora.
- La capacidad nominal instalada, para cada tipo de consumidor, debe estar sujeta a lo expuesto con anterioridad.

### **2.9.1.2 Requisitos para tramitar la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con SFV.**

Antes de iniciar el trámite de conexión a la red, el consumidor debe realizar una solicitud a la empresa distribuidora pidiendo evaluar la factibilidad de conexión a la red de distribución, indicando la capacidad máxima del SFV a instalarse. La empresa de distribución realizará la evaluación de factibilidad considerando la capacidad por corriente de cortocircuito, regulación de tensión y capacidad de corriente del alimentador de baja o media tensión. Luego de esta evaluación, la empresa distribuidora notificará al consumidor la factibilidad de la conexión.

Los requisitos que deben ser adjuntados con la solicitud serán los siguientes:

- Última factura de pago del servicio eléctrico.
- Factibilidad de conexión vigente.
- Memoria técnica – descriptiva del estudio preliminar del proyecto, que disponga de la siguiente información:
  - a) Diagrama unifilar de la instalación.
  - b) Especificaciones generales del equipamiento.
  - c) Esquema de conexión a la red de distribución de bajo o medio voltaje.



- d) Modo de conexión.
- e) Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento.
- f) Aspectos técnicos complementarios respecto a las protecciones, con el propósito de cumplir con los estándares y requerimientos de la empresa de distribución.
- g) Número y potencia de los paneles fotovoltaicos.
- h) Potencia total instalada del sistema fotovoltaico.
- i) Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto.
- j) Características de los inversores.
- k) Potencia de cortocircuito.
- l) Las características del punto de entrega y medición.
- m) Los niveles de voltaje máximos y mínimos de la red.
- n) Punto propuesto para la conexión.
- o) Cualquier otra información solicitada por la empresa de distribución.

### 2.9.1.3 Dimensionamiento del SFV.

La capacidad nominal de diseño máxima instalada del SFV será determinada por la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{\sum_{i=mes 1}^{mes 12} Emensual_i (kWh)}{\text{Factor}_{planta de diseño} * 8760h} (kW) \quad (2.5)$$

$Emensual_i$ : energía mensual facturada al consumidor, en caso de no contar con este registro, se podrá realizar una proyección en el estudio técnico.

$\text{Factor}_{planta de diseño}$ : será determinado en el estudio técnico.

El factor de planta del SFV una vez instalado no podrá ser mayor que el factor de planta determinado en el diseño.

### 2.9.1.4 Plazo de operación del SFV.

El plazo de operación del SFV es de 20 años. Una vez culminado este plazo, el consumidor debe desconectar el SFV de la red de la distribuidora.

### 2.9.1.5 Incremento de capacidad del SFV.

En el caso de que se desee realizar un incremento de la capacidad nominal instalada del SFV, este cambio se lo debe tramitar como un proyecto nuevo. El incremento de la capacidad, más la capacidad existente no podrá superar el límite máximo vigente establecido en esta normativa.

## 2.9.2 Capítulo 2 “Condiciones generales para la participación de consumidores con SFV”

### 2.9.2.1 Tratamiento comercial de la energía producida por el SFV.

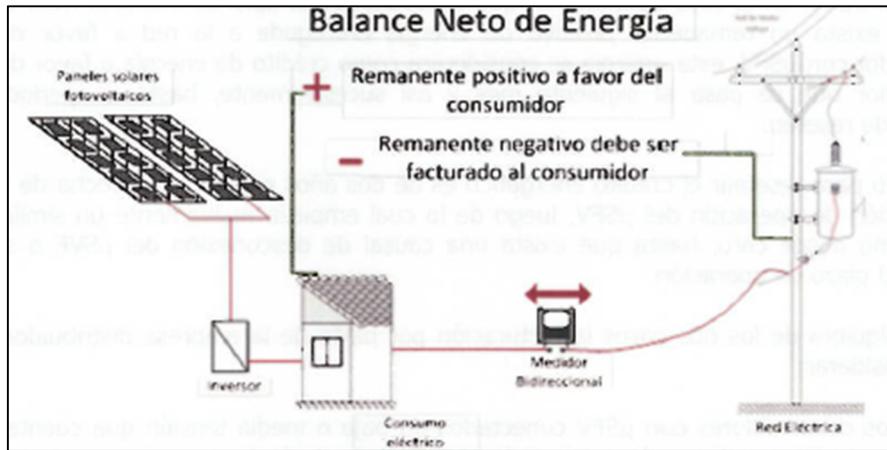


Figura 2.11. Balance neto de energía [25].

En el caso de que exista un excedente de energía producida por un SFV, destinado originalmente para autoconsumo, este puede inyectarse a la red de baja o media tensión de la distribuidora. Dicha empresa realizará mensualmente el balance económico de la energía entregada y consumida para la facturación del consumidor, basándose en el reporte obtenido del equipo de medición, según la siguiente expresión:

$$\Delta E = \text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada a la red}$$

$\Delta E$ : Resultado del balance neto  $< 0$ ; remanente negativo.

$\Delta E$ : Resultado del balance neto  $> 0$ ; remanente positivo.

En el caso de que exista un remanente negativo, la empresa distribuidora deberá facturar al consumidor la energía consumida a la tarifa correspondiente del pliego tarifario aprobado por ARCONEL. Este remanente negativo no estará sujeto al subsidio de la tarifa dignidad ni subsidio cruzado.

Caso contrario, de existir un remanente positivo, esta energía se considerará como crédito energético a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente, hasta un período máximo de reseteo. El período máximo para resetear el crédito energético es de dos años y luego procede a reiniciarse, hasta cumplir la vida útil del SFV o una eventual desconexión.

En este punto 12.1, de la regulación, se debe aclarar que existe un error en la definición de remanente positivo y negativo. La definición de ambos términos es la contraria a la expuesta; es



decir, que se debe considerar como remanente positivo cuando el resultado del balance neto sea menor que cero y cuando este sea mayor que cero se debe considerar como balance negativo.

$$\Delta E = \text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada a la red}$$

$\Delta E$ : Resultado del balance neto  $< 0$ ; remanente positivo.

$\Delta E$ : Resultado del balance neto  $> 0$ ; remanente negativo.

En cualquiera de los dos casos, exista un remanente positivo o negativo, el usuario están en la obligación de:

- Cancelar los cargos por potencia establecidos en el pliego tarifario, conforme a la categoría establecida por la empresa distribuidora; para ello, esta última debe asumir que el consumidor no cuenta con un SFV.
- Cancelar mensualmente el cargo de comercialización.
- Cancelar la tarifa del servicio de alumbrado público general en función de su consumo mensual total.
- Cancelar los rubros de basura y bomberos, en función de las ordenanzas vigentes.

Si por alguna razón existe algún remanente positivo a favor del consumidor cuando el SFV esté dado de baja, no habrá ningún tipo de compensación hacia el consumidor por parte de la distribuidora.

### **2.9.3 Capítulo 3 “Aspectos técnicos”.**

#### **2.9.3.1 Calidad del producto.**

Los parámetros referentes a la calidad de la energía producida por el SFV y que será inyectada en el punto de conexión, estarán dictaminados por las regulaciones ARCONEL 004/18 denominada “Distribución y comercialización de energía eléctrica” y ARCONEL 005/18 denominada “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”.

#### **2.9.3.2 Condiciones para la conexión del SFV a la red de distribución.**

El funcionamiento del SFV no deberá provocar daños, ni alterar los niveles de seguridad de la red de distribución o provocar variaciones de tensión fuera de los rangos permitidos. Además, en caso de que la red de distribución en la que se encuentre anexo el SFV se encuentre sin flujo de energía el consumidor deberá desconectarse de la red.

Para definir el punto de conexión del SFV a la red, se debe considerar parámetros como la existencia de cargas sensibles en la zona de conexión; también se debe considerar aspectos técnicos como la capacidad térmica de transporte de la red de baja y media tensión, potencia de transformadores de distribución, entre otros. Otra condición expuesta en la regulación es que no debe existir intercalado, es decir en el circuito formado desde bornes del inversor hasta el equipo de medición no debe existir ningún otro equipo que no sea necesario dentro de la planificación del



SFV. Finalmente, el factor de potencia de la energía suministrada a la red de distribución deberá intentar llegar a la unidad.

#### **2.9.3.3 Requerimientos técnicos para la conexión con el sistema de distribución.**

- El SFV provisto por el consumidor deberá operar en un rango de tensión entre un 90% y 110% del voltaje nominal de la red.
- La puesta en paralelo con el sistema no deberá generar variaciones en el voltaje de la red mayores a  $\pm 5\%$ .
- La variación máxima de frecuencia permitida en la operación en sincronismo con la red será de  $\pm 0,5$  Hz.
- Los consumidores con SFV deberán contar con el equipamiento necesario para efectuar maniobras de reconexión a la red de distribución sin que se produzcan daños ni sobretensiones.

#### **2.9.3.4 Condiciones de puesta a tierra del SFV.**

Las instalaciones del SFV, tanto del sistema de corriente continua como del sistema de corriente alterna deben estar conectado a un sistema de puesta a tierra único, independiente del perteneciente a la empresa de distribución.

#### **2.9.3.5 Sistema de protecciones**

- El sistema de protecciones deberá garantizar la desconexión en caso de falla en la red de distribución o por fallas internas del SFV.
- La instalación deberá contar con la siguiente aparamenta de protección:
  1. Interruptor termomagnético.
  2. Interruptor automático diferencial.
  3. Interruptor automático para interconexión.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máximo y mínimo voltaje.

#### **2.9.3.6 Sistema de medición.**

Se debe instalar un equipo con la capacidad de realizar mediciones de flujo de potencia en ambos sentidos, es decir un medidor bidireccional. Algunas sugerencias de las especificaciones para este equipo, provistas por la presente regulación, son las siguientes:

- Medidor de energía activa y reactiva.
- Corriente máxima de trabajo, según normas IEC o equivalentes.
- Frecuencia de trabajo: 60 Hz.
- Precisión para energía activa y reactiva: 0.5% o mejor.
- Capacidad de almacenamiento de la información en períodos de al menos 15 minutos.



- Borneras de pruebas de corrientes cortocircuitables y potencial, instaladas antes de los medidores, con los seguros correspondientes.
- Sistema de registro en memoria no volátil con una capacidad de almacenamiento de la información de 45 días corridos, para un período de integración de 15 minutos.
- Fuente auxiliar de energía (batería).
- Referencia de tiempo con reloj de cuarzo y con la capacidad de sincronizarlo con la hora y fecha local.
- Disponer de los protocolos certificados de ensayos en fábrica y en sitio.



## 3. Estudio del perfil de la demanda eléctrica actual de la planta industrial y la granja porcícola.

En el presente capítulo se hace una breve descripción de la empresa Italimentos, de los procesos y de la situación eléctrica en las diferentes áreas de estudio tanto en la planta industrial de la ciudad de Cuenca como en la granja porcícola de Santa Rosa. Para realizar el análisis de la demanda y conocer la situación de la calidad de la energía en las áreas de interés, se realizaron mediciones in situ con un equipo especializado. Entonces, para presentar los resultados obtenidos, previamente se describen las normas de calidad de energía vigentes a nivel nacional y como complemento normas internacionales, el equipo usado y los puntos donde se realizaron las mediciones. Finalmente, se analiza la posibilidad de conexión de los SFVCR con los transformadores de las áreas de interés descritas previamente.

### 3.1 Italimentos

Italimentos es un grupo empresarial que inicialmente fue fundado y establecido en la ciudad de Cuenca a partir del año 1989. Su principal actividad es la elaboración de productos cárnicos y embutidos. Para realizar esta labor, cuenta con diferentes líneas de procesos logísticos y productivos en los cuales se transforma la materia prima y de esa forma obtener productos finales de la más alta calidad. A la fecha se utiliza como materia prima la carne de res, pollo y cerdo. Debido a su gran crecimiento en el mercado local, regional y nacional la empresa cuenta con cuatro unidades de negocio, Italgranja, ITALDELI, Italpreparados y Embutidos “La Italiana”.

La finalidad de Italgranja es la crianza de cerdos y ganado vacuno para poder abastecer la demanda de carne de las diferentes unidades de negocio. Para esto cuenta con dos granjas, la primera establecida en el sector de Yunguilla-Sulupali Grande en la Vía Cuenca-Girón-Pasaje y la segunda ubicada en el cantón Santa Rosa, provincia de El Oro. Por su parte, Italpreparados se dedica a la preparación de comidas de consumo rápido, apanados, precocidos y marinados. ITALDELI se dedica a la comercialización del producto final, comida rápida y complementarios, funciona como una cadena de delicatessen. Finalmente, Embutidos “La Italiana” funciona como una planta industrial y tiene como finalidad la producción de embutidos y carnes a partir de la materia prima descrita en el párrafo anterior, está ubicada en la ciudad de Cuenca en el sector del Parque Industrial [27].

Las áreas de interés para este estudio son la planta industrial de Cuenca y la granja porcícola de Santa Rosa.

### 3.1.1 Situación eléctrica de la Planta Industrial de Cuenca y la Granja Porcícola de Santa Rosa

La planta industrial se encuentra ubicada en el sector denominado “Parque Industrial”, al noreste de la ciudad de Cuenca, provincia del Azuay, Ecuador. Por tal motivo sus instalaciones eléctricas se encuentran conectadas al alimentador trifásico 0421 de media tensión de 22 kV de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (EERCS), como se muestra en la figura 3.1. Las coordenadas geográficas de la planta son: latitud -2.8765954 y longitud -78.9809532.

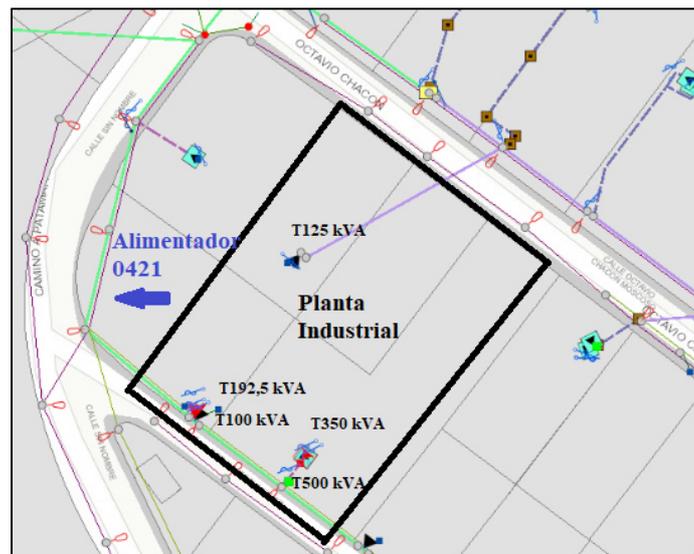


Figura 3.1. Transformadores de la planta industrial de Cuenca [28].

El lugar cuenta con cinco transformadores para abastecer la demanda requerida en las diferentes áreas. El análisis de este capítulo está enfocado en tres áreas, la primera es el área de carnes, la cual se encuentra abastecida por un transformador de tipo pad-mounted de 192,5 kVA de potencia nominal. La segunda y tercera área, producción-oficinas, están conectadas a dos transformadores, uno de 350 kVA y el otro de 500 kVA de potencia nominal.

En el área de carnes y producción se realizan diferentes procesos que utilizan una variedad de equipos, alguno de ellos eléctricos. Entre algunos de estos equipos son los molinos, que sirven para el proceso de molido de la materia prima, todas las líneas de embutidos cuentan con este equipo. Otra máquina eléctrica es el cutter, el cual sirve para mezclar los ingredientes cárnicos y no cárnicos para obtener uniformidad en las masas. Los mezcladores sirven para juntar los productos provenientes de los molinos, cutter y materia prima no cárnica. Las embutidoras sirven para elaborar productos de líneas de producción específicas. Las máquinas rebanadoras sirven para dividir ciertos productos. Además, existen sistemas de enfriamiento para crear las cámaras criogénicas para el producto [27].

La granja porcícola perteneciente a la empresa Italimentos se encuentra ubicada al noreste del cantón Santa Rosa y a pocos minutos del cantón Pasaje, dentro de la provincia de El Oro, Ecuador. Dentro de sus instalaciones posee su propia red de distribución de media tensión, la cual está conectada a la red de distribución de la empresa distribuidora CNEL EP de su unidad de negocio El Oro mediante un ramal del alimentador S/E Santa Rosa-Bolívar de 13,8 kV como se

muestra en la figura 3.2. Las coordenadas geográficas de la granja son: latitud -3.447426 y longitud -79.878380.

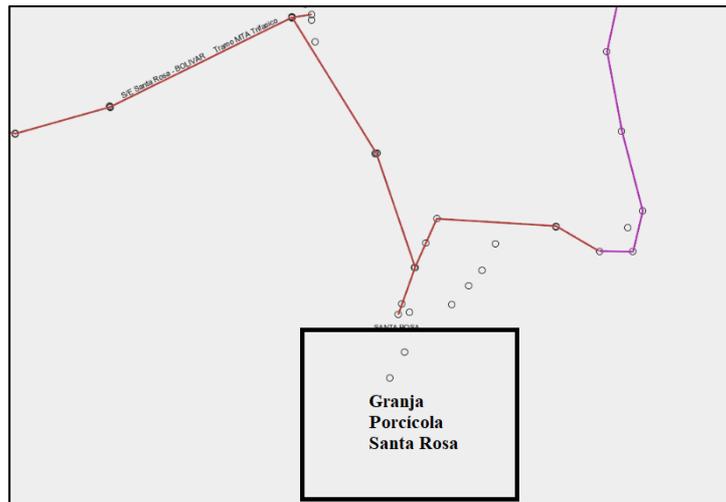


Figura 3.2. Conexión de la red de media tensión de la granja porcícola con CNEL EP El Oro [29].

La granja se encuentra dividida eléctricamente en 4 zonas. La primera zona abastece las cargas de oficinas, la segunda refiere al área de engorde de los cerdos, la tercera es el área de captación y la última zona es la de recría de los cerdos. Cada una de ellas cuenta con un transformador que abastece la demanda requerida; esta información, junto con la potencia instalada, se muestra en la tabla 3.1. Dichos transformadores se encuentran conectados a la red de media tensión propia de la empresa Italimentos.

Tabla 3.1 Transformadores en la granja porcícola de Italimentos

<b>Zona</b>	<b>Transformador</b>	<b>P. Instalada</b>
Oficinas	50 kVA	41,84 kW
Engorde	200 kVA	117 kW
Captación	75 kVA	37,55 kW
Recría	80 kVA	83.18 kW

## 3.2 Indicadores de calidad de la energía

La calidad de la energía en una instalación eléctrica se puede caracterizar mediante diferentes regulaciones, normativas o indicadores, tanto nacionales como internacionales. El objetivo de las regulaciones y normativas es que, mediante un estándar de reglas o normas, se asegure que los valores de las diferentes variables eléctricas involucradas se encuentren dentro de parámetros adecuados y que puedan ser comparables y compatibles [30]. Mientras que, los indicadores exponen



el estado de las instalaciones o equipos eléctricos dando una valoración acerca del correcto funcionamiento y sirven de ayuda para realizar correcciones en el caso de ser necesario.

A continuación, se describe la regulación vigente en el Ecuador que es la No. ARCONEL 005/18 y Resolución No. ARCONEL 053/18 y como sugerencia para la empresa se consultan otras regulaciones nacionales emitidas por ARCONEL y también internacionales emitidas por organismos como IEEE o el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CONELEC).

### **3.2.1 Regulación No. ARCONEL 005/18 y Resolución No. ARCONEL 053/18**

En Ecuador, la Regulación No. ARCONEL 005/18 y Resolución No. ARCONEL 053/18 denominadas “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, establecen indicadores y valores referentes a la calidad del servicio de distribución y comercialización de electricidad dirigido hacia las empresas de distribución de energía y a todo tipo de consumidores regulados y no regulados [31]. Esta regulación provee de cinco indicadores que se deben verificar en una instalación para conocer el estado de la calidad de la energía. Los mismos son descritos a continuación.

#### **3.2.1.1 Nivel de voltaje**

Este indicador mide la variación de la tensión respecto al voltaje nominal en dicho punto. El voltaje en el punto se lo obtiene como el promedio de los datos registrados a lo largo del período de medición. Los límites de variaciones admitidas se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Límites de variaciones admitidas de voltaje.

<b>Nivel de voltaje</b>	<b>Rango admisible</b>
Alto voltaje	±5,0 %
Medio voltaje	±6,0 %
Bajo voltaje	±8,0 %

#### **3.2.1.2 Perturbación rápida de voltaje (Flicker)**

Este fenómeno se representa a través de sensaciones fisiológicas debido a perturbaciones eléctricas, las cuales pueden producir molestias en el ojo humano. En cuanto a parámetros eléctricos, afecta en el deterioro de la calidad de la tensión [32]. Se evalúa respecto al índice de severidad por flicker de corta duración, el cual mide las variaciones periódicas de amplitud de voltaje de corta duración.

El límite de este indicador, en el punto de medición, no debe superar la unidad.

### 3.2.1.3 Distorsión armónica de voltaje

La distorsión armónica de voltaje total  $THD_V$  es una medida que indica cuanto se distorsiona la onda de voltaje respecto a la forma de onda sinusoidal habitual [33]. El límite de este indicador se muestra en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Límites de armónicos de voltaje

Nivel de voltaje	Armónica Individual(%)	THD <sub>v</sub> (%)
Alto voltaje	1,0% - 1,5%	1,5% - 2,5%
Medio voltaje	3,0%	5,0%
Bajo voltaje	5,0 %	8,0 %

### 3.2.1.4 Desequilibrio de Voltaje

El desequilibrio de tensión en un punto de conexión se calcula mediante la ecuación (6) de la Regulación No. ARCONEL 005/18. El valor límite para este índice de desequilibrio en un punto de medición será de 2% para todos los niveles de voltaje.

### 3.2.1.5 Distorsión Armónica de Corriente

Para este punto la regulación se basa en el estándar internacional IEEE 519-2014, el cual será descrito mas adelante.

## 3.2.2 Regulación No. ARCONEL 001/20

La Regulación No. ARCONEL 005/18 no ofrece información acerca de valores límites para el factor de potencia de una instalación conectada a la red; por lo que, según lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL 001/20 [34] relacionada con la distribución y comercialización de energía eléctrica, el pliego tarifario vigente dictará el valor mínimo para el factor de potencia. Entonces, según este informe, el valor mínimo aceptable para el factor de potencia debe ser de 0,92 [35]. En el caso de medir este parámetro se recomienda hacerlo en períodos de 10 minutos durante 7 días seguidos. Para la instalación de un usuario regulado que no cumpla con este valor mínimo, el usuario deberá pagar una multa por incumplimiento de este indicador.

## 3.2.3 Estándar IEEE 519-2014

Esta normativa es denominada “Recomendaciones prácticas y requerimientos para el control de armónicos en los Sistemas Eléctricos de Potencia”, cuyo objetivo es establecer indicadores para limitar la distorsión armónica total del voltaje y la corriente cuando se presentan cargas no lineales [36]. Se enfoca en los puntos de conexión compartida de los sistemas eléctricos, pudiendo tanto el usuario regulado como la empresa distribuidora tener la potestad de acceder al punto de medición de estos parámetros [30].

Los armónicos son corrientes o tensiones sinusoidales de frecuencia múltiplo de la frecuencia de operación del sistema. Generalmente en una fábrica se presentan armónicos de orden 3, 5 y 7. los principales equipos que inyectan armónicos de orden 5 y 7 son los rectificadores trifásicos y variadores de velocidad. Mientras que, las fuentes de alimentación monofásicas y alumbrado fluorescente deforman la onda inyectando armónicos de orden 3 a la red [37]. Estas deformaciones en la corriente suelen provocar sobrecalentamientos en los transformadores y líneas de distribución, además pueden originar actuaciones innecesarias de protecciones eléctricas y causar pérdidas elevadas en el neutro de la instalación.

Cuando existe distorsión armónica de corriente, es necesario cuantificarla con la ayuda de la relación de cortocircuito (SCR), la cual se calcula mediante la ecuación (3.1), que relaciona la corriente máxima de cortocircuito en el punto ( $I_{sc}$ ) y la corriente máxima de carga a frecuencia fundamental ( $I_L$ ).

$$SCR = \frac{I_{sc}}{I_L} \quad (3.1)$$

Normalmente el punto de conexión compartida hace referencia al secundario de un transformador. Entonces, el valor de la corriente de cortocircuito se puede calcular de dos formas diferentes. La primera usando la ecuación (3.2) que depende del valor de la impedancia del transformador ( $X_T$ ) que se ubica en la placa de datos del mismo. La otra forma es usar la ecuación (3.3), en donde se considera la resistencia en función del calibre del conductor y la distancia que recorre este cable desde la salida del transformador hasta el tablero principal [30].

$$I_{sc} = \frac{1}{X_T} \quad (3.2)$$

$$I_{sc} = \frac{V_{nominal}}{R_{conductor} * distancia} \quad (3.3)$$

La tabla 3.4 muestra los valores máximos de armónicos de corriente (TDD) que esta normativa recomienda una instalación eléctrica, en función del SCR y de la tensión nominal de operación.

Tabla 3.4. Valores máximos TDD y armónicos de corriente individual según el nivel de voltaje y SCR.

Voltaje	SCR	H<11	11≤H<17	17≤H<23	23≤H<35	H≥35	TDD(%)
<b>0.120 KV-69KV</b>	<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
	20-50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
	50-100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
	100-1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
	>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
<b>69 KV-161KV</b>	<20	2,0	3,5	0,8	0,3	0,2	2,5
	20-50	3,5	2,8	1,3	0,5	0,3	4,0
	50-100	5,0	2,3	2,0	0,8	0,4	6,0
	100-1000	6,0	2,8	2,5	1,0	0,5	7,5
	>1000	7,5	3,5	3,0	1,3	0,7	10,0



<b>Mayor A</b>	<20	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
<b>161 KV</b>	≥50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Respecto a los armónicos pares, estos se limitan al 25% del límite del armónico impar superior.

### 3.2.4 Norma EN50160

Esta norma es de origen europeo, creada y difundida por CONELEC en el año 2010, en la cual se dictan parámetros característicos de voltaje suministrado en la red de distribución para niveles de baja y media tensión. Esta normativa se aplica en el punto de conexión del cliente con la red de distribución, únicamente en condiciones normales de operación [30].

Dentro de la misma se contemplan varios indicadores de calidad, uno de ellos hace referencia al nivel de la frecuencia que debe tener la red. Se recalca que la medición se realiza mediante promedios tomados en períodos de 10 segundos. Los límites para la misma son  $\pm 1\%$  de variación, siendo esta una condición normal. Si la variación se encuentra en rangos de  $-6\%$  a  $+4\%$ , la frecuencia se encuentra en un estado crítico.

En la tabla 3.5 se presenta un resumen con los diferentes índices establecidos por normativas, tanto nacionales como internacionales y que van a servir para caracterizar el estado de las instalaciones eléctricas.

Tabla 3.5. Resumen de los indicadores de calidad de energía.

Parámetros	Criterios	Indicadores
<b>Nivel de voltaje</b>	$\pm 8,0\%$ del voltaje nominal	ARCONEL
	El 95% de los datos deben cumplir con los criterios	005/18 y 053/18
<b>Flicker</b>	El 95% de los datos no debe superar la unidad	ARCONEL 005/18 y 053/18
	Para armónicos individuales máximo 5%	ARCONEL
<b>Armónicos de voltaje</b>	THD máximo de 8%	005/18 y 053/18
	El 95% de los datos deben cumplir con los criterios	
<b>Desequilibrio de voltaje</b>	Máximo de 2%	ARCONEL
	El 95% de los datos deben cumplir con los criterios	005/18 y 053/18
<b>factor de potencia</b>	Valor mínimo de 0,92	ARCONEL 001/20
	No se debe exceder los límites de TDD establecidos en la tabla 3.4	IEEE 519-2014
<b>Armónicos de corriente</b>	El 95% de los datos deben cumplir con los criterios	ARCONEL 005/18 y 053/18
	Operación normal $\pm 1\%$	EN50160
<b>Frecuencia</b>	Operación crítica $-6\%$ a $+4\%$	

### 3.3 Equipo de medición seleccionado

La medición de la energía consumida y el análisis de calidad de energía en todos los transformadores fueron realizados usando el equipo: Medidor de calidad de energía marca AEMC Power Pad II, modelo 8333, con serial 238992 SLH. Este equipo cumple con los estándares de seguridad IEC 61010-2-030 para el instrumento, para los cables con el IEC 61010-031 y los sensores de corriente con la IEC 61010-2-032, para tensiones de hasta 600 V en categoría IV (mediciones en la fuente de baja tensión) o 1.000 V en categoría III (mediciones en edificios) [38]. En la figura 3.4 se muestra el equipo de medición descrito.

MODELO	8333
Terminales de entrada	4 tensión / 3 corriente
Entradas	3 tensión / 3 corriente
Tensión (CA+CC TRMS)	2 a 1000 V
Índice de tensión	hasta 500 kV
Corriente (CA+CC TRMS)	Sonda MN93: 500 mA a 200 Aca; MN193: 0,005 a 100 Aca Sonda SR193: 1A a 1000 Aca Sensor AmpFlex® o MA193: 100 mA a 10000 Aca Sonda MR193: 1 A a 1300 Aca/cc Sonda SL261: 50 mA a 100 Aca/cc Sonda J93: 50 a 3500 Aca/cc Índice de corriente: hasta 60 kA
Frecuencia (Hz)	40 a 69 Hz
Sistemas de distribución	1P 2W, 1P 3W, 2P 2W, 2P 3W, 2P 4W, 3P 3W, 3P 4W y 3p 5W, 2 ½ Element y medidores Aron
Valores de alimentación	W, VA, var, VAD, PF, DPF, cos $\phi$ , tan $\phi$
Valores de energía	Wh, varh, VAh, VADh
Armónicos	1° a 50°, Dirección, Secuencia; THD: 0 a 50, fase
Transitorio	hasta 51
Parpadeo (Pst y Plt)	Sí
Modo sobrecarga	Sí, en 4 períodos
Desequilibrio	Sí
Registro	Sí
Modo alarma	10 tipos; 4000 registrados
Pico	Sí
Visualizador de fasores	Automático
Pantalla	Pantalla color ¼ VGA TFT (320 x 240) diagonal 148 mm (5,82 pulg.)
Instantáneas	12
Seguridad eléctrica	IEC 61010, 1000V CAT III / 600V CAT IV
Protección	IP53
Idiomas	más de 27
Interfaz de comunicación	USB
Autonomía de la batería	>13 horas, 25 horas en modo de registro
Fuente de alimentación	Paquete de baterías recargables de 9,6 V NiMH (incluidas) Suministro de CA externo: 110/230 Vca $\pm$ 10% (50/60 Hz)
Dimensiones / Peso	240 x 180 x 55 mm (9,8 x 7,8 x 2,6 pulg.) / 1,95 kg (4,3 lbs)

Figura 3.3 Características del equipo de medición de calidad de energía AEMC Power Pad II [38].



Figura 3.4. Equipo de medición de calidad de energía AEMC Power Pad II (Elaboración Propia).

### 3.4 Método usado para las mediciones

El método utilizado en todas las mediciones, tanto en la planta industrial como en la granja porcícola, se basó en monitorear los diferentes parámetros con un ratio de muestro de 10 minutos durante una semana en días de consumo regular, de forma continua, como lo recomiendan las Regulaciones No. ARCONEL 005/18 y No. ARCONEL 004/18. La configuración utilizada y los parámetros medidos por el analizador de calidad de energía se muestran en la tabla 3.6. Es importante recalcar que las mediciones se realizaron en el último trimestre del año, período durante el cual la producción es constante y mayor que en el resto del año, debido a la creciente demanda de los productos por las fechas conmemorativas que son celebradas.

Tabla 3.6. Configuración del equipo para realizar las mediciones.

Característica	Configuración
Tipo de conexión	Trifásica 4 hilos 3V
Sensores	A193 AmpFlex (6500 A)
Cálculo de valores reactivos $q$ (var) o $n$ (var)	Q: Separado (sin los armónicos)
Distorsión armónica de la fase	Valor de la fundamental como referencia (%f)
Flicker de larga duración (plt)	Ventana deslizante
Factor $k$ del transformador	$q = 1.7$ e $= 0.10$
Relación de las corrientes	1:1
Ratio de las tensiones entre fase y neutro	1:1
Agregación	10 min
Medidas $v\phi-\phi$ guardadas	CF, rms, THDr, THDf
Medidas $v\phi-n$ guardadas	CF, Pst, rms, THDr, THDf, unb (u2)
Medidas a guardadas	CF, FHL, rms, THDr, THDf, unb (u2), FK

Otras medidas guardadas	Cos $\phi$ (DPF), Hz, PF, Tan $\phi$ , S (VA), Q (var), P (W), D (var)
Armónicos $v\phi$ -n guardados	0 - 50
Armónicos a guardados	0 - 50
Armónicos s (va) guardados	0 - 50

### 3.5 Puntos de medición en la planta industrial

En la planta industrial se realizaron medidas en dos diferentes áreas. La primera el área de producción y oficinas, en la cual la demanda que existe en estas secciones se encuentra abastecida por dos transformadores, el primero de 350 kVA y el segundo de 500 kVA. En la tabla 3.7 se muestra las características principales de los transformadores mencionados.

Tabla 3.7. Características de los transformadores del área de producción-oficinas.

Código E.E.D	Potencia (kVA)	Número de fases	Tensión primario (kV)	Tensión Secundaria (kV)	Lado de medición
28130P	350	3	22	0,220	Secundario
33382P	500	3	22	0,220	Secundario

El equipo de medición fue conectado al sistema de barras del tablero principal del transformador de 350 kVA como se muestra en la figura 3.5, el período de muestreo de datos fue de 7 días, comprendido entre el 24 de octubre al 31 de octubre del 2020.



Figura 3.5. Medición en el tablero principal del transformador de 350 kVA (Elaboración Propia).

De igual forma, se colocó el equipo de medición en el tablero principal, lado secundario del transformador de 500 kVA, como muestra la figura 3.6. El tiempo de recolección de datos fue desde el 4 de noviembre hasta el 11 de noviembre del 2020, un total de 7 días.



Figura 3.6. Medición en el tablero principal del transformador de 500 kVA (Elaboración Propia).

La segunda área considerada para las mediciones fue la de carnes. En esta sección se encuentra un transformador tipo pad-mounted de 192,5 kVA, ubicado en el techo de una de las naves industriales de la planta; el cual, abastece la demanda requerida por el área en cuestión. En la tabla 3.8 se muestra las características principales del transformador mencionado.

Tabla 3.8. Características del transformador del área de carnes.

<b>Código E.E.D</b>	<b>Potencia (kVA)</b>	<b>Número de fases</b>	<b>Tensión primario (kV)</b>	<b>Tensión Secundaria (kV)</b>	<b>Lado de medición</b>
20504P	192,5	3	22	0,220	Secundario

El equipo de medición fue conectado en los bornes del secundario dentro del transformador pad-mounted como se muestra en la figura 3.7, el período de muestreo de datos fue de una semana completa, comprendido entre el 05 de diciembre al 12 de diciembre del 2020.

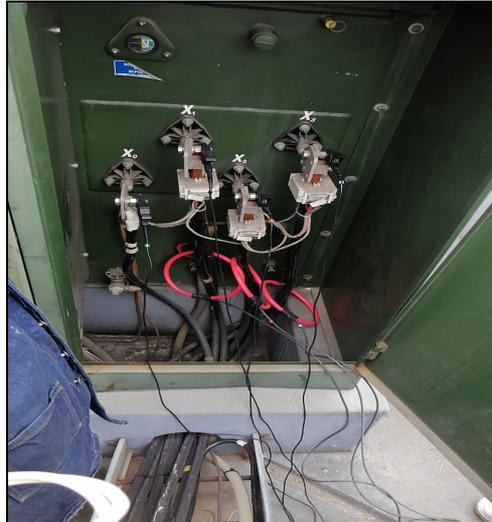


Figura 3.7. Medición en los bornes del secundario del transformador de 192,5 kVA (Elaboración Propia).

### 3.6 Punto de medición en la granja porcícola

Como se mencionó en el numeral 3.1.1 de este capítulo, actualmente la granja porcícola se encuentra dividida en 4 zonas, cada una con su respectivo transformador. Pero, según información del ingeniero de mantenimiento de la empresa, a la fecha su departamento se encuentra realizando un estudio de reestructuración de la red eléctrica interna de la granja. Esto implica que en un futuro la carga total instalada se va a distribuir de manera diferente a la actual y además se va a incorporar más equipos eléctricos. La única área que se va a mantener tal y como está es la de recría, entonces, es la única zona factible a la fecha en donde se pueden realizar mediciones para conocer el estado de la demanda y por consiguiente proponer un SFVCR para autoabastecimiento.

Por lo tanto, en la granja porcícola se realizó la medición en el área de recría. A diferencia de las áreas en estudio de la planta industrial, en la granja porcícola existe un solo medidor de energía para todas las áreas. Por esta razón, se realizó el levantamiento de cargas en el área de recría, el cual servirá para el dimensionamiento del SFVCR en el capítulo 4. Este levantamiento se encuentra en el ANEXO 1. La demanda que existe en esta sección se encuentra abastecida por un banco de transformadores monofásicos, el primero de 37,5 kVA, el segundo de 30 kVA y el tercero de 12,5 kVA, dando un total combinado de 80 kVA. En la tabla 3.9 se muestra las características principales de los transformadores mencionados.

Tabla 3.9. Características de los transformadores del área de recría de la granja porcícola.

Código E.E.D	Potencia (kVA)	Número de fases	Tensión primario (kV)	Tensión Secundaria (kV)	Lado de medición
-	37,5	1	7,97	0,220	Secundario
-	30	1	7,97	0,220	Secundario
-	12,5	1	7,97	0,220	Secundario

El equipo de medición fue conectado al sistema de barras del tablero principal donde llegan las líneas del lado secundario del banco de transformadores como se muestra en la figura 3.8, el período de muestreo de datos fue de 7 días, comprendido entre el 24 de noviembre al 31 de noviembre del 2020.

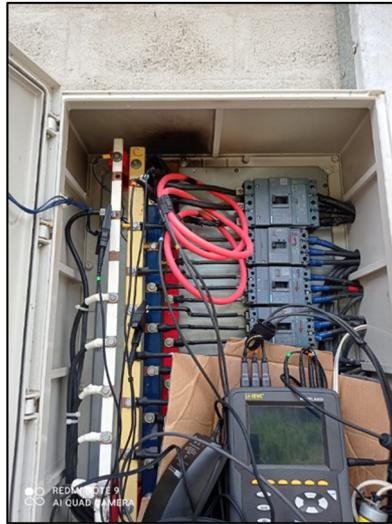


Figura 3.8. Medición en el tablero principal del banco de transformadores de 80 kVA (Elaboración Propia).

### **3.7 Perfil de demanda eléctrica y situación de la calidad de energía en la planta industrial: área de producción-oficinas y área de carnes**

A continuación, se muestran los resultados de las mediciones en los diferentes transformadores de la planta industrial de Italimentos. Se hará énfasis en el comportamiento de la carga, la energía consumida y las mediciones de las diferentes variables eléctricas e indicadores de calidad de energía propuestas en la tabla 3.5 durante los siete días de medición. Hay que señalar que en los datos tomados por las mediciones no existen interrupción en la toma de estos.

#### **3.7.1 Transformador de 350 kV**

En la figura 3.9 se muestra la curva diaria de demanda de potencia activa de todos los días de una semana para el transformador de 350 kVA, obtenida a partir de los datos de consumo de energía medidos por el equipo AEMC. El intervalo de demanda es de diez minutos. En una industria es importante caracterizar el comportamiento de la carga durante dos períodos de tiempo, los días llamados comúnmente laborables, lunes a viernes, y los fines de semana, sábado y domingo.

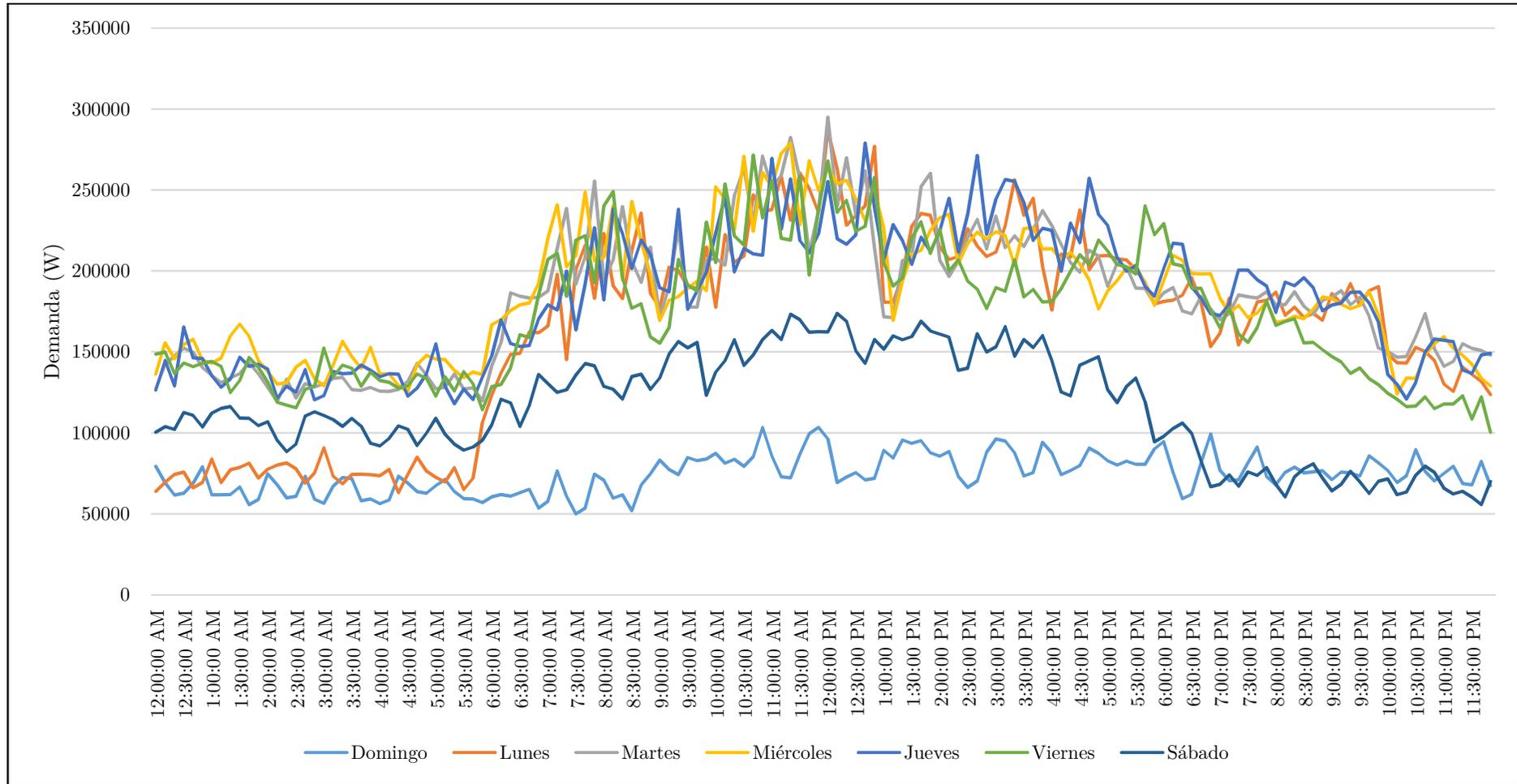


Figura 3.9. Curva de demanda de potencia activa diaria del transformador de 350 kVA (Elaboración Propia).



La carga durante los días lunes a viernes, muestra un comportamiento similar entre sí a lo largo del día a excepción de la madrugada del lunes y de la noche del viernes. Durante la noche a partir de las 22:00 horas se nota un comportamiento constante con un valor promedio de demanda de 140 kW, el cual dura hasta las 06:00 horas de la mañana. A partir de ese momento se empieza a notar que la demanda empieza a crecer, alcanzando un máximo global cerca de las 12:00 horas del día. Durante el transcurso de las mediciones se observa que la demanda promedio máxima se produce el día martes al medio día alcanzando un valor de 295 kW. Luego de este momento, se empieza a notar una tendencia de decrecimiento lento que termina de consumarse a las 22:00 horas. La demanda promedio mínima se produce el día viernes a la media noche con un valor de 100 kW. Cabe señalar que durante el período comprendido entre las 6:00 y 22:00 horas existen picos de demanda que presentan una duración aproximada de 40 minutos, los cuales se pueden deber al encendido y apagado de máquinas específicas de producción de tiempo de uso corto.

Respecto al fin de semana se puede notar que el comportamiento de la carga disminuye cierto porcentaje respecto a los días comúnmente laborables, lo cual puede deberse a que ciertos departamentos de oficinas dejan de laborar los fines de semana; sin embargo, el transformador sigue abasteciendo de energía al sistema, lo que se resume en que la planta industrial sigue produciendo. El día sábado comienza con una demanda promedio de 100 kW que se mantiene constante hasta las 6:00 horas, luego empieza a crecer hasta el mediodía. El pico máximo global se produce a las 11:30 alcanzado un valor de 182 kW. A partir de este momento se produce un descenso de la demanda hasta las 19:00 horas. Este comportamiento es similar a los días comúnmente laborables. Luego de las 19:00 horas del sábado hasta las 6:00 horas del lunes, incluyendo todo el día domingo, la demanda se comporta prácticamente constante, con pequeñas variaciones de más o menos carga. Por lo que se entiende que la producción disminuye durante este período. Este valor constante es de aproximadamente 76 kW.

Este comportamiento diario se puede corroborar con la figura 3.10, que muestra la curva de demanda semanal con un intervalo de demanda de un día.

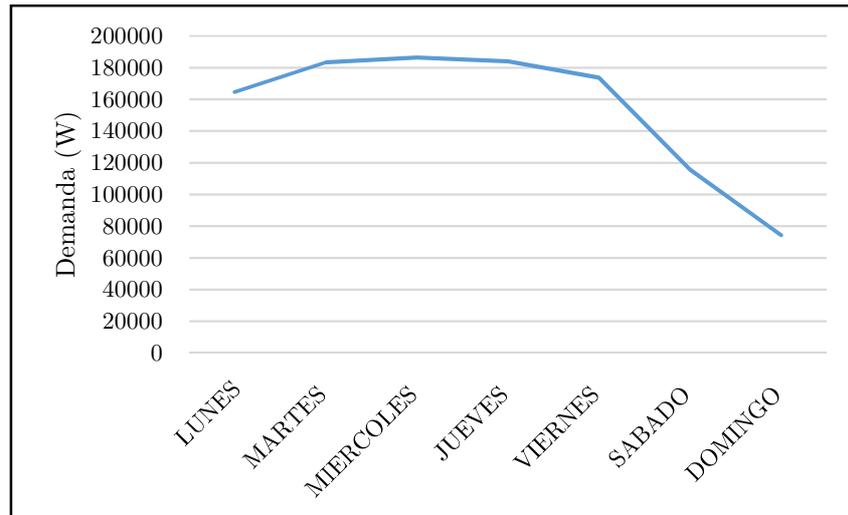


Figura 3.10. Curva de demanda de potencia activa semanal del transformador de 350 kVA (Elaboración Propia).

La figura 3.11 representa la demanda promedio de potencia reactiva que abastece el transformador. Su comportamiento es similar a la curva de demanda de potencia activa. Los días laborables muestra un comportamiento parecido; mientras que los fines de semana cambia su comportamiento; durante el día sábado la curva posee valores mayores a los del domingo. Además, la gráfica nos indica la presencia de cargas inductivas dentro de la instalación, como pueden ser motores, molinos, etc.

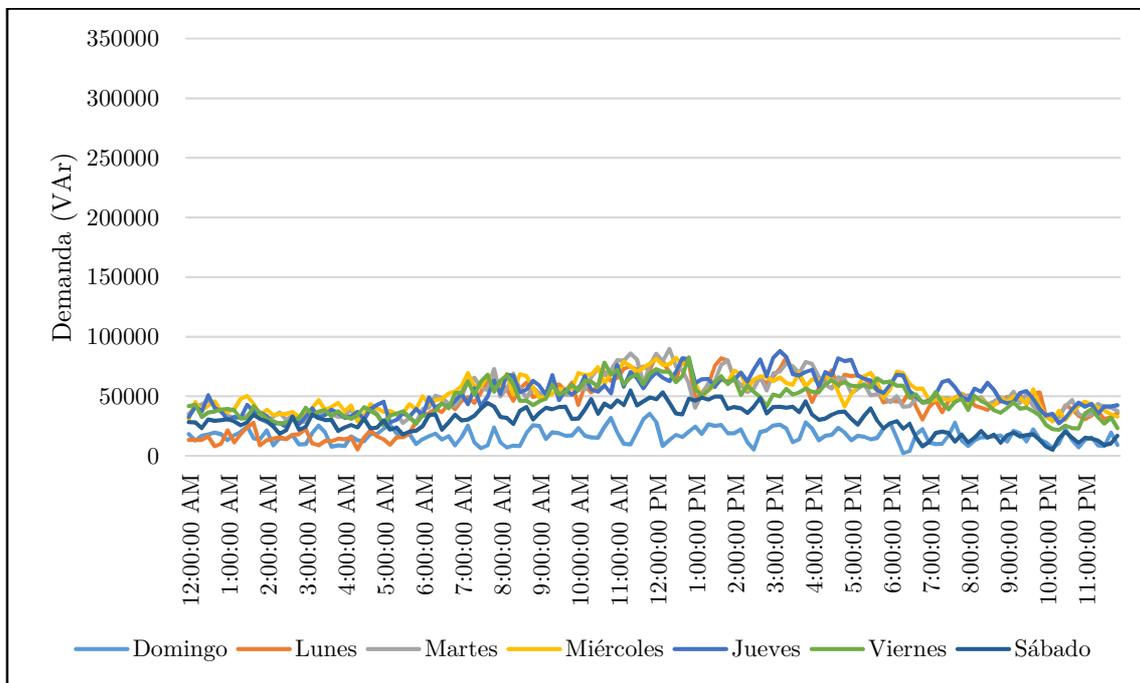


Figura 3.11. Curva de demanda de potencia reactiva diaria del transformador de 350 kVA (Elaboración Propia).

Finalmente, respecto a la energía consumida durante una semana por la carga conectada al transformador, el equipo de medición obtuvo un valor final de 25.986,55 kWh. La tabla 3.10 muestra el consumo energético diario, donde se observa que el miércoles es el día que se consumió más energía, mientras que, como se mostró anteriormente, el domingo es el día que se consume la menor cantidad de energía.

Tabla 3.10. Consumo diario de energía activa del transformador de 350 kVA.

Día	Consumo (kWh)
Lunes	3.951,21
Martes	4.398,13
Miércoles	4.471,33
Jueves	4.414,22
Viernes	4.168,15
Sábado	2.798,45
Domingo	1.785,05
<b>Total</b>	<b>25.986,55</b>

### 3.7.2 Indicadores de calidad de energía del transformador de 350 kVA

A continuación, se presenta una tabla resumen con la situación de los indicadores de calidad de energía para el transformador de 350 kVA. Tal como se muestra en la tabla 3.11 se especifica si el indicador cumple o no con las diferentes normativas o regulaciones propuestas en la tabla 3.5 y sus respectivas observaciones. Las tablas y gráficas de los resultados se encuentran en el ANEXO 2.

Tabla 3.11. Resumen de indicadores de calidad de energía del transformador de 350 kVA.

Indicadores	¿Cumple?	Observaciones
Nivel de voltaje	SI	$V_{prom} = 127V$
Flicker	SI	$PST_{prom} = 0,47$
Frecuencia	SI	$F_{prom} = 59,99 \text{ Hz}$
Desequilibrio de voltaje	SI	Promedio = 0,36%
Factor de potencia	SI	$FP_{prom} = 0,96 \text{ p.u.}$
Armónicos de voltaje	SI	THD <sub>V</sub> : tres fases cumplen (100%) Individuales: tres fases cumplen (100%)

**Armónicos de corriente**

NO

TDD: línea 1 (96,33%) y 2 (96,43%) cumplen, línea 3 no cumple (94,64%).

Individuales: todas cumplen (100%) en las tres líneas.

Los resultados indican que, para los tres voltajes de fase promedio medidos, el 100% de las muestras cumplen con la regulación y se encuentran dentro de los valores límites. El máximo valor de voltaje promedio se produce en la fase tres, con un valor de 132,10 V, el domingo 25 de octubre de 2020 a las 6h00. El valor mínimo promedio se encuentra en el voltaje de la fase dos, obteniéndose un valor de 121,90 V, el miércoles 28 de octubre de 2020 a las 14h10. En general en las tres fases se presenta un valor promedio de tensión de 127 V.

En cuanto a los valores de Flicker de voltaje, para las tres fases cumplen la regulación. En los tres casos no cumplen con el 100% de los datos, pero sí con el porcentaje mínimo necesario. Para la fase uno no cumple el 0,10% al igual que para la fase tres, mientras que en la fase dos no cumplen el 0,30% de los datos. El mínimo valor se presenta en la fase tres, con un resultado de 0,15. El máximo valor de Flicker se produce en la fase dos, con un valor de 1,41 p.u., el martes 27 de octubre de 2020 a las 17h00, que pudo resultar debido al arranque o parado de máquinas de carga considerable.

Con respecto al desequilibrio de voltaje los resultados indican que el 100% de los valores medidos cumplen con la normativa vigente para este indicador de calidad de energía. El máximo valor llegó solamente al 0,6% y el límite es el 2%.

Los resultados de las mediciones para la distorsión armónica de tensión muestran que el 100% de los datos se encuentran bajo el máximo porcentaje permitido que es el 8%, tanto para la distorsión armónica total ( $THD_V$ ) como para los armónicos de voltaje individuales (límite 5%); por lo tanto, cumplen con la regulación de calidad de energía vigente.

Según la regulación vigente, en cuanto a los armónicos de corriente se calcula el límite máximo para la distorsión armónica total de corriente (TDD), el cual es 8%. Los resultados indican que para la fase uno no cumple el 3,67%, para la fase dos el 3,57% y para la fase tres el 5,36% de los datos; por lo que, la fase tres no cumple con la regulación. Con respecto a los armónicos individuales de corriente todos cumplen con su límite establecido. El armónico de orden 5 es el que mayor presencia tiene.

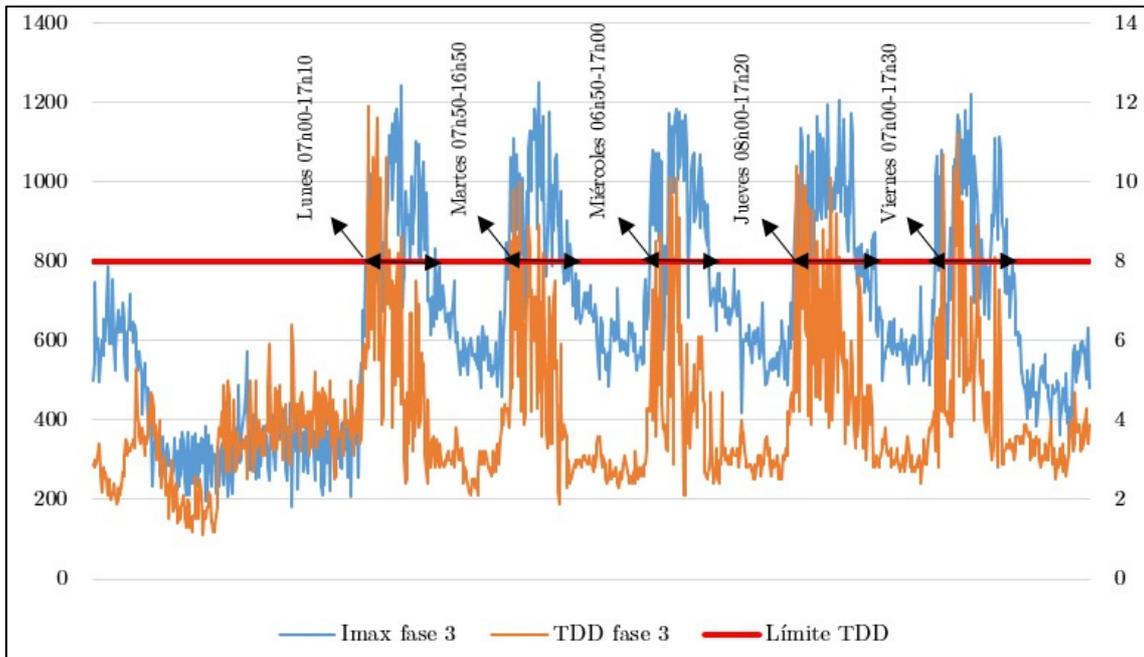


Figura 3.12 Relación entre TDD y niveles de corriente (Elaboración Propia).

Según la figura 3.12 se puede apreciar que los niveles de TDD sobrepasan el límite permitido en la fase tres, esto se da específicamente en los días normalmente laborables (lunes a viernes) en horarios de entre las 7h00 hasta las 17h00, en donde se dan picos de corriente. Esto puede deberse a que en las horas mencionadas existe mayor producción y también a que en este transformador están conectadas cargas de oficinas. Los armónicos suelen provocar sobrecalentamiento de transformadores, disparos innecesarios de protecciones como las de sobre-corriente o diferenciales y pérdidas excesivas en el neutro de la instalación.[32]

Observando los niveles de frecuencia, los resultados muestran que el 100% de los datos cumplen con lo establecido en la normativa EN50160. Este parámetro se lo considera ya que no se encuentra dentro de la regulación No. ARCONEL 005/18, debido a que es de suma importancia porque en el caso de encontrarse con valores muy altos o bajos puede afectar a la estabilidad del sistema. El valor mínimo registrado fue de 59,94 Hz, el valor más alto de 60,06 Hz y en promedio a lo largo del período de medición se obtuvo un valor de 59,99 Hz.

Finalmente, los resultados para el factor de potencia indican que se encuentra siempre por encima del valor mínimo que es de 0,92 p.u. Los días iniciales de la medición, que son sábado 24 y domingo 25 de octubre de 2020 muestran que el factor de potencia es elevado, esto debido a la baja demanda que se presenta, caso contrario, en los días comúnmente laborables, es decir de lunes a viernes, el factor disminuye en cierta proporción, debido al aumento de demanda. El valor mínimo de esta variable es de 0,94 p.u., el máximo es de 0,99 p.u. y el valor promedio es de 0,96 p.u.

Hay que señalar que el área de producción-oficinas se encuentra conectado a un banco de capacitores de 107 kVAr a 220 V, el cual realiza la función de corrección de factor de potencia. Esta corrección fue implementada por la empresa a partir del mes de febrero del 2020, como se

muestra en la figura 3.13. En los dos años anteriores, el factor de potencia fue muy bajo, con un valor promedio de 0,88 p.u. Esta situación provocaba que la empresa incurriera en penalizaciones todos los meses, provocando pérdidas de hasta 6.000,00 dólares por año.

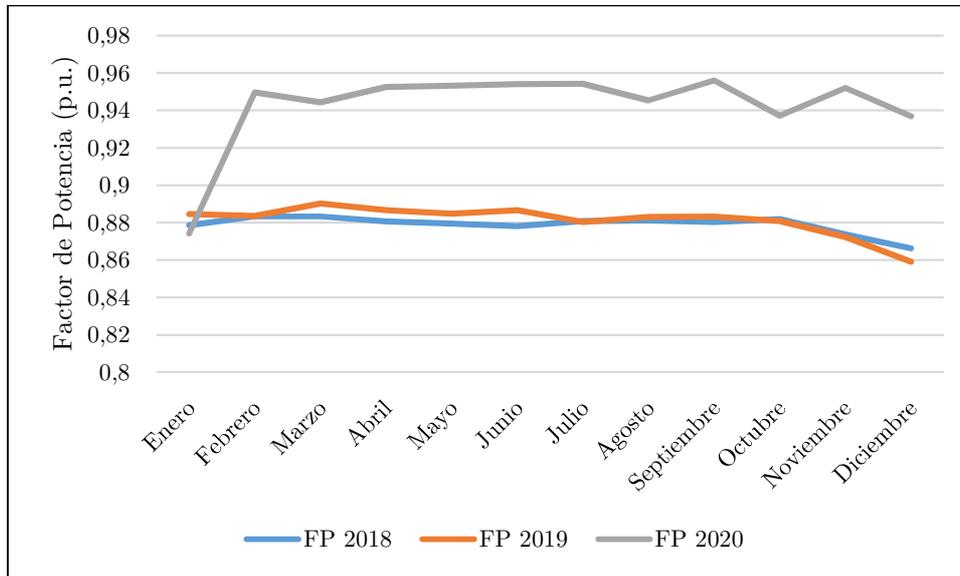


Figura 3.13. Evolución del factor de potencia en el área de producción-oficinas (Elaboración Propia).

### 3.7.3 Transformador de 500 kVA

En la figura 3.14 se muestra la curva diaria de demanda de potencia activa de todos los días de una semana para el transformador de 500 kVA, obtenida a partir de los datos de consumo de energía medidos por el equipo. El intervalo de demanda es de diez minutos. Al igual que en el transformador anterior, es necesario en una industria caracterizar el comportamiento de la carga durante los días llamados comúnmente laborables y los fines de semana.

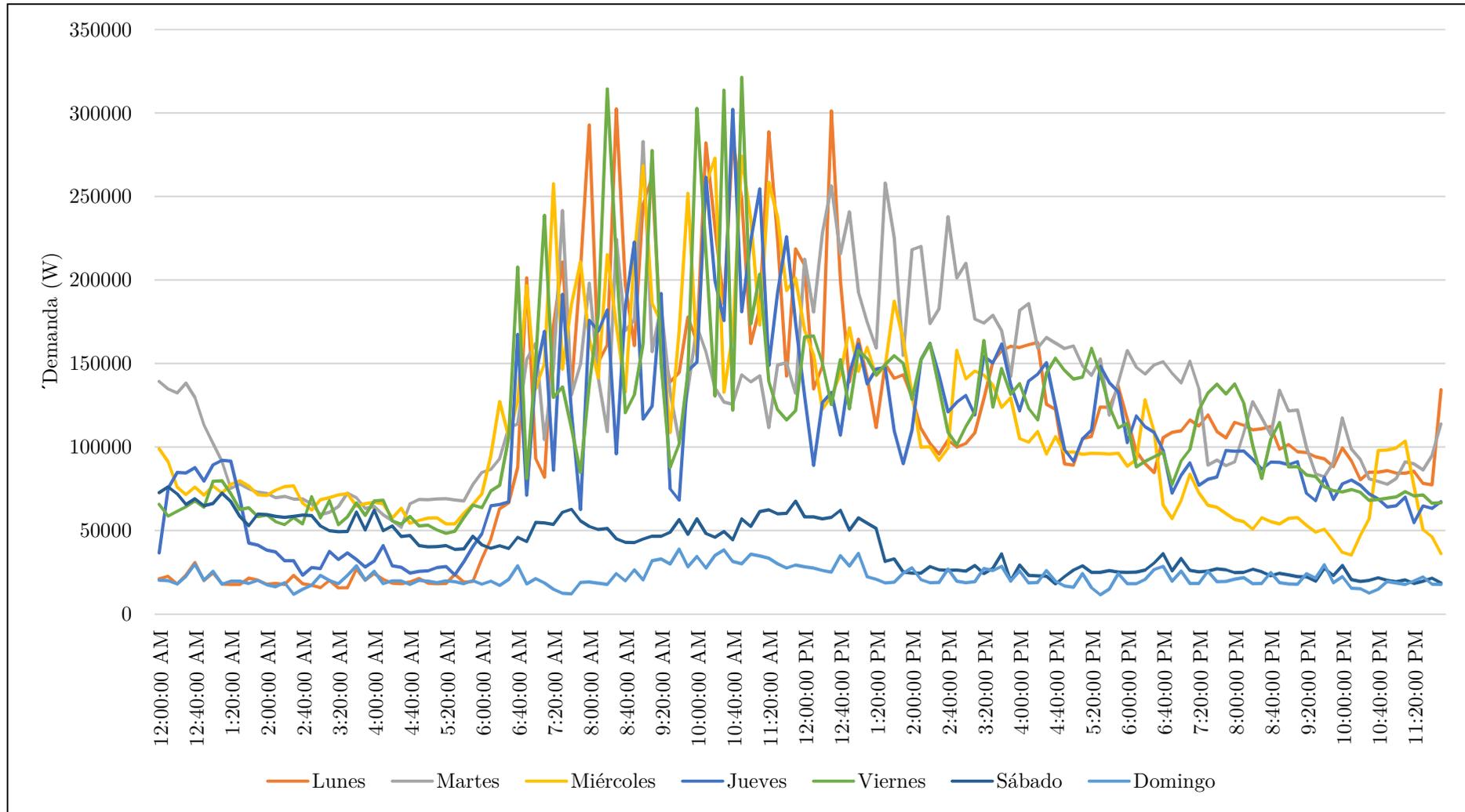


Figura 3.14. Curva de demanda de potencia activa diaria del transformador de 500 kVA (Elaboración Propia).

La carga durante los días lunes a viernes, muestra un comportamiento similar entre sí a lo largo del día, exceptuando ciertos momentos de diferentes días. La madrugada del lunes, muestra la transición entre el fin de semana y los días normalmente laborables. En el día martes por su parte se evidencia que a partir de las 13:00 horas hay más consumo promedio que el resto de días y la madrugada del jueves presenta la menor cantidad de demanda respecto al resto de días laborables. Una vez puntualizado estas observaciones, la carga durante las madrugadas se mantiene constante con un valor promedio de demanda de entre 50 kW a 70 kW hasta las 6:00 horas. A partir de ese momento se evidencia una tendencia de aumento en la demanda, alcanzando máximos globales entre las 10:00 y 13:00 horas. Durante el transcurso de las mediciones se observa que la demanda promedio máxima se produce el día viernes a las 11:00 horas alcanzando un valor de 322 kW. Luego de este momento, se empieza a notar una tendencia de decrecimiento lento que termina de consumarse a la media noche. La demanda promedio mínima se produce el día jueves a las 03:00 horas alcanzando un valor de 23 kW. La característica más importante que se puede rescatar de este comportamiento es que existe mucha variabilidad de demanda en períodos de tiempo muy pequeños, por lo que como muestra la gráfica, existen muchos picos y valles durante todo el día. Estas variaciones se presentan en períodos de 20 minutos.

Respecto al fin de semana se puede notar que el comportamiento de la carga cambia radicalmente, ya que los picos y valles de períodos de corto tiempo ya no se presentan a lo largo del día, por lo que se observa que la carga se comporta de una forma más constante. Además de que el valor de demanda promedio disminuye a 41 kW el día sábado y 22 kW el domingo. Este comportamiento indica que el fin de semana existen máquinas o procesos puntuales que dejan de funcionar, aunque la planta industrial sigue produciendo.

Este comportamiento diario se puede corroborar con la figura 3.15, que muestra la curva de demanda semanal con un intervalo de demanda de un día.

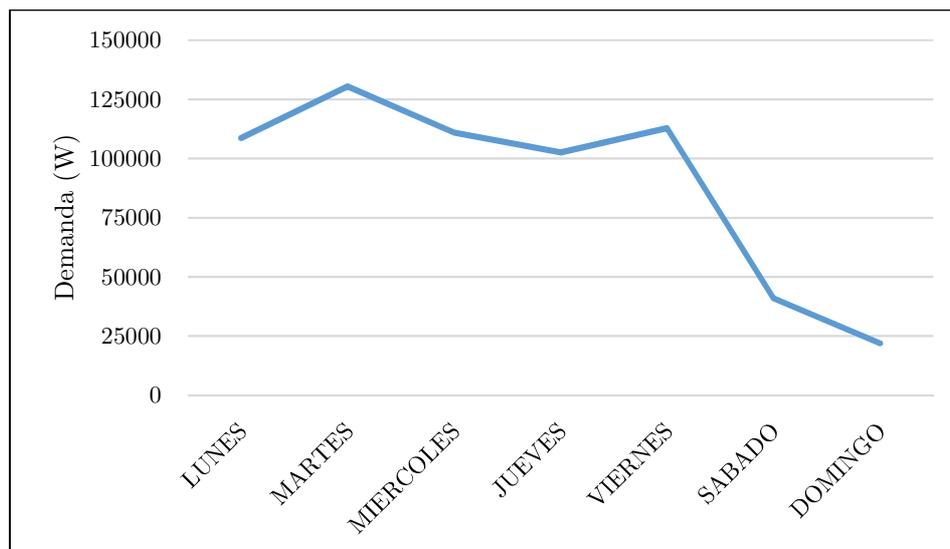


Figura 3.15. Curva de demanda de potencia activa semanal del transformador de 500 kVA (Elaboración Propia).

La figura 3.16 representa la demanda promedio de potencia reactiva que abastece el transformador. Su comportamiento es similar a la curva de demanda de potencia activa. Pero, para este transformador se evidencia que durante ciertos períodos del domingo y de la madrugada del lunes, la energía reactiva fluye en sentido contrario, es decir, no se está absorbiendo potencia reactiva, más bien se está entregando. Esta característica se presenta aproximadamente a las 02:00, 07:00, 17:00, 22:00 horas del domingo y a las 03:00 horas del lunes. Si se comparan estas mismas horas con la curva de demanda de potencia activa, mostrada en la figura 3.14, estos momentos coinciden con períodos de baja demanda, aproximadamente 11 kW. Esta situación se puede deber a que como se explica en el punto 3.7.2, existe un banco de capacitores que entrega potencia reactiva a la carga para corregir el factor de potencia, sin embargo, al existir baja demanda esta potencia reactiva se dirige hacia la red.

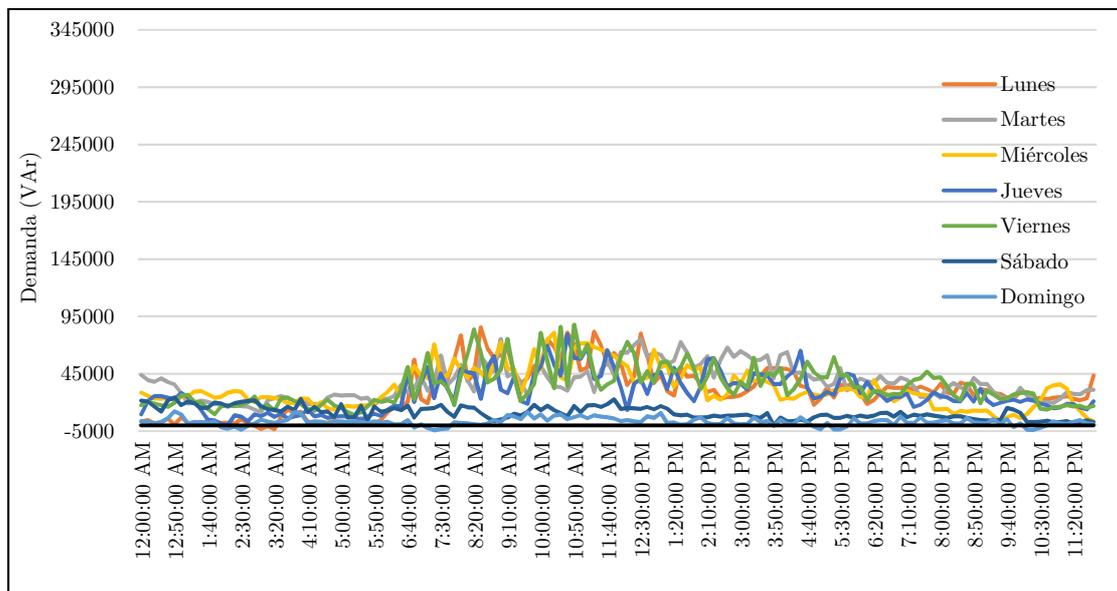


Figura 3.16. Curva de demanda de potencia reactiva diaria del transformador de 500 kVA (Elaboración Propia).

Finalmente, respecto a la energía consumida durante una semana por la carga conectada al transformador, el equipo de medición obtuvo un valor final de 15.080,49 kWh. La tabla 3.12 muestra el consumo energético diario, donde se observa que el miércoles es el día que se consumió más energía, mientras que, como se mostró anteriormente, el domingo es el día que se consume la menor cantidad de energía.

Tabla 3.12. Consumo diario de energía activa del transformador de 500 kVA.

Día	Consumo (kWh)
Lunes	2.606,40
Martes	3.130,29
Miércoles	2.661,35
Jueves	2.463,37
Viernes	2.707,66



Sábado	984,41
Domingo	527,02
<b>Total</b>	<b>15.080,49</b>

### 3.7.4 Indicadores de calidad de energía del transformador de 500 kVA

A continuación, se presenta una tabla resumen del análisis de los indicadores de calidad de energía para el transformador de 500 kVA. Las tablas y gráficas de los resultados se encuentran en el ANEXO 2.

Tabla 3.13. Resumen de indicadores de calidad de energía del transformador de 500 kVA

Indicadores	¿Cumple?	Observaciones
Nivel de voltaje	SI	$V_{prom} = 129V$
Flicker	SI	$PST_{prom} = 0,47$
Frecuencia	SI	$F_{prom} = 59,99 \text{ Hz}$
Desequilibrio de voltaje	SI	Promedio = 0,29%
Factor de potencia	SI	$FP_{prom} = 0,95 \text{ p.u.}$ 98,02% datos cumplen
Armónicos de voltaje	SI	$THD_V$ : tres fases cumplen (100%) <i>Individuales</i> : tres fases cumplen (100%)
Armónicos de corriente	NO	TDD: línea 1 (62,90%), 2 (58,83%) y línea 3 (50,40%) no cumple. Individuales: L1: cumplen todas excepto h5 (83,04%). L2: cumplen todas excepto h5 (78,97%). L3: cumplen todas excepto h3 (90,58%) y h5 (81,35%).

Según la tabla 3.13 los resultados indican que, para los tres voltajes de fase promedio medidos, el 100% de las muestras cumplen con la regulación y se encuentran dentro de los valores límites. El máximo valor de voltaje promedio se produce en la fase uno, con un valor de 133,10 V, el domingo 08 de noviembre de 2020 a las 6h10. El valor mínimo promedio se encuentra en el voltaje de la fase tres, obteniéndose un valor de 125,10 V, el jueves 05 de noviembre de 2020 a las 10h40. En general en las tres fases se presenta un valor promedio de tensión de 129 V.

En cuanto a los valores de flicker de voltaje, para las tres fases cumplen la regulación. En los tres casos no cumplen con el 100% de los datos, pero sí con el porcentaje mínimo necesario. Los

porcentajes de datos que incumplen con la regulación para las diferentes fases son: fase uno el 0,89%, fase dos el 0,79% y fase tres 2,98%. El mínimo valor se presenta en la fase uno, con un resultado de 0,15 p.u. El máximo valor de flicker se produce en la fase uno, con un valor de 2,82 p.u., el miércoles 04 de noviembre de 2020 a las 18h50, que pudo resultar debido a un pico de corriente que se puede producir en el arranque de máquinas de carga considerable.

Con respecto al desequilibrio de voltaje los resultados indican que el 100% de los valores medidos cumplen con la normativa vigente para este indicador de calidad de energía. El máximo valor llegó solamente al 0,4% y el límite es de 2%.

Los resultados de las mediciones para la distorsión armónica de tensión muestran que el 100% de los datos se encuentran bajo el máximo porcentaje permitido que es el 8%, tanto para el THD<sub>V</sub> como para los armónicos de voltaje individuales (límite 5%); por lo tanto, cumplen con la regulación de calidad de energía vigente.

Según la regulación vigente, en cuanto a los armónicos de corriente se calcula el límite máximo para el TDD, el cual es 8%. Los resultados indican que en las tres líneas no se cumple el límite establecido en la regulación. Los porcentajes de datos que incumplen para las diferentes fases son: fase uno el 37,10%, fase dos el 41,17% y fase tres 49,60%. Con respecto a los armónicos individuales de corriente en las líneas uno y dos, no cumple con el límite establecido (7%) el armónico de orden 5. El porcentaje de incumplimiento de datos es de 16,96% y 21,03% respectivamente. Por otro lado, en la línea tres los armónicos de orden 3 y 5 no cumplen con el límite de la regulación (7%). El porcentaje de incumplimiento de datos es de 9,42% y 18,65% respectivamente.

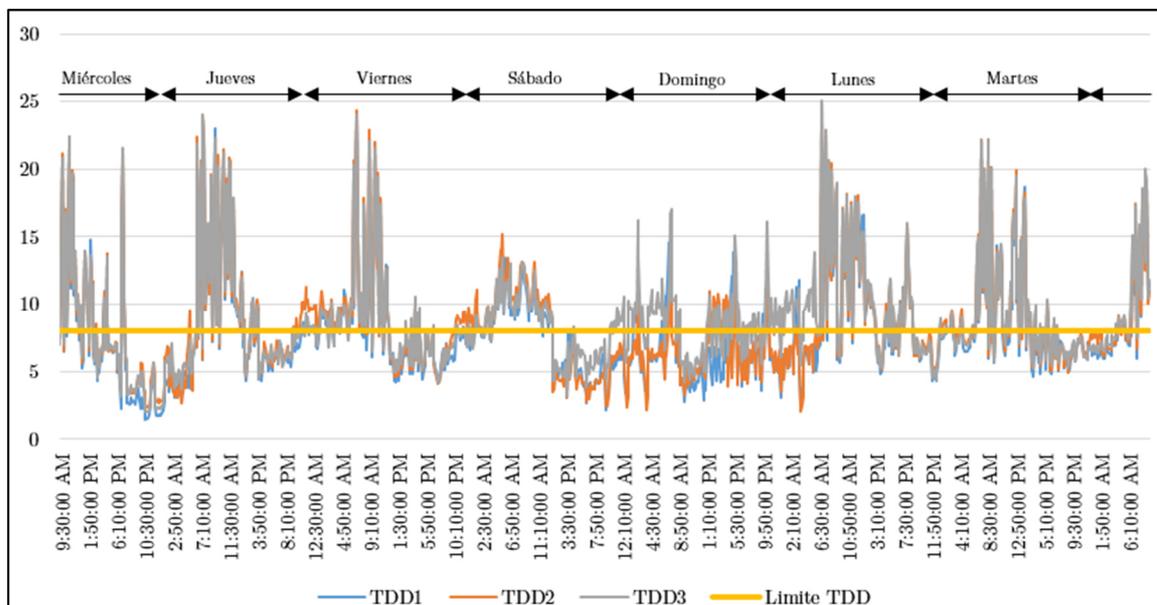


Figura 3.17 TDD de las tres líneas del transformador de 500 kVA (Elaboración Propia).

Según la figura 3.17 se puede apreciar que los niveles de TDD sobrepasan en límite establecido en su gran mayoría en los días normalmente laborables (lunes a viernes) en horarios de entre las 7h00 hasta las 17h00, en donde se dan picos de corriente y dentro de este periodo se sobrepasa el porcentaje de TDD permitido. Aunque también los días sábado y domingo se presentan valores que sobrepasan el límite. El departamento de mantenimiento de la planta industrial informó que a este transformador existen cargas no lineales, en gran parte sistemas de control de motores y molinos, los cuales al funcionar en horas de mayor producción causan estas anomalías.

Observando los niveles de frecuencia, los resultados muestran que el 100% de los datos cumplen con lo establecido en la normativa EN50160. Este parámetro se lo considera ya que no se encuentra dentro de la regulación No. ARCONEL 005/18, debido a que es de suma importancia porque en el caso de encontrarse con valores muy altos o bajos puede afectar a la estabilidad del sistema. El valor mínimo registrado fue de 59,95 Hz, el valor más alto de 60,02 Hz y en promedio a lo largo del período de medición se obtuvo un valor de 59,99 Hz.

Finalmente, los resultados para el factor de potencia total indican que el 98,02% de datos medidos se encuentran por encima del valor mínimo que es de 0,92 p.u. El comportamiento de este indicador se muestra variable, con picos y valles que se pueden presentar debido a que en esos instantes se requiere de potencia reactiva para encendido de máquinas eléctricas que la requieran. En la mayor parte, los valores que no cumplen con la norma se dan entre las 21h30 del sábado 07 de noviembre y las 08h00 del domingo 08 de noviembre del 2020. El menor valor se produce a las 21h50 del sábado, con una magnitud de 0,84 p.u. El valor promedio para este indicador es de 0,957 p.u.

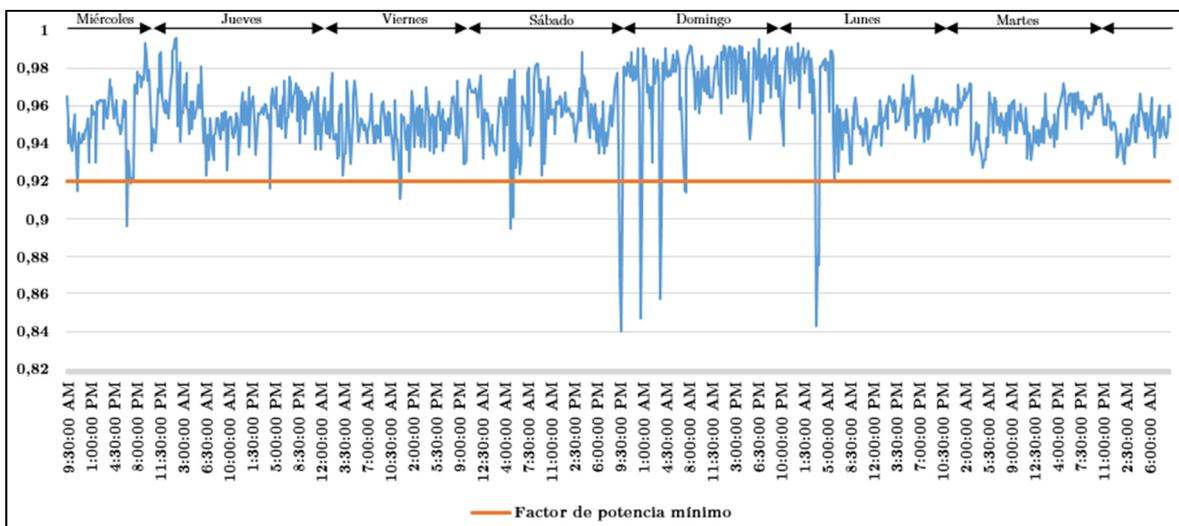


Figura 3.18 Comportamiento del factor de potencia total del transformador de 500kVA (Elaboración Propia).



### **3.7.5 Transformador de 192,5 kVA**

En la figura 3.19 se muestra la curva diaria de demanda de potencia activa de todos los días de una semana para el transformador de 192,5 kVA, obtenida a partir de los datos de consumo de energía medidos por el equipo. El intervalo de demanda es de diez minutos. A continuación, se caracteriza el comportamiento de la carga durante los días llamados comúnmente laborables y los fines de semana.

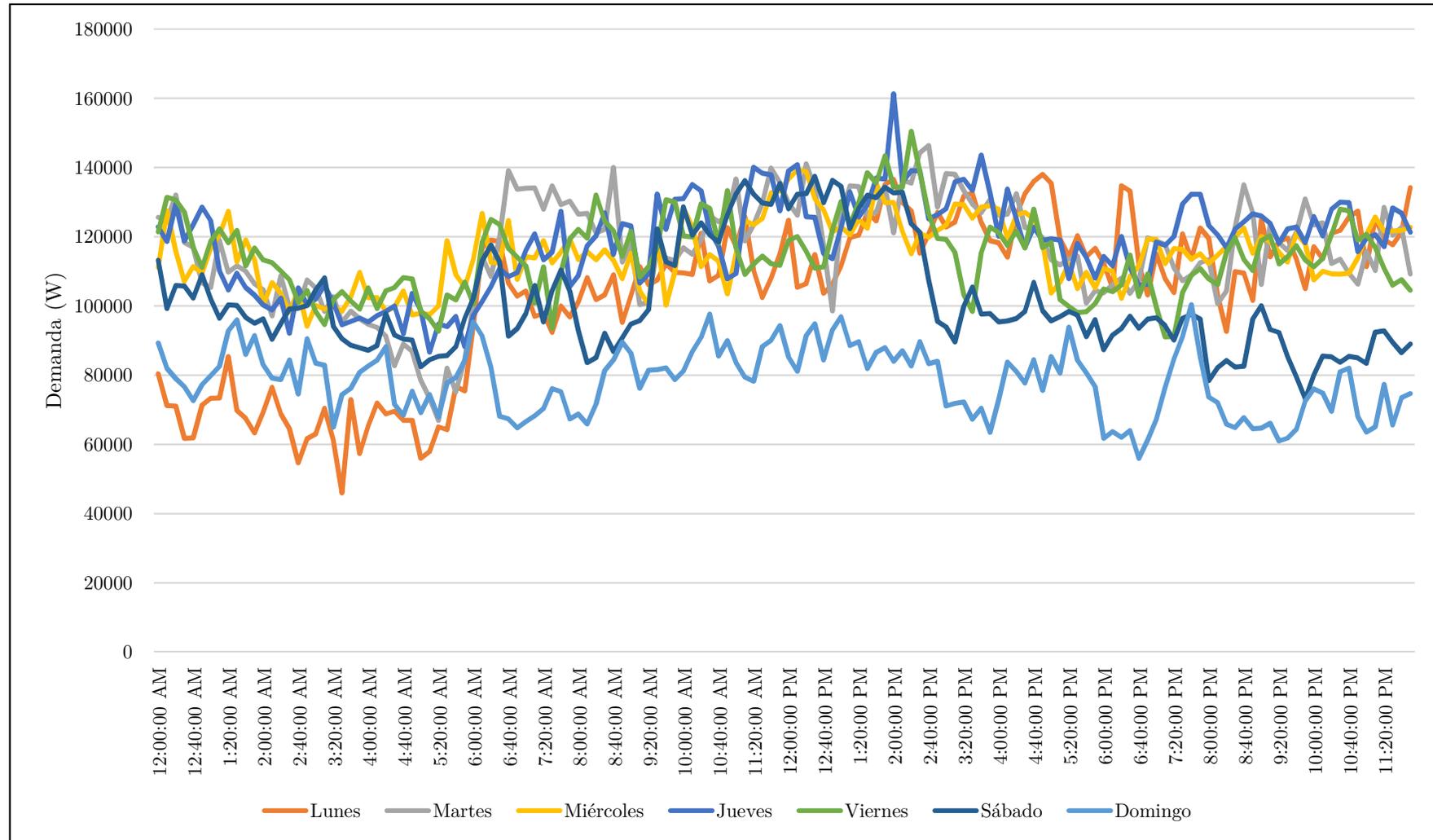


Figura 3.19. Curva de demanda de potencia activa diaria del transformador de 192,5 kVA (Elaboración Propia).



La carga durante los días lunes a viernes, muestra un comportamiento similar entre sí a lo largo del día a excepción de la madrugada del lunes que representa la transición entre el fin de semana y los días laborables. La curva muestra tres comportamientos de la carga claramente visibles. El primer comportamiento se produce entre las 02:00 y 06:00 horas, la demanda es la más baja de los tres escenarios y se mantiene constante en un valor aproximado de 100 kW. A partir de las 06:00 horas la demanda tiende a crecer de forma moderada alcanzando un máximo global entre las 13:00 y 15:30 horas del día. Durante el transcurso de las mediciones se observa que la demanda promedio máxima se produce el día jueves a las 14:00 horas alcanzando un valor de 161 kW. A partir de las 16:00 horas, se empieza a notar una tendencia de decrecimiento lento que termina de consumirse a las 20:00 horas. El último comportamiento se da cuando finaliza el segundo, en este caso la potencia se mantiene constante hasta la 01:00 horas con un valor de potencia de 115 kW, a partir de ese momento decae levemente hasta volver al comportamiento inicial. La demanda promedio mínima se produce el día lunes a las 03:30 horas con un valor de 46 kW. No se presentan excesivas variaciones bruscas en la demanda en corto períodos de tiempo.

Respecto al fin de semana el comportamiento de la carga es diferente el sábado y el domingo. El día sábado la tendencia continúa igual a la de los días laborables hasta aproximadamente las 14:00 horas. A partir de ese momento, se nota una disminución de potencia promedio de aproximadamente 80 kW y el comportamiento es similar al escenario 3 del comportamiento entre semana. La demanda promedio máxima se produce a las 12:30 horas con un valor de 138 kW; mientras que la demanda mínima se produce a las 22:00 horas con un valor de 79,4 kW. La curva de demanda para el día domingo muestra que la carga se comporta de manera casi constante con un valor aproximado de 80 kW. La característica principal es que se producen muchos picos de corriente de cierta duración a lo largo de todo el día, inclusive en la noche. Debido a esto, la demanda promedio máxima se produce a las 19:40 horas con un valor de 100 kW y la demanda mínima a las 18:40 horas con un valor de 56 kW.

En general durante toda la semana la energía se abastece al sistema, lo que se resume en que los procesos relacionados con este transformador tienen continuidad todo el tiempo. Este comportamiento diario se puede corroborar con la figura 3.20, que muestra la curva de demanda semanal con un intervalo de demanda de un día.

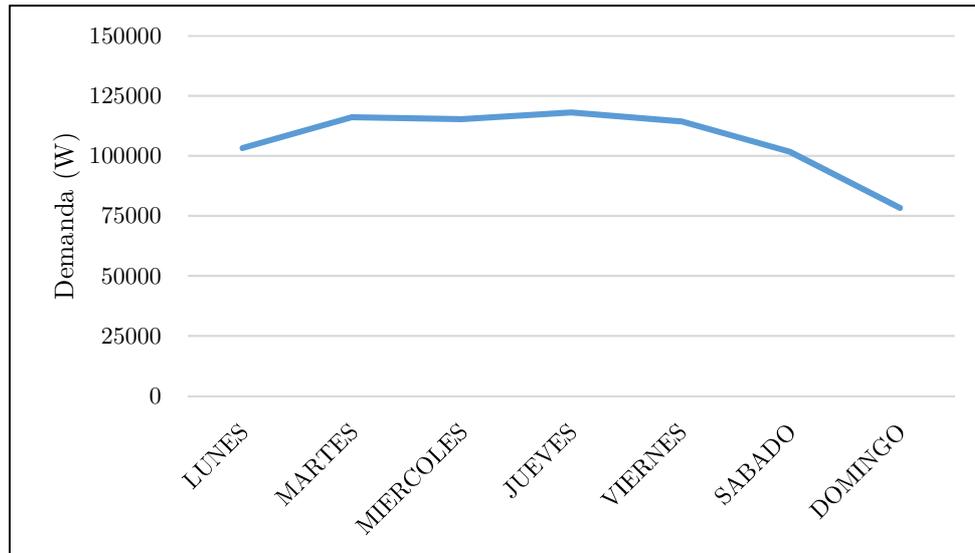


Figura 3.20. Curva de demanda de potencia activa semanal del transformador de 192,5 kVA (Elaboración Propia).

La figura 3.21 representa la demanda promedio de potencia reactiva que abastece el transformador. Su comportamiento es similar a la curva de demanda de potencia activa. Los días laborables muestra un comportamiento parecido, en donde la demanda de potencia reactiva máxima se presenta el día lunes a las 16:40 horas con un valor de 87,6 kVAr y el menor valor el mismo día a las 03:00 horas con 25,5 kVAr. Mientras que, los fines de semana cambia su comportamiento; similar a lo descrito para la curva de demanda activa. La demanda máxima se presenta el día sábado a las 11:10 horas con valor de 82,6 kVAr y el menor valor el día domingo a las 15:00 horas con un valor de 28 kVAr. Estos valores muestran que la demanda de reactivos se presenta toda la semana.

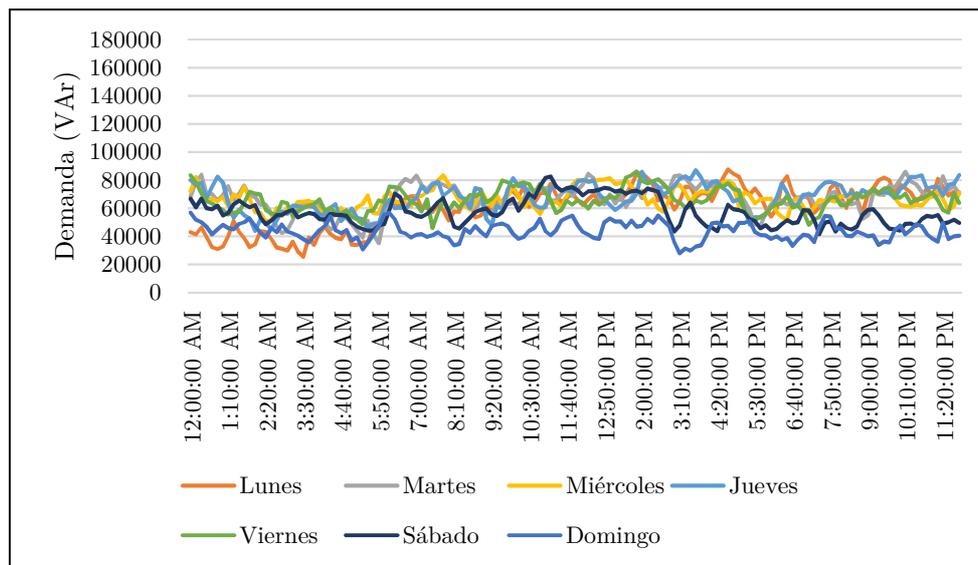


Figura 3.21. Curva de demanda de potencia reactiva diaria del transformador de 192,5 kVA (Elaboración Propia).



Finalmente, respecto a la energía consumida durante una semana por la carga conectada al transformador, el equipo de medición obtuvo un valor final de 17.932,86 kWh. La tabla 3.14 muestra el consumo energético diario, donde se observa que el jueves es el día que se consumió más energía, mientras que, como se mostró anteriormente, el domingo es el día que se consume la menor cantidad de energía.

Tabla 3.14. Consumo diario de energía activa del transformador de 192,5 kVA.

Día	Consumo (kWh)
Lunes	2.477,67
Martes	2.786,46
Miércoles	2.767,42
Jueves	2.835,08
Viernes	2.745,45
Sábado	2.440,50
Domingo	1.880,29
<b>Total</b>	<b>17.932,86</b>

### 3.7.6 Indicadores de calidad de energía del transformador de 192,5 kVA

A continuación, se presenta una tabla resumen del análisis de los indicadores de calidad de energía para el transformador de 192,5 kVA. Las tablas y gráficas de los resultados se encuentran en el ANEXO 2.

Tabla 3.15. Resumen de indicadores de calidad de energía del transformador de 192,5 kVA

Indicadores	¿Cumple?	Observaciones
Nivel de voltaje	SI	$V_{prom} = 127,2$ V
Flicker	SI	$PST_{prom} = 0,37$
Frecuencia	SI	$F_{prom} = 59,99$ Hz
Desequilibrio de voltaje	SI	Promedio = 0,26
Factor de potencia	NO	$FP_{prom} = 0,86$ p.u. Sólo 0,50% datos cumplen
Armónicos de voltaje	SI	$THD_V$ : tres fases cumplen (100%) <i>Individuales</i> : tres fases cumplen (100%)
Armónicos de corriente	SI	TDD: línea 1 (98,51%), 2 (99,50%) y línea 3 (99,50%) cumplen. <i>Individuales</i> : tres líneas cumplen todas.



Apreciando los resultados de la tabla 3.15, referente al Nivel de Voltaje los resultados indican que, para los tres voltajes de fase medidos, el 100% de las muestras cumplen con la regulación y se encuentran dentro de los valores límites. El máximo valor de voltaje se produce en la fase tres, con un valor de 131,40 V el domingo 06 de diciembre de 2020 a las 09h20. El valor mínimo se encuentra en el voltaje de la fase dos, obteniéndose un valor de 118,90 V, el martes 08 de diciembre de 2020 a las 11h00. En general en las tres fases se presenta un valor promedio de tensión de 127,2 V.

Con respecto al indicador Flicker, los valores de flicker de voltaje para las tres fases cumplen la regulación. En los tres casos cumplen el 99,40% de todos los datos, que supera al porcentaje mínimo necesario. Para cada una de las tres fases no cumplen el 0,6% de los datos tomados. El mínimo valor se presenta en las tres fases, con un resultado de 0,21. El valor máximo fue de 1,88 p.u. que se registró en la fase uno el sábado 05 de diciembre de 2020 a las 10h10.

Con referencia al indicador de Desequilibrio de Voltaje, los resultados indican que el 100% de los valores medidos cumplen con la normativa vigente para este indicador de calidad de energía. El máximo valor llegó solamente al 0,50%, y el límite es el 2%.

Los resultados de las mediciones para la distorsión armónica de tensión muestran que el 100% de los datos se encuentran bajo el máximo porcentaje permitido que es el 8%, tanto para  $THD_V$  como para los armónicos de voltaje individuales (límite 5%); por lo tanto, cumplen con la regulación de calidad de energía vigente.

Según la regulación vigente, en cuanto a los armónicos de corriente se calcula el límite máximo para la distorsión armónica total de corriente (TDD), el cual es 8%. Los resultados muestran que, para la fase uno no cumple el 1,49%, para la fase dos no cumplen el 0,5% y para la fase tres no cumplen el 0,5% de los datos; mostrando que todas las corrientes de línea, tanto el TDD como las corrientes armónicas individuales cumplen con la normativa de que al menos el 95% de los datos tienen que estar bajo el límite máximo. Cabe señalar que se nota la presencia de armónicos de orden 5 con mayor presencia en la línea uno, los cuales son debidos a la utilización de equipos que automatizan procesos o control de máquinas.

Observando los niveles de frecuencia, los resultados muestran que el 100% de los datos cumplen con lo establecido en la normativa EN50160. Este parámetro es considerado a pesar de que no está dentro de la regulación No. ARCONEL 005/18 debido a que es de suma importancia ya que en el caso de encontrarse con valores muy altos o bajos se puede afectar la estabilidad del sistema. El valor mínimo registrado fue de 59,93 Hz, el valor más alto de 60,02 Hz y en promedio a lo largo del período de medición se obtuvo un valor de 59,99 Hz.

Finalmente, los resultados para el factor de potencia indican que el 99,50% de datos se encuentran bajo el límite mínimo permitido en la regulación, por lo que existe penalización por parte de la empresa distribuidora. El comportamiento demuestra mucha variación a lo largo de la semana, con picos y valles considerables. El valor mínimo de esta variable es de 0,82 p.u. que se da el lunes 07 de diciembre de 2020 a las 9h40, el máximo es de 0,93 p.u. y el valor promedio es de 0,86 p.u.

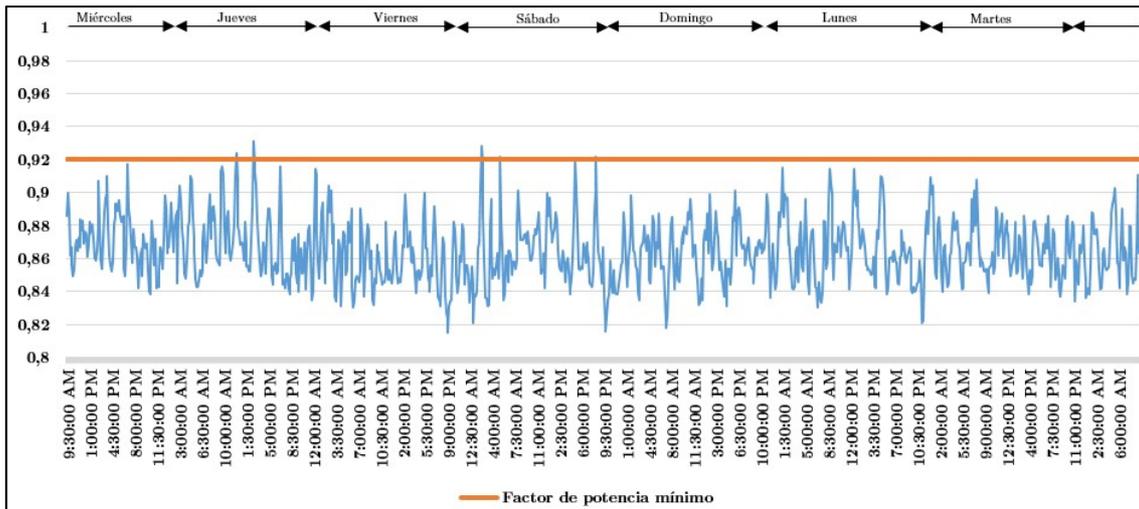


Figura 3.22. Comportamiento del factor de potencia del transformador de 192,5kVA.

Según se aprecia en la figura 3.22, el bajo nivel de factor de potencia que se da en este transformador se puede deber a la presencia de altas cargas inductivas y sumado que, a diferencia de los anteriores dos transformadores, este no cuenta con dispositivos correctores de factor de potencia, ya que para Italimentos resulta conveniente económicamente pagar la penalización por no cumplir con los niveles mínimos de este parámetro.

### 3.8 Perfil de demanda eléctrica y situación de la calidad de energía en la granja porcícola: área de cría

A continuación, se muestran los resultados de la medición realizada en el área de cría de la granja porcícola. El análisis será el mismo que se realizó para las diferentes áreas de la planta industrial.

#### 3.8.1 Banco de transformadores 80 kVA

En la figura 3.23 se muestra la curva diaria de demanda de potencia activa de todos los días de una semana para el banco de transformadores de 80 kVA, obtenida a partir de los datos de consumo de energía medidos por el equipo. El intervalo de demanda es de diez minutos. A continuación, se caracteriza el comportamiento de la carga durante el período de medición de una semana.

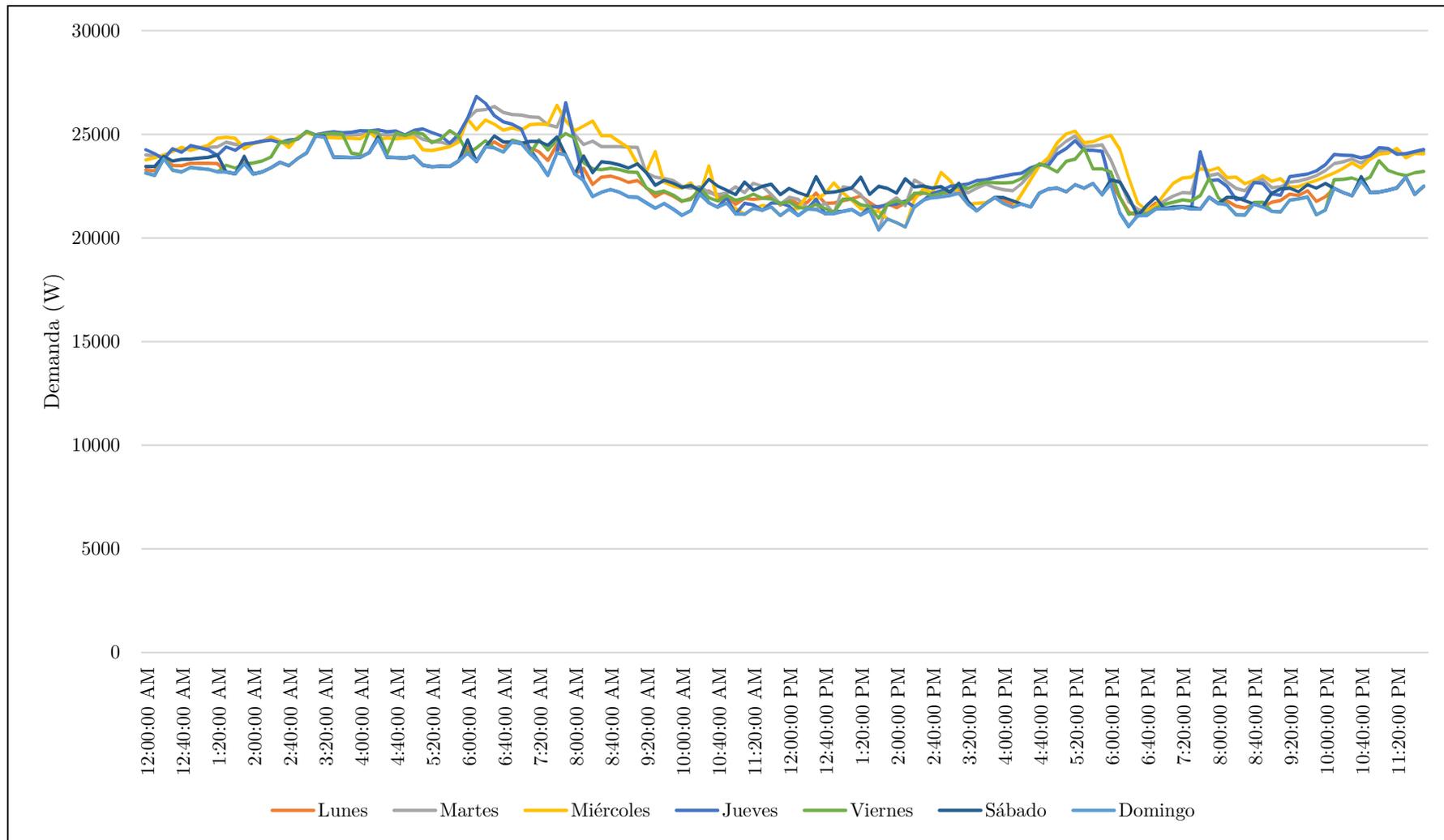


Figura 3.23. Curva de demanda de potencia activa diaria del banco de transformadores de 80 kVA (Elaboración Propia).

El comportamiento de la carga a lo largo de la semana se mantiene parecido entre días y constante, aproximadamente con un valor de 23 kW. Se nota que para este caso no existe distinción entre días comúnmente laborables y fines de semana. Esto puede deberse a que los procesos que se realizan no son los mismos que en la planta industrial, ya que en el área de recría se mantiene y se trata ganado porcino durante todos los días, ya que este animal es la materia prima para la producción de los productos finales de la empresa. Se puede hacer una distinción por día, en la que la demanda a partir de las 08:00 hasta las 17:00 horas se mantiene en un valor de aproximadamente 21 kW, siendo el valor más bajo durante el día. Luego la demanda tiende a crecer a partir de las 17:00 horas hasta las 06:00 horas del siguiente día. Por lo que, en las noches y madrugadas es en donde se presenta la mayor demanda promedio, acercándose a un valor de 25 kW.

En general durante toda la semana la energía abastece al área de recría, lo que se resume en que los procesos relacionados con este transformador tienen continuidad todo el tiempo. Este comportamiento diario se puede corroborar con la figura 3.24, que muestra la curva de demanda semanal con un intervalo de demanda de un día.

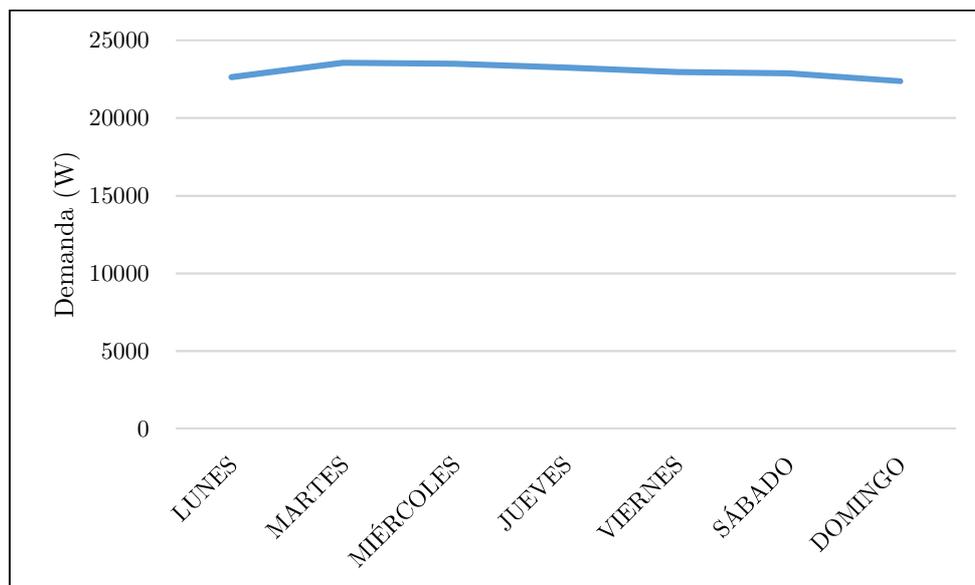


Figura 3.24. Curva de demanda de potencia activa semanal del banco de transformadores de 80 kVA (Elaboración Propia).

La figura 3.25 representa la demanda promedio de potencia reactiva que abastece el transformador. Su comportamiento es similar a la curva de demanda de potencia activa, exceptuando ciertas horas como las 08:00 y el intervalo entre las 10:00 y 13:00. En estos períodos existen picos de demanda de aproximadamente 1,4 kVAr. Estos picos pueden ser debidos al encendido de motores o cualquier otra carga inductiva. Además, esta gráfica demuestra que en su mayor parte la carga conectada al bando de transformadores es resistiva.

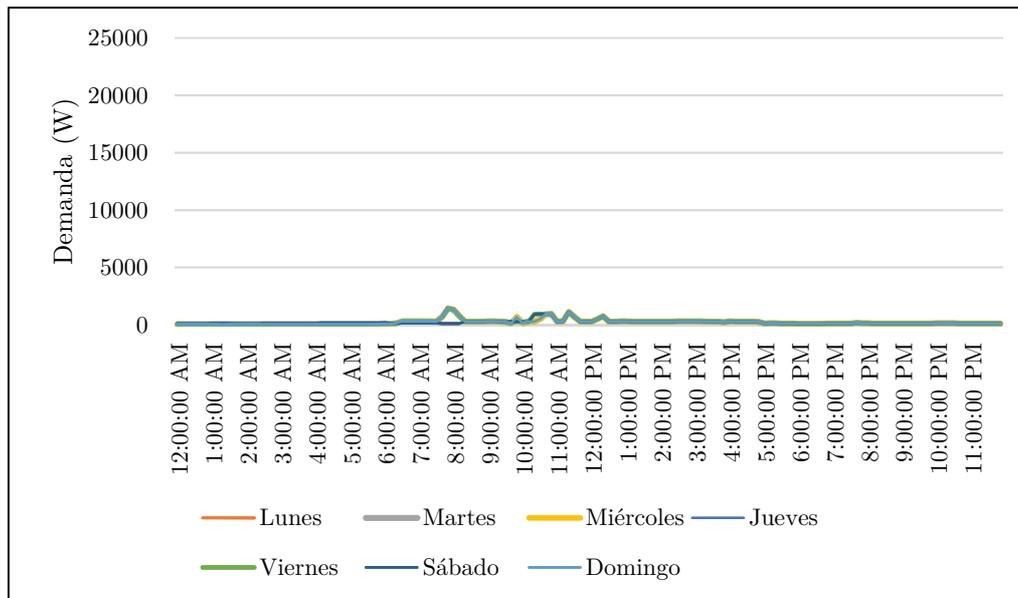


Figura 3.25. Curva de demanda de potencia reactiva diaria del banco de transformadores de 80 kVA (Elaboración Propia).

Finalmente, respecto a la energía consumida durante una semana por la carga conectada al transformador, el equipo de medición obtuvo un valor final de 3.867,66 kWh. La tabla 3.16 muestra el consumo energético diario, donde se observa que el martes es el día que se consumió más energía, mientras que, el domingo es el día que se consume la menor cantidad de energía.

Tabla 3.16. Consumo diario de energía activa del banco de transformadores de 80 kVA.

Día	Consumo (kWh)
Lunes	543,06
Martes	565,26
Miércoles	564,03
Jueves	557,93
Viernes	551,25
Sábado	549,05
Domingo	537,07
<b>Total</b>	<b>3.867,66</b>

### 3.8.2 Indicadores de calidad de energía del banco de transformadores de 80 kVA

A continuación, se presenta una tabla resumen del análisis de los indicadores de calidad de energía para el banco de transformadores de 80 kVA. Las tablas y gráficas de los resultados se encuentran en el ANEXO 2.

Tabla 3.17. Resumen de indicadores de calidad de energía del banco de transformadores de 80 kVA

Indicadores	¿Cumple?	Observaciones
Nivel de voltaje	SI	$V_{\text{nominal}} = 115 \text{ V}$ . $V_{\text{prom}} = 112,03 \text{ V}$ . Fase 1 (96,32%), fase 2 (99,63%) y fase 3 (100%) cumplen
Flicker	SI	$PST_{\text{prom}} = 0,72$
Frecuencia	SI	$F_{\text{prom}} = 59,99 \text{ Hz}$
Desequilibrio de voltaje	SI	Promedio = 1,08%
Factor de Potencia	SI	$FP_{\text{prom}} = 0,99 \text{ p.u.}$
Armónicos de Voltaje	SI	$THD_V$ : tres fases cumplen (100%) Individuales: tres fases cumplen (100%)
Armónicos de Corriente	SI	TDD: tres líneas cumplen (100%) Individuales: tres líneas cumplen (100%)

A diferencia de los transformadores de la planta industrial, el banco de transformadores opera a una tensión nominal de 115,0 V en el secundario. Para el parámetro de Nivel de Voltaje, los resultados indican que, para la fase uno no cumple el 3,68%, para la fase dos no cumple el 0,37% y para la fase tres no cumple el 0% de datos tomados, estando dentro de los valores límite establecidos por la norma vigente y cumpliendo con esta. El máximo valor de voltaje promedio se produce en la fase dos, con un valor de 121 V, el jueves 26 de noviembre de 2020 a las 6h10. El valor mínimo promedio se encuentra en el voltaje de la fase uno, obteniéndose un valor de 101,30 V, el miércoles 25 de noviembre de 2020 a las 15h10. En general en la fase uno se presenta un valor promedio de tensión de 110,95V, en la fase dos un valor promedio de 112,04V y en la fase tres un valor promedio de 113,18V. Se evidencia un problema de caída de tensión en la instalación. La información más detallada de los niveles de voltaje se la puede encontrar en el ANEXO 2.

En cuanto al parámetro Flicker, los resultados indican que los valores de flicker de voltaje para las tres fases cumplen la regulación. En la fase uno y la fase tres no cumplen el 2,19%, mientras que para la fase dos no cumplen el 3,28% de los datos tomados. El mínimo valor se presenta en la fase dos, con un resultado de 0,38. El máximo valor de 1,89 se registró en la fase dos p.u. el domingo 29 de noviembre de 2020 a las 12h40. El valor promedio medido para la fase uno es de 0,75, para la fase dos 0,66 y para la fase tres 0,75.

Con respecto al Desequilibrio de Voltaje, los resultados indican que el 100% de los valores medidos cumplen con la normativa vigente para este indicador de calidad de energía. El máximo valor llegó al 1,8% y el límite es el 2%. El valor máximo de desequilibrio que fue tomado es bastante



cercano al límite permitido, mostrando que existen indicios de problemas de desequilibrio de voltajes entre fases.

Los resultados de las mediciones para la distorsión armónica de tensión muestran que el 100% de los datos se encuentran bajo el máximo porcentaje permitido que es el 8%, tanto para la distorsión armónica total ( $THD_V$ ) como para los armónicos de voltaje individuales (límite 5%); por lo tanto, cumplen con la regulación de calidad de energía vigente.

Según la regulación vigente, en cuanto a los armónicos de corriente se calcula el límite máximo para la distorsión armónica total de corriente (TDD), el cual es 8%. Los resultados indican que para las tres fases el 100% de los datos tomados cumplen con los límites establecidos por la norma vigente. Con respecto a los armónicos individuales de corriente también todos cumplen con su límite establecido.

Observando los niveles de frecuencia, los resultados muestran que el 100% de los datos cumplen con lo establecido en la normativa EN50160. Este parámetro se lo considera ya que no se encuentra dentro de la regulación No. ARCONEL 005/18, debido a que es de suma importancia porque en el caso de encontrarse con valores muy altos o bajos puede afectar a la estabilidad del sistema. El valor mínimo registrado fue de 59,94 Hz, el valor más alto de 60,02 Hz y en promedio a lo largo del período de medición se obtuvo un valor de 59,99 Hz.

En lo referente al parámetro de Factor de Potencia, el 100% de datos se encuentran bajo el límite mínimo permitido en la regulación, por lo que no existe penalización por parte de la empresa distribuidora. El factor de potencia es casi constante y muy cercano a la unidad. El valor mínimo de esta variable es de 0,99 p.u., el máximo es de 1,00 p.u. y el valor promedio es de 0,99 p.u.

### **3.9 Factibilidad para la conexión del SFVCR en los transformadores de la empresa**

Con el objetivo de abaratar costos en el dimensionamiento del SFVCR para la planta industrial de Cuenca y para la granja porcícola en Santa Rosa, el sistema fotovoltaico se debería conectar a un sistema de barras junto con un transformador existente de la empresa, para a través de este conectar el sistema fotovoltaico a la red eléctrica de distribución.

En base a los análisis realizados en los puntos anteriores, en la planta industrial es más factible conectar el SFVCR en paralelo con el transformador de 192,5 kVA. La razón principal es la continuidad de la demanda de potencia en este transformador durante los días comúnmente laborables y los fines de semana, como muestra la figura 3.19; esta particularidad favorecería en gran medida a que la energía fotovoltaica generada sirva para autoconsumo. Además, hay que tomar en cuenta que un SFVCR inyecta potencia activa a la instalación, por lo que esta potencia se dejaría de consumir de la red y solo se consumiría potencia reactiva. Entonces, desde el punto de vista de la red eléctrica, la disminución de consumo de energía activa y el mantener el mismo consumo de energía reactiva haría que el factor de potencia disminuya, lo que puede causar



penalizaciones económicas a la empresa. Según la tabla 3.15, el transformador de 192,5 kVA ya funciona con un factor de potencia bajo y la empresa no lo corrige porque el sistema de corrección económicamente es menos factible que pagar las penalizaciones mes a mes, por ende, sería la mejor opción. Finalmente, el SFVCR aporta con armónicos debido al inversor de corriente. Si lo conectamos a los transformadores de 350 kVA y 500 kVA disminuiría la calidad de la energía en la instalación, ya que las mediciones en estos transformadores indican problemas respecto a los armónicos. El único transformador que no tiene problemas de calidad de energía en este aspecto es el de 192,5 kVA.

Según la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) publicada en 2011, un SFVCR a través de un transformador existente, no debería superar el 70% de la capacidad nominal del mismo [20]. Entonces considerando la conexión al transformador de 192,5 kVA, el SFVCR no debería superar los 134,75 kW de potencia pico.

Respecto a la conexión del SFVCR en el área de cría de la granja porcícola, los resultados muestran que existe indicios de problemas en los valores de tensión en el punto de medición, como lo muestra la tabla 3.17. Si se conecta la salida del inversor de corriente con este transformador, el SFVCR ayudará a mejorar el perfil de tensión debido a que la fuente de generación de energía se encuentra cerca de la carga, por ende, se evitan caídas de tensión. Entonces, se recomienda conectar el SFVCR en paralelo con este banco de transformadores en una misma barra.



## 4. Análisis técnico para el diseño de los SFVCR

En este capítulo se diseñarán los SFVCR tanto para la planta industrial de Cuenca como para la granja porcícola de Santa Rosa de la empresa Italimentos. Se comienza explicando ciertas generalidades que servirán como base del diseño, como la descripción de las características de los paneles fotovoltaicos, así como de los inversores y las metodologías para el dimensionamiento de un SFVCR y la estimación de la energía producida a corto y largo plazo. Posteriormente para cada diseño se detalla la energía consumida medida, se realiza el análisis del recurso solar, se analizan las posibles áreas de emplazamiento, inclinación y orientación de los módulos y determinación de la cantidad máxima de paneles o arreglos. Finalmente se presenta un resumen de los cálculos del dimensionamiento y estimación de energía del SFVCR para luego realizar el balance energético con los resultados obtenidos.

### 4.1 Generalidades

#### 4.1.1 Selección de Equipos para el Dimensionamiento del SFVCR

Los equipos a usarse en el SFVCR deben poseer características que les permitan cumplir con las diferentes restricciones técnicas de instalación y funcionamiento, entre las más importantes están las restricciones de voltaje, corriente, potencia del o los inversores y niveles de aislamiento; tal que, puedan cumplir con el objetivo de garantizar el suministro de energía suficiente para el que fue dimensionado.

Los paneles solares deben ser seleccionados considerando variedad de potencias, tecnologías y fabricantes con el objetivo de comparar el rendimiento de estos en los diferentes escenarios propuestos. Además, deberán cumplir con las normativas NTE-INEN-IEC61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación” [39] y NTE-INEN-IEC-61730 “Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)” [42] [43], las cuales son establecidas por el Servicio Ecuatoriano de Normalización.

Respecto a los inversores, estos se pueden clasificar en tres grupos diferenciados según su capacidad y al porcentaje del campo fotovoltaico al que se le va a conectar. El primer grupo es el inversor central, el cual está orientado a conectar ciertos arreglos o todo el campo fotovoltaico. El segundo son los inversores distribuidos, a los que se conectan solo ciertos arreglos del total de los paneles solares. Y por último los micro inversores, que están diseñados para funcionar con un número muy bajo de paneles, generalmente se le conecta un solo panel fotovoltaico.

Para una correcta selección de inversores destinada a proyectos en específico, existen diferentes criterios. Para sistemas de gran tamaño de potencia, es aconsejable usar inversores centrales, debido a que el costo de adquisición, instalación y mantenimiento se reduce [42]. Este tipo de

inversor no es conveniente cuando existen sombras parciales sobre los arreglos ya que aumentarían las pérdidas del conjunto, además, en el caso de avería, la producción de energía se detiene, disminuyendo la confiabilidad del sistema [43].

Los inversores distribuidos son usados frecuentemente en sistemas fotovoltaicos adaptados a espacios con arquitecturas ya establecidas, por lo que su capacidad de adaptación a las condiciones de emplazamiento y al uso de diferentes configuraciones los hace la mejor opción. Presenta una eficiencia considerable frente a arreglos con sombras parciales. Frente a sistemas de gran potencia, tienen la ventaja de que se acoplan a ciertos arreglos, pudiendo en el caso de avería, salir de funcionamiento sin dejar de generar energía [42].

Los micro inversores son usados para instalaciones pequeñas o para demostraciones con fines de investigación, debido a que su costo de adquisición, instalación y mantenimiento es alto y también su eficiencia es baja [43].

Para instalaciones que se tiene que conectar a una red eléctrica trifásica, el uso de inversores monofásicos no es recomendable, ya que, si se presentan fallas en los mismos, se producirá alteraciones y desequilibrios en la red, causando problemas en la operación [44].

Las diferentes características, tanto para los módulos fotovoltaicos como para los inversores, son proporcionadas por los fabricantes de los equipos. Para asegurar un correcto funcionamiento del SFVCR se deben elegir las características que se mejor se acomoden con el clima, disposición, configuración del área de emplazamiento y a las restricciones técnicas. Los datos más relevantes correspondientes a los paneles solares y al inversor de corriente se presentan en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Características más representativas de los paneles e inversores fotovoltaicos.

<b>Paneles solares</b>	<b>Inversores</b>
Tipo de celda	Potencia CC máxima admitida (W)
Dimensiones (mm)	Intensidad máxima CC (A)
Peso (kg)	Tensión mínima CC (V)
Potencia pico del panel (Wp)	Tensión máxima CC (V)
Intensidad de corto circuito (A)	Tensión mínima regulación PMP (V)
Tensión de circuito abierto (V)	Tensión máxima regulación PMP (V)
Tensión pmp (V)	
Intensidad pmp (A)	
Tensión máxima del sistema de aislamiento (V)	
Coef. temperatura Voc (%/°c)	
Temperatura nominal de operación (°C)	
Número de celdas solares	

#### 4.1.2 Metodología para el dimensionamiento de los SFVCR

Para llevar a cabo el dimensionamiento del SFVCR, se utilizará la metodología propuesta en [45]. A continuación, se describe el procedimiento a seguir.

#### 4.1.2.1 Restricción de potencia del inversor

La característica principal de una instalación de un SFVCR viene dada por su potencia pico nominal ( $P_p$ ), la cual es igual la potencia nominal del inversor o en el caso de usarse más de uno, es igual a la suma de las diferentes potencias de cada uno [45].

Para encontrar la potencia que debe entregar el inversor, se requiere dividir la energía diaria que se necesita suministrar a la carga entre las HSP. Adicionalmente para este cálculo, se deben considerar las pérdidas existentes en el sistema, lo cual garantizará que la demanda sea cubierta en su totalidad.

$$P_{inversor} = \frac{\text{Energía diaria (kWh)}}{HSP} \quad (4.1)$$

#### 4.1.2.2 Número de módulos

La potencia nominal calculada del SFVCR, restringe el número de paneles solares que se van a usar. En base a esto, se calcula el número máximo de paneles dividiendo la potencia nominal del inversor o la suma de los inversores por la potencia nominal del módulo solar [45]:

$$N_{\text{max paneles}} = \frac{P_{DCMaxInversor}}{P_{Panel}} \quad (4.2)$$

#### 4.1.2.3 Limitación de corriente

Se debe tener en cuenta la corriente máxima que admite el inversor para el cálculo de este apartado, la cual va a depender del número de ramas en paralelos de la instalación y de los cambios de temperatura y radiación solar en la zona de emplazamiento. Entonces, esta corriente máxima de entrada en el inversor está restringida por la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico. Se recomienda incrementar un porcentaje de su valor para solventar los efectos climatológicos en la zona de emplazamiento; el resultado se debe redondear al inmediato inferior [45].

$$N_{\text{RamasParalelo}} \leq \frac{I_{DCMaxInversor}}{1.1 * I_{SCPanelFotovoltaico}} \quad (4.3)$$

#### 4.1.2.4 Limitación de voltaje

Para que la instalación fotovoltaica tenga el mayor rendimiento y eficiencia posible, los inversores de corriente cuentan con un mecanismo que les permite buscar y dar seguimiento al punto de máxima potencia (PMP) referido a los paneles solares. Este seguimiento se produce estrictamente dentro de un rango de voltaje, el cual es especificado por los fabricantes de los equipos. Entonces, es necesario corregir estos valores de voltaje y acoplarlos a las condiciones climatológicas de la zona de emplazamiento. Hay que tener en cuenta que el voltaje de los paneles varía de forma inversamente proporcional a la temperatura. Una vez realizada la corrección se puede calcular el número de paneles en serie de la instalación.



#### 4.1.2.5 Límites de temperatura de los paneles fotovoltaicos

Con el objetivo de calcular la temperatura máxima de operación del panel fotovoltaico a través de la ecuación (4.4), es necesario conocer dos variables climatológicas de la zona como son la temperatura ambiente máxima y mínima; además, el dato de temperatura de operación normal de la célula ( $T_{noc}$ ). Se considera el valor de irradiancia en condiciones óptimas de operación como  $1.000 \text{ W/m}^2$ .

$$T_{Máx \text{ Célula}} = T_{Máx \text{ Ambiente}} + \frac{T_{noc}-20}{800} * I \quad (4.4)$$

Se usa  $\beta$  como coeficiente de corrección para los valores de voltaje a partir de la temperatura, el cual se calcula mediante el coeficiente de temperatura de circuito abierto según la ecuación (4.5):

$$\beta = \frac{V_{oc \text{ panel}} * C_{coef \text{ temp Modulo OC}}}{100} \quad (4.5)$$

#### 4.1.2.6 Corrección de valores de voltaje

Mediante el coeficiente de corrección  $\beta$  y de las condiciones técnicas estándar especificadas de fábrica (CEM), los valores de tensión corregidos en el módulo solar se calculan usando las siguientes ecuaciones:

Tensión máxima de circuito abierto a temperatura ambiente mínima:

$$V_{oc \text{ máx}} = V_{oc(CEM)} + \beta * (T_{Min \text{ Ambiente}} - 25^\circ C) \quad (4.6)$$

Tensión mínima a circuito abierto que se da a temperatura máxima de operación de la célula alcanzada a temperatura ambiente máxima:

$$V_{oc \text{ mín}} = V_{oc(CEM)} + \beta * (T_{Máx \text{ Célula}} - 25^\circ C) \quad (4.7)$$

Tensión máxima en el PMP a temperatura ambiente mínima:

$$V_{PMP \text{ máx}} = V_{PMP(CEM)} + \beta * (T_{Min \text{ Ambiente}} - 25^\circ C) \quad (4.8)$$

Tensión mínima en el PMP que se da a temperatura máxima de operación de la célula alcanzada a temperatura ambiente máxima:

$$V_{PMP \text{ mín}} = V_{PMP(CEM)} + \beta * (T_{Máx \text{ Célula}} - 25^\circ C) \quad (4.9)$$

Tensión máxima de aislamiento, obtenida del fabricante.

#### 4.1.2.7 Cálculo del número mínimo y máximo de paneles conectados en serie

El cálculo del número mínimo de paneles conectados en serie para cada rama de la instalación está relacionado con la tensión mínima CC del inversor y además de su tensión mínima del PMP de los paneles solares.

$$N_{PanlesSerieMin} \leq \frac{V_{dc_{min}Inversor}}{V_{oc_{min}Panel}} \quad (4.10)$$

$$N_{PanlesSerieMin} \leq \frac{V_{PMP_{min}Inversor}}{V_{PMP_{min}Panel}} \quad (4.11)$$

De los resultados obtenidos de las ecuaciones anteriores se escoge el mayor valor.

Respecto al cálculo del número máximo de paneles solares en serie hay que tomar en cuenta la tensión máxima CC de entrada al inversor y además de su máxima tensión para ejecutar el mecanismo de seguimiento del PMP de los paneles solares. Además, hay que verificar que no se supere la tensión de aislamiento de los paneles ( $V_{ISOPanel}$ ).

$$N_{PanlesSerieMáx} \leq \frac{V_{dc_{máx}Inversor}}{V_{oc_{máx}Panel}} \quad (4.12)$$

$$N_{PanlesSerieMáx} \leq \frac{V_{PMP_{máx}Inversor}}{V_{PMP_{máx}Panel}} \quad (4.13)$$

$$N_{PanlesSerieMáx} \leq \frac{V_{ISOPanel}}{V_{oc_{máx}Panel}} \quad (4.14)$$

Una vez realizados los respectivos cálculos se escoge el menor valor obtenido mediante las ecuaciones anteriores.

#### 4.1.2.8 Determinación de la potencia del parque fotovoltaico

Sin importar los arreglos y número de paneles seleccionados para su interconexión, estos deben respetar las restricciones técnicas mencionadas en puntos anteriores; entonces, la potencia pico instalada se calcula a través de la ecuación (4.15).

$$P_{instalada} = N_{RamasParalelo} * N_{PanlesSerie} * P_{pPanel} \quad (4.15)$$

### 4.1.3 Metodología para la estimación de la producción energética

#### 4.1.3.1 Estimación a corto plazo

A continuación, se describe el procedimiento para estimar la producción energética de un SFVCR, descrito en [46]. La ecuación (4.16) calcula la energía producida por un SFVCR a corto plazo y bajo condiciones STC, las cuales son ideales ya que en la práctica todas las variables consideradas tienen alteraciones debido a las condiciones del lugar de emplazamiento, afectando el rendimiento de la instalación.

$$E = P_m * HSP * \eta \quad (4.16)$$



Pm: potencia máxima instalada.

HSP: horas solares pico en la zona de emplazamiento del SFVCR.

$\eta$ : eficiencia del sistema.

La eficiencia del sistema depende directamente de las pérdidas producidas debido a la irradiancia en el lugar de emplazamiento y a pérdidas en los equipos usados. A partir de datos experimentales en instalaciones fotovoltaicas en funcionamiento, se sabe que estas pérdidas se relacionan con el Performance Ratio (PR) o coeficiente de rendimiento; es decir, este coeficiente es igual a la suma de todas las pérdidas que se presentan en la producción de energía. Generalmente, para una buena aproximación de pérdidas, consideran los siguientes valores [48] [49]:

- Tolerancia: son pérdidas por variación en aspectos técnicos de los paneles, representan un máximo del 3%.
- Angulares y de orientación: producidas por la orientación e inclinación de los paneles, los valores promedio se encuentran entre el 4%.
- Pérdidas por sombreado: depende de las características del lugar de emplazamiento.
- Mismatch: se producen cuando la potencia de paneles en serie no es la misma, se considera un 3% de pérdidas.
- Suciedad y polvo: debido principalmente a las condiciones del lugar de emplazamiento. Con adecuado mantenimiento estas pérdidas se pueden considerar entre 2% y 4%.
- Inversor: sus pérdidas se encuentran entre el 2% y 3%.
- Cableado: debido a pérdidas por efecto joule. No deberían sobrepasar el 3% con la adecuada selección de conductores.
- Transformador: típicamente las pérdidas en este equipo son alrededor del 2% al 3%.

Luego de obtener el valor de PR, se debe obtener ajustar el valor de potencia pico del panel a las condiciones del sitio de emplazamiento, considerando la temperatura ambiente promedio anual. Usando las ecuaciones (4.4) y (4.17) se obtiene el valor corregido del PR [46].

$$PR = PR^* - [\delta * (T_c - T_c^*)] \quad (4.17)$$

En donde:

Tc: temperatura de la célula.

Ta: temperatura ambiente promedio.

TONC: temperatura operación normal de la célula especificada por el fabricante.

I: nivel de irradiancia en W/m<sup>2</sup>.

PR\*: coeficiente de rendimiento corregido.

PR: coeficiente de rendimiento.

$\delta$ : coeficiente de variación de temperatura de la potencia especificado por el fabricante.

$T_c^*$ : temperatura de la célula en STC.

#### 4.1.3.2 Estimación a largo plazo

La regulación ARCONEL 003/18 indica que el plazo de operación o de vida útil del SFVCR tiene que ser de 20 años, por ende, la estimación a largo plazo se realizará para este período de tiempo usando la curva de degradación de los paneles fotovoltaicos, la cual es obtenida de la hoja de datos proporcionada por los fabricantes de los mismos.

## 4.2 Análisis técnico para el diseño del SFVCR en la planta industrial (Cuenca)

Mediante inspección visual en los predios de la planta industrial se verificó que el área disponible para un posible emplazamiento de módulos fotovoltaicos solo podría ser en los techos de fácil acceso de ciertas naves industriales. Por lo que el diseño está restringido por el área disponible de emplazamiento de paneles solares.

### 4.2.1 Energía consumida por la planta industrial

Como ya se indicó en el capítulo 3, en la planta industrial se planteará que el sistema SFVCR sea conectado en paralelo con el transformador de 192,5 kVA, por lo que, según lo recomendado el numeral 6 de la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 y su Resolución Nro. ARCONEL 057/18, se analizará la energía mensual facturada por el consumidor para dimensionar el SFVCR.

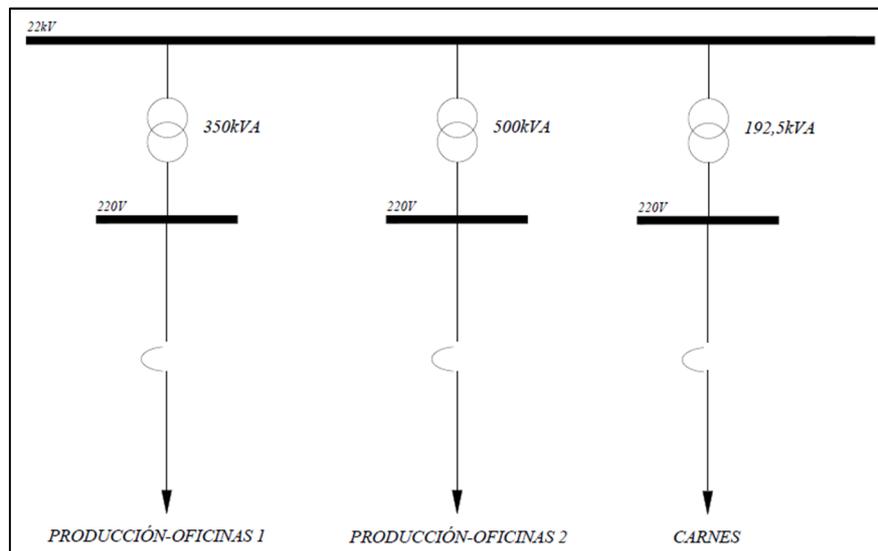


Figura 4.1. Diagrama unifilar planta industrial para los transformadores considerados (Elaboración Propia).

Para realizar lo indicado, se analizará el consumo de energía tomado por el medidor 5755426 del transformador correspondiente que abastece al área de Carnes de la planta industrial. Los datos de consumo para el año 2020 se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Consumo energético del área de carnes de la planta industrial de Cuenca, perteneciente al año 2020.

2020	A (L-V 8:00 - 18:00)	B (L-V 18:00- 22:00)	C (L-V 22:00 - 8:00) FDS/FERIADO (22:00 - 18:00)	D (FDS/FERIADO) 18:00 - 22:00)	Demanda Total kWh
ENERO	26.838,24	9.174,90	29.482,08	2.302,14	67.797,36
FEBRERO	23.935,32	8.272,20	28.469,22	2.365,38	63.042,12
MARZO	25.875,36	8.925,00	30.547,98	2.303,16	67.651,50
ABRIL	22.932,66	9.062,70	29.785,02	2.106,30	63.886,68
MAYO	23.298,84	8.999,46	34.369,92	3.046,74	69.714,96
JUNIO	24.053,64	9.314,13	33.207,63	2.562,24	68.539,41
JULIO	24.808,44	9.628,80	32.045,34	2.077,74	68.560,32
AGOSTO	22.264,56	8.837,28	33.599,82	2.662,20	67.363,86
SEPTIEMBRE	23.935,32	9.448,26	31.839,30	2.182,80	67.405,68
OCTUBRE	24.011,82	9.314,64	32.517,60	2.506,14	68.350,20
NOVIEMBRE	22.385,94	8.557,80	36.862,80	3.471,06	71.277,60
DICIEMBRE	26.710,74	9.905,22	38.223,48	2.868,24	77.707,68

Se tienen los datos del consumo de energía de los últimos 3 años de 2018 a 2020 tomados por este medidor.

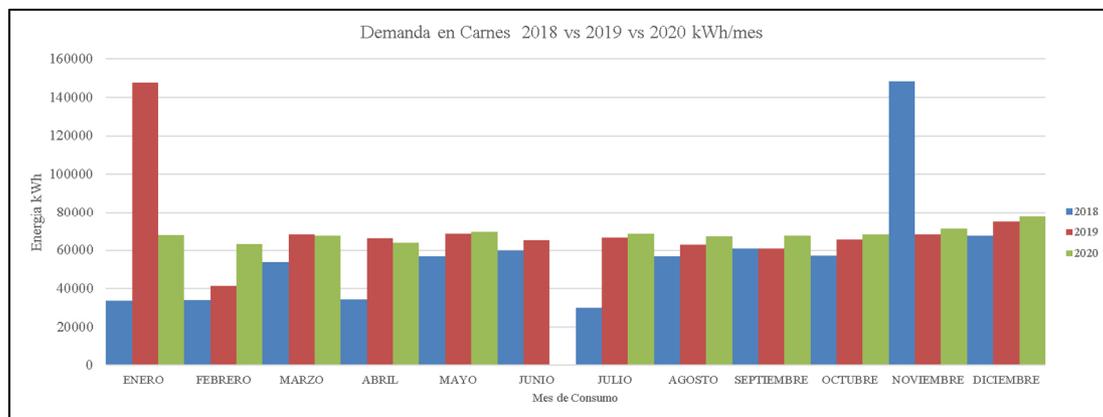


Figura 4.2. Consumos energéticos de los años 2018, 2019, 2020 del área de carnes de la planta industrial (Elaboración Propia).

El comportamiento de consumo energético para el año 2020 (figura 4.3) está en considerada en el pliego tarifario de medio voltaje categoría industrial con demanda horaria diferenciada, debiendo ajustarse a este tipo de tarifa emitida por el ARCONEL en su pliego tarifario [35].

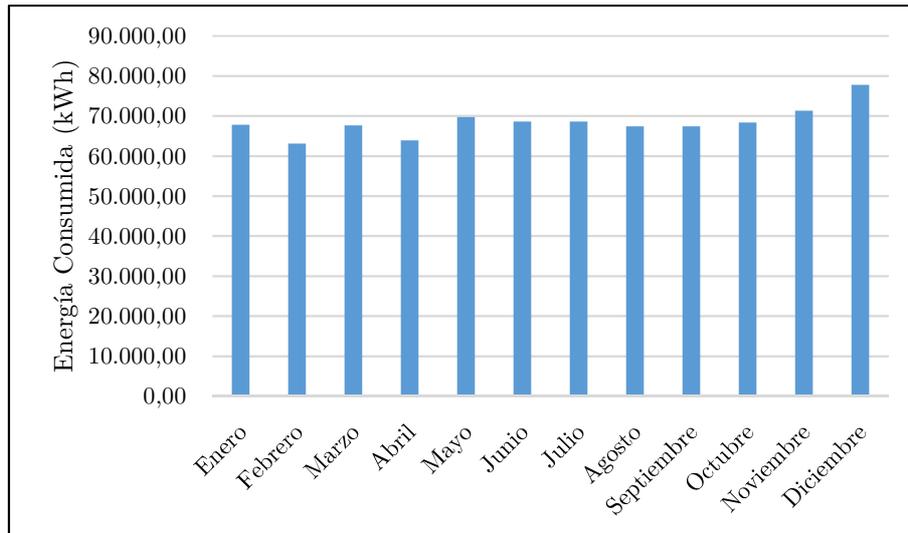


Figura 4.3. Comportamiento del consumo energético del año 2020 para el área de carnes de la planta industrial (Elaboración Propia).

#### 4.2.2 Análisis del recurso solar en la planta Industrial de Italimentos (Cuenca)

La planta industrial perteneciente a la empresa Italimentos se encuentra ubicada en el sector denominado “Parque Industrial”, al noreste de la ciudad de Cuenca, provincia del Azuay, Ecuador. Las coordenadas geográficas de la planta son: latitud  $-2.8765954$  y longitud  $-78.9809532$ . La información de la irradiación del sector es extraída de dos estaciones meteorológicas cercanas ubicadas en el Laboratorio de Micro Red de la Universidad de Cuenca<sup>3</sup> y en la Central Termoeléctrica “El Descanso”, perteneciente a la empresa ELECAUSTRO S.A [12]. Además, se consultan cuatro bases de datos adicionales.

Para la estación meteorológica de “El Descanso”, se registra información cada 10 minutos y existen datos disponibles desde el año 2012 hasta el 2015 [11]. Respecto a la estación meteorológica del Laboratorio de Micro Red, se registran datos de irradiancia desde el año 2017 al 2020.

La primera base de datos adicional fue extraída del registro perteneciente de National Aeronautics and Space Administration (NASA) a través de sus herramientas digitales [48]. Según esta información, en la planta industrial de Italimentos, se presenta un nivel promedio de irradiación solar diaria de  $4,40 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ .

La segunda base de datos adicional corresponde al Atlas Solar del Ecuador descrito en el punto 2.7 del capítulo 2, en el cual se identifica que el nivel de irradiación solar promedio diaria es de  $4,24 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ .

La tercera fuente de información adicional se refiere a los datos proporcionados por la Universidad de Massachusetts, los cuales son obtenidos mediante imágenes satelitales [12]. Esta base de datos

<sup>3</sup> Datos obtenidos del sistema SCADA del laboratorio de Micro Red de la Universidad de Cuenca.

proporciona información mensual de la irradiación promedio en las principales ciudades del Ecuador, dentro de las cuales se encuentra la ciudad de Cuenca; cuyo valor de irradiación anual es de 4,50 kWh/m<sup>2</sup>/día.

La cuarta fuente adicional es el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea que ha desarrollado un proyecto denominado PVGIS, en el que uno de sus enfoques es la investigación de recursos solares y la difusión de datos sobre la radiación solar [49]. Este proyecto cuenta con el apoyo de la oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable del Departamento de Energía de los Estados Unidos, a través de su programa NREL; el cual, es un laboratorio enfocado en la investigación de energías limpias [50]. Este laboratorio cuenta con una base de datos denominada 1998-2015 NSRBD que almacena información de radiación solar y meteorológica y cuyos datos ya han sido comprobados con mediciones realizadas en campo en varios lugares de Estados Unidos [51]–[53]. NREL proporciona la base de datos a PVGIS y según esta fuente el nivel promedio de irradiación anual en la planta industrial es de 4,90 kWh/m<sup>2</sup>/día.

Los valores de irradiación mensual de cada base de datos se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Irradiación mensual de diferentes fuentes de información (kWh/m<sup>2</sup>/día)

MES	Central "El Descanso"	Lab. Micro Red	NASA	Atlas Solar	U. Massachusetts	NREL
Enero	4,29	4,52	4,39	4,35	4,58	5,11
Febrero	4,40	4,49	4,25	4,05	4,58	4,91
Marzo	3,98	4,55	4,45	4,43	4,56	4,93
Abril	4,07	3,74	4,33	4,05	4,28	4,57
Mayo	3,91	4,00	4,19	3,98	4,25	4,57
Junio	4,18	4,12	4,15	3,60	3,92	4,42
Julio	3,77	3,47	4,19	3,75	4,22	4,41
Agosto	3,34	4,64	4,49	3,98	4,39	4,57
Septiembre	3,90	3,72	4,55	4,43	4,39	4,71
Octubre	4,03	4,21	4,54	4,50	4,78	5,29
Noviembre	4,77	4,48	4,73	4,80	5,06	5,63
Diciembre	4,84	4,33	4,57	5,03	4,97	5,64
<b>Promedio</b>	<b>4,12</b>	<b>4,19</b>	<b>4,40</b>	<b>4,24</b>	<b>4,50</b>	<b>4,90</b>

Para el desarrollo del análisis del recurso solar en la planta industrial (Cuenca), se utilizará la información de las estaciones meteorológicas ubicadas en el Laboratorio de Micro Red de la Universidad de Cuenca y en la Central Termoeléctrica “El Descanso”, debido a que son datos de irradiación medidos cerca de la zona de interés. Con respecto al Laboratorio de Micro Red, está a una distancia de 6.47 km; mientras que, referido a la Central Termoeléctrica “El Descanso” se localiza una distancia de 12.4 km como indica la figura 4.4.

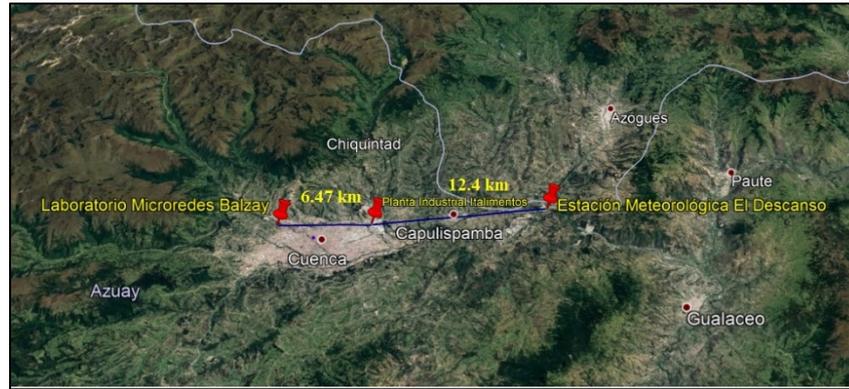


Figura 4.4. Ubicación de la planta industrial de cuenca respecto a las dos estaciones meteorológicas consideradas (Tomado de GoogleEarth).

En la tabla 4.4 se muestran los valores de irradiancia diaria típica para las dos estaciones meteorológicas, además de valores promedio obtenidos a partir de las mismas.

Tabla 4.4. Irradiancia diaria típica ( $W/m^2$ )

HORA	Lab. Micro Red	Central "El Descanso"	Promedio
5:00-6:00	0.01	0.22	0.12
6:00-7:00	14.59	23.52	19.06
7:00-8:00	105.98	133.80	119.89
8:00-9:00	251.93	283.49	267.71
9:00-10:00	441.56	437.34	439.45
10:00-11:00	574.16	533.98	554.07
11:00-12:00	627.28	599.58	613.43
12:00-13:00	606.14	606.76	606.45
13:00-14:00	534.45	559.55	547.00
14:00-15:00	450.20	440.64	445.42
15:00-16:00	322.63	302.28	312.46
16:00-17:00	182.50	164.67	173.59
17:00-18:00	71.33	36.03	53.68
18:00-19:00	5.51	0.81	3.16
<b>Energía (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>4.188.25</b>	<b>4.122.65</b>	<b>4.155.35</b>

La figura 4.5 muestra la comparación de estos valores, indicando que los valores de irradiancia obtenidos por ambas estaciones meteorológicas son cercanos; por tal razón y por la cercanía geográfica entre los diferentes sitios, se puede estimar un promedio entre las dos fuentes para usarlos como datos en la planta industrial de Italimentos.

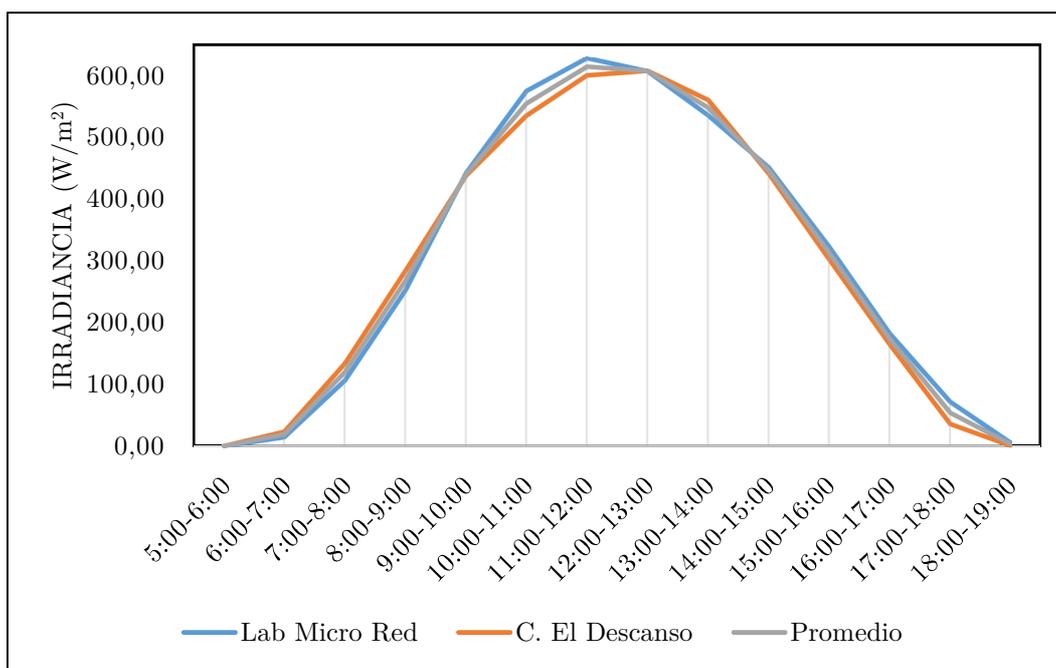


Figura 4.5. Curva de irradiancia típica (Elaboración Propia).

#### 4.2.2.1 Variabilidad de densidad de energía

En la tabla 4.5 se detallan los valores de irradiación mensual obtenidos a partir de la irradiancia de cada mes de un año típico en la planta industrial de Cuenca. Debido a que estos resultados son obtenidos mediante el promedio de los datos de las estaciones meteorológicas mencionadas en el punto anterior, las tablas de densidad de energía de las estaciones se encuentran en el ANEXO 3.

Tabla 4.5. Irradiancia de un año típico para la planta industrial de Cuenca (W/m<sup>2</sup>)

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
5:00-6:00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,07	0,40	0,71	0,18	<b>0,11</b>
6:00-7:00	13,24	8,95	13,19	18,11	18,04	14,59	9,39	12,94	19,51	31,07	40,53	29,08	<b>19,05</b>
7:00-8:00	102,88	85,12	101,14	118,29	113,32	108,41	90,88	102,50	154,06	156,63	158,73	146,75	<b>119,89</b>
8:00-9:00	230,96	236,92	258,07	277,74	251,11	234,85	212,92	247,03	287,79	314,95	373,34	286,88	<b>267,71</b>
9:00-10:00	426,67	410,80	465,03	413,66	430,63	402,57	347,34	421,13	421,42	494,55	546,33	493,23	<b>439,45</b>
10:00-11:00	564,30	560,87	586,17	523,60	546,37	529,33	448,15	521,43	502,92	577,73	672,77	615,21	<b>554,07</b>
11:00-12:00	639,02	628,02	661,32	562,29	567,18	622,23	532,37	583,52	512,10	637,04	717,42	698,62	<b>613,43</b>
12:00-13:00	664,62	634,36	610,46	563,90	559,39	633,68	556,97	597,14	510,62	584,66	681,09	680,51	<b>606,45</b>
13:00-14:00	644,73	604,93	526,71	487,31	526,47	574,76	511,39	532,63	478,36	472,95	579,74	624,02	<b>547,00</b>
14:00-15:00	511,47	548,62	468,59	420,65	434,07	477,15	397,40	412,94	395,31	389,21	415,10	474,48	<b>445,42</b>
15:00-16:00	350,91	389,39	315,42	299,31	308,52	319,74	311,63	308,79	295,27	283,14	255,49	311,86	<b>312,46</b>
16:00-17:00	184,25	232,77	183,75	175,99	163,15	183,87	156,82	184,94	170,56	142,99	139,12	164,78	<b>173,58</b>
17:00-18:00	69,06	91,44	69,40	45,31	36,29	43,98	41,69	62,25	58,74	31,46	39,86	54,63	<b>53,68</b>
18:00-19:00	7,14	10,13	4,27	1,09	0,53	0,93	2,28	2,97	2,85	0,90	1,14	3,68	<b>3,16</b>
<b>Irradiación (Wh/m2)</b>	<b>4.409,25</b>	<b>4.442,31</b>	<b>4.263,51</b>	<b>3.907,24</b>	<b>3.955,06</b>	<b>4.146,07</b>	<b>3.619,24</b>	<b>3.990,21</b>	<b>3.809,50</b>	<b>4.117,26</b>	<b>4.620,65</b>	<b>4.583,75</b>	<b>4.155,35</b>

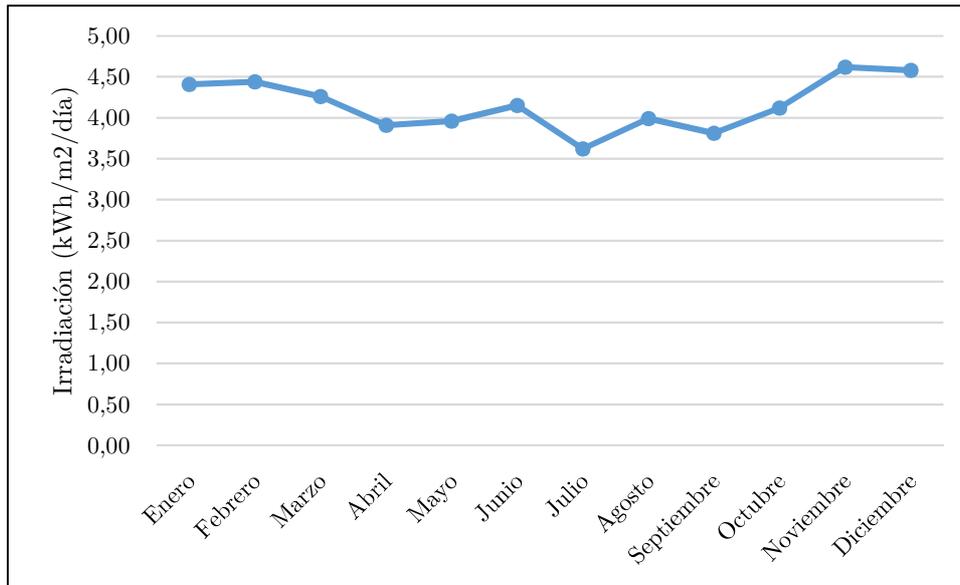


Figura 4.6. Variabilidad de la irradiación durante un año típico para la planta industrial de Cuenca (Elaboración Propia).

Los datos obtenidos para la irradiación en el sitio de interés determinan una irradiación solar promedio de 4,16 kWh/m<sup>2</sup>/día como lo muestra la tabla 4.5. La figura 4.6 indica que el mes que presenta un valor bajo de irradiación es julio. En cambio, los valores más altos de irradiación en la zona se producen en los meses de noviembre y diciembre, por ende, se estima la mayor producción de energía en esta época.

#### 4.2.2.2 HSP en la Planta Industrial

A continuación, en la tabla 4.6 se calculan las HSP diarias y mensuales, a partir de la ecuación (2.4) y de la tabla 4.5 para el sector de la planta industrial. El valor promedio anual diario para esta variable es de 4,16 HSP y el valor promedio mensual es de 126,33 HSP.

Tabla 4.6. Hora Solar Pico en la planta industrial de Cuenca.

Mes	HSP/día	HSP/mes
Enero	4,41	136,69
Febrero	4,44	124,38
Marzo	4,26	132,17
Abril	3,91	117,22
Mayo	3,96	122,61
Junio	4,15	124,38
Julio	3,62	112,20
Agosto	3,99	123,70
Septiembre	3,81	114,29
Octubre	4,12	127,64
Noviembre	4,62	138,62



Diciembre	4,58	142,10
<b>Promedio</b>	<b>4,16</b>	<b>126,33</b>

### 4.2.3 Posibles áreas de emplazamiento

Para determinar las posibles áreas adecuadas para el emplazamiento de los paneles fotovoltaicos, se hizo una inspección visual de los techos de la planta industrial cercanos al transformador de 192,5KVA. Además, para determinar la superficie de cada área se hizo uso del programa Google Earth, mediante la herramienta de medición de superficies. Se consideró también lo establecido en la NEC-11 en el capítulo 14, ya que es la norma ecuatoriana vigente para la construcción de sistemas de generación solar fotovoltaica [20]. Otros aspectos importantes tomados en cuenta fueron:

- Facilidad de acceso para instalación y mantenimiento.
- Antigüedad de la estructura.
- Si es una estructura adecuada para el emplazamiento de los paneles solares.
- Postes de tendido eléctrico cercanos.
- Estructuras cercanas que pueden producir sombras.

Es así como se determinaron cinco posibles áreas adecuadas para la instalación de los módulos fotovoltaicos. A continuación, se muestran los resultados obtenidos mediante la inspección visual a través de fotografías y verificando la superficie disponible en Google Earth.

#### 4.2.3.1 Áreas A1 y A5: techo de la nave del área de carnes.

Las áreas A1 y A5 corresponden al techo de la nave industrial del área de carnes, cada superficie conforma una cara del techo respectivamente.

Como se observa en la tabla 4.7, para el área A1 se tienen aproximadamente 282 m<sup>2</sup> para utilización, sin embargo, hay que tener en cuenta obstáculos que principalmente son chimeneas y también objetos que pueden producir sombras como es el caso del aire acondicionado.



Figura 4.7. Área 1 en la planta industrial (Elaboración Propia).

Para el área A5, se tiene una superficie disponible aproximada de 181,98m<sup>2</sup> en donde también se toma en consideración los obstáculos presentes que son principalmente chimeneas, y adicionalmente se toma en cuenta la sombra provocada por el área A4.



Figura 4.8. Área 5 en la planta industrial (Elaboración Propia).

#### 4.2.3.2 Áreas A2 y A3: techo de la nave del área de mantenimiento

Para las áreas A2 y A3 se seleccionó el techo del área de mantenimiento.

El área A2 pertenece a la cara izquierda del techo del área de mantenimiento, se tiene disponible aproximadamente una superficie de 425,5 m<sup>2</sup>, también se consideran obstáculos como son dos chimeneas y también una edificación externa que esta junto al área escogida, la cual puede producir sombra.



a)

b)

Figura 4.9. a) área 2 en la planta industrial. b) área 3 en la planta industrial (Elaboración Propia).

#### 4.2.3.3 Área A4: techo del área de carnes.



Figura 4.10. Área 4 en la planta industrial (Elaboración Propia).

El área A4 está en otro techo que también pertenece a la sección de carnes de la planta industrial, aquí se tiene disponible aproximadamente una superficie de 284,97m<sup>2</sup>. Se tienen obstáculos presentes los cuales son chimeneas.

En la figura 4.11 se muestra la distribución de todas las zonas seleccionadas, tomadas mediante el uso del programa de Google Earth, cada área está marcada con color verde y colocado su respectivo nombre.



Figura 4.11. Ubicación de las áreas seleccionadas en la planta industrial de Cuenca (Tomado de GoogleEarth).

Es importante mencionar que las estructuras de las áreas seleccionadas posiblemente no estén aptas para la instalación de paneles solares por su antigüedad de construcción, en consecuencia, la alternativa podría ser el reforzamiento de la estructura, lo que ocasionaría gastos adicionales en el análisis económico que más adelante será detallado. Así, se puede apreciar en la tabla 4.7 el detalle de las áreas seleccionadas.

Tabla 4.7. Resumen de las áreas seleccionadas en la planta industrial.

Área de la planta	Nombre	Superficie aproximada(m <sup>2</sup> ).	Observaciones	Apto
Carnes	A1	282		Tal vez
Mantenimiento	A2	425,5	Necesita reforzar estructura	No
Mantenimiento	A3	377,5	Necesita reforzar estructura	No
Carnes	A4	284,97		Tal vez
Carnes	A5	181,98		Tal vez
<b>Superficie total (m<sup>2</sup>)</b>		<b>1.551,91</b>		

#### 4.2.4 Inclinación y orientación de los paneles.

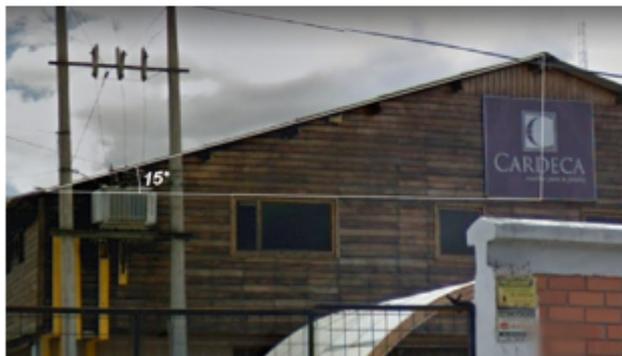
Se debe buscar la inclinación y la orientación óptima para los paneles fotovoltaicos, tomando en cuenta parámetros como latitud y longitud de la zona donde se plantea implementar el SFVCR, hemisferio en donde se encuentra ubicada la planta industrial e inclinación de los techos en donde se planea instalar los módulos fotovoltaicos.

Según el libro de diseño de sistemas fotovoltaicos [42], los módulos de generación solar fotovoltaica deberán orientarse hacia el horizonte sur si se encuentran en el hemisferio norte y hacia el horizonte norte si se encuentran ubicados en el hemisferio sur. En el caso de este estudio, como la ciudad de Cuenca se encuentra en el hemisferio sur, se procurará que los paneles fotovoltaicos se emplacen apuntando hacia el horizonte norte.

En el caso de la inclinación, según la norma de construcción ecuatoriana se sugiere un ángulo de inclinación de entre  $10^{\circ}$  a  $15^{\circ}$ , debido a que el Ecuador se encuentra ubicado en la línea ecuatorial y su cenit tiene una variación de  $47^{\circ}$  [20]. Sin embargo, para el presente caso, se tienen estructuras fijas, es decir que los techos donde se plantea emplazar los módulos fotovoltaicos cuentan con una inclinación de  $15^{\circ}$  y esta inclinación será usada para los paneles fotovoltaicos.



a)



b)

Figura 4.12. Ángulo de inclinación en: a) nave de las áreas 1 y 5 y b) nave de las áreas 2 y 3 (Elaboración Propia).

Para el ángulo de orientación o azimut de los módulos se debe tomar en cuenta la ubicación geográfica de la planta industrial, latitud  $2^{\circ}52'35.7''S$  y longitud  $78^{\circ}58'51.4''O$  referenciando respecto al horizonte norte. Con la ayuda del programa Google Earth, y el programa AutoCAD,

se determinó el ángulo de orientación de cada área seleccionada, la cual está limitada a la orientación de los techos en donde se plantea emplazar los módulos.

#### 4.2.4.1 Orientación para las áreas A1 y A5.

El ángulo de orientación del área A1 es aproximadamente de  $146^\circ$  con respecto al horizonte norte, como se puede apreciar en la figura 4.12.



Figura 4.13. Azimut del área 1 respecto al norte geográfico (Elaboración Propia).

El ángulo de orientación del área A5 es aproximadamente de  $34^\circ$  con respecto al horizonte norte, como se puede apreciar en la figura 4.13.



Figura 4.14. Azimut del área 5 respecto al norte geográfico (Elaboración Propia).

#### 4.2.4.2 Orientación para las áreas A2 y A3.

El ángulo de orientación del área A2 es aproximadamente de  $48^\circ$  con respecto al horizonte norte, y para el área A3 es de  $132^\circ$ .



Figura 4.15. Azimut del área 2 respecto al norte geográfico (Elaboración Propia).



Figura 4.16. Azimut del área 3 respecto al norte geográfico (Elaboración Propia).

#### 4.2.4.3 Orientación para el área A4

El ángulo de orientación del área A4 con respecto al horizonte norte es de aproximadamente 34°.



Figura 4.17. Azimut del área 4 respecto al norte geográfico (Elaboración Propia).



En la tabla 4.8 se muestra un resumen de los ángulos de inclinación y de orientación. Sin embargo, también se consideró el ángulo de orientación con respecto al horizonte sur, ya que por motivos de diseño en el programa PVsyst Demo 6.8.1, la entrada de datos para el ángulo de orientación lo hace con respecto al hemisferio sur.

Tabla 4.8. Resumen de las orientaciones e inclinaciones de las áreas seleccionadas de la planta industrial.

Área de la planta	Nombre	Inclinación	Orientación (azimut) respecto al norte	Orientación (azimut) respecto al sur
Carnes	A1	15°	-146°	34°
Mantenimiento	A2	15°	-48°	132°
Mantenimiento	A3	15°	132°	-48°
Carnes	A4	15°	34°	-146°
Carnes	A5	15°	34°	-146°

#### 4.2.5 Determinación de la cantidad máxima de paneles

Ante lo expuesto en puntos anteriores de este capítulo, en la planta industrial de Cuenca las posibles áreas de emplazamiento para los paneles solares se encuentran limitadas por las dimensiones de los techos de las diferentes naves industriales consideradas. A partir de esta situación, se determinará la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos que se pueden emplazar por área teniendo en cuenta la superficie disponible, separación mínima entre arreglos para labores de mantenimiento, la ubicación y sombras producidas por obstáculos cercanos en las diferentes áreas.

El análisis de sombras cercanas se realiza con el objetivo de proveer al SFVCR un sitio apropiado en donde se pueda captar la mayor cantidad de radiación solar a lo largo del año. Caso contrario, pueden existir pérdidas muy significativas debido a las sombras proyectadas de objetos cercanos a los paneles solares. En medida de lo posible los arreglos fotovoltaicos deben estar libre de sombras durante al menos las 8 horas centrales del día durante todo el año; es decir, aproximadamente desde las 08:00 hasta las 16:00 horas del día [20].

Para realizar los análisis además de visualizar las diferentes áreas se utiliza el programa para diseños fotovoltaicos PVSyst 6.8.1. La distribución de los paneles con las medidas exactas en cada área se encuentra en el ANEXO 4.

#### 4.2.5.1 Arreglos y cantidad de paneles: áreas A1 y A5

Según la tabla 4.7 la superficie disponible para el área 1 es de 282 m<sup>2</sup>. Esta área cuenta con dos ventiladores de estructura circular ubicados en el techo. La altura aproximada del primero es de 80 cm. y su radio es de 35 cm. El otro obstáculo tiene el mismo radio, pero una altura de 1 m. Además, en la parte inferior se ubica un equipo que pertenece a un sistema de refrigeración de la planta, el cual tiene una altura de 1,50 m. y de ancho 3,00 m. Cabe señalar que, para el análisis de sombras, se toma en cuenta también elementos externos que se encuentran más alto que el techo, estos son dos postes cercanos de la red de distribución e incluso los conductores que son soportados por los mismos. Las ubicaciones de estos obstáculos se muestran en la figura 4.7.

La norma NEC 2020: Energías Renovables sugiere que si existen elementos cercanos que produzcan sombras cercanas, los paneles solares se ubiquen a una distancia de 1,7 m. de la altura del obstáculo, con el objetivo de que en horas de mayor radiación las sombras no se ubiquen sobre los captadores solares [21].

Considerando la posición y sombras de los obstáculos dentro y fuera del área y que se considera un tamaño estándar para los paneles de 2m. de largo y 1 m. de ancho, se realizaron diferentes configuraciones tratando de que el número de módulos sea el mayor posible. Para lograrlo, se distribuyeron los módulos en tres arreglos de cuatro filas por tres columnas cada uno. Esta configuración permite la facilidad de instalación y mantenimiento como puede ser la limpieza periódica de los paneles e inspección de cables y conexiones. La separación entre arreglos para esta área se considera de 1,5 m y la separación entre módulos en todas las direcciones es de 2 cm. La distribución descrita se presenta en la figura 4.18 junto con el comportamiento del sombreado sobre los arreglos fotovoltaicos para los peores días, que son el 21 de junio y 21 de diciembre, donde se indica que entre las 08:00 y 16:00 horas no hay sombras sobre los arreglos.

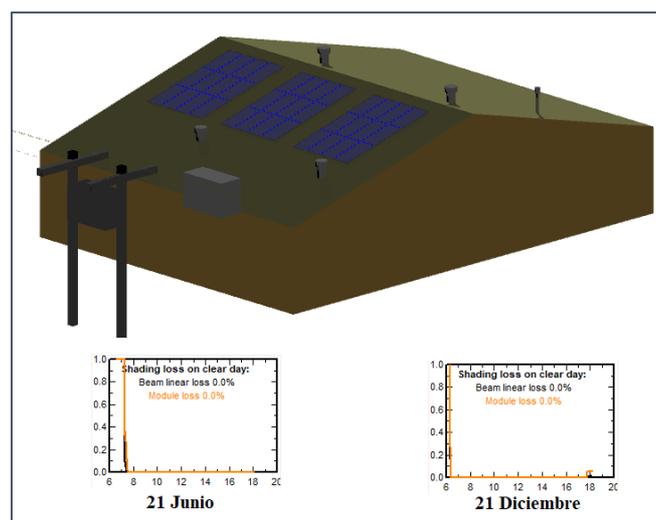


Figura 4.18. Distribución de arreglos para el área A1 (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).

El resultado indica que para esta área se pueden emplazar máximo 36 paneles fotovoltaicos, dando un área efectiva de 81,82 m<sup>2</sup>.

Respecto al área A5, la tabla 4.7 indica que la superficie total de esa área es de 181,95 m<sup>2</sup>. Se presentan tres ventiladores como obstáculos, los dos primeros ubicados en la parte superior del techo tienen una altura de 1 m. y un radio de circunferencia de 35 cm. El otro es más fino, con un radio de 15 cm. y una altura de 1,30 m. Las ubicaciones de estos objetos se presentan en la figura 4.8. Además, esta área se encuentra junto al área 4, por lo que esta proyectará un sombreado sobre la superficie de interés.

Partiendo de las mismas consideraciones que para el área anterior, se distribuyeron los módulos en tres arreglos de cuatro filas por tres columnas cada uno. Esta configuración permite la facilidad de instalación y mantenimiento. A su vez, la configuración permite tener la mayor cantidad de módulos en dicha superficie. La separación entre arreglos para esta área se considera de 0,8 m y la separación entre módulos en todas las direcciones es de 2 cm. La distribución descrita se presenta en la figura 4.19 junto con el comportamiento del sombreado sobre los arreglos fotovoltaicos para los peores días, que son el 21 de junio y 21 de diciembre, donde se indica que entre las 08:00 y 16:00 horas no hay sombras sobre los arreglos.

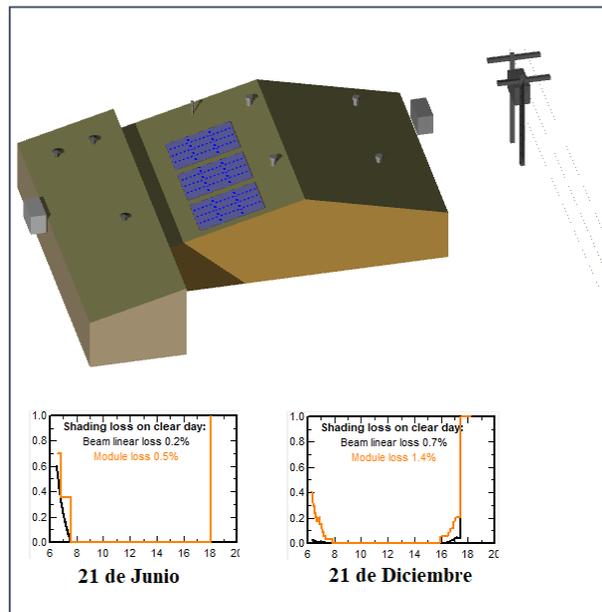


Figura 4.19. Distribución de arreglos para el área A5 (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).

El resultado indica que para esta área se pueden emplazar máximo 36 paneles fotovoltaicos, dando un área efectiva de 81,82 m<sup>2</sup>.

#### 4.2.5.2 Arreglos y cantidad de paneles: áreas A2 y A3

Según la tabla 4.7 la superficie disponible para el área 2 es de 425,5m<sup>2</sup>. Los obstáculos presentes constan de tres ventiladores de estructura circular de aproximadamente 0,8m. de altura, radio de

la base de 0,3m y radio superior de 0,4m. cada uno. Además, en la parte derecha se encuentra una nave industrial exterior a la empresa cuyo techo tiene aproximadamente 1m más de altura que en el techo del área A2, por lo cual proyectara sombra sobre la superficie de emplazamiento. Se considera también, la sombra que se puede proyectar debido a que el área A2 se encuentra también ubicada junto al área A4, la cual esta aproximadamente a 5m de altura de A2.

Tomando en consideración la posición y sombra proyectada de los obstáculos, el mismo tamaño de paneles de las áreas anteriores ( $2\text{m}^2$ ) y que se debe optimizar el espacio disponible, se distribuyeron los módulos en siete arreglos de tres columnas y cuatro filas, y dos arreglos de tres columnas y tres filas. De esta manera, la configuración permite tener la mayor cantidad de módulos en dicha superficie con una separación entre arreglos de 0,8 m y la separación entre módulos es en todas las direcciones es de 0,02m. La disposición descrita para el área A2 se muestra en la figura 4.20, además del comportamiento de las perdidas en los módulos por sombreado para los peores días del año, que son el 21 de junio y 21 de diciembre, donde se indica que entre las 08:00 y 16:00 existen perdidas muy bajas por sombra ya que esta se proyecta por muy poco tiempo sobre los módulos afectados. Se pueden quitar columnas de paneles que se encuentran al lado de los obstáculos para reducir los tiempos de sombreado, pero realizando las simulaciones respectivas, los resultados indican que las pérdidas no se reducen significativamente, por lo que se mantiene la opción inicial.

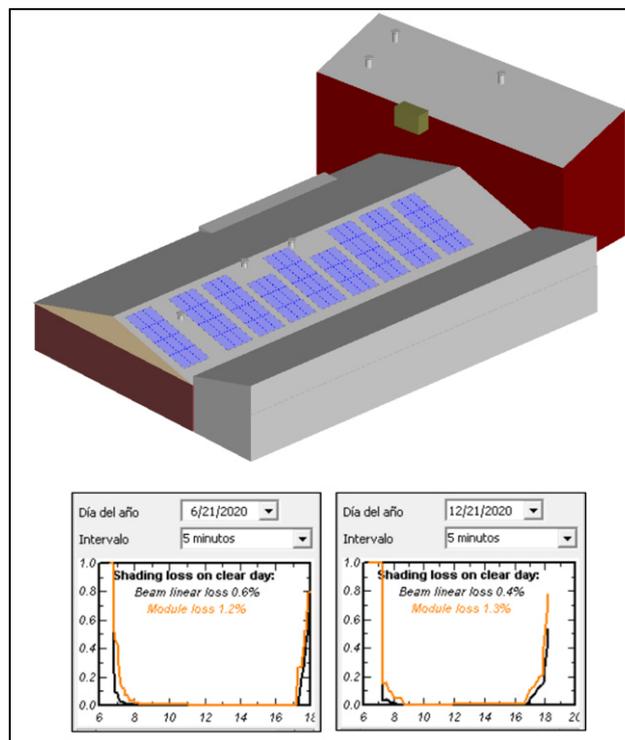


Figura 4.20. Distribución de arreglos para el área 2 (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).

El resultado indica que para el área A2 se pueden emplazar máximo 102 módulos fotovoltaicos, y se tiene una superficie efectiva de  $204\text{m}^2$ .

Con respecto al área A3, la tabla 4.7 indica que la superficie total de esa área es de 377,5 m<sup>2</sup>. El obstáculo que se encuentra presente es parte del techo de una nave industrial que se encuentra ubicada junto al área en estudio. Este techo tiene dimensiones de 21m. de largo por 1,86m. de ancho aproximadamente. Además, como el área A2, el área A3 también se encuentra ubicada junto al área A4 por lo que esta proyectará sombra sobre la superficie y se toma también en consideración este hecho.

Partiendo de las mismas consideraciones que para el área anterior, se distribuyeron los módulos en nueve arreglos de cuatro filas por tres columnas cada uno. Esta configuración permite la facilidad de instalación y mantenimiento. A su vez, la configuración permite tener la mayor cantidad de módulos en dicha superficie. La separación entre arreglos para esta área se considera de 0,8 m y la separación entre módulos en todas las direcciones es de 0,02m. La distribución descrita se presenta en la 4.20 junto con el comportamiento del sombreado sobre los arreglos fotovoltaicos para los peores días, que son el 21 de junio y 21 de diciembre, en donde se indica que se aprovechan las horas del día con mayor radiación que son entre las 8:00AM y 16:00PM.

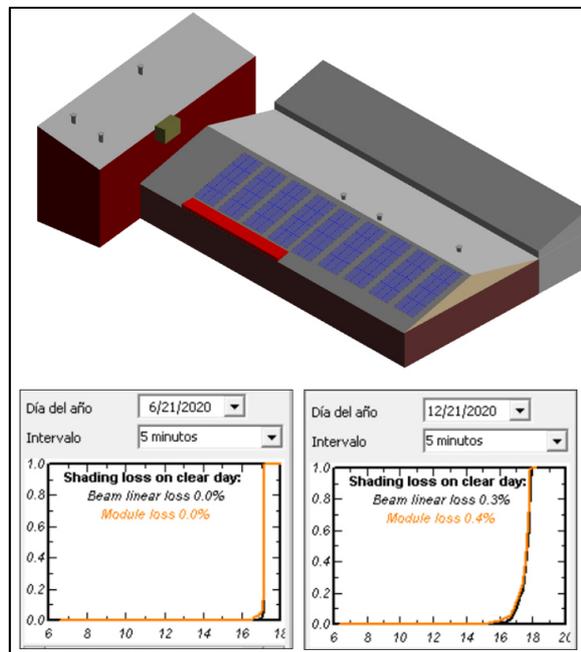


Figura 4.21. Distribución de arreglos para el área 3 (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).

El resultado indica que para esta área se pueden emplazar máximo 108 módulos fotovoltaicos, dando un área efectiva de 216 m<sup>2</sup>.

#### 4.2.5.3 Arreglos y cantidad de paneles: área A4

Para el área 4 la tabla 4.7 indica que la superficie total de esa área es de 284,97 m<sup>2</sup>. Se presentan tres ventiladores como obstáculos que tienen una altura de 55cm. y un radio de circunferencia de 30 cm. Además, se encuentra un equipo de un sistema de refrigeración que tiene una altura de 2m. Las ubicaciones de estos objetos se presentan en las figuras 4.8 y 4.10.

Tomando en consideración la posición y sombra proyectada de los obstáculos, el mismo tamaño de paneles de las áreas anteriores y que se debe optimizar el espacio disponible, se distribuyeron los módulos en cinco arreglos de tres columnas y cuatro filas, con la posibilidad de incrementar un arreglo de dos columnas y cuatro filas y una columna de cuatro filas, asemejando un sexto arreglo como los otros cinco. De esta manera, la configuración permite tener la mayor cantidad de módulos en dicha superficie con una separación entre arreglos de 0,8 m y la separación entre módulos es en todas las direcciones es de 2 cm. La distribución descrita se presenta en la figura 4.22 junto con el comportamiento del sombreado sobre los arreglos fotovoltaicos para los peores días, que son el 21 de junio y 21 de diciembre, donde se indica que entre las 08:00 y 16:00 horas hay poco tiempo de sombras sobre los arreglos, específicamente 30 minutos el 21 de diciembre. Se pueden quitar columnas de paneles que se encuentran al lado de los obstáculos para reducir los tiempos de sombreado, pero realizando las simulaciones respectivas, los resultados indican que las pérdidas no se reducen significativamente, por lo que se mantiene la opción inicial.

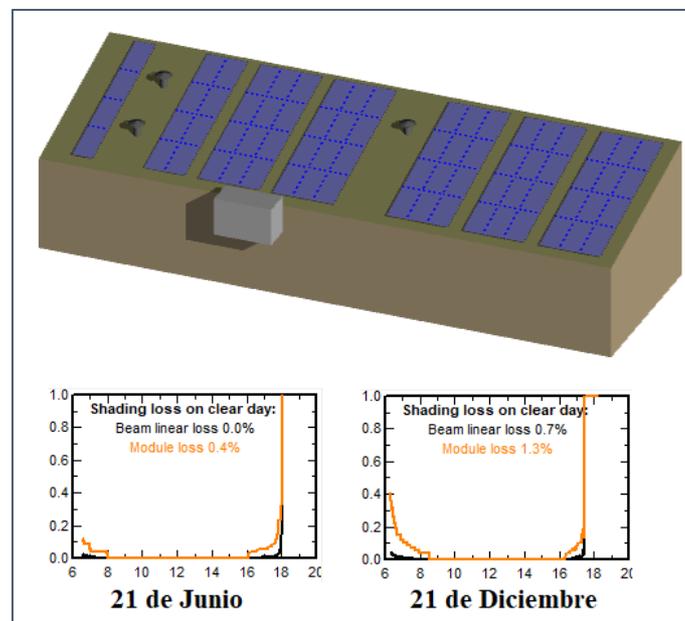


Figura 4.22. Distribución de arreglos para el área 4 (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).

Para el área 4, se observa que se pueden emplazar máximo 72 paneles fotovoltaicos, dando un área efectiva de 163,63 m<sup>2</sup>.

Tabla 4.9. Número máximo de paneles por área de la planta industrial

Área	Número máximo de paneles
A1-A5	72
A2	102
A3	108
A4	72
<b>Total</b>	<b>354</b>



#### **4.2.6 Dimensionamiento y estimación de energía para las áreas seleccionadas**

Una vez seleccionadas las áreas de emplazamiento y sus características, el número máximo de paneles por áreas, se realiza el dimensionamiento usando el procedimiento descrito en el punto 4.2.2 de este capítulo, a excepción del punto 4.2.2.1; ya que, la potencia de los SFVCR en la planta industrial se encuentra limitada por el área disponible para emplazar los módulos solares. Posteriormente, se escogen las mejores opciones, en base a diferentes parámetros, para realizar el cálculo de la energía estimada mediante el punto 4.2.3 de este capítulo. En el ANEXO 6 se encuentran los cálculos detallados de todas las combinaciones inversor-panel realizadas para cada área. Los datos de temperatura son de la estación meteorológica Cañar, la cual se encuentra cerca de la planta industrial de Cuenca [43].

Los inversores se seleccionarán en base a la potencia del campo fotovoltaico en las diferentes áreas. Esta potencia fotovoltaica por área se calcula considerando el número máximo de paneles por área y el uso de un panel de 380 W. Luego, la potencia de los inversores escogidos deberá encontrarse en un rango de entre el 70% y el 120% de la potencia de cada área [44]. Se priorizará que el factor de dimensionamiento del inversor, que se define como la potencia nominal del inversor dividida entre la potencia pico de los paneles fotovoltaicos, se encuentre entre 0,8 y 1,0 con el objetivo de garantizar la producción de energía a potencia nominal [51] [52].

Debido a que el proyecto abarca las todas las áreas consideradas en los puntos anteriores, las cuales tienen diferentes valores de azimut y desde el punto de vista de toda la planta industrial, se utilizarán inversores distribuidos para cada área. Finalmente, en la selección del equipo se tiene que considerar que las especificaciones técnicas se adapten a los requerimientos del proyecto y del tipo de red existente.

##### **4.2.6.1 Equipos seleccionados para el dimensionamiento del SFVCR del área 1 y 5**

La combinación de estas dos áreas se realiza debido a que pertenecen al techo de una sola nave industrial como se explicó en puntos anteriores.

Para este caso se seleccionan cinco paneles de diferentes fabricantes, potencias y tecnologías. En la primera opción se consideran paneles de potencia 350 W y tecnología policristalina (P1). La segunda opción son paneles de potencia 380 W y tecnología monocristalina (P2). Mientras que, la tercera son paneles de potencia 395 W y tecnología policristalina (P3). La cuarta opción son paneles de 400 W, tecnología PERC monocristalina (P4). Finalmente, la última opción considera paneles de potencia 450 W y tecnología policristalina (P5). Estos paneles fueron seleccionados ya que sus fabricantes ofrecen productos de alta calidad y fiabilidad, además por su disponibilidad en el mercado nacional e internacional.

Tabla 4.10. Paneles fotovoltaicos seleccionados.

Procedencia	China	China	Canadiense	China	Canadiense
<b>Tecnología</b>	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino	Policristalino
<b>Modelo</b>	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
<b>Potencia Nominal Panel</b>	350 W	380 W	395 W	400 W	450 W

Ya que los valores de azimut de las zonas de emplazamiento son diferentes, se elige un inversor que tenga como mínimo dos seguidores de punto de máxima potencia (MPPT), uno para cada azimut. Con el objetivo de realizar diferentes combinaciones, se escogen dos inversores. El primero, modelo Symo 24,0-3 480, del fabricante Fronius y de potencia nominal de 24 kW. El segundo, modelo TRIO-27,6-TL-OUTD, de la empresa fabricante ABB y de potencia 27,6 kW. Estos inversores fueron seleccionados ya que sus fabricantes ofrecen productos de alta calidad y fiabilidad, además por su disponibilidad en el mercado nacional e internacional.

Tabla 4.11. Inversores seleccionados para el área 1-5.

Inversor	Fronius Symo 24,0-3 480	ABB TRIO-27,6-TL-OUTD
<b>Tipo</b>	Distribuido	Distribuido
<b>Potencia</b>	24 kW	27,6 kW

Los datos técnicos de los equipos se encuentran en el ANEXO 5.

#### 4.2.6.2 Resumen y comparación de las diferentes combinaciones para las áreas 1 y 5

Según se observa en la tabla 4.9, el número máximo de paneles fotovoltaicos que pueden emplazarse en el área 1 son 36, el mismo número aplica para el área 5. En total, entre estas dos áreas, el número máximo de módulos que pueden no debe ser mayor a 72.

En la tabla 4.12 se resumen los resultados del dimensionamiento técnico para la combinación de las áreas 1 y 5.

Tabla 4.12. Resumen de los resultados de las diferentes combinaciones para el área 1-5.

Inversor	Potencia Inversor	Panel	Potencia Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área efectiva (m <sup>2</sup> )	Potencia Instalada FV (kW)	Energía Neta 20 años (MWh)	FP (%)	Factor dimensionamiento Inversor
Fronius Symo	24 kW	Trinasolar TSM-PE15H	350	1	72	146	25,20	530,35	13,14	0,95
		CSUN	380	1	72	140	27,36	588,25	13,23	0,86



ABB TRIO-27,6-TL-OUTD

27,6 kW	CSP 380-72M								
	Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1	72	159	28,44	614,63	13,17	0,81
	JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1	72	143	28,80	617,66	13,23	0,80
	Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	1	64	151	28,80	622,41	13,17	0,80
	Trinasolar TSM-PE15H	350	1	72	146	25,20	530,35	13,14	1,09
	CSUN CSP 380-72M	380	1	72	140	27,36	588,25	13,23	1,01
	Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1	72	159	28,44	614,63	13,17	0,97
	JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1	72	143	28,80	617,66	13,23	0,96
	Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	1	72	170	32,40	700,21	13,17	0,83

Entre las diferentes opciones se puede identificar que la configuración entre el inversor Fronius Symo 24.0-3 480 con el panel JinkoSolar JKM400M-72-V es la opción técnica más eficiente, debido a que su factor de planta es de 13,23%, uno de los mayores de todas las combinaciones. Además, esta configuración permite, en momentos que no se presenten condiciones estándar de irradiancia, aprovechar de mejor manera las características del inversor, ya que el factor de dimensionamiento del inversor es de 0,80, como se mencionó en el punto 4.2.6. Por lo que esta configuración se elige para esta área.

#### 4.2.6.3 Equipos seleccionados para el dimensionamiento del SFVCR del área A2

Para este caso se han seleccionado los mismos paneles fotovoltaicos que para las áreas anteriores que se muestran en la tabla 4.10.

En A2 existe solo un azimut, por lo que no existe exclusión de inversores por la cantidad de MPPT. Se seleccionaron los inversores que se muestran en la tabla 4.13, de 36kW y 40kW respectivamente, se usaron inversores con mayor capacidad ya que la superficie disponible de A2 permite instalar más potencia pico de módulos fotovoltaicos. Estos inversores fueron seleccionados ya que sus fabricantes ofrecen productos de alta calidad y fiabilidad, además por su disponibilidad en el mercado internacional.

Tabla 4.13. Inversores seleccionados para el área 2.

Inversor	GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT	CanadianSolar CSI-40K-T400
<b>Tipo</b>	Distribuido	Distribuido
<b>Potencia</b>	36 kW	40 kW

#### 4.2.6.4 Resumen y comparación de las diferentes combinaciones para el área A2

La tabla 4.9 indica que el número máximo de paneles fotovoltaicos que pueden emplazarse en el área A2 son 102, por lo que, este es el número máximo de módulos que pueden instalarse. En la tabla 4.14 se resumen los resultados del dimensionamiento técnico para la presente área.

Tabla 4.14. Resumen de los resultados de las diferentes combinaciones para el área A2

Inversor	Potencia Inversor	Panel	Potencia Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área efectiva (m <sup>2</sup> )	Potencia Instalada FV (kW)	Energía Neta 20 años (MWh)	FP (%)	Factor dimensionamiento Inversor
GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT	36 kW	Trinasolar TSM-PE15H	350	1	102	207	35,70	761,08	13,31	1,01
		CSUN CSP 380-72M	380	1	102	198	38,76	844,17	13,41	0,93
		Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1	102	225	40,29	882,04	13,35	0,89
		JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1	102	202	40,8	886,38	13,41	0,88
		Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	1	96	226	43,2	945,74	13,35	0,83
		CanadianSolar CSI-40K-T400	40 kW	Trinasolar TSM-PE15H	350	1	102	207	35,70	761,08
CSUN CSP 380-72M	380	1		102	198	38,76	844,17	13,41	1,03	
Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1		102	225	40,29	882,04	13,35	0,99	
JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1		102	202	40,8	886,38	13,41	0,98	
Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	1		102	241	45,9	1004,85	13,35	0,87	

Entre las diferentes opciones se puede identificar que la configuración entre el inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT con el panel JinkoSolar JKM400M-72-V es la opción técnica más eficiente, debido a que su factor de planta es de 13,41%, el segundo más grande de todas las combinaciones. Además, esta configuración permite, en momentos que no se presenten condiciones estándar de irradiancia, aprovechar de mejor manera las características del inversor, ya que el factor de dimensionamiento del inversor es de 0,88 cercano a lo más recomendable como se mencionó en el punto 4.2.6. Por lo que esta configuración se elige para A2.

#### 4.2.6.5 Equipos seleccionados para el dimensionamiento del SFVCR del área A3

Para este caso se han seleccionado los mismos paneles fotovoltaicos que para las áreas anteriores que se muestran en la tabla 4.10.

En A3 existe solo un azimut, por lo que no existe exclusión de inversores por la cantidad de MPPT. Se seleccionaron los mismos inversores que para el área A2, ya que sus superficies son similares, con la diferencia que en A3 se pueden instalar seis módulos fotovoltaicos más que en A2.

#### 4.2.6.6 Resumen y comparación de las diferentes combinaciones para el área A3

La tabla 4.9 indica que el número máximo de paneles fotovoltaicos que pueden emplazarse en el área A3 son 108, por lo que, este es el número máximo de módulos que pueden instalarse. En la tabla 4.15 se resumen los resultados del dimensionamiento técnico para la presente área.

Tabla 4.15. Resumen de los resultados de las diferentes combinaciones para el área A3.

Inversor	Potencia Inversor	Panel	Potencia Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área efectiva (m <sup>2</sup> )	Potencia Instalada FV (kW)	Energía Neta 20 años (MWh)	FP (%)	Factor dimensionamiento Inversor
GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT	36 kW	Trinasolar TSM-PE15H	350	1	108	219	37,80	795,52	13,14	0,95
		CSUN CSP 380-72M	380	1	108	210	41,04	882,37	13,23	0,88
		Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1	108	239	42,66	921,95	13,17	0,84
		JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1	108	214	43,2	926,49	13,23	0,83
		Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	1	96	226	43,2	933,62	13,17	0,83
		Trinasolar TSM-PE15H	350	1	108	219	35,80	795,52	13,14	1,12
CanadianSolar CSI-40K-T400	40 kW	CSUN CSP 380-72M	380	1	108	210	41,04	882,37	13,23	1,03
		Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1	108	239	42,66	921,95	13,17	0,99
		JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1	108	214	43,2	926,49	13,23	0,98
		Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	1	108	255	45,9	991,97	13,17	0,87
		Trinasolar TSM-PE15H	350	1	108	219	35,80	795,52	13,14	1,12
		CSUN CSP 380-72M	380	1	108	210	41,04	882,37	13,23	1,03

Entre las diferentes opciones se puede identificar que la configuración entre el inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT con el panel JinkoSolar JKM400M-72-V es la opción técnica más eficiente, debido a que su factor de planta es de 13,23%, el más grande de todas las combinaciones. Además, esta configuración permite, en momentos que no se presenten condiciones estándar de irradiancia, aprovechar de mejor manera las características del inversor, ya que el factor de dimensionamiento del inversor es de 0,83 muy cercano a lo más recomendable como se mencionó en el punto 4.2.6. Por lo que esta configuración se elige para A3.

#### 4.2.6.7 Equipos seleccionados para el dimensionamiento del SFVCR del área 4

Para este caso se han seleccionado los mismos paneles fotovoltaicos para las áreas anteriores que se muestran en la tabla 4.10.

En el área 4 existe solo un azimut, por lo que no existe exclusión de inversores por la cantidad de MPPT. Se seleccionaron los mismos inversores usados para el dimensionamiento del área 1 y 5 que se muestran en la tabla 4.11.

#### 4.2.6.8 Resumen y comparación de las diferentes combinaciones para el área 4

La tabla 4.9 indica que el número máximo de paneles fotovoltaicos que pueden emplazarse en el área 4 son 72. En la tabla 4.16 se resumen los resultados del dimensionamiento técnico para el área 4.

Tabla 4.16. Resumen de los resultados de las diferentes combinaciones para el área 4.

Inversor	Potencia Inversor	Panel	Potencia Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área efectiva (m <sup>2</sup> )	Potencia Instalada FV (kW)	Energía Neta 20 años (MWh)	FP (%)	Factor dimensionamiento Inversor
Fronius Symo 24.0-3 480	24 kW	Trinasolar TSM-PE15H	350	1	72	146	25,20	544,12	13,49	0,95
		CSUN CSP 380-72M	380	1	72	140	27,36	603,53	13,58	0,86
		Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1	72	159	28,44	630,60	13,52	0,81
		JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1	72	143	28,80	633,70	13,58	0,80
		Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	1	64	151	28,80	638,58	13,52	0,80
		Trinasolar TSM-PE15H	350	1	72	146	25,20	544,12	13,49	1,09
ABB TRIO-27.6-TL-OUTD	27,6 kW	CSUN CSP 380-72M	380	1	72	140	27,36	603,53	13,58	1,01
		Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1	72	159	28,44	630,60	13,52	0,97
		JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1	72	143	28,80	633,70	13,58	0,96
		Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	1	72	170	32,40	718,40	13,52	0,83

Entre las diferentes opciones se puede identificar que la configuración entre el inversor Fronius Symo 24.0-3 480 con el panel JinkoSolar JKM400M-72-V es la opción técnica más eficiente, debido a que su factor de planta es de 13,58%, uno de los mayores de todas las combinaciones. Además, esta configuración permite, en momentos que no se presenten condiciones estándar de irradiancia, aprovechar de mejor manera las características del inversor, ya que el factor de dimensionamiento



del inversor es de 0,80, como se mencionó en el punto 4.2.6. Por lo que esta configuración se elige para esta área.

Finalmente, en la tabla 4.17 se muestra un resumen con las combinaciones elegidas para cada área de la planta industrial. La potencia instalada del sistema en general es la suma de las potencias nominales de los inversores, como indica la regulación Nro. ARCONEL 003/18. Entonces, el sistema contará con una potencia instalada de 120 kW, valor que se encuentra por debajo del límite especificado 3.10 del capítulo 3 para la conexión en paralelo con el transformador de 192,5 kVA del área de carnes.

Tabla 4.17. Resumen de los sistemas seleccionados para las diferentes áreas de la planta industrial.

Área	Panel	Inversor	P. Instalada (kWac)	Energía Neta 20 Años (MWh)	FP (%)	Factor de dimensionamiento del inversor
A1-A5	JinkoSolar JKM400M-72-V	Fronius Symo 24.0-3 480	24	617,66	13,23	0,80
A2	JinkoSolar JKM400M-72-V	GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT	36	886,38	13,41	0,88
A3	JinkoSolar JKM400M-72-V	GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT	36	926,49	13,23	0,83
A4	JinkoSolar JKM400M-72-V	Fronius Symo 24.0-3 480	24	633,70	13,58	0,80
<b>Total</b>			<b>120</b>	<b>3.064,23</b>		

En la figura 4.23, se muestra la distribución de los arreglos en las áreas seleccionadas, bajo las condiciones técnicas establecidas previamente. Esta ilustración se realizó con la ayuda del software PVSyst Demo 6.8.1.

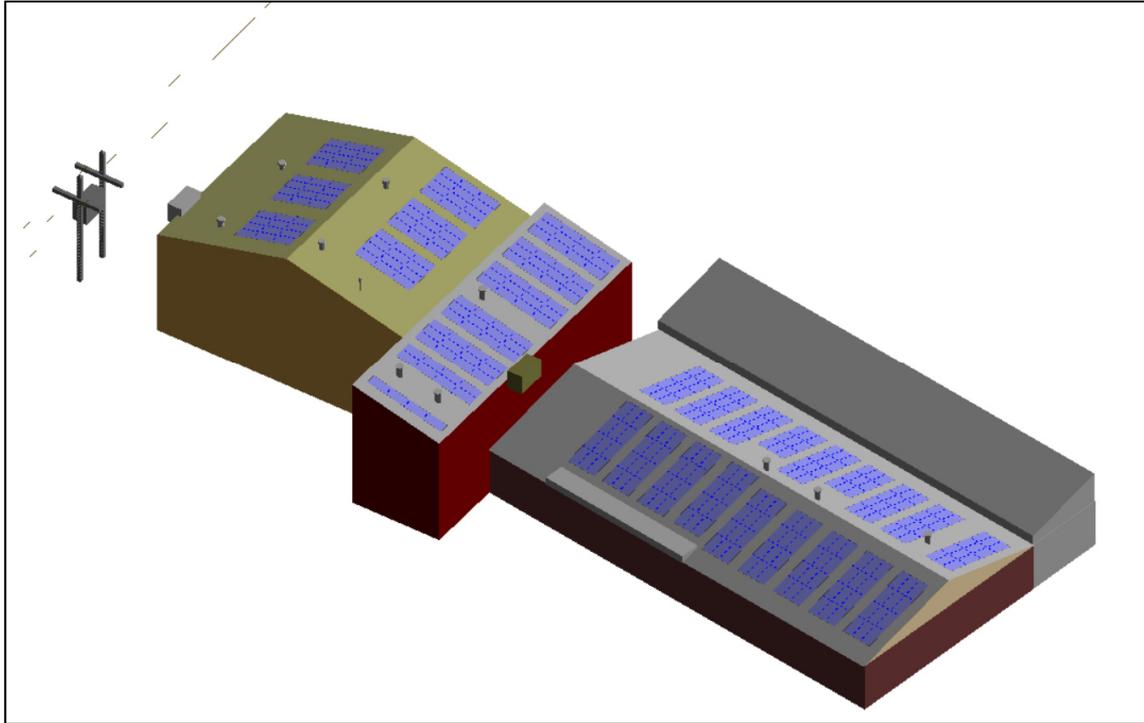


Figura 4.23. Distribución de los arreglos fotovoltaicos en las áreas de emplazamiento seleccionadas en la planta industrial (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).

#### 4.2.7 Balance Energético

En la tabla 4.18, se muestra el balance energético que resulta de la implementación del SFVCR para el transformador de 192,5 kVA, en donde se realiza la diferencia entre la energía requerida y la energía abastecida por el SFVCR.

Tabla 4.18. Balance energético entre la energía consumida por el área de carnes y la energía producida por el SFVCR propuesto para la planta industrial.

Mes	P. Instalada (kW <sub>AC</sub> )	P. Instalada (kW <sub>DC</sub> )	Energía Requerida (kWh/mes)	Energía Producida (kWh/mes)	Balance Energético
Enero	120	141,6	67.797,36	14.991,13	-52.806,23
Febrero	120	141,6	63.042,12	13.638,15	-49.403,97
Marzo	120	141,6	67.651,50	14.459,07	-53.192,43
Abril	120	141,6	63.886,68	12.771,00	-51.115,68
Mayo	120	141,6	69.714,96	13.372,42	-56.342,54
Junio	120	141,6	68.539,41	13.547,67	-54.991,74
Julio	120	141,6	68.560,32	12.164,13	-56.396,19
Agosto	120	141,6	67.363,86	13.461,64	-53.902,22
Septiembre	120	141,6	67.405,68	12.426,21	-54.979,47
Octubre	120	141,6	68.350,20	13.964,60	-54.385,60

Noviembre	120	141,6	71.277,60	15.229,08	-56.048,52
Diciembre	120	141,6	77.707,68	15.618,22	-62.089,46
<b>Total</b>			<b>821.297,37</b>	<b>165.643,32</b>	<b>-655.654,05</b>

Como se podía prever, debido a la restricción de área disponible para el emplazamiento de los módulos, la producción de energía por el sistema fotovoltaico no logra abastecer el total de la energía requerida del transformador del área de carnes de 192,5kVA. Los resultados muestran que se cubre solamente el 20,17% de la demanda de energía total. Por lo que, ya que el balance de energía es negativo será necesario que se consuma energía de la red.

#### 4.2.8 Simulaciones en el Software PVSyst 6.8.1 Demo.

La simulación realizada para el SFVCR de la planta industrial se realizó usando el software especializado PVSyst 6.8.1 Demo, respaldando la información obtenida mediante los cálculos realizado en los puntos anteriores. El informe entregado por el programa se encuentra en el ANEXO 7.

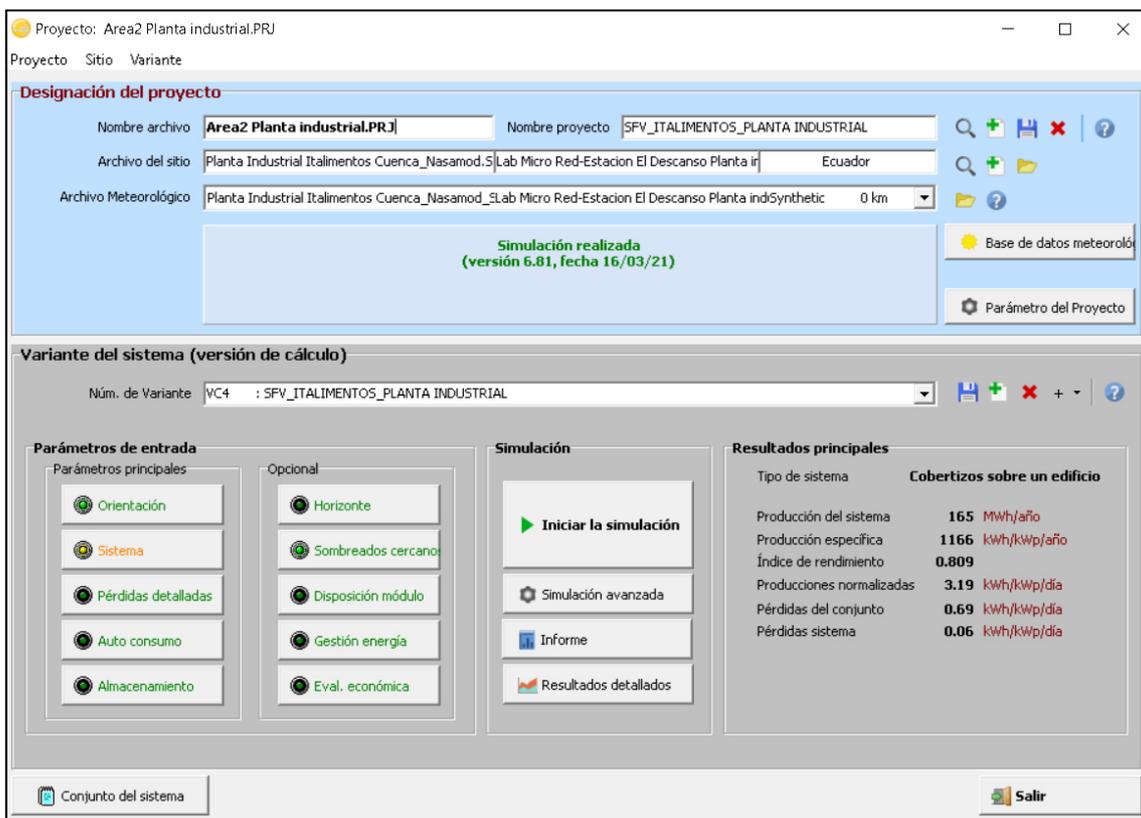


Figura 4.24 Resumen de simulación en el software especializado PVSyst 6.8.1 Demo para el SFVCR de planta industrial (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).

## 4.3 Análisis técnico para el diseño del SFVCR del área de recría en la Granja porcícola (Santa Rosa)

Debido a las razones expuestas en el punto 3.7 del capítulo 3 se realizará el diseño del SFVCR para autoconsumo solo del área de recría de la granja porcícola. Se pretende que el estudio sea de carácter modular; es decir, que en un futuro luego de que la empresa realice los cambios de su red eléctrica interna, se pueda replicar este dimensionamiento en otras áreas de la granja.

### 4.3.1 Energía consumida por el área de recría.

Como ya se indicó, se planteará que el SFVCR esté conectado en paralelo con el banco de transformadores de 80 kVA perteneciente al área de recría. El diagrama unifilar del área en estudio se muestra en la figura 4.25.

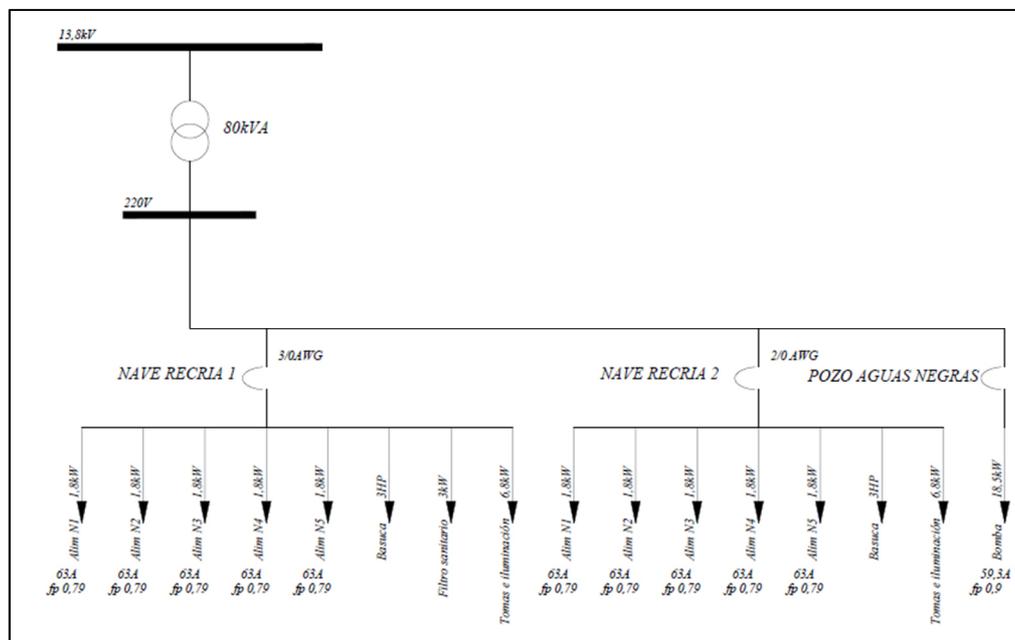


Figura 4.25. Diagrama unifilar del área de recría (Elaboración Propia).

La granja porcícola en general cuenta con un solo medidor de energía a través del cual, la empresa distribuidora, realiza la medición de consumo energético. Pero, es necesario, según la regulación Nro. ARCONEL-003/18, conocer los datos de la energía mensual de todo un año del área en estudio. Entonces, para el área de recría se va a estimar un porcentaje de consumo respecto al total especificado por el medidor general. Para esto se debe tomar en consideración el dato medido de energía semanal para el área de recría especificado en la tabla 3.16 del capítulo 3, que es 3.867,66 kWh/semana. Además, se toma en cuenta que el mes en el que se realizó la medición fue noviembre. En el ANEXO 8 se muestra los valores de consumo registrados por el medidor general de la granja, en el que indica que el mes de noviembre hubo un consumo general de 39.215,00 kWh/mes. Al realizar una estimación mensual de la energía consumida en el área de recría y compararla con la medición general en el mes de noviembre, se calcula que el porcentaje de

consumo energético que representa es de aproximadamente un 39,45%. Usando este porcentaje para todos los meses, se puede obtener el consumo aproximado del área de recría, que se muestra en la tabla 4.19 y su comportamiento en la figura 4.26.

Tabla 4.19. Energía consumida por el área de recría durante el año 2020

Mes	Energía (kWh)
Enero	18.029,42
Febrero	15.838,32
Marzo	18.807,79
Abril	17.982,87
Mayo	20.143,20
Junio	19.128,91
Julio	20.802,42
Agosto	20.571,24
Septiembre	19.682,80
Octubre	18.692,98
Noviembre	15.470,64
Diciembre	18.140,28
<b>Anual</b>	<b>223.290,87</b>

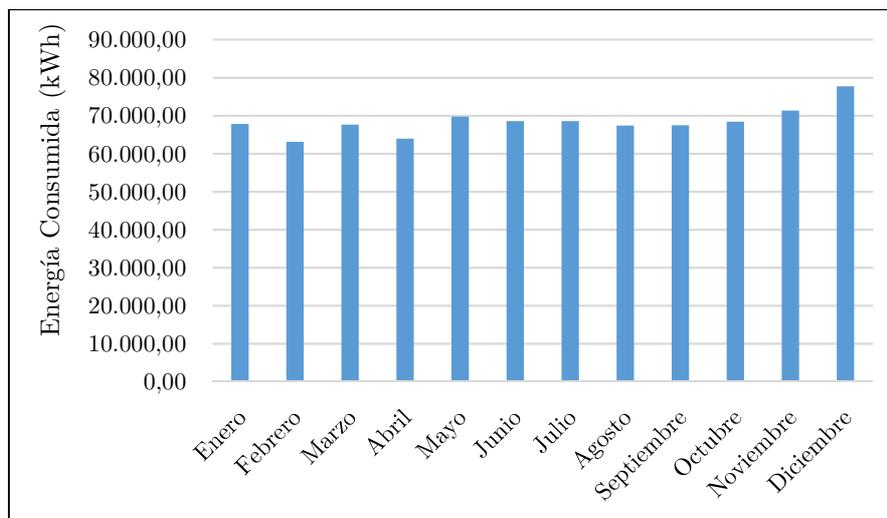


Figura 4.26. Comportamiento del consumo energético durante un año en el área de recría (Elaboración Propia).

El comportamiento de consumo energético está en la categoría comercial de medio voltaje con demanda horaria debiendo ajustarse a este tipo de tarifa emitida por el ARCONEL en su pliego tarifario [35].

### 4.3.2 Análisis del Recurso Solar en la granja porcícola de Italimentos (Santa Rosa)

La granja porcícola perteneciente a la empresa Italimentos se encuentra ubicada al noreste del cantón Santa Rosa y a pocos minutos del cantón Pasaje, dentro de la provincia de El Oro, Ecuador. Las coordenadas geográficas de la granja son: latitud  $-3.447426$  y longitud  $-79.878380$ . Debido a que no se dispone de información climatológica medida en la zona de interés o sus alrededores cercanos, la irradiación del sector fue extraída de las cuatro bases de datos adicionales expuestas en el punto 4.2.2. Los valores de irradiación mensual de cada base de datos se muestran en la tabla 4.20.

Tabla 4.20. Irradiación mensual de diferentes fuentes de información ( $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ )

MES	NASA	Atlas Solar	U. Massachusetts	NREL
Enero	4,83	4,35	2,77	3,70
Febrero	4,80	4,50	3,04	4,28
Marzo	5,19	4,73	3,77	4,22
Abril	4,88	4,43	4,03	4,45
Mayo	4,65	4,20	3,69	3,83
Junio	4,60	3,83	2,94	3,05
Julio	4,65	3,75	3,13	3,11
Agosto	4,93	4,05	3,06	3,17
Septiembre	5,18	4,05	2,85	3,42
Octubre	4,95	4,05	2,79	3,09
Noviembre	5,26	4,20	2,64	3,31
Diciembre	5,07	4,35	3,46	3,92
<b>Promedio</b>	<b>4,92</b>	<b>4,21</b>	<b>3,18</b>	<b>3,63</b>

La tabla 4.20 muestra que, para esta zona, existe una variación significativa de datos entre ciertas fuentes. Tanto el Atlas Solar del Ecuador como la base de datos de la NASA señalan valores altos de irradiación comparados con la base de datos de NREL y de la Universidad de Massachusetts. Hay que tener en cuenta que, la energía que presente cada fuente dará lugar a establecer el promedio mensual durante el transcurso del año de la irradiación solar en la zona, lo cual servirá como primer punto para el dimensionamiento del SFVCR en la granja porcícola.

Debido a que la información correspondiente al Atlas Solar del Ecuador está diseñada con una resolución espacial con celdas de  $1 \text{ km}^2$ , esta fuente debería ser la mejor opción para continuar con el desarrollo de este diseño. Sin embargo, al no existir datos específicos para diferentes zonas, el proceso de selección de datos se vuelve poco confiable. Respecto a la base de datos de la NASA, su resolución espacial está dada en celdas de  $0,5 \times 0,5$  grados referentes a coordenadas geográficas, lo que es equivalente a celdas de  $55,55 \text{ km}^2$  [56]; por lo que, para asegurar un diseño óptimo del SFVCR, esta opción no sería la indicada. El programa de NREL, inmersa en la base de datos PVGIS, maneja una resolución espacial con celdas de  $4 \text{ km}^2$  [57]. Por otro lado, hay que tener en

cuenta que la nubosidad afecta directamente en la radiación solar, haciendo que los niveles de la misma, sean inferiores a los esperados [58].

Para poder escoger la base de datos para el diseño, se realiza un análisis estadístico entre los valores de irradiación anual, obtenidos a partir de los valores mensuales como se muestra en la tabla 4.21.

Tabla 4.21. Comparación entre diferentes fuentes de datos de irradiación.

MES (kWh/m <sup>2</sup> -mes)	NASA	Atlas Solar	U.Massachusetts	NREL
Enero	149,73	134,85	85,87	114,60
Febrero	134,40	126,00	85,12	119,90
Marzo	160,89	146,63	116,87	130,70
Abril	146,40	132,90	120,90	133,40
Mayo	144,15	130,20	114,39	118,70
Junio	138,00	114,90	88,20	91,50
Julio	144,15	116,25	97,03	96,40
Agosto	152,83	125,55	94,86	98,40
Septiembre	155,40	121,50	85,50	102,60
Octubre	153,45	125,55	86,49	95,90
Noviembre	157,80	126,00	79,20	99,40
Diciembre	157,17	134,85	107,26	121,40
<b>kWh/m<sup>2</sup>/año</b>	<b>1.794,37</b>	<b>1.535,18</b>	<b>1.161,69</b>	<b>1.322,90</b>
<b>Media (valores anuales)</b>			<b>1.381,51</b>	
<b>Diferencia sobre la media</b>	29,89%	11,12%	15,91%	<b>4,24%</b>

Por lo que, para este estudio, se utilizarán los datos de NREL debido a la resolución espacial y temporal que manejan; además, como se muestra en la tabla 4.21, es la que su valor anual de irradiación más se acerca estadísticamente al valor promedio de todas las fuentes.

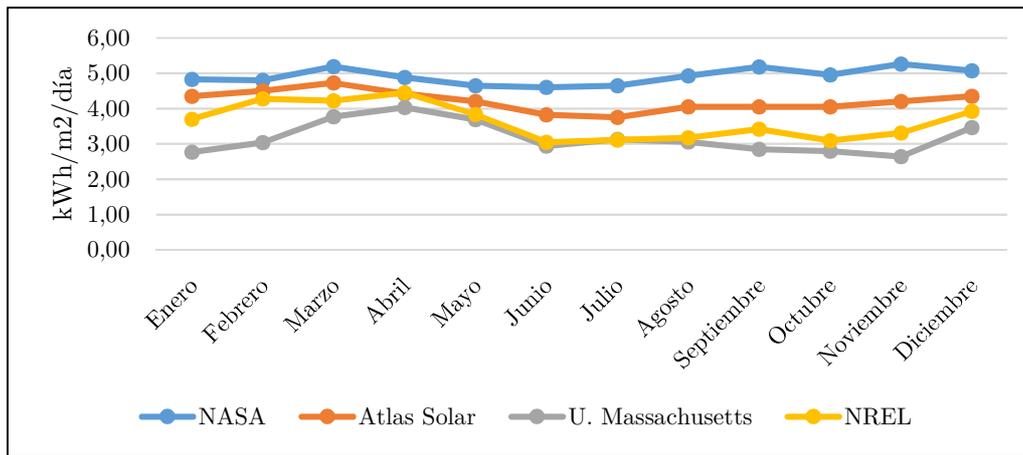


Figura 4.27. Variabilidad de la irradiación de diferentes fuentes de información (Elaboración Propia).

#### 4.3.2.1 Curva de potencia y variabilidad de la densidad de energía

En la tabla 4.21 se detallan los valores de irradiación mensual obtenidos a partir de la irradiancia de cada mes de un año típico en la granja porcícola de Santa Rosa. Los datos de energía presentan valores prácticamente constantes a lo largo del año, por lo que la variabilidad es poca. Esto se puede constatar mediante la figura 4.27.

Tabla 4.22. Irradiancia para un año típico en la granja porcícola de Santa Rosa.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
6:00-7:00	5,42	0,00	1,10	8,23	12,77	4,07	0,00	3,48	17,87	31,39	37,93	20,10	<b>11,90</b>
7:00-8:00	99,16	91,39	108,19	116,63	135,65	95,63	100,10	93,94	127,20	137,87	111,70	134,74	<b>112,86</b>
8:00-9:00	281,10	267,71	277,16	292,73	308,55	177,50	194,58	184,26	162,43	184,97	236,47	263,00	<b>235,81</b>
9:00-10:00	417,29	517,07	478,77	467,50	479,35	269,17	238,94	249,16	230,07	329,06	314,83	429,68	<b>367,71</b>
10:00-11:00	570,32	631,39	556,81	636,33	511,61	305,37	345,42	311,00	318,87	367,74	381,10	487,81	<b>450,96</b>
11:00-12:00	563,23	666,54	663,55	630,90	516,84	390,40	362,74	365,29	453,27	356,10	430,27	545,48	<b>494,19</b>
12:00-13:00	458,74	580,36	575,42	582,63	505,97	502,00	424,19	445,19	521,20	389,52	437,20	572,45	<b>498,79</b>
13:00-14:00	432,77	515,29	511,42	560,70	457,16	466,30	439,26	472,81	500,93	404,42	440,63	525,10	<b>476,76</b>
14:00-15:00	357,94	415,39	425,39	514,63	363,06	336,90	408,19	428,13	472,90	374,94	381,53	422,55	<b>408,21</b>
15:00-16:00	246,13	296,68	343,65	334,80	283,19	275,30	309,19	313,87	336,57	253,68	282,07	264,26	<b>294,80</b>
16:00-17:00	159,03	205,39	173,90	219,00	172,71	159,17	194,55	208,26	194,40	174,68	170,53	153,81	<b>181,89</b>
17:00-18:00	102,68	89,68	99,87	82,30	81,90	67,20	93,00	99,19	83,43	90,10	88,70	96,13	<b>89,61</b>
18:00-19:00	3,03	6,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,77</b>
<b>Irradiación (kWh/m²)</b>	<b>3.696,84</b>	<b>4.283,54</b>	<b>4.215,23</b>	<b>4.446,40</b>	<b>3.828,77</b>	<b>3.049,00</b>	<b>3.110,16</b>	<b>3.174,58</b>	<b>3.419,13</b>	<b>3.094,45</b>	<b>3.312,97</b>	<b>3.915,10</b>	<b>3.624,25</b>

A partir de la tabla 4.22 se puede obtener la gráfica del comportamiento de la irradiancia para un día típico de un año típico.

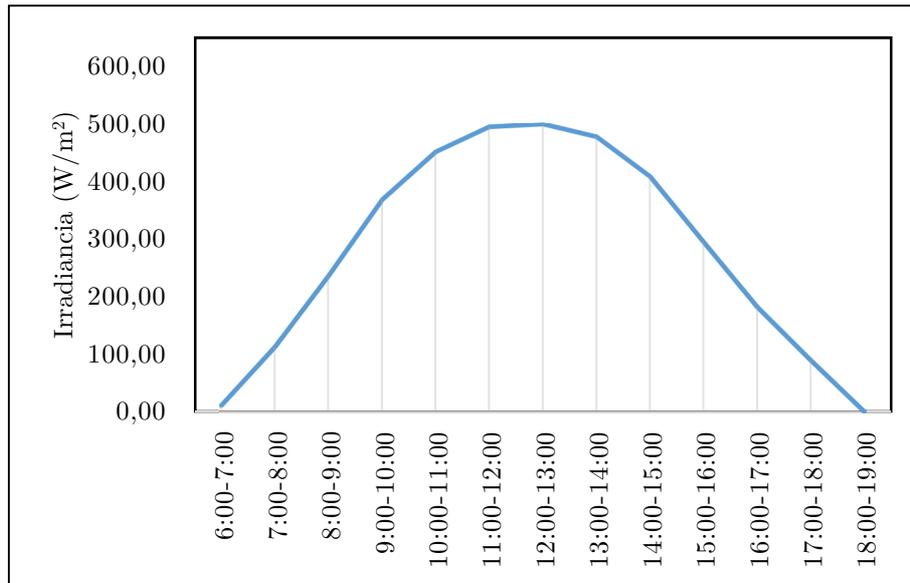


Figura 4.28. Curva de irradiancia típica para la granja porcícola (Elaboración Propia).

La base de datos de NREL determina una irradiación solar promedio de  $3,63 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ ; en donde, como se muestra en la figura 4.27, los meses que presentan valores bajos de irradiación son junio y julio. En cambio, los valores más altos de irradiación en la zona se producen en los meses de febrero y abril, por ende, se estima la mayor producción de energía en esta época.

#### 4.3.2.2 HSP en la Granja Porcícola

A continuación, en la tabla 4.23 se calculan las HSP diarias y mensuales, a partir de la ecuación (2.4) y de la tabla 4.22 para el sector de la granja porcícola. El valor promedio anual diario para esta variable es de 3,63 HSP y el valor promedio mensual es de 110,24 HSP.

Tabla 4.23. Horas Solares Pico para la granja porcícola de Santa Rosa.

Mes	HSP/día	HSP/mes
Enero	3,70	114,60
Febrero	4,28	119,94
Marzo	4,22	130,67
Abril	4,45	133,39
Mayo	3,83	118,69
Junio	3,05	91,47
Julio	3,11	96,42
Agosto	3,17	98,41
Septiembre	3,42	102,57
Octubre	3,09	95,93
Noviembre	3,31	99,39
Diciembre	3,92	121,37
<b>Promedio</b>	<b>3,63</b>	<b>110,24</b>

### 4.3.3 Posibles áreas de emplazamiento

Para determinar la posible área adecuada para el emplazamiento de los paneles fotovoltaicos, se usó la imagen de un levantamiento topográfico realizado para la empresa y otorgada por el departamento de mantenimiento para el desarrollo de este trabajo, la cual se muestra en la figura 4.29. Se puede observar que la imagen representa toda el área perteneciente a la granja porcícola de Santa Rosa; en la parte central derecha se señala el área de recría, la cual es el sitio de interés para este trabajo.



Figura 4.29. Levantamiento topográfico de la granja porcícola de Santa Rosa (Provisto por Italimentos CIA. LTDA).

Para la elección del lugar idóneo, se consideró lo establecido en la NEC-11 en el capítulo 14 [20], además de otros aspectos importantes como:

- Facilidad de acceso para instalación y mantenimiento.
- Cercanía al lugar de consumo.
- Presencia de la red de medio voltaje y bajo voltaje.
- Pendiente del terreno poco significativa.

- Evitar elementos que pueden producir sombras en el campo fotovoltaico durante las horas centrales del día.

A partir de las diferentes consideraciones mencionadas anteriormente y en conjunto con el departamento de mantenimiento de la empresa, se determinó que la mejor opción para emplazar los módulos fotovoltaicos es el área representada de color azul en la figura 4.30; por ende, será un proyecto de emplazamiento sobre suelo. Se combinó la imagen con el programa Google Earth y se obtuvo que el área seleccionada se encuentra a aproximadamente 50 metros de las naves pertenecientes al área de cría. El área útil total aproximada del sitio escogido es igual a 3500 m<sup>2</sup>. En las cercanías existen árboles que no se consideran como obstáculos que produzcan pérdidas de irradiación sobre el campo fotovoltaico ya que se encuentran a distancias poco significativas. Se recomienda que, para facilidad de instalación y mejor captación de energía solar del campo fotovoltaico, es necesario nivelar el terreno ya que presenta una leve inclinación.



Figura 4.30. Área seleccionada para el emplazamiento de los módulos fotovoltaicos en la granja porcícola (Provisto por Italimentos CIA. LTDA).

#### 4.3.4 Inclinación y orientación de los paneles

Según el sitio geográfico en donde se planea emplazar los paneles fotovoltaicos, la orientación e inclinación de estos varían tratando de aprovechar de la manera más eficiente posible el recurso solar existente. Como se muestra en la figura 4.30, se considera que el área disponible de emplazamiento de los paneles está a nivel del suelo, con las principales características de que es un terreno horizontal y libre de obstáculos.

Como se mencionó en el dimensionamiento del SFVCR para la Planta Industrial de Cuenca, los paneles solares a instalarse en sitios que se encuentren ubicados en el hemisferio sur, como es el caso de la granja porcícola de Santa Rosa, deben orientarse hacia el norte geográfico; de esta forma se reducen las pérdidas de captación de la energía solar [42].



Así mismo, hay que considerar un ángulo de inclinación óptimo. La NEC 2011 Capítulo 14, basándose en la ubicación geográfica del Ecuador respecto al recorrido anual del Sol a lo largo de un año, especifica que las estructuras que van a soportar a los paneles solares deben tener una inclinación de entre  $5^\circ$  y  $10^\circ$  respecto al suelo. En el laboratorio de Micro Red de la Universidad de Cuenca existe un SFVCR. El ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos es inferior a  $3^\circ$ . Esta situación provoca que existan muchas pérdidas por polvo y suciedad y obliga a que exista mantenimiento recurrente a lo largo del año. Por otro lado, la empresa IntiEnergías, que ha llevado a cabo varios proyectos de SFVCR dentro de la ciudad de Cuenca, utilizando un ángulo de inclinación de las estructuras para los paneles de  $10^\circ$ , por lo que, según los ingenieros de la empresa, recomiendan este ángulo para aprovechar de la manera óptima el recurso solar en el país. En el ANEXO 9 se encuentran fotografías del emplazamiento de los paneles solares en el laboratorio de Micro Red y en una instalación realizada por la empresa IntiEnergías. Entonces, considerando ambas situaciones, la inclinación de diseño de los paneles solares seleccionada es de  $10^\circ$ .

Con la configuración de orientación e inclinación consideradas, el panel obtiene energía solar por lo menos 12 horas durante el día [43].

#### **4.3.5 Configuración de los arreglos y estimación del número máximo de paneles**

Para determinar la configuración de los arreglos fotovoltaicos de diseño para el área disponible en la granja porcícola de Santa Rosa, se considera los parámetros elegidos en la central fotovoltaica “La Era”, perteneciente a la empresa REVALOJA S.A., la cual lleva funcionando desde el año 2014 y cuenta con una potencia instalada de 2 MW [43].

Cada arreglo instalado en este proyecto consta de doce paneles situados de forma vertical, distribuidos en dos filas de seis paneles cada una. La distancia entre las columnas de los paneles es de 0,03 m. y los paneles de la primera y segunda fila, están juntos, por lo que su separación es nula. Respecto a las separaciones entre arreglos, la distancia entre filas es de 1 m. y entre columnas de 0,9 m.

Teniendo en consideración las características espaciales mencionadas en el párrafo anterior, el diseño de los arreglos va a ser parecido que en la central fotovoltaica “La Era”. El único cambio que se efectúa es la separación de filas entre arreglos, en la cual, se considera una distancia de 1,3 m., calculada en base al análisis de sombras efectuado en el punto 4.3.2.4 de la Norma Ecuatoriana de Construcción 2020, Energías Renovables [21], considerando una altura del sol de  $23^\circ$  que se produce a las 8:00 y 16:00 horas del día aproximadamente. En la figura 4.31 se muestra el detalle de la configuración elegida.

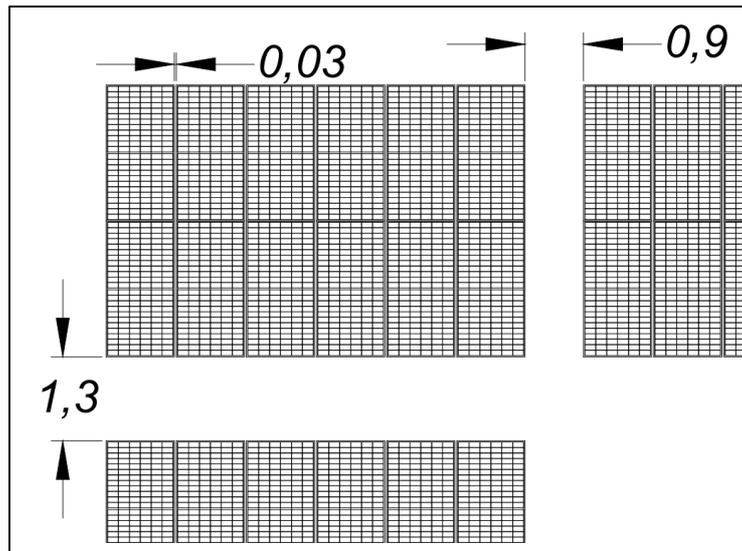


Figura 4.31. Configuración de los paneles en el arreglo y distancia entre arreglos (Elaboración Propia).

Con el objetivo de estimar la cantidad máxima de paneles solares que se pueden emplazar con la configuración de arreglos seleccionada, se sigue la metodología que se encuentra en [42]. Se consideran las dimensiones de un panel estándar del mercado de 2 m. de largo y 1 m. de ancho. Además, se necesita conocer la inclinación de los paneles, la latitud en grados del sitio, el área total del terreno y el número total de paneles por arreglo. Estos datos han sido ya seleccionados en los puntos anteriores. El cálculo detallado se presenta en el ANEXO 10.

Los resultados muestran que, en el área disponible de la granja porcícola de Santa Rosa, se podrían emplazar como máximo 72 arreglos de doce paneles cada uno, es decir se permitiría un máximo de 864 paneles.

#### 4.3.6 Dimensionamiento y estimación de energía del SFVCR para el área de recría

Una vez seleccionada el área de emplazamiento, el número máximo de paneles y los arreglos definidos, se realiza el dimensionamiento usando el procedimiento descrito en el punto 4.2.2 de este capítulo, escogiendo las mejores opciones, en base a diferentes parámetros técnicos. El cálculo de la energía estimada se lo realiza mediante la metodología del punto 4.2.3 de este capítulo. Los valores para la temperatura promedio mensual máxima y mínima del sector de la granja porcina, fueron tomados del sitio “es.climate-data.org”, en el cual sus datos climáticos se basan en base de datos del ECMWF (Centro Europeo para Pronósticos Meteorológicos a Medio Plazo). El modelo tiene más de 1.800 millones de puntos de datos y una resolución de 0,1 a 0,25 grados [59].

Según el levantamiento de cargas, mostrado en el ANEXO 1, el área de recría requiere una energía diaria de 626,01 kWh para abastecer la demanda promedio en las instalaciones. Considerando que en la zona de interés las horas solares pico equivalen a 3,61 HSP y considerando las pérdidas del sistema con un índice de rendimiento de 0,77, se dimensiona la capacidad requerida que debe tener

el inversor, resultando en un valor de 223.97 kW. Sin embargo, se considerará una potencia de 200 kW debido a que es un valor de potencia más común para los inversores que se encuentran en el mercado actual.

Como se mencionó en el punto 4.2.6 de este capítulo, se priorizará que el factor de dimensionamiento del inversor se encuentre en un rango de entre 0,8 y 1,0 con el objetivo de garantizar la producción de energía a potencia nominal. Finalmente, en la selección del equipo se tiene que considerar que las especificaciones técnicas se adapten a los requerimientos del proyecto y del tipo de red existente.

#### 4.3.6.1 Equipos seleccionados para el dimensionamiento

Se seleccionan cinco paneles de diferentes fabricantes, potencias y tecnologías. En la primera opción se consideran paneles de potencia 380 W y tecnología monocristalina (P1). La segunda opción son paneles de potencia 395 W y tecnología policristalina (P2). La tercera opción son paneles de 400 W, tecnología PERC monocristalina (P3). Mientras que, la cuarta opción son paneles de potencia 430 W, tecnología policristalina (P4). Finalmente, la última opción considera paneles de potencia 450 W y tecnología policristalina (P5). Estos paneles fueron seleccionados ya que los fabricantes ofrecen productos de alta calidad y fiabilidad, además por su disponibilidad en el mercado nacional e internacional.

Tabla 4.24. Paneles solares seleccionados.

<b>Procedencia</b>	China	Canadiense	China	Canadiense	Canadiense
<b>Tecnología</b>	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Policristalino
<b>Modelo</b>	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	BiHiku5 CS3Y-430	Hiku5 CS3Y-450
<b>Potencia Nominal Panel</b>	380 W	395 W	400 W	430 W	450 W

Con el objetivo de realizar diferentes combinaciones, se escogen tres tipos de inversores. El primero, modelo TAURO 50-3, del fabricante Fronius y de potencia nominal de 50 kW de tipo distribuido. El segundo del mismo fabricante, modelo TAURO ECO 100-3, potencia 100 kW. Por último, un inversor centralizado, modelo 200TL B320 del fabricante INGECON. Estos inversores fueron seleccionados ya que los fabricantes ofrecen productos de alta calidad y fiabilidad, además por su disponibilidad en el mercado nacional e internacional.

Tabla 4.25. Inversores seleccionados.

<b>Inversor</b>	FRONIUS TAURO 50-3	FRONIUS TAURO ECO 100-3	INGECON 200TL B320
<b>Tipo</b>	Distribuido	Distribuido	Central
<b>Potencia</b>	50 kW	100 kW	200 kW



En el ANEXO 11 se encuentran los cálculos detallados de todas las combinaciones inversor-panel realizadas. Los datos técnicos de los equipos se encuentran en el ANEXO 5.

#### 4.3.6.2 Resumen y comparación de las diferentes combinaciones

Como se mencionó en el punto 4.3.5 de este capítulo, el número máximo de paneles fotovoltaicos que pueden emplazarse en el área seleccionada son 864. Para calcular la cantidad de inversores de tipo distribuidos requeridos se dividió la potencia global requerida por la potencia nominal de cada inversor.

En la tabla 4.26 se resumen los resultados del dimensionamiento técnico del SFVCR para el área de recría.

Tabla 4.26. Resumen de las diferentes combinaciones para el dimensionamiento del SFVCR de la granja porcícola.

Inversor	Potencia Inversor	Panel	Potencia Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área efectiva (m <sup>2</sup> )	Potencia Instalada FV (kW)	Energía Neta 20 años (MWh)	FP (%)	Factor dimensionamiento Inversor
FRONIUS TAURO 50-3	50 kW	CSUN CSP 380-72M	380	4	624	1213,26	237,12	4580,72	11,89	0,84 c/u
		Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	4	600	1325,51	237,00	4645,35	11,95	0,84 c/u
		JinkoSolar JKM400M-72-V	400	4	576	1142,18	230,40	4445,95	11,91	0,87 c/u
		Canadian Solar BiHiku5 CS3Y-430	430	4	540	1278,98	232,2	4589,76	11,95	0,86 c/u
		Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	4	512	1207,29	230,40	4497,75	11,90	0,87c/u
FRONIUS TAURO 100-3	100 kW	CSUN CSP 380-72M	380	2	608	1182,14	231,04	4463,26	11,89	0,87c/u
		Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	2	560	1237,14	221,2	4335,66	11,95	0,90c/u
		JinkoSolar JKM400M-72-V	400	2	570	1130,29	220,00	4399,64	11,91	0,88c/u
		Canadian Solar BiHiku5 CS3Y-430	430	2	532	1260,03	228,76	4521,76	11,95	0,87c/u
		Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450	450	2	504	1188,43	226,8	4427,47	11,90	0,88c/u
INGECON 200TL B320	200 kW	CSUN CSP 380-72M	380	1	608	1182,15	231,04	4463,26	11,89	0,87
		Canadian Solar Hiku CS3W-395	395	1	600	1325,51	237,00	4645,35	11,95	0,84
		JinkoSolar JKM400M-72-V	400	1	594	1177,88	237,6	4584,89	11,91	0,84
		Canadian Solar BiHiku5 CS3Y-430	430	1	551	1305,03	236,93	4683,25	11,95	0,84

Canadian Solar									
Hiku5 CS3Y-450	450	1	527	1242,67	237,15	4629,52	11,90	0,84	

Los resultados obtenidos de entre las diferentes combinaciones muestran que la configuración entre el inversor distribuido FRONIUS TAURO 50-3 con el panel policristalino Canadian Solar Hiku CS3W-395 es la opción técnica más eficiente, debido a su factor de planta, producción de energía y tecnología requerida. Además, esta configuración permite, en momentos que no se presenten condiciones estándar de irradiancia, aprovechar de mejor manera las características del inversor, ya que el factor de dimensionamiento del inversor es de 0,84, como se mencionó en el punto 4.3.6. Por otro lado, una configuración con inversores distribuidos puede llegar a ser más compleja comparándola con una que use un inversor central, pero en cuanto a confiabilidad, el sistema distribuido tiene mejor rendimiento en caso de falla de uno o más componentes.

Con la configuración de inversores y paneles escogidos, se obtienen 60 arreglos de 12 paneles cada uno. En la figura 4.32, se muestra la distribución de los arreglos en el área seleccionada, bajo las condiciones de orientación e inclinación seleccionada previamente. Esta ilustración se realizó con la ayuda del software PVSyst Demo 6.8.1.

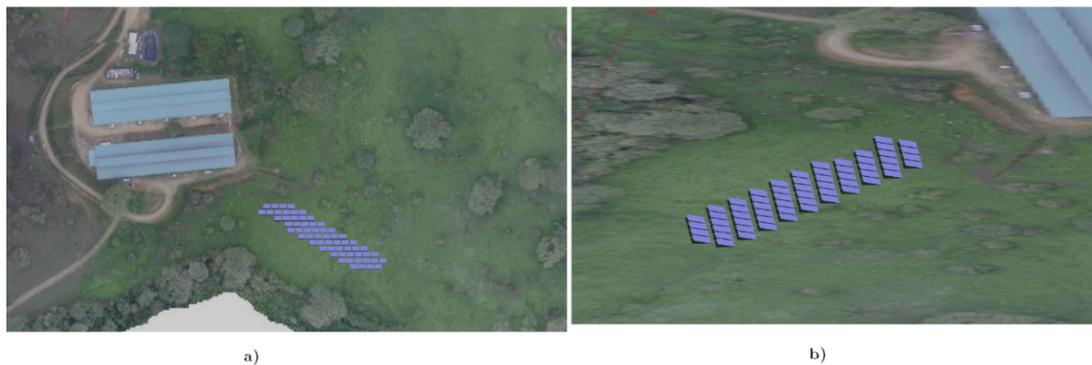


Figura 4.32. Distribución de los arreglos en el área de emplazamiento seleccionada: a) vista superior, b) vista lateral (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).

### 4.3.7 Balance Energético

En la tabla 4.27, se muestra el balance energético que resulta de la implementación del SFVCR para el área de recría, en donde se realiza la diferencia entre la energía requerida y la energía abastecida por el SFVCR.

Tabla 4.27. Balance energético entre la energía consumida por el área de recría y la energía producida por el SFVCR propuesto para la granja porcícola.

	P. Instalada (kW <sub>AC</sub> )	P. Instalada (kW <sub>DC</sub> )	Carga Instalada (kW)	Energía Requerida (kWh/mes)	Energía Producida (kWh/mes)	Balance Energético
Enero	200	237	76,84	18.029,42	21.563,25	3.533,83
Febrero	200	237	76,84	15.838,32	22.735,12	6.896,80
Marzo	200	237	76,84	18.807,79	24.762,93	5.955,14
Abril	200	237	76,84	17.982,87	25.322,38	7.339,51
Mayo	200	237	76,84	20.143,20	22.336,22	2.193,02
Junio	200	237	76,84	19.128,91	17.013,26	-2.115,65
Julio	200	237	76,84	20.802,42	17.892,44	-2.909,98
Agosto	200	237	76,84	20.571,24	18.254,49	-2.316,75
Septiembre	200	237	76,84	19.682,80	19.076,15	-606,65
Octubre	200	237	76,84	18.692,98	17.799,48	-893,50
Noviembre	200	237	76,84	15.470,64	18.498,42	3.028,42
Diciembre	200	237	76,84	18.140,28	22.809,89	4.669,61
<b>Total</b>				<b>223.290,87</b>	<b>248.064,03</b>	<b>24.773,16</b>

Como se puede observar en la tabla 4.27, se aprecia que la energía anual producida por el SFVCR es mayor a la energía anual requerida por el área de recría de la granja, lo que quiere decir que existe un excedente, el cual se podrá inyectar para abastecer parte de la energía requerida por otra área de la granja, ya que solo existe un medidor de energía para todas las instalaciones; caso contrario, si hubiera un medidor único para el área de recría este excedente se contabilizaría como inyección a la red de distribución. Sin embargo, este excedente no está presente todo el año, ya que desde los meses de junio hasta octubre se presenta un balance energético negativo, debido a que la captación de energía solar disminuye y los valores de HSP mensuales están entre los más bajos de todo el año. Por lo que, desde el punto de vista de producción energético, la implementación del SFVCR para el área de Recría de la Granja porcina de Italimentos S.A. resulta favorable, ya que la mayor parte del año esta área tendrá la capacidad de autoabastecerse de energía, e incluso aportar con el excedente para el abastecimiento de otras zonas de la granja.

#### 4.3.8 Simulaciones en el Software PVSyst 6.8.1 Demo.

La simulación realizada para el SFVCR del área de recría de la granja porcícola se realizó usando el software especializado PVSyst 6.8.1 Demo, respaldando la información obtenida mediante los cálculos realizado en los puntos anteriores. El informe entregado por el programa se encuentra en el ANEXO 12.

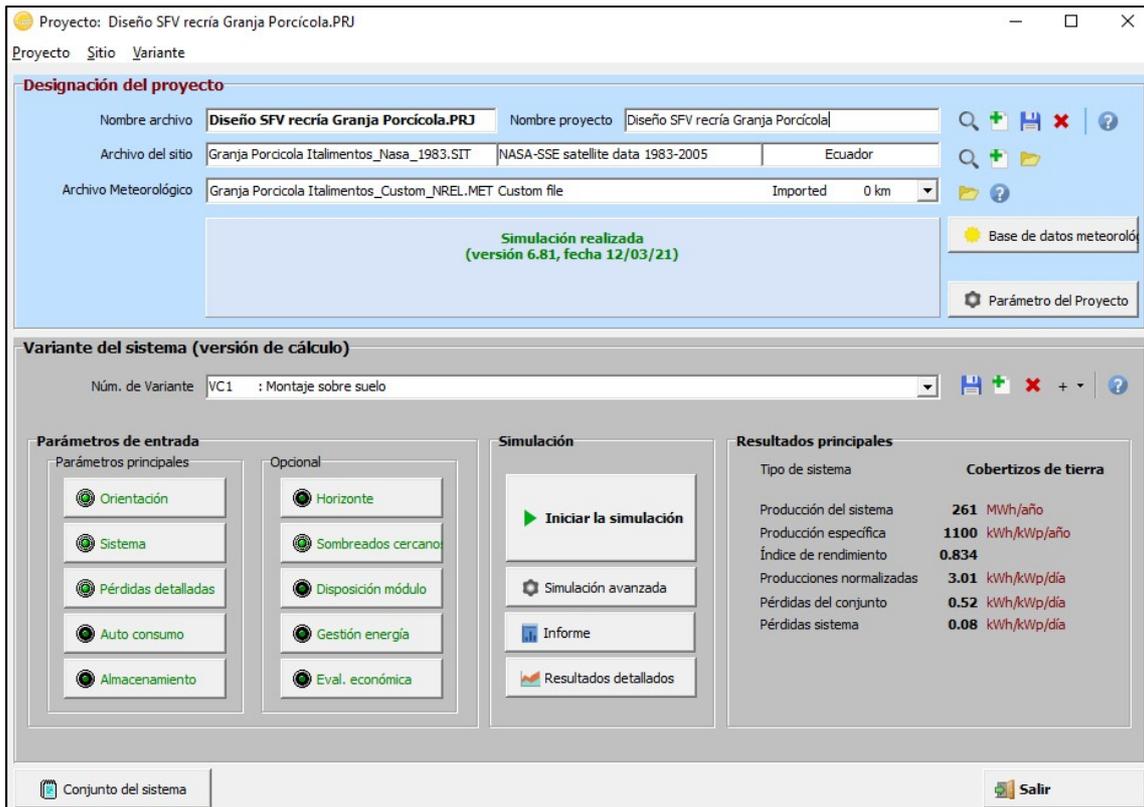


Figura 4.33 Resumen de simulación en el software especializado PVSyst 6.8.1 Demo para el SFVCR del área de recría de la granja porcícola (Elaboración Propia en PVSyst 6.8.1 Demo).



# 5. Análisis económico-financiero y ambiental

En el capítulo 4 se realizaron los análisis técnicos para la implementación de los SFVCR en la planta industrial de Cuenca y en la granja porcícola de Santa Rosa, demostrando la factibilidad técnica de los proyectos. Para cada SFVCR se definió el número y las características de paneles e inversores que se encargarán de producir energía para autoconsumo en el lugar de estudio. En el presente capítulo se evaluará la factibilidad económica de los diseños enfocándolos bajo diferentes escenarios de financiamiento; para lo cual, primero se realiza la estimación de los costos de inversión inicial. Además de los resultados del análisis económico-financiero, se exponen los beneficios fiscales y ambientales que trae consigo la implementación de los SFVCR.

## 5.1 Generalidades

### 5.1.1 Estimación de costo de inversión inicial y costos fijos de un SFVCR

Estos costos son estimados y calculados en dos partes. La primera, costos de inversión inicial, hace referencia a los equipos, estructuras y obras requeridas para la implementación del SFVCR en el sitio. La segunda se relaciona con los costos fijos anuales de operación y mantenimiento del SFVCR luego de la instalación.

#### 5.1.1.1 Determinación del costo de inversión inicial

Los costos de inversión inicial para proyectos fotovoltaicos se dividen en tres categorías representativas; la primera, son los costos que involucran los módulos fotovoltaicos, la segunda hace referencia al inversor o a los inversores requeridos para el proyecto y la tercera se denominan costos de balance de sistema (BOS por sus siglas en inglés), los cuales involucran costos de estructuras y equipos eléctricos que complementan el SFVCR, costos de instalación y costos indirectos o su equivalencia en inglés “soft cost”, que están ligados a procesos administrativos y de diseño [63] [64].

Con el transcurso de los años, los costos de inversión inicial han decaído en un gran porcentaje debido a varios factores como la mejora en procesos de manufactura, reducido costo de labor y en gran medida gracias a la aparición de nuevas tecnologías que mejoran el rendimiento de los módulos fotovoltaicos y con ello la reducción de sus precios. Además, conforme se instalan más y más proyectos fotovoltaicos, las personas que los gestionan, impulsan y diseñan ganan más experiencia, por lo que se abren nuevos mercados para que los diferentes eslabones de la cadena de suministro continúen desarrollándose, reflejando esta mejora en la caída de los precios de BOS. Es por esto que entre 2010 y 2019 a nivel global la reducción del costo total de instalación se debe en un 62% a los módulos e inversores solares y un 38% a los costos de BOS [61]. Sin embargo, aunque la tecnología solar fotovoltaica continúa en pleno desarrollo, existen diferencias de precios según la región que se analiza. En parte por la diferencia de precios de los paneles e inversores,

pero también, existe diferencia de precios de BOS, debido a parámetros como experiencia, buenas prácticas, políticas y barreras administrativas relacionadas principalmente con permisos de operación y conexión. En la figura 5.1 se puede observar la diferencia de costos de inversión inicial entre ciertos países de diferentes regiones del mundo [61].

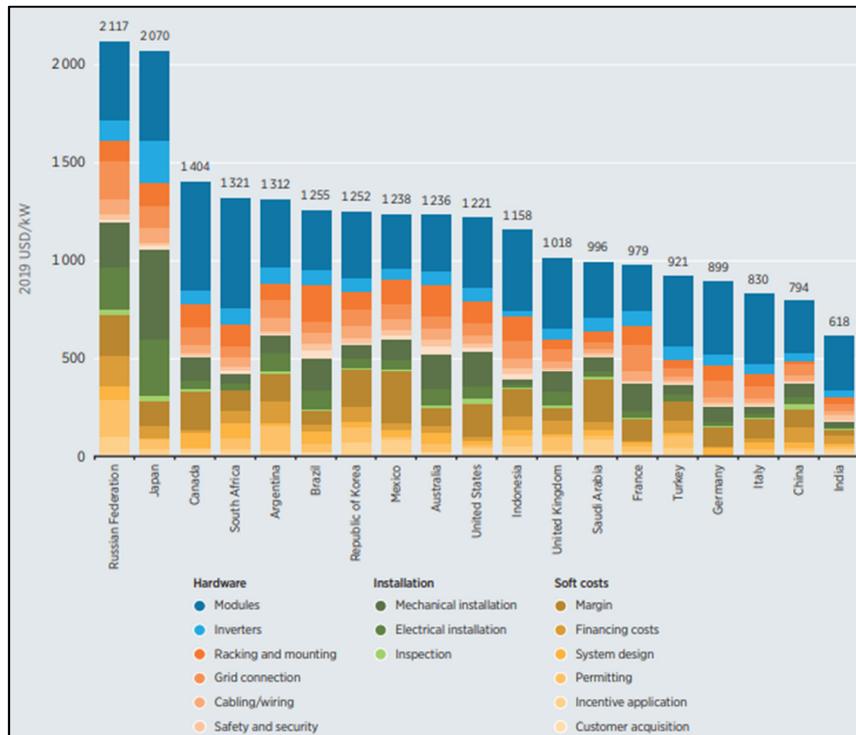


Figura 5.1. Costos de instalación fotovoltaica en diferentes países del mundo [61].

En general, según [61], el costo de inversión inicial promedio de un SFVCR para el año 2019 es de 995 \$/kW<sub>DC</sub>. No obstante, este precio referencial no considera la dimensión ni el área donde se instalan y operan estos SFVCR. NREL clasifica los sistemas según su potencia instalada en categoría residencial, comercial de montaje en techo o sobre suelo y de gran escala, por lo que, los costos de inversión inicial varían según muestran las figuras 5.2 y 5.3 [62].

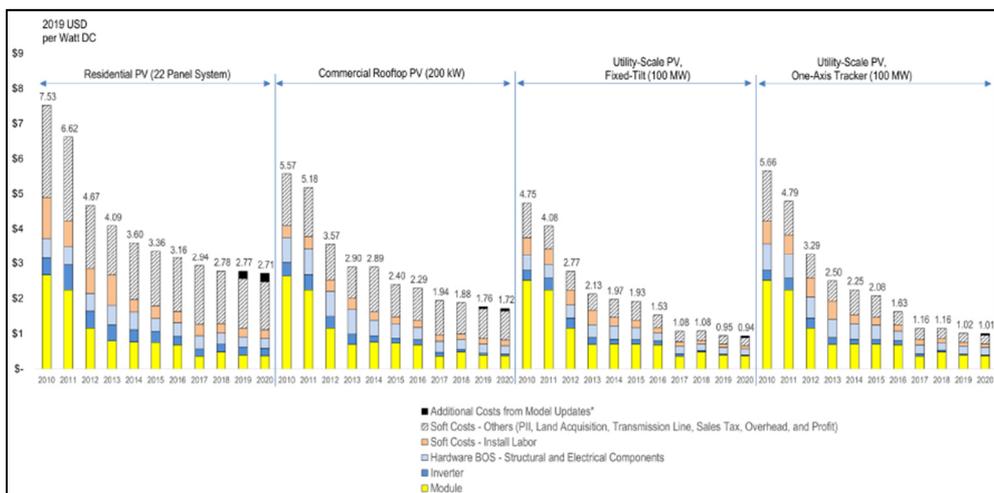


Figura 5.2. Costos de instalación para sistemas de diferente potencia instalada [62].

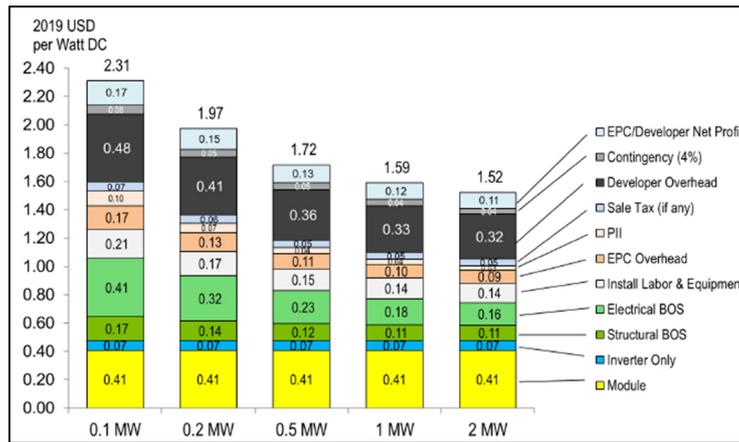


Figura 5.3. Costo de instalación para sistemas comerciales de montaje sobre suelo [62].

Los costos están referenciados en Estados Unidos para el año 2020, consideran el uso de paneles monocristalinos y la potencia DC instalada; en donde, para el área residencial el precio de inversión inicial es de 2,71 \$/W<sub>DC</sub>, para una instalación comercial sobre techo 1,72 \$/W<sub>DC</sub>, para una instalación comercial sobre suelo 1,97 \$/W<sub>DC</sub> y de gran escala varía entre 0,94 \$/W<sub>DC</sub> y 1,01 \$/W<sub>DC</sub> según la tecnología de las estructuras utilizada. El precio de instalación en el mercado estadounidense es mayor al promedio [43], por lo que para este estudio se considera el valor establecido por [61] aumentando un 30% para el mercado ecuatoriano. El ratio entre el costo de una instalación de montaje en suelo con respecto al de montaje sobre techo es de 1,15. Para este estudio se considera un ratio de 1,05 debido a que NREL considera valores de arriendo de terrenos para las instalaciones sobre suelo, que para el caso de estudio no son considerados ya que los terrenos son propiedad de la empresa.

Se estima que el costo de inversión inicial en el sector comercial para una instalación en techo es de 1,31 \$/W<sub>DC</sub>; mientras que, para una instalación comercial de instalación sobre suelo es de 1,36 \$/W<sub>DC</sub> tomando en consideración la misma tecnología para los módulos fotovoltaicos. Estos valores se pueden contrastar con el valor de costo de instalación para países de la región como Brasil, que tiene un valor de 1,040 \$/W<sub>DC</sub>, considerando que este país tiene un desarrollo más favorable en este sector energético [61].

Entonces, es necesario estimar los precios de las tres categorías representativas de los costos de inversión inicial.

### 5.1.1.2 Estimación de costos de los módulos fotovoltaicos

La tendencia a lo largo de los años, respecto al precio de los paneles solares, evidencia una disminución constante. Entre 2009 y 2019 el porcentaje promedio de disminución para módulos de silicio cristalino fue del 90%, lo que provocó que a diciembre de 2019 los módulos solares convencionales alcanzaran precios de 0,27 \$/W. Aunque, en el mercado actual existe una amplia variedad de precios, en donde los módulos cristalinos de alta eficiencia alcanzan costos de 0,37 \$/W [61].

Las nuevas opciones tecnológicas del mercado mundial como los módulos bifaciales y los módulos PERC (Passivated Emitter Rear Cell) ya representan el 60% del mercado en 2019 y se espera que

para los próximos años este porcentaje siga aumentando. La gran eficiencia que tienen estas nuevas tecnologías se ven acompañadas con la reducción del costo del módulo por vatio al reducir las áreas requeridas para una potencia determinada, además de reducir costos del sistema relacionados con el área de la instalación solar como estructuras de montaje, cableado, etc. En el mes de diciembre de 2019, el costo de los módulos bifaciales rondó entre un 56% más que los módulos categorizados como convencionales y un 18% más que la opción más cara de un módulo monofacial. Por otro lado, el costo de los módulos con tecnología PERC está en un rango cercano a las opciones monofaciales de mayor rendimiento [61].

En la figura 5.4, se muestra como el precio de los módulos de diferente tecnología y lugar de procedencia, para el mes de enero de 2020, se encuentran cercanos entre sí, evidenciando que las nuevas tecnologías cada vez son más competitivas en el mercado mundial.

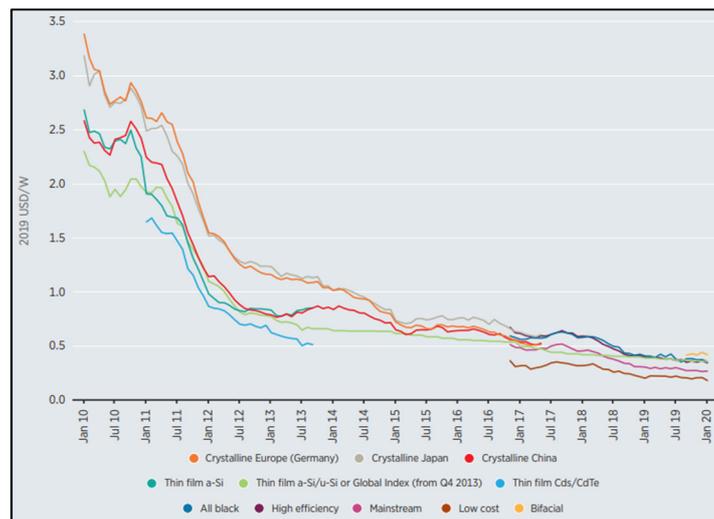


Figura 5.4. Evolución del precio de los paneles de diferentes tecnologías [61].

Con el propósito de ser más conservadores en cuanto a los precios descritos anteriormente, se estima para este estudio un valor de los módulos de 0,29 \$/W para tecnología policristalina y de 0,41 \$/W para tecnología monocristalina considerados también dentro del rango de NREL [62]. Mientras que, según lo expuesto en el párrafo anterior, el costo de los módulos con tecnología PERC se considera igual a los paneles monocristalinos, es decir 0,41 \$/W y para los módulos bifaciales se considera un 18% más que la tecnología monocristalina, por lo que su precio será de 0,48 \$/W. Cabe señalar que los precios son aproximados, tomando en cuenta valores de fuentes bibliográficas internacionales.

Con el propósito de validar las estimaciones de los costos para las tecnologías policristalina y monocristalina se realizaron dos cotizaciones a la empresa RENOV A ENERGÍA (ANEXO 13), la primera de un panel de 220 W policristalino y la segunda de un panel de 405 W monocristalino PERC. En la primera, se realizó la cotización de 50 paneles y en la segunda de 354 paneles. El resultado muestra que, debido a la economía de escala, la segunda cotización de paneles monocristalinos PERC cumple con el precio estimado para esta tecnología con un valor de 0,40 \$/W.

### 5.1.1.3 Estimación de costo de los inversores

La estimación de los costos para microinversores, inversores distribuidos e inversores centrales conectados a la red se realiza mediante la tabla de la figura 5.5 proporcionada por NREL [62]. Para instalaciones comerciales se considera un valor del inversor de  $0,10 \text{ \$/W}_{AC}$ .

Inverter Type	Sector	USD/W <sub>AC</sub>	DC-to-AC Ratio <sup>a</sup>	USD/W <sub>DC</sub>
Single-phase string inverter	Residential PV (non-MLPE)	0.15	1.11	0.14
Microinverter	Residential and commercial PV (MLPE)	0.34	1.16	0.29
DC power optimizer, single-phase string inverter	Residential PV (MLPE)	0.30	1.16	0.26
Three-phase string inverter	Commercial PV (non-MLPE)	0.08	1.11	0.07
DC power optimizer, three-phase string inverter	Commercial PV (MLPE)	0.14	1.16	0.12
Central inverter	Utility-scale PV (fixed-tilt)	0.07	1.37	0.05
Central inverter	Utility-scale PV (1-axis tracker)	0.07	1.34	0.05

Figura 5.5. Costos de inversores para diferentes aplicaciones [62].

### 5.1.1.4 Estimación de costos de Balance del Sistema (BOS)

Para este apartado se considera que según [61] en 2019 en promedio los costos de BOS representaron el 64% del costo de inversión inicial. Con esta consideración y con los costos de inversión inicial calculados en el punto 5.2.1.1 de este capítulo se calculan los valores de BOS para cada tipo de instalación. Para instalaciones comerciales sobre techo se estima un valor de BOS de  $0,82 \text{ \$/W}_{DC}$ , mientras que para instalaciones de montaje sobre suelo un valor de  $0,87 \text{ \$/W}_{DC}$ .

Dentro de los costos de BOS se encuentran se considera [61]:

- Cableado
- Estructuras y montaje
- Seguridad y protección
- Conexión a la red
- Control y monitorización
- Construcción
- Instalación eléctrica
- Inspecciones
- Solicitud de incentivos
- Permisos
- Diseño del sistema
- Adquisición de clientes
- Costos de financiamiento
- Garantías

### 5.1.1.5 Costos gastos fijos: operación y mantenimiento

Las fuentes bibliográficas base para realizar la estimación de costos de operación y mantenimiento son IRENA y NREL [61], [62]. En la primera se estima que en el año 2019 los costos promedio de estos ítems rondan los 9,5  $\$/kW_{DC}$  y 18,3  $\$/kW_{DC}$  anuales. Mientras que NREL expone que, para cada tipo de instalación de diferente potencia instalada, se presentan diferentes valores de costo de operación y mantenimiento como se muestra en la figura 5.6.

En dicha figura se considera que el modelo de costos incluye mantenimiento preventivo, programado bajo intervalos periódicos con costos que aumentan con una tasa inflacionaria y mantenimiento correctivo, destinado al reemplazo de componentes en caso de falla. En este último se tiene en cuenta el valor del costo de reemplazo, la mano de obra considerando que ocurra una falla promedio cada año [62]. Además de lo ya descrito, la figura 5.6 considera para sistemas comerciales montados sobre el suelo un valor de costo de arrendamiento de terrenos e impuestos a la propiedad. Estos valores no se tomarán en cuenta debido a que las instalaciones en donde se consideran los diseños, tanto para la planta industrial de Cuenca como para la granja porcícola de Santa Rosa, son de propiedad de la empresa Italimentos.

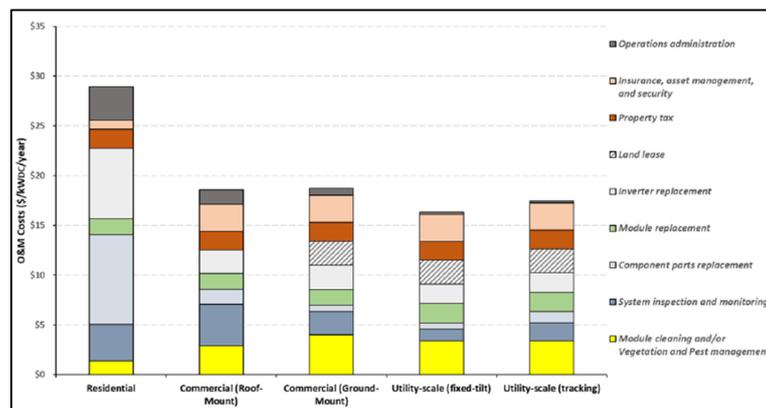


Figura 5.6. Costos de mantenimiento para SFVCR para diferentes categorías [62].

Por lo que, considerando lo descrito en el párrafo anterior y que al diseño del SFVCR de la planta industrial dentro de la categoría comercial con los paneles montados sobre techo, el valor de operación y mantenimiento será de 16,65  $\$/kW_{DC}/año$ . Mientras que, considerando al SFVCR de la granja porcícola dentro de la categoría de instalación comercial con los paneles montados sobre el suelo, su valor de operación y mantenimiento anual será de 14,40  $\$/kW_{DC}/año$ .

### 5.1.2 Metodología del análisis económico

Para el análisis propuesto se sigue el procedimiento descrito en [47]; para lo cual, es necesario determinar el costo nivelado de energía (LCOE por sus siglas en inglés) con el objetivo de evaluar la rentabilidad económica partiendo de este precio de venta de energía, luego se calcula el flujo de caja, flujo de caja neto, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y en el caso que los resultados ameriten, se realiza un análisis de sensibilidad para cada escenario de financiamiento propuesto.



Según [63], el mercado en el Ecuador aspira que como requisito las empresas tengan al menos el 40% del total de la inversión inicial, por lo que los escenarios de financiamiento propuestos son [47]:

- A. Autofinanciamiento o recursos propios.
- B. Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 5 años de plazo.
- C. Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo.
- D. Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 5 años de plazo.
- E. Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 10 años plazo.

### 5.1.2.1 Cálculo de la tasa de descuento del proyecto

Este indicador representa una medida de rentabilidad mínima que se exigirá al proyecto según el riesgo que involucra, para que el retorno de la inversión pueda cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de operación, intereses y rentabilidad del inversionista que le exige a su propio capital invertido [47].

El proceso de cálculo se encuentra detallado en la regulación CONELEC 003/11 “Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y los precios referenciales de los proyectos de generación y autoconsumo” para proyectos de iniciativa privada [64]. Se aplica el método de Costo Promedio Ponderado de Capital (CPCC) según la ecuación (5.1).

$$CPCC = CAPM\% * \frac{Capital_{inversionistas}}{Total_{inversión}} + i\% * (1 - T) * \frac{Capital_{financiero}}{Total_{inversión}} \quad (5.1)$$

Donde,

$i\%$ : tasa de interés financiero.

$(1-T)$ : efecto de corrección de la tasa nominal debido al efecto fiscal (impuestos).

$CAPM\%$ : tasa de rendimiento para el capital del inversionista y se calcula mediante la ecuación (5.2) [49] [66].

$$CAPM\% = \%_{LR} + \beta * (\%_I - \%_{LR}) + PRM \quad (5.2)$$

Donde,

$\%_{LR}$ : valor de la tasa libre de riesgo.

$\beta$ : conocido como riesgo sistemático o no diversificable. Refleja el riesgo de la industria de generación eléctrica con respecto al portafolio del mercado.

$\%_I$ : rentabilidad esperada por la industria.

$PRM$ : prima por el riesgo asociado del mercado interno o riesgo país.

Para establecer el interés del banco que realiza el préstamo, se toma como valor referencia el establecido por el Banco Central del Ecuador para el sector productivo empresarial en el mes de

marzo del 2021<sup>4</sup>, el que es igual a 9,86% como mínimo referencial, usado en los escenarios B y D, y 10,21% como valor máximo referencial, usado en los escenarios C y E.

Para el efecto fiscal se toma en cuenta el valor de impuesto a la renta para sociedades que deben tributar al estado mediante el pago al SRI<sup>5</sup>. Este valor es del 25% sobre su base imponible.

Como se menciona en [47], en el mercado nacional no existen estudios que definan valores referenciales para el coeficiente  $\beta$  y para la tasa  $\%_r$  para este tipo de proyectos, entonces se aproxima el valor del CAPM%. Para lo cual se parte de la consideración de que el inversionista puede sacar provecho de su dinero en otro negocio como una póliza bancaria o compra de bonos del estado, en donde actualmente la tasa de interés pasiva es de 5,53% anual según datos del Banco Central del Ecuador. Entonces para que el inversionista considere atractiva la propuesta de este proyecto, se debe garantizar que el CAPM% sea como mínimo igual a la tasa de interés pasiva descrita anteriormente. Para este estudio se considera la tasa de interés pasiva más tres puntos de ganancia mínima demandada por el inversionista [47] estableciendo el CAPM% en 8,53%. Este resultado se puede comparar con la tasa de descuento referencial establecida por IRENA [61], que para países del OCDE es de 7,5% y para el resto del mundo un promedio del 10%.

### 5.1.2.2 Determinación del costo nivelado de energía (LCOE)

Este indicador permite establecer el costo mínimo de venta de la energía que cubre con todos los gastos de inversión, operación y mantenimiento del SFVCR. Además, con este valor se puede comparar el precio de producción de energía con sistemas de generación de otras tecnologías [61].

El cálculo se lo realiza mediante la ecuación (5.3) que relaciona la sumatoria de la inversión realizada y los costos con la energía generada a tiempo actual [43]. Estos valores se consideran en relación con la vida útil del sistema de 20 años que indica la regulación ARCONEL 003/18 con su reforma ARCONEL 057/18.

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \left( \frac{Egresos_j}{(1+i)^j} \right)}{\sum_{j=0}^n \left( \frac{Producción_j}{(1+i)^j} \right)} \quad (5.3)$$

Donde,

$i$  : es la tasa de descuento

$j$  : año en cuestión

$n$  : cantidad de años de vida útil del sistema

Una vez obtenido este precio, se hará la evaluación de viabilidad económica-financiera del proyecto en base a los valores obtenidos para el VAN y para la TIR, si son valores favorables se acepta el

<sup>4</sup><https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>

<sup>5</sup><https://www.gob.ec/sri/tramites/formulario-declaracion-impuesto-renta-sociedades#:~:text=Los%20ingresos%20gravables%20obtenidos%20por,25%25%20sobre%20su%20base%20imponible.>



proyecto, caso contrario se realiza un análisis de sensibilidad para encontrar precio de venta de energía adecuado.

### 5.1.2.3 Flujo de caja

Este análisis permite conocer la utilidad neta y los flujos netos de efectivo referentes al proyecto en cuestión. Además, se representa el beneficio real de la operación de la planta que se obtiene al restar a los ingresos los costos que tiene la planta durante su vida útil. Los valores que se incluyen se detallan a continuación [47]:

- Ingresos
  - ✓ Venta de energía anual (+)
- Egresos
  - ✓ Operación y Mantenimiento (-)
  - ✓ Intereses (-)
  - ✓ Depreciación (-)
- Utilidad Bruta (=)
  - ✓ Utilidad destinada a trabajadores (-)
- Utilidad previa a impuestos (=)
  - ✓ Impuesto a la Renta (-)
- Utilidad Neta (=)
  - ✓ Depreciación (+)
  - ✓ Amortización del capital (-)
- Flujo neto (=)

Como se mencionó en el punto 5.1.2.1 de este capítulo, el valor de tributación para Italimentos es igual al 25% sobre su base imponible.

Respecto a las utilidades, el artículo 97 del código de trabajo establece que el empleador o empresa reconocerá en beneficio de sus trabajadores el 15% de las utilidades líquidas<sup>6</sup>.

Para el cálculo de la depreciación de activos fijos se usa el método lineal o en base al tiempo, el cual considera que el activo fijo se deteriora uniformemente con el paso del tiempo. Para su cálculo se divide el valor del bien para el número de años de vida útil<sup>7</sup>.

### 5.1.2.4 Flujo Neto

Este valor, especificado anualmente, determina la rentabilidad económica de un proyecto considerando la diferencia entre ingresos y egresos. Entonces, mientras más altos sean los flujos netos de efectivo, mayor será la rentabilidad del proyecto [12].

### 5.1.2.5 Valor Actual Neto (VAN)

Es un indicador financiero que permite conocer la rentabilidad de una inversión. Representa el valor presente de un determinado número de flujos de caja a futuro, se lo calcula al restar la suma de flujos netos a la inversión inicial. El valor del VAN establece si los beneficios de la inversión

---

<sup>6</sup> <https://www.trabajo.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/11/C%C3%B3digo-de-Tabajo-PDF.pdf>

<sup>7</sup> <https://www.asesorapyme.org/2019/06/12/que-es-la-depreciacion-y-que-importancia-tiene/>



son positivos o negativos tomando en cuenta que, si el valor es mayor que cero entonces la inversión trae consigo beneficios favorables, si el valor es negativo entonces el proyecto produce pérdidas por lo que se rechaza y si el valor es igual a cero no hay ni beneficios ni pérdidas de la inversión. La ecuación (5.4) permite el cálculo de este indicador.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \left( \frac{V_t}{(1+k)^t} \right) - I_0 \quad (5.4)$$

$V_t$  : flujos de caja en el período t.

$I_0$ : inversión inicial.

$n$  : es el número de períodos.

$k$  : es el interés

#### 5.1.2.6 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Este indicador ofrece una perspectiva económica para los inversionistas. Si se cumple que el interés esperado por los inversionistas deberá ser menor al TIR, entonces el proyecto es considerado económicamente viable. Esta tasa referencial mínima se determina cuando el VAN tiene un valor de cero y luego se realiza la comparación con la tasa de interés esperada. Para el análisis de viabilidad se considera los siguientes aspectos.

- TIR > tasa de interés esperada, el proyecto es rentable económicamente.
- TIR < tasa de interés esperada, el proyecto no es rentable económicamente.

#### 5.1.2.7 Análisis de sensibilidad

Según los resultados obtenidos en los análisis económicos-financieros, es necesario realizar un análisis de sensibilidad que consiste en variar el precio al que se debería vender la energía producida por el SFVCR hasta encontrar el valor mínimo con el que proyecto se vuelve rentable [43].

Posteriormente, se comparan los resultados de los precios de venta de energía calculados con el precio de venta de energía comercial. Como se mencionó en los puntos 4.2.1 y 4.3.1 del capítulo 4, el consumo energético de la planta industrial está considerado dentro del pliego tarifario de medio voltaje con demanda horaria diferenciada categoría industrial. El precio de la energía correspondiente a la franja horaria de entre las 08:00 hasta las 18:00 horas, dentro de la cual se genera energía por el SFVCR, es de 0,0897 \$/kWh. Mientras que, para la granja porcícola, su consumo energético está considerado dentro del pliego tarifario de medio voltaje con demanda horaria categoría comercial. El precio de la energía correspondiente a la franja horaria de entre las 08:00 hasta las 22:00 horas, dentro de la cual se genera energía por el SFVCR, es de 0,095 \$/kWh.

## 5.2 Análisis económico para los SFVCR propuestos

En esta sección se presentan los resultados obtenidos del análisis económico-financiero realizado tanto para el SFVCR de la planta industrial de Cuenca como para el SFVCR del área de recreo

de la granja porcícola de Santa Rosa propuestos. Los cálculos detallados para todos los indicadores de cada escenario se presentan en el ANEXO 14.

## 5.2.1 Análisis económico para el SFVCR de la planta industrial de Cuenca

### 5.2.1.1 Estimación del costo inicial

En la tabla 5.1 se presenta la estimación del costo inicial del proyecto junto con los parámetros considerados.

Tabla 5.1. Estimación de la inversión inicial para el SFVCR de la planta industrial de Cuenca.

Número de inversores	Potencia nominal inversores (kW)	Costos inversor (\$/W)	Número de paneles	Potencia Pico FV (kW)	Costos panel (\$/W)	Costos indirectos (\$/W)	Costo total (\$)	Relación \$/W
4	120,00	0,10	354	141,60	0,41	0,82	186.168,00	1,31

### 5.2.1.2 Análisis económico-financiero

En este punto se realiza el análisis económico de cada escenario de financiamiento planteados en el punto 5.1.2 para la planta industrial. Estos análisis detallados se encuentran en el ANEXO 14. En la tabla 5.2 se muestran los resultados del LCOE y de los indicadores para cada escenario de financiamiento.

Tabla 5.2 Resumen de resultados económicos para el SFVCR de la planta industrial.

Variable	Escenarios De Financiamiento con tasa de descuento de 8,53%				
	A	B	C	D	E
VAN	\$-35.623,45	\$-29.397,14	\$-26.871,88	\$-32.000,13	\$-30.519,11
TIR	5,72%	4,98%	4,67%	5,39%	5,32%
LCOE	\$0,142	\$0,136	\$0,137	\$0,139	\$0,139

Los resultados muestran que siguiendo la metodología del punto 5.1.2, para todos los escenarios de financiamiento planteados, el proyecto no resulta rentable económicamente, ya que los valores del VAN indican que no se pueden cumplir con todos los costos, gastos ni tampoco la recuperación del capital con la tasa de descuento esperada que es del 8,53%, esto se puede reafirmar debido a que todos los valores del TIR calculados mediante los flujos netos son menores a la tasa de descuento esperada.

En busca de analizar si los parámetros económicos mejoran al disminuir el porcentaje de abastecimiento de la carga y por ende disminuyendo la inversión inicial, se redujo la potencia instalada, eliminando la instalación fotovoltaica del área A4, resultando una potencia instalada total de 96kW<sub>AC</sub>. Este procedimiento se encuentra en el ANEXO 16.

Tabla 5.3 Estimación de la inversión inicial para el SFVCR de la planta industrial de Cuenca sin área A4.

Número de inversores	Potencia nominal inversores (kW)	Costos inversor (\$/W)	Número de paneles	Potencia Pico FV (kW)	Costos panel (\$/W)	Costos indirectos (\$/W)	Costo total (\$)	Relación \$/W
3	96	0,10	282	112,8	0,41	0,82	148.344,00	1,32

En la tabla 5.3, se muestra la estimación del costo inicial de inversión para lo planteado. Con esta configuración se logra abastecer el 16% de la demanda energética anual del transformador de 192,5kW, además se aprecia que al disminuir la potencia instalada la relación \$/W se incrementa considerando los mismos precios para los paneles, inversores y BOS, descritos en el punto 5.1.1. Para realizar el análisis económico de este caso, se mantienen los parámetros descritos en el punto 5.1.2.1, los cálculos se muestran en el ANEXO 18. El costo fijo de operación y mantenimiento anual cambia según la potencia instalada, para este caso se usa un valor de \$ 1.878,12. En la tabla 5.4 se muestran los resultados del LCOE y de los indicadores para cada escenario de financiamiento.

Tabla 5.4 Resumen de resultados económicos para el SFVCR de planta industrial sin área A4.

Variable	Escenarios De Financiamiento con tasa de descuento de 8,53%				
	A	B	C	D	E
VAN	\$-28.385,78	\$-23.424,50	\$-21.390,96	\$-25.498,62	\$-24.318,43
TIR	5,72%	4,98%	4,68%	5,39%	5,33%
LCOE	\$0,142	\$0,136	\$0,138	\$0,139	\$0,14

Apreciando los resultados obtenidos, al disminuir el porcentaje de carga abastecida, no se muestran cambios significativos que puedan mejorar la rentabilidad económica del proyecto, al contrario, el valor de LCOE aumenta ligeramente en los escenarios de financiamiento D y E. El único valor que disminuyó fue el VAN, ya que la inversión inicial y los costos fijos de operación y mantenimiento disminuyeron.

### 5.2.1.3 Análisis de sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad, se lo realiza como se menciona en el punto 5.1.2.7, se varía el precio de venta de energía usando cuatro valores que serán: el LCOE, 0,1795, 0,2255 y 0,2852 \$/kWh. A partir de estos valores se busca en que escenario de financiamiento con el menor precio de venta de energía impuesto el proyecto obtenga la mayor rentabilidad, basándose en el hecho de que conforme aumenta el precio también aumenta la TIR [47]. Sin embargo, un análisis basado solamente en el valor de la TIR no resulta completamente confiable, ya que puede ocurrir que, a valores favorables de la TIR, los flujos de caja son negativos. En la tabla 5.5, se muestran los resultados del análisis de sensibilidad para el SFVCR de la planta industrial, los valores de VAN positivos de color rojo indican que flujos netos son negativos luego del primer año.

Tabla 5.5 Análisis de sensibilidad para el SFVCR de la planta industrial.

Escenarios de financiamiento			Precio de venta (\$/kWh)	LCOE	0,1795	0,2255	0,2852
A	CPPC	8,53%	TIR	5,72%	8,53%	11,67%	15,49%
			VAN	<b>-35.623,45</b>	15,17	43.199,58	99.245,43
B	CPPC	7,85%	TIR	4,98%	9,19%	13,49%	19,15%
			VAN	<b>-29.397,14</b>	<b>14.050,25</b>	<b>59.403,20</b>	118.263,44
C	CPPC	8,01%	TIR	4,67%	<b>9,84%</b>	15,42%	22,93%
			VAN	<b>-26.871,88</b>	<b>14.866,10</b>	59.702,21	117.891,69
D	CPPC	8,19%	TIR	5,39%	8,82%	12,42%	16,92%
			VAN	<b>-32.000,13</b>	7.427,79	51.675,13	109.100,50
E	CPPC	8,27%	TIR	5,32%	9,02%	12,98%	17,91%
			VAN	<b>-30.519,11</b>	8.019,20	52.017,00	109.118,49

Para las condiciones de estudio, el escenario C (financiamiento del 60% a 10 años plazo), es en el que se dan las condiciones más favorables en cuanto a menor precio de venta de energía y mayor rentabilidad, que con un precio que va desde 0,1643 \$/kWh se vuelve más competitivo y rentable que los demás escenarios planteados. Sin embargo, si comparamos este precio con el precio comercial de venta de energía (0,0897\$/kWh) el proyecto debería descartarse desde el punto de vista económico.

En la tabla 5.6 se presenta el análisis de sensibilidad para el caso del SFVCR de la planta industrial sin el área A4 con el fin de comparar la rentabilidad con el caso original de estudio.

Tabla 5.6 Análisis de sensibilidad para el SFVCR de la planta industrial sin área A4.

Escenarios de financiamiento			Precio de venta (\$/kWh)	LCOE	0,1795	0,2255	0,2852
A	CPPC	8,53%	TIR	5,72%	8,47%	11,60%	15,41%
			VAN	<b>-28.385,78</b>	-597,34	33.656,25	78.111,47
B	CPPC	7,85%	TIR	4,98%	9,12%	13,39%	19,02%
			VAN	<b>-23.424,50</b>	<b>10.555,61</b>	<b>46.529,28</b>	93.216,85
C	CPPC	8,01%	TIR	4,68%	<b>9,74%</b>	15,30%	22,76%
			VAN	<b>-21.390,96</b>	<b>11.154,90</b>	46.698,00	92.826,76
D	CPPC	8,19%	TIR	5,39%	8,76%	12,34%	16,82%
			VAN	<b>-25.498,62</b>	5.370,54	40.390,96	85.940,39
E	CPPC	8,27%	TIR	5,33%	8,94%	12,89%	17,81%
			VAN	<b>-24.318,43</b>	5.644,36	40.508,13	85.755,25

Los resultados indican que el escenario C (financiamiento del 60% a 10 años plazo), es en el que se dan las condiciones más favorables en cuanto a menor precio de venta de energía y mayor rentabilidad, que con un precio que va desde 0,1651 \$/kWh se vuelve más competitivo y rentable que los demás escenarios planteados. Sin embargo, la rentabilidad obtenida es menor a la que se



obtiene en el caso original si se compara los valores de la TIR, por lo que el caso original es más favorable económicamente.

## 5.2.2 Análisis económico del SFVCR para área de recría de la granja porcícola de Santa Rosa

### 5.2.2.1 Estimación de los costos iniciales

En la tabla 5.7 se presenta la estimación del costo inicial del proyecto junto con los parámetros considerados.

Tabla 5.7. Estimación de la inversión inicial para el SFVCR del área de recría de la granja porcícola de Santa Rosa.

Número de inversores	Potencia nominal inversores (kW)	Costos inversor (\$/W)	Número de paneles	Potencia Pico FV (kW)	Costos panel (\$/W)	Costos indirectos (\$/W)	Costo total (\$)	Relación \$/W
4	200,00	0,10	600	237,00	0,29	0,87	294.920,00	1,24

### 5.2.2.2 Análisis económico-financiero

En este punto se realiza el análisis económico de cada escenario de financiamiento planteados en el punto 5.1.2 para el área de recría de la granja porcícola. Estos análisis detallados se encuentran en el ANEXO 14. En la tabla 5.8 se muestran los resultados del LCOE y de los indicadores para cada escenario de financiamiento.

Tabla 5.8 Resumen de resultados económicos para el SFVCR del área de recría de la granja porcícola.

Variable	Escenarios De Financiamiento con tasa de descuento de 8,53%				
	A	B	C	D	E
VAN	\$-56.433,26	\$-46.691,07	\$-42.743,70	\$-50.693,34	\$-48.347,16
TIR	5,73%	4,98%	4,68%	5,40%	5,33%
LCOE	\$0,147	\$0,141	\$0,142	\$0,143	\$0,144

Los resultados muestran que siguiendo la metodología del punto 5.1.2, para todos los escenarios de financiamiento planteados, el proyecto no resulta rentable económicamente, ya que los valores del VAN indican que no se pueden cumplir con todos los costos, gastos ni tampoco la recuperación del capital con la tasa de descuento esperada que es del 8,53%, esto se puede reafirmar debido a que todos los valores del TIR calculados mediante los flujos netos son menores a la tasa de descuento esperada.

En busca de analizar si los parámetros económicos mejoran al disminuir el porcentaje de abastecimiento de la carga y por ende disminuyendo la inversión inicial, se redujo la energía diaria que debe ser abastecida por el SFVCR al 80%, resultando en un valor de 503,1kWh/día, este valor

resultó de eliminar las siguientes cargas del levantamiento presentado en el ANEXO 1: alimentador nave 2, basuca, bomba, hidrolavadora 3kW e hidrolavadora 4kW. Para dimensionar este escenario, se reemplazó un inversor distribuido del análisis técnico original por otro inversor de menor potencia, el dimensionamiento para este inversor considerando los mismos paneles escogidos para el caso original y la estimación de energía de este supuesto se encuentra en el ANEXO 17.

Tabla 5.9 Estimación de la inversión inicial para el SFVCR del área de cría de la granja porcícola.

Número de inversores	Potencia nominal inversores (kW)	Costos inversor (\$/W)	Número de paneles	Potencia Pico FV (kW)	Costos panel (\$/W)	Costos indirectos (\$/W)	Costo total (\$)	Relación \$/W
4	177	0,10	530	209,35	0,29	0,87	260.546,00	1,24

En la tabla 5.9, se muestra la estimación del costo inicial de inversión para lo planteado. Se aprecia que al disminuir la potencia instalada la relación \$/W se incrementa considerando los mismos precios para los paneles, inversores y BOS, descritos en el punto 5.1.1. Para realizar el análisis económico de este caso, se mantienen los parámetros descritos en el punto 5.1.2.1. El costo fijo de operación y mantenimiento anual cambia según la potencia instalada, para este caso se usa un valor de \$ 3.014,64. En la tabla 5.10 se muestran los resultados del LCOE y de los indicadores para cada escenario de financiamiento. Los cálculos detallados se encuentran en el ANEXO 14.

Tabla 5.10 Resumen de resultados económicos para el SFVCR del área de cría de la granja porcícola considerando el 80% de la carga.

Variable	Escenarios De Financiamiento con tasa de descuento de 8,53%				
	A	B	C	D	E
VAN	\$-49.855,76	\$-41.249,06	\$-37.761,78	\$-44.784,85	\$-42.712,12
TIR	5,73%	4,98%	4,68%	5,40%	5,33%
LCOE	\$0,147	\$0,141	\$0,142	\$0,144	\$0,145

Apreciando los resultados obtenidos, al disminuir el porcentaje de carga abastecida, no se muestran cambios significativos que puedan mejorar la rentabilidad económica del proyecto, al contrario, el valor de LCOE aumenta ligeramente en los escenarios de financiamiento D y E. El único valor que disminuyó fue el VAN, ya que la inversión inicial y los costos fijos de operación y mantenimiento disminuyeron.

### 5.2.2.3 Análisis de sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad, se toman en cuenta las mismas consideraciones que en el punto 5.2.1.3, se varía el precio de venta de energía usando cuatro valores que serán: el LCOE, 0,1795, 0,2255 y 0,2852 \$/kWh.

Tabla 5.11 Análisis de sensibilidad para el SFVCR del área de cría de la granja porcícola.

Escenarios de financiamiento			Precio de venta (\$/kWh)	LCOE	0,1795	0,2255	0,2852
A	CPPC	8,53%	TIR	5,73%	8,04%	11,07%	14,73%
			VAN	<b>-56.433,26</b>	-10.212,92	55.077,85	139.813,91
B	CPPC	7,85%	TIR	4,98%	8,55%	12,63%	17,97%
			VAN	<b>-46.691,07</b>	<b>11.560,31</b>	<b>80.142,76</b>	169.150,86
C	CPPC	8,01%	TIR	4,68%	<b>9,01%</b>	14,29%	21,34%
			VAN	<b>-42.743,70</b>	<b>12.962,32</b>	80.760,20	168.750,05
D	CPPC	8,19%	TIR	5,40%	8,26%	11,72%	16,01%
			VAN	<b>-50.693,34</b>	1303,79	68.207,96	155.037,92
E	CPPC	8,27%	TIR	5,33%	8,40%	12,20%	16,91%
			VAN	<b>-48.347,16</b>	2.293,71	68.819,08	155.157,44

Para las condiciones de estudio, el escenario C (financiamiento del 60% a 10 años plazo), es en el que se dan las condiciones más favorables en cuanto a menor precio de venta de energía y mayor rentabilidad, que con un precio que va desde 0,1708 \$/kWh se vuelve más competitivo y rentable que los demás escenarios planteados. Sin embargo, si comparamos este precio con el precio comercial de venta de energía (0,095\$/kWh) el proyecto debería descartarse desde el punto de vista económico.

En la tabla 5.12 se presenta el análisis de sensibilidad para el caso del SFVCR del área de cría de la granja porcícola abasteciendo el 80% de la carga con el fin de comparar la rentabilidad con el caso original de estudio.

Tabla 5.12 Análisis de sensibilidad para el SFVCR del área de cría de la granja porcícola considerando el 80% de la carga.

Escenarios de financiamiento			Precio de venta (\$/kWh)	LCOE	0,1795	0,2255	0,2852
A	CPPC	8,53%	TIR	5,73%	8,04%	11,06%	14,73%
			VAN	<b>-49.855,76</b>	-9.049,04	48.624,47	123.476,66
B	CPPC	7,85%	TIR	4,98%	8,54%	12,63%	17,96%
			VAN	<b>-41.249,06</b>	<b>10.185,11</b>	<b>70.766,28</b>	149.390,09
C	CPPC	8,01%	TIR	4,68%	<b>9,01%</b>	14,28%	21,33%
			VAN	<b>-37.761,78</b>	<b>11.424,02</b>	71.312,15	149.036,52
D	CPPC	8,19%	TIR	5,40%	8,26%	11,71%	16,01%
			VAN	<b>-44.784,85</b>	1.124,70	60.223,38	136.923,19
E	CPPC	8,27%	TIR	5,33%	8,40%	14,59%	16,91%
			VAN	<b>-42.712,12</b>	1.999,40	99.087,87	137.029,02

Los resultados indican que el escenario C (financiamiento del 60% a 10 años plazo), es en el que se dan las condiciones más favorables en cuanto a menor precio de venta de energía y mayor rentabilidad, que con un precio que va desde 0,1708 \$/kWh se vuelve más competitivo y rentable



que los demás escenarios planteados. Comparando este caso con el caso original, se evidencia que la TIR en ambos casos es iguala 9,01%, respecto al VAN el valor mayor se encuentra en el caso original. Finalmente cabe recalcar que la inversión inicial es menor en este caso que en el caso original.

## 5.3 Beneficios fiscales y ambientales de la implementación de los proyectos fotovoltaicos

A pesar de los resultados no convenientes que se obtuvieron en los análisis económico-financiero para los SFVCR propuestos en la plantan industrial de Cuenca y la granja porcícola de Santa Rosa, a un proyecto que involucra e incentiva el uso de fuentes de energías renovables se le puede atribuir otros beneficios ligados con temas fiscales y evidentemente con temas ambientales. A continuación, se describen estos beneficios que traen consigo la implementación de un SFVCR para Italimentos, los cuales podrían ser de su interés, desde el punto de vista de imagen empresarial, pudiendo convertirse en una empresa pionera en la implementación de sistemas que ayuden a reducir emisiones de CO<sub>2</sub> continuando con su objetivo de ser considerada como empresa de punto verde; además, obtener beneficios en la parte económica.

### 5.3.1 Beneficios fiscales

Como se mencionó en el punto 5.1.2.1 de este capítulo, toda sociedad constituida en el Ecuador, debe tributar el Impuesto a la Renta respecto de su base imponible, la cual se calcula mediante una resta entre la totalidad de los ingresos gravados y las devoluciones, descuentos, costos, gastos y deducciones, imputables a tales ingresos<sup>8</sup>. Una deducción representa los costos y gastos que se pueden descontar para fijar la utilidad gravable de una empresa sobre la cual se tributa [65].

En junio del año 2019, el Ministerio del Ambiente expidió el acuerdo ministerial N° 48 denominado “Otorgamiento de la autorización ambiental para la deducción adicional del 100% de la depreciación de máquinas, equipos y tecnologías”, cuyo objetivo es exponer el procedimiento requerido para viabilizar una deducción de impuestos fiscales mediante la declaración del 100% del valor de depreciación anual de máquinas, equipos y demás tecnologías (MET) que se destinen a la implementación de mecanismos de producción más limpia para el uso de energías renovables (solar, eólica o similares), la prevención de impactos ambientales negativos en las actividades productivas y a la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero. La aplicación de este acuerdo ministerial es válida para MET adquiridas a partir de la vigencia señalada en el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones; es decir a partir de diciembre del año 2010. Este beneficio fiscal está destinado para todo tipo de persona, natural o jurídica que desarrolle actividades productivas dentro del territorio ecuatoriano y que cuente autorización administrativa ambiental, ya sea un registro o una licencia ambiental según corresponda. La vigencia de este

---

<sup>8</sup> Página web del SRI: <https://www.sri.gob.ec/web/guest/impuesto-renta#:~:text=Los%20ingresos%20gravables%20obtenidos%20por,25%25%20sobre%20su%20base%20imponible.>



beneficio estará a la par con el período de depreciación de las MET que cuenten con la autorización respectiva [66].

Se puede aplicar este beneficio para diferentes escenarios. El primero es cuando la actividad productiva sea nueva, es decir postular una MET a partir de su compra. La segunda hace referencia al cambio de una MET en un proceso existente, en donde los indicadores de eficiencia indiquen que el reemplazo produciría un proceso más eficiente. El tercero refiere a innovación tecnológica. El cuarto especifica que se puede postular un software como parte de una MET, en caso de que esté implementado o vinculado a aumentar la eficiencia de ciertas actividades productivas. Otro escenario expone a una MET como parte de un servicio, el cual esté marcado como lícito dentro de una actividad productiva dando indicadores de optimización de recursos de generación de residuos, energía y/o emisiones. Finalmente, se puede especificar una MET como parte de construcción, destinada a una actividad productiva, que de igual forma que las anteriores, ayuden a mejorar la eficiencia del uso de recursos naturales [66].

Debido a que Italimentos cuenta con licencia ambiental número 090-CGA, puede optar por el beneficio fiscal descrito anteriormente en el caso de implementar algún SFVCR en la planta industrial, en el área de cría de la granja porcícola o en ambos sitios; ya que, en ambos establecimientos se realizan actividades de producción. La empresa debe pagar el 25% del Impuesto a la Renta del total de su base imponible.

Para estimar el beneficio fiscal en el que incurre la empresa con este incentivo se recurre a los flujos de caja calculados en el punto 5.2.1.2 de este capítulo, en donde para cada escenario de financiamiento se produce una base imponible diferente. En el punto 5.1.2.3 de este documento se explica cómo se calculó la deducción de la depreciación anual de los equipos. Entonces, asumiendo que la empresa califica para el beneficio fiscal, se calculan los nuevos flujos de caja para cada escenario de financiamiento tanto del SFVCR de la planta industrial como de la granja porcícola considerando el 100% de la deducción del costo de los paneles e inversores, equipos que son considerados como parte de una actividad productiva nueva dentro del acuerdo ministerial N° 48. Los cálculos detallados se muestran en el ANEXO 15. En la tabla 5.13 se muestra la comparación entre los valores de depreciación anual de los equipos con y sin la aplicación del beneficio fiscal y la suma de los valores de tributación anuales de Impuesto a la Renta que pagaría la empresa con estas consideraciones para los escenarios de financiamiento considerados para el SFVCR de la planta industrial.

Tabla 5.13. Impuesto a la Renta para diferentes valores de depreciación, SFVCR plantan industrial.

<b>Autofinanciamiento</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	9.308,40	42.581,66
Con beneficio fiscal	70.056,00	0,00

**Financiamiento 60% inversión inicial a 5 años plazo**



	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	9.308,40	31.247,91
Con beneficio fiscal	70.056,00	0,00
<b>Financiamiento 60% inversión inicial a 10 años plazo</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	9.308,40	24.453,80
Con beneficio fiscal	70.056,00	0,00
<b>Financiamiento 30% inversión inicial a 5 años plazo</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	9.308,40	36.880,49
Con beneficio fiscal	70.056,00	0,00
<b>Financiamiento 30% inversión inicial a 10 años plazo</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	9.308,40	33.443,25
Con beneficio fiscal	70.056,00	0,00

Los resultados para los cinco escenarios de financiamiento del SFVCR de la planta industrial muestran que, con la aplicación del beneficio fiscal, la empresa dejaría de tributar el Impuesto a la Renta debido a la actividad de generación del SFVCR. En el escenario de autofinanciamiento se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$42.581,66 que representa un 22,87% del total de la inversión inicial. Respecto al escenario de financiamiento del 60% de la inversión inicial a cinco años plazo se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$31.247,91 que representa un 16,78% del total de la inversión inicial. Para el escenario de financiamiento del 60% de la inversión inicial a diez años plazo se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$24.453,80 que representa un 13,14% del total de la inversión inicial. Ahora, para el escenario de financiamiento del 30% de la inversión inicial a cinco años plazo se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$36.880,49 que representa un 19,81% del total de la inversión inicial. Finalmente, para el escenario de financiamiento del 30% de la inversión inicial a diez años plazo se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$33.443,25 que representa un 17,96% del total de la inversión inicial.

En la tabla 5.14 se muestra la comparación entre los valores de depreciación anual de los equipos con y sin la aplicación del beneficio fiscal y la suma de los valores de tributación anuales de Impuesto a la Renta que pagaría la empresa con estas consideraciones para los escenarios de financiamiento considerados el SFVCR de la granja porcícola.

Tabla 5.14. Impuesto a la Renta para diferentes valores de depreciación, SFVCR granja porcícola.

<b>Autofinanciamiento</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	14.746,00	67.870,93
Con beneficio fiscal	88.730,00	0,00
<b>Financiamiento 60% inversión inicial a 5 años plazo</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	14.746,00	31.247,91
Con beneficio fiscal	88.730,00	0,00
<b>Financiamiento 60% inversión inicial a 10 años plazo</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	14.746,00	39.231,84
Con beneficio fiscal	88.730,00	0,00
<b>Financiamiento 30% inversión inicial a 5 años plazo</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	14.746,00	58.816,67
Con beneficio fiscal	88.730,00	0,00
<b>Financiamiento 30% inversión inicial a 10 años plazo</b>		
	Depreciación anual (\$)	Valor acumulado de tributación en 20 años (\$)
Sin beneficio fiscal	14.746,00	53.376,73
Con beneficio fiscal	88.730,00	0,00

Los resultados para los tres escenarios de financiamiento del SFVCR del área de cría de la granja porcícola muestran que, con la aplicación del beneficio fiscal, la empresa dejaría de tributar el Impuesto a la Renta debido a la actividad de generación del SFVCR. En el escenario de autofinanciamiento se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$ 67.870,93 que representa un 23,01 % del total de la inversión inicial. Respecto al escenario de financiamiento del 60% de la inversión inicial a cinco años plazo se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$49.948,22 que representa un 16,94% del total de la inversión inicial. Para el escenario de financiamiento del 60% de la inversión inicial a diez años plazo se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$39.231,84 que representa un 13,30% del total de la inversión inicial. Ahora, para el escenario de financiamiento del 30% de la inversión inicial a cinco años plazo se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$58.816,67 que representa un 19,94% del total de la inversión inicial. Finalmente, para el escenario de financiamiento del 30% de la inversión inicial a



diez años plazo se ahorraría durante el período de vida útil del sistema \$53.376,73 que representa un 18,1% del total de la inversión inicial.

### 5.3.2 Beneficios ambientales

#### 5.3.2.1 Análisis de emisiones de CO<sub>2</sub>

Durante el año 2018 según el documento “Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Anual y Multianual 2018”, la energía eléctrica necesaria para abastecer la demanda del Sistema Nacional Interconectado fue de 29.243,59 GWh, de la cual 8.019,28 GWh fueron producidos por fuentes térmicas que usan combustibles fósiles, representando el 27,42% del total [67]. Sin embargo, a pesar de que la generación de energía por fuentes térmicas no renovables representa menos del 50% del total de generación, sigue siendo el segundo porcentaje más alto después de las fuentes hidráulicas, siendo así la segunda fuente de energía eléctrica más importante para el Ecuador, teniendo aun altas emisiones de CO<sub>2</sub> por generación de energía con el uso de combustibles fósiles. Ventajosamente en la actualidad, existe una tendencia creciente pero poco acelerada de implementación de generación de energía con fuentes renovables reemplazando a las fuentes térmicas no renovables. Es por esto que, en este estudio, con el afán de incentivar la generación de energía limpia por medios renovables también se analizan las emisiones de CO<sub>2</sub> que se podrían evitar si se da la implementación del SFVCR, tanto para la planta Industrial (Cuenca), como para la granja porcícola (Santa Rosa).

Para estimar la cantidad de emisión de CO<sub>2</sub> por generación de energía, es necesario conocer el factor de emisión de CO<sub>2</sub> del año en curso del estudio o del año más cercano posible. El factor de emisión de CO<sub>2</sub> es la masa estimada de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas a la atmósfera, por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada a partir de combustibles fósiles.

Según el FACTOR DE EMISION DE CO<sub>2</sub> DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR INFORME 2019 [68], el factor de emisión que se debe considerar para proyectos de generación renovable es el margen combinado CM, considerando los criterios de las opciones de Ex Post y Ex Ante. Para el presente estudio se considera la opción Ex Ante, ya que este se lo debe utilizar para los proyectos en fase de validación, por lo tanto, no se necesita realizar un nuevo cálculo durante el período de acreditación, y es por ello que únicamente se pondera los últimos tres años[68].

Para el año 2019 el factor de emisión Factor Ex Ante  $EF_{grid,CM,2017-2019}$  fue de 0,2449 tonCO<sub>2</sub>/MWh, el cual será usado para calcular las emisiones evitadas si se implementa el SFVCR tanto en la planta industrial como en el área de cría de la granja porcícola.

Para realizar el cálculo del valor de emisión de tonCO<sub>2</sub>/kWh, se toma en cuenta la energía consumida por la actividad del proyecto y el factor de emisión de la red, a través de la siguiente expresión[69]:

$$PE_y = ES_y \times GEF_y \quad (5.5)$$

Donde:

$PE_y$ : Ahorros en emisiones del proyecto en el año y (tonCO<sub>2</sub>)



$ES_y$ : Energía ahorrada por el proyecto en el año y (MWh)

$GEF_y$ : Factor de emisiones de la Red en el año y (tonCO<sub>2</sub>/MWh)

A partir de la expresión descrita, se calculará el valor de emisiones evitadas y partiendo del mismo principio, se hará el cálculo de las emisiones que se dan normalmente por el consumo energético de la empresa para de esta forma obtener el valor de ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 5.3.2.2 Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas para el área de carnes de la planta industrial.

En capítulo 4 se estimó que la producción energética anual del SFVCR para la planta industrial sería de 165.643,32kWh/año, usando el factor de emisiones de 0,0002449 tonCO<sub>2</sub>/kWh, y según la ecuación (5.5), se obtiene las tonCO<sub>2</sub>/kWh que se ahorran:

$$PE = \frac{165.643,32\text{kWh}}{\text{año}} \times 0,0002449 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{kWh}}$$

$$PE = 40,57 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{año}}$$

Estas emisiones evitadas se restan de las emisiones totales por generación de energía eléctrica para el área de carnes sin el ahorro energético que representa la implementación del SFVCR, y se comparan los resultados.

$$CO_2\text{total} = \frac{752.757,96\text{kWh}}{\text{año}} \times 0,0002449 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{kWh}}$$

$$CO_2\text{total} = 184,35 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{año}}$$

Tabla 5.15 Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas con la implementación del SFVCR para la planta industrial.

Emisiones evitadas (tonCO <sub>2</sub> /año)	Emisiones totales sin ahorro energético (tonCO <sub>2</sub> /año)	Emisiones totales con ahorro energético (tonCO <sub>2</sub> /año)	Porcentaje de ahorro de CO <sub>2</sub> por año (%)
40,57	184,35	143,78	22

### 5.3.2.3 Emisiones de CO<sub>2</sub> para el área de cría en la granja porcícola.

En capítulo 4 se estimó que la producción energética anual del SFVCR para el área de cría de la granja porcícola sería de 248.064,03kWh/año, usando el factor de emisiones de 0,0002449 tonCO<sub>2</sub>/kWh, y según la ecuación (5.5), se obtiene las tonCO<sub>2</sub>/kWh que se ahorran:

$$PE = \frac{248.064,03\text{kWh}}{\text{año}} \times 0,0002449 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{kWh}}$$



$$PE = 60,75 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{año}}$$

Estas emisiones evitadas se restan de las emisiones totales por generación de energía eléctrica para la granja porcícola sin el ahorro energético que representa la implementación del SFVCR, y se comparan los resultados.

$$CO_2total = \frac{565.998,00\text{kWh}}{\text{año}} \times 0,0002449 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{kWh}}$$

$$CO_2total = 138,61 \frac{\text{tonCO}_2}{\text{año}}$$

Tabla 5.16 Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas con la implementación del SFVCR para la granja porcícola.

<b>Emisiones evitadas (tonCO<sub>2</sub>/año)</b>	<b>Emisiones totales sin ahorro energético (tonCO<sub>2</sub>/año)</b>	<b>Emisiones totales con ahorro energético (tonCO<sub>2</sub>/año)</b>	<b>Porcentaje de ahorro de CO<sub>2</sub> por año (%)</b>
60,75	138,61	77,86	43,83

Para el caso de la granja, se estimó el porcentaje de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto al 100% de la energía consumida y no solamente con respecto a la energía consumida por el área de recría en donde se plantea implementar el SFVCR, ya que en la granja existe un solo medidor de consumo para todas las áreas.



## 6. Conclusiones y Recomendaciones

### 6.1 Conclusión general

El desarrollo de este trabajo de titulación abarca el análisis técnico y económico para la implementación de SFVCR en las instalaciones de la planta industrial (Cuenca) y la granja porcícola (Santa Rosa) pertenecientes a la empresa Italimentos CIA. LTDA. Para lo cual, se partió del estudio de la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 y su reforma Nro. ARCONEL- 057/18, acogiendo principalmente las bases técnicas e incorporándolas al presente estudio. Luego, mediante el uso de un equipo especializado se realizaron mediciones en las instalaciones eléctricas de los sitios de interés y a través de los resultados, se caracterizó el perfil de demanda de las infraestructuras existentes y se expuso los aspectos de calidad de energía de tres transformadores pertenecientes a las áreas de carnes, producción y oficinas en la planta industrial y del banco de transformadores del área de recría de la granja porcícola. El análisis permitió determinar en qué punto de las áreas en estudio, tanto de la planta industrial como de la granja porcícola, es factible conectar el SFVCR propuesto a la red eléctrica de distribución. Los resultados indican que para la planta industrial se debería conectar el SFVCR en el transformador de 192,5 kVA que alimenta el área de carnes; ya que, el perfil de demanda es constante a lo largo de la semana lo que favorecería el autoconsumo y hay que añadir que las características de calidad de energía son las más favorables respecto a los otros transformadores analizados. Respecto a la conexión del SFVCR en el área de recría de la granja porcícola, los resultados muestran que el SFVCR ayudará a mejorar el perfil de tensión existente en esta instalación, debido a que la fuente de generación de energía se encuentra cerca de la carga, por ende, se evitan caídas de tensión. Posteriormente, dentro del análisis técnico, se realizó el dimensionamiento de los SFVCR en base a diferentes parámetros técnicos como el estudio del potencial solar en las zonas de interés, demanda energética, áreas disponibles para emplazamiento de paneles, orientación e inclinación y arreglos de paneles. Los resultados determinaron que el SFVCR propuesto para la planta industrial se ve limitado por el área de captación solar disponible, por lo que la energía generada solo abastece el 20,17% de la demanda total anual. Con respecto al SFVCR propuesto para el área de recría de la granja porcícola se estimó que la energía anual generada abastece el 100% de la demanda total anual, incluso existe un excedente el cual complementará la demanda energética de otras áreas y no se inyectará a la red de distribución porque solo existe un medidor de energía para todas las áreas. Finalmente, se realizó el análisis económico-financiero suponiendo cinco escenarios de financiamiento; en donde los resultados mostraron que el precio de venta de energía comercial en el país no permite la rentabilidad económica de los proyectos; sin embargo, existen beneficios fiscales y ambientales que pueden aportar para mejorar la imagen de la empresa, demostrando que con la implementación de los SFVCR pueden aportar a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> un 22,01% en la planta industrial y un 43,80% en la granja porcícola.



## 6.2 Conclusiones específicas

En los diferentes países de la región las políticas implementadas están orientadas a aprovechar las energías renovables no convencionales con el objetivo de reducir el impacto ambiental que produce el uso ineficiente de los recursos y crear de esa forma conciencia ambiental. En su gran mayoría el potencial solar existente favorece la idea del cambio de la matriz energética. El permitir a consumidores regulados implementar SFVCR ha sido una de las políticas implementadas, aunque el tratamiento comercial de la energía varía dependiendo el país analizado. Respecto a incentivos fiscales, en su gran mayoría se determina la exención de pago de impuestos de importación y reducción o eliminación del impuesto a la renta para equipos relacionados con sistemas fotovoltaicos; además, existen beneficios para el financiamiento de la inversión inicial.

Como se mencionó en el punto 5.1.1.1 del capítulo 5, IRENA establece en su informe anual que una de las barreras para la implementación de un SFVCR está relacionada con los procesos administrativos. La Regulación Nro. ARCONEL 003/18 considera un período para realizar trámites de hasta 65 días lo cual puede causar problemas en los usuarios interesados. Por otro lado, en la parte técnica se menciona que el factor de planta anual de diseño del SFVCR no puede cambiar, pero este tiene dependencia directa con las condiciones de radiación, las cuales pueden variar de un año a otro. Además, se permite que un sistema fotovoltaico sin conexión a la red no esté sujeto a las condiciones de la regulación, esta situación provoca que la entidad competente no tenga control a nivel nacional de la penetración de estos tipos de sistemas.

El perfil de demanda en la planta industrial fue analizado para tres transformadores. El primero, de 350 kVA del área de producción-oficinas, muestra un comportamiento de la carga similar entre los días comúnmente laborables, pero el fin de semana la demanda disminuye cierto porcentaje. Respecto al transformador de 500 kVA, que abastece las mismas áreas, el comportamiento es similar al de 350 kVA, salvo que en este transformador se presentan picos de corriente de gran magnitud durante los días comúnmente laborables. Por otro lado, el comportamiento de la carga en el transformador de 192,5 kVA del área de carnes es constante a lo largo de todos los días de la semana. El análisis de calidad de energía determinó que en la planta industrial los niveles de armónicos de corriente, en los transformadores de 350 kVA y de 500 kVA, se encuentran fuera de los límites permitidos. Mientras que, las mediciones para el transformador de 192,5 kVA demuestran que se encuentra operando con un factor de potencia por debajo del límite permitido.

En el área de cría de la granja porcícola, los resultados evidencian que el comportamiento de la carga es casi constante a lo largo de toda la semana. Por otra parte, el análisis de calidad de energía indica un problema de bajo nivel de tensión, ya que, a diferencia de los otros transformadores, no todos los datos medidos se encuentran dentro del rango establecido.

Para el análisis del recurso solar en la planta industrial, se recopiló información de dos estaciones meteorológicas cercanas al área de interés y de cuatro bases de datos, una nacional y tres internacionales. Debido a que existe información de irradiación medida en la cercanía de la planta industrial, se realizó un promedio de la información de las estaciones meteorológicas ubicadas en la Central El Descanso y la segunda en el laboratorio de Micro Red de la Universidad de Cuenca.



Los resultados muestran que el valor de irradiación promedio anual para la zona es de 4,16 kWh/m<sup>2</sup>/día. Mientras que, para obtener el recurso solar en la granja porcícola, se realizó un análisis estadístico entre los datos de diferentes fuentes de información nacionales e internacionales, mismos que para el análisis de la planta industrial, resultando que los valores de NREL tienen la menor diferencia sobre la media. Entonces, el valor de irradiación promedio anual en la zona es de 3,63 kWh/m<sup>2</sup>/día.

Para el dimensionamiento del SFVCR de la planta industrial, se consideraron cinco posibles zonas para el emplazamiento de los paneles sobre los techos de las áreas de carnes y de mantenimiento. En cuanto al módulo fotovoltaico, se escogió el panel JinkoSolar JKM400M-72-V monocristalino PERC para todas las áreas, con el propósito de evitar al máximo las pérdidas por efecto mismatch. En las áreas A1-A5 y A4, se escogió el inversor Fronius Symo 24.0-3 480, resultando en un factor de planta anual de 13,23% y 13,58% respectivamente. En las áreas A2 y A3, se escogió el inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT, resultando en un factor de planta anual de 13,41% y 13,23% respectivamente. En total se obtiene una potencia instalada de 120kW.

Con respecto al dimensionamiento del SFVCR para el área de cría de la granja porcícola, se propone el emplazamiento de los paneles sobre el suelo. Se eligió el panel Canadian Solar Hiku CS3W-395 policristalino con cuatro inversores distribuidos FRONIUS TAURO 50-3, resultando en un factor de planta anual de 11,95%. En total se obtiene una potencia instalada de 200kW.

Para el SFVCR propuesto para la planta industrial, se estimó un costo de inversión inicial de \$186.168,00, con lo que se obtiene una relación de 1,31 \$/W. A partir de este valor, se consideraron cinco escenarios de financiamiento para los cuales usando el valor de LCOE como precio de venta de energía se determinó que en ningún caso el proyecto es rentable económicamente, esto indica que la metodología de cálculo de LCOE por sí sola no determina el precio de venta de energía. Entonces, mediante el análisis de sensibilidad aplicado para cada escenario de financiamiento, se encontró que la mayor rentabilidad se presenta en el escenario de financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo, con una tasa de descuento del 8,53%, que con un precio que va desde 0,1643 \$/kWh se obtiene mayor rentabilidad. Aun así, debido a que este precio es mucho mayor al precio comercial de venta de energía de la EERCS (0,0897 \$/kWh) sería recomendable que el proyecto se descarte. Con el objetivo de buscar mejorar los índices financieros se redujo la inversión inicial considerando el dimensionamiento inicial sin el área A4, pero los resultados no indican una mejora en la rentabilidad del proyecto. Respecto al beneficio fiscal, la empresa se ahorraría en impuestos un monto aproximado del 13,14% de la inversión inicial, en 20 años, para el escenario de financiamiento más favorable. Finalmente, la implementación del SFVCR generaría un impacto positivo reduciendo 40,57tonCO<sub>2</sub> de emisiones por año producidas por generación de energía eléctrica mediante el uso de fuentes convencionales cuya materia prima sean combustibles fósiles.

Referido al SFVCR propuesto para el área de cría de la granja porcícola, se estimó un costo de inversión inicial de \$294.920,00, con lo que se obtiene una relación de 1,24 \$/W. A partir de este valor, se consideraron cinco escenarios de financiamiento para los cuales usando el valor de LCOE



como precio de venta de energía se determinó que en ningún caso el proyecto es rentable económicamente. Entonces, mediante el análisis de sensibilidad aplicado para cada escenario de financiamiento, se encontró que la mayor rentabilidad se presenta en el escenario de financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo, con una tasa de descuento del 8,53%, que con un precio que va desde 0,1708 \$/kWh se obtiene mayor rentabilidad. Aun así, debido a que este precio es mucho mayor al precio comercial de venta de energía de CNEL El Oro (0,095 \$/kWh) sería recomendable que el proyecto se descarte. Con el objetivo de buscar mejorar los índices financieros se redujo la inversión inicial considerando el abastecimiento del 80% de la carga en el área de recría, pero los resultados no indican una mejora en la rentabilidad del proyecto. Respecto al beneficio fiscal, la empresa se ahorraría en impuestos un monto aproximado del 13,30% de la inversión inicial, en 20 años, para el escenario de financiamiento más favorable. Finalmente, la implementación del SFVCR generaría un impacto positivo reduciendo 60,75tonCO<sub>2</sub> de emisiones por año.

Finalmente, los precios de venta de energía para los SFVCR de la planta industrial (0,1643 \$/kWh) y del área de recría de la granja porcícola (0,1708 \$/kWh) no son competitivos frente a los precios de países líderes en implementación de sistemas fotovoltaicos como China (0,064 \$/kWh), Brasil (0,093 \$/kWh), España (0,087 \$/kWh), Alemania (0,105 \$/kWh) o India (0,062 \$/kWh). Sin embargo, frente a un país como Reino Unido (0,187 \$/kWh) o diferentes estados de USA como Massachusetts (0,186 \$/kWh) o New York (0,171 \$/kWh) el precio se vuelve más competitivo [61].

### 6.3 Recomendaciones

El presente estudio considera la aplicación de la regulación Nro. ARCONEL 003/18, la cual está vigente hasta la fecha de presentación. En diciembre de 2019, se publicó el borrador de la regulación denominada “Marco normativo para la participación de la generación distribuida”, en la cual se propone la derogación de la regulación 003/18. En el caso de que la nueva normativa entre en vigencia, se recomienda actualizar este estudio bajo los nuevos parámetros establecidos.

En vista de que existen problemas de armónicos de corriente en los transformadores de las áreas de producción y oficinas de la planta industrial, se recomienda realizar un estudio especializado para proponer una solución a dicho problema.

Una vez estudiada la factibilidad del proyecto, se recomienda la instalación de un piranómetro en las áreas de posible implementación, especialmente en la granja porcícola, para reducir la incertidumbre en cuanto a los datos del recurso solar.

Para el caso de la planta industrial, se recomienda realizar un reforzamiento de las estructuras de los techos, para garantizar un adecuado emplazamiento tanto de módulos fotovoltaicos como demás estructuras. Además, considerar el costo que involucra esta readecuación.

Los principales equipos de un sistema fotovoltaico tienen una vida útil promedio de 25 años, sin embargo, en la regulación vigente se establece el plazo de operación de 20 años para centrales



fotovoltaicas, lo que ocasiona que el precio de venta de energía aumente para que exista rentabilidad de los proyectos. Por lo que, se recomienda revisar extender este plazo de operación.

A partir de este estudio y en el caso que se desee implementarlo, se recomienda realizar estudios de ingeniería de detalle y diseños definitivos, de toda la infraestructura necesaria para el sistema, considerando precios actualizados en el mercado nacional.

De acuerdo con los resultados obtenidos en este proyecto de titulación, es necesario fomentar nuevos incentivos y regulaciones que permitan promover la implementación de sistemas fotovoltaicos enfocándolos como generación distribuida y no solamente como proyectos de autoconsumo. Esto permitirá mejor rentabilidad y competitividad respecto a otras fuentes convencionales de generación.

# Referencias

- [1] «Electricity information: Overview (2020 edition)», *Electricity Information*, p. 23, 2020.
- [2] «World solar PV electricity production by region, 2005-2018 – Charts – Data & Statistics», *IEA*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-solar-pv-electricity-production-by-region-2005-2018> (accedido abr. 06, 2021).
- [3] «Global Energy Review 2020 – Analysis», *IEA*. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020> (accedido feb. 25, 2021).
- [4] «Solar PV – Analysis», *IEA*. <https://www.iea.org/reports/solar-pv> (accedido feb. 25, 2021).
- [5] IRENA, «Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)», 2019.
- [6] J. P. Muñoz-Vizñay, M. V. R. M. Rojas Moncayo, y C. R. Barreto Calle, «Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador Incentive pertaining to energy the generation distributed in Ecuador», nov. 2017, doi: <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>.
- [7] Agencia de Regulacion y Control de Electricidad, «Atlas del Sector Electrico Ecuatoriano 2018», Agencia de Regulacion y Control de Electricidad, Ecuador, 2018.
- [8] J. Constante Segura y E. Palacios Chacón, *El Recurso Solar para Generacion de Energia. Análisis para el Distrito Metropolitano de Quito*. Quito-Ecuador, 2014.
- [9] González Carta, Calero Pérez, Colmenar Santos, y Castro Gil, *Centrales de energías renovables. Generacion electrica con enerd'gías renovables*. Madrid-España, 2009.
- [10] «Radiación, Irradiancia, Azimut y Hora sol Pico en Fotovoltaica». <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/> (accedido feb. 25, 2021).
- [11] Pereira Ayabaca y Tenemea Lima, «Pinturas Solares: Análisis Energético de una Nueva Tecnología Aplicada en Ecuador», Proyecto de investigación previo a la obtencion del Titulo de Ingeniero Eléctrico, Universidad de Cuenca, Cuenca, 2018.
- [12] L. E. García Pesántez, «Estudio de prefactibilidad para la aplicación de un sistema fotovoltaico para el edificio administrativo de la Central Termoeléctrica El Descanso, de acuerdo con la Regulación Nro. ARCONEL- 003/18», Universidad de Cuenca, Cuenca, 2020.
- [13] F. Vazquez C., L. Urdiales F., J. L. Espinoza, y M. García R., *Energía solar en el Ecuador*. 2015.
- [14] Consejo Nacional de Electricidad, «Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica». ago. 2008.
- [15] M. A. Chávez Guerrero, «Proyecto de Factibilidad para uso de Paneles Solares en Generación Fotovoltaica de Electricidad en el Complejo Habitacional “San Antonio” de Riobamba.», jul. 2013, Accedido: feb. 25, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.epoch.edu.ec/handle/123456789/2478>.
- [16] J. F. Romero Crespo y J. I. Flores Peralta, «Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL- 003/18)», oct. 2019, Accedido: ene. 25, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/33564>.
- [17] «Solar Rooftops – Infrac International». <https://infracinternational.com/solarrooftops/> (accedido abr. 04, 2021).
- [18] L. F. Basurto Gustines, «Plan de negocios para la creación de una empresa dedicada a la comercialización, instalación y mantenimiento de paneles solares en el área rural del cantón Santa Lucia, provincia del Guayas», dic. 2015, Accedido: feb. 25, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.ug.edu.ec/handle/redug/8885>.



- [19] M. I. M. Sara Subiza Betelu, «DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA UNA VIVIENDA AISLADA CON POSIBILIDAD DE COMPRA VENTA A RED», ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN, Pamplona, España, 2014.
- [20] Ministerio de Desarrollo urbano y Vivienda, «Norma Ecuatoriana de Construcción 2011 - Capítulo 14: ENERGÍAS RENOVABLES», 2011. Accedido: feb. 25, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/documentos-normativos-nec-norma-ecuatoriana-de-la-construccion/>.
- [21] Ministerio de Desarrollo urbano y Vivienda, «Norma Ecuatoriana de Construcción 2020: Energías Renovables», 2020.
- [22] «El desarrollo de la energía solar en el Perú», *Grupo Rural*, mar. 01, 2017. <https://gruporural.pucp.edu.pe/nota/el-desarrollo-de-la-energia-solar-en-el-peru/> (accedido ene. 25, 2021).
- [23] A. Campos Vazquez, «El mercado de las energías renovables en Bolivia». ICEX España Exportación e Inversiones, oct. 25, 2019, [En línea]. Disponible en: <https://www.icex.es/icex/wcm/idc/groups/public/documents/documento/mde5/odm0/~edi sp/doc2019834483.pdf>.
- [24] B. del C. Nacional, «Biblioteca del Congreso Nacional | Ley Chile», *www.bcn.cl/leychile*, sep. 24, 2020. <https://www.bcn.cl/leychile> (accedido ene. 25, 2021).
- [25] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación Nro. ARCONEL 003/18 “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”», Quito, 2018.
- [26] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Resolución Nro. ARCONEL 057/18», Quito, 2018.
- [27] J. A. Benalcázar López y P. E. Wilches Garzón, «Análisis del trabajo en la fábrica de embutidos “La Italiana” aplicado a las líneas de producción de embutidos», jun. 2010, Accedido: feb. 23, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/917>.
- [28] «Geoportal - EERCs». <https://geoinformacion.centrosur.gob.ec/GeoportalEERCs/> (accedido abr. 04, 2021).
- [29] CNEP EP, «Geoportal CNELEP». <https://geoportal.cnelep.gob.ec/cnel/> (accedido abr. 04, 2021).
- [30] J. D. Guerra Chávez, «Evaluación de la calidad de energía eléctrica del laboratorio de automatización de la facultad de Informática y Electrónica - ESPOCH», dic. 2019, Accedido: ene. 29, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/33747>.
- [31] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación Nro. ARCONEL 005/18 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”», Quito, 2018.
- [32] J. W. Delgado Noboa, «Eficiencia energética en la industria de lácteos San Antonio de la ciudad de Cuenca», 2013, Accedido: ene. 27, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/1932>.
- [33] S. G. Team, «Distorsión Armónica Total: ¿qué pasó con mi onda perfecta?», *Seenco Group*, ene. 26, 2017. <https://www.seencogroup.com/distorsion-armonica-total-que-paso-con-mi-onda-perfecta/> (accedido ene. 27, 2021).
- [34] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación Nro. ARCONEL 001/20 “Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”», Quito, 2020.
- [35] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución: servicio público de energía eléctrica». 2019.

- [36] Institute of Electrical and Electronics Engineers, «IEEE 519-2014 - IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems». <https://standards.ieee.org/standard/519-2014.html> (accedido ene. 29, 2021).
- [37] G. López Solar, «Medida de armónicos en ambientes industriales». sep. 2005, Accedido: feb. 20, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.tecnicaindustrial.es/wp-content/uploads/Numeros/18/37/a37.pdf>.
- [38] «Get Electrical Testers – Power Analyzers | AEMC Instruments». <https://aemc.com/> (accedido feb. 22, 2021).
- [39] INEN, «NTE-INEN-IEC61215 "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación"», Quito-Ecuador, 2014.
- [40] INEN, «NTE-INEN-IEC-61730 -1“Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de Construcción (IEC 61730- 1:2013, IDT)»», Quito-Ecuador, Primero, 2013.
- [41] INEN, «NTE-INEN-IEC-61730 -2“Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos de para ensayos (IEC 61730-2:2012, IDT)»», Quito-Ecuador, Segundo, 2014.
- [42] O. P. Lamigueiro, M.-A. C. Gil, y A. C. Santos, *Diseños de sistemas fotovoltaicos*. Mairena del Aljarafe, Sevilla, 2012.
- [43] C. J. Tituana Tituana, «Estudio de pre-factibilidad para la integración de generación fotovoltaica en el alimentador S-0427 dentro del complejo hidroeléctrico Machángara por parte de la Empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A.», oct. 2019, Accedido: mar. 12, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/33569>.
- [44] J. P. Neira Campoverde, «Generación fotovoltaica a gran escala para Morona Santiago», 2012, Accedido: feb. 28, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/2571>.
- [45] D. C. Altamirano Ortega y D. G. Alvarez Cárdenas, «Estudio de la probabilidad de pérdida de carga y pérdida de carga horaria para sistemas fotovoltaicos autónomos y/o conectados a la red en Ecuador», 2016, Accedido: mar. 12, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/24295>.
- [46] F. C. Romero y M. A. Abella, «Sistemas fotovoltaicos conectados a red: estimación de la energía generada (II)», *Era solar: Energías renovables*, n.º 132, pp. 52-66, 2006.
- [47] S. M. Herrera Molina, «Metodología para determinar el precio de comercialización de la energía producida por una central fotovoltaica conectada a la red», 2016, Accedido: feb. 28, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/24341>.
- [48] NASA, «POWER Data Access Viewer». <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (accedido mar. 12, 2021).
- [49] B. CATTANEO, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)», *EU Science Hub - European Commission*, jun. 15, 2018. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (accedido ene. 18, 2021).
- [50] «National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page». <https://www.nrel.gov/index.html> (accedido ene. 11, 2021).
- [51] J. R. Raush, T. L. Chambers, B. Russo, y K. Crump, «Assessment of local solar resource measurement and predictions in south Louisiana», *Energy, Sustainability and Society*, vol. 6, n.º 1, p. 18, jul. 2016, doi: 10.1186/s13705-016-0083-y.
- [52] E. Zell *et al.*, «Assessment of solar radiation resources in Saudi Arabia», *Solar Energy*, vol. 119, pp. 422-438, sep. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.06.031.



- [53] L. Cornejo, L. Martín-Pomares, D. Alarcon, J. Blanco, y J. Polo, «A through analysis of solar irradiation measurements in the region of Arica Parinacota, Chile», *Renewable Energy*, vol. 112, pp. 197-208, nov. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.04.012.
- [54] M. Z. Hussin, A. M. Omar, S. Shaari, y N. D. M. Sin, «Review of state-of-the-art: Inverter-to-array power ratio for thin – Film sizing technique», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 265-277, jul. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.080.
- [55] J. A. Hernández Mora, «Metodología para el análisis técnico de la masificación de sistemas fotovoltaicos como opción de generación distribuida en redes de baja tensión», Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2012.
- [56] Euskal-Herria: Geografía Física, «eusfisgizart\_014312: ¿A cuántos km. equivale un grado de latitud o longitud?» <https://elearning13.hezkuntza.net/014312/mod/page/view.php?id=132> (accedido mar. 12, 2021).
- [57] M. Sengupta, A. Habte, C. Gueymard, S. Wilbert, D. Renne, y T. Stoffel, «Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Second Edition», 2017.
- [58] D. I. Lojano Chacha y O. D. Ríos González, «Análisis técnico-económico para la generación de energía solar fotovoltaica en el Ecuador y su conexión a la red pública, basada en el artículo 63 de la regulación No. CONELEC-004/11», 2013, Accedido: ene. 12, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/369>.
- [59] «Datasets | ECMWF». <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets> (accedido mar. 12, 2021).
- [60] International Renewable Energy Agency, «Renewable energy benefits: Leveraging local capacity for solar PV», IRENA, Abu Dhabi, 2017.
- [61] International Renewable Energy Agency, «Renewable Power Generation Costs in 2019», IRENA, Abu Dhabi, 2019.
- [62] D. Feldman, V. Ramasamy, R. Fu, A. Ramdas, J. Desai, y R. Margolis, «U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020», National Renewable Energy Laboratory, ene. 2021.
- [63] P. S. Martínez Cubillo, «Proyecto de factibilidad económica y financiera de una planta de generación de energía fotovoltaica en el Ecuador de capacidad 0.99 MW.», ago. 2013, Accedido: mar. 10, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/11102>.
- [64] Consejo Nacional de Electricidad, «Regulación No. CONELEC 003/11 “Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y los precios referenciales de los proyectos de generación y autoconsumo”», Quito, 2011.
- [65] A. E. Alvarez Quinga y J. A. Guerrero Romero, «Guía de declaración de impuestos a la renta para personas naturales no obligadas a llevar contabilidad», 2011, Accedido: mar. 13, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/3280>.
- [66] Ministerio del Ambiente, «Acuerdo Ministerial No. 48 “Otorgamiento de la autorización ambiental para la deducción adicional del 100% de la depreciación de máquinas, equipos y tecnologías”». jun. 2019.
- [67] ARCONEL, «ESTADÍSTICA del Sector Eléctrico Ecuatoriano ANUAL Y MULTIANUAL 2018», Agencia de Regulacion y Control de Electricidad, Ecuador, 2019.
- [68] Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de y efecto invernadero –CTFE, «FACTOR DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR INFORME 2019», 2020.
- [69] «Metodología MRV Para La Eficiencia Energética Con Medidas De Implementación En Edificios Comerciales Y Públicos Para El Cari», *OLADE*, dic. 05, 2018.



<http://www.olade.org/publicaciones/metodolog%ef%bf%bda-mrv-para-la-eficiencia-energetica-con-medidas-de-implementacion-en-edificios-comerciales-y-publicos-para-el-caribe/> (accedido mar. 14, 2021).



# ANEXOS

## ANEXO 1: Levantamiento de cargas del área de recría de la granja porcícola de Santa Rosa.

Carga	Cantidad	Carga Unitaria (kW)	F. Coincidencia	Demanda máxima (kW)	Horas semanales	Energía (kWh/semana)
Alimentador Nave 1	5	1.800	1.000	9.00	14	126.00
Alimentador Nave 2	5	1.800	1.000	9.00	3	27.00
Basuca	2	2.240	1.000	4.48	5	22.40
Filtro Sanitario	1	2.100	1.000	2.10	105	220.50
Circuitos de tomacorrientes-iluminación	2	6.800	0.600	8.16	70	571.20
Bomba	1	18.500	1.000	18.50	20	370.00
Lámparas térmicas 300 W	48	0.300	1.000	14.40	140	2016.00
Lámparas térmicas 175 W	24	0.175	1.000	4.20	140	588.00
Hidrolavadora 3kW	1	3.000	1.000	3.00	63	189.00
Hidrolavadora 4kW	1	4.000	1.000	4.00	63	252.00
<b>Total</b>				<b>76,84</b>		<b>4382,10</b>
				<b>Energía diaria (kWh/día)</b>		<b>626,01</b>

## ANEXO 2. Tablas y gráficas de los resultados de las mediciones de los indicadores de calidad de los diferentes transformadores

### Transformador de 350 kVA

#### Nivel de voltaje

##### Regulación ARCONEL005/18

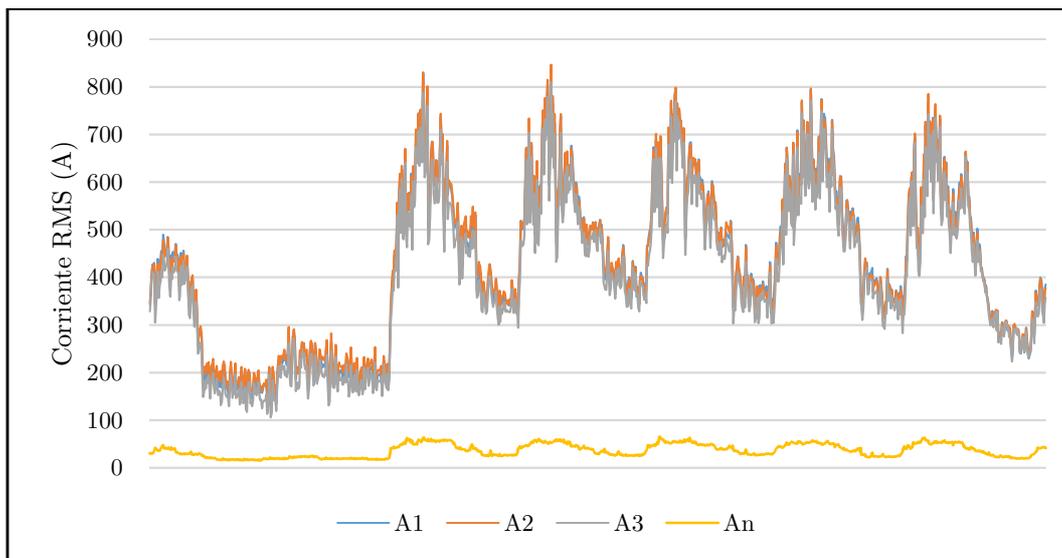
BV:  $\pm 8\%$  ,  $V_{nom}=127V$ , Total Datos:1009

Voltaje mínimo (V) 116,86

Voltaje máximo (V) 137,18

	V1	V2	V3
Número datos cumplen (%)	100,00%	100,00%	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%	0,00%	0,00%
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI
Tensión Mínima (V)	122,00	121,90	122,80
Tensión Promedio (V)	127,12	127,35	127,87
Tensión Máxima (V)	131,10	131,40	132,10

Niveles de corriente



	Mínimo (A)	Promedio (A)	Máximo (A)	Pico Máximo (A)
<b>A1</b>	133,30	430,24	830,40	1790,39
<b>A2</b>	144,60	432,57	846,30	1803,83
<b>A3</b>	105,90	405,35	810,10	1767,06
<b>AN</b>	15,20	36,25	65,60	131,80

Flicker

Regulación ARCONEL005/18

Total Datos:1009

Límite máximo 1,00

	Pst1	Pst2	Pst3
Número datos cumplen (%)	99,90%	99,70%	99,90%
Número datos que no cumplen (%)	0,10%	0,30%	0,10%
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI
Valor mínimo	0,17	0,16	0,15
Valor promedio	0,49	0,49	0,47
Valor máximo	1,23	1,41	1,37

Frecuencia

Normativa EN50160

Operación: normal:  $\pm 1\%$ , Crítica:  $-6\%$  a  $+4\%$

Frecuencia red: 60 Hz.

Límite máximo (Hz)	60,6
Límite mínimo (Hz)	59,4
Número datos cumplen (%)	100,00%

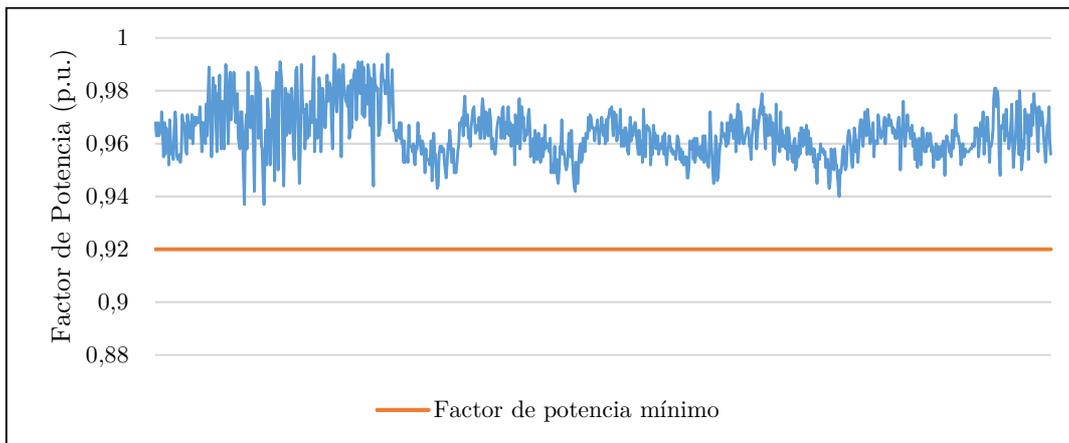


Número datos que no cumplen (%)	0
<b>¿Cumple normativa de operación normal?</b>	<b>SI</b>
Valor mínimo (Hz)	59,94
Valor promedio (Hz)	59,99
Valor máximo (Hz)	60,06

### Desequilibrio de voltaje

<b>Regulación ARCONEL005/18</b>	
<b>Total Datos:1009</b>	
Límite máximo (%)	2
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%
<b>¿Cumple normativa de operación normal?</b>	<b>SI</b>
Valor mínimo (%)	0,10
Valor promedio (%)	0,36
Valor máximo (%)	0,60

### Factor de potencia



<b>Regulación ARCONEL004/18</b>	
Valor mínimo (p.u.)	0,92
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%
<b>¿Cumple valor mínimo?</b>	<b>SI</b>
Valor mínimo (p.u.)	0,94
Valor promedio (p.u.)	0,96
Valor máximo (p.u.)	0,99



## Armónicos de voltaje

## Regulación ARCONEL005/18

THDv (%)	Armónicos individuales (%)									
Límite máximo (%)	Límite máximo por armónico (%)									
8,00	5,00									
(%)	V1-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

## Regulación ARCONEL005/18

THDv (%)	Armónicos individuales (%)									
Límite máximo (%)	Límite máximo por armónico (%)									
8.00	5.00									
(%)	V2-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

## Regulación ARCONEL005/18

THDv (%)	Armónicos individuales (%)									
Límite máximo (%)	Límite máximo por armónico (%)									
8.00	5.00									
(%)	V3-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

## Armónicos de corriente

La norma internacional IEEE 519-2014, indica que para poder encontrar los valores máximos para TDD y armónicos individuales de la corriente, es necesario conocer el valor de SCR, el cual se obtiene mediante la ecuación 3.1. Usando la tensión de cortocircuito obtenida de la placa de datos del transformador, que es igual a 3,9%, la potencia y tensión nominal de funcionamiento se procede a encontrar la impedancia de cortocircuito usando la siguiente ecuación.



$$Z(m\Omega) = \frac{V_{cc}\% * V_L^2(V)}{100 * S(kVA)}$$

El resultado es igual a 0,0539 mΩ. Mediante la ecuación 3.2 se encuentra el valor de la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador, la cual es igual a 18,542 kA. Finalmente, la corriente nominal del transformador es 918,51 A y usando la ecuación 3.1 encontramos el valor de SCR, el cual es 20,19.

SCR=20,19, Vnominal = 0,220 kV

TDD	Armónicos individuales									
	Límite máximo por armónico									
	8,00		7,00				3,50		2,50	
Límite máximo	A1	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	96,33	100,0	98,51	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	3,67	0,00	1,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

SCR=20,19, Vnominal = 0,220 kV

TDD (%)	Armónicos individuales (%)									
	Límite máximo por armónico									
	8,00		7,00				3,50		2,50	
Límite máximo	A2	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	96,43	100,0	97,82	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	3,57	0,00	2,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

SCR=20,19, Vnominal = 0,220 kV

TDD	Armónicos individuales									
	Límite máximo por armónico									
	8,00		7,00				3,50		2,50	
Límite máximo	A3	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	94,64	100,0	97,12	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	5,36	0,00	2,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	NO	SI								



Transformador de 500 kVA

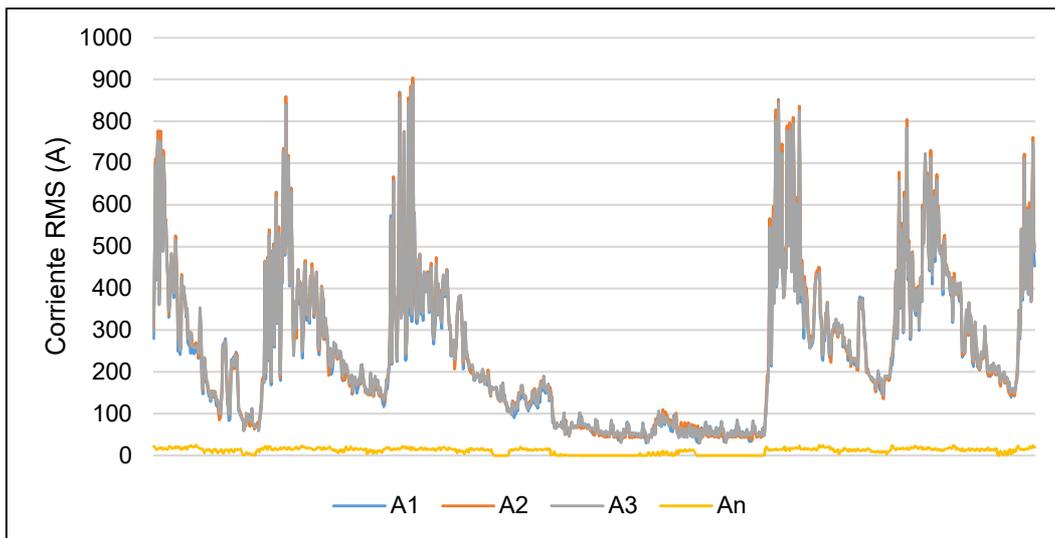
Nivel de voltaje

Regulación ARCONEL005/18

BV:  $\pm 8\%$  , Vnom=127V, Total Datos:1008

Voltaje mínimo	116,86		
Voltaje máximo	137,18		
	V1	V2	V3
Número datos cumplen (%)	100,00%	100,00%	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%	0,00%	0,00%
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI
Tensión Mínima (V)	126,00	125,70	125,10
Tensión Promedio (V)	129,41	129,00	128,78
Tensión Máxima (V)	133,10	132,50	132,30

Niveles de corriente



	Mínimo (A)	Promedio (A)	Máximo (A)	Pico Máximo (A)
A1	29,10	242,30	886,80	2707,51
A2	30,60	247,35	903,90	2858,13
A3	30,80	246,30	888,00	2740,04
AN	0,00	11,12	25,20	189,65

Flicker

Regulación ARCONEL005/18

Total Datos:1008

Límite máximo	1,00		
	Pst1	Pst2	Pst3
Número datos cumplen (%)	99,11%	99,21%	97,02%



Número datos que no cumplen (%)	0,89%	0,79%	2,98%
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI
Valor mínimo	0,15	0,16	0,16
Valor promedio	0,38	0,38	0,42
Valor máximo	2,82	2,49	2,28

### Frecuencia

<b>Normativa EN50160</b>	
<b>Operación: normal: <math>\pm 1\%</math>, Crítica: <math>-6\%</math> a <math>+4\%</math></b>	
<b>Frecuencia red: 60 Hz.</b>	
Límite máximo	60,6
Límite mínimo	59,4
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%
¿Cumple normativa de operación normal?	SI
Valor mínimo (Hz)	59,95
Valor promedio (Hz)	59,99
Valor máximo (Hz)	60,02

### Desequilibrio de voltaje

<b>Regulación ARCONEL005/18</b>	
<b>Total Datos:1008</b>	
Límite máximo (%)	2
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%
¿Cumple normativa de operación normal?	SI
Valor mínimo (%)	0,20
Valor promedio (%)	0,29
Valor máximo (%)	0,40

### Factor de potencia

<b>Regulación ARCONEL004/18</b>	
Valor mínimo (p.u.)	0,92
Número datos cumplen (%)	98,02%
Número datos que no cumplen (%)	1,98%
¿Cumple valor mínimo?	SI
Valor mínimo (p.u.)	0,84
Valor promedio (p.u.)	0,95
Valor máximo (p.u.)	0,99

**Armónicos de voltaje****Regulación ARCONEL005/18**

THDv (%)	Armónicos individuales (%)										
Límite máximo (%)	8,00	Límite máximo por armónico (%)									5,00
(%)	V1-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19	
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	

**Regulación ARCONEL005/18**

THDv (%)	Armónicos individuales (%)										
Límite máximo (%)	8.00	Límite máximo por armónico (%)									5.00
(%)	V2-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19	
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	

**Regulación ARCONEL005/18**

THDv (%)	Armónicos individuales (%)										
Límite máximo (%)	8.00	Límite máximo por armónico (%)									5.00
(%)	V3-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19	
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	

**Armónicos de corriente**

Mediante el uso de las ecuaciones (3.1) y (3.2) se calcula el valor de SCR para este transformador. La tensión de cortocircuito es igual a 3,0%.

El resultado de la impedancia del transformador es igual a 0,029 mΩ. Mediante la ecuación (3.2) se encuentra el valor de la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador, la cual es igual a 34,435 kA. Finalmente, la corriente nominal del transformador es 1.312,16 A y usando la ecuación (3.1) encontramos el valor de SCR, el cual es 26,24.

$$\text{SCR}=26,24, V_{\text{nominal}} = 0,220 \text{ kV}$$



TDD		Armónicos individuales								
Límite máximo		Límite máximo por armónico								
8,00		7,00			3,50			2,50		
	A1	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	62,90	99,70	83,04	97,72	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	37,10	0,30	16,96	2,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	NO	SI	NO	SI						

SCR=26,24 , Vnominal = 0,220 kV

TDD (%)		Armónicos individuales (%)								
Límite máximo		Límite máximo por armónico								
8,00		7,00			3,50			2,50		
	A2	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	58,8	100,0	78,97	98,81	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	41,1	0,00	21,03	1,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	NO	SI	NO	SI						

SCR=26,24, Vnominal = 0,220 kV

TDD		Armónicos individuales								
Límite máximo		Límite máximo por armónico								
8,00		7,00			3,50			2,50		
	A3	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	50,40	90,58	81,35	98,81	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	49,60	9,42	18,65	1,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	NO	NO	NO	SI						

### Transformador de 192,5 kVA

#### Nivel de voltaje

#### Regulación ARCONEL005/18

BV: ± 8%, Vnom=127V, Total Datos:1008

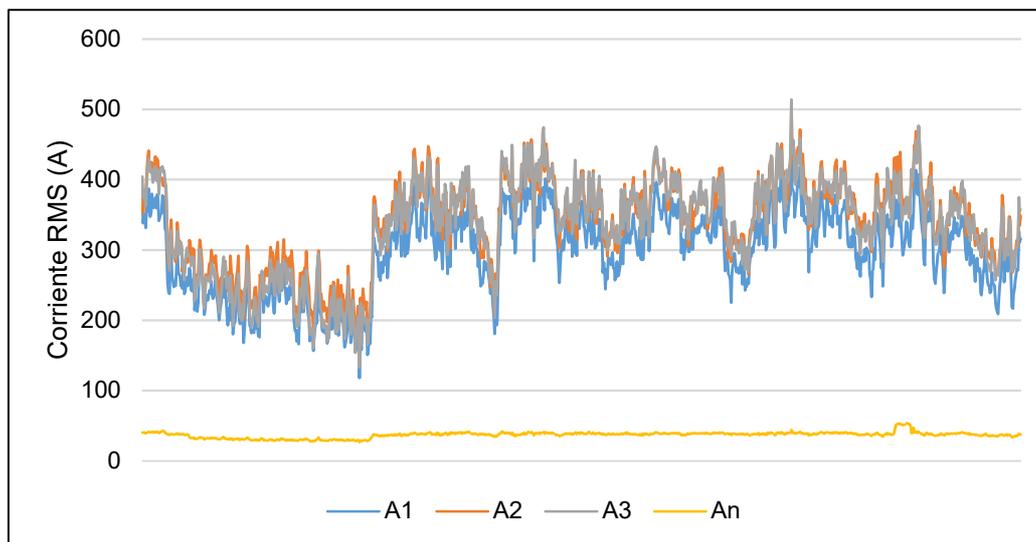
Voltaje mínimo 116,86

Voltaje máximo 137,18

	V1	V2	V3
Número datos cumplen (%)	100,00%	100,00%	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%	0,00%	0,00%

¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI
Tensión Mínima (V)	119,20	118,90	119,60
Tensión Promedio (V)	126,99	127,13	127,49
Tensión Máxima (V)	130,90	130,70	131,40

### Niveles de corriente



	Mínimo (A)	Promedio (A)	Máximo (A)	Pico Máximo (A)
<b>A1</b>	118,10	298,07	455,40	1.179,45
<b>A2</b>	152,90	338,73	502,70	1.334,41
<b>A3</b>	133,00	334,60	513,90	1.248,04
<b>AN</b>	26,60	36,97	53,70	94,75

### Flicker

#### Regulación ARCONEL005/18

Total Datos:1008			
Límite máximo			1,00
	Pst1	Pst2	Pst3
Número datos cumplen (%)	99,40%	99,40%	99,40%
Número datos que no cumplen (%)	0,60%	0,60%	0,60%
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI
Valor mínimo	0,22	0,21	0,21
Valor promedio	0,39	0,37	0,38
Valor máximo	1,88	1,50	1,50



## Frecuencia

Normativa EN50160	
Operación: normal: $\pm 1\%$ , Crítica: -6% a +4%	
Frecuencia red: 60 Hz.	
Límite máximo	60,6
Límite mínimo	59,4
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%
¿Cumple normativa de operación normal?	<b>SI</b>
Valor mínimo (Hz)	59,93
Valor promedio (Hz)	59,99
Valor máximo (Hz)	60,02

## Desequilibrio de voltaje

Regulación ARCONEL005/18	
Total Datos:1008	
Límite máximo (%)	2
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%
¿Cumple normativa de operación normal?	<b>SI</b>
Valor mínimo (%)	0,10
Valor promedio (%)	0,26
Valor máximo (%)	0,50

## Factor de potencia

Regulación ARCONEL004/18	
Valor mínimo (p.u.)	0,92
Número datos cumplen (%)	0,50%
Número datos que no cumplen (%)	99,50%
¿Cumple valor mínimo?	<b>NO</b>
Valor mínimo (p.u.)	0,82
Valor promedio (p.u.)	0,86
Valor máximo (p.u.)	0,93

## Armónicos de voltaje

Regulación ARCONEL005/18										
THD <sub>v</sub> (%)		Armónicos individuales (%)								
Límite máximo (%)	8,00	Límite máximo por armónico (%)								
(%)	V1-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19



Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI									

**Regulación ARCONEL005/18**

THDv (%)	Armónicos individuales (%)									
Límite máximo (%)	Límite máximo por armónico (%)									
	V2-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

**Regulación ARCONEL005/18**

THDv (%)	Armónicos individuales (%)									
Límite máximo (%)	Límite máximo por armónico (%)									
	V3-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

**Armónicos de corriente**

Mediante el uso de las ecuaciones 3.1 y 3.2 se calcula el valor de SCR para este transformador. La tensión de cortocircuito es igual a 3,33%.

El resultado de la impedancia del transformador es igual a 0,0837--- mΩ. Mediante la ecuación 3.2 se encuentra el valor de la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador, la cual es igual a 11,94 kA. Finalmente, la corriente nominal del transformador es 505,18 A y usando la ecuación 3.1 encontramos el valor de SCR, el cual es 23,64.

**SCR=23,64 , Vnominal = 0,220 kV**

TDD	Armónicos individuales									
Límite máximo	Límite máximo por armónico									
8,00	7,00				3,50			2,50		
	A1	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	98,51	100,0	99,11	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0



Número datos que no cumplen (%)	1,49	0,00	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI									

SCR=23,64 , Vnominal = 0,220 kV

TDD (%)	Armónicos individuales (%)									
	Límite máximo por armónico									
	8,00		7,00			3,50			2,50	
	A2	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	99,50	100,0	99,60	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,50	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

SCR=23,64 , Vnominal = 0,220 kV

TDD	Armónicos individuales									
	Límite máximo por armónico									
	8,00		7,00			3,50			2,50	
	A3	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	99,50	100,0	99,70	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,50	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

## Banco de transformadores de 80 kVA

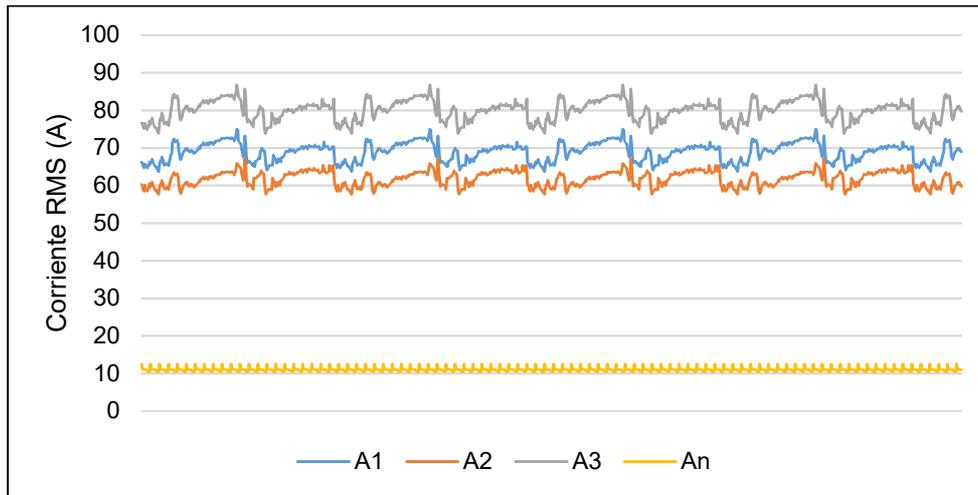
## Nivel de voltaje

## Regulación ARCONEL005/18

BV:  $\pm 8\%$  , Vnom=115V, Total Datos:1008

Voltaje mínimo	105,80		
Voltaje máximo	124,20		
	V1	V2	V3
Número datos cumplen (%)	96,32%	99,63%	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	3,68%	0,37%	0,00%
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI
Tensión Mínima (V)	101,30	105,60	106,00
Tensión Promedio (V)	110,95	112,04	113,18
Tensión Máxima (V)	118,10	121,00	119,90

Niveles de corriente



	Mínimo (A)	Promedio (A)	Máximo (A)	Pico Máximo (A)
A1	63,70	68,91	75,00	136,47
A2	57,70	61,82	67,10	162,63
A3	73,80	79,92	86,80	164,76
AN	10,50	11,01	12,50	20,08

Flicker

Regulación ARCONEL005/18

Total Datos:1008			
Límite máximo			1,00
	Pst1	Pst2	Pst3
Número datos cumplen (%)	97,81%	96,72%	97,81%
Número datos que no cumplen (%)	2,19%	3,28%	2,19%
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI
Valor mínimo	0,47	0,38	0,47
Valor promedio	0,75	0,66	0,75
Valor máximo	1,74	1,89	1,74

Frecuencia

Normativa EN50160

Operación: normal:  $\pm 1\%$ , Crítica:  $-6\%$  a  $+4\%$

Frecuencia red: 60 Hz.

Límite máximo 60,6



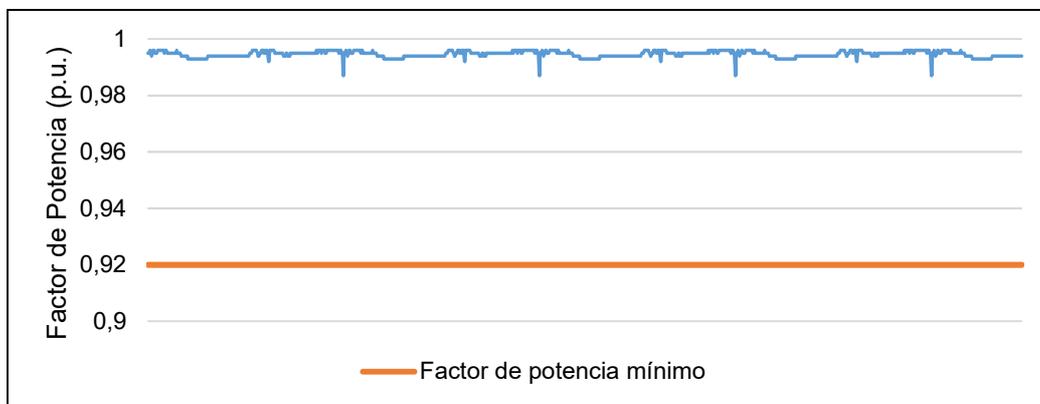
Límite mínimo	59,4
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0
¿Cumple normativa de operación normal?	SI
Valor mínimo (Hz)	59,94
Valor promedio (Hz)	59,99
Valor máximo (Hz)	60,02

Desequilibrio de voltaje

Regulación ARCONEL005/18

Total Datos:1008	
Límite máximo (%)	2
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%
¿Cumple normativa de operación normal?	SI
Valor mínimo (%)	0,60
Valor promedio (%)	1,08
Valor máximo (%)	1,80

Factor de potencia



Regulación ARCONEL004/18

Valor mínimo (p.u.)	0,92
Número datos cumplen (%)	100,00%
Número datos que no cumplen (%)	0,00%
¿Cumple valor mínimo?	SI
Valor mínimo (p.u.)	0,99
Valor promedio (p.u.)	0,99
Valor máximo (p.u.)	1,00



### Armónicos de voltaje

Regulación ARCONEL005/18

THDv (%)	Armónicos individuales (%)										
Límite máximo (%)	8,00	Límite máximo por armónico (%)									5,00
(%)	V1-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19	
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	

Regulación ARCONEL005/18

THDv (%)	Armónicos individuales (%)										
Límite máximo (%)	8.00	Límite máximo por armónico (%)									5.00
(%)	V2-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19	
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	

Regulación ARCONEL005/18

THDv (%)	Armónicos individuales (%)										
Límite máximo (%)	8.00	Límite máximo por armónico (%)									5.00
(%)	V3-N	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19	
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	

### Armónicos de corriente

Mediante el uso de las ecuaciones (3.1) y (3.2) se calcula el valor de SCR para este transformador. El calibre del conductor usado desde la salida del transformador hasta el tablero principal es 2 AWG y su resistencia es 0,57 Ω/km. La distancia es aproximadamente de 100 m y la tensión nominal es de 220 V.

El resultado de la corriente de cortocircuito es 3.859,65 A. Mediante la ecuación (3.2) se encuentra el valor de SCR, el cual es de 22,64.

$$SCR=22,64, V_{nominal} = 0,220 \text{ kV}$$

TDD	Armónicos individuales									
Límite máximo	Límite máximo por armónico									



	8,00		7,00				3,50		2,50	
	A1	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI									

SCR=22,64 , Vnominal = 0,220 kV

	TDD (%)					Armónicos individuales (%)				
	Límite máximo					Límite máximo por armónico				
	8,00		7,00			3,50		2,50		
	A2	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

SCR=22,64 , Vnominal = 0,220 kV

	TDD					Armónicos individuales				
	Límite máximo					Límite máximo por armónico				
	8,00		7,00			3,50		2,50		
	A3	h3	h5	h7	h9	h11	h13	h15	h17	h19
Número datos cumplen (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Número datos que no cumplen (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
¿Cumple Normativa?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

**ANEXO 3: Tablas de densidad de energía de las estaciones meteorológicas de El Descanso y del laboratorio de Micro Red de la Universidad de Cuenca.**



## Densidad de energía estación meteorológica El Descanso

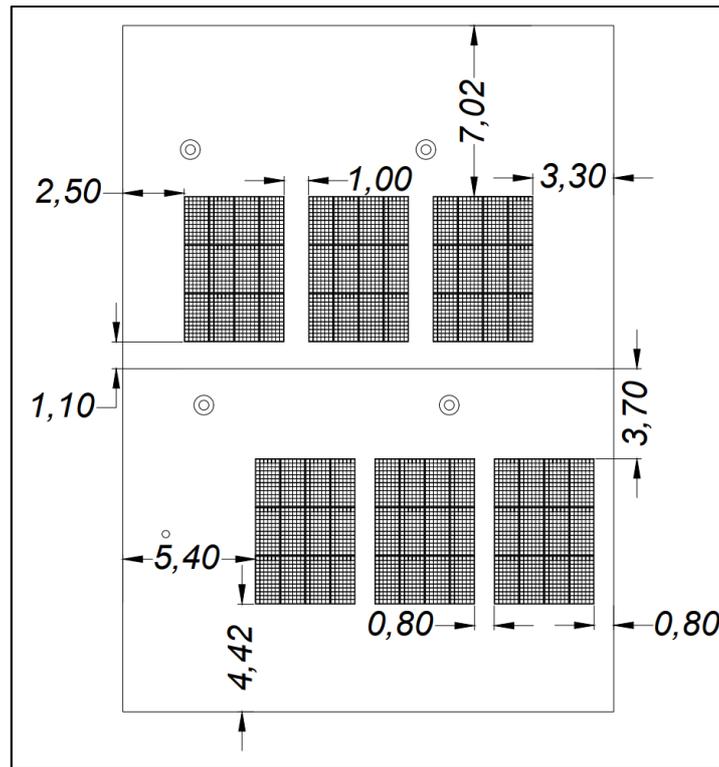
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
5:00-6:00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,14	0,79	1,34	0,35	0,22
6:00-7:00	18,36	13,79	15,12	21,45	22,21	17,61	12,61	15,25	24,43	37,27	46,00	38,10	23,52
7:00-8:00	123,86	105,94	107,34	136,34	124,58	120,98	107,17	101,29	158,52	158,55	187,35	173,73	133,80
8:00-9:00	270,90	271,31	271,66	312,05	260,10	226,67	217,29	209,96	305,65	305,76	403,86	346,68	283,49
9:00-10:00	414,63	409,14	443,26	435,32	412,87	388,75	351,50	349,64	421,11	491,71	606,33	523,79	437,34
10:00-11:00	510,87	544,46	559,37	472,13	532,29	506,66	465,74	434,95	512,52	556,45	685,85	626,48	533,98
11:00-12:00	611,44	631,64	577,15	514,62	552,96	636,79	566,19	474,94	548,70	631,19	729,86	719,44	599,58
12:00-13:00	646,45	628,02	598,05	552,11	522,03	665,80	577,17	497,57	542,77	623,84	704,82	722,43	606,76
13:00-14:00	635,12	608,79	538,27	554,04	510,94	604,78	538,71	456,79	518,17	494,96	614,59	639,46	559,55
14:00-15:00	493,51	514,71	426,49	466,90	428,62	481,03	422,30	372,47	394,53	368,10	423,84	495,15	440,64
15:00-16:00	336,91	367,92	259,00	343,88	347,27	318,39	318,43	251,07	283,01	226,44	234,00	341,02	302,28
16:00-17:00	175,34	226,33	140,39	216,25	167,35	180,81	163,20	147,48	164,29	115,80	109,10	169,69	164,67
17:00-18:00	55,19	73,20	40,62	43,99	25,26	27,10	31,16	32,60	25,87	17,34	19,66	40,31	36,03
18:00-19:00	1,91	3,65	1,41	0,46	0,18	0,25	0,42	0,44	0,19	0,02	0,10	0,69	0,81
<b>Irradiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>4.294,50</b>	<b>4.398,90</b>	<b>3.978,13</b>	<b>4.069,55</b>	<b>3.906,67</b>	<b>4.175,62</b>	<b>3.771,89</b>	<b>3.344,45</b>	<b>3.899,90</b>	<b>4.028,22</b>	<b>4.766,70</b>	<b>4.837,32</b>	<b>4.122,65</b>

## Densidad de energía estación meteorológica laboratorio de Micro Red de la Universidad de Cuenca

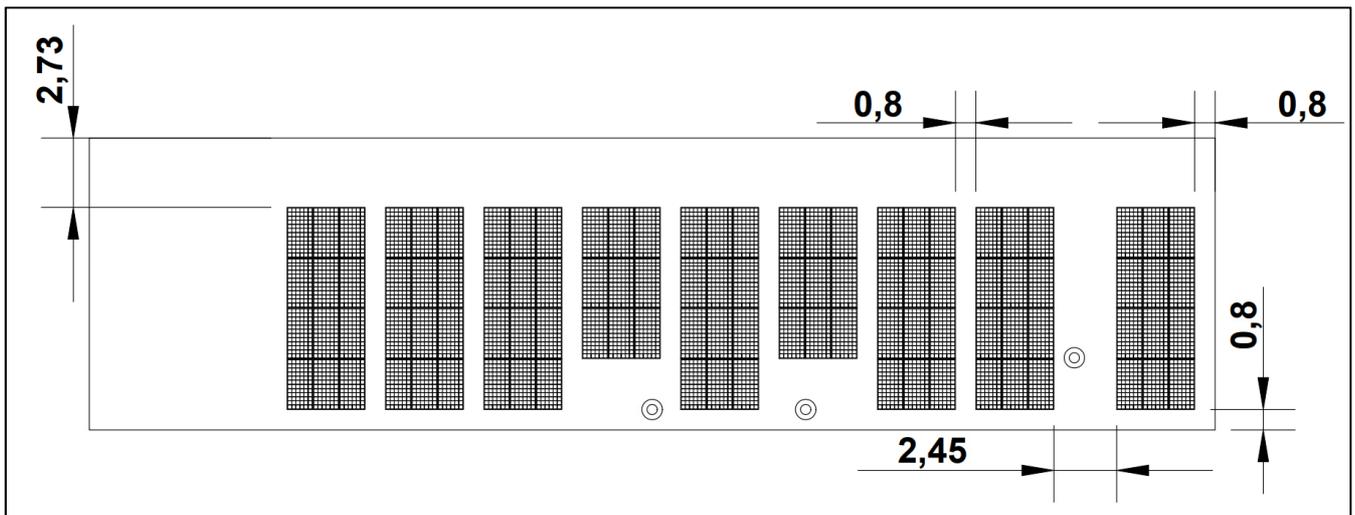
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
5:00-6:00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,08	0,01	<b>0,01</b>
6:00-7:00	8,13	4,11	11,26	14,77	13,87	11,56	6,17	10,63	14,59	24,86	35,05	20,07	<b>14,59</b>
7:00-8:00	81,91	64,30	94,94	100,23	102,06	95,83	74,58	103,72	149,59	154,71	130,11	119,78	<b>105,98</b>
8:00-9:00	191,02	202,52	244,47	243,42	242,11	243,02	208,56	284,10	269,92	324,14	342,82	227,08	<b>251,93</b>
9:00-10:00	438,71	412,46	486,80	391,99	448,38	416,39	343,19	492,63	421,74	497,39	486,33	462,67	<b>441,56</b>
10:00-11:00	617,72	577,27	612,96	575,08	560,45	552,00	430,56	607,90	493,32	599,01	659,68	603,95	<b>574,16</b>
11:00-12:00	666,61	624,39	745,49	609,95	581,40	607,68	498,55	692,10	475,50	642,89	704,97	677,80	<b>627,28</b>
12:00-13:00	682,80	640,70	622,86	575,68	596,75	601,55	536,77	696,71	478,46	545,47	657,36	638,59	<b>606,14</b>
13:00-14:00	654,33	601,07	515,16	420,59	541,99	544,74	484,08	608,47	438,55	450,94	544,88	608,59	<b>534,45</b>
14:00-15:00	529,43	582,53	510,70	374,41	439,52	473,26	372,50	453,41	396,09	410,32	406,36	453,81	<b>450,20</b>
15:00-16:00	364,90	410,86	371,84	254,73	269,76	321,08	304,83	366,51	307,53	339,83	276,99	282,70	<b>322,63</b>
16:00-17:00	193,15	239,21	227,11	135,74	158,96	186,93	150,43	222,40	176,82	170,18	169,14	159,88	<b>182,50</b>
17:00-18:00	82,93	109,68	98,19	46,62	47,31	60,85	52,22	91,90	91,62	45,59	60,07	68,94	<b>71,33</b>
18:00-19:00	12,38	16,61	7,12	1,73	0,88	1,61	4,15	5,49	5,51	1,77	2,18	6,68	<b>5,51</b>
<b>Irradiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>4.524,01</b>	<b>4.485,72</b>	<b>4.548,90</b>	<b>3.744,95</b>	<b>4.003,46</b>	<b>4.116,51</b>	<b>3.466,58</b>	<b>4.635,97</b>	<b>3.719,24</b>	<b>4.207,10</b>	<b>4.476,02</b>	<b>4.330,54</b>	<b>4.188,25</b>

**ANEXO 4: Distribución de los paneles con las medidas exactas de cada área en la planta industrial de Cuenca.**

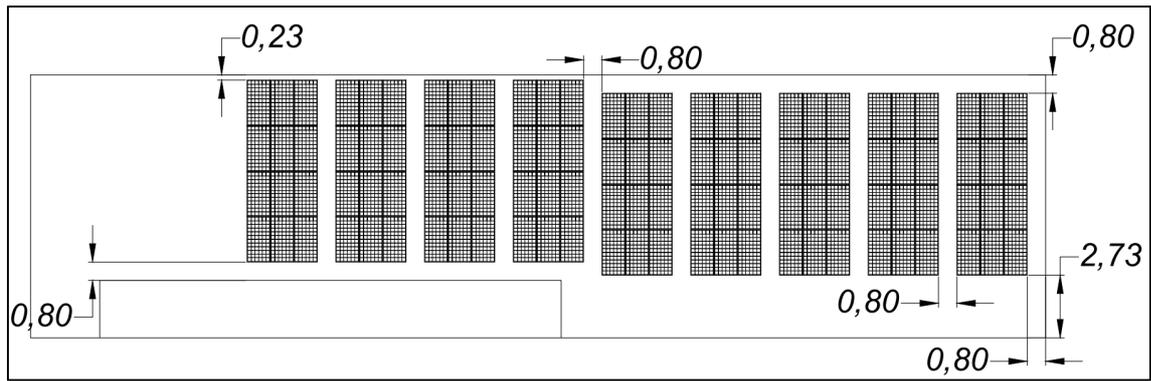
**Distribución de módulos áreas A1 y A5.**



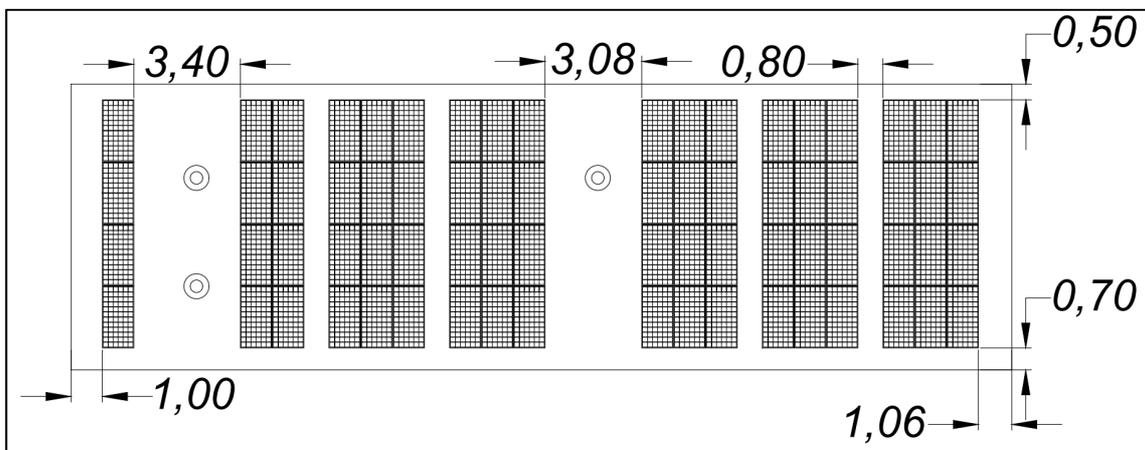
Distribución de módulos área A2



Distribución de módulos área A3



Distribución de módulos área A4



ANEXO 5: Datos técnicos de los paneles e inversores utilizados para el análisis técnico de la planta industrial de Cuenca y en la granja porcícola.

Panel 1: Trinasolar TSM-PE15H

Mono **Multi** Solutions

# THE TALLMAX

FRAMED 144 HALF-CELL MODULE



**144-Cell**  
MULTICRYSTALLINE MODULE

**340-355W**  
POWER OUTPUT RANGE

**17.5%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS	COLOR OF FRAME	POWER RANGE
TSM-PE25H	Silver	340-355W



### Ideal for large scale installations

- Reduce BOS cost with higher power bin and 1500V system voltage



### Half-cell design brings higher efficiency

- New cell string layout and split J-box location to reduce the energy loss caused by inter-row shading
- Integrated LRF (Light Redirection Film) to enhance power, specially for ground-mount applications
- Lower cell connection power losses due to half-cell layout (144 multicrystalline)



### Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF etc)
- Increased module robustness to minimize micro-cracks
- PID resistant and free of snail trails
- Internal test requirement of Trina more stringent than certification authority



### Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400Pa negative load
- 5400Pa positive load

Founded in 1987, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation is our partners' critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 80 countries all over the world. Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplies our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, reliable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

#### Comprehensive Products And System Certificates

ISO 9001:2015 Quality Management System  
 ISO 14001:2015 Environmental Management System  
 ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System  
 ISO 16750:2013 Greenhouse-gases Emissions Verification



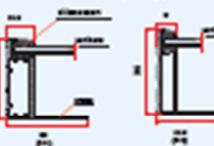
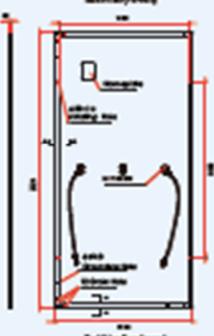
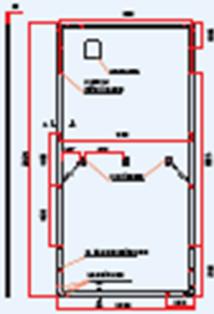
**Trina solar**



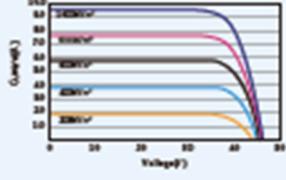
# TALLMAX

## FRAMED 144 HALF-CELL MODULE

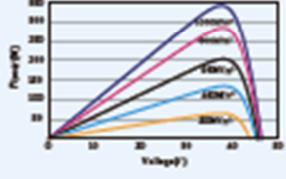
### DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



### I-V CURVES OF PV MODULE (143W)



### PV CURVES OF PV MODULE (143W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P <sub>max</sub> (W) <sup>*</sup>	340	345	350	355
Power Output Tolerance-P <sub>max</sub> (W)	0 ~ +3			
Maximum Power Voltage-V <sub>mp</sub> (V)	37.5	37.7	37.9	38.1
Maximum Power Current-I <sub>mp</sub> (A)	9.06	9.15	9.23	9.32
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	46.2	46.4	46.7	47.0
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)	9.53	9.62	9.71	9.81
Module Efficiency η <sub>p</sub> (%)	16.7	17.0	17.2	17.5

STC Irradiance: 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature: 25°C Air Mass: 1.5  
 \*Measuring tolerance: ±3%

### ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power-P <sub>max</sub> (W)	257	261	265	269
Maximum Power Voltage-V <sub>mp</sub> (V)	35.5	35.7	35.9	36.1
Maximum Power Current-I <sub>mp</sub> (A)	7.24	7.31	7.37	7.45
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	43.5	43.7	44.0	44.2
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)	7.60	7.76	7.89	7.91

NMOT Irradiance: 800W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature: 25°C Wind Speed: 3m/s

### Mechanical Data

Solar Cells	Multicrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2024 × 1004 × 25 mm (79.69" × 39.53" × 1.22 inches)
Weight	22.6kg (50.2lb)
Glass	2.2 mm (0.12 inches), High Transmissivity, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	25 mm (1.22 inches) Anodized Aluminium Alloy w/400mm Mounting Holes
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.005 inches <sup>2</sup> ), Portrait: N 14 Core / P 265 mm (5.31/21.22 inches) Landscape: N 14 Core / P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	TS4

### TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Max. of Module Operating Temperature)	41°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.20%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.23%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	0.03%/°C

### MOODUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Maximum System Voltage	1500V DC (UL)
Max. Series Fuse Rating	20A

(DO NOT exceed Fuse in Combiner Boxes as a wiring device in panel connections)

### WARRANTY

- 10 Year Product Workmanship Warranty
  - 25 Year Linear Power Warranty
- (Please refer to regulations locally for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 20 pieces
- Modules per 40' container: 600 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
 © 2022 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
 Version number: TSM\_PG3D-INT\_2022\_A [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)

Panel 2: CSUN CSP 380-72M

PERC MONO

Linear Performance Warranty

Additional value from 5-year warranty

Number of years: 5 years 10 years 15 years 20 years 25 years

■ CSP ■ Standard warranty

All rights reserved by CSUNPOWER  
www.csunpower.com

**CSUNPOWER**<sup>®</sup>  
Professional • Reliable • Sustainable

## CSP380-72M

### PERC Mono Module

CSP380-72M    CSP375-72M  
 CSP370-72M    CSP365-72M  
 CSP360-72M

## 19.58%

Maximum Module Efficiency

**5 Busbar Solar Cell**  
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance.

## 380 Wp

Rated Maximum Power

**High Efficiency**  
Higher output up to 380W (module efficiency up to 19.58%).

## 12 Years

Material & Workmanship Warranty

**PID Free**  
Excellent Anti-PID performance from improved cell technology and selected packaging material.

## 25 Years

Linear Power Output Warranty

**Low-light Performance**  
Excellent performance under weak light conditions.

**Load Capacity Enhancement**  
Certified to withstand wind (2400 Pa) and snow load (5400 Pa).

**Harsh Environment Adaptability**  
Reliable quality enables module to have better sustainability even in desert, farms or near the coast.

- CSUNPOWER(CSP) is one of the world leading solar energy turnkey solution experts. We focus on high efficient solar module research, manufacturing, distribution as well as project development, EPC, O&M, asset management and financing. We provide our customers with comprehensive solutions of whole lifecycle of solar project.
- CSUNPOWER(CSP) owns an international and professional management team. With the help of the manufacturing strength and technology innovation, we distributed more than 100Wp solar modules accumulatively, developed and built more than 500MWp solar projects worldwide. Our sales network covers more than 50 countries in the world.

**Note:**

Parameters in this datasheet do not refer to parameters of a single solar module, also not the commitment content in the contract. This datasheet is used only for comparison of different module types. CSUNPOWER does not guarantee that it is completely accurate. CSUNPOWER is entitled to adjust the parameters without prior notice.

### Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Module Type	CSP305-72M	CSP375-72M	CSP370-72M	CSP365-72M	CSP360-72M
Maximum Power - Pmax (W)	380	375	370	366	360
Positive Power Tolerance	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W
Open Circuit Voltage - Voc (V)	48.9	48.7	48.5	48.2	48.0
Short Circuit Current - Isc (A)	9.75	9.68	9.61	9.57	9.51
Maximum Power Voltage - Vmpp (V)	40.5	40.2	39.9	39.7	39.5
Maximum Power Current - Impp (A)	9.39	9.33	9.28	9.20	9.12
Module Efficiency	19.58	19.33%	19.07%	18.81%	18.55%

Standard test conditions (STC): irradiance 1000W/m<sup>2</sup>; AM 1.5G; cell temperature 25°C.

### Electrical Characteristics at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Module Type	CSP305-72M	CSP375-72M	CSP370-72M	CSP365-72M	CSP360-72M
Maximum Power - Pmax (W)	288	282	278	274	270
Open Circuit Voltage - Voc (V)	47.5	47.2	47.0	46.8	46.5
Short Circuit Current - Isc (A)	7.88	7.82	7.75	7.68	7.61
Maximum Power Voltage - Vmpp (V)	38.6	38.3	38.1	37.9	37.7
Maximum Power Current - Impp (A)	7.42	7.36	7.30	7.24	7.17

Nominal operating cell temperature (NOCT): irradiance 800W/m<sup>2</sup>; wind speed 1 m/s; ambient temperature 20°C.

### Temperature Characteristics

Voltage Temperature Coefficient	-0.28%/°C
Current Temperature Coefficient	0.048%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.37%/°C
NOCT	48±2°C

### Maximum Ratings

Maximum System Voltage (V)	1000/1500
Series Fuse Rating (A)	20

### Mechanical Characteristics

Dimensions (L*W*H)	1960x962x40x35mm
Weight	22.6kg
Cells	72(6*12) pieces monocrystalline solar cells series strings (156*156mm)
Junction Box	IP67
Cable	4mm <sup>2</sup> 1200mm
Connector	MC4/Compatible with MC4
Frame	Anodized aluminum profile

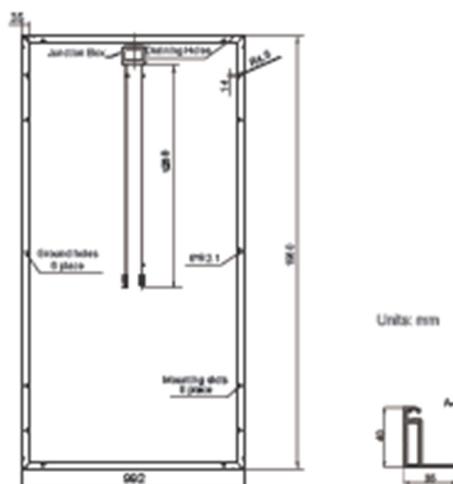
### Packaging

Pallet	26 pcs
Container 40'	672 pcs

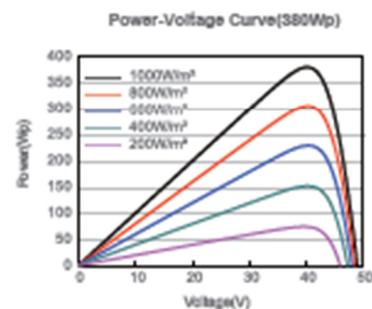
### System Design

Temp. Range	-40°C~+85°C
Application Class	A

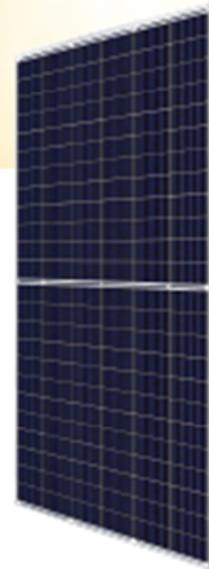
### Dimensions



### IV-Curves



Panel 3: Canadian Solar Hiku CS3W-395



## HiKu

### MÓDULO POLICRISTALINO PERC DE GRAN POTENCIA

### 395 W ~ 420 W

CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415 | 420P

#### MÁS POTENCIA



Un 24% más potencia que los módulos convencionales



Costo nivelado de energía hasta un 4,5% inferior  
Costo del sistema hasta un 2,7% inferior



Baja NMOT:  $42 \pm 3$  °C  
Bajo coeficiente de temperatura (Pmax):  $-0,36\%/^{\circ}\text{C}$



Mayor tolerancia a la sombra

#### MÁS CONFIABLE



Menor corriente interna, menor temperatura de punto caliente



Minimiza el impacto de las microfisuras



Carga de nieve intensa hasta 5400 Pa, carga de viento hasta 3600 Pa \*

25 años

garantía de potencia lineal\*

12 años

garantía aumentada de materiales y mano de obra\*

\*Según la declaración de garantía aplicable de Canadian Solar Limited.

#### CERTIFICADOS DEL SISTEMA DE GESTIÓN\*

ISO 9001:2015 / Sistema de gestión de calidad  
ISO 14001:2015 / Normas del sistema de gestión ambiental  
OHSAS 18001:2007 / Normas internacionales de salud y seguridad ocupacional

#### CERTIFICADOS DEL PRODUCTO\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KIS / INMETRO  
UL 1708 / IEC 61215 rendimiento: lista CDC (EE.UU.)  
UL 1708: CSA / IEC 61701 EDO: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
UNE 9177 Reacción al fuego: clase 1 / Tabe-e-way



\*Ya que existen diferentes requisitos de certificación en los diferentes mercados, comuníquese con el representante de ventas local de Canadian Solar para conocer los certificados específicos aplicables a los productos en la región de venta.

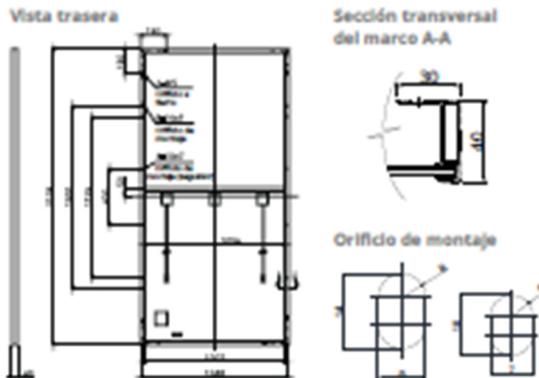
**CANADIAN SOLAR INC.** se compromete a suministrar productos solares, soluciones en sistemas solares y servicios de alta calidad a los clientes de todo el mundo. Proveedor de módulos N° 1 en términos de calidad y relación precio/rendimiento según la encuesta IHS Module Customer Insight Survey. Líder en desarrollo de proyectos fotovoltaicos y fabricación de módulos solares, con más de 40 GW instalados en el mundo entero desde 2001.

\* Consulte el manual de instalación para obtener información detallada.

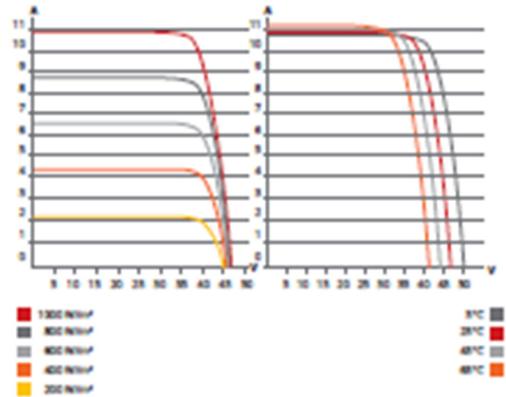
#### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [sales.cam@canadiansolar.com](mailto:sales.cam@canadiansolar.com)

**DIAGRAMA TÉCNICO (mm)**



**CS3W-400P / CURVAS I-V**



**DATOS ELÉCTRICOS | STC\***

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Potencia nominal máx. (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Voltaje de operación ópt. (Vmp)	38,5 V	38,7 V	38,9 V	39,1 V	39,3 V	39,5 V
Corriente de operación ópt. (Imp)	10,26 A	10,34 A	10,42 A	10,49 A	10,56 A	10,64 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	47,0 V	47,2 V	47,4 V	47,6 V	47,8 V	48,0 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	10,82 A	10,90 A	10,98 A	11,06 A	11,14 A	11,26 A
Eficiencia del módulo	17,9%	18,1%	18,3%	18,6%	18,8%	19,0%
Temperatura de operación	-40°C ~ +85°C					
Voltaje máx. del sistema	1500 V (IEC/UL) o 1000 V (IEC/UL)					
Características ignífugas del módulo	TIPO 1 (UL 1703) o CLASE C (IEC 61730)					
Clasificación máx. de fusible en serie	20 A					
Clasificación de aplicación	Clase A					
Tolerancia de potencia	0 ~ + 10 W					

\* Bajo condiciones de prueba estándar (STC) de irradiación de 1000 W/m², espectro AM 1,5 y temperatura de célula de 25°C.

**DATOS MECÁNICOS**

Especificación	Datos
Tipo de célula	Policristalina
Distribución de las células	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensiones	2108 x 1048 x 40 mm (83,0 x 41,3 x 1,57 pulg.)
Peso	24,9 kg (54,9 lbs)
Cubierta delantera	Vidrio templado de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizada con barra cruzada
Caja de conexiones	IP68, 3 diodos de derivación
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Longitud del cable (con conector)	Vertical: 500 mm (19,7 pulg.) (+) / 350 mm (13,8 pulg.) (-); horizontal: 1400 mm (55,1 pulg.); conexión alternada: 1670 mm (65,7 pulg.)*
Conector	Serie T4, H4 UTX o MC4-EVO2
Por bandeja	27 piezas
Por contenedor (40' HQ)	594 piezas

\* Para obtener información detallada, comuníquese con los representantes técnicos y de ventas locales de Canadian Solar.

**DATOS ELÉCTRICOS | NMOT\***

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Potencia nominal máx. (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Voltaje de operación ópt. (Vmp)	35,8 V	36,0 V	36,2 V	36,4 V	36,6 V	36,8 V
Corriente de operación ópt. (Imp)	8,21 A	8,27 A	8,33 A	8,39 A	8,45 A	8,51 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	44,1 V	44,3 V	44,5 V	44,7 V	44,9 V	45,1 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,73 A	8,79 A	8,86 A	8,92 A	8,99 A	9,08 A

\* Bajo temperatura de operación nominal del módulo (NMOT), irradiación de 800 W/m², espectro AM 1,5, temperatura ambiente 20°C, velocidad del viento 1 m/s.

**CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA**

Especificación	Datos
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0,36%/°C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,28%/°C
Coefficiente de temperatura (Isc)	0,05%/°C
Temperatura de operación nominal del módulo	42 ± 3 °C

**SECCIÓN DE SOCIOS**



\* Las especificaciones y características principales en esta ficha técnica pueden ser ligeramente distintas a nuestros productos reales debido a la constante innovación y mejora de los productos. Canadian Solar Inc. se reserva el derecho a ajustar la información aquí descrita en cualquier momento si es necesario, sin previo aviso. Tenga en consideración que los módulos fotovoltaicos deben ser manipulados e instalados por personas calificadas y con capacitación profesional; recuérdele también leer detenidamente las instrucciones de seguridad e instalación antes de usar nuestros módulos.

**CANADIAN SOLAR INC**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [sales.cam@canadiansolar.com](mailto:sales.cam@canadiansolar.com)

Panel 4: JinkoSolar JKM400M-72-V

www.jinkosolar.com



## Cheetah 72M

# 380-400 Watt

MONO PERC MODULE

Positive power tolerance of 0→+3%

ISO9001:20015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

### PERC

### KEY FEATURES



- 5 Busbar Solar Cell**  
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Efficiency**  
 Higher module conversion efficiency (up to 20.17%) benefit from Passivated Backer Rear Contact (PERC) technology.
- PID Resistance**  
 Excellent Anti-PID performance guarantees limited power degradation for mass production.
- Low-light Performance:**  
 Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environment.
- Severe Weather Resilience**  
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability Against Extreme Environmental Conditions**  
 High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

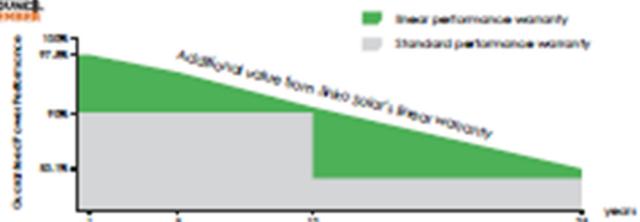
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



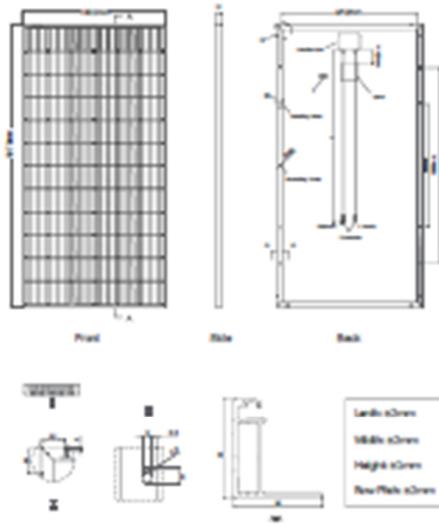
Nomenclature:

**JKM400M-60/72H-V**

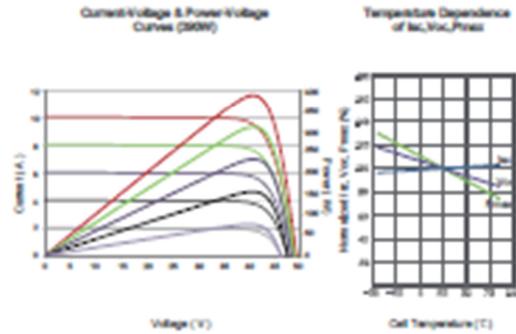
Code	Cell	Code	Certification
60	7-8	60	1000V
H	Half	V	1000V



### Engineering Drawings



### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75x158.75mm
No. of cells	72 (6x12)
Dimensions	1979x3002x40mm (77.91x39.45x1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm <sup>2</sup> , Length 900/1200mm or Customized Length

### Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)  
27pcs/pallet, 54pcs/stack, 594pcs/40HQ Container

### SPECIFICATIONS

Module Type	JSM00M-72		JSM02M-72		JSM09M-72		JSM09M-72		JSM400M-72	
	JSM00M-72-V	JSM02M-72-V	JSM02M-72-V	JSM09M-72-V	JSM09M-72-V	JSM09M-72-V	JSM09M-72-V	JSM400M-72-V	JSM400M-72-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	300Wp	290Wp	305Wp	290Wp	360Wp	294Wp	365Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	38.1V	41.4V	39.3V	41.7V	38.8V
Maximum Power Current (Imp)	9.36A	7.42A	9.44A	7.46A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.75A	7.86A	9.82A	7.88A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency STC (%)	19.16%		19.42%		19.67%		19.92%		20.17%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+80°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀️ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📱 Cell Temperature 25°C ☁️ AM=1.5

NOCT: ☀️ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 🌡️ Ambient Temperature 20°C ☁️ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JSM00-400M-72-(V)-A3.1-EN

## Panel 5: Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450



Preliminary Technical  
Information Sheet

 **CanadianSolar**



## HiKu5 Poly

435 W ~ 460 W

CS3Y-435 | 440 | 445 | 450 | 455 | 460P

### MORE POWER

-  **460 W** Module power up to 460 W  
Module efficiency up to 19.5 %
-  Lower LCOE & BOS cost,  
cost effective product for utility power plant
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation  
technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers
-  Better shading tolerance

### MORE RELIABLE

-  Carbon footprint reduced up to 25%
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,  
enhanced wind load up to 2400 Pa\*

-  **12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials  
and Workmanship\*
-  **25 Years** Linear Power Performance Warranty\*

1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%  
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

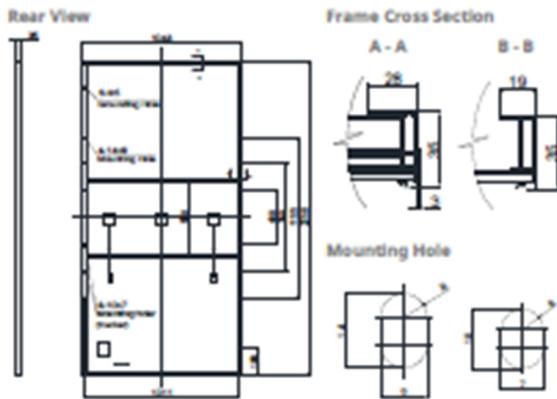
\*As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

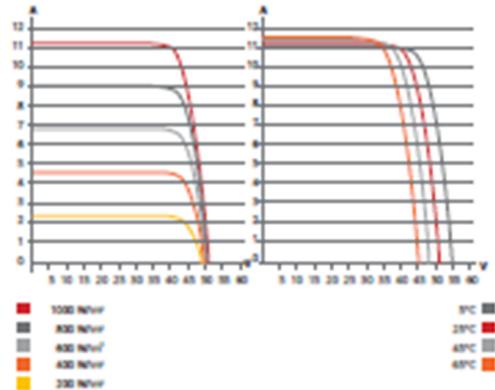
### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CSSY-450P / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CSSY	435P	440P	445P	450P	455P	460P
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W	460 W
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	41.8 V	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	10.41 A	10.48 A	10.55 A	10.62 A	10.69 A	10.75 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	51.0 V	51.2 V	51.4 V	51.6 V	51.8 V	52.0 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	11.13 A	11.18 A	11.23 A	11.28 A	11.33 A	11.38 A
Module Efficiency	18.4%	18.7%	18.9%	19.1%	19.3%	19.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ +10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 X (13 X 6)]
Dimensions	2250 X 1048 X 35 mm (88.6 X 41.3 X 1.38 in)
Weight	26.3 kg (58.0 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, 2 crossbars enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CSSY	435P	440P	445P	450P	455P	460P
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	324 W	328 W	331 W	335 W	339 W	342 W
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V	39.6 V	39.8 V
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	8.33 A	8.39 A	8.43 A	8.49 A	8.57 A	8.60 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	47.9 V	48.1 V	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.8 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	8.98 A	9.02 A	9.06 A	9.10 A	9.14 A	9.18 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

**CANADIAN SOLAR INC.**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

July 2020. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V2.3\_EN

Inversor 1: Fronius Symo 24.0-3 480.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

## FRONIUS SYMO ADVANCED

Energizando proyectos trifásicos - ahora con PLC SunSpec Integrado

/ Proceso de conexión de inversores

/ Tecnología de almacenamiento

/ Comunicación de datos integrada

/ Diseño SuperEco

/ Preparado para redes inteligentes Smart Grid

/ Certificado SunSpec y Protección Rapid Shutdown

Con seis modelos de potencia desde 10kW a 24kW, Fronius Symo Advanced es el inversor ideal para aplicaciones comerciales. Fronius Symo Advanced combina los beneficios de Fronius Symo con un valor adicional para instalaciones con requisitos de Module Level Rapid Shutdown. Fronius Symo Advanced está integrado con un transmisor PLC que cumple el estándar de comunicación SunSpec Rapid Shutdown que a su vez cumple con la norma NEC pre-2014, 2014 y 2017, además de beneficios como montaje de inclinación cero, peso ligero y accesibilidad de servicio en el campo.

**DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (VERSIONES 208-240V)**

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.4-3 208-240
Potencia FF recomendada (MW)	8.0 - 13.8	8.5 - 15.5
Máxima corriente de entrada ac en cd (MPPT1/MPPT 2)		25.0 A / 16.5 A
Máxima corriente (MPPT 1 + MPPT 2)		41.5 A
Máxima corriente de entrada de corto circuito admisible (MPPT1/MPPT2)		37.5 A / 24.8 A
Tensión nominal de entrada	208 V	350 V
	240 V	370 V
Rango de tensión de operación		200-600 V
Tensión de arranque en CD		200 V
Rango de tensión MPPT		300-500 V
Tensión máxima en CD		600 V
Máxima conductor admisible en CD	4 AWG cobre, 4 AWG aluminio, 2 AWG cobre o aluminio con pinza de distribución	
Partidas integradas en CD	NA	
Corriente máxima de entrada de corto circuito por terminal		55 A
Número de MPPT	3	

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.4-3 208-240	
Potencia máxima de salida	308 V 240 V	9995 VA 9995 VA	11995 VA 11995 VA
Configuración de salida		200/240 V	
Rango de frecuencia (ajustable)		45-65 Hz	
Frecuencia central de operación		50 y 60 Hz	
Tamaño de conductor de CA admisible		AWG 14 - AWG 6	
Distorsión armónica total	<1.5 %	<1.75 %	
Factor de potencia (con pl)		Ajustable (0 - 1 ind./exp.)	
Máxima corriente de salida	208 V 240 V	37.7 A 34.6 A	33.3 A 28.9 A
OCP / Interruptor CA recomendado	208 V 240 V	35 A 30 A	45 A 40 A
Máxima Eficiencia		97.0 %	97.6 %
Eficiencia GIC	208 V	96.5 %	96.5 %

**DATOS TÉCNICOS DE FRONIUS SYMO (VERSIONES DE 208-240V)**

DATOS GENERALES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	51.1 x 72.4 x 22.4 cm
Grado de protección	NEMA 4X
Consumo nocturno	< 1 W
Tecnología del inversor	Sin transformador
Entorno	Ventilador de velocidad variable
Instalación	Interior y exterior, inclinación desde 0° a 90°
Temperatura ambiente admisible	-43 a +60 °C
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)
Máxima altura sobre nivel del mar	600 VCD a 3400 m
Terminales de conexión CD	8x DC+ y 8x DC- terminales de borna para cables
Terminales de conexión CA	Terminales de borna 14-6 AWG
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010 Segunda Edición (incl. UL1741 Supplement SA 2016-09 for California Rule 21 and National Electric Code Rule 140), UL1998 (para estándares APFC, RCM2 y compatibilidad de alimentación), IEEE 1547-2003, IEEE 1547a-2014, IEEE 1547.1-2003, ANSÍ/IEEE C82.41, PCC Part 15 A, B, C, NRC 2017 Artículo 690, C22, 2 No. 127.1.16, UL16998 Issue 2-2013, CSA T11.31 Issue 1-2013

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240
PSO		41 KU

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	DISPONIBLE CON TODOS LOS MODELOS FRONIUS SYMO
Protección inversa CD	SI
Anti-Isla	Interna, de acuerdo con UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 y NEC
Sobretensión	Reducción de potencia de salida / refuerzo activo
AGC	SI
Cumplimiento de Rapid Shutdown	SI
Interrupción de falta a tierra por monitorización de aislamiento	SI
Descarga de CD	SI

INTERFACES	DISPONIBLE CON TODOS LOS MODELOS FRONIUS SYMO
USB (sección tipo A)	Registro de datos y actualizaciones de firmware vía USB
Za RS422 (RS485 opcional)	Fronius Solar Net
<b>DISPONIBLE CON LA TARJETA FRONIUS DATAMANAGER 2.0 (SOLO SE NECESITA UNA TARJETA PARA HASTA 100 INVERSORES)</b>	
Wi-Fi Ethernet / DataLogger and servidor web	Protocolos industriales Modbus RTU / Modbus TCP, Profibus DP, CAN / Siacipac Modbus RTU
6 entradas digitales configurables + 8 entradas digitales	Gestión de cargas eléctricas, monitorización de estado, I/O multipropósito
Comunicación mediante línea de potencia (PLC)	SI - Comunicación estándar Siacipac Rapid Shutdown
Compatibilidad con electrónica de nivel modular	Tipo T54-P basado en Siacipac PLC (para uso paralelo)

**DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (VERSIONES 480V)**

DATOS DE ENTRADA CD	SYMO 15.0-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Potencia PV Recomendada [kWp]	12.0 - 19.5	14.0 - 26.0	18.0 - 29.5	19.0 - 31.0
Máxima corriente de entrada nominal (MPP1/MPP2)			33.0 A / 25.0 A	
Máxima corriente (MPP1 + MPP2)			51 A	
Máxima corriente de entrada de cada circuito admisible (MPP1/MPP2)			49.5 A / 27.5 A	
Tensión nominal de entrada	480 V	485 V	710 V	720 V
Rango de tensión de operación			200-1000 V	
Tensión de puesta en marcha			200 V	
Rango de tensión MPP	350-800 V	450-800 V		500-800 V
Tensión máxima de entrada			1000 V	
Máximo conductor admisible en CD	6 AWG cables, 8 AWG aluminado, 2 AWG cables o aluminado con pellets de distribución			
Portafusibles Integrados en CD			6 y 6+	
Corriente máxima de entrada de cada circuito por terminal	33A		15A	
Número de MPP			2	

\* Se requiere Fronius Shade Cover para montaje en ángulo menor a 10° en exterior.

**DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (VERSIONES 480)**

DATOS DE SALIDA CA		SYMO 15.0-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Potencia Máxima de salida	480 V	14995 VA	19995 VA	22727 VA	23995 VA
Configuración de salida				480 V WYE	
Rango de frecuencia (ajustable)				45-65 Hz	
Frecuencia nominal de operación				50 y 60 Hz	
Tamaño de conductor de CA admisible				AWG 14 AWG 6	
Dilatación armónica total		<1.5 %	<1.0 %	<1.25 %	<1.0 %
Factor de potencia (cos φ)				Ajustable (0 - 1 ind./cap.)	
Máxima corriente de salida	480 V	31.0 A	34.0 A	37.3 A	38.9 A
OCPD / Interruptor CA recomendado	480 V	35 A	38 A	35 A	40 A
Máxima eficiencia				97.0 %	
Eficiencia IEC	480 V	97.0 %	97.5 %	97.5 %	97.5 %

DATOS GENERALES	DISPONIBLE EN TODOS LOS MODELOS SYMO
Dimensiones (ancho x alto x largo)	51.3 x 72.4 x 22.4 cm
Enchufe	NEMA 4X
Consumo nocturno	< 1 W
Tecnología del inverter	SiC Transistor
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable
Instalación	Interior y exterior, inclinación desde 0 a 90 grados*
Temperatura ambiente admisible	-40 - +60 °C
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)
Emoción	Hasta 2000 en sus restricciones *para mayor información consultar el manual de usuario*
Terminales de conexión CD	8x CD+ y 8x CD- terminales de torcido para cables
Terminales de conexión CA	Terminales de torcido 14-6 AWG
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010 Segundo Edición (incl. UL1741 Supplement SA 2016-09 for California Rule 21 and Hawaiian Electric Code Rule 149), UL1998 (para funciones: APFC, RCMO) y monitorización de estado (incl. IEEE 1547-2003, IEEE 1547a-2014, IEEE 1547.1-2013, ANSI/IEEE C62.41, IEC Part 35 A & B, NRC 2017 Artículo 693, C23, 2 No. 1071-16, UL1699R Issue 2 - 2013, CSA T18, M-07 Issue 1 - 2013)

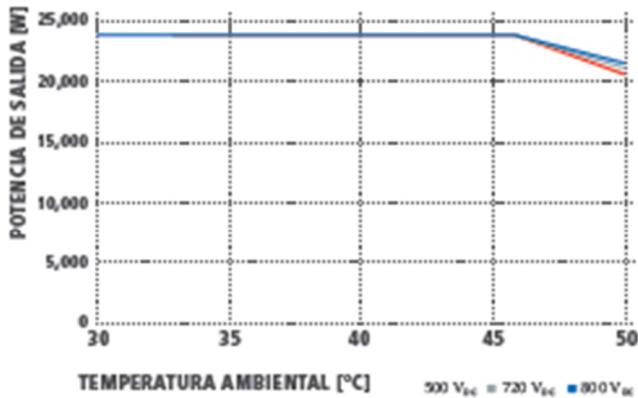
DATOS GENERALES	SYMO 15.0-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Peso			43.4 kg	

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	DISPONIBLE EN TODOS LOS MODELOS SYMO
Polaridad inversa CD	SI
Anti isla	Inversa, de acuerdo con UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 y NRC
Sobretensión	Embudo de potencia de salida / refrigeración activa
APFC	SI
Cumplimiento de Rapid Shutdown	SI
Interrupción de falla a tierra por monitorización de aislamiento	SI
Desconexión de CD	SI

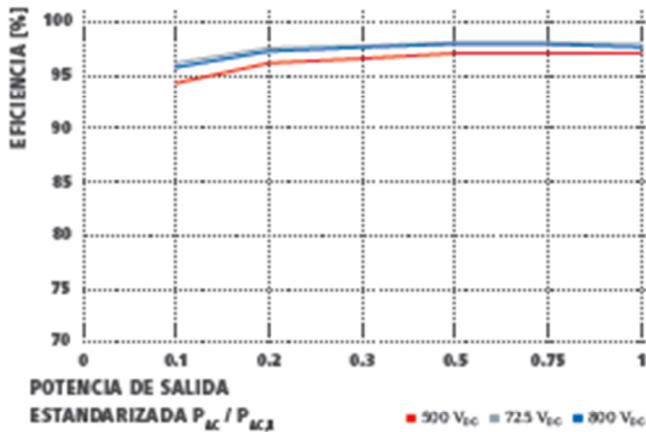
INTERFACES	DISPONIBLE EN TODOS LOS MODELOS SYMO
USB (Socket TIPO A)	Registro de datos y actualizaciones de firmware via USB
ZxRS422 (RJ45 socket)	Proxim SolarNet
<b>DISPONIBLE CON LA TARJETA DATAMANAGER 2.0 (SOLO SE NECESITA UNA TARJETA PARA HASTA 100 INVERSOIRES)</b>	
Wi-Fi / Ethernet / Zbstallogger y servidor web	Estación inalámbrica R02.11 (c/Proxim SolarNet, SunSpec Modbus TCP / SunSpec Modbus RTU)
Entradas digitales configurables + 8 entradas digitales	Gestión de cargas eléctricas, monitoreo de estado, I/O configuración
Comunicación mediante línea de potencia (PLC)	SI - Comunicación estándar SunSpec Rapid Shutdown
Compatibilidad con electrónica de nivel modular	Tipo TS4-P basado en SunSpec PLC (para uso posterior)

\* Se requieren Fronius Shade Cover para montaje en ángulo menor a 15° en exterior.

**FRONIUS SYMO 24.0-3 480 CURVA DE REDUCCIÓN DE TEMPERATURA**



**FRONIUS SYMO 24.0-3 480 CURVA DE EFICIENCIA CEC**



This is a technical specification of a device in the field of renewable energy. It is not intended for general use. It is not a warranty. It is not a guarantee. It is not a promise. It is not a contract. It is not a document. It is not a certificate. It is not a document. It is not a certificate. It is not a document. It is not a certificate.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

**SOMOS TRES UNIDADES DE NEGOCIO CON UN MISMO OBJETIVO: ESTABLECER LOS ESTÁNDARES MEDIANTE EL AVANCE TECNOLÓGICO.**

/ Lo que comenzó en 1945 como una operación unipersonal ahora establece estándares tecnológicos en los campos de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica y carga de baterías. Hoy la compañía tiene alrededor de 3.800 empleados en todo el mundo y 1.242 patentes para el desarrollo de productos muestran el espíritu innovador dentro de la empresa. El desarrollo sostenible significa para nosotros implementar aspectos ambientales relevantes y sociales por igual con los factores económicos. Nuestro objetivo se ha mantenido constante durante todo el tiempo para ser el líder de innovación.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite [www.fronius.mx](http://www.fronius.mx)



Redes Sociales

- Froniusmexico
- 24horasdesol.mx
- Fronius Solar Energy MX
- Fronius México Solar Energy
- Fronius México



Fronius México S.A. de C.V.  
 Fronius Monterrey  
 Carretera Monterrey Saltillo 3279  
 Privada de Santa Catarina  
 66367 Santa Catarina, N.L.  
 México  
 Teléfono +52 81 8862 8200  
 pr-espa-mexico@fronius.com  
 www.fronius.mx



Inversor 2: ABB TRIO-27.6-TL-OUTD



## Inversor solar **TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD**

El inversor comercial TRIO 20.0/27.6 ofrece mayor flexibilidad y control a los instaladores que manejan instalaciones con diversas configuraciones y orientaciones.

**De 20.0 a 27.6 kW**

**Inversor Solar - TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD**

La sección de entrada dual contiene dos seguimientos de punto máximo de potencia (MPPT) independientes, lo que permite una captación de energía óptima por parte de dos submatrices orientadas en direcciones distintas.

El TRIO dispone de un algoritmo MPPT de alta velocidad y precisión que permite el seguimiento en tiempo real y mejora la captación de energía.

**Alta eficiencia en todos los niveles de salida**  
Las curvas de eficiencia planas aseguran alta eficiencia en todos los niveles de salida, lo que garantiza un rendimiento constante y estable a lo largo de toda la tensión de entrada y del intervalo de potencia de salida.

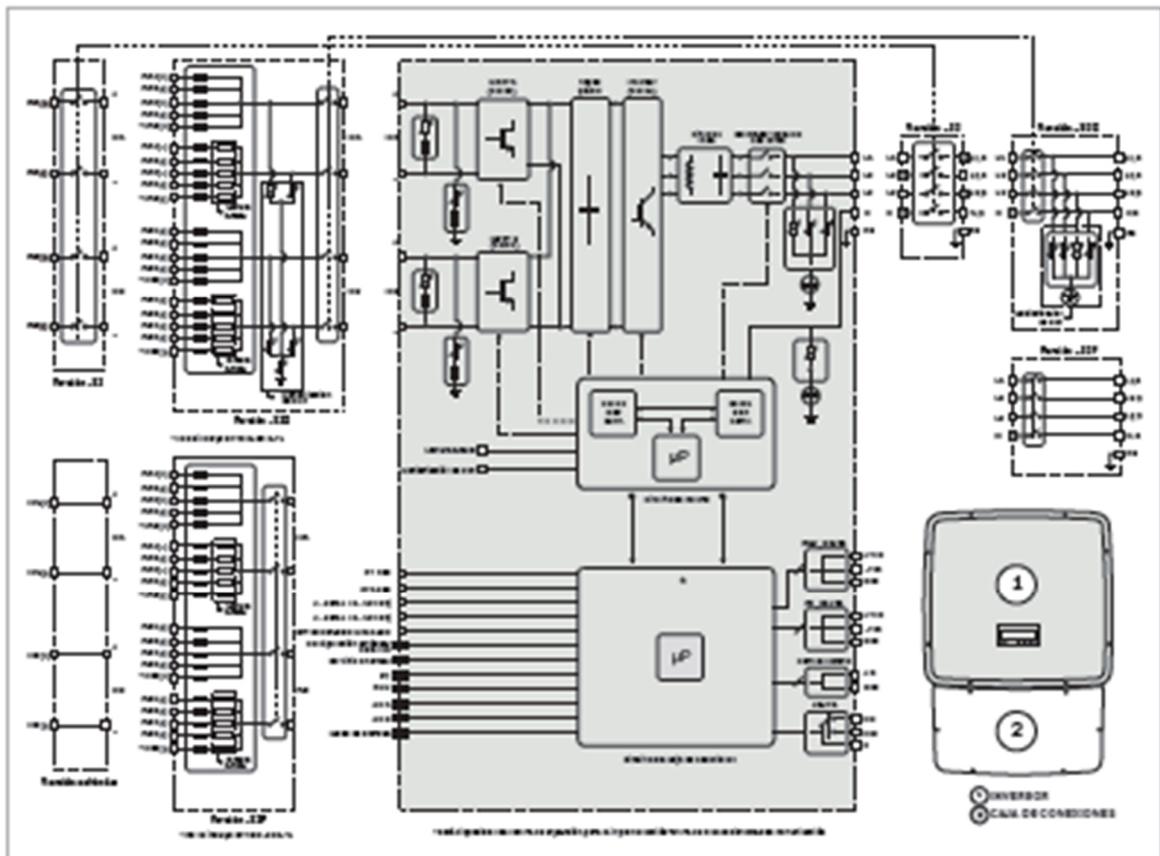
Este dispositivo ofrece una eficiencia de hasta 98.2%.

El amplio intervalo de tensión de entrada hace que el inversor sea apto para instalaciones con poco tamaño de cadena.

**Características destacadas**

- Auténtica topología en puente trifásica para el convertidor de salida de CC/CA
- Topología sin transformadores
- Cada inversor está configurado en códigos de red específicos que se pueden seleccionar sobre el terreno
- Caja de conexiones desmontable para permitir una instalación sencilla
- Amplio intervalo de tensión de entrada
- Combinador de cadenas integrado con distintas opciones de configuración, que incluyen un seccionador de CC y CA en cumplimiento con los estándares internacionales (versiones S2, S1J, -S2J, -S2F y -S2X)
- Refrigeración de convección natural para máxima fiabilidad
- Carcasa para exteriores que permite un uso sin restricciones en cualquier condición medioambiental
- Capacidad de conectar sensores externos para monitorizar las condiciones ambientales
- Disponibilidad de tensión de salida de CC auxiliar (24 V, 300 mA)
- La tarjeta de registro VSN300 Wifi permite el acceso inalámbrico a Aurora Vision® con monitorización de canales de entrada de CC
- Acceso gratuito de por vida a Aurora Vision®

**Diagrama de bloques del inversor de cadena TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD**



Datos técnicos y tipos		
Código del tipo	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
<b>Lado de entrada</b>		
Tensión de entrada de CC máxima absoluta ( $V_{Vmax}$ )		1000 V
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha ( $V_{Vmax}$ )		420 V (adj. 250...500 V)
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ( $V_{Vmin}...V_{Vmax}$ )		0.7 x $V_{Vmax}$ ...550 V (min 200 V)
Tensión nominal de entrada de CC ( $V_{Vn}$ )		620 V
Potencia nominal de entrada de CC ( $P_{Vn}$ )	20750 W	28500 W
Número de MPPT independientes		2
Potencia de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $P_{Vmax}$ )	12000 W	16000 W
Intervalo de tensión de entrada de CC con una configuración en paralelo de MPPT en $P_{Vn}$	440...800 V	500...800 V
Limitación de la potencia de CC con una configuración en paralelo de MPPT		Derateo lineal de máximo a nulo (800 V $V_{Vmax}$ < 550 V)
Limitación de la potencia de CC para cada MPPT con una configuración independiente de MPPT en $P_{Vn}$ , ejemplo de desequilibrio máximo	12000 W (400 V $V_{Vmax}$ < 800 V) El otro canal: $P_{Vn}$ - 12000 W (250 V $V_{Vmax}$ < 800 V)	16000 W (500 V $V_{Vmax}$ < 800 V) El otro canal: $P_{Vn}$ - 16000 W (400 V $V_{Vmax}$ < 800 V)
Corriente de entrada de CC máxima ( $I_{Vmax}$ ) / por cada MPPT ( $I_{Vmax}$ )	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Corriente máxima de cortocircuito de entrada para cada MPPT	30.0 A	40.0 A
Número de pares de entrada de CC para cada MPPT	1 (4 en las versiones -S2X, -S2S, -S11, -S2)	1 (5 en las versiones -S2X y -S2S, 4 en las versiones -S11, -S2)
Tipo de conexión de CC	Conector de ajuste rápido PV + / Bloque terminal de tornillo en las versiones estándar y -S2	
<b>Protección de entrada</b>		
Protección contra polaridad inversa		Si, de fuente de corriente limitada
Protección contra sobretensión de entrada para cada MPPT - variación		SI, 4
Protección de sobretensión de salida para cada MPPT - supresor de sobretensión modular (versiones -S2X, -S1.1 y -S2)		-S2X: Tipo 2; -S11, -S1: Tipo 1+2
Control del avance de un generador fotovoltaico		De acuerdo con la normativa local
Capacidad de interruptor para cada MPPT (versión con interruptor de CC)		40 A / 1000 V
Capacidad de los fusibles (versión con fusibles)		15 A / 1000 V
<b>Lado de salida</b>		
Tipo de conexión con red de CA	2W+PE o 4W+PE trifásica	
Potencia nominal de CA ( $P_{CA} [Wcos\phi=1]$ )	20000 W	27500 W
Máxima potencia de salida de CA ( $P_{CA} [Wcos\phi=1]$ )	22000 W *	30000 W *
Potencia aparente máxima ( $S_{CA}$ )	22000 VA *	30570 VA *
Tensión nominal de la red de CA ( $V_{CA}$ )		400 V
Intervalo de tensiones de CA		220...480 V *
Corriente máxima de salida de CA ( $I_{CAmax}$ )	22.0 A	45.0 A
Corriente de fallo contribuyente	25.0 A	40.0 A
Frecuencia nominal de salida ( $f$ )		50 Hz / 60 Hz
Intervalo de frecuencia de salida ( $f_{min}...f_{max}$ )		47...53 Hz / 57...63 Hz *
Factor de potencia nominal e intervalo ajustable	> 0.995, adj. a 0.9 con $P_{CA}$ = 20.0 kW, a 0.8 con máx. 22.2 kVA	> 0.995, adj. a 0.9 con $P_{CA}$ = 27.5 kW, a 0.8 con máx. 30 kVA
Distorsión armónica total de la corriente		< 2%
Tipo de conexión de CA	Bloque de terminal de tornillo, cableado del cable PG36	
<b>Protección de salida</b>		
Protección contra la formación de isla		De acuerdo con la normativa local
Protección máxima contra sobrecorriente de CA externa	50.0 A	63.0 A
Protección contra sobretensiones de salida - variación		4
Protección contra sobretensiones de salida - supresor de sobretensión modular (versión -S2X)		4 (Tipo 2)
<b>Desempeño operativo</b>		
Máxima eficiencia ( $\eta_{pmax}$ )		98.2%
Eficiencia ponderada ( $\eta_{EUROVCEC}$ )		98.0% / 98.0%
Umbral de la potencia de alimentación		40 W
Consumo nocturno		< 0.5 W
<b>Comunicación</b>		
Monitorización local inalámbrica		PVI-US2-RS232C_485 (opcional)
Monitorización remota	Tarjeta de registro VSN300 WII (opcional), Registro de datos VSN 700 (opcional)	
Monitorización local inalámbrica		Tarjeta de registro VSN300 WII (opcional)
Interfaz de usuario		Pantalla gráfica

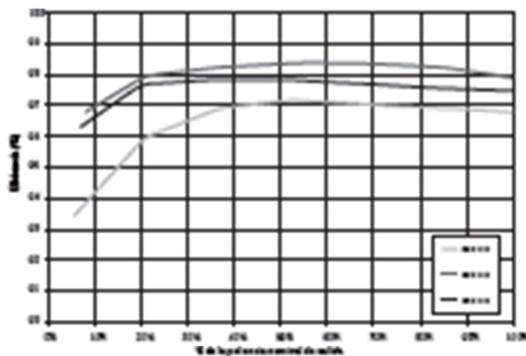
**Datos técnicos y tipos**

Código del tipo	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
<b>Condiciones ambientales</b>		
Intervalo de temperatura ambiente	-25...+55°C / -13...140°F con derribo arriba de 45°C/113°F	
Humedad relativa	Condensación de D. 100%	
Nivel de presión sonora, típico	6.0 dBA @ 1 m	
Altitud máxima de funcionamiento sin derribo	2000 m / 6560 pies	
<b>Condiciones físicas</b>		
Especificación de protección ambiental	IP65	
Refrigeración	Natural	
Tamaño (Al x An x Pj)	1061 mm x 782 mm x 292 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5"	
Peso	< 70.0 kg / 154.3 libras (versión estándar)	< 75.0 kg / 165.4 libras (versión estándar)
Sistema de montaje	Soporte de pared	
<b>Seguridad</b>		
Nivel de aislamiento	Sin transformador	
Marcado	CE (50 Hz solamente), ENEC	
Normas de seguridad y ODM	EN 60376, IEC/EN 60306-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3101, AS/NZS 60560.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61885-3-11, EN 61881-3-12	
Normas de red (consulte su canal de ventas para comprobar su disponibilidad)	CE10-21, CE10-18, OIM V V006 V8 326-1-1, V06-AR-N 4185, G56V1, C10V11, EN 60436 (no para todos los apéndices nacionales), RD 1699, RD 413, RD 661, RO. 12.3, AS 4777, O DGM, MRS-027-2-1 MGA, IEC 61727, IEC 62116, Ordinal 20/2013, VFR 2014	
<b>Modelos y productos variantes</b>		
Catálogo	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-488
Con interruptor de CC=CA	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400
Con interruptor de CC=CA y fusible	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-488	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-488
Con interruptor de CC=CA, fusible y supresor de sobretensión	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-488
Con interruptor de CC=CA, fusible y supresor de sobretensión de CC Tipo 1 + 2	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2J-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2J-400
Con interruptor de CC=CA, fusible y supresor de sobretensión de CC Tipo 1 + 3	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2J-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2J-400

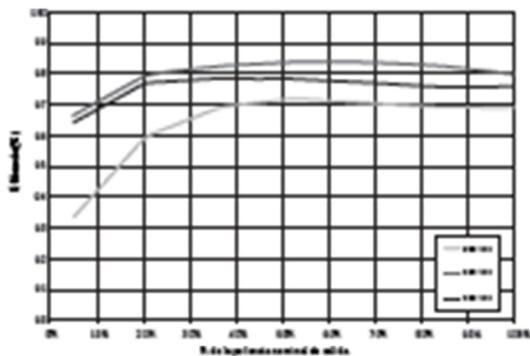
1) Consulte el documento "3rd Party Interact - Product Manual appendix" (en inglés) disponible en [www.fimer.com](http://www.fimer.com) para saber la marca y el modelo del conector de acoplamiento rápido.  
 2) Limitado a 20000 W de acuerdo con las regulaciones específicas del país.  
 3) Limitado a 27000 W de acuerdo con las regulaciones específicas del país.

4) Debido a las regulaciones específicas del país, este valor puede estar limitado a 22000VA/50000VA.  
 5) El intervalo de tensión de CA puede variar dependiendo de la red del país.  
 6) El intervalo de la frecuencia puede variar dependiendo de la red del país.  
**Comentarios:** Las características que no se mencionan específicamente en esta ficha técnica no se incluyen en el producto.

Curvas de eficiencia de TRIO-20.0-TL-OUTD



Curvas de eficiencia de TRIO-27.6-TL-OUTD



Para mayor información, favor de contactar a su representante local de FIMER o visitar: [fimer.com](http://fimer.com)

No nos reservamos el derecho a realizar cambios técnicos o modificar el contenido de este documento sin previo aviso. En cuanto a las órdenes de compra, y especialmente los detalles convertidos, FIMER no es responsable de los errores potenciales ni de la posible falta de información en este documento.

No nos reservamos todos los derechos en este documento y sobre el tema principal, así como las ilustraciones en él mismo. Se prohíbe la reproducción, la divulgación a terceros o el uso de su contenido, total o parcial, sin el consentimiento previo por escrito de FIMER. Derechos reservados © 2020 FIMER. Todos los derechos reservados.



EXCETO EN VARIANTE EN COLOMBIA Y EN CHILE

Inversor 3: GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT



## Ficha técnica de Serie LV SMT/SMT

Ficha técnica	GW12KLV-MT	GW15KLV-MT	GW20KLV-MT	GW25K-MT	GW30K-MT	GW36K-MT
<b>Datos de entrada de cadena FV</b>						
Potencia máx. de entrada CD (Wp)	15600	19500	26000	32500	39000	42900
Tensión máx. de entrada CD (V)	800	800	800	1100	1100	1100
Rango de tensión MPPT (V)	200-650	200-650	200-650	200-950	200-950	200-950
Tensión de arranque (V)	180	180	180	180	180	180
Tensión nominal entrada CD (V)	370	370	370	600	600	600
Corriente máx. de entrada (A)	25/25/25	25/25/25	25/25/25	25/25/25	25/25/25	25/25/25
Corriente máx. de cortocircuito (A)	31.3/31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3
No. de rastreadores MPPT	3	3	3	3	3	3
No. de cadenas de entrada por rastreador	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2
<b>Datos de salida CA</b>						
Potencia nominal de salida (W)	12000	15000	20700	25000	30000	36000 <sup>*1</sup>
Máx. potencia de salida (W)	11300@208VAC 12000@220VAC 13100@240VAC	14400@208VAC 15000@220VAC 16600@240VAC	19600@208VAC 20700@220VAC 22600@240VAC	27500 <sup>*2</sup>	33000 <sup>*2</sup>	36000 <sup>*2</sup>
Potencia máx. aparente de salida (VA)	13100	16600	22600	27500 <sup>*2</sup>	33000 <sup>*2</sup>	36000 <sup>*2</sup>
Tensión nominal de salida (V)	150-300	150-300	150-300	400	400	3L/N/PE ó 3L/PE
Frecuencia nominal de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente máx. de salida (A)	31.5	40	54.5	40	48	53.3
Factor de potencia de salida	~1 (Ajustable desde 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo)					
THDi de salida (salida nominal)	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Eficiencia</b>						
Eficiencia máx.	98.7%	98.7%	98.8%	98.7%	98.8%	98.8%
Euro eficiencia	>98.4%	>98.5%	>98.5%	>98.4%	>98.5%	>98.5%
<b>Protección</b>						
Protección anti-isla	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de polaridad inversa de entrada	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitorización de Corriente de Cadena FV	-	-	-	Integrado	Integrado	Integrado
Función Anti-PID para Módulo	-	-	-	Opcional	Opcional	Opcional
Detección resistencia de aislamiento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección sobretensión de salida CC	Tipo III (Tipo II opcional)					
Protección sobretensión de salida CA	Tipo III (Tipo II opcional)					
Unidad de Monitorización de Corriente Residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de sobrecorriente de salida	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección cortocircuito de salida	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de sobretensión de salida	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
AFCI	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Detección de temperatura terminal	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
<b>Datos generales</b>						
Rango temp. operativa (°C)	-30-60	-30-60	-30-60	-30-60	-30-60	-30-60
Humedad relativa	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%
Altitud operativa (m)	≤3000	≤3000	≤3000	≤3000	≤3000	≤3000
Enfriamiento	Enfriamiento por ventilador					
Interfaz del usuario	LCD & LED ó APP & LED					
Comunicación	RS485 ó WIFI ó GPRS ó PLC					
Peso (kg)	40	40	40	40	40	40
Tamaño (ancho*alto*largo mm)	480*590*200	480*590*200	480*590*200	480*590*200	480*590*200	480*590*200
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Autoconsumo nocturno (W)	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Topología	Sin transformador					

\*1: 33kW para Italia, 36kW para otros países.

\*2: Para Bélgica Máx. Potencia de salida (W): GW25K-MT es 25000; GW30K-MT es 30000; GW36K-MT es 36000.

\*3: Para Bélgica Máx. Potencia aparente de salida (VA): GW25K-MT es 25000; GW30K-MT es 30000; GW36K-MT es 36000.

\*: Visite el sitio web de GoodWe para obtener la última versión de los certificados.

Inversor 4: CanadianSolar CSI-40K-T400



## THREE PHASE STRING INVERTER 25-40 KW

**CSI-25K-T400 | CSI-30K-T400  
CSI-33K-T400 | CSI-36K-T400 | CSI-40K-T400**

Canadian Solar's grid-tied, transformer-less string inverters help to accelerate the use of three-phase string architecture for commercial rooftop and small ground-mount applications. An NRTL approved, cost-effective alternative to MLPE, these inverters are modular design building blocks that provide high yield and enable significant BoS cost savings. They provide up to 98.8% conversion efficiency, a wide operating range of 180-1000 V<sub>DC</sub>, and four MPPTs for maximum energy harvest.



Standard warranty, extension up to 20 years

### KEY FEATURES

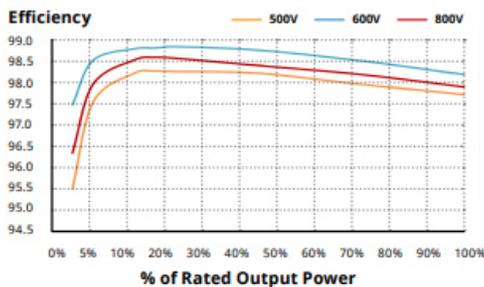
- Maximum efficiency of 98.8%, Maximum EU efficiency of 98.3%
- Four MPPTs to achieve higher system efficiency
- Strings intelligent monitoring, Smart I-V Curve Diagnosis supported
- Up to 30% DC input oversize, 13A input for each PV sting

### HIGH RELIABILITY

- Advanced thermal design and convection cooling
- Built in over-voltage and over-current protection
- DC reverse polarity and AC short circuit protection
- Fuse free design

### EFFICIENCY CURVE

CSI-40K-T400GL02-E



### BROAD ADAPTIBILITY

- IP65 rated for outdoor application
- Utility interactive controls: Active power derating, reactive power control and over frequency derating
- Integrated DC load rated disconnects
- Wide MPPT range for flexible string sizing
- High switching frequency and ultra fast MPPT for maximum efficiency over a wide load range

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

\*For detailed information, please refer to the Installation Manual.

### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com)



SYSTEM/TECHNICAL DATA					
MODEL NAME	CSI-25K-T400GL02-E	CSI-30K-T400GL02-E	CSI-33K-T400GL02-E	CSI-36K-T400GL02-E	CSI-40K-T400GL02-E
<b>DC INPUT</b>					
Max. PV Power	33kW	39kW	43kW	47kW	52 kW
Max. DC Input Voltage	1100 V <sub>DC</sub>				
Start-up DC Input Voltage/Power	180 V <sub>DC</sub>				
Number of MPP Trackers	3			4	
MPPT Voltage Range	200 - 1000 V <sub>DC</sub>				
Max. Input Current (Imp)	78A (26A per MPPT)			104A (26A per MPPT)	
Max. Short Circuit Current (Isc)	120A (40A per MPPT)			160A (40A per MPPT)	
Number of DC Inputs	6 (2 per MPPT)			8 (2 per MPPT)	
DC Disconnection Type	Load rated DC switch				
<b>AC OUTPUT</b>					
Rated AC Output Power	25 kW	30 kW	33 kW	36 kW	40 kW
Max. AC Output Power	27.5 kW	33 kW	36.3 kW	39.6 kW	44 kW
Rated Output Voltage	400 V <sub>AC</sub>				
Grid Connection Type	3 W / N / PE				
Rated Grid Output Current	36 A	43.3 A	47.6 A	51.9 A	57.7 A
Max Output Current	41.8 A	50.2 A	55.1 A	60.2 A	66.9 A
Rated Output Frequency	50 / 60 Hz				
Output Frequency Range*	47 - 52 / 57 - 62 Hz				
Power Factor	>0.99 (0.8 leading ... 0.8 lagging)				
Current THD	< 3%				
DC Injection Current	< 0.5 % of Rated Grid Output Current				
<b>SYSTEM</b>					
Max. Efficiency	98.8 %				
EU Efficiency	98.3 %				
Night Consumption	< 1 W				
Anti-PID Module	Optional				
<b>ENVIRONMENT</b>					
Protection Degree	IP65				
Cooling	Natural Convection Cooling				
Operating Temperature Range	-25 ° C to +60 ° C				
Storage Temperature Range	-40 ° C to +70 ° C				
Operating Humidity	0 - 100 % Condensing				
Operating Altitude	4000 m				
Audible Noise	<30 dBA @ 1 m				
<b>DISPLAY AND COMMUNICATION</b>					
Display	LCD, 2x20 Z				
Communication	WIFI/RS485 Optional				
<b>MECHANICAL DATA</b>					
Dimensions (W / H / D)	647 x 629 x 252 mm				
Weight	45 kg				
Installation Angle	0-15 Degrees from Vertical				
DC Inputs	MC4				
<b>SAFETY</b>					
Safety and EMC Standard	IEC62109-1/2, IEC61000-6-1/2/3/4				
Grid Standard	IEC62116, IEC61727				

\*The "Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standard.

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV equipment requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the product.

**CANADIAN SOLAR INC.**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com)

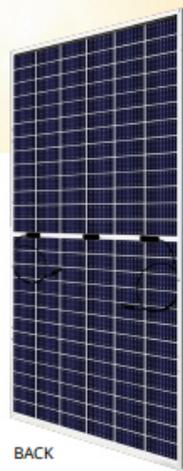
April 2020, All rights reserved. PV Inverter Product Datasheet V1.1\_EN

Inversores y paneles adicionales para la granja

Panel 6: BiHiKu5 CS3Y-430.





## BiHiKu5

**430 W ~ 455 W**  
**BIFACIAL POLY PERC**  
**CS3Y-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455PB-AG**

**MORE POWER**

-  Module power up to 455 W  
Module efficiency up to 19.2 %
-  Up to 11.5 % lower LCOE  
Up to 3.2 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

**MORE RELIABLE**

-  Carbon footprint reduced up to 25%
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

**12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\*

**30 Years** Linear Power Performance Warranty\*

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%**  
**Subsequent annual power degradation no more than 0.45%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001: 2015 / Quality management system  
 ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system  
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO  
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
 Take-e-way



\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

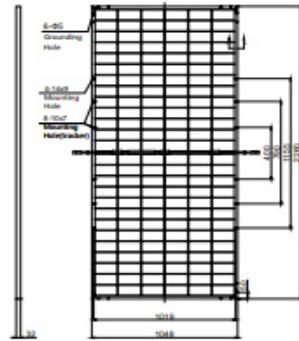
**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

**CSI Solar Co., Ltd.**  
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, [www.csisolar.com](http://www.csisolar.com), [support@csisolar.com](mailto:support@csisolar.com)

**ENGINEERING DRAWING (mm)**

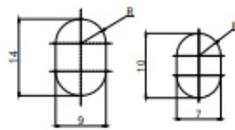
Rear View



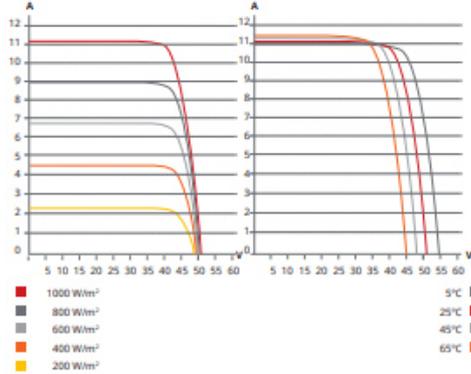
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



**CS3Y-440PB-AG / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS3Y-430PB-AG	430 W	41.6 V	10.34 A	50.8 V	11.08 A	18.2%	
Bifacial Gain**	5%	452 W	41.6 V	10.87 A	50.8 V	11.63 A	19.1%
	10%	473 W	41.6 V	11.37 A	50.8 V	12.19 A	20.0%
	20%	516 W	41.6 V	12.41 A	50.8 V	13.30 A	21.8%
CS3Y-435PB-AG	435 W	41.8 V	10.41 A	51.0 V	11.13 A	18.4%	
Bifacial Gain**	5%	457 W	41.8 V	10.94 A	51.0 V	11.69 A	19.3%
	10%	479 W	41.8 V	11.46 A	51.0 V	12.24 A	20.2%
	20%	522 W	41.8 V	12.49 A	51.0 V	13.36 A	22.0%
CS3Y-440PB-AG	440 W	42.0 V	10.48 A	51.2 V	11.18 A	18.6%	
Bifacial Gain**	5%	462 W	42.0 V	11.00 A	51.2 V	11.74 A	19.5%
	10%	484 W	42.0 V	11.53 A	51.2 V	12.30 A	20.4%
	20%	528 W	42.0 V	12.58 A	51.2 V	13.42 A	22.3%
CS3Y-445PB-AG	445 W	42.2 V	10.55 A	51.4 V	11.23 A	18.8%	
Bifacial Gain**	5%	467 W	42.2 V	11.08 A	51.4 V	11.79 A	19.7%
	10%	490 W	42.2 V	11.62 A	51.4 V	12.35 A	20.7%
	20%	534 W	42.2 V	12.66 A	51.4 V	13.48 A	22.5%
CS3Y-450PB-AG	450 W	42.4 V	10.62 A	51.6 V	11.28 A	19.0%	
Bifacial Gain**	5%	473 W	42.4 V	11.16 A	51.6 V	11.84 A	20.0%
	10%	495 W	42.4 V	11.68 A	51.6 V	12.41 A	20.9%
	20%	540 W	42.4 V	12.74 A	51.6 V	13.54 A	22.8%
CS3Y-455PB-AG	455 W	42.6 V	10.69 A	51.8 V	11.33 A	19.2%	
Bifacial Gain**	5%	478 W	42.6 V	11.22 A	51.8 V	11.90 A	20.2%
	10%	501 W	42.6 V	11.77 A	51.8 V	12.46 A	21.2%
	20%	546 W	42.6 V	12.83 A	51.8 V	13.60 A	23.1%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.  
 \*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS3Y-430PB-AG	321 W	38.9 V	8.26 A	47.9 V	8.93 A
CS3Y-435PB-AG	325 W	39.1 V	8.32 A	48.0 V	8.98 A
CS3Y-440PB-AG	329 W	39.2 V	8.40 A	48.2 V	9.02 A
CS3Y-445PB-AG	333 W	39.4 V	8.46 A	48.4 V	9.06 A
CS3Y-450PB-AG	336 W	39.6 V	8.49 A	48.6 V	9.10 A
CS3Y-455PB-AG	340 W	39.8 V	8.55 A	48.8 V	9.14 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 X (13 X 6)]
Dimensions	2260 x 1048 x 32 mm (89.0 x 41.3 x 1.26 in)
Weight	29.9 kg (65.9 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces or 528 pieces (only for US)

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**ELECTRICAL DATA**

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

\* Power Bifaciality = Pmax<sub>rear</sub> / Pmax<sub>front</sub>, both Pmax<sub>rear</sub> and Pmax<sub>front</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.  
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

January 2021. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.6\_EN

Inversor 5 y 6: FRONIUS TAURO 50-3, FRONIUS TAURO ECO 100-3



INFORMACIÓN PRELIMINAR

DATOS TÉCNICOS PRESERIE FRONIUS TAURO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Número de seguimiento MPP	3	1	1
Máx. corriente de entrada (I <sub>dc máx.</sub> )	36 / 36 / 72 A	87,5 A	175 A
Rango de tensión de entrada (U <sub>dc mín. - U<sub>dc máx.</sub></sub> )	200 - 1.000 V	580 - 1.000 V	580 - 1.000 V
Tensión de puesta en servicio (U <sub>dc arranque</sub> )	400 V	650 V	650 V
Rango de tensión MPP	400-930 V	580-930 V	580-930 V
Número de entrada CC	D: 3/4/7 <sup>1</sup> , P: 3 <sup>2</sup>	D: 14/0/0 <sup>1</sup> , P: 2 <sup>2</sup>	D: 22/0/0 <sup>1</sup> , P: 3 <sup>2</sup>
Máx. salida del generador FV (P <sub>dc máx.</sub> )	75kWp		150kWp
DATOS DE SALIDA	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Potencia nominal CA (P <sub>ac,n</sub> )	50.000 W	50.000 W	100.000 W
Máx. corriente de salida (I <sub>ac máx.</sub> )	75 A	75 A	150 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3- NPE 380/220V 6 3- NPE 400/230V		
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %		
Factor de potencia (cos φ <sub>ac,n</sub> )	0 - 1 ind. / cap.		
DATOS GENERALES	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	644 x 1038 x 316 mm		
Peso	93 kg	80 kg	105 kg
Tipo de protección	Área de electrónica de potencia: IP66 / Área de conexión CC: IP66 / Área de conexión CA: IP65		
Clase de protección	1		
Categoría de sobretensión (CC / CA)	2 / 3		
Concepto de inversor	Sin transformador		
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada		
Instalación	Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente	-40 - +65 °C		
Humedad de aire admisible	0 - 100 % (condensación)		
Tecnología de conexión CC	MC4 <sup>®</sup> , V-Clamps <sup>®</sup>		
Tecnología de conexión CA	V-Clamps		
Certificados y cumplimiento de normas	IEC62109-1:2010, IEC62109-2:2011, DIN V VDE 0126-1-1:2006		
RENDIMIENTO	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Máximo rendimiento	98,2 %	98,5 %	98,5 %
Rendimiento europeo (η <sub>EU</sub> )	97,4 / 97,8 / 97,5 %	98,2 / 98,0 / 97,5 %	98,2 / 98,0 / 97,5 %
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Medición del aislamiento CC	Sí		
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo. Limitación de potencia		
Protección contra polaridad inversa	Sí		

<sup>1</sup> directo <sup>2</sup> precombinado

Fronius España S.L.U.  
Parque Empresarial LA CARPETANIA  
Miguel Faraday 2  
28906 Getafe (Madrid), España  
pv-sales-spain@fronius.com  
www.fronius.es

Fronius International GmbH  
Froniusplatz 1  
4600 Wels  
Austria  
pv-sales@fronius.com  
www.fronius.com

Todos e imágenes según el estado técnico en el momento de la impresión. Sujeto a modificaciones.  
 No podemos garantizar la exactitud de todos los datos a pesar de su cuidadosa selección, declinamos por ello cualquier responsabilidad. Copyright © 2011 Fronius™. Todos los derechos reservados.

ES-01 May 2019

## Inversor 7: INGECON 200TL B320

INGECON

SUN

Power  
Sin transformadorÓPTIMAS  
PRESTACIONES  
EN GRANDES  
INSTALACIONES  
MULTI-MEGAVATIO110TL B220 / 140TL B220 / 175TL B275 / 190TL B300 /  
200TL B320 / 220TL B345 / 230TL B360 / 250TL B400

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

**Máxima eficiencia a temperaturas elevadas**  
Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

**Fácil instalación**

No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

**Fácil mantenimiento**

Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

**Software incluido**

Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

**Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años**

## PROTECCIONES

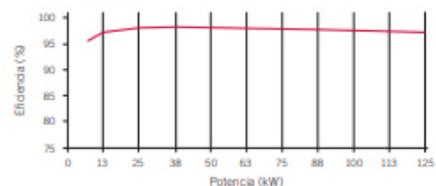
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

## ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.
- Sincronización con otros inversores, para conexión al mismo transformador de MT.



## RENDIMIENTO

INGECON® SUN 125TL  
Vdc = 450 V

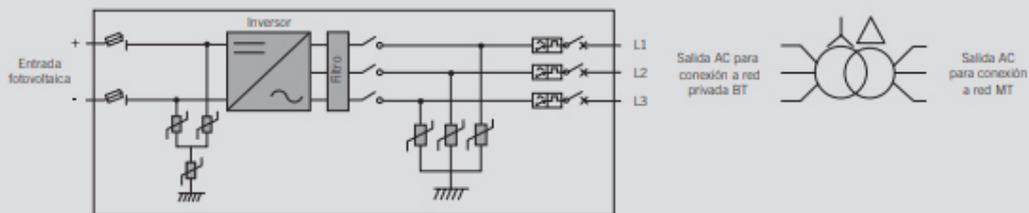
[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

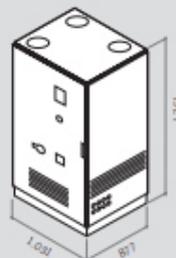
	110TL B220	140TL B220	175TL B275	190TL B300	200TL B320	220TL B345	230TL B360	250TL B400
<b>Valores de Entrada (DC)</b>								
Rango pot. campo FV recomendado <sup>1)</sup>	103 - 130 kWp	141 - 163 kWp	169 - 195 kWp	193 - 224 kWp	205 - 238 kWp	224 - 260 kWp	233 - 273 kWp	254 - 295 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 820 V	405 - 820 V	420 - 820 V	437 - 820 V	468 - 820 V	502 - 820 V	524 - 820 V	578 - 820 V
Tensión máxima <sup>2)</sup>	1.000 V							
Corriente máxima	400 A	450 A						
Nº entradas	4	4	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>								
Potencia nominal <sup>3)</sup>	110 kW	137,5 kW	173 kW	189,2 kW	201,3 kW	220 kW	229 kW	250 kW
Corriente máxima	368 A							
Tensión nominal	220 V Sistema IT	220 V Sistema IT	275 V Sistema IT	300 V Sistema IT	320 V Sistema IT	345 V Sistema IT	360 V Sistema IT	400 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz							
Coseno Phi <sup>4)</sup>	1	1	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Si. Smáx=110 kVA	Si. Smáx=137 kVA	Si. Smáx=173 kVA	Si. Smáx=189,2 kVA	Si. Smáx=201,3 kVA	Si. Smáx=220 kVA	Si. Smáx=229 kVA	Si. Smáx=250 kVA
THD <sup>5)</sup>	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Rendimiento</b>								
Eficiencia máxima	98,4%	98,1%	98,5%	98,6%	98,7%	98,8%	98,8%	98,9%
Euroeficiencia	97,5%	97,7%	98,2%	98,3%	98,4%	98,5%	98,6%	98,6%
<b>Datos Generales</b>								
Refrigeración por aire	2.600 m <sup>3</sup> /h							
Consumo en stand-by <sup>6)</sup>	30 W							
Consumo nocturno	<5 W							
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C							
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20							

**Notas:** <sup>1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. <sup>2)</sup> No superar en ningún caso los 1.000 V. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'VOC' a bajas temperaturas. <sup>3)</sup> Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. <sup>4)</sup> Para P<=25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. <sup>5)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico. **Referencias normativas:** CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, A70 Tema, P.0.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.

**Power TL**



**Dimensiones y peso (mm)**



110TL B220 / 140TL B220 / 175TL B275 / 190TL B300  
200TL B320 / 220TL B345 / 230TL B360 / 250TL B400  
600 kg.



## ANEXO 6: Dimensionamiento y estimación de la energía para el SVF de la planta industrial.

### Temperatura máxima, mínima y promedio de la zona

Mes	Promedio	Máximo	Mínimo
Enero	12,68	20,88	6,96
Febrero	12,52	21,20	6,49
Marzo	12,38	19,22	7,60
Abril	12,21	20,52	7,67
Mayo	12,37	19,88	8,00
Junio	11,51	19,27	6,72
Julio	11,65	20,00	6,21
Agosto	11,69	20,53	6,21
Septiembre	11,92	19,78	7,15
Octubre	12,79	22,36	8,26
Noviembre	12,59	21,10	7,72
Diciembre	12,81	21,16	7,32

### Irradiación promedio en la planta industrial

Mes	Irradiancia Global (W/m <sup>2</sup> )
Enero	308.07
Febrero	356.96
Marzo	351.27
Abril	370.53
Mayo	319.06
Junio	254.08
Julio	259.18
Agosto	264.55
Septiembre	284.93
Octubre	257.87
Noviembre	276.08
Diciembre	326.26

### Dimensionamiento A1 Y A5

#### Combinación inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y paneles seleccionados

Inversor	Parámetros	Paneles Fotovoltaicos				
		Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino	Policristalino
Fronius Symo 24.0-3 480	Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino	Policristalino
	Modelo	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	350	380	395	400	450
	T. máx operación célula (°C)	52,36	53,61	49,86	53,61	49,86



Voc máx módulo (V)	49,42	51,47	49,47	52,51	54,31
Voc min módulo (V)	42,74	44,98	43,73	45,67	48,01
V <sub>pmp</sub> máx módulo (V)	40,62	43,07	40,97	44,41	45,11
V <sub>pmp</sub> min módulo (V)	33,94	36,58	35,23	37,57	38,81
Tensión aislamiento (V)	1500	1000	1000	1500	1500
Número máx paneles en inversor	88	81	78	77	68
Mínimo paneles serie por MPPT	15	14	14	13	13
Máximo paneles serie por MPPT	20	19	20	18	18
Máximo ramas paralelo	5	5	4	4	4

### Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel Trinasolar TSM-PE15H

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5
15	5.25	10.5	15.75	21	26.25
16	5.6	11.2	16.8	22.4	28
17	5.95	11.9	17.85	23.8	29.75
18	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5
19	6.65	13.3	19.95	26.6	33.25
20	7	14	21	28	35

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5
15	15	30	45	60	75
16	16	32	48	64	80
17	17	34	51	68	85
18	18	36	54	72	90
19	19	38	57	76	95
20	20	40	60	80	100

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5
15	0.22	0.44	0.66	0.88	1.09
16	0.23	0.47	0.70	0.93	1.17
17	0.25	0.50	0.74	0.99	1.24
18	0.26	0.53	0.79	1.05	1.31
19	0.28	0.55	0.83	1.11	1.39
20	0.29	0.58	0.88	1.17	1.46

### Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel CSUN CSP 380-72M



Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5
14	14	28	42	56	70
15	15	30	45	60	75
16	16	32	48	64	80
17	17	34	51	68	85
18	18	36	54	72	90
19	19	38	57	76	95

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5
14	5.32	10.64	15.96	21.28	26.6
15	5.7	11.4	17.1	22.8	28.5
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5
14	0.22	0.44	0.67	0.89	1.11
15	0.24	0.48	0.71	0.95	1.19
16	0.25	0.51	0.76	1.01	1.27
17	0.27	0.54	0.81	1.08	1.35
18	0.29	0.57	0.86	1.14	1.43
19	0.30	0.60	0.90	1.20	1.50

**Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395**

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72
19	19	38	57	76
20	20	40	60	80

Potencia pico resultante (kW)



S/P	1	2	3	4
14	5.53	11.06	16.59	22.12
15	5.925	11.85	17.775	23.7
16	6.32	12.64	18.96	25.28
17	6.715	13.43	20.145	26.86
18	7.11	14.22	21.33	28.44
19	7.505	15.01	22.515	30.02
20	7.9	15.8	23.7	31.6

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4
14	0.23	0.46	0.69	0.92
15	0.25	0.49	0.74	0.99
16	0.26	0.53	0.79	1.05
17	0.28	0.56	0.84	1.12
18	0.30	0.59	0.89	1.19
19	0.31	0.63	0.94	1.25
20	0.33	0.66	0.99	1.32

## Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel JinkoSolar JKM400M-72-V

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4
13	13	26	39	52
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
13	5.2	10.4	15.6	20.8
14	5.6	11.2	16.8	22.4
15	6	12	18	24
16	6.4	12.8	19.2	25.6
17	6.8	13.6	20.4	27.2
18	7.2	14.4	21.6	28.8



Porcentaje uso inversor (%)				
S/P	1	2	3	4
13	0.22	0.43	0.65	0.87
14	0.23	0.47	0.70	0.93
15	0.25	0.50	0.75	1.00
16	0.27	0.53	0.80	1.07
17	0.28	0.57	0.85	1.13
18	0.30	0.60	0.90	1.20

### Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450

Número máximo de paneles				
S/P	1	2	3	4
13	13	26	39	52
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72

Potencia pico resultante (kW)				
S/P	1	2	3	4
13	5.85	11.7	17.55	23.4
14	6.3	12.6	18.9	25.2
15	6.75	13.5	20.25	27
16	7.2	14.4	21.6	28.8
17	7.65	15.3	22.95	30.6
18	8.1	16.2	24.3	32.4

Porcentaje uso inversor (%)				
S/P	1	2	3	4
13	0.24	0.49	0.73	0.98
14	0.26	0.53	0.79	1.05
15	0.28	0.56	0.84	1.13
16	0.30	0.60	0.90	1.20
17	0.32	0.64	0.96	1.28
18	0.34	0.68	1.01	1.35

### Combinación inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y paneles seleccionados



Inversor	Parámetros	Paneles Fotovoltaicos				
		Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino
ABB TRIO-27.6-TL-OUTD	Modelo	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	350	380	395	400	450
	T. máx operación célula (°C)	52,36	53,61	49,86	53,61	49,86
	Voc máx módulo (V)	49,42	51,47	49,47	52,51	54,31
	Voc min módulo (V)	42,74	44,98	43,73	45,67	48,01
	V <sub>pmp</sub> máx módulo (V)	40,62	43,07	40,97	44,41	45,11
	V <sub>pmp</sub> min módulo (V)	33,94	36,58	35,23	37,57	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1500	1000	1000	1500	1500
	Número máx paneles en inversor	91	84	81	80	71
	Mínimo paneles serie por MPPT	15	14	14	13	13
	Máximo paneles serie por MPPT	20	19	20	18	18
	Máximo ramas paralelo	4	4	4	4	4

**Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel Trinasolar TSM-PE15H**

Número máximo de paneles				
S/P	1	2	3	4
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72
19	19	38	57	76
20	20	40	60	80

Potencia pico resultante (kW)				
S/P	1	2	3	4
15	5.25	10.5	15.75	21
16	5.6	11.2	16.8	22.4
17	5.95	11.9	17.85	23.8
18	6.3	12.6	18.9	25.2
19	6.65	13.3	19.95	26.6
20	7	14	21	28

Porcentaje uso inversor (%)				
S/P	1	2	3	4
15	0.19	0.38	0.57	0.76



16	0.20	0.41	0.61	0.81
17	0.22	0.43	0.65	0.86
18	0.23	0.46	0.68	0.91
19	0.24	0.48	0.72	0.96
20	0.25	0.51	0.76	1.01

### Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel CSUN CSP 380-72M

Número máximo de paneles				
S/P	1	2	3	4
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72
19	19	38	57	76

Potencia pico resultante (kW)				
S/P	1	2	3	4
14	5.32	10.64	15.96	21.28
15	5.7	11.4	17.1	22.8
16	6.08	12.16	18.24	24.32
17	6.46	12.92	19.38	25.84
18	6.84	13.68	20.52	27.36
19	7.22	14.44	21.66	28.88

Porcentaje uso inversor (%)				
S/P	1	2	3	4
14	0.19	0.39	0.58	0.77
15	0.21	0.41	0.62	0.83
16	0.22	0.44	0.66	0.88
17	0.23	0.47	0.70	0.94
18	0.25	0.50	0.74	0.99
19	0.26	0.52	0.78	1.05

### Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395

Número máximo de paneles				
S/P	1	2	3	4
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68



18	18	36	54	72
19	19	38	57	76
20	20	40	60	80

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
14	5.53	11.06	16.59	22.12
15	5.925	11.85	17.775	23.7
16	6.32	12.64	18.96	25.28
17	6.715	13.43	20.145	26.86
18	7.11	14.22	21.33	28.44
19	7.505	15.01	22.515	30.02
20	7.9	15.8	23.7	31.6

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4
14	0.20	0.40	0.60	0.80
15	0.21	0.43	0.64	0.86
16	0.23	0.46	0.69	0.92
17	0.24	0.49	0.73	0.97
18	0.26	0.52	0.77	1.03
19	0.27	0.54	0.82	1.09
20	0.29	0.57	0.86	1.14

## Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel JinkoSolar JKM400M-72-V

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4
13	13	26	39	52
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
13	5.2	10.4	15.6	20.8
14	5.6	11.2	16.8	22.4
15	6	12	18	24



16	6.4	12.8	19.2	25.6
17	6.8	13.6	20.4	27.2
18	7.2	14.4	21.6	28.8

**Porcentaje uso inversor (%)**

S/P	1	2	3	4
13	0.19	0.38	0.57	0.75
14	0.20	0.41	0.61	0.81
15	0.22	0.43	0.65	0.87
16	0.23	0.46	0.70	0.93
17	0.25	0.49	0.74	0.99
18	0.26	0.52	0.78	1.04

**Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450**

**Número máximo de paneles**

S/P	1	2	3	4
13	13	26	39	52
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72

**Potencia pico resultante (kW)**

S/P	1	2	3	4
13	5.85	11.7	17.55	23.4
14	6.3	12.6	18.9	25.2
15	6.75	13.5	20.25	27
16	7.2	14.4	21.6	28.8
17	7.65	15.3	22.95	30.6
18	8.1	16.2	24.3	32.4

**Porcentaje uso inversor (%)**

S/P	1	2	3	4
13	0.21	0.42	0.64	0.85
14	0.23	0.46	0.68	0.91
15	0.24	0.49	0.73	0.98
16	0.26	0.52	0.78	1.04
17	0.28	0.55	0.83	1.11
18	0.29	0.59	0.88	1.17

**Mejores combinaciones escogidas para cada inversor y panel.**



Inversor	Panel	Arreglo fotovoltaico		Total paneles	Potencia pico FV (kW)	Uso del inversor
		Paneles Serie	Arreglos Paralelo			
FRONIUS SYMO 24.0-3 480	P1	18	4	72	25,20	1,05
	P2	18	4	72	27,36	1,14
	P3	18	4	72	28,44	1,19
	P4	18	4	72	28,80	1,20
	P5	16	4	64	28,80	1,20
ABB TRIO-27.6-TL-outD	P1	18	4	72	25,20	0,91
	P2	18	4	72	27,36	0,99
	P3	18	4	72	28,44	1,03
	P4	18	4	72	28,80	1,04
	P5	18	4	72	32,40	1,17

### Estimación de la energía para el SFVCR de las áreas 1 y 5

En primer lugar, se calcula la energía a corto plazo. El PR se define con referencia a las pérdidas descritas en el punto 4.2.3.1 del capítulo 4. Para las pérdidas producidas por sombras, orientación e inclinación de los paneles, se toman los valores obtenidos mediante las herramientas “sombras cercanas” y “orientación” del programa PVSyst Demo 6.8.1. El resto de pérdidas se establecieron a criterio de los autores.

Parámetro	Factor de pérdidas
Tolerancia	3,00%
Orientación	3,00%
Sombreados	2,00%
Missmatch	3,00%
Suciedad y polvo	3,00%
Inversor	3,00%
Cableado	3,00%
Transformador	3,00%
Total pérdidas	23,00%
<b>Factor PR</b>	<b>0,77</b>

Luego se necesita conocer los valores promedio de irradiancia de cada mes en la zona, los cuales se encuentran detallados en este anexo. Posteriormente, siguiendo con la metodología propuesta, se corrige el valor de PR, ajustando la potencia pico de cada uno de los paneles considerados en el diseño a las condiciones de temperatura promedio e irradiancia del sitio usando las ecuaciones (4.4) y (4.17).



Mes	P1	P2	P3	P4	P5
Enero	0,762	0,768	0,764	0,768	0,764
Febrero	0,762	0,767	0,764	0,767	0,764
Marzo	0,760	0,766	0,762	0,766	0,762
Abril	0,758	0,763	0,759	0,763	0,759
Mayo	0,758	0,763	0,760	0,763	0,760
Junio	0,757	0,762	0,759	0,762	0,759
Julio	0,754	0,759	0,756	0,759	0,756
Agosto	0,757	0,762	0,758	0,762	0,758
Septiembre	0,756	0,761	0,758	0,761	0,758
Octubre	0,761	0,766	0,762	0,766	0,762
Noviembre	0,763	0,769	0,765	0,769	0,765
Diciembre	0,764	0,769	0,765	0,769	0,765

Luego mediante la ecuación (4.16) y el valor de las HSP se calcula la producción energética del SFVCR para un año.

#### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor Fronius Symo 24.0-3 480

Mes	P1	P2	P3	P4	P5
	<b>25,20 kWp</b>	<b>27,36 kWp</b>	<b>28,44 kWp</b>	<b>28,8 kWp</b>	<b>28,80 kWp</b>
Enero	2.625,31	2.870,68	2.969,40	3.021,77	3.006,99
Febrero	2.388,22	2.611,60	2.701,32	2.749,05	2.735,52
Marzo	2.532,51	2.768,80	2.864,65	2.914,53	2.900,91
Abril	2.237,81	2.445,55	2.531,47	2.574,26	2.563,51
Mayo	2.343,10	2.560,71	2.650,47	2.695,49	2.684,02
Junio	2.372,97	2.594,27	2.684,71	2.730,81	2.718,69
Julio	2.132,11	2.329,34	2.412,24	2.451,93	2.442,78
Agosto	2.358,42	2.577,80	2.668,18	2.713,47	2.701,96
Septiembre	2.177,59	2.379,52	2.463,51	2.504,76	2.494,70
Octubre	2.446,48	2.674,11	2.767,14	2.814,85	2.802,16
Noviembre	2.666,24	2.916,25	3.015,70	3.069,74	3.053,87
Diciembre	2.734,57	2.990,77	3.092,86	3.148,18	3.132,01
<b>Anual</b>	<b>29.015,34</b>	<b>31.719,39</b>	<b>32.821,66</b>	<b>33.388,84</b>	<b>33.237,12</b>
<b>FP</b>	<b>13,14%</b>	<b>13,23%</b>	<b>13,17%</b>	<b>13,23%</b>	<b>13,17%</b>

#### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD

Mes	P1	P2	P3	P4	P5
	<b>25,20 kWp</b>	<b>27,36 kWp</b>	<b>28,44 kWp</b>	<b>28,80 kWp</b>	<b>32,40 kWp</b>
Enero	2.625,31	2.870,68	2.969,40	3.021,77	3.382,86
Febrero	2.388,22	2.611,60	2.701,32	2.749,05	3.077,46
Marzo	2.532,51	2.768,80	2.864,65	2.914,53	3.263,53
Abril	2.237,81	2.445,55	2.531,47	2.574,26	2.883,95



Mayo	2.343,10	2.560,71	2.650,47	2.695,49	3.019,53
Junio	2.372,97	2.594,27	2.684,71	2.730,81	3.058,53
Julio	2.132,11	2.329,34	2.412,24	2.451,93	2.748,13
Agosto	2.358,42	2.577,80	2.668,18	2.713,47	3.039,70
Septiembre	2.177,59	2.379,52	2.463,51	2.504,76	2.806,54
Octubre	2.446,48	2.674,11	2.767,14	2.814,85	3.152,44
Noviembre	2.666,24	2.916,25	3.015,70	3.069,74	3.435,61
Diciembre	2.734,57	2.990,77	3.092,86	3.148,18	3.523,51
<b>Anual</b>	<b>29.015,34</b>	<b>31.719,39</b>	<b>32.821,66</b>	<b>33.388,84</b>	<b>37.391,76</b>
<b>Factor de Planta</b>	<b>13,14%</b>	<b>13,23%</b>	<b>13,17%</b>	<b>13,23%</b>	<b>13,17%</b>

Para calcular la energía correspondiente a cada año, se ajustan los valores de producción de energía anual de las tablas de forma proporcional a la curva de degradación de cada fabricante.

#### Porcentaje de degradación anual de cada panel considerado

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2	97,50%	97,50%	98,00%	97,50%	98,00%
3	96,77%	96,93%	97,46%	96,90%	97,46%
4	96,04%	96,35%	96,92%	96,30%	96,92%
5	95,31%	95,78%	96,39%	95,70%	96,39%
6	94,58%	95,21%	95,86%	95,10%	95,86%
7	93,85%	94,64%	95,33%	94,50%	95,33%
8	93,13%	94,06%	94,81%	93,90%	94,81%
9	92,40%	93,49%	94,29%	93,30%	94,29%
10	91,67%	92,92%	93,77%	92,70%	93,77%
11	90,94%	92,34%	93,25%	92,10%	93,25%
12	90,21%	91,77%	92,74%	91,50%	92,74%
13	89,48%	91,20%	92,23%	90,90%	92,23%
14	88,75%	90,63%	91,72%	90,30%	91,72%
15	88,02%	90,05%	91,22%	89,70%	91,22%
16	87,29%	89,48%	90,72%	89,10%	90,72%
17	86,56%	88,91%	90,22%	88,50%	90,22%
18	85,83%	88,33%	89,72%	87,90%	89,72%
19	85,10%	87,76%	89,23%	87,30%	89,23%
20	84,38%	87,19%	88,74%	86,70%	88,74%

#### Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor Fronius Symo 24.0-3 480.

Año	P1	P2	P3	P4	P5
<b>1</b>	29.015,34	31.719,39	32.821,66	33.388,84	33.237,12
<b>2</b>	28.289,95	30.926,41	32.165,23	32.554,12	32.572,38



3	28.078,38	30.744,68	31.988,32	32.353,78	32.393,23
4	27.866,81	30.562,96	31.812,38	32.153,45	32.215,07
5	27.655,24	30.381,23	31.637,41	31.953,12	32.037,89
6	27.443,67	30.199,51	31.463,41	31.752,78	31.861,68
7	27.232,10	30.017,78	31.290,36	31.552,45	31.686,44
8	27.020,53	29.836,06	31.118,26	31.352,12	31.512,16
9	26.808,96	29.654,33	30.947,11	31.151,78	31.338,85
10	26.597,39	29.472,60	30.776,90	30.951,45	31.166,48
11	26.385,82	29.290,88	30.607,63	30.751,12	30.995,07
12	26.174,25	29.109,15	30.439,29	30.550,79	30.824,60
13	25.962,68	28.927,43	30.271,87	30.350,45	30.655,06
14	25.751,11	28.745,70	30.105,38	30.150,12	30.486,46
15	25.539,54	28.563,98	29.939,80	29.949,79	30.318,78
16	25.327,97	28.382,25	29.775,13	29.749,45	30.152,03
17	25.116,40	28.200,52	29.611,36	29.549,12	29.986,19
18	24.904,83	28.018,80	29.448,50	29.348,79	29.821,27
19	24.693,26	27.837,07	29.286,54	29.148,45	29.657,25
20	24.481,69	27.655,35	29.125,46	28.948,12	29.494,14
<b>Total (MWh)</b>	<b>530,35</b>	<b>588,25</b>	<b>614,63</b>	<b>617,66</b>	<b>622,41</b>

## Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	29.015,34	31.719,39	32.821,66	33.388,84	37.391,76
2	28.289,95	30.926,41	32.165,23	32.554,12	36.643,93
3	28.078,38	30.744,68	31.988,32	32.353,78	36.442,39
4	27.866,81	30.562,96	31.812,38	32.153,45	36.241,95
5	27.655,24	30.381,23	31.637,41	31.953,12	36.042,62
6	27.443,67	30.199,51	31.463,41	31.752,78	35.844,39
7	27.232,10	30.017,78	31.290,36	31.552,45	35.647,24
8	27.020,53	29.836,06	31.118,26	31.352,12	35.451,18
9	26.808,96	29.654,33	30.947,11	31.151,78	35.256,20
10	26.597,39	29.472,60	30.776,90	30.951,45	35.062,29
11	26.385,82	29.290,88	30.607,63	30.751,12	34.869,45
12	26.174,25	29.109,15	30.439,29	30.550,79	34.677,67
13	25.962,68	28.927,43	30.271,87	30.350,45	34.486,94
14	25.751,11	28.745,70	30.105,38	30.150,12	34.297,26
15	25.539,54	28.563,98	29.939,80	29.949,79	34.108,63
16	25.327,97	28.382,25	29.775,13	29.749,45	33.921,03
17	25.116,40	28.200,52	29.611,36	29.549,12	33.734,47
18	24.904,83	28.018,80	29.448,50	29.348,79	33.548,93
19	24.693,26	27.837,07	29.286,54	29.148,45	33.364,41
20	24.481,69	27.655,35	29.125,46	28.948,12	33.180,90



<b>Total (MWh)</b>	<b>530,35</b>	<b>588,25</b>	<b>614,63</b>	<b>617,66</b>	<b>700,21</b>
------------------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

**Dimensionamiento SFVCR para el área 2**

**Combinación inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y paneles seleccionados.**

Inversor	Parámetros	Paneles Fotovoltaicos				
		Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino
GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT	Modelo	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	350	380	395	400	450
	T. máx operación célula (°C)	52,36	53,61	49,86	53,61	49,86
	Voc máx módulo (V)	49,42	51,47	49,47	52,51	54,31
	Voc min módulo (V)	42,74	44,98	43,73	45,67	48,01
	Vpmp máx módulo (V)	40,62	43,07	40,97	44,41	45,11
	Vpmp min módulo (V)	33,94	36,58	35,23	37,57	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1500	1000	1000	1500	1500
	Número máx paneles en inversor	122	112	108	107	95
	Mínimo paneles serie por MPPT	6	6	6	5	5
	Máximo paneles serie por MPPT	22	21	22	21	20
	Máximo ramas paralelo	6	6	6	6	6

**Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel Trinasolar TSM-PE15H**

S/P	Potencia pico resultante (kW)					
	1	2	3	4	5	6
6	2.1	4.2	6.3	8.4	10.5	12.6
7	2.45	4.9	7.35	9.8	12.25	14.7
8	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8
9	3.15	6.3	9.45	12.6	15.75	18.9
10	3.5	7	10.5	14	17.5	21
11	3.85	7.7	11.55	15.4	19.25	23.1
12	4.2	8.4	12.6	16.8	21	25.2
13	4.55	9.1	13.65	18.2	22.75	27.3
14	4.9	9.8	14.7	19.6	24.5	29.4
15	5.25	10.5	15.75	21	26.25	31.5
16	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6
17	5.95	11.9	17.85	23.8	29.75	35.7
18	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8
19	6.65	13.3	19.95	26.6	33.25	39.9



20	7	14	21	28	35	42
21	7.35	14.7	22.05	29.4	36.75	44.1
22	7.7	15.4	23.1	30.8	38.5	46.2

## Numero de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42
8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120
21	21	42	63	84	105	126
22	22	44	66	88	110	132

## Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
6	0.06	0.12	0.18	0.23	0.29	0.35
7	0.07	0.14	0.20	0.27	0.34	0.41
8	0.08	0.16	0.23	0.31	0.39	0.47
9	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53
10	0.10	0.19	0.29	0.39	0.49	0.58
11	0.11	0.21	0.32	0.43	0.53	0.64
12	0.12	0.23	0.35	0.47	0.58	0.70
13	0.13	0.25	0.38	0.51	0.63	0.76
14	0.14	0.27	0.41	0.54	0.68	0.82
15	0.15	0.29	0.44	0.58	0.73	0.88
16	0.16	0.31	0.47	0.62	0.78	0.93
17	0.17	0.33	0.50	0.66	0.83	0.99
18	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05
19	0.18	0.37	0.55	0.74	0.92	1.11
20	0.19	0.39	0.58	0.78	0.97	1.17
21	0.20	0.41	0.61	0.82	1.02	1.23
22	0.21	0.43	0.64	0.86	1.07	1.28

**Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel CSUN CSP 380-72****Potencia pico resultante (kW)**

S/P	1	2	3	4	5	6
6	2.28	4.56	6.84	9.12	11.4	13.68
7	2.66	5.32	7.98	10.64	13.3	15.96
8	3.04	6.08	9.12	12.16	15.2	18.24
9	3.42	6.84	10.26	13.68	17.1	20.52
10	3.8	7.6	11.4	15.2	19	22.8
11	4.18	8.36	12.54	16.72	20.9	25.08
12	4.56	9.12	13.68	18.24	22.8	27.36
13	4.94	9.88	14.82	19.76	24.7	29.64
14	5.32	10.64	15.96	21.28	26.6	31.92
15	5.7	11.4	17.1	22.8	28.5	34.2
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4	36.48
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3	38.76
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2	41.04
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1	43.32
20	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6
21	7.98	15.96	23.94	31.92	39.9	47.88

**Numero de paneles por arreglo**

S/P	1	2	3	4	5	6
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42
8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120
21	21	42	63	84	105	126

**Porcentaje uso de inversor**

S/P	1	2	3	4	5	6
6	0.06	0.13	0.19	0.25	0.32	0.38
7	0.07	0.15	0.22	0.30	0.37	0.44



8	0.08	0.17	0.25	0.34	0.42	0.51
9	0.10	0.19	0.29	0.38	0.48	0.57
10	0.11	0.21	0.32	0.42	0.53	0.63
11	0.12	0.23	0.35	0.46	0.58	0.70
12	0.13	0.25	0.38	0.51	0.63	0.76
13	0.14	0.27	0.41	0.55	0.69	0.82
14	0.15	0.30	0.44	0.59	0.74	0.89
15	0.16	0.32	0.48	0.63	0.79	0.95
16	0.17	0.34	0.51	0.68	0.84	1.01
17	0.18	0.36	0.54	0.72	0.90	1.08
18	0.19	0.38	0.57	0.76	0.95	1.14
19	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20
20	0.21	0.42	0.63	0.84	1.06	1.27
21	0.22	0.44	0.67	0.89	1.11	1.33

**Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395**

Potencia pico resultante (kW)						
S/P	1	2	3	4	5	6
6	2.37	4.74	7.11	9.48	11.85	14.22
7	2.765	5.53	8.295	11.06	13.825	16.59
8	3.16	6.32	9.48	12.64	15.8	18.96
9	3.555	7.11	10.665	14.22	17.775	21.33
10	3.95	7.9	11.85	15.8	19.75	23.7
11	4.345	8.69	13.035	17.38	21.725	26.07
12	4.74	9.48	14.22	18.96	23.7	28.44
13	5.135	10.27	15.405	20.54	25.675	30.81
14	5.53	11.06	16.59	22.12	27.65	33.18
15	5.925	11.85	17.775	23.7	29.625	35.55
16	6.32	12.64	18.96	25.28	31.6	37.92
17	6.715	13.43	20.145	26.86	33.575	40.29
18	7.11	14.22	21.33	28.44	35.55	42.66
19	7.505	15.01	22.515	30.02	37.525	45.03
20	7.9	15.8	23.7	31.6	39.5	47.4
21	8.295	16.59	24.885	33.18	41.475	49.77
22	8.69	17.38	26.07	34.76	43.45	52.14

Numero de paneles por arreglo						
S/P	1	2	3	4	5	6
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42



8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120
21	21	42	63	84	105	126
22	22	44	66	88	110	132

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
6	0.07	0.13	0.20	0.26	0.33	0.40
7	0.08	0.15	0.23	0.31	0.38	0.46
8	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53
9	0.10	0.20	0.30	0.40	0.49	0.59
10	0.11	0.22	0.33	0.44	0.55	0.66
11	0.12	0.24	0.36	0.48	0.60	0.72
12	0.13	0.26	0.40	0.53	0.66	0.79
13	0.14	0.29	0.43	0.57	0.71	0.86
14	0.15	0.31	0.46	0.61	0.77	0.92
15	0.16	0.33	0.49	0.66	0.82	0.99
16	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05
17	0.19	0.37	0.56	0.75	0.93	1.12
18	0.20	0.40	0.59	0.79	0.99	1.19
19	0.21	0.42	0.63	0.83	1.04	1.25
20	0.22	0.44	0.66	0.88	1.10	1.32
21	0.23	0.46	0.69	0.92	1.15	1.38
22	0.24	0.48	0.72	0.97	1.21	1.45

Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel JinkoSolar JKM400M-72-V.

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6
5	2	4	6	8	10	12



6	2.4	4.8	7.2	9.6	12	14.4
7	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8
8	3.2	6.4	9.6	12.8	16	19.2
9	3.6	7.2	10.8	14.4	18	21.6
10	4	8	12	16	20	24
11	4.4	8.8	13.2	17.6	22	26.4
12	4.8	9.6	14.4	19.2	24	28.8
13	5.2	10.4	15.6	20.8	26	31.2
14	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6
15	6	12	18	24	30	36
16	6.4	12.8	19.2	25.6	32	38.4
17	6.8	13.6	20.4	27.2	34	40.8
18	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2
19	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6
20	8	16	24	32	40	48
21	8.4	16.8	25.2	33.6	42	50.4

## Numero de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6
5	5	10	15	20	25	30
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42
8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120
21	21	42	63	84	105	126

## Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
5	0.06	0.11	0.17	0.22	0.28	0.33
6	0.07	0.13	0.20	0.27	0.33	0.40
7	0.08	0.16	0.23	0.31	0.39	0.47



8	0.09	0.18	0.27	0.36	0.44	0.53
9	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60
10	0.11	0.22	0.33	0.44	0.56	0.67
11	0.12	0.24	0.37	0.49	0.61	0.73
12	0.13	0.27	0.40	0.53	0.67	0.80
13	0.14	0.29	0.43	0.58	0.72	0.87
14	0.16	0.31	0.47	0.62	0.78	0.93
15	0.17	0.33	0.50	0.67	0.83	1.00
16	0.18	0.36	0.53	0.71	0.89	1.07
17	0.19	0.38	0.57	0.76	0.94	1.13
18	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20
19	0.21	0.42	0.63	0.84	1.06	1.27
20	0.22	0.44	0.67	0.89	1.11	1.33
21	0.23	0.47	0.70	0.93	1.17	1.40

**Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450**

Potencia pico resultante (kW)						
S/P	1	2	3	4	5	6
5	2.25	4.5	6.75	9	11.25	13.5
6	2.7	5.4	8.1	10.8	13.5	16.2
7	3.15	6.3	9.45	12.6	15.75	18.9
8	3.6	7.2	10.8	14.4	18	21.6
9	4.05	8.1	12.15	16.2	20.25	24.3
10	4.5	9	13.5	18	22.5	27
11	4.95	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7
12	5.4	10.8	16.2	21.6	27	32.4
13	5.85	11.7	17.55	23.4	29.25	35.1
14	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8
15	6.75	13.5	20.25	27	33.75	40.5
16	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2
17	7.65	15.3	22.95	30.6	38.25	45.9
18	8.1	16.2	24.3	32.4	40.5	48.6
19	8.55	17.1	25.65	34.2	42.75	51.3
20	9	18	27	36	45	54

Numero de paneles por arreglo						
S/P	1	2	3	4	5	6
5	5	10	15	20	25	30
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42



8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
5	0.06	0.13	0.19	0.25	0.31	0.38
6	0.08	0.15	0.23	0.30	0.38	0.45
7	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53
8	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60
9	0.11	0.23	0.34	0.45	0.56	0.68
10	0.13	0.25	0.38	0.50	0.63	0.75
11	0.14	0.28	0.41	0.55	0.69	0.83
12	0.15	0.30	0.45	0.60	0.75	0.90
13	0.16	0.33	0.49	0.65	0.81	0.98
14	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05
15	0.19	0.38	0.56	0.75	0.94	1.13
16	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20
17	0.21	0.43	0.64	0.85	1.06	1.28
18	0.23	0.45	0.68	0.90	1.13	1.35
19	0.24	0.48	0.71	0.95	1.19	1.43
20	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50

Combinación inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y paneles seleccionados

Inversor	Parámetros	Paneles Fotovoltaicos				
		Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino
CanadianSolar CSI-40K-T400	Modelo	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	350	380	395	400	450
	T. máx operación célula (°C)	52,36	53,61	49,86	53,61	49,86
	Voc máx módulo (V)	49,42	51,47	49,47	52,51	54,31
	Voc min módulo (V)	42,74	44,98	43,73	45,67	48,01



V <sub>pmp</sub> máx módulo (V)	40,62	43,07	40,97	44,41	45,11
V <sub>pmp</sub> min módulo (V)	33,94	36,58	35,23	37,57	38,81
Tensión aislamiento (V)	1500	1000	1000	1500	1500
Número máx paneles en inversor	148	136	131	130	115
Mínimo paneles serie por MPPT	6	6	6	5	5
Máximo paneles serie por MPPT	22	21	22	21	20
Máximo ramas paralelo	8	8	8	8	8

### Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel Trinasolar TSM-PE15H

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	2.1	4.2	6.3	8.4	10.5	12.6	14.7	16.8
7	2.45	4.9	7.35	9.8	12.25	14.7	17.15	19.6
8	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8	19.6	22.4
9	3.15	6.3	9.45	12.6	15.75	18.9	22.05	25.2
10	3.5	7	10.5	14	17.5	21	24.5	28
11	3.85	7.7	11.55	15.4	19.25	23.1	26.95	30.8
12	4.2	8.4	12.6	16.8	21	25.2	29.4	33.6
13	4.55	9.1	13.65	18.2	22.75	27.3	31.85	36.4
14	4.9	9.8	14.7	19.6	24.5	29.4	34.3	39.2
15	5.25	10.5	15.75	21	26.25	31.5	36.75	42
16	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6	39.2	44.8
17	5.95	11.9	17.85	23.8	29.75	35.7	41.65	47.6
18	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8	44.1	50.4
19	6.65	13.3	19.95	26.6	33.25	39.9	46.55	53.2
20	7	14	21	28	35	42	49	56
21	7.35	14.7	22.05	29.4	36.75	44.1	51.45	58.8
22	7.7	15.4	23.1	30.8	38.5	46.2	53.9	61.6

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	6	12	18	24	30	36	42	48
7	7	14	21	28	35	42	49	56
8	8	16	24	32	40	48	56	64
9	9	18	27	36	45	54	63	72
10	10	20	30	40	50	60	70	80
11	11	22	33	44	55	66	77	88
12	12	24	36	48	60	72	84	96
13	13	26	39	52	65	78	91	104



14	14	28	42	56	70	84	98	112
15	15	30	45	60	75	90	105	120
16	16	32	48	64	80	96	112	128
17	17	34	51	68	85	102	119	136
18	18	36	54	72	90	108	126	144
19	19	38	57	76	95	114	133	152
20	20	40	60	80	100	120	140	160
21	21	42	63	84	105	126	147	168
22	22	44	66	88	110	132	154	176

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	0.05	0.11	0.16	0.21	0.26	0.32	0.37	0.42
7	0.06	0.12	0.18	0.25	0.31	0.37	0.43	0.49
8	0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.42	0.49	0.56
9	0.08	0.16	0.24	0.32	0.39	0.47	0.55	0.63
10	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53	0.61	0.70
11	0.10	0.19	0.29	0.39	0.48	0.58	0.67	0.77
12	0.11	0.21	0.32	0.42	0.53	0.63	0.74	0.84
13	0.11	0.23	0.34	0.46	0.57	0.68	0.80	0.91
14	0.12	0.25	0.37	0.49	0.61	0.74	0.86	0.98
15	0.13	0.26	0.39	0.53	0.66	0.79	0.92	1.05
16	0.14	0.28	0.42	0.56	0.70	0.84	0.98	1.12
17	0.15	0.30	0.45	0.60	0.74	0.89	1.04	1.19
18	0.16	0.32	0.47	0.63	0.79	0.95	1.10	1.26
19	0.17	0.33	0.50	0.67	0.83	1.00	1.16	1.33
20	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05	1.23	1.40
21	0.18	0.37	0.55	0.74	0.92	1.10	1.29	1.47
22	0.19	0.39	0.58	0.77	0.96	1.16	1.35	1.54

**Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel CSUN CSP 380-72M**

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	2.28	4.56	6.84	9.12	11.4	13.68	15.96	18.24
7	2.66	5.32	7.98	10.64	13.3	15.96	18.62	21.28
8	3.04	6.08	9.12	12.16	15.2	18.24	21.28	24.32
9	3.42	6.84	10.26	13.68	17.1	20.52	23.94	27.36
10	3.8	7.6	11.4	15.2	19	22.8	26.6	30.4
11	4.18	8.36	12.54	16.72	20.9	25.08	29.26	33.44
12	4.56	9.12	13.68	18.24	22.8	27.36	31.92	36.48



13	4.94	9.88	14.82	19.76	24.7	29.64	34.58	39.52
14	5.32	10.64	15.96	21.28	26.6	31.92	37.24	42.56
15	5.7	11.4	17.1	22.8	28.5	34.2	39.9	45.6
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4	36.48	42.56	48.64
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3	38.76	45.22	51.68
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2	41.04	47.88	54.72
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1	43.32	50.54	57.76
20	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6	53.2	60.8
21	7.98	15.96	23.94	31.92	39.9	47.88	55.86	63.84

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	6	12	18	24	30	36	42	48
7	7	14	21	28	35	42	49	56
8	8	16	24	32	40	48	56	64
9	9	18	27	36	45	54	63	72
10	10	20	30	40	50	60	70	80
11	11	22	33	44	55	66	77	88
12	12	24	36	48	60	72	84	96
13	13	26	39	52	65	78	91	104
14	14	28	42	56	70	84	98	112
15	15	30	45	60	75	90	105	120
16	16	32	48	64	80	96	112	128
17	17	34	51	68	85	102	119	136
18	18	36	54	72	90	108	126	144
19	19	38	57	76	95	114	133	152
20	20	40	60	80	100	120	140	160
21	21	42	63	84	105	126	147	168

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	0.06	0.11	0.17	0.23	0.29	0.34	0.40	0.46
7	0.07	0.13	0.20	0.27	0.33	0.40	0.47	0.53
8	0.08	0.15	0.23	0.30	0.38	0.46	0.53	0.61
9	0.09	0.17	0.26	0.34	0.43	0.51	0.60	0.68
10	0.10	0.19	0.29	0.38	0.48	0.57	0.67	0.76
11	0.10	0.21	0.31	0.42	0.52	0.63	0.73	0.84



12	0.11	0.23	0.34	0.46	0.57	0.68	0.80	0.91
13	0.12	0.25	0.37	0.49	0.62	0.74	0.86	0.99
14	0.13	0.27	0.40	0.53	0.67	0.80	0.93	1.06
15	0.14	0.29	0.43	0.57	0.71	0.86	1.00	1.14
16	0.15	0.30	0.46	0.61	0.76	0.91	1.06	1.22
17	0.16	0.32	0.48	0.65	0.81	0.97	1.13	1.29
18	0.17	0.34	0.51	0.68	0.86	1.03	1.20	1.37
19	0.18	0.36	0.54	0.72	0.90	1.08	1.26	1.44
20	0.19	0.38	0.57	0.76	0.95	1.14	1.33	1.52
21	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20	1.40	1.60

### Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	2.37	4.74	7.11	9.48	11.85	14.22	16.59	18.96
7	2.765	5.53	8.295	11.06	13.825	16.59	19.355	22.12
8	3.16	6.32	9.48	12.64	15.8	18.96	22.12	25.28
9	3.555	7.11	10.665	14.22	17.775	21.33	24.885	28.44
10	3.95	7.9	11.85	15.8	19.75	23.7	27.65	31.6
11	4.345	8.69	13.035	17.38	21.725	26.07	30.415	34.76
12	4.74	9.48	14.22	18.96	23.7	28.44	33.18	37.92
13	5.135	10.27	15.405	20.54	25.675	30.81	35.945	41.08
14	5.53	11.06	16.59	22.12	27.65	33.18	38.71	44.24
15	5.925	11.85	17.775	23.7	29.625	35.55	41.475	47.4
16	6.32	12.64	18.96	25.28	31.6	37.92	44.24	50.56
17	6.715	13.43	20.145	26.86	33.575	40.29	47.005	53.72
18	7.11	14.22	21.33	28.44	35.55	42.66	49.77	56.88
19	7.505	15.01	22.515	30.02	37.525	45.03	52.535	60.04
20	7.9	15.8	23.7	31.6	39.5	47.4	55.3	63.2
21	8.295	16.59	24.885	33.18	41.475	49.77	58.065	66.36
22	8.69	17.38	26.07	34.76	43.45	52.14	60.83	69.52

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	6	12	18	24	30	36	42	48
7	7	14	21	28	35	42	49	56
8	8	16	24	32	40	48	56	64
9	9	18	27	36	45	54	63	72
10	10	20	30	40	50	60	70	80
11	11	22	33	44	55	66	77	88



12	12	24	36	48	60	72	84	96
13	13	26	39	52	65	78	91	104
14	14	28	42	56	70	84	98	112
15	15	30	45	60	75	90	105	120
16	16	32	48	64	80	96	112	128
17	17	34	51	68	85	102	119	136
18	18	36	54	72	90	108	126	144
19	19	38	57	76	95	114	133	152
20	20	40	60	80	100	120	140	160
21	21	42	63	84	105	126	147	168
22	22	44	66	88	110	132	154	176

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	0.06	0.12	0.18	0.24	0.30	0.36	0.41	0.47
7	0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.41	0.48	0.55
8	0.08	0.16	0.24	0.32	0.40	0.47	0.55	0.63
9	0.09	0.18	0.27	0.36	0.44	0.53	0.62	0.71
10	0.10	0.20	0.30	0.40	0.49	0.59	0.69	0.79
11	0.11	0.22	0.33	0.43	0.54	0.65	0.76	0.87
12	0.12	0.24	0.36	0.47	0.59	0.71	0.83	0.95
13	0.13	0.26	0.39	0.51	0.64	0.77	0.90	1.03
14	0.14	0.28	0.41	0.55	0.69	0.83	0.97	1.11
15	0.15	0.30	0.44	0.59	0.74	0.89	1.04	1.19
16	0.16	0.32	0.47	0.63	0.79	0.95	1.11	1.26
17	0.17	0.34	0.50	0.67	0.84	1.01	1.18	1.34
18	0.18	0.36	0.53	0.71	0.89	1.07	1.24	1.42
19	0.19	0.38	0.56	0.75	0.94	1.13	1.31	1.50
20	0.20	0.40	0.59	0.79	0.99	1.19	1.38	1.58
21	0.21	0.41	0.62	0.83	1.04	1.24	1.45	1.66
22	0.22	0.43	0.65	0.87	1.09	1.30	1.52	1.74

**Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel JinkoSolar JKM400M-72-V**

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	2	4	6	8	10	12	14	16
6	2.4	4.8	7.2	9.6	12	14.4	16.8	19.2
7	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8	19.6	22.4
8	3.2	6.4	9.6	12.8	16	19.2	22.4	25.6
9	3.6	7.2	10.8	14.4	18	21.6	25.2	28.8
10	4	8	12	16	20	24	28	32
11	4.4	8.8	13.2	17.6	22	26.4	30.8	35.2



12	4.8	9.6	14.4	19.2	24	28.8	33.6	38.4
13	5.2	10.4	15.6	20.8	26	31.2	36.4	41.6
14	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6	39.2	44.8
15	6	12	18	24	30	36	42	48
16	6.4	12.8	19.2	25.6	32	38.4	44.8	51.2
17	6.8	13.6	20.4	27.2	34	40.8	47.6	54.4
18	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6
19	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6	53.2	60.8
20	8	16	24	32	40	48	56	64
21	8.4	16.8	25.2	33.6	42	50.4	58.8	67.2

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	6	12	18	24	30	36	42	48
6	7	14	21	28	35	42	49	56
7	8	16	24	32	40	48	56	64
8	9	18	27	36	45	54	63	72
9	10	20	30	40	50	60	70	80
10	11	22	33	44	55	66	77	88
11	12	24	36	48	60	72	84	96
12	13	26	39	52	65	78	91	104
13	14	28	42	56	70	84	98	112
14	15	30	45	60	75	90	105	120
15	16	32	48	64	80	96	112	128
16	17	34	51	68	85	102	119	136
17	18	36	54	72	90	108	126	144
18	19	38	57	76	95	114	133	152
19	20	40	60	80	100	120	140	160
20	21	42	63	84	105	126	147	168
21	22	44	66	88	110	132	154	176

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4
6	0.06	0.12	0.18	0.24	0.3	0.36	0.42	0.48
7	0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.42	0.49	0.56
8	0.08	0.16	0.24	0.32	0.4	0.48	0.56	0.64
9	0.09	0.18	0.27	0.36	0.45	0.54	0.63	0.72
10	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
11	0.11	0.22	0.33	0.44	0.55	0.66	0.77	0.88
12	0.12	0.24	0.36	0.48	0.6	0.72	0.84	0.96
13	0.13	0.26	0.39	0.52	0.65	0.78	0.91	1.04
14	0.14	0.28	0.42	0.56	0.7	0.84	0.98	1.12
15	0.15	0.3	0.45	0.6	0.75	0.9	1.05	1.2



16	0.16	0.32	0.48	0.64	0.8	0.96	1.12	1.28
17	0.17	0.34	0.51	0.68	0.85	1.02	1.19	1.36
18	0.18	0.36	0.54	0.72	0.9	1.08	1.26	1.44
19	0.19	0.38	0.57	0.76	0.95	1.14	1.33	1.52
20	0.2	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6
21	0.21	0.42	0.63	0.84	1.05	1.26	1.47	1.68

**Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450**

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	2.25	4.5	6.75	9	11.25	13.5	15.75	18
6	2.7	5.4	8.1	10.8	13.5	16.2	18.9	21.6
7	3.15	6.3	9.45	12.6	15.75	18.9	22.05	25.2
8	3.6	7.2	10.8	14.4	18	21.6	25.2	28.8
9	4.05	8.1	12.15	16.2	20.25	24.3	28.35	32.4
10	4.5	9	13.5	18	22.5	27	31.5	36
11	4.95	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7	34.65	39.6
12	5.4	10.8	16.2	21.6	27	32.4	37.8	43.2
13	5.85	11.7	17.55	23.4	29.25	35.1	40.95	46.8
14	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8	44.1	50.4
15	6.75	13.5	20.25	27	33.75	40.5	47.25	54
16	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6
17	7.65	15.3	22.95	30.6	38.25	45.9	53.55	61.2
18	8.1	16.2	24.3	32.4	40.5	48.6	56.7	64.8
19	8.55	17.1	25.65	34.2	42.75	51.3	59.85	68.4
20	9	18	27	36	45	54	63	72

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	5	10	15	20	25	30	35	40
6	6	12	18	24	30	36	42	48
7	7	14	21	28	35	42	49	56
8	8	16	24	32	40	48	56	64
9	9	18	27	36	45	54	63	72
10	10	20	30	40	50	60	70	80
11	11	22	33	44	55	66	77	88
12	12	24	36	48	60	72	84	96
13	13	26	39	52	65	78	91	104
14	14	28	42	56	70	84	98	112
15	15	30	45	60	75	90	105	120
16	16	32	48	64	80	96	112	128
17	17	34	51	68	85	102	119	136
18	18	36	54	72	90	108	126	144
19	19	38	57	76	95	114	133	152
20	20	40	60	80	100	120	140	160

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	0.06	0.11	0.17	0.23	0.28	0.34	0.39	0.45
6	0.07	0.14	0.20	0.27	0.34	0.41	0.47	0.54
7	0.08	0.16	0.24	0.32	0.39	0.47	0.55	0.63
8	0.09	0.18	0.27	0.36	0.45	0.54	0.63	0.72
9	0.10	0.20	0.30	0.41	0.51	0.61	0.71	0.81
10	0.11	0.23	0.34	0.45	0.56	0.68	0.79	0.90
11	0.12	0.25	0.37	0.50	0.62	0.74	0.87	0.99
12	0.14	0.27	0.41	0.54	0.68	0.81	0.95	1.08
13	0.15	0.29	0.44	0.59	0.73	0.88	1.02	1.17
14	0.16	0.32	0.47	0.63	0.79	0.95	1.10	1.26
15	0.17	0.34	0.51	0.68	0.84	1.01	1.18	1.35
16	0.18	0.36	0.54	0.72	0.90	1.08	1.26	1.44
17	0.19	0.38	0.57	0.77	0.96	1.15	1.34	1.53
18	0.20	0.41	0.61	0.81	1.01	1.22	1.42	1.62
19	0.21	0.43	0.64	0.86	1.07	1.28	1.50	1.71
20	0.23	0.45	0.68	0.90	1.13	1.35	1.58	1.80

**Mejores combinaciones escogidas para cada inversor y panel**

Inversor	Panel	Arreglo fotovoltaico		Total paneles	Potencia pico FV (kW)	Uso del inversor
		Paneles Serie	Arreglos Paralelo			
<b>GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT</b>	P1	17	6	102	35,70	0,99
	P2	17	6	102	38,76	1,08
	P3	17	6	102	40,29	1,12
	P4	17	6	102	40,80	1,13
	P5	15	6	90	40,50	1,13
<b>CANADIANSOLAR CSI-40K-T400</b>	P1	17	6	102	35,70	0,89
	P2	17	6	102	38,76	0,97
	P3	17	6	102	40,29	1,01
	P4	17	6	102	40,80	1,02
	P5	17	6	102	45,9	1,15

**Estimación de la energía para el SFVCR del área A2**

En primer lugar, se calcula la energía a corto plazo. El PR se define con referencia a las pérdidas descritas en el punto 4.2.3.1 del capítulo 4. Para las pérdidas producidas por sombras, orientación e inclinación de los paneles, se toman los valores obtenidos mediante las herramientas “sombras cercanas” y “orientación” del programa PVSyst Demo 6.8.1. El resto de las pérdidas se establecieron a criterio de los autores.

Parámetro	Factor de pérdidas
Tolerancia	3,00%
Orientación	2,00%
Sombreados	2,00%
Mismatch	3,00%
Suciedad y polvo	3,00%
Inversor	3,00%
Cableado	3,00%
Transformador	3,00%
Total pérdidas	21,00%
<b>Factor PR</b>	<b>0,78</b>

Luego se necesita conocer los valores promedio de irradiancia de cada mes en la zona, los cuales se encuentran detallados en este anexo. Posteriormente, siguiendo con la metodología propuesta, se corrige el valor de PR, ajustando la potencia pico de cada uno de los paneles considerados en el diseño a las condiciones de temperatura promedio e irradiancia del sitio usando las ecuaciones (4.4) y (4.17).

Mes	P1	P2	P3	P4	P5
Enero	0.772	0.778	0.774	0.778	0.774
Febrero	0.772	0.777	0.774	0.777	0.774
Marzo	0.770	0.776	0.772	0.776	0.772
Abril	0.767	0.772	0.769	0.772	0.769
Mayo	0.768	0.773	0.770	0.773	0.770
Junio	0.767	0.772	0.769	0.772	0.769
Julio	0.764	0.769	0.766	0.769	0.766
Agosto	0.766	0.772	0.768	0.772	0.768
Septiembre	0.766	0.771	0.768	0.771	0.768
Octubre	0.771	0.776	0.772	0.776	0.772
Noviembre	0.773	0.779	0.775	0.779	0.775
Diciembre	0.774	0.779	0.775	0.779	0.775

Luego mediante la ecuación (4.16) y el valor de las HSP se calcula la producción energética del SFVCR para un año.

#### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT

Mes	P1	P2	P3	P4	P5
	<b>35.7kWp</b>	<b>38.76 kWp</b>	<b>40.29 kWp</b>	<b>40.8 kWp</b>	<b>40.5 kWp</b>
Enero	3767.49	4119.62	4261.28	4336.44	4283.50
Febrero	3427.26	3747.81	3876.57	3945.07	3896.78

Marzo	3634.31	3973.41	4110.96	4182.53	4132.39
Abril	3211.41	3509.52	3632.82	3694.23	3651.76
Mayo	3362.50	3674.79	3803.60	3868.20	3823.43
Junio	3405.36	3722.95	3852.73	3918.89	3872.81
Julio	3059.72	3342.75	3461.73	3518.68	3479.77
Agosto	3384.49	3699.31	3829.02	3894.01	3848.97
Septiembre	3124.98	3414.77	3535.30	3594.49	3553.73
Octubre	3510.86	3837.52	3971.02	4039.50	3991.72
Noviembre	3826.23	4185.01	4327.72	4405.27	4350.28
Diciembre	3924.29	4291.95	4438.45	4517.84	4461.58
<b>Anual</b>	41638.89	45519.39	47101.21	47915.15	47346.71
<b>FP</b>	<b>13.31%</b>	<b>13.41%</b>	<b>13.35%</b>	<b>13.41%</b>	<b>13.35%</b>

### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor CanadianSolar CSI-40K-T400

	P1	P2	P3	P4	P5
<b>Mes</b>	<b>35.7 kWp</b>	<b>38.76 kWp</b>	<b>40.29 kWp</b>	<b>40.8 kWp</b>	<b>45.9</b>
Enero	3767.49	4119.62	4261.28	4336.44	4854.63
Febrero	3427.26	3747.81	3876.57	3945.07	4416.35
Marzo	3634.31	3973.41	4110.96	4182.53	4683.37
Abril	3211.41	3509.52	3632.82	3694.23	4138.66
Mayo	3362.50	3674.79	3803.60	3868.20	4333.22
Junio	3405.36	3722.95	3852.73	3918.89	4389.18
Julio	3059.72	3342.75	3461.73	3518.68	3943.74
Agosto	3384.49	3699.31	3829.02	3894.01	4362.17
Septiembre	3124.98	3414.77	3535.30	3594.49	4027.56
Octubre	3510.86	3837.52	3971.02	4039.50	4523.95
Noviembre	3826.23	4185.01	4327.72	4405.27	4930.32
Diciembre	3924.29	4291.95	4438.45	4517.84	5056.46
<b>Anual</b>	41638.89	45519.39	47101.21	47915.15	53659.61
<b>Factor de Planta</b>	<b>13.31%</b>	<b>13.41%</b>	<b>13.35%</b>	<b>13.41%</b>	<b>13.35%</b>

Para calcular la energía correspondiente a cada año, se ajustan los valores de producción de energía anual de las tablas de forma proporcional a la curva de degradación de cada fabricante.

### Porcentaje de degradación anual de cada panel considerado

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
2	97.50%	97.50%	98.00%	97.50%	98.00%
3	96.77%	96.93%	97.46%	96.90%	97.46%
4	96.04%	96.35%	96.92%	96.30%	96.92%
5	95.31%	95.78%	96.39%	95.70%	96.39%



6	94.58%	95.21%	95.86%	95.10%	95.86%
7	93.85%	94.64%	95.33%	94.50%	95.33%
8	93.13%	94.06%	94.81%	93.90%	94.81%
9	92.40%	93.49%	94.29%	93.30%	94.29%
10	91.67%	92.92%	93.77%	92.70%	93.77%
11	90.94%	92.34%	93.25%	92.10%	93.25%
12	90.21%	91.77%	92.74%	91.50%	92.74%
13	89.48%	91.20%	92.23%	90.90%	92.23%
14	88.75%	90.63%	91.72%	90.30%	91.72%
15	88.02%	90.05%	91.22%	89.70%	91.22%
16	87.29%	89.48%	90.72%	89.10%	90.72%
17	86.56%	88.91%	90.22%	88.50%	90.22%
18	85.83%	88.33%	89.72%	87.90%	89.72%
19	85.10%	87.76%	89.23%	87.30%	89.23%
20	84.38%	87.19%	88.74%	86.70%	88.74%

**Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT.**

<b>Año</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
<b>1</b>	41638.89	45519.39	47101.21	47915.15	47346.71
<b>2</b>	40597.92	44381.41	46159.19	46717.27	46399.78
<b>3</b>	40294.31	44120.62	45905.31	46429.78	46144.58
<b>4</b>	39990.69	43859.83	45652.83	46142.29	45890.79
<b>5</b>	39687.07	43599.04	45401.74	45854.80	45638.39
<b>6</b>	39383.45	43338.25	45152.03	45567.31	45387.38
<b>7</b>	39079.84	43077.47	44903.70	45279.82	45137.74
<b>8</b>	38776.22	42816.68	44656.73	44992.32	44889.49
<b>9</b>	38472.60	42555.89	44411.11	44704.83	44642.59
<b>10</b>	38168.99	42295.10	44166.85	44417.34	44397.06
<b>11</b>	37865.37	42034.31	43923.94	44129.85	44152.88
<b>12</b>	37561.75	41773.52	43682.35	43842.36	43910.04
<b>13</b>	37258.14	41512.74	43442.10	43554.87	43668.53
<b>14</b>	36954.52	41251.95	43203.17	43267.38	43428.35
<b>15</b>	36650.90	40991.16	42965.55	42979.89	43189.50
<b>16</b>	36347.28	40730.37	42729.24	42692.40	42951.96
<b>17</b>	36043.67	40469.58	42494.23	42404.91	42715.72
<b>18</b>	35740.05	40208.80	42260.51	42117.42	42480.78
<b>19</b>	35436.43	39948.01	42028.08	41829.92	42247.14
<b>20</b>	35132.82	39687.22	41796.93	41542.43	42014.78
<b>Total (MWh)</b>	<b>761.08</b>	<b>844.17</b>	<b>882.04</b>	<b>886.38</b>	<b>886.63</b>



## Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor CanadianSolar CSI-40K-T400

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	41638.89	45519.39	47101.21	47915.15	53659.61
2	40597.92	44381.41	46159.19	46717.27	52586.42
3	40294.31	44120.62	45905.31	46429.78	52297.19
4	39990.69	43859.83	45652.83	46142.29	52009.56
5	39687.07	43599.04	45401.74	45854.80	51723.50
6	39383.45	43338.25	45152.03	45567.31	51439.03
7	39079.84	43077.47	44903.70	45279.82	51156.11
8	38776.22	42816.68	44656.73	44992.32	50874.75
9	38472.60	42555.89	44411.11	44704.83	50594.94
10	38168.99	42295.10	44166.85	44417.34	50316.67
11	37865.37	42034.31	43923.94	44129.85	50039.93
12	37561.75	41773.52	43682.35	43842.36	49764.71
13	37258.14	41512.74	43442.10	43554.87	49491.00
14	36954.52	41251.95	43203.17	43267.38	49218.80
15	36650.90	40991.16	42965.55	42979.89	48948.10
16	36347.28	40730.37	42729.24	42692.40	48678.88
17	36043.67	40469.58	42494.23	42404.91	48411.15
18	35740.05	40208.80	42260.51	42117.42	48144.89
19	35436.43	39948.01	42028.08	41829.92	47880.09
20	35132.82	39687.22	41796.93	41542.43	47616.75
<b>Total (MWh)</b>	<b>761.08</b>	<b>844.17</b>	<b>882.04</b>	<b>886.38</b>	<b>1004.85</b>

## Dimensionamiento SFVCR para el área A3

Combinación inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT con paneles seleccionados.

Inversor	Parámetros		Paneles Fotovoltaicos			
	Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino	Policristalino
GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT	Modelo	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	350	380	395	400	450
	T. máx operación célula (°C)	52,36	53,61	49,86	53,61	49,86
	Voc máx módulo (V)	49,42	51,47	49,47	52,51	54,31
	Voc min módulo (V)	42,74	44,98	43,73	45,67	48,01
	Vpmp máx módulo (V)	40,62	43,07	40,97	44,41	45,11
	Vpmp min módulo (V)	33,94	36,58	35,23	37,57	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1500	1000	1000	1500	1500
	Número máx paneles en inversor	122	112	108	107	95
	Mínimo paneles serie por MPPT	6	6	6	5	5



Máximo paneles serie por MPPT	22	21	22	21	20
Máximo ramas paralelo	6	6	6	6	6

### Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel Trinasolar TSM-PE15H

S/P	Potencia pico resultante (kW)					
	1	2	3	4	5	6
6	2.1	4.2	6.3	8.4	10.5	12.6
7	2.45	4.9	7.35	9.8	12.25	14.7
8	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8
9	3.15	6.3	9.45	12.6	15.75	18.9
10	3.5	7	10.5	14	17.5	21
11	3.85	7.7	11.55	15.4	19.25	23.1
12	4.2	8.4	12.6	16.8	21	25.2
13	4.55	9.1	13.65	18.2	22.75	27.3
14	4.9	9.8	14.7	19.6	24.5	29.4
15	5.25	10.5	15.75	21	26.25	31.5
16	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6
17	5.95	11.9	17.85	23.8	29.75	35.7
18	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8
19	6.65	13.3	19.95	26.6	33.25	39.9
20	7	14	21	28	35	42
21	7.35	14.7	22.05	29.4	36.75	44.1
22	7.7	15.4	23.1	30.8	38.5	46.2

S/P	Numero de paneles por arreglo					
	1	2	3	4	5	6
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42
8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120



21	21	42	63	84	105	126
22	22	44	66	88	110	132

## Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
6	0.06	0.12	0.18	0.23	0.29	0.35
7	0.07	0.14	0.20	0.27	0.34	0.41
8	0.08	0.16	0.23	0.31	0.39	0.47
9	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53
10	0.10	0.19	0.29	0.39	0.49	0.58
11	0.11	0.21	0.32	0.43	0.53	0.64
12	0.12	0.23	0.35	0.47	0.58	0.70
13	0.13	0.25	0.38	0.51	0.63	0.76
14	0.14	0.27	0.41	0.54	0.68	0.82
15	0.15	0.29	0.44	0.58	0.73	0.88
16	0.16	0.31	0.47	0.62	0.78	0.93
17	0.17	0.33	0.50	0.66	0.83	0.99
18	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05
19	0.18	0.37	0.55	0.74	0.92	1.11
20	0.19	0.39	0.58	0.78	0.97	1.17
21	0.20	0.41	0.61	0.82	1.02	1.23
22	0.21	0.43	0.64	0.86	1.07	1.28

## Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel CSUN CSP 380-72M

## Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6
6	2.28	4.56	6.84	9.12	11.4	13.68
7	2.66	5.32	7.98	10.64	13.3	15.96
8	3.04	6.08	9.12	12.16	15.2	18.24
9	3.42	6.84	10.26	13.68	17.1	20.52
10	3.8	7.6	11.4	15.2	19	22.8
11	4.18	8.36	12.54	16.72	20.9	25.08
12	4.56	9.12	13.68	18.24	22.8	27.36
13	4.94	9.88	14.82	19.76	24.7	29.64
14	5.32	10.64	15.96	21.28	26.6	31.92
15	5.7	11.4	17.1	22.8	28.5	34.2
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4	36.48
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3	38.76
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2	41.04
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1	43.32
20	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6
21	7.98	15.96	23.94	31.92	39.9	47.88



Numero de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42
8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120
21	21	42	63	84	105	126

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
6	0.06	0.13	0.19	0.25	0.32	0.38
7	0.07	0.15	0.22	0.30	0.37	0.44
8	0.08	0.17	0.25	0.34	0.42	0.51
9	0.10	0.19	0.29	0.38	0.48	0.57
10	0.11	0.21	0.32	0.42	0.53	0.63
11	0.12	0.23	0.35	0.46	0.58	0.70
12	0.13	0.25	0.38	0.51	0.63	0.76
13	0.14	0.27	0.41	0.55	0.69	0.82
14	0.15	0.30	0.44	0.59	0.74	0.89
15	0.16	0.32	0.48	0.63	0.79	0.95
16	0.17	0.34	0.51	0.68	0.84	1.01
17	0.18	0.36	0.54	0.72	0.90	1.08
18	0.19	0.38	0.57	0.76	0.95	1.14
19	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20
20	0.21	0.42	0.63	0.84	1.06	1.27
21	0.22	0.44	0.67	0.89	1.11	1.33

**Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395**



## Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6
6	2.37	4.74	7.11	9.48	11.85	14.22
7	2.765	5.53	8.295	11.06	13.825	16.59
8	3.16	6.32	9.48	12.64	15.8	18.96
9	3.555	7.11	10.665	14.22	17.775	21.33
10	3.95	7.9	11.85	15.8	19.75	23.7
11	4.345	8.69	13.035	17.38	21.725	26.07
12	4.74	9.48	14.22	18.96	23.7	28.44
13	5.135	10.27	15.405	20.54	25.675	30.81
14	5.53	11.06	16.59	22.12	27.65	33.18
15	5.925	11.85	17.775	23.7	29.625	35.55
16	6.32	12.64	18.96	25.28	31.6	37.92
17	6.715	13.43	20.145	26.86	33.575	40.29
18	7.11	14.22	21.33	28.44	35.55	42.66
19	7.505	15.01	22.515	30.02	37.525	45.03
20	7.9	15.8	23.7	31.6	39.5	47.4
21	8.295	16.59	24.885	33.18	41.475	49.77
22	8.69	17.38	26.07	34.76	43.45	52.14

## Numero de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42
8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120
21	21	42	63	84	105	126
22	22	44	66	88	110	132



## Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
6	0.07	0.13	0.20	0.26	0.33	0.40
7	0.08	0.15	0.23	0.31	0.38	0.46
8	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53
9	0.10	0.20	0.30	0.40	0.49	0.59
10	0.11	0.22	0.33	0.44	0.55	0.66
11	0.12	0.24	0.36	0.48	0.60	0.72
12	0.13	0.26	0.40	0.53	0.66	0.79
13	0.14	0.29	0.43	0.57	0.71	0.86
14	0.15	0.31	0.46	0.61	0.77	0.92
15	0.16	0.33	0.49	0.66	0.82	0.99
16	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05
17	0.19	0.37	0.56	0.75	0.93	1.12
18	0.20	0.40	0.59	0.79	0.99	1.19
19	0.21	0.42	0.63	0.83	1.04	1.25
20	0.22	0.44	0.66	0.88	1.10	1.32
21	0.23	0.46	0.69	0.92	1.15	1.38
22	0.24	0.48	0.72	0.97	1.21	1.45

## Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel JinkoSolar JKM400M-72-V.

## Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6
5	2	4	6	8	10	12
6	2.4	4.8	7.2	9.6	12	14.4
7	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8
8	3.2	6.4	9.6	12.8	16	19.2
9	3.6	7.2	10.8	14.4	18	21.6
10	4	8	12	16	20	24
11	4.4	8.8	13.2	17.6	22	26.4
12	4.8	9.6	14.4	19.2	24	28.8
13	5.2	10.4	15.6	20.8	26	31.2
14	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6
15	6	12	18	24	30	36
16	6.4	12.8	19.2	25.6	32	38.4
17	6.8	13.6	20.4	27.2	34	40.8
18	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2
19	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6
20	8	16	24	32	40	48
21	8.4	16.8	25.2	33.6	42	50.4



Numero de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6
5	5	10	15	20	25	30
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42
8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120
21	21	42	63	84	105	126

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
5	0.06	0.11	0.17	0.22	0.28	0.33
6	0.07	0.13	0.20	0.27	0.33	0.40
7	0.08	0.16	0.23	0.31	0.39	0.47
8	0.09	0.18	0.27	0.36	0.44	0.53
9	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60
10	0.11	0.22	0.33	0.44	0.56	0.67
11	0.12	0.24	0.37	0.49	0.61	0.73
12	0.13	0.27	0.40	0.53	0.67	0.80
13	0.14	0.29	0.43	0.58	0.72	0.87
14	0.16	0.31	0.47	0.62	0.78	0.93
15	0.17	0.33	0.50	0.67	0.83	1.00
16	0.18	0.36	0.53	0.71	0.89	1.07
17	0.19	0.38	0.57	0.76	0.94	1.13
18	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20
19	0.21	0.42	0.63	0.84	1.06	1.27
20	0.22	0.44	0.67	0.89	1.11	1.33
21	0.23	0.47	0.70	0.93	1.17	1.40

**Inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450**



## Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6
5	2.25	4.5	6.75	9	11.25	13.5
6	2.7	5.4	8.1	10.8	13.5	16.2
7	3.15	6.3	9.45	12.6	15.75	18.9
8	3.6	7.2	10.8	14.4	18	21.6
9	4.05	8.1	12.15	16.2	20.25	24.3
10	4.5	9	13.5	18	22.5	27
11	4.95	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7
12	5.4	10.8	16.2	21.6	27	32.4
13	5.85	11.7	17.55	23.4	29.25	35.1
14	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8
15	6.75	13.5	20.25	27	33.75	40.5
16	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2
17	7.65	15.3	22.95	30.6	38.25	45.9
18	8.1	16.2	24.3	32.4	40.5	48.6
19	8.55	17.1	25.65	34.2	42.75	51.3
20	9	18	27	36	45	54

## Numero de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6
5	5	10	15	20	25	30
6	6	12	18	24	30	36
7	7	14	21	28	35	42
8	8	16	24	32	40	48
9	9	18	27	36	45	54
10	10	20	30	40	50	60
11	11	22	33	44	55	66
12	12	24	36	48	60	72
13	13	26	39	52	65	78
14	14	28	42	56	70	84
15	15	30	45	60	75	90
16	16	32	48	64	80	96
17	17	34	51	68	85	102
18	18	36	54	72	90	108
19	19	38	57	76	95	114
20	20	40	60	80	100	120

## Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6
5	0.06	0.13	0.19	0.25	0.31	0.38
6	0.08	0.15	0.23	0.30	0.38	0.45
7	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53
8	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60



9	0.11	0.23	0.34	0.45	0.56	0.68
10	0.13	0.25	0.38	0.50	0.63	0.75
11	0.14	0.28	0.41	0.55	0.69	0.83
12	0.15	0.30	0.45	0.60	0.75	0.90
13	0.16	0.33	0.49	0.65	0.81	0.98
14	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05
15	0.19	0.38	0.56	0.75	0.94	1.13
16	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20
17	0.21	0.43	0.64	0.85	1.06	1.28
18	0.23	0.45	0.68	0.90	1.13	1.35
19	0.24	0.48	0.71	0.95	1.19	1.43
20	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50

**Combinación inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y paneles seleccionados**

Inversor	Parámetros	Paneles Fotovoltaicos				
		Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino
CanadianSolar CSI-40K-T400	Modelo	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	350	380	395	400	450
	T. máx operación célula (°C)	52,36	53,61	49,86	53,61	49,86
	Voc máx módulo (V)	49,42	51,47	49,47	52,51	54,31
	Voc min módulo (V)	42,74	44,98	43,73	45,67	48,01
	Vpmp máx módulo (V)	40,62	43,07	40,97	44,41	45,11
	Vpmp min módulo (V)	33,94	36,58	35,23	37,57	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1500	1000	1000	1500	1500
	Número máx paneles en inversor	148	136	131	130	115
	Mínimo paneles serie por MPPT	6	6	6	5	5
	Máximo paneles serie por MPPT	22	21	22	21	20
	Máximo ramas paralelo	8	8	8	8	8

**Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel Trinasolar TSM-PE15H**

S/P	Potencia pico resultante (kW)							
	1	2	3	4	5	6	7	8
6	2.1	4.2	6.3	8.4	10.5	12.6	14.7	16.8
7	2.45	4.9	7.35	9.8	12.25	14.7	17.15	19.6
8	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8	19.6	22.4
9	3.15	6.3	9.45	12.6	15.75	18.9	22.05	25.2
10	3.5	7	10.5	14	17.5	21	24.5	28
11	3.85	7.7	11.55	15.4	19.25	23.1	26.95	30.8
12	4.2	8.4	12.6	16.8	21	25.2	29.4	33.6



13	4.55	9.1	13.65	18.2	22.75	27.3	31.85	36.4
14	4.9	9.8	14.7	19.6	24.5	29.4	34.3	39.2
15	5.25	10.5	15.75	21	26.25	31.5	36.75	42
16	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6	39.2	44.8
17	5.95	11.9	17.85	23.8	29.75	35.7	41.65	47.6
18	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8	44.1	50.4
19	6.65	13.3	19.95	26.6	33.25	39.9	46.55	53.2
20	7	14	21	28	35	42	49	56
21	7.35	14.7	22.05	29.4	36.75	44.1	51.45	58.8
22	7.7	15.4	23.1	30.8	38.5	46.2	53.9	61.6

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	6	12	18	24	30	36	42	48
7	7	14	21	28	35	42	49	56
8	8	16	24	32	40	48	56	64
9	9	18	27	36	45	54	63	72
10	10	20	30	40	50	60	70	80
11	11	22	33	44	55	66	77	88
12	12	24	36	48	60	72	84	96
13	13	26	39	52	65	78	91	104
14	14	28	42	56	70	84	98	112
15	15	30	45	60	75	90	105	120
16	16	32	48	64	80	96	112	128
17	17	34	51	68	85	102	119	136
18	18	36	54	72	90	108	126	144
19	19	38	57	76	95	114	133	152
20	20	40	60	80	100	120	140	160
21	21	42	63	84	105	126	147	168
22	22	44	66	88	110	132	154	176

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	0.05	0.11	0.16	0.21	0.26	0.32	0.37	0.42
7	0.06	0.12	0.18	0.25	0.31	0.37	0.43	0.49
8	0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.42	0.49	0.56
9	0.08	0.16	0.24	0.32	0.39	0.47	0.55	0.63
10	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53	0.61	0.70
11	0.10	0.19	0.29	0.39	0.48	0.58	0.67	0.77
12	0.11	0.21	0.32	0.42	0.53	0.63	0.74	0.84
13	0.11	0.23	0.34	0.46	0.57	0.68	0.80	0.91
14	0.12	0.25	0.37	0.49	0.61	0.74	0.86	0.98



15	0.13	0.26	0.39	0.53	0.66	0.79	0.92	1.05
16	0.14	0.28	0.42	0.56	0.70	0.84	0.98	1.12
17	0.15	0.30	0.45	0.60	0.74	0.89	1.04	1.19
18	0.16	0.32	0.47	0.63	0.79	0.95	1.10	1.26
19	0.17	0.33	0.50	0.67	0.83	1.00	1.16	1.33
20	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05	1.23	1.40
21	0.18	0.37	0.55	0.74	0.92	1.10	1.29	1.47
22	0.19	0.39	0.58	0.77	0.96	1.16	1.35	1.54

**Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel CSUN CSP 380-72M**

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	2.28	4.56	6.84	9.12	11.4	13.68	15.96	18.24
7	2.66	5.32	7.98	10.64	13.3	15.96	18.62	21.28
8	3.04	6.08	9.12	12.16	15.2	18.24	21.28	24.32
9	3.42	6.84	10.26	13.68	17.1	20.52	23.94	27.36
10	3.8	7.6	11.4	15.2	19	22.8	26.6	30.4
11	4.18	8.36	12.54	16.72	20.9	25.08	29.26	33.44
12	4.56	9.12	13.68	18.24	22.8	27.36	31.92	36.48
13	4.94	9.88	14.82	19.76	24.7	29.64	34.58	39.52
14	5.32	10.64	15.96	21.28	26.6	31.92	37.24	42.56
15	5.7	11.4	17.1	22.8	28.5	34.2	39.9	45.6
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4	36.48	42.56	48.64
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3	38.76	45.22	51.68
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2	41.04	47.88	54.72
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1	43.32	50.54	57.76
20	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6	53.2	60.8
21	7.98	15.96	23.94	31.92	39.9	47.88	55.86	63.84

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	6	12	18	24	30	36	42	48
7	7	14	21	28	35	42	49	56
8	8	16	24	32	40	48	56	64
9	9	18	27	36	45	54	63	72
10	10	20	30	40	50	60	70	80
11	11	22	33	44	55	66	77	88
12	12	24	36	48	60	72	84	96
13	13	26	39	52	65	78	91	104
14	14	28	42	56	70	84	98	112



15	15	30	45	60	75	90	105	120
16	16	32	48	64	80	96	112	128
17	17	34	51	68	85	102	119	136
18	18	36	54	72	90	108	126	144
19	19	38	57	76	95	114	133	152
20	20	40	60	80	100	120	140	160
21	21	42	63	84	105	126	147	168

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	0.06	0.11	0.17	0.23	0.29	0.34	0.40	0.46
7	0.07	0.13	0.20	0.27	0.33	0.40	0.47	0.53
8	0.08	0.15	0.23	0.30	0.38	0.46	0.53	0.61
9	0.09	0.17	0.26	0.34	0.43	0.51	0.60	0.68
10	0.10	0.19	0.29	0.38	0.48	0.57	0.67	0.76
11	0.10	0.21	0.31	0.42	0.52	0.63	0.73	0.84
12	0.11	0.23	0.34	0.46	0.57	0.68	0.80	0.91
13	0.12	0.25	0.37	0.49	0.62	0.74	0.86	0.99
14	0.13	0.27	0.40	0.53	0.67	0.80	0.93	1.06
15	0.14	0.29	0.43	0.57	0.71	0.86	1.00	1.14
16	0.15	0.30	0.46	0.61	0.76	0.91	1.06	1.22
17	0.16	0.32	0.48	0.65	0.81	0.97	1.13	1.29
18	0.17	0.34	0.51	0.68	0.86	1.03	1.20	1.37
19	0.18	0.36	0.54	0.72	0.90	1.08	1.26	1.44
20	0.19	0.38	0.57	0.76	0.95	1.14	1.33	1.52
21	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00	1.20	1.40	1.60

**Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395**

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
6	2.37	4.74	7.11	9.48	11.85	14.22	16.59	18.96
7	2.765	5.53	8.295	11.06	13.825	16.59	19.355	22.12
8	3.16	6.32	9.48	12.64	15.8	18.96	22.12	25.28
9	3.555	7.11	10.665	14.22	17.775	21.33	24.885	28.44
10	3.95	7.9	11.85	15.8	19.75	23.7	27.65	31.6
11	4.345	8.69	13.035	17.38	21.725	26.07	30.415	34.76
12	4.74	9.48	14.22	18.96	23.7	28.44	33.18	37.92
13	5.135	10.27	15.405	20.54	25.675	30.81	35.945	41.08
14	5.53	11.06	16.59	22.12	27.65	33.18	38.71	44.24
15	5.925	11.85	17.775	23.7	29.625	35.55	41.475	47.4
16	6.32	12.64	18.96	25.28	31.6	37.92	44.24	50.56
17	6.715	13.43	20.145	26.86	33.575	40.29	47.005	53.72
18	7.11	14.22	21.33	28.44	35.55	42.66	49.77	56.88



<b>19</b>	7.505	15.01	22.515	30.02	37.525	45.03	52.535	60.04
<b>20</b>	7.9	15.8	23.7	31.6	39.5	47.4	55.3	63.2
<b>21</b>	8.295	16.59	24.885	33.18	41.475	49.77	58.065	66.36
<b>22</b>	8.69	17.38	26.07	34.76	43.45	52.14	60.83	69.52

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>6</b>	6	12	18	24	30	36	42	48
<b>7</b>	7	14	21	28	35	42	49	56
<b>8</b>	8	16	24	32	40	48	56	64
<b>9</b>	9	18	27	36	45	54	63	72
<b>10</b>	10	20	30	40	50	60	70	80
<b>11</b>	11	22	33	44	55	66	77	88
<b>12</b>	12	24	36	48	60	72	84	96
<b>13</b>	13	26	39	52	65	78	91	104
<b>14</b>	14	28	42	56	70	84	98	112
<b>15</b>	15	30	45	60	75	90	105	120
<b>16</b>	16	32	48	64	80	96	112	128
<b>17</b>	17	34	51	68	85	102	119	136
<b>18</b>	18	36	54	72	90	108	126	144
<b>19</b>	19	38	57	76	95	114	133	152
<b>20</b>	20	40	60	80	100	120	140	160
<b>21</b>	21	42	63	84	105	126	147	168
<b>22</b>	22	44	66	88	110	132	154	176

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>6</b>	0.06	0.12	0.18	0.24	0.30	0.36	0.41	0.47
<b>7</b>	0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.41	0.48	0.55
<b>8</b>	0.08	0.16	0.24	0.32	0.40	0.47	0.55	0.63
<b>9</b>	0.09	0.18	0.27	0.36	0.44	0.53	0.62	0.71
<b>10</b>	0.10	0.20	0.30	0.40	0.49	0.59	0.69	0.79
<b>11</b>	0.11	0.22	0.33	0.43	0.54	0.65	0.76	0.87
<b>12</b>	0.12	0.24	0.36	0.47	0.59	0.71	0.83	0.95
<b>13</b>	0.13	0.26	0.39	0.51	0.64	0.77	0.90	1.03
<b>14</b>	0.14	0.28	0.41	0.55	0.69	0.83	0.97	1.11
<b>15</b>	0.15	0.30	0.44	0.59	0.74	0.89	1.04	1.19
<b>16</b>	0.16	0.32	0.47	0.63	0.79	0.95	1.11	1.26
<b>17</b>	0.17	0.34	0.50	0.67	0.84	1.01	1.18	1.34
<b>18</b>	0.18	0.36	0.53	0.71	0.89	1.07	1.24	1.42
<b>19</b>	0.19	0.38	0.56	0.75	0.94	1.13	1.31	1.50
<b>20</b>	0.20	0.40	0.59	0.79	0.99	1.19	1.38	1.58
<b>21</b>	0.21	0.41	0.62	0.83	1.04	1.24	1.45	1.66
<b>22</b>	0.22	0.43	0.65	0.87	1.09	1.30	1.52	1.74

**Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel JinkoSolar JKM400M-72-V**

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	2	4	6	8	10	12	14	16
6	2.4	4.8	7.2	9.6	12	14.4	16.8	19.2
7	2.8	5.6	8.4	11.2	14	16.8	19.6	22.4
8	3.2	6.4	9.6	12.8	16	19.2	22.4	25.6
9	3.6	7.2	10.8	14.4	18	21.6	25.2	28.8
10	4	8	12	16	20	24	28	32
11	4.4	8.8	13.2	17.6	22	26.4	30.8	35.2
12	4.8	9.6	14.4	19.2	24	28.8	33.6	38.4
13	5.2	10.4	15.6	20.8	26	31.2	36.4	41.6
14	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6	39.2	44.8
15	6	12	18	24	30	36	42	48
16	6.4	12.8	19.2	25.6	32	38.4	44.8	51.2
17	6.8	13.6	20.4	27.2	34	40.8	47.6	54.4
18	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6
19	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6	53.2	60.8
20	8	16	24	32	40	48	56	64
21	8.4	16.8	25.2	33.6	42	50.4	58.8	67.2

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	6	12	18	24	30	36	42	48
6	7	14	21	28	35	42	49	56
7	8	16	24	32	40	48	56	64
8	9	18	27	36	45	54	63	72
9	10	20	30	40	50	60	70	80
10	11	22	33	44	55	66	77	88
11	12	24	36	48	60	72	84	96
12	13	26	39	52	65	78	91	104
13	14	28	42	56	70	84	98	112
14	15	30	45	60	75	90	105	120
15	16	32	48	64	80	96	112	128
16	17	34	51	68	85	102	119	136
17	18	36	54	72	90	108	126	144
18	19	38	57	76	95	114	133	152
19	20	40	60	80	100	120	140	160
20	21	42	63	84	105	126	147	168
21	22	44	66	88	110	132	154	176



Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4
6	0.06	0.12	0.18	0.24	0.3	0.36	0.42	0.48
7	0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.42	0.49	0.56
8	0.08	0.16	0.24	0.32	0.4	0.48	0.56	0.64
9	0.09	0.18	0.27	0.36	0.45	0.54	0.63	0.72
10	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
11	0.11	0.22	0.33	0.44	0.55	0.66	0.77	0.88
12	0.12	0.24	0.36	0.48	0.6	0.72	0.84	0.96
13	0.13	0.26	0.39	0.52	0.65	0.78	0.91	1.04
14	0.14	0.28	0.42	0.56	0.7	0.84	0.98	1.12
15	0.15	0.3	0.45	0.6	0.75	0.9	1.05	1.2
16	0.16	0.32	0.48	0.64	0.8	0.96	1.12	1.28
17	0.17	0.34	0.51	0.68	0.85	1.02	1.19	1.36
18	0.18	0.36	0.54	0.72	0.9	1.08	1.26	1.44
19	0.19	0.38	0.57	0.76	0.95	1.14	1.33	1.52
20	0.2	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6
21	0.21	0.42	0.63	0.84	1.05	1.26	1.47	1.68

**Inversor CanadianSolar CSI-40K-T400 y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450**

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	2.25	4.5	6.75	9	11.25	13.5	15.75	18
6	2.7	5.4	8.1	10.8	13.5	16.2	18.9	21.6
7	3.15	6.3	9.45	12.6	15.75	18.9	22.05	25.2
8	3.6	7.2	10.8	14.4	18	21.6	25.2	28.8
9	4.05	8.1	12.15	16.2	20.25	24.3	28.35	32.4
10	4.5	9	13.5	18	22.5	27	31.5	36
11	4.95	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7	34.65	39.6
12	5.4	10.8	16.2	21.6	27	32.4	37.8	43.2
13	5.85	11.7	17.55	23.4	29.25	35.1	40.95	46.8
14	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8	44.1	50.4
15	6.75	13.5	20.25	27	33.75	40.5	47.25	54
16	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6
17	7.65	15.3	22.95	30.6	38.25	45.9	53.55	61.2
18	8.1	16.2	24.3	32.4	40.5	48.6	56.7	64.8
19	8.55	17.1	25.65	34.2	42.75	51.3	59.85	68.4
20	9	18	27	36	45	54	63	72

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	5	10	15	20	25	30	35	40
6	6	12	18	24	30	36	42	48



7	7	14	21	28	35	42	49	56
8	8	16	24	32	40	48	56	64
9	9	18	27	36	45	54	63	72
10	10	20	30	40	50	60	70	80
11	11	22	33	44	55	66	77	88
12	12	24	36	48	60	72	84	96
13	13	26	39	52	65	78	91	104
14	14	28	42	56	70	84	98	112
15	15	30	45	60	75	90	105	120
16	16	32	48	64	80	96	112	128
17	17	34	51	68	85	102	119	136
18	18	36	54	72	90	108	126	144
19	19	38	57	76	95	114	133	152
20	20	40	60	80	100	120	140	160

Porcentaje uso de inversor

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8
5	0.06	0.11	0.17	0.23	0.28	0.34	0.39	0.45
6	0.07	0.14	0.20	0.27	0.34	0.41	0.47	0.54
7	0.08	0.16	0.24	0.32	0.39	0.47	0.55	0.63
8	0.09	0.18	0.27	0.36	0.45	0.54	0.63	0.72
9	0.10	0.20	0.30	0.41	0.51	0.61	0.71	0.81
10	0.11	0.23	0.34	0.45	0.56	0.68	0.79	0.90
11	0.12	0.25	0.37	0.50	0.62	0.74	0.87	0.99
12	0.14	0.27	0.41	0.54	0.68	0.81	0.95	1.08
13	0.15	0.29	0.44	0.59	0.73	0.88	1.02	1.17
14	0.16	0.32	0.47	0.63	0.79	0.95	1.10	1.26
15	0.17	0.34	0.51	0.68	0.84	1.01	1.18	1.35
16	0.18	0.36	0.54	0.72	0.90	1.08	1.26	1.44
17	0.19	0.38	0.57	0.77	0.96	1.15	1.34	1.53
18	0.20	0.41	0.61	0.81	1.01	1.22	1.42	1.62
19	0.21	0.43	0.64	0.86	1.07	1.28	1.50	1.71
20	0.23	0.45	0.68	0.90	1.13	1.35	1.58	1.80

Mejores combinaciones escogidas para cada inversor y panel

Inversor	Panel	Arreglo fotovoltaico		Total paneles	Potencia pico FV (kW)	Uso del inversor
		Paneles Serie	Arreglos Paralelo			
GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT	P1	18	6	108	37,80	1,05
	P2	18	6	108	41,04	1,14
	P3	18	6	108	42,66	1,19
	P4	17	6	108	43,20	1,20
	P5	15	6	90	40,50	1,13
	P1	18	6	108	37,80	0,95



<b>CANADIANSOLAR CSI-40K-T400</b>	P2	18	6	108	41,04	1,03
	P3	18	6	108	42,66	1,07
	P4	18	6	108	43,20	1,08
	P5	17	6	102	45,9	1,15

### Estimación de la energía para el SFVCR del área A3

En primer lugar, se calcula la energía a corto plazo. El PR se define con referencia a las pérdidas descritas en el punto 4.2.3.1 del capítulo 4. Para las pérdidas producidas por sombras, orientación e inclinación de los paneles, se toman los valores obtenidos mediante las herramientas “sombras cercanas” y “orientación” del programa PVSyst Demo 6.8.1. El resto de las pérdidas se establecieron a criterio de los autores.

Parámetro	Factor de pérdidas
Tolerancia	3,00%
Orientación	3,00%
Sombreados	2,00%
Missmatch	3,00%
Suciedad y polvo	3,00%
Inversor	3,00%
Cableado	3,00%
Transformador	3,00%
Total pérdidas	21,00%
<b>Factor PR</b>	<b>0,77</b>

Luego se necesita conocer los valores promedio de irradiancia de cada mes en la zona, los cuales se encuentran detallados en este anexo. Posteriormente, siguiendo con la metodología propuesta, se corrige el valor de PR, ajustando la potencia pico de cada uno de los paneles considerados en el diseño a las condiciones de temperatura promedio e irradiancia del sitio usando las ecuaciones (4.4) y (4.17).

Mes	P1	P2	P3	P4	P5
Enero	0.762	0.768	0.764	0.768	0.764
Febrero	0.762	0.767	0.764	0.767	0.764
Marzo	0.760	0.766	0.762	0.766	0.762
Abril	0.758	0.763	0.759	0.763	0.759
Mayo	0.758	0.763	0.760	0.763	0.760
Junio	0.757	0.762	0.759	0.762	0.759
Julio	0.754	0.759	0.756	0.759	0.756
Agosto	0.757	0.762	0.758	0.762	0.758
Septiembre	0.756	0.761	0.758	0.761	0.758



Octubre	0.761	0.766	0.762	0.766	0.762
Noviembre	0.763	0.769	0.765	0.769	0.765
Diciembre	0.764	0.769	0.765	0.769	0.765

Luego mediante la ecuación (4.16) y el valor de las HSP se calcula la producción energética del SFVCR para un año.

#### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT

	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
<b>Mes</b>	<b>37.8kWp</b>	<b>41.04 kWp</b>	<b>42.66 kWp</b>	<b>43.2 kWp</b>	<b>40.5kWp</b>
Enero	3937.97	4306.02	4454.10	4532.66	4228.58
Febrero	3582.34	3917.40	4051.98	4123.58	3846.82
Marzo	3798.76	4153.20	4296.98	4371.79	4079.41
Abril	3356.72	3668.32	3797.20	3861.39	3604.94
Mayo	3514.65	3841.07	3975.71	4043.23	3774.41
Junio	3559.45	3891.41	4027.06	4096.22	3823.16
Julio	3198.17	3494.00	3618.37	3677.90	3435.16
Agosto	3537.63	3866.70	4002.28	4070.21	3799.63
Septiembre	3266.38	3569.28	3695.27	3757.14	3508.17
Octubre	3669.73	4011.17	4150.71	4222.28	3940.54
Noviembre	3999.36	4374.37	4523.55	4604.60	4294.51
Diciembre	4101.86	4486.15	4639.28	4722.26	4404.38
<b>Anual</b>	<b>43523.01</b>	<b>47579.09</b>	<b>49232.49</b>	<b>50083.25</b>	<b>46739.70</b>
<b>FP</b>	<b>13.14%</b>	<b>13.23%</b>	<b>13.17%</b>	<b>13.23%</b>	<b>13.17%</b>

#### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor CanadianSolar CSI-40K-T400

	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
<b>Mes</b>	<b>37.8 kWp</b>	<b>41.04 kWp</b>	<b>42.66 kWp</b>	<b>43.2 kWp</b>	<b>45.9 kWp</b>
Enero	3937.97	4306.02	4454.10	4532.66	4792.39
Febrero	3582.34	3917.40	4051.98	4123.58	4359.73
Marzo	3798.76	4153.20	4296.98	4371.79	4623.33
Abril	3356.72	3668.32	3797.20	3861.39	4085.60
Mayo	3514.65	3841.07	3975.71	4043.23	4277.66
Junio	3559.45	3891.41	4027.06	4096.22	4332.91
Julio	3198.17	3494.00	3618.37	3677.90	3893.18
Agosto	3537.63	3866.70	4002.28	4070.21	4306.25
Septiembre	3266.38	3569.28	3695.27	3757.14	3975.93
Octubre	3669.73	4011.17	4150.71	4222.28	4465.95
Noviembre	3999.36	4374.37	4523.55	4604.60	4867.11
Diciembre	4101.86	4486.15	4639.28	4722.26	4991.64



<b>Anual</b>	43523.01	47579.09	49232.49	50083.25	52971.67
<b>Factor de Planta</b>	<b>13.14%</b>	<b>13.23%</b>	<b>13.17%</b>	<b>13.23%</b>	<b>13.17%</b>

Para calcular la energía correspondiente a cada año, se ajustan los valores de producción de energía anual de las tablas de forma proporcional a la curva de degradación de cada fabricante.

#### Porcentaje de degradación anual de cada panel considerado

<b>Año</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
1	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
2	97.50%	97.50%	98.00%	97.50%	98.00%
3	96.77%	96.93%	97.46%	96.90%	97.46%
4	96.04%	96.35%	96.92%	96.30%	96.92%
5	95.31%	95.78%	96.39%	95.70%	96.39%
6	94.58%	95.21%	95.86%	95.10%	95.86%
7	93.85%	94.64%	95.33%	94.50%	95.33%
8	93.13%	94.06%	94.81%	93.90%	94.81%
9	92.40%	93.49%	94.29%	93.30%	94.29%
10	91.67%	92.92%	93.77%	92.70%	93.77%
11	90.94%	92.34%	93.25%	92.10%	93.25%
12	90.21%	91.77%	92.74%	91.50%	92.74%
13	89.48%	91.20%	92.23%	90.90%	92.23%
14	88.75%	90.63%	91.72%	90.30%	91.72%
15	88.02%	90.05%	91.22%	89.70%	91.22%
16	87.29%	89.48%	90.72%	89.10%	90.72%
17	86.56%	88.91%	90.22%	88.50%	90.22%
18	85.83%	88.33%	89.72%	87.90%	89.72%
19	85.10%	87.76%	89.23%	87.30%	89.23%
20	84.38%	87.19%	88.74%	86.70%	88.74%

#### Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor GOODWE LV SMT/SMT GW36K-MT

<b>Año</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
<b>1</b>	43523.01	47579.09	49232.49	50083.25	46739.70
<b>2</b>	42434.93	46389.61	48247.84	48831.17	45804.91
<b>3</b>	42117.58	46117.03	47982.48	48530.67	45552.98
<b>4</b>	41800.22	45844.44	47718.57	48230.17	45302.44
<b>5</b>	41482.87	45571.85	47456.12	47929.67	45053.28
<b>6</b>	41165.51	45299.26	47195.11	47629.18	44805.49
<b>7</b>	40848.16	45026.67	46935.54	47328.68	44559.06
<b>8</b>	40530.80	44754.08	46677.39	47028.18	44313.98
<b>9</b>	40213.45	44481.49	46420.67	46727.68	44070.25



10	39896.09	44208.91	46165.35	46427.18	43827.87
11	39578.73	43936.32	45911.44	46126.68	43586.81
12	39261.38	43663.73	45658.93	45826.18	43347.09
13	38944.02	43391.14	45407.81	45525.68	43108.68
14	38626.67	43118.55	45158.06	45225.18	42871.58
15	38309.31	42845.96	44909.70	44924.68	42635.79
16	37991.96	42573.38	44662.69	44624.18	42401.29
17	37674.60	42300.79	44417.05	44323.68	42168.08
18	37357.25	42028.20	44172.75	44023.18	41936.16
19	37039.89	41755.61	43929.80	43722.68	41705.51
20	36722.54	41483.02	43688.19	43422.18	41476.13
<b>Total (MWh)</b>	<b>795.52</b>	<b>882.37</b>	<b>921.95</b>	<b>926.49</b>	<b>875.27</b>

#### Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor CanadianSolar CSI-40K-T400

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	43523.01	47579.09	49232.49	50083.25	52971.67
2	42434.93	46389.61	48247.84	48831.17	51912.23
3	42117.58	46117.03	47982.48	48530.67	51626.71
4	41800.22	45844.44	47718.57	48230.17	51342.77
5	41482.87	45571.85	47456.12	47929.67	51060.38
6	41165.51	45299.26	47195.11	47629.18	50779.55
7	40848.16	45026.67	46935.54	47328.68	50500.26
8	40530.80	44754.08	46677.39	47028.18	50222.51
9	40213.45	44481.49	46420.67	46727.68	49946.29
10	39896.09	44208.91	46165.35	46427.18	49671.58
11	39578.73	43936.32	45911.44	46126.68	49398.39
12	39261.38	43663.73	45658.93	45826.18	49126.70
13	38944.02	43391.14	45407.81	45525.68	48856.50
14	38626.67	43118.55	45158.06	45225.18	48587.79
15	38309.31	42845.96	44909.70	44924.68	48320.56
16	37991.96	42573.38	44662.69	44624.18	48054.79
17	37674.60	42300.79	44417.05	44323.68	47790.49
18	37357.25	42028.20	44172.75	44023.18	47527.65
19	37039.89	41755.61	43929.80	43722.68	47266.24
20	36722.54	41483.02	43688.19	43422.18	47006.28
<b>Total (MWh)</b>	<b>795.52</b>	<b>882.37</b>	<b>921.95</b>	<b>926.49</b>	<b>991.97</b>

#### Dimensionamiento SFVCR para el área 4

#### Combinación inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y paneles seleccionados



Inversor	Parámetros	Paneles Fotovoltaicos				
		Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino
Fronius Symo 24.0-3 480	Modelo	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	350	380	395	400	450
	T. máx operación célula (°C)	52,36	53,61	49,86	53,61	49,86
	Voc máx módulo (V)	49,42	51,47	49,47	52,51	54,31
	Voc min módulo (V)	42,74	44,98	43,73	45,67	48,01
	Vpmp máx módulo (V)	40,62	43,07	40,97	44,41	45,11
	Vpmp min módulo (V)	33,94	36,58	35,23	37,57	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1500	1000	1000	1500	1500
	Número máx paneles en inversor	88	81	78	77	68
	Mínimo paneles serie por MPPT	15	14	14	13	13
	Máximo paneles serie por MPPT	20	19	20	18	18
	Máximo ramas paralelo	5	5	4	4	4

**Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel Trinasolar TSM-PE15H**

Potencia pico resultante (kW)					
S/P	1	2	3	4	5
15	5.25	10.5	15.75	21	26.25
16	5.6	11.2	16.8	22.4	28
17	5.95	11.9	17.85	23.8	29.75
18	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5
19	6.65	13.3	19.95	26.6	33.25
20	7	14	21	28	35

Número de paneles por arreglo					
S/P	1	2	3	4	5
15	15	30	45	60	75
16	16	32	48	64	80
17	17	34	51	68	85
18	18	36	54	72	90
19	19	38	57	76	95
20	20	40	60	80	100



Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5
15	0.22	0.44	0.66	0.88	1.09
16	0.23	0.47	0.70	0.93	1.17
17	0.25	0.50	0.74	0.99	1.24
18	0.26	0.53	0.79	1.05	1.31
19	0.28	0.55	0.83	1.11	1.39
20	0.29	0.58	0.88	1.17	1.46

## Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel CSUN CSP 380-72M

Número de paneles por arreglo

S/P	1	2	3	4	5
14	14	28	42	56	70
15	15	30	45	60	75
16	16	32	48	64	80
17	17	34	51	68	85
18	18	36	54	72	90
19	19	38	57	76	95

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5
14	5.32	10.64	15.96	21.28	26.6
15	5.7	11.4	17.1	22.8	28.5
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5
14	0.22	0.44	0.67	0.89	1.11
15	0.24	0.48	0.71	0.95	1.19
16	0.25	0.51	0.76	1.01	1.27
17	0.27	0.54	0.81	1.08	1.35
18	0.29	0.57	0.86	1.14	1.43
19	0.30	0.60	0.90	1.20	1.50

## Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395



Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72
19	19	38	57	76
20	20	40	60	80

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
14	5.53	11.06	16.59	22.12
15	5.925	11.85	17.775	23.7
16	6.32	12.64	18.96	25.28
17	6.715	13.43	20.145	26.86
18	7.11	14.22	21.33	28.44
19	7.505	15.01	22.515	30.02
20	7.9	15.8	23.7	31.6

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4
14	0.23	0.46	0.69	0.92
15	0.25	0.49	0.74	0.99
16	0.26	0.53	0.79	1.05
17	0.28	0.56	0.84	1.12
18	0.30	0.59	0.89	1.19
19	0.31	0.63	0.94	1.25
20	0.33	0.66	0.99	1.32

## Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel JinkoSolar JKM400M-72-V

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4
13	13	26	39	52
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72



Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
13	5.2	10.4	15.6	20.8
14	5.6	11.2	16.8	22.4
15	6	12	18	24
16	6.4	12.8	19.2	25.6
17	6.8	13.6	20.4	27.2
18	7.2	14.4	21.6	28.8

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4
13	0.22	0.43	0.65	0.87
14	0.23	0.47	0.70	0.93
15	0.25	0.50	0.75	1.00
16	0.27	0.53	0.80	1.07
17	0.28	0.57	0.85	1.13
18	0.30	0.60	0.90	1.20

## Inversor Fronius Symo 24.0-3 480 y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4
13	13	26	39	52
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
13	5.85	11.7	17.55	23.4
14	6.3	12.6	18.9	25.2
15	6.75	13.5	20.25	27
16	7.2	14.4	21.6	28.8
17	7.65	15.3	22.95	30.6
18	8.1	16.2	24.3	32.4



Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4
13	0.24	0.49	0.73	0.98
14	0.26	0.53	0.79	1.05
15	0.28	0.56	0.84	1.13
16	0.30	0.60	0.90	1.20
17	0.32	0.64	0.96	1.28
18	0.34	0.68	1.01	1.35

Combinación inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y paneles seleccionados

Inversor	Parámetros	Paneles Fotovoltaicos				
		Tecnología	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino
ABB TRIO-27.6-TL-OUTD	Modelo	TSM-PE15H	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	350	380	395	400	450
	T. máx operación célula (°C)	52,36	53,61	49,86	53,61	49,86
	Voc máx módulo (V)	49,42	51,47	49,47	52,51	54,31
	Voc min módulo (V)	42,74	44,98	43,73	45,67	48,01
	Vpmp máx módulo (V)	40,62	43,07	40,97	44,41	45,11
	Vpmp min módulo (V)	33,94	36,58	35,23	37,57	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1500	1000	1000	1500	1500
	Número máx paneles en inversor	91	84	81	80	71
	Mínimo paneles serie por MPPT	15	14	14	13	13
	Máximo paneles serie por MPPT	20	19	20	18	18
	Máximo ramas paralelo	4	4	4	4	4

Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel Trinasolar TSM-PE15H

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72
19	19	38	57	76
20	20	40	60	80

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
15	5.25	10.5	15.75	21



16	5.6	11.2	16.8	22.4
17	5.95	11.9	17.85	23.8
18	6.3	12.6	18.9	25.2
19	6.65	13.3	19.95	26.6
20	7	14	21	28

Porcentaje uso inversor (%)				
S/P	1	2	3	4
15	0.19	0.38	0.57	0.76
16	0.20	0.41	0.61	0.81
17	0.22	0.43	0.65	0.86
18	0.23	0.46	0.68	0.91
19	0.24	0.48	0.72	0.96
20	0.25	0.51	0.76	1.01

### Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel CSUN CSP 380-72M

Número máximo de paneles				
S/P	1	2	3	4
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72
19	19	38	57	76

Potencia pico resultante (kW)				
S/P	1	2	3	4
14	5.32	10.64	15.96	21.28
15	5.7	11.4	17.1	22.8
16	6.08	12.16	18.24	24.32
17	6.46	12.92	19.38	25.84
18	6.84	13.68	20.52	27.36
19	7.22	14.44	21.66	28.88

Porcentaje uso inversor (%)				
S/P	1	2	3	4
14	0.19	0.39	0.58	0.77
15	0.21	0.41	0.62	0.83
16	0.22	0.44	0.66	0.88



17	0.23	0.47	0.70	0.94
18	0.25	0.50	0.74	0.99
19	0.26	0.52	0.78	1.05

### Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395

S/P	Número máximo de paneles			
	1	2	3	4
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72
19	19	38	57	76
20	20	40	60	80

S/P	Potencia pico resultante (kW)			
	1	2	3	4
14	5.53	11.06	16.59	22.12
15	5.925	11.85	17.775	23.7
16	6.32	12.64	18.96	25.28
17	6.715	13.43	20.145	26.86
18	7.11	14.22	21.33	28.44
19	7.505	15.01	22.515	30.02
20	7.9	15.8	23.7	31.6

S/P	Porcentaje uso inversor (%)			
	1	2	3	4
14	0.20	0.40	0.60	0.80
15	0.21	0.43	0.64	0.86
16	0.23	0.46	0.69	0.92
17	0.24	0.49	0.73	0.97
18	0.26	0.52	0.77	1.03
19	0.27	0.54	0.82	1.09
20	0.29	0.57	0.86	1.14

### Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel JinkoSolar JKM400M-72-V

S/P	Número máximo de paneles			
	1	2	3	4
13	13	26	39	52



14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
13	5.2	10.4	15.6	20.8
14	5.6	11.2	16.8	22.4
15	6	12	18	24
16	6.4	12.8	19.2	25.6
17	6.8	13.6	20.4	27.2
18	7.2	14.4	21.6	28.8

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4
13	0.19	0.38	0.57	0.75
14	0.20	0.41	0.61	0.81
15	0.22	0.43	0.65	0.87
16	0.23	0.46	0.70	0.93
17	0.25	0.49	0.74	0.99
18	0.26	0.52	0.78	1.04

## Inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4
13	13	26	39	52
14	14	28	42	56
15	15	30	45	60
16	16	32	48	64
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4
13	5.85	11.7	17.55	23.4
14	6.3	12.6	18.9	25.2
15	6.75	13.5	20.25	27



16	7.2	14.4	21.6	28.8
17	7.65	15.3	22.95	30.6
18	8.1	16.2	24.3	32.4

S/P	Porcentaje uso inversor (%)			
	1	2	3	4
13	0.21	0.42	0.64	0.85
14	0.23	0.46	0.68	0.91
15	0.24	0.49	0.73	0.98
16	0.26	0.52	0.78	1.04
17	0.28	0.55	0.83	1.11
18	0.29	0.59	0.88	1.17

Mejores combinaciones escogidas para cada inversor y panel.

Inversor	Panel	Arreglo fotovoltaico		Total paneles	Potencia pico FV (kW)	Uso del inversor
		Paneles Serie	Arreglos Paralelo			
Fronius Symo 24.0-3 480	P1	18	4	72	25,20	1,05
	P2	18	4	72	27,36	1,14
	P3	18	4	72	28,44	1,19
	P4	18	4	72	28,80	1,20
	P5	16	4	64	28,80	1,20
ABB TRIO-27.6-TL-OUTD	P1	18	4	72	25,20	0,91
	P2	18	4	72	27,36	0,99
	P3	18	4	72	28,44	1,03
	P4	18	4	72	28,80	1,04
	P5	18	4	72	32,40	1,17

#### Estimación de la energía para el SFVCR del área 4

En primer lugar, se calcula la energía a corto plazo. El PR se define con referencia a las pérdidas descritas en el punto 4.2.3.1 del capítulo 4. Para las pérdidas producidas por sombras, orientación e inclinación de los paneles, se toman los valores obtenidos mediante las herramientas “sombras cercanas” y “orientación” del programa PVSyst Demo 6.8.1. El resto de pérdidas se establecieron a criterio de los autores.

Parámetro	Factor de pérdidas
Tolerancia	3,00%
Orientación	1,00%
Sombreados	2,00%
Missmatch	3,00%



Suciedad y polvo	3,00%
Inversor	3,00%
Cableado	3,00%
Transformador	3,00%
Total pérdidas	21,00%
<b>Factor PR</b>	<b>0,79</b>

Luego se necesita conocer los valores promedio de irradiancia de cada mes en la zona, los cuales se encuentran detallados en este anexo. Posteriormente, siguiendo con la metodología propuesta, se corrige el valor de PR, ajustando la potencia pico de cada uno de los paneles considerados en el diseño a las condiciones de temperatura promedio e irradiancia del sitio usando las ecuaciones (4.4) y (4.17).

Mes	P1	P2	P3	P4	P5
Enero	0,782	0,788	0,784	0,788	0,784
Febrero	0,782	0,787	0,783	0,787	0,783
Marzo	0,780	0,786	0,782	0,786	0,782
Abril	0,777	0,782	0,779	0,782	0,779
Mayo	0,778	0,783	0,780	0,783	0,780
Junio	0,777	0,782	0,779	0,782	0,779
Julio	0,774	0,779	0,776	0,779	0,776
Agosto	0,776	0,781	0,778	0,781	0,778
Septiembre	0,776	0,781	0,778	0,781	0,778
Octubre	0,780	0,786	0,782	0,786	0,782
Noviembre	0,783	0,789	0,785	0,789	0,785
Diciembre	0,784	0,789	0,785	0,789	0,785

Luego mediante la ecuación (4.16) y el valor de las HSP se calcula la producción energética del SFVCR para un año.

#### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor Fronius Symo 24.0-3 480

Mes	P1 25,20 kWp	P2 27,36 kWp	P3 28,44 kWp	P4 28,8 kWp	P5 28,80 kWp
Enero	2.693,50	2.945,25	3.046,53	3.100,26	3.085,09
Febrero	2.450,26	2.679,43	2.771,49	2.820,45	2.806,57
Marzo	2.598,29	2.840,72	2.939,06	2.990,23	2.976,26
Abril	2.295,94	2.509,07	2.597,22	2.641,12	2.630,10
Mayo	2.403,96	2.627,23	2.719,32	2.765,50	2.753,74
Junio	2.434,60	2.661,66	2.754,44	2.801,74	2.789,30
Julio	2.187,49	2.389,84	2.474,90	2.515,62	2.506,23
Agosto	2.419,68	2.644,75	2.737,49	2.783,95	2.772,14
Septiembre	2.234,15	2.441,33	2.527,50	2.569,82	2.559,50
Octubre	2.510,03	2.743,57	2.839,01	2.887,97	2.874,95

Noviembre	2.735,49	2.992,00	3.094,03	3.149,47	3.133,19
Diciembre	2.805,60	3.068,45	3.173,19	3.229,95	3.213,36
<b>Anual</b>	<b>29.768,98</b>	<b>32.543,28</b>	<b>33.674,17</b>	<b>34.256,08</b>	<b>34.100,43</b>
<b>FP</b>	<b>13,49%</b>	<b>13,58%</b>	<b>13,52%</b>	<b>13,58%</b>	<b>13,52%</b>

### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD

	P1	P2	P3	P4	P5
<b>Mes</b>	<b>25,20 kWp</b>	<b>27,36 KWp</b>	<b>28,44 kWp</b>	<b>28,80 kWp</b>	<b>32,40 kWp</b>
Enero	2.693,50	2.945,25	3.046,53	3.100,26	3.470,73
Febrero	2.450,26	2.679,43	2.771,49	2.820,45	3.157,39
Marzo	2.598,29	2.840,72	2.939,06	2.990,23	3.348,29
Abril	2.295,94	2.509,07	2.597,22	2.641,12	2.958,86
Mayo	2.403,96	2.627,23	2.719,32	2.765,50	3.097,96
Junio	2.434,60	2.661,66	2.754,44	2.801,74	3.137,97
Julio	2.187,49	2.389,84	2.474,90	2.515,62	2.819,51
Agosto	2.419,68	2.644,75	2.737,49	2.783,95	3.118,66
Septiembre	2.234,15	2.441,33	2.527,50	2.569,82	2.879,43
Octubre	2.510,03	2.743,57	2.839,01	2.887,97	3.234,32
Noviembre	2.735,49	2.992,00	3.094,03	3.149,47	3.524,84
Diciembre	2.805,60	3.068,45	3.173,19	3.229,95	3.615,03
<b>Anual</b>	<b>29.768,98</b>	<b>32.543,28</b>	<b>33.674,17</b>	<b>34.256,08</b>	<b>38.362,98</b>
<b>Factor de Planta</b>	<b>13,49%</b>	<b>13,58%</b>	<b>13,52%</b>	<b>13,58%</b>	<b>13,52%</b>

Para calcular la energía correspondiente a cada año, se ajustan los valores de producción de energía anual de las tablas de forma proporcional a la curva de degradación de cada fabricante.

### Porcentaje de degradación anual de cada panel considerado

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2	97,50%	97,50%	98,00%	97,50%	98,00%
3	96,77%	96,93%	97,46%	96,90%	97,46%
4	96,04%	96,35%	96,92%	96,30%	96,92%
5	95,31%	95,78%	96,39%	95,70%	96,39%
6	94,58%	95,21%	95,86%	95,10%	95,86%
7	93,85%	94,64%	95,33%	94,50%	95,33%
8	93,13%	94,06%	94,81%	93,90%	94,81%
9	92,40%	93,49%	94,29%	93,30%	94,29%
10	91,67%	92,92%	93,77%	92,70%	93,77%
11	90,94%	92,34%	93,25%	92,10%	93,25%
12	90,21%	91,77%	92,74%	91,50%	92,74%
13	89,48%	91,20%	92,23%	90,90%	92,23%



14	88,75%	90,63%	91,72%	90,30%	91,72%
15	88,02%	90,05%	91,22%	89,70%	91,22%
16	87,29%	89,48%	90,72%	89,10%	90,72%
17	86,56%	88,91%	90,22%	88,50%	90,22%
18	85,83%	88,33%	89,72%	87,90%	89,72%
19	85,10%	87,76%	89,23%	87,30%	89,23%
20	84,38%	87,19%	88,74%	86,70%	88,74%

#### Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor Fronius Symo 24.0-3 480

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	29.768,98	32.543,28	33.674,17	34.256,08	34.100,43
2	29.024,76	31.729,69	33.000,69	33.399,68	33.418,42
3	28.807,69	31.543,25	32.819,18	33.194,14	33.234,62
4	28.590,63	31.356,80	32.638,68	32.988,60	33.051,83
5	28.373,56	31.170,36	32.459,16	32.783,07	32.870,04
6	28.156,50	30.983,91	32.280,64	32.577,53	32.689,25
7	27.939,43	30.797,46	32.103,10	32.371,99	32.509,46
8	27.722,37	30.611,02	31.926,53	32.166,46	32.330,66
9	27.505,30	30.424,57	31.750,93	31.960,92	32.152,84
10	27.288,23	30.238,13	31.576,30	31.755,39	31.976,00
11	27.071,17	30.051,68	31.402,63	31.549,85	31.800,13
12	26.854,10	29.865,23	31.229,92	31.344,31	31.625,23
13	26.637,04	29.678,79	31.058,15	31.138,78	31.451,30
14	26.419,97	29.492,34	30.887,33	30.933,24	31.278,31
15	26.202,91	29.305,90	30.717,45	30.727,70	31.106,28
16	25.985,84	29.119,45	30.548,51	30.522,17	30.935,20
17	25.768,78	28.933,01	30.380,49	30.316,63	30.765,05
18	25.551,71	28.746,56	30.213,40	30.111,09	30.595,85
19	25.334,65	28.560,11	30.047,22	29.905,56	30.427,57
20	25.117,58	28.373,67	29.881,96	29.700,02	30.260,22
<b>Total (MWh)</b>	<b>544,12</b>	<b>603,53</b>	<b>630,60</b>	<b>633,70</b>	<b>638,58</b>

#### Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	29.768,98	32.543,28	33.674,17	34.256,08	38.362,98
2	29.024,76	31.729,69	33.000,69	33.399,68	37.595,72
3	28.807,69	31.543,25	32.819,18	33.194,14	37.388,94
4	28.590,63	31.356,80	32.638,68	32.988,60	37.183,30
5	28.373,56	31.170,36	32.459,16	32.783,07	36.978,80
6	28.156,50	30.983,91	32.280,64	32.577,53	36.775,41
7	27.939,43	30.797,46	32.103,10	32.371,99	36.573,15



8	27.722,37	30.611,02	31.926,53	32.166,46	36.371,99
9	27.505,30	30.424,57	31.750,93	31.960,92	36.171,95
10	27.288,23	30.238,13	31.576,30	31.755,39	35.973,00
11	27.071,17	30.051,68	31.402,63	31.549,85	35.775,15
12	26.854,10	29.865,23	31.229,92	31.344,31	35.578,39
13	26.637,04	29.678,79	31.058,15	31.138,78	35.382,71
14	26.419,97	29.492,34	30.887,33	30.933,24	35.188,10
15	26.202,91	29.305,90	30.717,45	30.727,70	34.994,57
16	25.985,84	29.119,45	30.548,51	30.522,17	34.802,10
17	25.768,78	28.933,01	30.380,49	30.316,63	34.610,69
18	25.551,71	28.746,56	30.213,40	30.111,09	34.420,33
19	25.334,65	28.560,11	30.047,22	29.905,56	34.231,02
20	25.117,58	28.373,67	29.881,96	29.700,02	34.042,74
<b>Total (MWh)</b>	<b>544,12</b>	<b>603,53</b>	<b>630,60</b>	<b>633,70</b>	<b>718,40</b>



ANEXO 7: Simulación del diseño del SFVCR para la planta industrial de Cuenca

PVSYST V6.81		16/03/21	Página 1/7
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto : SFV_ITALIMENTOS_PLANTA INDUSTRIAL</b>			
<b>Sitio geográfico</b> Planta Industrial Italimentos Cuenca		<b>País</b> Ecuador	
<b>Ubicación</b>	Latitud -2.88° S	<b>Longitud</b> -78.98° W	
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT-5	<b>Altitud</b> 2502 m	
	Albedo 0.20		
<b>Datos meteorológicos</b> Planta Industrial Italimentos Cuenca	Lab Micro Red-Estacion El Descanso Planta industrial Italimentos Cuenca - Synthetic		
<b>Variante de simulación : SFV_ITALIMENTOS_PLANTA INDUSTRIAL</b>			
	Fecha de simulación	16/03/21 16h13	
<b>Parámetros de la simulación</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Cobertizos sobre un edificio</b>	
<b>4 orientaciones</b>	inclin/acimuts	15°/146°, 15°/-34°, 15°/-132°, 15°/48°	
<b>Configuración de los cobertizos</b>	Núm. de cobertizos	31	
	Separación entre cobertizos	4.32 m	<b>Ancho receptor</b> 6.24 m
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	<b>Ángulo de perfil límite</b>	136.7°	<b>Factor de ocupación del suelo (GCR)</b> 144.6 %
<b>Modelos empleados</b>	<b>Transposición</b>	Perez	<b>Difuso</b> Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Según cadenas de módulos	<b>Efecto eléctrico</b>	100 %
	Sombreado para objetos definidos	<b>Efecto eléctrico</b>	40 %
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga ilimitada (red)		
<b>Características de los conjuntos FV (4 Tipo de conjunto definido)</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-mono	Modelo	<b>JKM400M-72-V</b>
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	JinkoSolar
<b>Sub-conjunto "A1yA5"</b>	Mixed orient.	#1/2: 2/2 cadenas	Inclinación/Acimut 15°/146°, 15°/-34°
Número de módulos FV	En serie	18 módulos	En paralelo 4 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	72	Pnom unitaria 400 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	<b>28.80 kWp</b>	En cond. de funciona. 26.37 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	683 V	I mpp 39 A
<b>Sub-conjunto "A4"</b>	Mixed orient.	#2	Inclinación/Acimut 15°/-34°
Número de módulos FV	En serie	18 módulos	En paralelo 4 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	72	Pnom unitaria 400 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	<b>28.80 kWp</b>	En cond. de funciona. 26.37 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	683 V	I mpp 39 A
<b>Sub-conjunto "A3"</b>	Mixed orient.	#3	Inclinación/Acimut 15°/-132°
Número de módulos FV	En serie	18 módulos	En paralelo 6 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	108	Pnom unitaria 400 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	<b>43.2 kWp</b>	En cond. de funciona. 39.6 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	683 V	I mpp 58 A
<b>Sub-conjunto "A2"</b>	Mixed orient.	#4	Inclinación/Acimut 15°/48°
Número de módulos FV	En serie	17 módulos	En paralelo 6 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	102	Pnom unitaria 400 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	<b>40.8 kWp</b>	En cond. de funciona. 37.4 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	645 V	I mpp 58 A
<b>Total</b>	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	<b>142 kWp</b>
	Superficie módulos		<b>702 m²</b>
		Total	354 módulos

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.



PVSYST V6.81		16/03/21		Página 2/7	
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>					
<b>Sub-conjunto "A1yA5" : Inversor</b>					
Modelo	<b>SYMO 24.0-3 480</b>				
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Fronius International			
Características	Voltaje de funcionam.	500-800 V	Pnom unitaria	24.0 kWac	
Paquete de inversores	Núm. de inversores	2 * MPPT 0.57	Potencia total	27 kWac	
			Relación Pnom	1.05	
<b>Sub-conjunto "A4" : Inversor</b>					
Modelo	<b>SYMO 24.0-3 480</b>				
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Fronius International			
Características	Voltaje de funcionam.	500-800 V	Pnom unitaria	24.0 kWac	
Paquete de inversores	Núm. de inversores	2 * MPPT 0.57	Potencia total	27 kWac	
			Relación Pnom	1.05	
<b>Sub-conjunto "A3" : Inversor</b>					
Modelo	<b>LV SMT/SMT GW36K-MT</b>				
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Goodwe			
Características	Voltaje de funcionam.	200-950 V	Pnom unitaria	36.0 kWac	
Paquete de inversores	Núm. de inversores	3 * MPPT 33 %	Potencia total	36 kWac	
			Relación Pnom	1.20	
<b>Sub-conjunto "A2" : Inversor</b>					
Modelo	<b>LV SMT/SMT GW36K-MT</b>				
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Goodwe			
Características	Voltaje de funcionam.	200-950 V	Pnom unitaria	36.0 kWac	
Paquete de inversores	Núm. de inversores	3 * MPPT 33 %	Potencia total	36 kWac	
			Relación Pnom	1.13	
<b>Total</b>	Núm. de inversores	5 (0.7 unused)	Potencia total	127 kWac	
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>					
Suciedad del conjunto			Fracción de pérdidas	1.0 %	
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida óhmica en el Cableado	Conjunto#1	290 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC	
	Conjunto#2	290 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC	
	Conjunto#3	193 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC	
	Conjunto#4	182 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC	
	Global		Fracción de pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %	
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP	
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

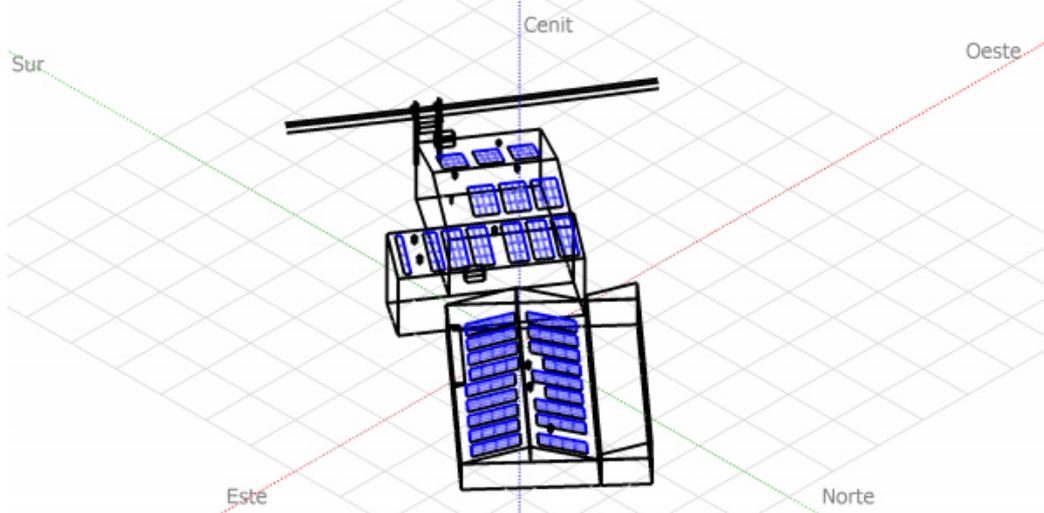
### Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

**Proyecto :** SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL

**Variante de simulación :** SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico	100 %
	Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico	40 %
Orientación Campos FV	4 orientaciones	Inclinación/Acimut =	15°/146°, 15°/-34°, 15°/-132°, 15°/48°
Módulos FV	Modelo	JKM400M-72-V	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	354	Pnom total <b>142 kWp</b>
Inversor	Modelo	SYMO 24.0-3 480	Pnom 24.00 kW ac
Inversor	Modelo	LV SMT/SMT GW36K-MT	Pnom 36.0 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.3	Pnom total <b>127 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

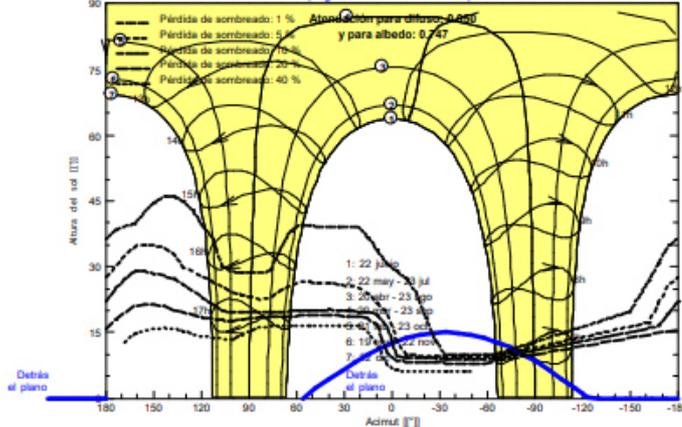
**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**

SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL

Factor de sombreado del directo (según cadenas de módulos) : Curvas de Iso-sombreados



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL**

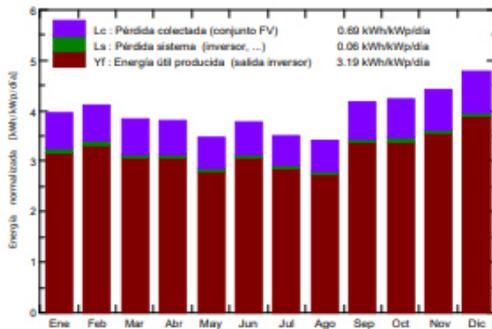
Variante de simulación : **SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Sombreados cercanos	Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico	100 %
	Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico	40 %
Orientación Campos FV	4 orientaciones	Inclinación/Acimut = 15°/146°, 15°/-34°, 15°/-132°, 15°/48°	
Módulos FV	Modelo	JKM400M-72-V	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	354	Pnom total <b>142 kWp</b>
Inversor	Modelo	SYMO 24.0-3 480	Pnom 24.00 kW ac
Inversor	Modelo	LV SMT/SMT GW36K-MT	Pnom 36.0 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.3	Pnom total <b>127 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

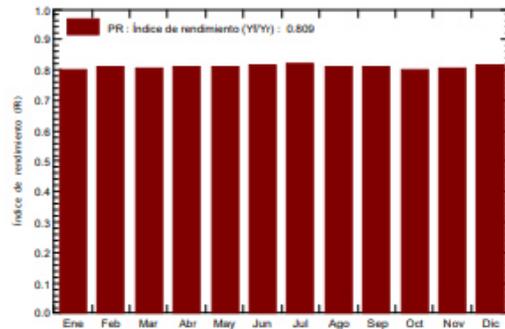
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 165.1 MWh/año** Produc. específica 1166 kWh/kWp/año  
 Índice de rendimiento (PR) 80.92 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 142 kWp



Índice de rendimiento (PR)



SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL  
Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
Enero	127.1	68.50	13.90	122.7	114.6	14.24	13.95	0.803
Febrero	118.2	64.40	13.90	115.0	107.5	13.47	13.21	0.811
Marzo	121.2	72.80	14.00	118.4	110.7	13.76	13.48	0.804
Abril	115.5	65.40	14.10	113.9	106.7	13.35	13.08	0.811
Mayo	107.6	62.00	14.20	107.5	100.4	12.59	12.33	0.810
Junio	113.1	56.40	12.70	112.9	105.6	13.31	13.04	0.816
Julio	109.1	59.50	11.40	108.2	101.0	12.81	12.55	0.819
Agosto	106.3	64.20	13.10	105.2	98.2	12.32	12.07	0.810
Septiembre	127.2	67.80	14.50	125.2	117.6	14.66	14.37	0.811
Octubre	134.2	71.30	14.80	131.5	123.4	15.20	14.89	0.800
Noviembre	136.2	66.30	15.00	132.4	123.9	15.36	15.06	0.804
Diciembre	153.1	67.30	13.29	148.0	138.9	17.38	17.05	0.814
Año	1468.8	785.90	13.74	1440.9	1348.4	168.44	165.11	0.809

**Legendas:** GlobHor Irradiación global horizontal      GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal      EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 T\_Amb Temperatura Ambiente      E\_Grid Energía inyectada en la red  
 GlobInc Global incidente plano receptor      PR Índice de rendimiento

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

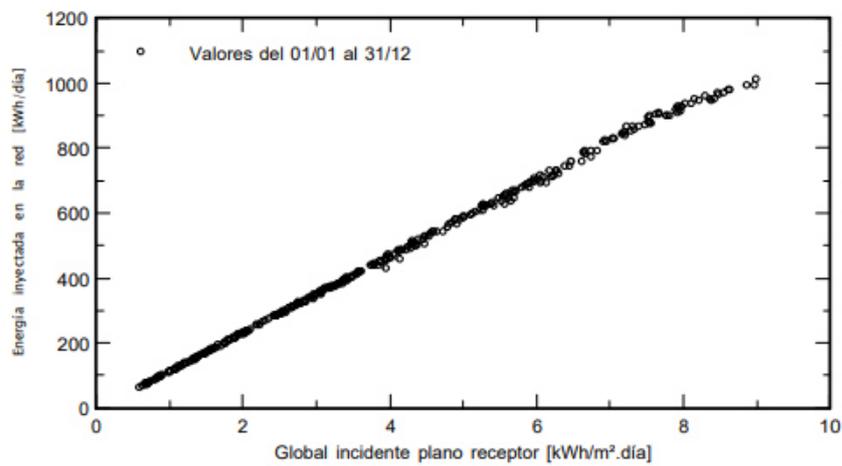
### Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

**Proyecto :** SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL

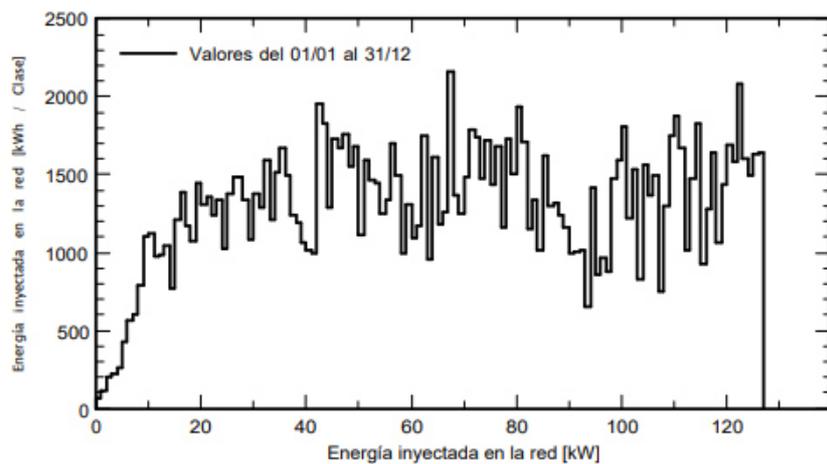
**Variante de simulación :** SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
<b>Sombreados cercanos</b>	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %
	Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico	40 %
Orientación Campos FV	4 orientaciones	Inclinación/Acimut = 15°/146°, 15°/-34°, 15°/-132°, 15°/48°	
Módulos FV	Modelo	JKM400M-72-V	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	354	Pnom total <b>142 kWp</b>
Inversor	Modelo	SYMO 24.0-3 480	Pnom 24.00 kW ac
Inversor	Modelo	LV SMT/SMT GW36K-MT	Pnom 36.0 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.3	Pnom total <b>127 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de la potencia de salida del sistema**



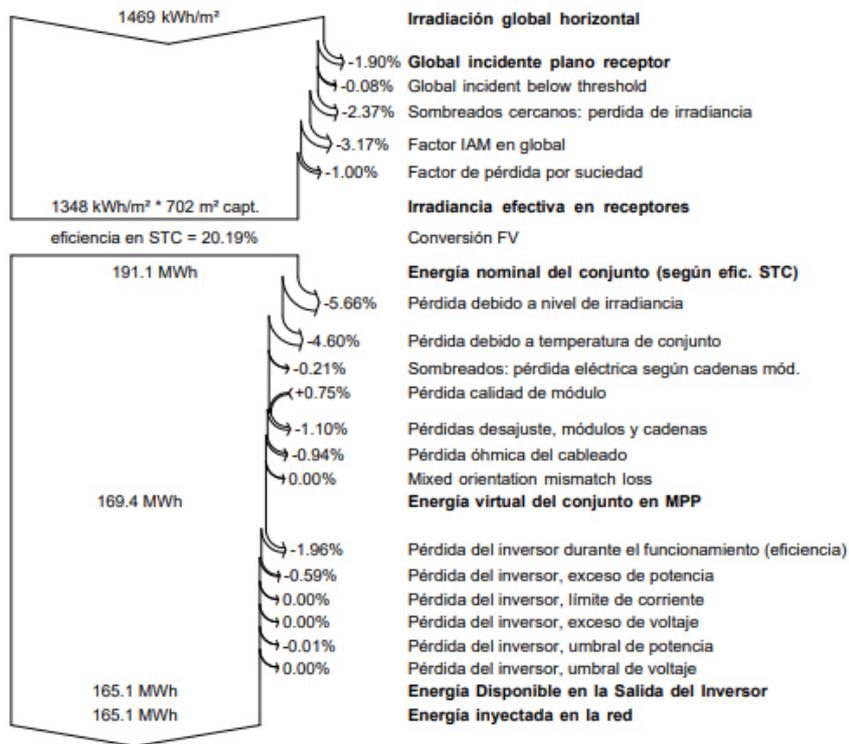
Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

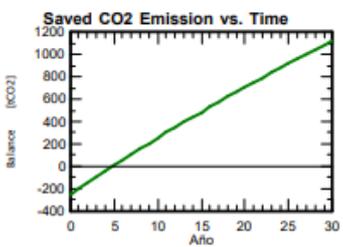
**Proyecto :** SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL  
**Variante de simulación :** SFV\_ITALIMENTOS\_PLANTA INDUSTRIAL

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico	100 %
	Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico	40 %
Orientación Campos FV	4 orientaciones	Inclinación/Acimut =	15°/146°, 15°/-34°, 15°/-132°, 15°/48°
Módulos FV	Modelo	JKM400M-72-V	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	354	Pnom total <b>142 kWp</b>
Inversor	Modelo	SYMO 24.0-3 480	Pnom 24.00 kW ac
Inversor	Modelo	LV SMT/SMT GW36K-MT	Pnom 36.0 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.3	Pnom total <b>127 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

PVSYST V6.81		16/03/21	Página 7/7
<b>Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance</b>			
<b>Proyecto :</b> SFV_ITALIMENTOS_PLANTA INDUSTRIAL			
<b>Variante de simulación :</b> SFV_ITALIMENTOS_PLANTA INDUSTRIAL			
<b>Parámetros principales del sistema</b> Tipo de sistema <b>Cobertizos sobre un edificio</b>			
<b>Sombreados cercanos</b>		Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico    100 %
		Sombreado para objetos definidos	Efecto eléctrico    40 %
Orientación Campos FV	4 orientaciones	Inclinación/Acimut = 15°/146°, 15°/-34°, 15°/-132°, 15°/48°	
Módulos FV	Modelo	JKM400M-72-V	Pnom    400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	354	Pnom total <b>142 kWp</b>
Inversor	Modelo	SYMO 24.0-3 480	Pnom    24.00 kW ac
Inversor	Modelo	LV SMT/SMT GW36K-MT	Pnom    36.0 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.3	Pnom total <b>127 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		
<b>Produced Emissions</b>			
		<b>Total: 250.05 tCO2</b>	Source: Detailed calculation from table below
<b>Replaced Emissions</b>			
		<b>Total: 1580.1 tCO2</b>	
		System production: 165.11 MWh/año	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
		Grid Lifecycle Emissions: 319 gCO2/kWh	
		Source: IEA List	Country: Ecuador
<b>CO2 Emission Balance</b>			
		<b>Total: 1120.9 tCO2</b>	
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b>			
<b>Item</b>	<b>Modules</b>	<b>Supports</b>	
LCE	1713 kgCO2/kWp	2.13 kgCO2/kg	
Quantity	142 kWp	3540 kg	
Subtotal [kgCO2]	242521	7532	
			

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

**ANEXO 8: Valores de consumo de energía activa (kWh) registrados por el medidor general de la granja de Santa Rosa**

2020	A (7:00 - 18:00)	B ( 18:00-22:00)	C (22:00 - 7:00)	Demanda Total kWh
ENERO	19.769,00	7.400,00	18.532,00	45.701,00
FEBRERO	16.891,00	6.740,00	16.516,00	40.147,00
MARZO	20.548,00	7.715,00	19.411,00	47.674,00
ABRIL	19.101,00	7.467,00	19.015,00	45.583,00
MAYO	22.267,00	7.817,00	20.975,00	51.059,00
JUNIO	22.098,00	7.559,00	18.831,00	48.488,00
JULIO	23.390,00	8.294,00	21.046,00	52.730,00
AGOSTO	23.342,00	7.807,00	20.995,00	52.144,00
SEPTIEMBRE	21.972,00	7.705,00	20.215,00	49.892,00
OCTUBRE	18.990,00	6.833,00	21.560,00	47.383,00
NOVIEMBRE	17.052,00	6.268,00	15.895,00	39.215,00
DICIEMBRE	19.150,00	6.626,00	20.206,00	45.982,00

**ANEXO 9: Emplazamiento de los paneles solares en el laboratorio de Micro Red y en una instalación realizada por la empresa IntiEnergías.**

**Emplazamiento de paneles en el laboratorio de Micro Red**



**Emplazamiento de paneles en una instalación realizada por IntiEnergías**



### ANEXO 10: Cálculo del número máximo de arreglos en la granja porcícola de Santa Rosa

Para estimar el número de arreglos que pueden emplazarse en una determinada área se aplican las siguientes ecuaciones.

$$d = \frac{h}{\tan(61 - |\varnothing|)}$$

Donde:

h: altura del arreglo.

$\varnothing$ : latitud del sitio de emplazamiento.

$$h = L \sin(\beta)$$

Donde:

L: distancia vertical total del arreglo.

$\beta$ : ángulo de inclinación del arreglo.

$$ROT = \frac{d + L \cos(\beta)}{L}$$

Donde:

ROT: Ratio de Ocupación del Terreno.

Al final se define el número aproximado de arreglos conforme la siguiente ecuación.

$$Arreglos = \frac{A_T}{A_g * N * ROT}$$



Donde:

$A_T$ : área total del terreno.

$A_g$ : área del generador.

$N$ : número de paneles por arreglo

Los datos necesarios para realizar el cálculo respectivo son:

$L = 4 \text{ m.}$ ;  $\varnothing = 3^\circ$ ;  $\beta = 10^\circ$ ;  $A_T = 3.500 \text{ m}^2$ ;  $A_g = (2\text{m.} \times 1\text{m.}) = 2 \text{ m}^2$ ;  $N = 12$ .

$$h = 4 \sin(10^\circ) = 0,69 \text{ m.}$$

$$d = \frac{0,69}{\tan(61 - 3)} = 0,43 \text{ m.}$$

$$ROT = \frac{0,43 + (4) \cos(10)}{4} = 1,09$$

Considerando los espacios entre paneles de arreglos y entre diferentes arreglos, se toma un valor de ROT igual a 2. Entonces

$$Arreglos = \frac{3500}{2 * 12 * 2} = 72$$

#### ANEXO 11: Dimensionamiento y estimación de la energía para el SVFCR del área de cría de la granja porcícola.

##### Temperatura máxima, mínima y promedio de la zona

Mes	Promedio	Máximo	Mínimo
Enero	24	26,5	21,9
Febrero	24,6	26,9	22,5
Marzo	24,7	27,1	22,6
Abril	24,6	27	22,5
Mayo	23,7	26,2	21,7
Junio	22,4	25,1	20,4
Julio	21,6	24,4	19,5
Agosto	21,3	24,2	19
Septiembre	21,4	24,4	19
Octubre	21,6	24,5	19,2
Noviembre	21,9	24,9	19,6
Diciembre	23,1	25,8	20,9

##### Irradiación promedio en la granja porcícola.



Mes	Irradiancia Global (W/m <sup>2</sup> )
Enero	308.07
Febrero	356.96
Marzo	351.27
Abril	370.53
Mayo	319.06
Junio	254.08
Julio	259.18
Agosto	264.55
Septiembre	284.93
Octubre	257.87
Noviembre	276.08
Diciembre	326.26

**Dimensionamiento área de Recría.**

**Combinación inversor Fronius TAURO 50-3 y paneles seleccionados**

Inversor	Parámetros	Paneles Fotovoltaicos				
		Tecnología	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino	Policristalino
Fronius TAURO 50-3	Modelo	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	BuHiku5 CS3Y-430	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	380	395	400	430	450
	T. máx operación célula (°C)	53,61	49,86	53,61	52,36	49,86
	Voc máx módulo (V)	51,47	49,47	52,51	53,47	54,31
	Voc min módulo (V)	44,98	43,73	45,67	46,91	48,01
	Vpmp máx módulo (V)	43,07	40,97	44,41	44,27	45,11
	Vpmp min módulo (V)	36,58	35,23	37,57	37,71	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1000	1000	1500	1500	1500
	Número de inversores	4	4	4	4	4
	Número máx paneles por inversor	197	189	187	174	166
	Mínimo paneles serie por MPPT por inversor	11	12	11	11	10
	Máximo paneles serie por MPPT por inversor	19	20	19	19	18
	Máximo ramas paralelo por MPPT por inversor	3/3/6	3/3/6	3/3/6	2/2/5	2/2/5



## Inversor Fronius TAURO 50-3 y panel CSUN CSP 380-72M

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	4.18	8.36	12.54	16.72	20.9	25.08	29.26	33.44	37.62	41.8	45.98	50.16
12	4.56	9.12	13.68	18.24	22.8	27.36	31.92	36.48	41.04	45.6	50.16	54.72
13	4.94	9.88	14.82	19.76	24.7	29.64	34.58	39.52	44.46	49.4	54.34	59.28
14	5.32	10.64	15.96	21.28	26.6	31.92	37.24	42.56	47.88	53.2	58.52	63.84
15	5.7	11.4	17.1	22.8	28.5	34.2	39.9	45.6	51.3	57	62.7	68.4
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4	36.48	42.56	48.64	54.72	60.8	66.88	72.96
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3	38.76	45.22	51.68	58.14	64.6	71.06	77.52
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2	41.04	47.88	54.72	61.56	68.4	75.24	82.08
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1	43.32	50.54	57.76	64.98	72.2	79.42	86.64

Numero de paneles por arreglo(kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	11	22	33	44	55	66	77	88	99	110	121	132
12	12	24	36	48	60	72	84	96	108	120	132	144
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143	156
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	0.08	0.17	0.25	0.33	0.42	0.50	0.59	0.67	0.75	0.84	0.92	1.00
12	0.09	0.18	0.27	0.36	0.46	0.55	0.64	0.73	0.82	0.91	1.00	1.09
13	0.10	0.20	0.30	0.40	0.49	0.59	0.69	0.79	0.89	0.99	1.09	1.19
14	0.11	0.21	0.32	0.43	0.53	0.64	0.74	0.85	0.96	1.06	1.17	1.28
15	0.11	0.23	0.34	0.46	0.57	0.68	0.80	0.91	1.03	1.14	1.25	1.37
16	0.12	0.24	0.36	0.49	0.61	0.73	0.85	0.97	1.09	1.22	1.34	1.46
17	0.13	0.26	0.39	0.52	0.65	0.78	0.90	1.03	1.16	1.29	1.42	1.55
18	0.14	0.27	0.41	0.55	0.68	0.82	0.96	1.09	1.23	1.37	1.50	1.64
19	0.14	0.29	0.43	0.58	0.72	0.87	1.01	1.16	1.30	1.44	1.59	1.73



**Inversor Fronius TAURO 50-3 y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395.**

**Potencia pico resultante (kW)**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	4.74	9.48	14.22	18.96	23.7	28.44	33.18	37.92	42.66	47.4	52.14	56.88
13	5.135	10.27	15.405	20.54	25.675	30.81	35.945	41.08	46.215	51.35	56.485	61.62
14	5.53	11.06	16.59	22.12	27.65	33.18	38.71	44.24	49.77	55.3	60.83	66.36
15	5.925	11.85	17.775	23.7	29.625	35.55	41.475	47.4	53.325	59.25	65.175	71.1
16	6.32	12.64	18.96	25.28	31.6	37.92	44.24	50.56	56.88	63.2	69.52	75.84
17	6.715	13.43	20.145	26.86	33.575	40.29	47.005	53.72	60.435	67.15	73.865	80.58
18	7.11	14.22	21.33	28.44	35.55	42.66	49.77	56.88	63.99	71.1	78.21	85.32
19	7.505	15.01	22.515	30.02	37.525	45.03	52.535	60.04	67.545	75.05	82.555	90.06
20	7.9	15.8	23.7	31.6	39.5	47.4	55.3	63.2	71.1	79	86.9	94.8

**Numero de paneles por arreglo(kW)**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	12	24	36	48	60	72	84	96	108	120	132	144
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143	156
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228
20	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240

**Porcentaje uso inversor (%)**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	0.09	0.19	0.28	0.38	0.47	0.57	0.66	0.76	0.85	0.95	1.04	1.14
13	0.10	0.21	0.31	0.41	0.51	0.62	0.72	0.82	0.92	1.03	1.13	1.23
14	0.11	0.22	0.33	0.44	0.55	0.66	0.77	0.88	1.00	1.11	1.22	1.33
15	0.12	0.24	0.36	0.47	0.59	0.71	0.83	0.95	1.07	1.19	1.30	1.42
16	0.13	0.25	0.38	0.51	0.63	0.76	0.88	1.01	1.14	1.26	1.39	1.52
17	0.13	0.27	0.40	0.54	0.67	0.81	0.94	1.07	1.21	1.34	1.48	1.61
18	0.14	0.28	0.43	0.57	0.71	0.85	1.00	1.14	1.28	1.42	1.56	1.71
19	0.15	0.30	0.45	0.60	0.75	0.90	1.05	1.20	1.35	1.50	1.65	1.80
20	0.16	0.32	0.47	0.63	0.79	0.95	1.11	1.26	1.42	1.58	1.74	1.90

**Inversor Fronius TAURO 50-3 y panel JinkoSolar JKM400M-72-V**



Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	4.4	8.8	13.2	17.6	22	26.4	30.8	35.2	39.6	44	48.4	52.8
12	4.8	9.6	14.4	19.2	24	28.8	33.6	38.4	43.2	48	52.8	57.6
13	5.2	10.4	15.6	20.8	26	31.2	36.4	41.6	46.8	52	57.2	62.4
14	5.6	11.2	16.8	22.4	28	33.6	39.2	44.8	50.4	56	61.6	67.2
15	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60	66	72
16	6.4	12.8	19.2	25.6	32	38.4	44.8	51.2	57.6	64	70.4	76.8
17	6.8	13.6	20.4	27.2	34	40.8	47.6	54.4	61.2	68	74.8	81.6
18	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6	64.8	72	79.2	86.4
19	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6	53.2	60.8	68.4	76	83.6	91.2

Numero de paneles por arreglo(kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	11	22	33	44	55	66	77	88	99	110	121	132
12	12	24	36	48	60	72	84	96	108	120	132	144
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143	156
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	0.09	0.18	0.26	0.35	0.44	0.53	0.62	0.70	0.79	0.88	0.97	1.06
12	0.10	0.19	0.29	0.38	0.48	0.58	0.67	0.77	0.86	0.96	1.06	1.15
13	0.10	0.21	0.31	0.42	0.52	0.62	0.73	0.83	0.94	1.04	1.14	1.25
14	0.11	0.22	0.34	0.45	0.56	0.67	0.78	0.90	1.01	1.12	1.23	1.34
15	0.12	0.24	0.36	0.48	0.60	0.72	0.84	0.96	1.08	1.20	1.32	1.44
16	0.13	0.26	0.38	0.51	0.64	0.77	0.90	1.02	1.15	1.28	1.41	1.54
17	0.14	0.27	0.41	0.54	0.68	0.82	0.95	1.09	1.22	1.36	1.50	1.63
18	0.14	0.29	0.43	0.58	0.72	0.86	1.01	1.15	1.30	1.44	1.58	1.73
19	0.15	0.30	0.46	0.61	0.76	0.91	1.06	1.22	1.37	1.52	1.67	1.82

## Inversor Fronius TAURO 50-3 y panel Canadian Solar BiHiku5 CS3Y-430

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	11	22	33	44	55	66	77	88	99
12	12	24	36	48	60	72	84	96	108
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117



14	14	28	42	56	70	84	98	112	126
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	4.73	9.46	14.19	18.92	23.65	28.38	33.11	37.84	42.57
12	5.16	10.32	15.48	20.64	25.8	30.96	36.12	41.28	46.44
13	5.59	11.18	16.77	22.36	27.95	33.54	39.13	44.72	50.31
14	6.02	12.04	18.06	24.08	30.1	36.12	42.14	48.16	54.18
15	6.45	12.9	19.35	25.8	32.25	38.7	45.15	51.6	58.05
16	6.88	13.76	20.64	27.52	34.4	41.28	48.16	55.04	61.92
17	7.31	14.62	21.93	29.24	36.55	43.86	51.17	58.48	65.79
18	7.74	15.48	23.22	30.96	38.7	46.44	54.18	61.92	69.66
19	8.17	16.34	24.51	32.68	40.85	49.02	57.19	65.36	73.53

Porcentaje uso del inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	0.09	0.19	0.28	0.38	0.47	0.57	0.66	0.76	0.85
12	0.10	0.21	0.31	0.41	0.52	0.62	0.72	0.83	0.93
13	0.11	0.22	0.34	0.45	0.56	0.67	0.78	0.89	1.01
14	0.12	0.24	0.36	0.48	0.60	0.72	0.84	0.96	1.08
15	0.13	0.26	0.39	0.52	0.65	0.77	0.90	1.03	1.16
16	0.14	0.28	0.41	0.55	0.69	0.83	0.96	1.10	1.24
17	0.15	0.29	0.44	0.58	0.73	0.88	1.02	1.17	1.32
18	0.15	0.31	0.46	0.62	0.77	0.93	1.08	1.24	1.39
19	0.16	0.33	0.49	0.65	0.82	0.98	1.14	1.31	1.47

**Inversor TAURO 50-3 y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450**

Número máximo de paneles

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	10	20	30	40	50	60	70	80	90
11	11	22	33	44	55	66	77	88	99
12	12	24	36	48	60	72	84	96	108
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135



16	16	32	48	64	80	96	112	128	144
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	4.5	9	13.5	18	22.5	27	31.5	36	40.5
11	4.95	9.9	14.85	19.8	24.75	29.7	34.65	39.6	44.55
12	5.4	10.8	16.2	21.6	27	32.4	37.8	43.2	48.6
13	5.85	11.7	17.55	23.4	29.25	35.1	40.95	46.8	52.65
14	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8	44.1	50.4	56.7
15	6.75	13.5	20.25	27	33.75	40.5	47.25	54	60.75
16	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6	64.8
17	7.65	15.3	22.95	30.6	38.25	45.9	53.55	61.2	68.85
18	8.1	16.2	24.3	32.4	40.5	48.6	56.7	64.8	72.9

Porcentaje uso del inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	0.09	0.18	0.27	0.36	0.45	0.54	0.63	0.72	0.81
11	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.59	0.69	0.79	0.89
12	0.11	0.22	0.32	0.43	0.54	0.65	0.76	0.86	0.97
13	0.12	0.23	0.35	0.47	0.59	0.70	0.82	0.94	1.05
14	0.13	0.25	0.38	0.50	0.63	0.76	0.88	1.01	1.13
15	0.14	0.27	0.41	0.54	0.68	0.81	0.95	1.08	1.22
16	0.14	0.29	0.43	0.58	0.72	0.86	1.01	1.15	1.30
17	0.15	0.31	0.46	0.61	0.77	0.92	1.07	1.22	1.38
18	0.16	0.32	0.49	0.65	0.81	0.97	1.13	1.30	1.46

Combinación inversor Fronius TAURO 100-3 y paneles seleccionados

Inversor	Parámetros		Paneles Fotovoltaicos			
	Tecnología	Monocrystalino	Policristalino	Monocrystalino	Policristalino	Policristalino
Fronius TAURO 100- 3	Modelo	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	BuHiku5 CS3Y-430	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	380	395	400	430	450
	T. máx operación célula (°C)	53,61	49,86	53,61	52,36	49,86
	Voc máx módulo (V)	51,47	49,47	52,51	53,47	54,31
	Voc min módulo (V)	44,98	43,73	45,67	46,91	48,01
	Vpmp máx módulo (V)	43,07	40,97	44,41	44,27	45,11
	Vpmp min módulo (V)	36,58	35,23	37,57	37,71	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1000	1000	1500	1500	1500
	Número de inversores	2	2	2	2	2



Número máx paneles por inversor	394	379	375	348	333
Mínimo paneles serie por MPPT por inversor	16	17	16	15	15
Máximo paneles serie por MPPT por inversor	19	20	19	19	18
Máximo ramas paralelo por MPPT por inversor	16	14	15	14	14

**Inversor Fronius TAURO 100-3 y panel CSUN CSP 380-72M**

Número máximo de paneles.

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224	240	256
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238	255	272
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252	270	288
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228	247	266	285	304

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4	36.48	42.56	48.64	54.72	60.8	66.88	72.96	79.04	85.12	91.2	97.28
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3	38.76	45.22	51.68	58.14	64.6	71.06	77.52	83.98	90.44	96.9	103.36
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2	41.04	47.88	54.72	61.56	68.4	75.24	82.08	88.92	95.76	102.6	109.44
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1	43.32	50.54	57.76	64.98	72.2	79.42	86.64	93.86	101.08	108.3	115.52

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
16	0.06	0.12	0.18	0.24	0.30	0.36	0.43	0.49	0.55	0.61	0.67	0.73	0.79	0.85	0.91	0.97
17	0.06	0.13	0.19	0.26	0.32	0.39	0.45	0.52	0.58	0.65	0.71	0.78	0.84	0.90	0.97	1.03
18	0.07	0.14	0.21	0.27	0.34	0.41	0.48	0.55	0.62	0.68	0.75	0.82	0.89	0.96	1.03	1.09
19	0.07	0.14	0.22	0.29	0.36	0.43	0.51	0.58	0.65	0.72	0.79	0.87	0.94	1.01	1.08	1.16

**Inversor Fronius TAURO 100-3 y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395**

Número máximo de paneles.

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228	247	266
20	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280



Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
17	6.72	13.43	20.15	26.86	33.58	40.29	47.01	53.72	60.44	67.15	73.87	80.58	87.30	94.01
18	7.11	14.22	21.33	28.44	35.55	42.66	49.77	56.88	63.99	71.10	78.21	85.32	92.43	99.54
19	7.51	15.01	22.52	30.02	37.53	45.03	52.54	60.04	67.55	75.05	82.56	90.06	97.57	105.07
20	7.90	15.80	23.70	31.60	39.50	47.40	55.30	63.20	71.10	79.00	86.90	94.80	102.70	110.60

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
17	0.07	0.13	0.20	0.27	0.34	0.40	0.47	0.54	0.60	0.67	0.74	0.81	0.87	0.94
18	0.07	0.14	0.21	0.28	0.36	0.43	0.50	0.57	0.64	0.71	0.78	0.85	0.92	1.00
19	0.08	0.15	0.23	0.30	0.38	0.45	0.53	0.60	0.68	0.75	0.83	0.90	0.98	1.05
20	0.08	0.16	0.24	0.32	0.40	0.47	0.55	0.63	0.71	0.79	0.87	0.95	1.03	1.11

## Inversor Fronius TAURO 100-3 y panel JinkoSolar JKM400M-72-V

Número máximo de paneles.

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224	240
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238	255
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252	270
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228	247	266	285

Potencia pico resultante (kW)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
16	6.4	12.8	19.2	25.6	32	38.4	44.8	51.2	57.6	64	70.4	76.8	83.2	89.6	96
17	6.8	13.6	20.4	27.2	34	40.8	47.6	54.4	61.2	68	74.8	81.6	88.4	95.2	102
18	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6	64.8	72	79.2	86.4	93.6	100.8	108
19	7.6	15.2	22.8	30.4	38	45.6	53.2	60.8	68.4	76	83.6	91.2	98.8	106.4	114

Porcentaje uso inversor (%)

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
16	0.06	0.13	0.19	0.26	0.32	0.38	0.45	0.51	0.58	0.64	0.70	0.77	0.83	0.90	0.96
17	0.07	0.14	0.20	0.27	0.34	0.41	0.48	0.54	0.61	0.68	0.75	0.82	0.88	0.95	1.02
18	0.07	0.14	0.22	0.29	0.36	0.43	0.50	0.58	0.65	0.72	0.79	0.86	0.94	1.01	1.08
19	0.08	0.15	0.23	0.30	0.38	0.46	0.53	0.61	0.68	0.76	0.84	0.91	0.99	1.06	1.14

**Inversor Fronius TAURO 100-3 y panel Canadian Solar BiHiku5 CS3Y-430****Número máximo de paneles.**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228	247	266

**Potencia pico resultante (kW).**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	6.45	12.9	19.35	25.8	32.25	38.7	45.15	51.6	58.05	64.5	70.95	77.4	83.85	90.3
16	6.88	13.76	20.64	27.52	34.4	41.28	48.16	55.04	61.92	68.8	75.68	82.56	89.44	96.32
17	7.31	14.62	21.93	29.24	36.55	43.86	51.17	58.48	65.79	73.1	80.41	87.72	95.03	102.34
18	7.74	15.48	23.22	30.96	38.7	46.44	54.18	61.92	69.66	77.4	85.14	92.88	100.62	108.36
19	8.17	16.34	24.51	32.68	40.85	49.02	57.19	65.36	73.53	81.7	89.87	98.04	106.21	114.38

**Porcentaje uso inversor (%).**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	0.06	0.13	0.19	0.26	0.32	0.39	0.45	0.52	0.58	0.65	0.71	0.77	0.84	0.90
16	0.07	0.14	0.21	0.28	0.34	0.41	0.48	0.55	0.62	0.69	0.76	0.83	0.89	0.96
17	0.07	0.15	0.22	0.29	0.37	0.44	0.51	0.58	0.66	0.73	0.80	0.88	0.95	1.02
18	0.08	0.15	0.23	0.31	0.39	0.46	0.54	0.62	0.70	0.77	0.85	0.93	1.01	1.08
19	0.08	0.16	0.25	0.33	0.41	0.49	0.57	0.65	0.74	0.82	0.90	0.98	1.06	1.14

**Inversor Fronius TAURO 100-3 y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450****Número máximo de paneles.**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252

**Potencia pico resultante (kW).**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	6.75	13.5	20.25	27	33.75	40.5	47.25	54	60.75	67.5	74.25	81	87.75	94.5
16	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6	64.8	72	79.2	86.4	93.6	100.8
17	7.65	15.3	22.95	30.6	38.25	45.9	53.55	61.2	68.85	76.5	84.15	91.8	99.45	107.1
18	8.1	16.2	24.3	32.4	40.5	48.6	56.7	64.8	72.9	81	89.1	97.2	105.3	113.4



Porcentaje uso inversor (%).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	0.07	0.14	0.20	0.27	0.34	0.41	0.47	0.54	0.61	0.68	0.74	0.81	0.88	0.95
16	0.07	0.14	0.22	0.29	0.36	0.43	0.50	0.58	0.65	0.72	0.79	0.86	0.94	1.01
17	0.08	0.15	0.23	0.31	0.38	0.46	0.54	0.61	0.69	0.77	0.84	0.92	0.99	1.07
18	0.08	0.16	0.24	0.32	0.41	0.49	0.57	0.65	0.73	0.81	0.89	0.97	1.05	1.13

**Combinación inversor INGECON 200TL B320 y paneles seleccionados**

Inversor	Parámetros		Paneles Fotovoltaicos			
	Tecnología	Monocrystalino	Policristalino	Monocrystalino	Policristalino	Policristalino
INGECON 200TL B320	Modelo	CSP 380-72M	Hiku CS3W-395	JKM400M-72-V	BuHiku5 CS3Y-430	Hiku5 CS3Y-450
	Potencia panel (W)	380	395	400	430	450
	T. máx operación célula (°C)	53,61	49,86	53,61	52,36	49,86
	Voc máx módulo (V)	51,47	49,47	52,51	53,47	54,31
	Voc min módulo (V)	44,98	43,73	45,67	46,91	48,01
	Vpmp máx módulo (V)	43,07	40,97	44,41	44,27	45,11
	Vpmp min módulo (V)	36,58	35,23	37,57	37,71	38,81
	Tensión aislamiento (V)	1000	1000	1500	1500	1500
	Número de inversores	1	1	1	1	1
	Número máx paneles por inversor	626	602	595	553	528
	Mínimo paneles serie por MPPT por inversor	13	13	13	12	12
	Máximo paneles serie por MPPT por inversor	19	20	18	19	18
	Máximo ramas paralelo por MPPT por inversor	37	33	35	32	32

**Inversor INGECON 200TL B320 y panel CSUN CSP 380-72M**

Número máximo de paneles.

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143	156	169	182	195	208	221	234	247
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168	182	196	210	224	238	252	266
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270	285
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224	240	256	272	288	304
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238	255	272	289	306	323
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252	270	288	306	324	342
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228	247	266	285	304	323	342	361



## Continuación número máximo de paneles.

S/P	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
13	260	273	286	299	312	325	338	351	364	377	390	403	416	429	442	455	468	481
14	280	294	308	322	336	350	364	378	392	406	420	434	448	462	476	490	504	518
15	300	315	330	345	360	375	390	405	420	435	450	465	480	495	510	525	540	555
16	320	336	352	368	384	400	416	432	448	464	480	496	512	528	544	560	576	592
17	340	357	374	391	408	425	442	459	476	493	510	527	544	561	578	595	612	629
18	360	378	396	414	432	450	468	486	504	522	540	558	576	594	612	630	648	666
19	380	399	418	437	456	475	494	513	532	551	570	589	608	627	646	665	684	703

## Potencia pico resultante (kW).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
13	4.94	9.88	14.82	19.76	24.7	29.64	34.58	39.52	44.46	49.4	54.34	59.28	64.22	69.16	74.1	79.04	83.98	88.92	93.86
14	5.32	10.64	15.96	21.28	26.6	31.92	37.24	42.56	47.88	53.2	58.52	63.84	69.16	74.48	79.8	85.12	90.44	95.76	101.08
15	5.7	11.4	17.1	22.8	28.5	34.2	39.9	45.6	51.3	57	62.7	68.4	74.1	79.8	85.5	91.2	96.9	102.6	108.3
16	6.08	12.16	18.24	24.32	30.4	36.48	42.56	48.64	54.72	60.8	66.88	72.96	79.04	85.12	91.2	97.28	103.36	109.44	115.52
17	6.46	12.92	19.38	25.84	32.3	38.76	45.22	51.68	58.14	64.6	71.06	77.52	83.98	90.44	96.9	103.36	109.82	116.28	122.74
18	6.84	13.68	20.52	27.36	34.2	41.04	47.88	54.72	61.56	68.4	75.24	82.08	88.92	95.76	102.6	109.44	116.28	123.12	129.96
19	7.22	14.44	21.66	28.88	36.1	43.32	50.54	57.76	64.98	72.2	79.42	86.64	93.86	101.08	108.3	115.52	122.74	129.96	137.18

## Continuación potencia pico resultante (kW)

S/P	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
13	98.8	103.74	108.68	113.62	118.56	123.5	128.44	133.38	138.32	143.26	148.2	153.14	158.08	163.02	167.96	172.9	177.84	182.78
14	106.4	111.72	117.04	122.36	127.68	133	138.32	143.64	148.96	154.28	159.6	164.92	170.24	175.56	180.88	186.2	191.52	196.84
15	114	119.7	125.4	131.1	136.8	142.5	148.2	153.9	159.6	165.3	171	176.7	182.4	188.1	193.8	199.5	205.2	210.9
16	121.6	127.68	133.76	139.84	145.92	152	158.08	164.16	170.24	176.32	182.4	188.48	194.56	200.64	206.72	212.8	218.88	224.96
17	129.2	135.66	142.12	148.58	155.04	161.5	167.96	174.42	180.88	187.34	193.8	200.26	206.72	213.18	219.64	226.1	232.56	239.02
18	136.8	143.64	150.48	157.32	164.16	171	177.84	184.68	191.52	198.36	205.2	212.04	218.88	225.72	232.56	239.4	246.24	253.08

## Porcentaje uso inversor (%).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
13	0.02	0.05	0.07	0.10	0.12	0.15	0.17	0.20	0.22	0.25	0.27	0.30	0.32	0.35	0.37	0.40	0.42	0.44	0.47
14	0.03	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16	0.19	0.21	0.24	0.27	0.29	0.32	0.35	0.37	0.40	0.43	0.45	0.48	0.51
15	0.03	0.06	0.09	0.11	0.14	0.17	0.20	0.23	0.26	0.29	0.31	0.34	0.37	0.40	0.43	0.46	0.48	0.51	0.54
16	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.21	0.24	0.27	0.30	0.33	0.36	0.40	0.43	0.46	0.49	0.52	0.55	0.58
17	0.03	0.06	0.10	0.13	0.16	0.19	0.23	0.26	0.29	0.32	0.36	0.39	0.42	0.45	0.48	0.52	0.55	0.58	0.61
18	0.03	0.07	0.10	0.14	0.17	0.21	0.24	0.27	0.31	0.34	0.38	0.41	0.44	0.48	0.51	0.55	0.58	0.62	0.65
19	0.04	0.07	0.11	0.14	0.18	0.22	0.25	0.29	0.32	0.36	0.40	0.43	0.47	0.51	0.54	0.58	0.61	0.65	0.69



Continuación porcentaje uso inversor (%)

S/P	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
13	0.49	0.52	0.54	0.57	0.59	0.62	0.64	0.67	0.69	0.72	0.74	0.77	0.79	0.82	0.84	0.86	0.89	0.91
14	0.53	0.56	0.59	0.61	0.64	0.67	0.69	0.72	0.74	0.77	0.80	0.82	0.85	0.88	0.90	0.93	0.96	0.98
15	0.57	0.60	0.63	0.66	0.68	0.71	0.74	0.77	0.80	0.83	0.86	0.88	0.91	0.94	0.97	1.00	1.03	1.05
16	0.61	0.64	0.67	0.70	0.73	0.76	0.79	0.82	0.85	0.88	0.91	0.94	0.97	1.00	1.03	1.06	1.09	1.12
17	0.65	0.68	0.71	0.74	0.78	0.81	0.84	0.87	0.90	0.94	0.97	1.00	1.03	1.07	1.10	1.13	1.16	1.20
18	0.68	0.72	0.75	0.79	0.82	0.86	0.89	0.92	0.96	0.99	1.03	1.06	1.09	1.13	1.16	1.20	1.23	1.27

Inversor INGECON 200TL B320 y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395

Número máximo de paneles.

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143	156	169	182	195	208	221
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168	182	196	210	224	238
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224	240	256	272
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238	255	272	289
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252	270	288	306
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228	247	266	285	304	323
20	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340

Continuación número máximo de paneles.

S/P	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
13	234	247	260	273	286	299	312	325	338	351	364	377	390	403	416	429
14	252	266	280	294	308	322	336	350	364	378	392	406	420	434	448	462
15	270	285	300	315	330	345	360	375	390	405	420	435	450	465	480	495
16	288	304	320	336	352	368	384	400	416	432	448	464	480	496	512	528
17	306	323	340	357	374	391	408	425	442	459	476	493	510	527	544	561
18	324	342	360	378	396	414	432	450	468	486	504	522	540	558	576	594
19	342	361	380	399	418	437	456	475	494	513	532	551	570	589	608	627
20	360	380	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580	600	620	640	660

Potencia pico resultante (kW).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
13	5.14	10.27	15.41	20.54	25.68	30.81	35.95	41.08	46.22	51.35	56.49	61.62	66.76	71.89	77.03	82.16	87.30
14	5.53	11.06	16.59	22.12	27.65	33.18	38.71	44.24	49.77	55.30	60.83	66.36	71.89	77.42	82.95	88.48	94.01
15	5.93	11.85	17.78	23.70	29.63	35.55	41.48	47.40	53.33	59.25	65.18	71.10	77.03	82.95	88.88	94.80	100.73
16	6.32	12.64	18.96	25.28	31.60	37.92	44.24	50.56	56.88	63.20	69.52	75.84	82.16	88.48	94.80	101.12	107.44
17	6.72	13.43	20.15	26.86	33.58	40.29	47.01	53.72	60.44	67.15	73.87	80.58	87.30	94.01	100.73	107.44	114.16
18	7.11	14.22	21.33	28.44	35.55	42.66	49.77	56.88	63.99	71.10	78.21	85.32	92.43	99.54	106.65	113.76	120.87
19	7.51	15.01	22.52	30.02	37.53	45.03	52.54	60.04	67.55	75.05	82.56	90.06	97.57	105.07	112.58	120.08	127.59
20	7.90	15.80	23.70	31.60	39.50	47.40	55.30	63.20	71.10	79.00	86.90	94.80	102.70	110.60	118.50	126.40	134.30



Continuación potencia pico resultante (kW).

S/P	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
13	92.43	97.57	102.70	107.84	112.97	118.11	123.24	128.38	133.51	138.65	143.78	148.92	154.05	159.19	164.32	169.46
14	99.54	105.07	110.60	116.13	121.66	127.19	132.72	138.25	143.78	149.31	154.84	160.37	165.90	171.43	176.96	182.49
15	106.65	112.58	118.50	124.43	130.35	136.28	142.20	148.13	154.05	159.98	165.90	171.83	177.75	183.68	189.60	195.53
16	113.76	120.08	126.40	132.72	139.04	145.36	151.68	158.00	164.32	170.64	176.96	183.28	189.60	195.92	202.24	208.56
17	120.87	127.59	134.30	141.02	147.73	154.45	161.16	167.88	174.59	181.31	188.02	194.74	201.45	208.17	214.88	221.60
18	324	342	360	378	396	414	432	450	468	486	504	522	540	558	576	594
19	342	361	380	399	418	437	456	475	494	513	532	551	570	589	608	627
20	360	380	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580	600	620	640	660

Porcentaje uso inversor (%).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
13	0.03	0.05	0.08	0.10	0.13	0.15	0.18	0.21	0.23	0.26	0.28	0.31	0.33	0.36	0.39	0.41	0.44
14	0.03	0.06	0.08	0.11	0.14	0.17	0.19	0.22	0.25	0.28	0.30	0.33	0.36	0.39	0.41	0.44	0.47
15	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.21	0.24	0.27	0.30	0.33	0.36	0.39	0.41	0.44	0.47	0.50
16	0.03	0.06	0.09	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28	0.32	0.35	0.38	0.41	0.44	0.47	0.51	0.54
17	0.03	0.07	0.10	0.13	0.17	0.20	0.24	0.27	0.30	0.34	0.37	0.40	0.44	0.47	0.50	0.54	0.57
18	0.04	0.07	0.11	0.14	0.18	0.21	0.25	0.28	0.32	0.36	0.39	0.43	0.46	0.50	0.53	0.57	0.60
19	0.04	0.08	0.11	0.15	0.19	0.23	0.26	0.30	0.34	0.38	0.41	0.45	0.49	0.53	0.56	0.60	0.64
20	0.04	0.08	0.12	0.16	0.20	0.24	0.28	0.32	0.36	0.40	0.43	0.47	0.51	0.55	0.59	0.63	0.67

Continuación porcentaje uso inversor (%).

S/P	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
13	0.46	0.49	0.51	0.54	0.56	0.59	0.62	0.64	0.67	0.69	0.72	0.74	0.77	0.80	0.82	0.85
14	0.50	0.53	0.55	0.58	0.61	0.64	0.66	0.69	0.72	0.75	0.77	0.80	0.83	0.86	0.88	0.91
15	0.53	0.56	0.59	0.62	0.65	0.68	0.71	0.74	0.77	0.80	0.83	0.86	0.89	0.92	0.95	0.98
16	0.57	0.60	0.63	0.66	0.70	0.73	0.76	0.79	0.82	0.85	0.88	0.92	0.95	0.98	1.01	1.04
17	0.60	0.64	0.67	0.71	0.74	0.77	0.81	0.84	0.87	0.91	0.94	0.97	1.01	1.04	1.07	1.11
18	0.64	0.68	0.71	0.75	0.78	0.82	0.85	0.89	0.92	0.96	1.00	1.03	1.07	1.10	1.14	1.17
19	0.68	0.71	0.75	0.79	0.83	0.86	0.90	0.94	0.98	1.01	1.05	1.09	1.13	1.16	1.20	1.24
20	0.71	0.75	0.79	0.83	0.87	0.91	0.95	0.99	1.03	1.07	1.11	1.15	1.19	1.22	1.26	1.30

Inversor INGECON 200TL B320 y panel JinkoSolar JKM400M-72-V

Número máximo de paneles.

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143	156	169	182	195	208	221	234
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168	182	196	210	224	238	252
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270



16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224	240	256	272	288
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238	255	272	289	306
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252	270	288	306	324

Continuación número máximo de paneles.

S/P	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
13	247	260	273	286	299	312	325	338	351	364	377	390	403	416	429	442	455
14	266	280	294	308	322	336	350	364	378	392	406	420	434	448	462	476	490
15	285	300	315	330	345	360	375	390	405	420	435	450	465	480	495	510	525
16	304	320	336	352	368	384	400	416	432	448	464	480	496	512	528	544	560
17	323	340	357	374	391	408	425	442	459	476	493	510	527	544	561	578	595
18	342	360	378	396	414	432	450	468	486	504	522	540	558	576	594	612	630

Potencia pico resultante (kW).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
13	5.2	10.4	15.6	20.8	26.0	31.2	36.4	41.6	46.8	52.0	57.2	62.4	67.6	72.8	78.0	83.2	88.4	93.6
14	5.6	11.2	16.8	22.4	28.0	33.6	39.2	44.8	50.4	56.0	61.6	67.2	72.8	78.4	84.0	89.6	95.2	100.8
15	6.0	12.0	18.0	24.0	30.0	36.0	42.0	48.0	54.0	60.0	66.0	72.0	78.0	84.0	90.0	96.0	102.0	108.0
16	6.4	12.8	19.2	25.6	32.0	38.4	44.8	51.2	57.6	64.0	70.4	76.8	83.2	89.6	96.0	102.4	108.8	115.2
17	6.8	13.6	20.4	27.2	34.0	40.8	47.6	54.4	61.2	68.0	74.8	81.6	88.4	95.2	102.0	108.8	115.6	122.4
18	7.2	14.4	21.6	28.8	36.0	43.2	50.4	57.6	64.8	72.0	79.2	86.4	93.6	100.8	108.0	115.2	122.4	129.6

Continuación potencia pico resultante (kW).

S/P	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
13	98.8	104.0	109.2	114.4	119.6	124.8	130.0	135.2	140.4	145.6	150.8	156.0	161.2	166.4	171.6	176.8	182.0
14	106.4	112.0	117.6	123.2	128.8	134.4	140.0	145.6	151.2	156.8	162.4	168.0	173.6	179.2	184.8	190.4	196.0
15	114.0	120.0	126.0	132.0	138.0	144.0	150.0	156.0	162.0	168.0	174.0	180.0	186.0	192.0	198.0	204.0	210.0
16	121.6	128.0	134.4	140.8	147.2	153.6	160.0	166.4	172.8	179.2	185.6	192.0	198.4	204.8	211.2	217.6	224.0
17	129.2	136.0	142.8	149.6	156.4	163.2	170.0	176.8	183.6	190.4	197.2	204.0	210.8	217.6	224.4	231.2	238.0
18	136.8	144.0	151.2	158.4	165.6	172.8	180.0	187.2	194.4	201.6	208.8	216.0	223.2	230.4	237.6	244.8	252.0

Porcentaje uso inversor (%).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
13	0.03	0.05	0.08	0.10	0.13	0.16	0.18	0.21	0.23	0.26	0.29	0.31	0.34	0.36	0.39	0.42	0.44	0.47
14	0.03	0.06	0.08	0.11	0.14	0.17	0.20	0.22	0.25	0.28	0.31	0.34	0.36	0.39	0.42	0.45	0.48	0.50
15	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.21	0.24	0.27	0.30	0.33	0.36	0.39	0.42	0.45	0.48	0.51	0.54
16	0.03	0.06	0.10	0.13	0.16	0.19	0.22	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.42	0.45	0.48	0.51	0.54	0.58
17	0.03	0.07	0.10	0.14	0.17	0.20	0.24	0.27	0.31	0.34	0.37	0.41	0.44	0.48	0.51	0.54	0.58	0.61
18	0.04	0.07	0.11	0.14	0.18	0.22	0.25	0.29	0.32	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.54	0.58	0.61	0.65

Continuación porcentaje uso inversor (%).

S/P	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----



13	0.49	0.52	0.55	0.57	0.60	0.62	0.65	0.68	0.70	0.73	0.75	0.78	0.81	0.83	0.86	0.88	0.91
14	0.53	0.56	0.59	0.62	0.64	0.67	0.70	0.73	0.76	0.78	0.81	0.84	0.87	0.90	0.92	0.95	0.98
15	0.57	0.60	0.63	0.66	0.69	0.72	0.75	0.78	0.81	0.84	0.87	0.90	0.93	0.96	0.99	1.02	1.05
16	0.61	0.64	0.67	0.70	0.74	0.77	0.80	0.83	0.86	0.90	0.93	0.96	0.99	1.02	1.06	1.09	1.12
17	0.65	0.68	0.71	0.75	0.78	0.82	0.85	0.88	0.92	0.95	0.99	1.02	1.05	1.09	1.12	1.16	1.19
18	0.68	0.72	0.76	0.79	0.83	0.86	0.90	0.94	0.97	1.01	1.04	1.08	1.12	1.15	1.19	1.22	1.26

**Inversor INGECON 200TL B320 y panel Canadian Solar BiHiku5 CS3Y-430****Número máximo de paneles.**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	12	24	36	48	60	72	84	96	108	120	132	144	156	168	180	192
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143	156	169	182	195	208
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168	182	196	210	224
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224	240	256
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238	255	272
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252	270	288
19	19	38	57	76	95	114	133	152	171	190	209	228	247	266	285	304

**Número máximo de paneles.**

S/P	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
12	204	216	228	240	252	264	276	288	300	312	324	336	348	360	372	384
13	221	234	247	260	273	286	299	312	325	338	351	364	377	390	403	416
14	238	252	266	280	294	308	322	336	350	364	378	392	406	420	434	448
15	255	270	285	300	315	330	345	360	375	390	405	420	435	450	465	480
16	272	288	304	320	336	352	368	384	400	416	432	448	464	480	496	512
17	289	306	323	340	357	374	391	408	425	442	459	476	493	510	527	544
18	306	324	342	360	378	396	414	432	450	468	486	504	522	540	558	576
19	323	342	361	380	399	418	437	456	475	494	513	532	551	570	589	608

**Potencia pico resultante (kW).**

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	5.16	10.32	15.48	20.64	25.8	30.96	36.12	41.28	46.44	51.6	56.76	61.92	67.08	72.24	77.4	82.56
13	5.59	11.18	16.77	22.36	27.95	33.54	39.13	44.72	50.31	55.9	61.49	67.08	72.67	78.26	83.85	89.44
14	6.02	12.04	18.06	24.08	30.1	36.12	42.14	48.16	54.18	60.2	66.22	72.24	78.26	84.28	90.3	96.32
15	6.45	12.9	19.35	25.8	32.25	38.7	45.15	51.6	58.05	64.5	70.95	77.4	83.85	90.3	96.75	103.2
16	6.88	13.76	20.64	27.52	34.4	41.28	48.16	55.04	61.92	68.8	75.68	82.56	89.44	96.32	103.2	110.08
17	7.31	14.62	21.93	29.24	36.55	43.86	51.17	58.48	65.79	73.1	80.41	87.72	95.03	102.34	109.65	116.96
18	7.74	15.48	23.22	30.96	38.7	46.44	54.18	61.92	69.66	77.4	85.14	92.88	100.62	108.36	116.1	123.84
19	8.17	16.34	24.51	32.68	40.85	49.02	57.19	65.36	73.53	81.7	89.87	98.04	106.21	114.38	122.55	130.72



Continuación potencia pico resultante (kW)

S/P	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
12	87.72	92.88	98.04	103.2	108.36	113.52	118.68	123.84	129	134.16	139.32	144.48	149.64	154.8	159.96	165.12
13	95.03	100.62	106.21	111.8	117.39	122.98	128.57	134.16	139.75	145.34	150.93	156.52	162.11	167.7	173.29	178.88
14	102.34	108.36	114.38	120.4	126.42	132.44	138.46	144.48	150.5	156.52	162.54	168.56	174.58	180.6	186.62	192.64
15	109.65	116.1	122.55	129	135.45	141.9	148.35	154.8	161.25	167.7	174.15	180.6	187.05	193.5	199.95	206.4
16	116.96	123.84	130.72	137.6	144.48	151.36	158.24	165.12	172	178.88	185.76	192.64	199.52	206.4	213.28	220.16
17	124.27	131.58	138.89	146.2	153.51	160.82	168.13	175.44	182.75	190.06	197.37	204.68	211.99	219.3	226.61	233.92
18	131.58	139.32	147.06	154.8	162.54	170.28	178.02	185.76	193.5	201.24	208.98	216.72	224.46	232.2	239.94	247.68
19	138.89	147.06	155.23	163.4	171.57	179.74	187.91	196.08	204.25	212.42	220.59	228.76	236.93	245.1	253.27	261.44

Porcentaje uso inversor (%).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	0.03	0.05	0.08	0.10	0.13	0.15	0.18	0.21	0.23	0.26	0.28	0.31	0.34	0.36	0.39	0.41
13	0.03	0.06	0.08	0.11	0.14	0.17	0.20	0.22	0.25	0.28	0.31	0.34	0.36	0.39	0.42	0.45
14	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.21	0.24	0.27	0.30	0.33	0.36	0.39	0.42	0.45	0.48
15	0.03	0.06	0.10	0.13	0.16	0.19	0.23	0.26	0.29	0.32	0.35	0.39	0.42	0.45	0.48	0.52
16	0.03	0.07	0.10	0.14	0.17	0.21	0.24	0.28	0.31	0.34	0.38	0.41	0.45	0.48	0.52	0.55
17	0.04	0.07	0.11	0.15	0.18	0.22	0.26	0.29	0.33	0.37	0.40	0.44	0.48	0.51	0.55	0.58
18	0.04	0.08	0.12	0.15	0.19	0.23	0.27	0.31	0.35	0.39	0.43	0.46	0.50	0.54	0.58	0.62
19	0.04	0.08	0.12	0.16	0.20	0.25	0.29	0.33	0.37	0.41	0.45	0.49	0.53	0.57	0.61	0.65

Continuación porcentaje uso inversor (%)

S/P	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
12	0.44	0.46	0.49	0.52	0.54	0.57	0.59	0.62	0.65	0.67	0.70	0.72	0.75	0.77	0.80	0.83
13	0.48	0.50	0.53	0.56	0.59	0.61	0.64	0.67	0.70	0.73	0.75	0.78	0.81	0.84	0.87	0.89
14	0.51	0.54	0.57	0.60	0.63	0.66	0.69	0.72	0.75	0.78	0.81	0.84	0.87	0.90	0.93	0.96
15	0.55	0.58	0.61	0.65	0.68	0.71	0.74	0.77	0.81	0.84	0.87	0.90	0.94	0.97	1.00	1.03
16	0.58	0.62	0.65	0.69	0.72	0.76	0.79	0.83	0.86	0.89	0.93	0.96	1.00	1.03	1.07	1.10
17	0.62	0.66	0.69	0.73	0.77	0.80	0.84	0.88	0.91	0.95	0.99	1.02	1.06	1.10	1.13	1.17
18	0.66	0.70	0.74	0.77	0.81	0.85	0.89	0.93	0.97	1.01	1.04	1.08	1.12	1.16	1.20	1.24
19	0.69	0.74	0.78	0.82	0.86	0.90	0.94	0.98	1.02	1.06	1.10	1.14	1.18	1.23	1.27	1.31

Inversor INGECON 200TL B320 y panel Canadian Solar Hiku5 CS3Y-450

Número máximo de paneles.

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	12	24	36	48	60	72	84	96	108	120	132	144	156	168	180	192
13	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130	143	156	169	182	195	208
14	14	28	42	56	70	84	98	112	126	140	154	168	182	196	210	224
15	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240
16	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160	176	192	208	224	240	256
17	17	34	51	68	85	102	119	136	153	170	187	204	221	238	255	272
18	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	198	216	234	252	270	288



Número máximo de paneles.

S/P	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
12	204	216	228	240	252	264	276	288	300	312	324	336	348	360	372	384
13	221	234	247	260	273	286	299	312	325	338	351	364	377	390	403	416
14	238	252	266	280	294	308	322	336	350	364	378	392	406	420	434	448
15	255	270	285	300	315	330	345	360	375	390	405	420	435	450	465	480
16	272	288	304	320	336	352	368	384	400	416	432	448	464	480	496	512
17	289	306	323	340	357	374	391	408	425	442	459	476	493	510	527	544
18	306	324	342	360	378	396	414	432	450	468	486	504	522	540	558	576

Potencia pico resultante (kW).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	5.4	10.8	16.2	21.6	27	32.4	37.8	43.2	48.6	54	59.4	64.8	70.2	75.6	81	86.4
13	5.85	11.7	17.55	23.4	29.25	35.1	40.95	46.8	52.65	58.5	64.35	70.2	76.05	81.9	87.75	93.6
14	6.3	12.6	18.9	25.2	31.5	37.8	44.1	50.4	56.7	63	69.3	75.6	81.9	88.2	94.5	100.8
15	6.75	13.5	20.25	27	33.75	40.5	47.25	54	60.75	67.5	74.25	81	87.75	94.5	101.25	108
16	7.2	14.4	21.6	28.8	36	43.2	50.4	57.6	64.8	72	79.2	86.4	93.6	100.8	108	115.2
17	7.65	15.3	22.95	30.6	38.25	45.9	53.55	61.2	68.85	76.5	84.15	91.8	99.45	107.1	114.75	122.4
18	8.1	16.2	24.3	32.4	40.5	48.6	56.7	64.8	72.9	81	89.1	97.2	105.3	113.4	121.5	129.6

Continuación potencia pico resultante (kW)

S/P	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
12	91.8	97.2	102.6	108	113.4	118.8	124.2	129.6	135	140.4	145.8	151.2	156.6	162	167.4	172.8
13	99.45	105.3	111.15	117	122.85	128.7	134.55	140.4	146.25	152.1	157.95	163.8	169.65	175.5	181.35	187.2
14	107.1	113.4	119.7	126	132.3	138.6	144.9	151.2	157.5	163.8	170.1	176.4	182.7	189	195.3	201.6
15	114.75	121.5	128.25	135	141.75	148.5	155.25	162	168.75	175.5	182.25	189	195.75	202.5	209.25	216
16	122.4	129.6	136.8	144	151.2	158.4	165.6	172.8	180	187.2	194.4	201.6	208.8	216	223.2	230.4
17	130.05	137.7	145.35	153	160.65	168.3	175.95	183.6	191.25	198.9	206.55	214.2	221.85	229.5	237.15	244.8
18	137.7	145.8	153.9	162	170.1	178.2	186.3	194.4	202.5	210.6	218.7	226.8	234.9	243	251.1	259.2

Porcentaje uso inversor (%).

S/P	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	0.03	0.05	0.08	0.11	0.14	0.16	0.19	0.22	0.24	0.27	0.30	0.32	0.35	0.38	0.41	0.43
13	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.20	0.23	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41	0.44	0.47
14	0.03	0.06	0.09	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28	0.32	0.35	0.38	0.41	0.44	0.47	0.50
15	0.03	0.07	0.10	0.14	0.17	0.20	0.24	0.27	0.30	0.34	0.37	0.41	0.44	0.47	0.51	0.54
16	0.04	0.07	0.11	0.14	0.18	0.22	0.25	0.29	0.32	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.54	0.58
17	0.04	0.08	0.11	0.15	0.19	0.23	0.27	0.31	0.34	0.38	0.42	0.46	0.50	0.54	0.57	0.61
18	0.04	0.08	0.12	0.16	0.20	0.24	0.28	0.32	0.36	0.41	0.45	0.49	0.53	0.57	0.61	0.65

## Continuación porcentaje uso inversor (%)

S/P	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
12	0.46	0.49	0.51	0.54	0.57	0.59	0.62	0.65	0.68	0.70	0.73	0.76	0.78	0.81	0.84	0.86
13	0.50	0.53	0.56	0.59	0.61	0.64	0.67	0.70	0.73	0.76	0.79	0.82	0.85	0.88	0.91	0.94
14	0.54	0.57	0.60	0.63	0.66	0.69	0.72	0.76	0.79	0.82	0.85	0.88	0.91	0.95	0.98	1.01
15	0.57	0.61	0.64	0.68	0.71	0.74	0.78	0.81	0.84	0.88	0.91	0.95	0.98	1.01	1.05	1.08
16	0.61	0.65	0.68	0.72	0.76	0.79	0.83	0.86	0.90	0.94	0.97	1.01	1.04	1.08	1.12	1.15
17	0.65	0.69	0.73	0.77	0.80	0.84	0.88	0.92	0.96	0.99	1.03	1.07	1.11	1.15	1.19	1.22
18	0.69	0.73	0.77	0.81	0.85	0.89	0.93	0.97	1.01	1.05	1.09	1.13	1.17	1.22	1.26	1.30

## Mejores combinaciones escogidas para cada inversor y panel

INVERSOR	PANEL	ARREGLO FOTOVOLTAICO		TOTAL PANELES	POTENCIA PICO FV (KW)	USO DEL INVERSOR	
		Núm. inversores	Paneles Serie				Arreglos Paralelo
<b>FRONIUS TAURO 50-3</b>	4	P1	13c/inv	12c/inv	624	237,12	1,19c/u
		P2	15c/inv	10c/inv	600	237	1,19c/u
		P3	16c/inv	9c/inv	576	230,4	1,15c/u
		P4	15c/inv	9c/inv	540	232,2	1,16c/u
		P5	16c/inv	8c/inv	512	230,4	1,15c/u
<b>FRONIUS TAURO 100-3</b>	2	P1	19c/inv	16c/inv	608	231,04	1,16c/u
		P2	20c/inv	14c/inv	560	221,2	1,11c/u
		P3	19c/inv	15c/inv	570	228	1,14c/u
		P4	19c/inv	14c/inv	532	228,76	1,14c/u
		P5	18c/inv	14c/inv	504	226,8	1,13c/u
<b>INGECON 200TL B320</b>	1	P1	19	32	608	231,04	1,16
		P2	20	30	600	237	1,19
		P3	18	33	594	237,6	1,19
		P4	19	29	551	236,93	1,19
		P5	17	31	527	237,15	1,19

**Estimación de la energía para la Granja Porcina.**

En primer lugar, se calcula la energía a corto plazo. El PR se define con referencia a las pérdidas descritas en el punto 4.2.3.1 del capítulo 4. Para las pérdidas producidas por sombras, orientación e inclinación de los paneles, se toman los valores obtenidos mediante las herramientas “sombras cercanas” y “orientación” del programa PVSyst Demo 6.8.1. El resto de las pérdidas se establecieron a criterio de los autores.



Parámetro	Factor de pérdidas
Tolerancia	3,00%
Orientación	2,00%
Sombreados	2,00%
Mismatch	3,00%
Suciedad y polvo	4,00%
Inversor	3,00%
Cableado	3,00%
Transformador	3,00%
Total pérdidas	23,00%
<b>Factor PR</b>	<b>0,77</b>

Luego se necesita conocer los valores promedio de irradiancia de cada mes en la zona, los cuales se encuentran detallados en este anexo. Posteriormente, siguiendo con la metodología propuesta, se corrige el valor de PR, ajustando la potencia pico de cada uno de los paneles considerados en el diseño a las condiciones de temperatura promedio e irradiancia del sitio usando las ecuaciones (4.4) y (4.17).

Mes	P1	P2	P3	P4	P5
Enero	0.790	0.794	0.791	0.794	0.791
Febrero	0.796	0.800	0.797	0.800	0.796
Marzo	0.795	0.800	0.797	0.800	0.796
Abril	0.797	0.801	0.798	0.801	0.797
Mayo	0.790	0.794	0.791	0.794	0.791
Junio	0.782	0.785	0.782	0.785	0.782
Julio	0.780	0.783	0.781	0.783	0.780
Agosto	0.779	0.783	0.780	0.783	0.780
Septiembre	0.781	0.785	0.782	0.785	0.782
Octubre	0.780	0.783	0.781	0.783	0.780
Noviembre	0.782	0.785	0.783	0.785	0.782
Diciembre	0.789	0.793	0.790	0.793	0.790

Luego mediante la ecuación (4.16) y el valor de las HSP se calcula la producción energética del SFVCR para un año.

### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor Fronius TAURO 50-3



	P1	P2	P3	P4	P5
<b>Mes</b>	<b>59,28kWp</b>	<b>59,25kWp</b>	<b>57,6kWp</b>	<b>58,05kWp</b>	<b>57,6kWp</b>
Enero	21472,97	21563,25	20893,39	21126,53	20878,20
Febrero	22625,57	22735,12	22019,49	22274,66	21999,45
Marzo	24645,90	24762,93	23985,10	24261,40	23963,40
Abril	25195,48	25322,38	24521,99	24809,52	24498,82
Mayo	22238,40	22336,22	21639,24	21883,84	21623,50
Junio	16952,29	17013,26	16490,93	16668,69	16483,81
Julio	17825,36	17892,44	17340,69	17530,06	17334,32
Agosto	18184,00	18254,49	17690,02	17884,77	17683,78
Septiembre	18997,02	19076,15	18482,63	18689,80	18474,92
Octubre	17733,10	17799,48	17250,84	17438,99	17244,56
Noviembre	18425,13	18498,42	17925,48	18123,77	17917,55
Diciembre	22706,07	22809,89	22095,07	22347,92	22079,84
<b>Anual</b>	<b>247001,29</b>	<b>248064,03</b>	<b>240334,86</b>	<b>243039,94</b>	<b>240182,15</b>
<b>FP</b>	<b>11,89%</b>	<b>11,95%</b>	<b>11,91%</b>	<b>11,95%</b>	<b>11,90%</b>

#### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor Fronius TAURO 100-3

	P1	P2	P3	P4	P5
<b>Mes</b>	<b>115,52kWp</b>	<b>110,6kWp</b>	<b>114kWp</b>	<b>114,38kWp</b>	<b>113,4kWp</b>
Enero	20922,38	20125,70	20675,75	20813,54	20551,98
Febrero	22045,42	21219,44	21790,12	21944,67	21655,71
Marzo	24013,96	23112,07	23735,25	23901,98	23588,97
Abril	24549,44	23634,22	24266,55	24441,97	24116,03
Mayo	21668,18	20847,14	21413,83	21559,63	21285,63
Junio	16517,62	15879,04	16319,15	16421,74	16226,25
Julio	17368,30	16699,61	17160,06	17270,35	17063,47
Agosto	17717,74	17037,52	17505,75	17619,81	17407,47
Septiembre	18509,92	17804,41	18290,10	18412,91	18186,25
Octubre	17278,40	16612,85	17071,14	17180,63	16975,11
Noviembre	17952,69	17265,19	17738,75	17855,27	17637,59
Diciembre	22123,86	21289,23	21864,91	22016,84	21734,84
<b>Anual</b>	<b>240667,92</b>	<b>231526,42</b>	<b>237831,37</b>	<b>239439,35</b>	<b>236429,30</b>
<b>Factor de Planta</b>	<b>11,89%</b>	<b>11,95%</b>	<b>11,91%</b>	<b>11,95%</b>	<b>11,90%</b>

#### Producción de energía a corto plazo (kWh) inversor INGECON 200TL B320.

	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
<b>Mes</b>	<b>231,04</b>	<b>237</b>	<b>237,6</b>	<b>236,93</b>	<b>237,15</b>
Enero	20922,38	21563,25	21546,31	21556,89	21489,87
Febrero	22045,42	22735,12	22707,59	22728,40	22643,96
Marzo	24013,96	24762,93	24734,63	24755,62	24665,45
Abril	24549,44	25322,38	25288,30	25314,90	25216,56
Mayo	21668,18	22336,22	22315,46	22329,62	22257,00
Junio	16517,62	17013,26	17006,27	17008,24	16966,74
Julio	17368,30	17892,44	17882,59	17887,15	17842,16
Agosto	17717,74	18254,49	18242,83	18249,09	18201,86
Septiembre	18509,92	19076,15	19060,21	19070,52	19016,18
Octubre	17278,40	17799,48	17789,93	17794,23	17749,77
Noviembre	17952,69	18498,42	18485,65	18492,95	18442,48
Diciembre	22123,86	22809,89	22785,54	22803,15	22726,71
<b>Anual</b>	<b>240667,92</b>	<b>248064,03</b>	<b>247845,32</b>	<b>247990,76</b>	<b>247218,74</b>
<b>Factor de Planta</b>	<b>11,89%</b>	<b>11,95%</b>	<b>11,91%</b>	<b>11,95%</b>	<b>11,90%</b>

Para calcular la energía correspondiente a cada año, se ajustan los valores de producción de energía anual de las tablas de forma proporcional a la curva de degradación de cada fabricante.

#### Porcentaje de degradación anual de cada panel considerado.

<b>Año</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
1	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2	97,50%	98,00%	97,50%	98,00%	98,00%
3	96,93%	97,46%	96,90%	97,56%	97,46%
4	96,35%	96,92%	96,30%	97,12%	96,92%
5	95,78%	96,39%	95,70%	96,68%	96,39%
6	95,21%	95,86%	95,10%	96,25%	95,86%
7	94,64%	95,33%	94,50%	95,81%	95,33%
8	94,06%	94,81%	93,90%	95,38%	94,81%
9	93,49%	94,29%	93,30%	94,95%	94,29%
10	92,92%	93,77%	92,70%	94,53%	93,77%
11	92,34%	93,25%	92,10%	94,10%	93,25%
12	91,77%	92,74%	91,50%	93,68%	92,74%
13	91,20%	92,23%	90,90%	93,26%	92,23%
14	90,63%	91,72%	90,30%	92,84%	91,72%
15	90,05%	91,22%	89,70%	92,42%	91,22%
16	89,48%	90,72%	89,10%	92,00%	90,72%
17	88,91%	90,22%	88,50%	91,59%	90,22%
18	88,33%	89,72%	87,90%	91,18%	89,72%
19	87,76%	89,23%	87,30%	90,77%	89,23%
20	87,19%	88,74%	86,70%	90,36%	88,74%



## Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor Fronius TAURO 50-3

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	247001,29	248064,03	240334,86	243039,94	240182,15
2	240826,26	243102,75	234326,48	238179,15	235378,51
3	239411,14	241765,68	232884,47	237107,34	234083,92
4	237996,03	240435,97	231442,47	236040,36	232796,46
5	236580,92	239113,57	230000,46	234978,17	231516,08
6	235165,81	237798,45	228558,45	233920,77	230242,74
7	233750,70	236490,55	227116,44	232868,13	228976,41
8	232335,59	235189,86	225674,43	231820,22	227717,04
9	230920,47	233896,31	224232,42	230777,03	226464,59
10	229505,36	232609,88	222790,41	229738,54	225219,04
11	228090,25	231330,53	221348,40	228704,71	223980,33
12	226675,14	230058,21	219906,39	227675,54	222748,44
13	225260,03	228792,89	218464,38	226651,00	221523,33
14	223844,92	227534,53	217022,37	225631,07	220304,95
15	222429,81	226283,09	215580,37	224615,73	219093,27
16	221014,69	225038,53	214138,36	223604,96	217888,26
17	219599,58	223800,82	212696,35	222598,74	216689,87
18	218184,47	222569,92	211254,34	221597,04	215498,08
19	216769,36	221345,78	209812,33	220599,86	214312,84
20	215354,25	220128,38	208370,32	219607,16	213134,12
<b>Total (MWh)</b>	<b>4580,72</b>	<b>4645,35</b>	<b>4445,95</b>	<b>4589,76</b>	<b>4497,75</b>

## Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor Fronius TAURO 100-3

Año	P1	P2	P3	P4	P5
1	240667,92	231526,42	237831,37	239439,35	236429,30
2	234651,22	226895,90	231885,58	234650,57	231700,72
3	233272,40	225647,97	230458,60	233594,64	230426,36
4	231893,57	224406,90	229031,61	232543,46	229159,02
5	230514,74	223172,67	227604,62	231497,02	227898,64
6	229135,92	221945,22	226177,63	230455,28	226645,20
7	227757,09	220724,52	224750,64	229418,23	225398,65
8	226378,26	219510,53	223323,65	228385,85	224158,96
9	224999,44	218303,23	221896,67	227358,11	222926,09
10	223620,61	217102,56	220469,68	226335,00	221699,99
11	222241,78	215908,49	219042,69	225316,49	220480,64
12	220862,96	214721,00	217615,70	224302,57	219268,00
13	219484,13	213540,03	216188,71	223293,21	218062,02
14	218105,30	212365,56	214761,72	222288,39	216862,68
15	216726,48	211197,55	213334,74	221288,09	215669,94
16	215347,65	210035,96	211907,75	220292,29	214483,75
17	213968,82	208880,77	210480,76	219300,98	213304,09



<b>18</b>	212590,00	207731,92	209053,77	218314,12	212130,92
<b>19</b>	211211,17	206589,40	207626,78	217331,71	210964,20
<b>20</b>	209832,34	205453,15	206199,80	216353,72	209803,90
<b>Total (MWh)</b>	<b>4463,26</b>	<b>4335,66</b>	<b>4399,64</b>	<b>4521,76</b>	<b>4427,47</b>

**Producción de energía a largo plazo (kWh) inversor INGECON 200TL B320.**

<b>Año</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>
<b>1</b>	240667,92	248064,03	247845,32	247990,76	247218,74
<b>2</b>	234651,22	243102,75	241649,19	243030,94	242274,36
<b>3</b>	233272,40	241765,68	240162,11	241937,30	240941,85
<b>4</b>	231893,57	240435,97	238675,04	240848,59	239616,67
<b>5</b>	230514,74	239113,57	237187,97	239764,77	238298,78
<b>6</b>	229135,92	237798,45	235700,90	238685,83	236988,14
<b>7</b>	227757,09	236490,55	234213,83	237611,74	235684,70
<b>8</b>	226378,26	235189,86	232726,76	236542,49	234388,44
<b>9</b>	224999,44	233896,31	231239,68	235478,05	233099,30
<b>10</b>	223620,61	232609,88	229752,61	234418,39	231817,25
<b>11</b>	222241,78	231330,53	228265,54	233363,51	230542,26
<b>12</b>	220862,96	230058,21	226778,47	232313,38	229274,28
<b>13</b>	219484,13	228792,89	225291,40	231267,97	228013,27
<b>14</b>	218105,30	227534,53	223804,32	230227,26	226759,19
<b>15</b>	216726,48	226283,09	222317,25	229191,24	225512,02
<b>16</b>	215347,65	225038,53	220830,18	228159,88	224271,70
<b>17</b>	213968,82	223800,82	219343,11	227133,16	223038,21
<b>18</b>	212590,00	222569,92	217856,04	226111,06	221811,50
<b>19</b>	211211,17	221345,78	216368,96	225093,56	220591,53
<b>20</b>	209832,34	220128,38	214881,89	224080,64	219378,28
<b>Total (MWh)</b>	<b>4463,26</b>	<b>4645,35</b>	<b>4584,89</b>	<b>4683,25</b>	<b>4629,52</b>



ANEXO 12: Simulación del diseño para el SVF del área de recría de la granja porcícola.

PVSYST V6.81		16/03/21	Página 1/6						
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>									
<b>Proyecto :</b> <b>Diseño SFV recría Granja Porcícola</b>									
<b>Sitio geográfico</b>	<b>Granja Porcícola Italtimontos</b>	<b>País</b>	<b>Ecuador</b>						
<b>Ubicación</b>	<b>Latitud</b> -3.45° S	<b>Longitud</b>	<b>-79.88° W</b>						
<b>Tiempo definido como</b>	<b>Hora Legal</b> Huso horario UT-5	<b>Altitud</b>	<b>29 m</b>						
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>Granja Porcícola Italtimontos</b>	<b>Custom file - Imported</b>							
<b>Variante de simulación : Montaje sobre suelo</b>									
	<b>Fecha de simulación</b>	<b>12/03/21 12h20</b>							
<b>Parámetros de la simulación</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Cobertizos de tierra</b>							
<b>Orientación plano captador</b>	<b>Inclinación</b> 10°	<b>Acimut</b>	<b>0°</b>						
<b>Configuración de los cobertizos</b>	<b>Núm. de cobertizos</b> 60	<b>Conjuntos en cobertizo idénticos</b>							
	<b>Separación entre cobertizos</b> 5.52 m	<b>Ancho receptor</b>	<b>4.22 m</b>						
<b>Ángulo límite de sombreado</b>	<b>Ángulo de perfil límite</b> 22.5°	<b>Porcentaje ocupación del suelo (GCR)</b>	<b>76.4 %</b>						
<b>Modelos empleados</b>	<b>Transposición</b> Perez	<b>Difuso</b>	<b>Importado</b>						
<b>Horizonte</b>	<b>Sin horizonte</b>								
<b>Sombreados oceánicos</b>	<b>Sombreado lineal</b>								
<b>Neecesidades del usuario :</b>	<b>Carga Ilimitada (red)</b>								
<b>Características del conjunto FV</b>									
<b>Módulo FV</b>	<b>Si-poly</b>	<b>Modelo</b> CS3W-386P HE							
<b>Base de datos PVsyst original</b>		<b>Fabricante</b> Canadian Solar Inc.							
<b>Número de módulos FV</b>		<b>En serie</b> 15 módulos	<b>En paralelo</b> 40 cadenas						
<b>Núm. total de módulos FV</b>	<b>Núm. módulos</b> 600	<b>Pnom unitaria</b>	<b>395 Wp</b>						
<b>Potencia global del conjunto</b>	<b>Nominal (STC)</b> 237 kWp	<b>En cond. de funciona.</b>	<b>215 kWp (50°C)</b>						
<b>Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)</b>	<b>U mpp</b> 524 V	<b>I mpp</b>	<b>411 A</b>						
<b>Superficie total</b>	<b>Superficie módulos</b> 1326 m²	<b>Superficie célula</b>	<b>1191 m²</b>						
<b>Inversor</b>		<b>Modelo</b> FRONIUS TAURO ECO 60-3-D							
<b>Parámetros definidos por el usuario</b>		<b>Fabricante</b> Fronius Internacional							
<b>Características</b>	<b>Voltaje de funcionam.</b> 400-930 V	<b>Pnom unitaria</b>	<b>60.0 kWac</b>						
<b>Paquete de inversores</b>	<b>Núm. de inversores</b> 4 unidades	<b>Potencia total</b>	<b>200 kWac</b>						
		<b>Relación Pnom</b>	<b>1.19</b>						
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>									
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>	<b>Uc (const)</b> 20.0 W/m²K	<b>Uv (viento)</b>	<b>0.0 W/m²K / m/s</b>						
<b>Pérdida óhmica en el Cableado</b>	<b>Res. global conjunto</b> 21 mOhm	<b>Fracción de pérdidas</b>	<b>1.5 % en STC</b>						
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>		<b>Fracción de pérdidas</b>	<b>-0.3 %</b>						
<b>Pérdidas de "desajuste" Módulos</b>		<b>Fracción de pérdidas</b>	<b>1.0 % en MPP</b>						
<b>Pérdidas de "desajuste" cadenas</b>		<b>Fracción de pérdidas</b>	<b>0.10 %</b>						
<b>Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado</b>									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000

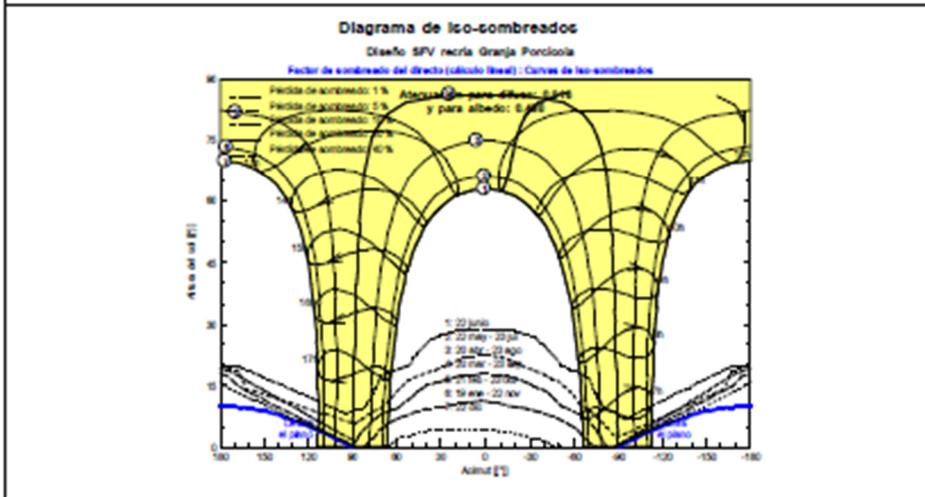
Traducción al español, 500 y 600: inglés está genérico.

**Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano**

**Proyecto :**                    **Diseño SFV recría Granja Porcícola**

**Variante de simulación :**   **Montaje sobre suelo**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	Inclinación	10°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	C03W-395P HE	Pnom 395 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	600	Pnom total 237 kWp
Inversor	Modelo	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	50.0 kW ac
Paquete de Inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 200 kW ac
Necesidades del usuario	Carga Ilimitada (red)		



Traducción al gerente, sólo el texto original está garantizado.

<b>PVSYST V6.81</b>	<b>16/03/21</b>	<b>Página 3/6</b>						
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>								
<b>Proyecto :</b> <b>Diseño SFV recría Granja Porcícola</b>								
<b>Variante de simulación :</b> <b>Montaje sobre suelo</b>								
<b>Parámetros principales del sistema</b>								
Sombreados cercanos	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra						
Orientación Campos FV	Sombreado lineal							
Módulos FV	Inclinación	10°						
Conjunto FV	Modelo	CG3W-395P HE						
Inversor	Núm. de módulos	600						
Paquete de inversores	Modelo	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D						
Necesidades del usuario	Núm. de unidades	4.0						
	Carga ilimitada (red)							
		Acimut   0°						
		Pnom   395 Wp						
		Pnom total <b>237 kWp</b>						
		50.0 kW ac						
		Pnom total <b>200 kW ac</b>						
<b>Resultados principales de la simulación</b>								
Producción del sistema	Energía producida	280.8 MWh/año						
	Índice de rendimiento (PR)	83.44 %						
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p><b>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 237 kWp</b></p> </div> <div style="width: 45%;"> <p><b>Índice de rendimiento (PR)</b></p> </div> </div>								
<b>Montaje sobre suelo</b>								
<b>Balances y resultados principales</b>								
	<b>GlobHor</b> kWh/m²	<b>DiffHor</b> kWh/m²	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m²	<b>GlobEfl</b> kWh/m²	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
ENE. 90	114.6	80.63	24.82	109.1	104.8	22.20	21.65	0.837
FEB. 90	119.9	73.58	24.25	116.1	112.1	23.57	23.03	0.837
MAR. 90	130.7	80.59	24.60	129.6	125.3	26.26	25.66	0.836
ABR. 90	133.4	73.10	24.54	136.3	132.2	27.54	26.90	0.833
MAY. 90	118.7	70.58	24.79	124.2	120.0	25.12	24.52	0.833
JUN. 90	91.5	63.01	24.47	95.5	90.0	19.43	18.94	0.837
JUL. 90	96.4	66.71	24.16	100.5	96.7	20.47	19.98	0.838
AGO. 90	96.4	68.69	24.58	100.7	97.0	20.39	19.88	0.833
SEP. 90	102.6	67.98	24.03	102.6	96.9	20.72	20.19	0.830
OCT. 90	95.9	68.58	24.53	93.7	89.8	18.94	18.44	0.831
NOV. 90	99.4	77.35	24.26	95.3	91.2	19.41	18.91	0.837
DIC. 90	121.4	71.98	24.61	114.3	110.3	23.11	22.53	0.831
<b>Año</b>	<b>1322.9</b>	<b>862.79</b>	<b>24.47</b>	<b>1318.0</b>	<b>1270.1</b>	<b>267.16</b>	<b>260.63</b>	<b>0.834</b>
<p><b>Leyenda:</b> GlobHor   Irradiación global horizontal                   GlobEfl   Global efectivo, corr. para IAM y sombreados</p> <p>DiffHor   Irradiación difusa horizontal                   EArray   Energía efectiva en la salida del conjunto</p> <p>T_Amb   Temperatura Ambiente                   E_Grid   Energía inyectada en la red</p> <p>GlobInc   Global incidente plano receptor                   PR   Índice de rendimiento</p>								





PVSYST V6.81		16/03/21	Página 6/6																																
<b>Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance</b>																																			
<b>Proyecto :</b> <b>Diseño SFV recria Granja Porcícola</b> <b>Variante de simulación :</b> <b>Montaje sobre suelo</b>																																			
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Parámetros principales del sistema</th> <th style="text-align: left;">Tipo de sistema</th> <th colspan="2" style="text-align: left;">Cobertizos de tierra</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sombreados aeróscos</td> <td>Sombreado lineal</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Orientación Campos FV</td> <td>Inclinación</td> <td>10°</td> <td>acimut 0°</td> </tr> <tr> <td>Módulos FV</td> <td>Modelo</td> <td>C-03W-395P HE</td> <td>Pnom 395 Wp</td> </tr> <tr> <td>Conjunto FV</td> <td>Núm. de módulos</td> <td>600</td> <td>Pnom total 237 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inversor</td> <td>Modelo</td> <td>FRONIUS TAURO ECO 50-3-D</td> <td>50.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Paquete de inversores</td> <td>Núm. de unidades</td> <td>4.0</td> <td>Pnom total 200 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Necesidades del usuario</td> <td>Carga ilimitada (red)</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra		Sombreados aeróscos	Sombreado lineal			Orientación Campos FV	Inclinación	10°	acimut 0°	Módulos FV	Modelo	C-03W-395P HE	Pnom 395 Wp	Conjunto FV	Núm. de módulos	600	Pnom total 237 kWp	Inversor	Modelo	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	50.0 kW ac	Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 200 kW ac	Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra																																	
Sombreados aeróscos	Sombreado lineal																																		
Orientación Campos FV	Inclinación	10°	acimut 0°																																
Módulos FV	Modelo	C-03W-395P HE	Pnom 395 Wp																																
Conjunto FV	Núm. de módulos	600	Pnom total 237 kWp																																
Inversor	Modelo	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	50.0 kW ac																																
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 200 kW ac																																
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)																																		
<table style="width: 100%;"> <tr> <td><b>Produced Emissions</b></td> <td><b>Total: 418.88 tCO2</b></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Source: Detailed calculation from table below</td> </tr> <tr> <td><b>Replaced Emissions</b></td> <td><b>Total: 1882.8 tCO2</b></td> </tr> <tr> <td></td> <td>System production: 260.63 MWh/año      Lifetime: 20 years</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Annual Degradation: 1.0 %</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Grid Lifecycle Emissions: 319 gCO2/kWh</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Source: IEA List                                      Country: Ecuador</td> </tr> <tr> <td><b>CO2 Emission Balance</b></td> <td><b>Total: 1086.3 tCO2</b></td> </tr> </table>				<b>Produced Emissions</b>	<b>Total: 418.88 tCO2</b>		Source: Detailed calculation from table below	<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total: 1882.8 tCO2</b>		System production: 260.63 MWh/año      Lifetime: 20 years		Annual Degradation: 1.0 %		Grid Lifecycle Emissions: 319 gCO2/kWh		Source: IEA List                                      Country: Ecuador	<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total: 1086.3 tCO2</b>																
<b>Produced Emissions</b>	<b>Total: 418.88 tCO2</b>																																		
	Source: Detailed calculation from table below																																		
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total: 1882.8 tCO2</b>																																		
	System production: 260.63 MWh/año      Lifetime: 20 years																																		
	Annual Degradation: 1.0 %																																		
	Grid Lifecycle Emissions: 319 gCO2/kWh																																		
	Source: IEA List                                      Country: Ecuador																																		
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total: 1086.3 tCO2</b>																																		
<b>System Lifecycle Emissions Details:</b> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Item</th> <th style="text-align: left;">Modules</th> <th style="text-align: left;">Supports</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LCE</td> <td>1713 kgCO2/kWp</td> <td>2.13 kgCO2/kg</td> </tr> <tr> <td>Quantity</td> <td>237 kWp</td> <td>6000 kg</td> </tr> <tr> <td>Subtotal (kgCO2)</td> <td>405915</td> <td>12766</td> </tr> </tbody> </table>				Item	Modules	Supports	LCE	1713 kgCO2/kWp	2.13 kgCO2/kg	Quantity	237 kWp	6000 kg	Subtotal (kgCO2)	405915	12766																				
Item	Modules	Supports																																	
LCE	1713 kgCO2/kWp	2.13 kgCO2/kg																																	
Quantity	237 kWp	6000 kg																																	
Subtotal (kgCO2)	405915	12766																																	

Traducción al gerente, sólo el texto inglés está patentado.



## ANEXO 13: Cotizaciones de módulos fotovoltaicos en la empresa RENOVA ENERGÍA

Cotización panel policristalino 280 W.



### Cotización

<b>Fecha:</b> 08/03/2021 22:03:34  <b>RENOVAENERGIA S.A.</b> <b>RUC:</b> 1792187567001 Pasaje S. Molo OE1-37 y Av. Galo Plaza Lazo Cuito - Ecuador Tlf: (593 2) 2403643 Ext. 101 y 102 Celulares: 0987000710, 0987529688 Email: info@renova-energia.com www.renova-energia.com	<b>Proforma:</b> RNW-CF-UJO-13377-08032021  <b>Cliente:</b> Universidad de Cuenca <b>Ruc:</b> <b>Dirección:</b> <b>Email:</b> sebastian.illescas@ucuenca.edu.ec <b>Teléfono:</b> <b>Celular:</b> 0950209589
---	--

#### Oferta Económica

Equipo	Código y Modelo	Cantidad	P. Normal	Desc.	P.Unitario	P. Con Iva	Subtotal	Total (+IVA)	
Panel s	MD094 - JINKO SOLAR JKM280PP-60, 280Wp 24Vdc nominal	50.00	\$157.81	10%	\$142.03	\$142.03	\$7101.50	\$7101.50	
Son: SIETE MIL CIENTO UN DOLARES 50/100							<b>Totales</b>	\$7101.50	\$7101.50

#### Entregas

MD094 - Entrega 1 día calendario o inmediata, contados a partir de la aceptación de la propuesta y sus condiciones.

#### Garantías

MD094 - Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.

#### Observaciones

Atentamente,  
Christian Marin



Cotización panel monocristalino PERC 405 W.



## Cotización

<b>Fecha:</b> 09/03/2021 22:03:03  <b>RENOVAENERGIA S.A.</b> <b>RUC:</b> 1792187567001 Pasaje S. Molo OE1-37 y Av. Galo Plaza Lazo Quito - Ecuador Tlf: (593 2) 2403543 Ext. 101 y 102 Celulares: 0987000710, 0987593688 Email: info@renova-energia.com www.renova-energia.com	<b>Proforma:</b> RNW-CF-LIO-13388-09032021  <b>Cliente:</b> Universidad de Cuenca <b>Ruc:</b> <b>Dirección:</b> Email: sebastian.illescasc@ucuenca.edu.ec <b>Teléfono:</b> Celular: 0950209589
---	---

### Oferta Económica

Equipo	Código y Modelo	Cantidad	P. Normal	Desc.	P. Unitario	P. Con Iva	Subtotal	Total (+IVA)	
Panel s	MD095 - JINKO SOLAR Chestah HC JKM405M-72H-V, 0, 405Wp	354.00	\$199.62	19%	\$161.69	\$161.69	\$57,238.26	\$57,238.26	
Son: CINCUENTA Y SIETE MIL DOSCIENTOS TREINTA Y OCHO DOLARES 26/100							<b>Totales</b>	\$57,238.26	\$57,238.26

### Entregas

MD095 - Entrega 1 día calendario o inmediata, contados a partir de la aceptación de la propuesta y sus condiciones.

### Garantías

MD095 - Garantía de 10 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80.7 % de su valor nominal a los 25 años.

### Observaciones

Atentamente,  
Christian Marin



## ANEXO 14: Análisis económico-financiero de los SFVCR propuestos

## Análisis para el SFVCR propuesto para la planta industrial de Cuenca

## Escenario 1: Autofinanciamiento

## Datos de entrada

Inversión inicial	186.168,00
Rendimiento esperado	8,53%
Tasa de interés bancario	0,00%
Impuesto SRI	25,00%
Financiamiento	0,00%
Potencia Instalada (kW)	120
Plazo proyecto (años)	20
Costo fijo O&M	2.357,64

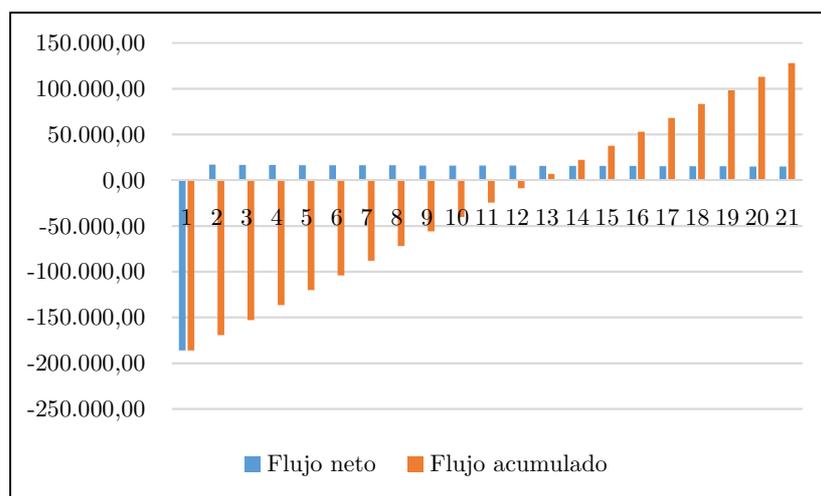
## Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
0	186.168,00	-	186.168,00	186.168,00	-
1		2.357,64	2.357,64	2.172,34	165.643,32
2		2.357,64	2.357,64	2.001,60	161.502,24
3		2.357,64	2.357,64	1.844,29	160.508,38
4		2.357,64	2.357,64	1.699,33	159.514,52
5		2.357,64	2.357,64	1.565,77	158.520,66
6		2.357,64	2.357,64	1.442,71	157.526,80
7		2.357,64	2.357,64	1.329,32	156.532,94
8		2.357,64	2.357,64	1.224,84	155.539,08
9		2.357,64	2.357,64	1.128,57	154.545,22
10		2.357,64	2.357,64	1.039,87	153.551,36
11		2.357,64	2.357,64	958,14	152.557,50
12		2.357,64	2.357,64	882,84	151.563,64
13		2.357,64	2.357,64	813,45	150.569,78
14		2.357,64	2.357,64	749,51	149.575,92
15		2.357,64	2.357,64	690,61	148.582,06
16		2.357,64	2.357,64	636,33	147.588,20
17		2.357,64	2.357,64	586,31	146.594,34
18		2.357,64	2.357,64	540,23	145.600,48
19		2.357,64	2.357,64	497,77	144.606,62
20		2.357,64	2.357,64	458,65	143.612,76
<b>Total</b>				<b>208.430,48</b>	<b>1.472.613,97</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,142</b>	



### Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado	
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)							
0																	186.168,00	-186.168,00	-186.168,00
1	165.643,32	23.444,78	2.357,64	9.308,40		11.666,04	11.778,74	1.766,81	10.011,93	2.502,98	7.508,95	9.308,40						16.817,35	-169.350,65
2	161.502,24	22.858,66	2.357,64	9.308,40		11.666,04	11.192,62	1.678,89	9.513,73	2.378,43	7.135,30	9.308,40						16.443,70	-152.906,95
3	160.508,38	22.718,00	2.357,64	9.308,40		11.666,04	11.051,96	1.657,79	9.394,16	2.348,54	7.045,62	9.308,40						16.354,02	-136.552,93
4	159.514,52	22.577,33	2.357,64	9.308,40		11.666,04	10.911,29	1.636,69	9.274,59	2.318,65	6.955,95	9.308,40						16.264,35	-120.288,58
5	158.520,66	22.436,66	2.357,64	9.308,40		11.666,04	10.770,62	1.615,59	9.155,03	2.288,76	6.866,27	9.308,40						16.174,67	-104.113,91
6	157.526,80	22.295,99	2.357,64	9.308,40		11.666,04	10.629,95	1.594,49	9.035,46	2.258,86	6.776,59	9.308,40						16.084,99	-88.028,92
7	156.532,94	22.155,32	2.357,64	9.308,40		11.666,04	10.489,28	1.573,39	8.915,89	2.228,97	6.686,92	9.308,40						15.995,32	-72.033,60
8	155.539,08	22.014,65	2.357,64	9.308,40		11.666,04	10.348,61	1.552,29	8.796,32	2.199,08	6.597,24	9.308,40						15.905,64	-56.127,96
9	154.545,22	21.873,98	2.357,64	9.308,40		11.666,04	10.207,94	1.531,19	8.676,75	2.169,19	6.507,56	9.308,40						15.815,96	-40.312,00
10	153.551,36	21.733,32	2.357,64	9.308,40		11.666,04	10.067,28	1.510,09	8.557,18	2.139,30	6.417,89	9.308,40						15.726,29	-24.585,71
11	152.557,50	21.592,65	2.357,64	9.308,40		11.666,04	9.926,61	1.488,99	8.437,62	2.109,40	6.328,21	9.308,40						15.636,61	-8.949,10
12	151.563,64	21.451,98	2.357,64	9.308,40		11.666,04	9.785,94	1.467,89	8.318,05	2.079,51	6.238,54	9.308,40						15.546,94	6.597,84
13	150.569,78	21.311,31	2.357,64	9.308,40		11.666,04	9.645,27	1.446,79	8.198,48	2.049,62	6.148,86	9.308,40						15.457,26	22.055,09
14	149.575,92	21.170,64	2.357,64	9.308,40		11.666,04	9.504,60	1.425,69	8.078,91	2.019,73	6.059,18	9.308,40						15.367,58	37.422,68
15	148.582,06	21.029,97	2.357,64	9.308,40		11.666,04	9.363,93	1.404,59	7.959,34	1.989,84	5.969,51	9.308,40						15.277,91	52.700,58
16	147.588,20	20.889,30	2.357,64	9.308,40		11.666,04	9.223,26	1.383,49	7.839,77	1.959,94	5.879,83	9.308,40						15.188,23	67.888,81
17	146.594,34	20.748,63	2.357,64	9.308,40		11.666,04	9.082,59	1.362,39	7.720,21	1.930,05	5.790,15	9.308,40						15.098,55	82.987,37
18	145.600,48	20.607,97	2.357,64	9.308,40		11.666,04	8.941,93	1.341,29	7.600,64	1.900,16	5.700,48	9.308,40						15.008,88	97.996,25
19	144.606,62	20.467,30	2.357,64	9.308,40		11.666,04	8.801,26	1.320,19	7.481,07	1.870,27	5.610,80	9.308,40						14.919,20	112.915,45
20	143.612,76	20.326,63	2.357,64	9.308,40		11.666,04	8.660,59	1.299,09	7.361,50	1.840,38	5.521,13	9.308,40						14.829,53	127.744,97



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-35.623,45</b>
<b>TIR</b>	<b>5,72%</b>

### Escenario 2: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 5 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>186.168,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>9,86%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>60,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>120</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>2.357,64</b>

#### Determinación de CPCC

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	111.700,80	60,00%	7,40%	4,44%
Inversionista	74.467,20	40,00%	8,53%	3,41%
<b>Total</b>	<b>186.168,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>7,85%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija



<b>Monto</b>	111.700,80	<b>Interés</b>	<b>9,86%</b>	
		Plazo (años)	5	
<b>Año</b>	Cuota	Interés	Amortización	Saldo
<b>0</b>				111.700,80
<b>1</b>	29.361,08	11.013,70	18.347,38	93.353,42
<b>2</b>	29.361,08	9.204,65	20.156,43	73.196,99
<b>3</b>	29.361,08	7.217,22	22.143,85	51.053,14
<b>4</b>	29.361,08	5.033,84	24.327,24	26.725,90
<b>5</b>	29.361,08	2.635,17	26.725,90	0,00
<b>Total</b>	146.805,38	35.104,58	111.700,80	

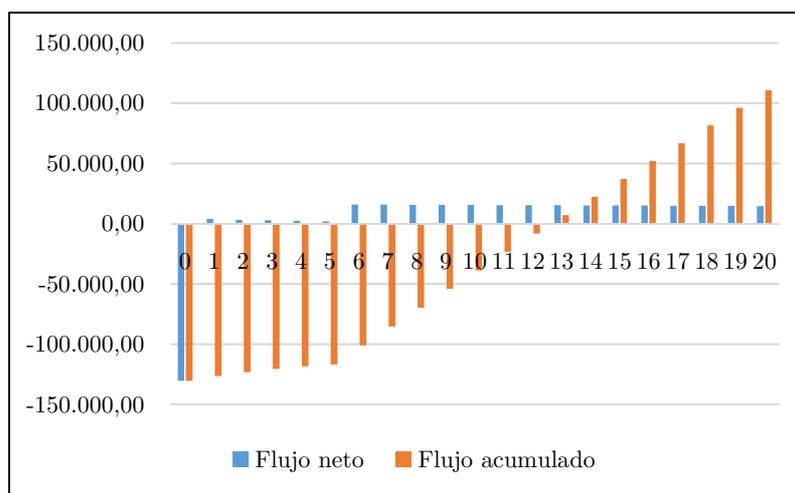
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
<b>0</b>	186.168,00	-	186.168,00	186.168,00	-
<b>1</b>		2.357,64	2.357,64	2.186,06	165.643,32
<b>2</b>		2.357,64	2.357,64	2.026,96	161.502,24
<b>3</b>		2.357,64	2.357,64	1.879,44	160.508,38
<b>4</b>		2.357,64	2.357,64	1.742,66	159.514,52
<b>5</b>		2.357,64	2.357,64	1.615,83	158.520,66
<b>6</b>		2.357,64	2.357,64	1.498,24	157.526,80
<b>7</b>		2.357,64	2.357,64	1.389,20	156.532,94
<b>8</b>		2.357,64	2.357,64	1.288,10	155.539,08
<b>9</b>		2.357,64	2.357,64	1.194,35	154.545,22
<b>10</b>		2.357,64	2.357,64	1.107,43	153.551,36
<b>11</b>		2.357,64	2.357,64	1.026,83	152.557,50
<b>12</b>		2.357,64	2.357,64	952,10	151.563,64
<b>13</b>		2.357,64	2.357,64	882,81	150.569,78
<b>14</b>		2.357,64	2.357,64	818,56	149.575,92
<b>15</b>		2.357,64	2.357,64	758,99	148.582,06
<b>16</b>		2.357,64	2.357,64	703,75	147.588,20
<b>17</b>		2.357,64	2.357,64	652,53	146.594,34
<b>18</b>		2.357,64	2.357,64	605,04	145.600,48
<b>19</b>		2.357,64	2.357,64	561,01	144.606,62
<b>20</b>		2.357,64	2.357,64	520,18	143.612,76
<b>Total</b>				<b>209.578,09</b>	<b>1.546.562,64</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,1355</b>	



### Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								186.168,00	111.700,80		-74.467,20	-74.467,20
1	165.643,32	22.446,69	2.357,64	9.308,40	11.013,70	22.679,74	-233,05	0,00	-233,05	0,00	-233,05	9.308,40			18.347,38	-9.272,03	-83.739,23
2	161.502,24	21.885,52	2.357,64	9.308,40	9.204,65	20.870,69	1.014,83	152,23	862,61	215,65	646,96	9.308,40			20.156,43	-10.201,07	-93.940,30
3	160.508,38	21.750,84	2.357,64	9.308,40	7.217,22	18.883,26	2.867,58	430,14	2.437,44	609,36	1.828,08	9.308,40			22.143,85	-11.007,37	-104.947,67
4	159.514,52	21.616,16	2.357,64	9.308,40	5.033,84	16.699,88	4.916,28	737,44	4.178,84	1.044,71	3.134,13	9.308,40			24.327,24	-11.884,71	-116.832,38
5	158.520,66	21.481,48	2.357,64	9.308,40	2.635,17	14.301,21	7.180,27	1.077,04	6.103,23	1.525,81	4.577,42	9.308,40			26.725,90	-12.840,08	-129.672,46
6	157.526,80	21.346,80	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.680,76	1.452,11	8.228,65	2.057,16	6.171,49	9.308,40				15.479,89	-114.192,58
7	156.532,94	21.212,12	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.546,08	1.431,91	8.114,17	2.028,54	6.085,63	9.308,40				15.394,03	-98.798,55
8	155.539,08	21.077,44	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.411,40	1.411,71	7.999,69	1.999,92	5.999,77	9.308,40				15.308,17	-83.490,38
9	154.545,22	20.942,76	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.276,72	1.391,51	7.885,21	1.971,30	5.913,91	9.308,40				15.222,31	-68.268,07
10	153.551,36	20.808,08	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.142,04	1.371,31	7.770,73	1.942,68	5.828,05	9.308,40				15.136,45	-53.131,62
11	152.557,50	20.673,40	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.007,36	1.351,10	7.656,26	1.914,06	5.742,19	9.308,40				15.050,59	-38.081,03
12	151.563,64	20.538,72	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.872,68	1.330,90	7.541,78	1.885,44	5.656,33	9.308,40				14.964,73	-23.116,29
13	150.569,78	20.404,04	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.738,00	1.310,70	7.427,30	1.856,83	5.570,48	9.308,40				14.878,88	-8.237,42
14	149.575,92	20.269,36	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.603,32	1.290,50	7.312,82	1.828,21	5.484,62	9.308,40				14.793,02	6.555,60
15	148.582,06	20.134,68	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.468,64	1.270,30	7.198,34	1.799,59	5.398,76	9.308,40				14.707,16	21.262,76
16	147.588,20	20.000,00	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.333,96	1.250,09	7.083,87	1.770,97	5.312,90	9.308,40				14.621,30	35.884,06
17	146.594,34	19.865,32	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.199,28	1.229,89	6.969,39	1.742,35	5.227,04	9.308,40				14.535,44	50.419,50
18	145.600,48	19.730,64	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.064,60	1.209,69	6.854,91	1.713,73	5.141,18	9.308,40				14.449,58	64.869,08
19	144.606,62	19.595,96	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	7.929,92	1.189,49	6.740,43	1.685,11	5.055,32	9.308,40				14.363,72	79.232,80
20	143.612,76	19.461,28	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	7.795,24	1.169,29	6.625,95	1.656,49	4.969,47	9.308,40				14.277,87	93.510,67



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-29.397,14</b>
<b>TIR</b>	<b>4,98%</b>

### Escenario 3: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>186.168,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>10,21%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>60,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>120</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>2.357,64</b>

#### Determinación de CPCC

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	111.700,80	60,00%	7,66%	4,59%
Inversionista	74.467,20	40,00%	8,53%	3,41%
<b>Total</b>	<b>186.168,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,01%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija

<b>Monto</b>	111.700,80	<b>Interés</b>	<b>10.21%</b>	
		Plazo (años)	10	



Año	Cuota	Interés	Capital	Amortización
0				111.700,80
1	18.343,11	11.404,65	6.938,46	104.762,34
2	18.343,11	10.696,24	7.646,87	97.115,47
3	18.343,11	9.915,49	8.427,62	88.687,85
4	18.343,11	9.055,03	9.288,08	79.399,77
5	18.343,11	8.106,72	10.236,39	69.163,38
6	18.343,11	7.061,58	11.281,53	57.881,85
7	18.343,11	5.909,74	12.433,37	45.448,48
8	18.343,11	4.640,29	13.702,82	31.745,66
9	18.343,11	3.241,23	15.101,88	16.643,78
10	18.343,11	1.699,33	16.643,78	0,00
<b>Total</b>	<b>183.431,09</b>	<b>71.730,29</b>	<b>111.700,80</b>	

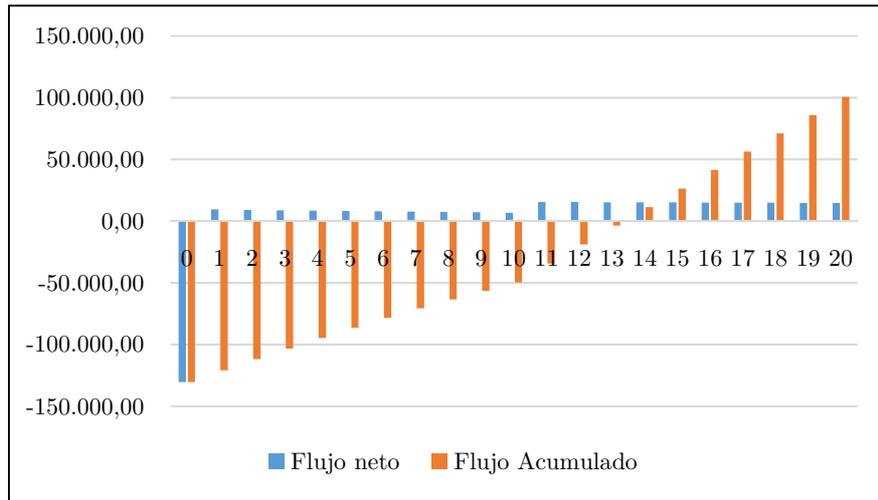
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
0	186.168,00	-	186.168,00	186.168,00	-
1		2.357,64	2.357,64	2.182,87	165.643,32
2		2.357,64	2.357,64	2.021,05	161.502,24
3		2.357,64	2.357,64	1.871,23	160.508,38
4		2.357,64	2.357,64	1.732,52	159.514,52
5		2.357,64	2.357,64	1.604,09	158.520,66
6		2.357,64	2.357,64	1.485,18	157.526,80
7		2.357,64	2.357,64	1.375,08	156.532,94
8		2.357,64	2.357,64	1.273,15	155.539,08
9		2.357,64	2.357,64	1.178,77	154.545,22
10		2.357,64	2.357,64	1.091,39	153.551,36
11		2.357,64	2.357,64	1.010,48	152.557,50
12		2.357,64	2.357,64	935,58	151.563,64
13		2.357,64	2.357,64	866,22	150.569,78
14		2.357,64	2.357,64	802,01	149.575,92
15		2.357,64	2.357,64	742,56	148.582,06
16		2.357,64	2.357,64	687,51	147.588,20
17		2.357,64	2.357,64	636,55	146.594,34
18		2.357,64	2.357,64	589,36	145.600,48
19		2.357,64	2.357,64	545,67	144.606,62
20		2.357,64	2.357,64	505,22	143.612,76
<b>Total</b>				<b>209.304,46</b>	<b>1.528.938,15</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,137</b>	



## Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								186.168,00	111.700,80		-74.467,20	-74.467,20
1	165.643,32	22.675,79	2.357,64	9.308,40	11.404,65	23.070,69	-394,90	0,00	-394,90	0,00	-394,90	9.308,40			6.938,46	1.975,04	-72.492,16
2	161.502,24	22.108,90	2.357,64	9.308,40	10.696,24	22.362,28	-253,38	0,00	-253,38	0,00	-253,38	9.308,40			7.646,87	1.408,15	-71.084,01
3	160.508,38	21.972,84	2.357,64	9.308,40	9.915,49	21.581,53	391,31	58,70	332,62	83,15	249,46	9.308,40			8.427,62	1.130,24	-69.953,76
4	159.514,52	21.836,79	2.357,64	9.308,40	9.055,03	20.721,07	1.115,72	167,36	948,36	237,09	711,27	9.308,40			9.288,08	731,59	-69.222,17
5	158.520,66	21.700,73	2.357,64	9.308,40	8.106,72	19.772,76	1.927,98	289,20	1.638,78	409,70	1.229,09	9.308,40			10.236,39	301,09	-68.921,08
6	157.526,80	21.564,68	2.357,64	9.308,40	7.061,58	18.727,62	2.837,06	425,56	2.411,50	602,88	1.808,63	9.308,40			11.281,53	-164,50	-69.085,58
7	156.532,94	21.428,63	2.357,64	9.308,40	5.909,74	17.575,78	3.852,85	577,93	3.274,92	818,73	2.456,19	9.308,40			12.433,37	-668,78	-69.754,36
8	155.539,08	21.292,57	2.357,64	9.308,40	4.640,29	16.306,33	4.986,24	747,94	4.238,30	1.059,58	3.178,73	9.308,40			13.702,82	-1.215,69	-70.970,05
9	154.545,22	21.156,52	2.357,64	9.308,40	3.241,23	14.907,27	6.249,24	937,39	5.311,86	1.327,96	3.983,89	9.308,40			15.101,88	-1.809,58	-72.779,64
10	153.551,36	21.020,46	2.357,64	9.308,40	1.699,33	13.365,37	7.655,09	1.148,26	6.506,83	1.626,71	4.880,12	9.308,40			16.643,78	-2.455,26	-75.234,90
11	152.557,50	20.884,41	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.218,37	1.382,75	7.835,61	1.958,90	5.876,71	9.308,40				15.185,11	-60.049,79
12	151.563,64	20.748,35	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.082,31	1.362,35	7.719,96	1.929,99	5.789,97	9.308,40				15.098,37	-44.951,41
13	150.569,78	20.612,30	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.946,26	1.341,94	7.604,32	1.901,08	5.703,24	9.308,40				15.011,64	-29.939,78
14	149.575,92	20.476,24	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.810,20	1.321,53	7.488,67	1.872,17	5.616,50	9.308,40				14.924,90	-15.014,87
15	148.582,06	20.340,19	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.674,15	1.301,12	7.373,02	1.843,26	5.529,77	9.308,40				14.838,17	-176,70
16	147.588,20	20.204,13	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.538,09	1.280,71	7.257,38	1.814,34	5.443,03	9.308,40				14.751,43	14.574,73
17	146.594,34	20.068,08	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.402,04	1.260,31	7.141,73	1.785,43	5.356,30	9.308,40				14.664,70	29.239,43
18	145.600,48	19.932,02	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.265,98	1.239,90	7.026,09	1.756,52	5.269,56	9.308,40				14.577,96	43.817,39
19	144.606,62	19.795,97	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.129,93	1.219,49	6.910,44	1.727,61	5.182,83	9.308,40				14.491,23	58.308,62
20	143.612,76	19.659,91	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	7.993,87	1.199,08	6.794,79	1.698,70	5.096,09	9.308,40				14.404,49	72.713,12



**Análisis del VAN y TIR**

<b>VAN</b>	<b>-26.871,88</b>
<b>TIR</b>	<b>4,67%</b>

**Escenario 4: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 5 años plazo**

**Datos de entrada**

<b>Inversión inicial</b>	<b>186.168,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>9,86%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>9,86%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>30,00%</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>120</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>20</b>

**Determinación de CPCC**

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	55.850,40	30,00%	7,40%	2,22%
Inversionista	130.317,60	70,00%	8,53%	5,97%
<b>Total</b>	<b>186.168,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,19%</b>

**Amortización de préstamo, cuota fija**

<b>Monto</b>	55.850,40	<b>Interés</b>	<b>9,86%</b>	
		Plazo (años)	5	
<b>Año</b>	Cuota	Interés	Amortización	Saldo



<b>0</b>				55.850,40
<b>1</b>	14.680,54	5.506,85	9.173,69	46.676,71
<b>2</b>	14.680,54	4.602,32	10.078,21	36.598,50
<b>3</b>	14.680,54	3.608,61	11.071,93	25.526,57
<b>4</b>	14.680,54	2.516,92	12.163,62	13.362,95
<b>5</b>	14.680,54	1.317,59	13.362,95	0,00
<b>Total</b>	73.402,69	17.552,29	55.850,40	

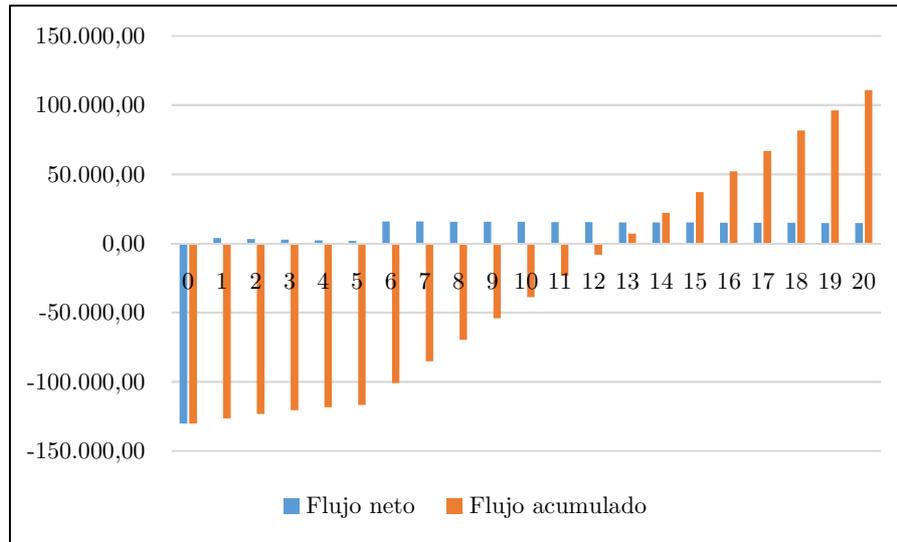
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
<b>0</b>	186.168,00	-	186.168,00	186.168,00	-
<b>1</b>		2.357,64	2.357,64	2.179,18	153.104,80
<b>2</b>		2.357,64	2.357,64	2.014,22	137.977,51
<b>3</b>		2.357,64	2.357,64	1.861,75	126.748,36
<b>4</b>		2.357,64	2.357,64	1.720,83	116.428,62
<b>5</b>		2.357,64	2.357,64	1.590,57	106.944,95
<b>6</b>		2.357,64	2.357,64	1.470,17	98.229,91
<b>7</b>		2.357,64	2.357,64	1.358,88	90.221,48
<b>8</b>		2.357,64	2.357,64	1.256,02	82.862,61
<b>9</b>		2.357,64	2.357,64	1.160,94	76.100,86
<b>10</b>		2.357,64	2.357,64	1.073,07	69.887,99
<b>11</b>		2.357,64	2.357,64	991,84	64.179,64
<b>12</b>		2.357,64	2.357,64	916,76	58.935,05
<b>13</b>		2.357,64	2.357,64	847,37	54.116,70
<b>14</b>		2.357,64	2.357,64	783,22	49.690,12
<b>15</b>		2.357,64	2.357,64	723,94	45.623,61
<b>16</b>		2.357,64	2.357,64	669,14	41.888,02
<b>17</b>		2.357,64	2.357,64	618,49	38.456,54
<b>18</b>		2.357,64	2.357,64	571,67	35.304,56
<b>19</b>		2.357,64	2.357,64	528,40	32.409,40
<b>20</b>		2.357,64	2.357,64	488,40	29.750,26
<b>Total LCOE</b>				<b>208.992,84</b>	<b>1.508.861,00</b>
				<b>0,1385</b>	



### Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								186.168,00	55.850,40		-130.317,60	-130.317,60
1	165.643,32	22.943,31	2.357,64	9.308,40	5.506,85	17.172,89	5.770,42	865,56	4.904,86	1.226,21	3.678,64	9.308,40			9.173,69	3.813,36	-126.504,24
2	161.502,24	22.369,73	2.357,64	9.308,40	4.602,32	16.268,36	6.101,37	915,20	5.186,16	1.296,54	3.889,62	9.308,40			10.078,21	3.119,81	-123.384,44
3	160.508,38	22.232,07	2.357,64	9.308,40	3.608,61	15.274,65	6.957,42	1.043,61	5.913,80	1.478,45	4.435,35	9.308,40			11.071,93	2.671,83	-120.712,61
4	159.514,52	22.094,41	2.357,64	9.308,40	2.516,92	14.182,96	7.911,45	1.186,72	6.724,73	1.681,18	5.043,55	9.308,40			12.163,62	2.188,33	-118.524,28
5	158.520,66	21.956,75	2.357,64	9.308,40	1.317,59	12.983,63	8.973,12	1.345,97	7.627,15	1.906,79	5.720,37	9.308,40			13.362,95	1.665,81	-116.858,47
6	157.526,80	21.819,09	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	10.153,05	1.522,96	8.630,09	2.157,52	6.472,57	9.308,40				15.780,97	-101.077,50
7	156.532,94	21.681,43	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	10.015,39	1.502,31	8.513,08	2.128,27	6.384,81	9.308,40				15.693,21	-85.384,29
8	155.539,08	21.543,77	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.877,73	1.481,66	8.396,07	2.099,02	6.297,05	9.308,40				15.605,45	-69.778,84
9	154.545,22	21.406,11	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.740,07	1.461,01	8.279,06	2.069,76	6.209,29	9.308,40				15.517,69	-54.261,14
10	153.551,36	21.268,45	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.602,41	1.440,36	8.162,05	2.040,51	6.121,54	9.308,40				15.429,94	-38.831,21
11	152.557,50	21.130,79	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.464,75	1.419,71	8.045,04	2.011,26	6.033,78	9.308,40				15.342,18	-23.489,03
12	151.563,64	20.993,13	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.327,09	1.399,06	7.928,03	1.982,01	5.946,02	9.308,40				15.254,42	-8.234,61
13	150.569,78	20.855,47	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.189,43	1.378,41	7.811,02	1.952,75	5.858,26	9.308,40				15.166,66	6.932,05
14	149.575,92	20.717,81	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.051,77	1.357,77	7.694,00	1.923,50	5.770,50	9.308,40				15.078,90	22.010,96
15	148.582,06	20.580,15	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.914,11	1.337,12	7.576,99	1.894,25	5.682,75	9.308,40				14.991,15	37.002,10
16	147.588,20	20.442,49	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.776,45	1.316,47	7.459,98	1.865,00	5.594,99	9.308,40				14.903,39	51.905,49
17	146.594,34	20.304,83	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.638,79	1.295,82	7.342,97	1.835,74	5.507,23	9.308,40				14.815,63	66.721,12
18	145.600,48	20.167,17	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.501,13	1.275,17	7.225,96	1.806,49	5.419,47	9.308,40				14.727,87	81.448,99
19	144.606,62	20.029,51	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.363,47	1.254,52	7.108,95	1.777,24	5.331,71	9.308,40				14.640,11	96.089,10
20	143.612,76	19.891,85	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.225,81	1.233,87	6.991,94	1.747,98	5.243,95	9.308,40				14.552,35	110.641,46



### Análisis del VAN y TIR

**VAN**      **-32.000,13**

**TIR**      **5,39%**

### Escenario 5: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 10 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>186.168,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>10,21%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>30,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>120</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>2.357,64</b>

#### Determinación de CPCC

	Valor	Participación	Costo	Promedio Ponderado
Préstamo	55.850,40	30,00%	7,66%	2,30%
Inversionista	130.317,60	70,00%	8,53%	5,97%
<b>Total</b>	<b>186.168,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,27%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija

<b>Monto</b>	55.850,40	<b>Interés</b>	<b>10.21%</b>	
		Plazo (años)	10	



Año	Cuota	Interés	Capital	Amortización
0				55.850,40
1	9.171,55	5.702,33	3.469,23	52.381,17
2	9.171,55	5.348,12	3.823,44	48.557,73
3	9.171,55	4.957,74	4.213,81	44.343,92
4	9.171,55	4.527,51	4.644,04	39.699,88
5	9.171,55	4.053,36	5.118,20	34.581,69
6	9.171,55	3.530,79	5.640,76	28.940,92
7	9.171,55	2.954,87	6.216,69	22.724,24
8	9.171,55	2.320,14	6.851,41	15.872,83
9	9.171,55	1.620,62	7.550,94	8.321,89
10	9.171,55	849,66	8.321,89	0,00
<b>Total</b>	<b>91.715,55</b>	<b>35.865,15</b>	<b>55.850,40</b>	

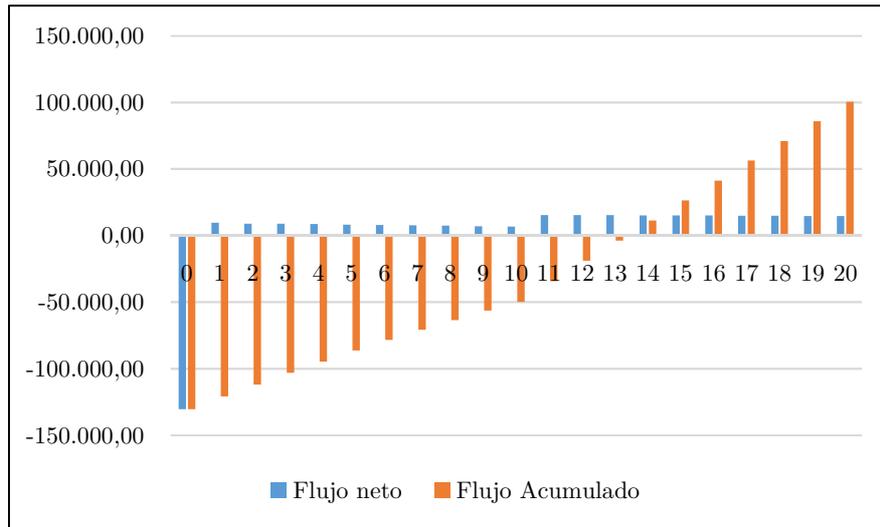
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
0	186.168,00	-	186.168,00	186.168,00	-
1		2.357,64	2.357,64	2.177,59	165.643,32
2		2.357,64	2.357,64	2.011,29	161.502,24
3		2.357,64	2.357,64	1.857,69	160.508,38
4		2.357,64	2.357,64	1.715,83	159.514,52
5		2.357,64	2.357,64	1.584,79	158.520,66
6		2.357,64	2.357,64	1.463,76	157.526,80
7		2.357,64	2.357,64	1.351,98	156.532,94
8		2.357,64	2.357,64	1.248,73	155.539,08
9		2.357,64	2.357,64	1.153,37	154.545,22
10		2.357,64	2.357,64	1.065,29	153.551,36
11		2.357,64	2.357,64	983,93	152.557,50
12		2.357,64	2.357,64	908,79	151.563,64
13		2.357,64	2.357,64	839,39	150.569,78
14		2.357,64	2.357,64	775,29	149.575,92
15		2.357,64	2.357,64	716,08	148.582,06
16		2.357,64	2.357,64	661,39	147.588,20
17		2.357,64	2.357,64	610,88	146.594,34
18		2.357,64	2.357,64	564,23	145.600,48
19		2.357,64	2.357,64	521,14	144.606,62
20		2.357,64	2.357,64	481,34	143.612,76
<b>Total</b>				<b>208.860,79</b>	<b>1.500.351,18</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,139</b>	



## Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos											Flujo Neto	Flujo Acumulado	
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo			Amortización
0					0,00								186.168,00	55.850,40		-130.317,60	-130.317,60
1	165.643,32	23.058,86	2.357,64	9.308,40	5.702,33	17.368,37	5.690,50	853,57	4.836,92	1.209,23	3.627,69	9.308,40			3.469,23	9.466,86	-120.850,74
2	161.502,24	22.482,39	2.357,64	9.308,40	5.348,12	17.014,16	5.468,24	820,24	4.648,00	1.162,00	3.486,00	9.308,40			3.823,44	8.970,96	-111.879,77
3	160.508,38	22.344,04	2.357,64	9.308,40	4.957,74	16.623,78	5.720,25	858,04	4.862,22	1.215,55	3.646,66	9.308,40			4.213,81	8.741,25	-103.138,52
4	159.514,52	22.205,69	2.357,64	9.308,40	4.527,51	16.193,55	6.012,13	901,82	5.110,31	1.277,58	3.832,73	9.308,40			4.644,04	8.497,09	-94.641,43
5	158.520,66	22.067,33	2.357,64	9.308,40	4.053,36	15.719,40	6.347,93	952,19	5.395,74	1.348,94	4.046,81	9.308,40			5.118,20	8.237,01	-86.404,41
6	157.526,80	21.928,98	2.357,64	9.308,40	3.530,79	15.196,83	6.732,15	1.009,82	5.722,33	1.430,58	4.291,75	9.308,40			5.640,76	7.959,38	-78.445,03
7	156.532,94	21.790,63	2.357,64	9.308,40	2.954,87	14.620,91	7.169,72	1.075,46	6.094,26	1.523,57	4.570,70	9.308,40			6.216,69	7.662,41	-70.782,62
8	155.539,08	21.652,27	2.357,64	9.308,40	2.320,14	13.986,18	7.666,09	1.149,91	6.516,18	1.629,04	4.887,13	9.308,40			6.851,41	7.344,12	-63.438,50
9	154.545,22	21.513,92	2.357,64	9.308,40	1.620,62	13.286,66	8.227,26	1.234,09	6.993,17	1.748,29	5.244,88	9.308,40			7.550,94	7.002,34	-56.436,16
10	153.551,36	21.375,57	2.357,64	9.308,40	849,66	12.515,70	8.859,86	1.328,98	7.530,88	1.882,72	5.648,16	9.308,40			8.321,89	6.634,67	-49.801,49
11	152.557,50	21.237,21	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.571,17	1.435,68	8.135,50	2.033,87	6.101,62	9.308,40				15.410,02	-34.391,46
12	151.563,64	21.098,86	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.432,82	1.414,92	8.017,90	2.004,47	6.013,42	9.308,40				15.321,82	-19.069,64
13	150.569,78	20.960,51	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.294,47	1.394,17	7.900,30	1.975,07	5.925,22	9.308,40				15.233,62	-3.836,02
14	149.575,92	20.822,15	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.156,11	1.373,42	7.782,70	1.945,67	5.837,02	9.308,40				15.145,42	11.309,41
15	148.582,06	20.683,80	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	9.017,76	1.352,66	7.665,10	1.916,27	5.748,82	9.308,40				15.057,22	26.366,63
16	147.588,20	20.545,45	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.879,41	1.331,91	7.547,50	1.886,87	5.660,62	9.308,40				14.969,02	41.335,65
17	146.594,34	20.407,09	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.741,05	1.311,16	7.429,90	1.857,47	5.572,42	9.308,40				14.880,82	56.216,47
18	145.600,48	20.268,74	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.602,70	1.290,41	7.312,30	1.828,07	5.484,22	9.308,40				14.792,62	71.009,10
19	144.606,62	20.130,39	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.464,35	1.269,65	7.194,70	1.798,67	5.396,02	9.308,40				14.704,42	85.713,52
20	143.612,76	19.992,04	2.357,64	9.308,40	0,00	11.666,04	8.326,00	1.248,90	7.077,10	1.769,27	5.307,82	9.308,40				14.616,22	100.329,74



### Análisis del VAN y TIR

**VAN** -30.519,11

**TIR** 5,32%

### Análisis para el SFVCR propuesto para el área de cría de la granja porcícola de Santa Rosa

#### Escenario 1: Autofinanciamiento

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>294.920,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	8,53%
<b>Tasa de interés bancario</b>	0,00%
<b>Impuesto SRI</b>	25,00%
<b>Financiamiento</b>	0,00%
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	200
<b>Plazo proyecto (años)</b>	20
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	3.412,80

### Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
<b>0</b>	294.920,00	-	294.920,00	294.920,00	-
<b>1</b>		3.412,80	3.412,80	3.144,57	248.064,03
<b>2</b>		3.412,80	3.412,80	2.897,42	243.102,75
<b>3</b>		3.412,80	3.412,80	2.669,69	241.765,68
<b>4</b>		3.412,80	3.412,80	2.459,87	240.435,97

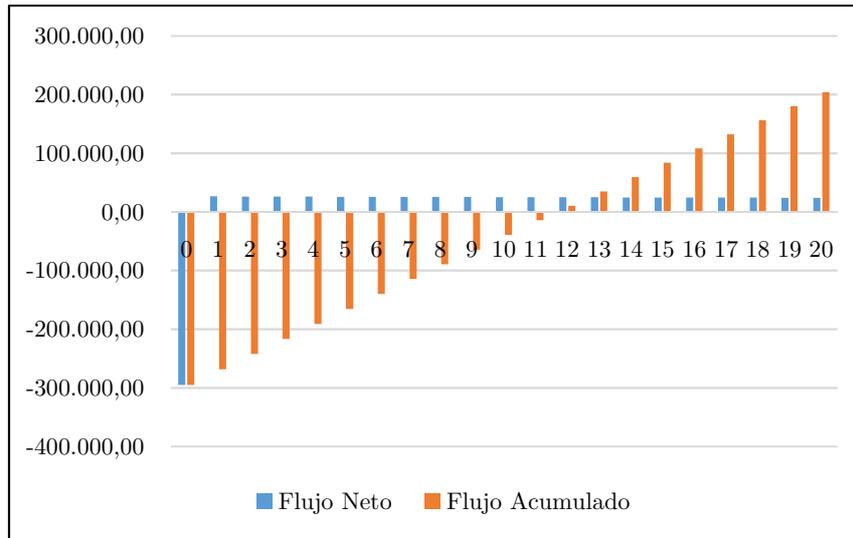


5	3.412,80	3.412,80	2.266,53	239.113,57	158.801,72
6	3.412,80	3.412,80	2.088,39	237.798,45	145.515,81
7	3.412,80	3.412,80	1.924,25	236.490,55	133.341,45
8	3.412,80	3.412,80	1.773,02	235.189,86	122.185,64
9	3.412,80	3.412,80	1.633,66	233.896,31	111.963,16
10	3.412,80	3.412,80	1.505,26	232.609,88	102.595,93
11	3.412,80	3.412,80	1.386,96	231.330,53	94.012,40
12	3.412,80	3.412,80	1.277,95	230.058,21	86.146,99
13	3.412,80	3.412,80	1.177,51	228.792,89	78.939,63
14	3.412,80	3.412,80	1.084,96	227.534,53	72.335,26
15	3.412,80	3.412,80	999,69	226.283,09	66.283,44
16	3.412,80	3.412,80	921,12	225.038,53	60.737,94
17	3.412,80	3.412,80	848,72	223.800,82	55.656,39
18	3.412,80	3.412,80	782,01	222.569,92	50.999,98
19	3.412,80	3.412,80	720,55	221.345,78	46.733,14
20	3.412,80	3.412,80	663,92	220.128,38	42.823,28
<b>Total</b>			<b>327.146,04</b>		<b>2.226.454,23</b>
<b>LCOE</b>			<b>0,147</b>		



## Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos											Flujo Neto	Flujo Acumulado	
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo			Amortización
0													294.920,00			-294.920,00	-294.920,00
1	248.064,03	36.449,51	3.412,80	14.746,00		18.158,80	18.290,71	2.743,61	15.547,10	3.886,78	11.660,33	14.746,00				26.406,33	-268.513,67
2	243.102,75	35.720,52	3.412,80	14.746,00		18.158,80	17.561,72	2.634,26	14.927,46	3.731,87	11.195,60	14.746,00				25.941,60	-242.572,08
3	241.765,68	35.524,06	3.412,80	14.746,00		18.158,80	17.365,26	2.604,79	14.760,47	3.690,12	11.070,35	14.746,00				25.816,35	-216.755,73
4	240.435,97	35.328,67	3.412,80	14.746,00		18.158,80	17.169,87	2.575,48	14.594,39	3.648,60	10.945,79	14.746,00				25.691,79	-191.063,93
5	239.113,57	35.134,37	3.412,80	14.746,00		18.158,80	16.975,57	2.546,33	14.429,23	3.607,31	10.821,92	14.746,00				25.567,92	-165.496,01
6	237.798,45	34.941,13	3.412,80	14.746,00		18.158,80	16.782,33	2.517,35	14.264,98	3.566,24	10.698,73	14.746,00				25.444,73	-140.051,27
7	236.490,55	34.748,95	3.412,80	14.746,00		18.158,80	16.590,15	2.488,52	14.101,63	3.525,41	10.576,22	14.746,00				25.322,22	-114.729,05
8	235.189,86	34.557,83	3.412,80	14.746,00		18.158,80	16.399,03	2.459,85	13.939,18	3.484,79	10.454,38	14.746,00				25.200,38	-89.528,67
9	233.896,31	34.367,76	3.412,80	14.746,00		18.158,80	16.208,96	2.431,34	13.777,62	3.444,40	10.333,21	14.746,00				25.079,21	-64.449,45
10	232.609,88	34.178,74	3.412,80	14.746,00		18.158,80	16.019,94	2.402,99	13.616,95	3.404,24	10.212,71	14.746,00				24.958,71	-39.490,74
11	231.330,53	33.990,76	3.412,80	14.746,00		18.158,80	15.831,96	2.374,79	13.457,16	3.364,29	10.092,87	14.746,00				24.838,87	-14.651,87
12	230.058,21	33.803,81	3.412,80	14.746,00		18.158,80	15.645,01	2.346,75	13.298,26	3.324,56	9.973,69	14.746,00				24.719,69	10.067,82
13	228.792,89	33.617,89	3.412,80	14.746,00		18.158,80	15.459,09	2.318,86	13.140,22	3.285,06	9.855,17	14.746,00				24.601,17	34.668,99
14	227.534,53	33.432,99	3.412,80	14.746,00		18.158,80	15.274,19	2.291,13	12.983,06	3.245,77	9.737,30	14.746,00				24.483,30	59.152,29
15	226.283,09	33.249,11	3.412,80	14.746,00		18.158,80	15.090,31	2.263,55	12.826,76	3.206,69	9.620,07	14.746,00				24.366,07	83.518,36
16	225.038,53	33.066,24	3.412,80	14.746,00		18.158,80	14.907,44	2.236,12	12.671,32	3.167,83	9.503,49	14.746,00				24.249,49	107.767,85
17	223.800,82	32.884,37	3.412,80	14.746,00		18.158,80	14.725,57	2.208,84	12.516,74	3.129,18	9.387,55	14.746,00				24.133,55	131.901,40
18	222.569,92	32.703,51	3.412,80	14.746,00		18.158,80	14.544,71	2.181,71	12.363,00	3.090,75	9.272,25	14.746,00				24.018,25	155.919,66
19	221.345,78	32.523,64	3.412,80	14.746,00		18.158,80	14.364,84	2.154,73	12.210,11	3.052,53	9.157,59	14.746,00				23.903,59	179.823,24
20	220.128,38	32.344,76	3.412,80	14.746,00		18.158,80	14.185,96	2.127,89	12.058,07	3.014,52	9.043,55	14.746,00				23.789,55	203.612,79



**Análisis del VAN y TIR**

<b>VAN</b>	<b>-56.433,26</b>
<b>TIR</b>	<b>5,73%</b>

**Escenario 2: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 5 años plazo**

**Datos de entrada**

<b>Inversión inicial</b>	<b>294.920,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>9,86%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>60,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>200</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.412,80</b>

**Determinación de CPCC**

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	176.952,00	60,00%	7,40%	4,44%
Inversionista	117.968,00	40,00%	8,53%	3,41%
<b>Total</b>	<b>294.920,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>7,85%</b>

**Amortización de préstamo, cuota fija**

<b>Monto</b>	176.952,00	<b>Interés</b>	<b>9,86%</b>	
		<b>Plazo (años)</b>	<b>5</b>	



Año	Cuota	Interés	Capital	Amortización
<b>0</b>				176.952,00
<b>1</b>	46.512,66	17.447,47	29.065,19	147.886,81
<b>2</b>	46.512,66	14.581,64	31.931,02	115.955,79
<b>3</b>	46.512,66	11.433,24	35.079,42	80.876,37
<b>4</b>	46.512,66	7.974,41	38.538,25	42.338,12
<b>5</b>	46.512,66	4.174,54	42.338,12	0,00
<b>Total</b>	232.563,30	55.611,30	176.952,00	

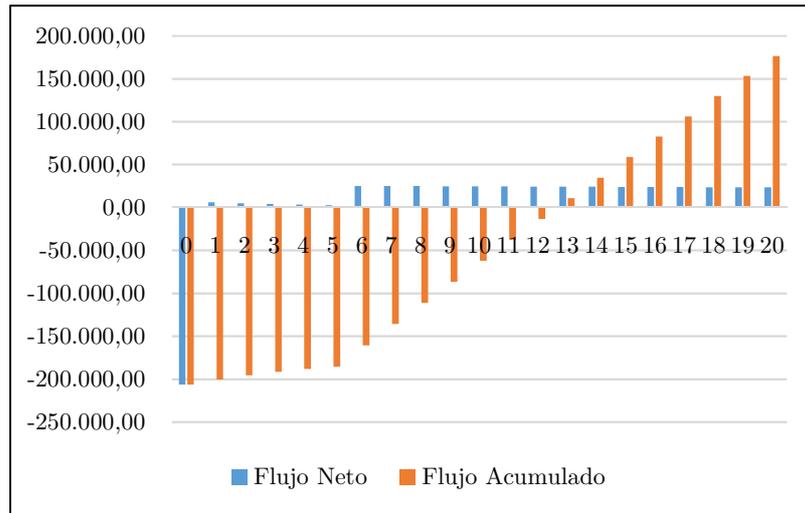
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
<b>0</b>	294.920,00	-	294.920,00	294.920,00	-
<b>1</b>		3.412,80	3.412,80	3.164,42	230.010,50
<b>2</b>		3.412,80	3.412,80	2.934,12	209.005,45
<b>3</b>		3.412,80	3.412,80	2.720,59	192.728,65
<b>4</b>		3.412,80	3.412,80	2.522,59	177.719,44
<b>5</b>		3.412,80	3.412,80	2.339,00	163.879,12
<b>6</b>		3.412,80	3.412,80	2.168,77	151.116,64
<b>7</b>		3.412,80	3.412,80	2.010,93	139.348,06
<b>8</b>		3.412,80	3.412,80	1.864,58	128.496,00
<b>9</b>		3.412,80	3.412,80	1.728,88	118.489,06
<b>10</b>		3.412,80	3.412,80	1.603,06	109.261,44
<b>11</b>		3.412,80	3.412,80	1.486,39	100.752,45
<b>12</b>		3.412,80	3.412,80	1.378,22	92.906,11
<b>13</b>		3.412,80	3.412,80	1.277,91	85.670,82
<b>14</b>		3.412,80	3.412,80	1.184,91	78.999,00
<b>15</b>		3.412,80	3.412,80	1.098,67	72.846,76
<b>16</b>		3.412,80	3.412,80	1.018,72	67.173,65
<b>17</b>		3.412,80	3.412,80	944,58	61.942,34
<b>18</b>		3.412,80	3.412,80	875,83	57.118,43
<b>19</b>		3.412,80	3.412,80	812,09	52.670,19
<b>20</b>		3.412,80	3.412,80	752,99	48.568,38
<b>Total</b>				<b>328.807,26</b>	<b>2.338.702,50</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,1406</b>	



### Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								294.920,00	176.952,00		-117.968,00	-117.968,00
1	248.064,03	34.876,28	3.412,80	14.746,00	17.447,47	35.606,27	-729,98	0,00	-729,98	0,00	-729,98	14.746,00			29.065,19	-15.049,17	-133.017,17
2	243.102,75	34.178,76	3.412,80	14.746,00	14.581,64	32.740,44	1.438,32	215,75	1.222,57	305,64	916,93	14.746,00			31.931,02	-16.268,09	-149.285,27
3	241.765,68	33.990,78	3.412,80	14.746,00	11.433,24	29.592,04	4.398,73	659,81	3.738,92	934,73	2.804,19	14.746,00			35.079,42	-17.529,22	-166.814,49
4	240.435,97	33.803,83	3.412,80	14.746,00	7.974,41	26.133,21	7.670,62	1.150,59	6.520,02	1.630,01	4.890,02	14.746,00			38.538,25	-18.902,23	-185.716,72
5	239.113,57	33.617,91	3.412,80	14.746,00	4.174,54	22.333,34	11.284,57	1.692,68	9.591,88	2.397,97	7.193,91	14.746,00			42.338,12	-20.398,21	-206.114,93
6	237.798,45	33.433,01	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.274,21	2.291,13	12.983,08	3.245,77	9.737,31	14.746,00				24.483,31	-181.631,62
7	236.490,55	33.249,13	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.090,33	2.263,55	12.826,78	3.206,69	9.620,08	14.746,00				24.366,08	-157.265,54
8	235.189,86	33.066,26	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.907,46	2.236,12	12.671,34	3.167,83	9.503,50	14.746,00				24.249,50	-133.016,04
9	233.896,31	32.884,39	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.725,59	2.208,84	12.516,75	3.129,19	9.387,56	14.746,00				24.133,56	-108.882,48
10	232.609,88	32.703,53	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.544,73	2.181,71	12.363,02	3.090,75	9.272,26	14.746,00				24.018,26	-84.864,21
11	231.330,53	32.523,66	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.364,86	2.154,73	12.210,13	3.052,53	9.157,60	14.746,00				23.903,60	-60.960,62
12	230.058,21	32.344,78	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.185,98	2.127,90	12.058,08	3.014,52	9.043,56	14.746,00				23.789,56	-37.171,06
13	228.792,89	32.166,88	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.008,08	2.101,21	11.906,87	2.976,72	8.930,15	14.746,00				23.676,15	-13.494,90
14	227.534,53	31.989,96	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.831,16	2.074,67	11.756,49	2.939,12	8.817,37	14.746,00				23.563,37	10.068,46
15	226.283,09	31.814,02	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.655,22	2.048,28	11.606,94	2.901,73	8.705,20	14.746,00				23.451,20	33.519,66
16	225.038,53	31.639,04	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.480,24	2.022,04	11.458,20	2.864,55	8.593,65	14.746,00				23.339,65	56.859,32
17	223.800,82	31.465,03	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.306,23	1.995,93	11.310,29	2.827,57	8.482,72	14.746,00				23.228,72	80.088,04
18	222.569,92	31.291,97	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.133,17	1.969,98	11.163,19	2.790,80	8.372,40	14.746,00				23.118,40	103.206,43
19	221.345,78	31.119,86	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	12.961,06	1.944,16	11.016,90	2.754,23	8.262,68	14.746,00				23.008,68	126.215,11
20	220.128,38	30.948,70	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	12.789,90	1.918,49	10.871,42	2.717,85	8.153,56	14.746,00				22.899,56	149.114,67



**Análisis del VAN y TIR**

<b>VAN</b>	<b>-46.691,07</b>
<b>TIR</b>	<b>4,98%</b>

**Escenario 3: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo**

**Datos de entrada**

<b>Inversión inicial</b>	<b>294.920,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>10,21%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>60,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>200</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.412,80</b>

**Determinación de CPCC**

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	176.952,00	60,00%	7,66%	4,59%
Inversionista	117.968,00	40,00%	8,53%	3,41%
<b>Total</b>	<b>294.920,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,01%</b>

**Amortización de préstamo, cuota fija**

<b>Monto</b>	176.952,00	<b>Interés</b>	<b>10,21%</b>	
		Plazo (años)	10	
<b>Año</b>	Cuota	Interés	Capital	Amortización



<b>0</b>				176.952,00
<b>1</b>	29.058,43	18.066,80	10.991,63	165.960,37
<b>2</b>	29.058,43	16.944,55	12.113,88	153.846,49
<b>3</b>	29.058,43	15.707,73	13.350,70	140.495,79
<b>4</b>	29.058,43	14.344,62	14.713,81	125.781,98
<b>5</b>	29.058,43	12.842,34	16.216,09	109.565,89
<b>6</b>	29.058,43	11.186,68	17.871,75	91.694,14
<b>7</b>	29.058,43	9.361,97	19.696,46	71.997,68
<b>8</b>	29.058,43	7.350,96	21.707,47	50.290,22
<b>9</b>	29.058,43	5.134,63	23.923,80	26.366,42
<b>10</b>	29.058,43	2.692,01	26.366,42	0,00
<b>Total</b>	290.584,30	113.632,30	176.952,00	

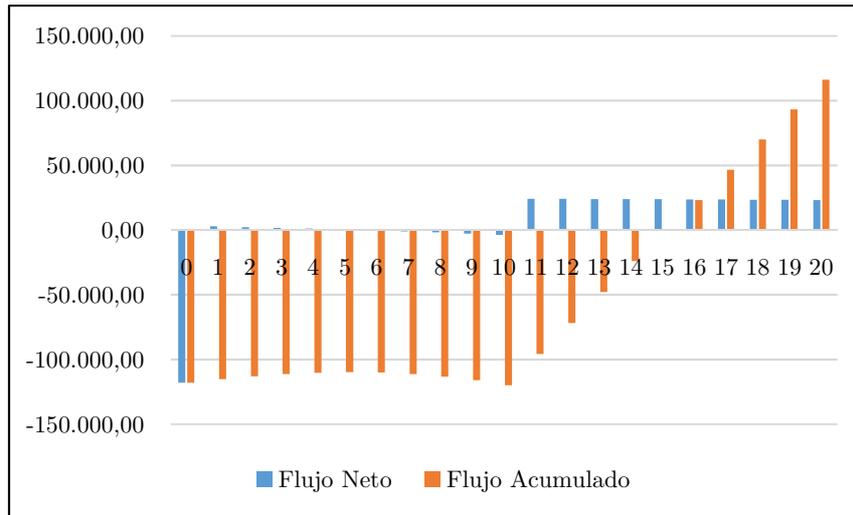
**Determinación de LCOE**

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
<b>0</b>	294.920,00	-	294.920,00	294.920,00	-
<b>1</b>		3.412,80	3.412,80	3.159,81	229.675,09
<b>2</b>		3.412,80	3.412,80	2.925,57	208.396,34
<b>3</b>		3.412,80	3.412,80	2.708,70	191.886,74
<b>4</b>		3.412,80	3.412,80	2.507,91	176.685,08
<b>5</b>		3.412,80	3.412,80	2.322,00	162.687,72
<b>6</b>		3.412,80	3.412,80	2.149,87	149.799,26
<b>7</b>		3.412,80	3.412,80	1.990,50	137.931,85
<b>8</b>		3.412,80	3.412,80	1.842,94	127.004,60
<b>9</b>		3.412,80	3.412,80	1.706,33	116.943,03
<b>10</b>		3.412,80	3.412,80	1.579,84	107.678,56
<b>11</b>		3.412,80	3.412,80	1.462,72	99.148,04
<b>12</b>		3.412,80	3.412,80	1.354,29	91.293,32
<b>13</b>		3.412,80	3.412,80	1.253,90	84.060,88
<b>14</b>		3.412,80	3.412,80	1.160,95	77.401,40
<b>15</b>		3.412,80	3.412,80	1.074,89	71.269,50
<b>16</b>		3.412,80	3.412,80	995,21	65.623,38
<b>17</b>		3.412,80	3.412,80	921,43	60.424,56
<b>18</b>		3.412,80	3.412,80	853,13	55.637,60
<b>19</b>		3.412,80	3.412,80	789,88	51.229,87
<b>20</b>		3.412,80	3.412,80	731,33	47.171,34
<b>Total</b>				<b>328.411,17</b>	<b>2.311.948,14</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,142</b>	



### Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								294.920,00	176.952,00		-117.968,00	-117.968,00
1	248.064,03	35.237,38	3.412,80	14.746,00	18.066,80	36.225,60	-988,22	0,00	-988,22	0,00	-988,22	14.746,00			10.991,63	2.766,15	-115.201,85
2	243.102,75	34.532,63	3.412,80	14.746,00	16.944,55	35.103,35	-570,72	0,00	-570,72	0,00	-570,72	14.746,00			12.113,88	2.061,40	-113.140,44
3	241.765,68	34.342,70	3.412,80	14.746,00	15.707,73	33.866,53	476,18	71,43	404,75	101,19	303,56	14.746,00			13.350,70	1.698,86	-111.441,58
4	240.435,97	34.153,82	3.412,80	14.746,00	14.344,62	32.503,42	1.650,40	247,56	1.402,84	350,71	1.052,13	14.746,00			14.713,81	1.084,32	-110.357,26
5	239.113,57	33.965,97	3.412,80	14.746,00	12.842,34	31.001,14	2.964,83	444,72	2.520,11	630,03	1.890,08	14.746,00			16.216,09	419,99	-109.937,27
6	237.798,45	33.779,16	3.412,80	14.746,00	11.186,68	29.345,48	4.433,68	665,05	3.768,63	942,16	2.826,47	14.746,00			17.871,75	-299,28	-110.236,55
7	236.490,55	33.593,37	3.412,80	14.746,00	9.361,97	27.520,77	6.072,60	910,89	5.161,71	1.290,43	3.871,28	14.746,00			19.696,46	-1.079,17	-111.315,73
8	235.189,86	33.408,61	3.412,80	14.746,00	7.350,96	25.509,76	7.898,85	1.184,83	6.714,02	1.678,51	5.035,52	14.746,00			21.707,47	-1.925,95	-113.241,68
9	233.896,31	33.224,86	3.412,80	14.746,00	5.134,63	23.293,43	9.931,43	1.489,71	8.441,72	2.110,43	6.331,29	14.746,00			23.923,80	-2.846,51	-116.088,19
10	232.609,88	33.042,13	3.412,80	14.746,00	2.692,01	20.850,81	12.191,32	1.828,70	10.362,62	2.590,65	7.771,96	14.746,00			26.366,42	-3.848,45	-119.936,64
11	231.330,53	32.860,40	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.701,60	2.205,24	12.496,36	3.124,09	9.372,27	14.746,00				24.118,27	-95.818,37
12	230.058,21	32.679,66	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.520,86	2.178,13	12.342,73	3.085,68	9.257,05	14.746,00				24.003,05	-71.815,32
13	228.792,89	32.499,93	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.341,13	2.151,17	12.189,96	3.047,49	9.142,47	14.746,00				23.888,47	-47.926,86
14	227.534,53	32.321,18	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.162,38	2.124,36	12.038,02	3.009,50	9.028,51	14.746,00				23.774,51	-24.152,34
15	226.283,09	32.143,41	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.984,61	2.097,69	11.886,92	2.971,73	8.915,19	14.746,00				23.661,19	-491,15
16	225.038,53	31.966,62	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.807,82	2.071,17	11.736,65	2.934,16	8.802,49	14.746,00				23.548,49	23.057,33
17	223.800,82	31.790,80	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.632,00	2.044,80	11.587,20	2.896,80	8.690,40	14.746,00				23.436,40	46.493,73
18	222.569,92	31.615,95	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.457,15	2.018,57	11.438,58	2.859,65	8.578,94	14.746,00				23.324,94	69.818,67
19	221.345,78	31.442,07	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.283,27	1.992,49	11.290,78	2.822,69	8.468,08	14.746,00				23.214,08	93.032,75
20	220.128,38	31.269,14	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.110,34	1.966,55	11.143,79	2.785,95	8.357,84	14.746,00				23.103,84	116.136,59



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-42.743,70</b>
<b>TIR</b>	<b>4,68%</b>

### Escenario 4: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 5 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>294.920,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>9,86%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>30,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>200</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.412,80</b>

#### Determinación de CPCC

	Valor	Participación	Costo	Promedio Ponderado
Préstamo	88.476,00	30,00%	7,40%	2,22%
Inversionista	206.444,00	70,00%	8,53%	5,97%
<b>Total</b>	<b>294.920,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,19%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija

<b>Monto</b>	88.476,00	<b>Interés</b>	<b>9,86%</b>	
		Plazo (años)	5	
<b>Año</b>	Cuota	Interés	Capital	Amortización



<b>0</b>				88.476,00
<b>1</b>	23.256,33	8.723,73	14.532,60	73.943,40
<b>2</b>	23.256,33	7.290,82	15.965,51	57.977,89
<b>3</b>	23.256,33	5.716,62	17.539,71	40.438,18
<b>4</b>	23.256,33	3.987,21	19.269,12	21.169,06
<b>5</b>	23.256,33	2.087,27	21.169,06	0,00
<b>Total</b>	116.281,65	27.805,65	88.476,00	

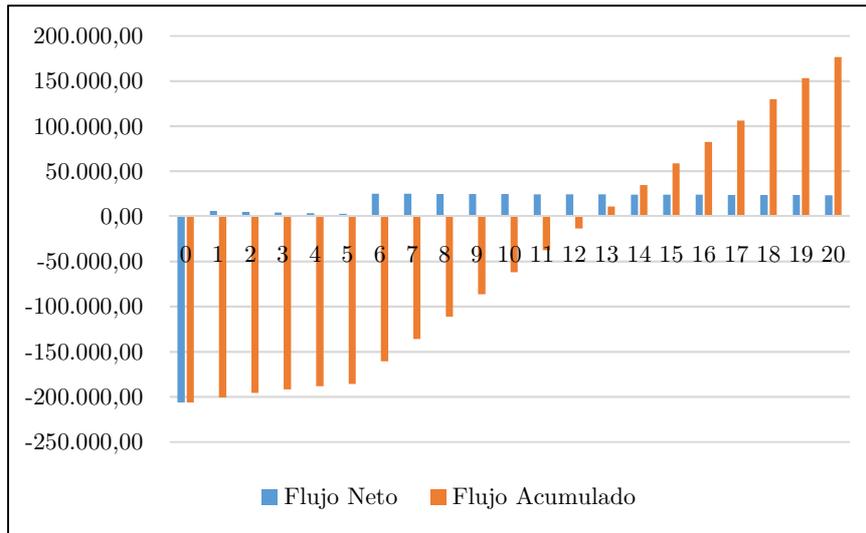
**Determinación de LCOE**

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
<b>0</b>	294.920,00	-	294.920,00	294.920,00	-
<b>1</b>		3.412,80	3.412,80	3.154,47	248.064,03
<b>2</b>		3.412,80	3.412,80	2.915,69	243.102,75
<b>3</b>		3.412,80	3.412,80	2.694,98	241.765,68
<b>4</b>		3.412,80	3.412,80	2.490,98	240.435,97
<b>5</b>		3.412,80	3.412,80	2.302,42	239.113,57
<b>6</b>		3.412,80	3.412,80	2.128,14	237.798,45
<b>7</b>		3.412,80	3.412,80	1.967,05	236.490,55
<b>8</b>		3.412,80	3.412,80	1.818,15	235.189,86
<b>9</b>		3.412,80	3.412,80	1.680,52	233.896,31
<b>10</b>		3.412,80	3.412,80	1.553,32	232.609,88
<b>11</b>		3.412,80	3.412,80	1.435,74	231.330,53
<b>12</b>		3.412,80	3.412,80	1.327,06	230.058,21
<b>13</b>		3.412,80	3.412,80	1.226,60	228.792,89
<b>14</b>		3.412,80	3.412,80	1.133,76	227.534,53
<b>15</b>		3.412,80	3.412,80	1.047,93	226.283,09
<b>16</b>		3.412,80	3.412,80	968,61	225.038,53
<b>17</b>		3.412,80	3.412,80	895,29	223.800,82
<b>18</b>		3.412,80	3.412,80	827,52	222.569,92
<b>19</b>		3.412,80	3.412,80	764,88	221.345,78
<b>20</b>		3.412,80	3.412,80	706,98	220.128,38
<b>Total</b>				<b>327.960,08</b>	<b>2.281.471,92</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,1437</b>	



## Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos													
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								294.920,00	88.476,00		-206.444,00	-206.444,00
1	248.064,03	35.659,04	3.412,80	14.746,00	8.723,73	26.882,53	8.776,51	1.316,48	7.460,03	1.865,01	5.595,02	14.746,00			14.532,60	5.808,43	-200.635,57
2	243.102,75	34.945,86	3.412,80	14.746,00	7.290,82	25.449,62	9.496,24	1.424,44	8.071,80	2.017,95	6.053,85	14.746,00			15.965,51	4.834,34	-195.801,23
3	241.765,68	34.753,66	3.412,80	14.746,00	5.716,62	23.875,42	10.878,24	1.631,74	9.246,50	2.311,63	6.934,88	14.746,00			17.539,71	4.141,17	-191.660,06
4	240.435,97	34.562,51	3.412,80	14.746,00	3.987,21	22.146,01	12.416,51	1.862,48	10.554,03	2.638,51	7.915,52	14.746,00			19.269,12	3.392,40	-188.267,67
5	239.113,57	34.372,42	3.412,80	14.746,00	2.087,27	20.246,07	14.126,35	2.118,95	12.007,40	3.001,85	9.005,55	14.746,00			21.169,06	2.582,49	-185.685,18
6	237.798,45	34.183,37	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	16.024,57	2.403,69	13.620,88	3.405,22	10.215,66	14.746,00				24.961,66	-160.723,51
7	236.490,55	33.995,36	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.836,56	2.375,48	13.461,08	3.365,27	10.095,81	14.746,00				24.841,81	-135.881,71
8	235.189,86	33.808,39	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.649,59	2.347,44	13.302,15	3.325,54	9.976,61	14.746,00				24.722,61	-111.159,10
9	233.896,31	33.622,44	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.463,64	2.319,55	13.144,09	3.286,02	9.858,07	14.746,00				24.604,07	-86.555,02
10	232.609,88	33.437,52	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.278,72	2.291,81	12.986,91	3.246,73	9.740,18	14.746,00				24.486,18	-62.068,84
11	231.330,53	33.253,61	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.094,81	2.264,22	12.830,59	3.207,65	9.622,94	14.746,00				24.368,94	-37.699,90
12	230.058,21	33.070,72	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.911,92	2.236,79	12.675,13	3.168,78	9.506,35	14.746,00				24.252,35	-13.447,55
13	228.792,89	32.888,83	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.730,03	2.209,50	12.520,52	3.130,13	9.390,39	14.746,00				24.136,39	10.688,84
14	227.534,53	32.707,94	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.549,14	2.182,37	12.366,77	3.091,69	9.275,08	14.746,00				24.021,08	34.709,91
15	226.283,09	32.528,04	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.369,24	2.155,39	12.213,86	3.053,46	9.160,39	14.746,00				23.906,39	58.616,31
16	225.038,53	32.349,14	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.190,34	2.128,55	12.061,79	3.015,45	9.046,34	14.746,00				23.792,34	82.408,65
17	223.800,82	32.171,22	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.012,42	2.101,86	11.910,56	2.977,64	8.932,92	14.746,00				23.678,92	106.087,57
18	222.569,92	31.994,28	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.835,48	2.075,32	11.760,16	2.940,04	8.820,12	14.746,00				23.566,12	129.653,69
19	221.345,78	31.818,31	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.659,51	2.048,93	11.610,58	2.902,65	8.707,94	14.746,00				23.453,94	153.107,62
20	220.128,38	31.643,31	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.484,51	2.022,68	11.461,83	2.865,46	8.596,37	14.746,00				23.342,37	176.450,00



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-50.693,34</b>
<b>TIR</b>	<b>5,40%</b>

### Escenario 5: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 10 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>294.920,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>10,21%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>30,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>200</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.412,80</b>

#### Determinación de CPCC

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	88.476,00	30,00%	7,66%	2,30%
Inversionista	206.444,00	70,00%	8,53%	5,97%
<b>Total</b>	<b>294.920,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,27%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija

<b>Monto</b>	88.476,00	<b>Interés</b>	<b>10,21%</b>	
		Plazo (años)	10	



Año	Cuota	Interés	Capital	Amortización
0				88.476,00
1	14.529,21	9.033,40	5.495,82	82.980,18
2	14.529,21	8.472,28	6.056,94	76.923,25
3	14.529,21	7.853,86	6.675,35	70.247,90
4	14.529,21	7.172,31	7.356,90	62.890,99
5	14.529,21	6.421,17	8.108,04	54.782,95
6	14.529,21	5.593,34	8.935,88	45.847,07
7	14.529,21	4.680,99	9.848,23	35.998,84
8	14.529,21	3.675,48	10.853,73	25.145,11
9	14.529,21	2.567,32	11.961,90	13.183,21
10	14.529,21	1.346,01	13.183,21	0,00
<b>Total</b>	<b>145.292,15</b>	<b>56.816,15</b>	<b>88.476,00</b>	

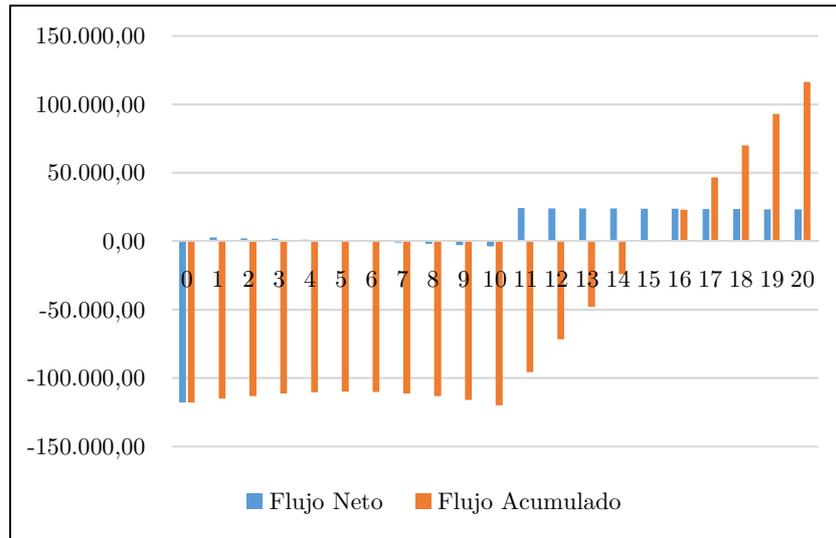
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
0	294.920,00	-	294.920,00	294.920,00	-
1		3.412,80	3.412,80	3.152,17	229.119,83
2		3.412,80	3.412,80	2.911,45	207.389,91
3		3.412,80	3.412,80	2.689,10	190.498,39
4		3.412,80	3.412,80	2.483,74	174.982,64
5		3.412,80	3.412,80	2.294,06	160.730,63
6		3.412,80	3.412,80	2.118,87	147.639,41
7		3.412,80	3.412,80	1.957,05	135.614,45
8		3.412,80	3.412,80	1.807,60	124.568,91
9		3.412,80	3.412,80	1.669,56	114.423,00
10		3.412,80	3.412,80	1.542,05	105.103,45
11		3.412,80	3.412,80	1.424,29	96.542,97
12		3.412,80	3.412,80	1.315,52	88.679,72
13		3.412,80	3.412,80	1.215,06	81.456,92
14		3.412,80	3.412,80	1.122,26	74.822,41
15		3.412,80	3.412,80	1.036,56	68.728,26
16		3.412,80	3.412,80	957,40	63.130,47
17		3.412,80	3.412,80	884,28	57.988,61
18		3.412,80	3.412,80	816,75	53.265,54
19		3.412,80	3.412,80	754,38	48.927,16
20		3.412,80	3.412,80	696,77	44.942,13
<b>Total</b>				<b>327.768,93</b>	<b>2.268.554,82</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,144</b>	



### Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								294.920,00	88.476,00		-206.444,00	-206.444,00
1	248.064,03	35.841,18	3.412,80	14.746,00	9.033,40	27.192,20	8.648,98	1.297,35	7.351,63	1.837,91	5.513,72	14.746,00			5.495,82	14.763,91	-191.680,09
2	243.102,75	35.124,36	3.412,80	14.746,00	8.472,28	26.631,08	8.493,28	1.273,99	7.219,29	1.804,82	5.414,47	14.746,00			6.056,94	14.103,53	-177.576,56
3	241.765,68	34.931,17	3.412,80	14.746,00	7.853,86	26.012,66	8.918,51	1.337,78	7.580,73	1.895,18	5.685,55	14.746,00			6.675,35	13.756,20	-163.820,37
4	240.435,97	34.739,05	3.412,80	14.746,00	7.172,31	25.331,11	9.407,94	1.411,19	7.996,75	1.999,19	5.997,56	14.746,00			7.356,90	13.386,66	-150.433,71
5	239.113,57	34.547,99	3.412,80	14.746,00	6.421,17	24.579,97	9.968,02	1.495,20	8.472,81	2.118,20	6.354,61	14.746,00			8.108,04	12.992,57	-137.441,14
6	237.798,45	34.357,97	3.412,80	14.746,00	5.593,34	23.752,14	10.605,83	1.590,87	9.014,96	2.253,74	6.761,22	14.746,00			8.935,88	12.571,34	-124.869,80
7	236.490,55	34.169,00	3.412,80	14.746,00	4.680,99	22.839,79	11.329,22	1.699,38	9.629,83	2.407,46	7.222,38	14.746,00			9.848,23	12.120,15	-112.749,65
8	235.189,86	33.981,07	3.412,80	14.746,00	3.675,48	21.834,28	12.146,79	1.822,02	10.324,77	2.581,19	7.743,58	14.746,00			10.853,73	11.635,85	-101.113,81
9	233.896,31	33.794,18	3.412,80	14.746,00	2.567,32	20.726,12	13.068,06	1.960,21	11.107,85	2.776,96	8.330,89	14.746,00			11.961,90	11.114,99	-89.998,82
10	232.609,88	33.608,31	3.412,80	14.746,00	1.346,01	19.504,81	14.103,50	2.115,53	11.987,98	2.996,99	8.990,98	14.746,00			13.183,21	10.553,77	-79.445,04
11	231.330,53	33.423,46	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.264,66	2.289,70	12.974,96	3.243,74	9.731,22	14.746,00				24.477,22	-54.967,82
12	230.058,21	33.239,63	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	15.080,83	2.262,13	12.818,71	3.204,68	9.614,03	14.746,00				24.360,03	-30.607,79
13	228.792,89	33.056,82	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.898,02	2.234,70	12.663,31	3.165,83	9.497,49	14.746,00				24.243,49	-6.364,30
14	227.534,53	32.875,00	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.716,20	2.207,43	12.508,77	3.127,19	9.381,58	14.746,00				24.127,58	17.763,28
15	226.283,09	32.694,19	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.535,39	2.180,31	12.355,08	3.088,77	9.266,31	14.746,00				24.012,31	41.775,59
16	225.038,53	32.514,37	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.355,57	2.153,34	12.202,24	3.050,56	9.151,68	14.746,00				23.897,68	65.673,27
17	223.800,82	32.335,54	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	14.176,74	2.126,51	12.050,23	3.012,56	9.037,67	14.746,00				23.783,67	89.456,94
18	222.569,92	32.157,70	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.998,90	2.099,83	11.899,06	2.974,77	8.924,30	14.746,00				23.670,30	113.127,24
19	221.345,78	31.980,83	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.822,03	2.073,30	11.748,73	2.937,18	8.811,55	14.746,00				23.557,55	136.684,79
20	220.128,38	31.804,94	3.412,80	14.746,00	0,00	18.158,80	13.646,14	2.046,92	11.599,22	2.899,80	8.699,41	14.746,00				23.445,41	160.130,20



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-48.347,16</b>
<b>TIR</b>	<b>5,33%</b>

**ANEXO 15: Flujos de caja considerando el beneficio fiscal del 100% de deducción de la depreciación del valor de los paneles e inversores**

**Análisis para el SFVCR propuesto para la planta industrial de Cuenca**

**Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 1: Autofinanciamiento**



Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0													186.168,00			-186.168,00	-186.168,00
1	165.643,32	23.444,78	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-48.968,86	0,00	-48.968,86	0,00	-48.968,86	70.056,00				21.087,14	-165.080,86
2	161.502,24	22.858,66	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-49.554,98	0,00	-49.554,98	0,00	-49.554,98	70.056,00				20.501,02	-144.579,83
3	160.508,38	22.718,00	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-49.695,64	0,00	-49.695,64	0,00	-49.695,64	70.056,00				20.360,36	-124.219,47
4	159.514,52	22.577,33	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-49.836,31	0,00	-49.836,31	0,00	-49.836,31	70.056,00				20.219,69	-103.999,79
5	158.520,66	22.436,66	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-49.976,98	0,00	-49.976,98	0,00	-49.976,98	70.056,00				20.079,02	-83.920,77
6	157.526,80	22.295,99	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-50.117,65	0,00	-50.117,65	0,00	-50.117,65	70.056,00				19.938,35	-63.982,42
7	156.532,94	22.155,32	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-50.258,32	0,00	-50.258,32	0,00	-50.258,32	70.056,00				19.797,68	-44.184,74
8	155.539,08	22.014,65	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-50.398,99	0,00	-50.398,99	0,00	-50.398,99	70.056,00				19.657,01	-24.527,72
9	154.545,22	21.873,98	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-50.539,66	0,00	-50.539,66	0,00	-50.539,66	70.056,00				19.516,34	-5.011,38
10	153.551,36	21.733,32	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-50.680,32	0,00	-50.680,32	0,00	-50.680,32	70.056,00				19.375,68	14.364,30
11	152.557,50	21.592,65	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-50.820,99	0,00	-50.820,99	0,00	-50.820,99	70.056,00				19.235,01	33.599,30
12	151.563,64	21.451,98	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-50.961,66	0,00	-50.961,66	0,00	-50.961,66	70.056,00				19.094,34	52.693,64
13	150.569,78	21.311,31	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-51.102,33	0,00	-51.102,33	0,00	-51.102,33	70.056,00				18.953,67	71.647,31
14	149.575,92	21.170,64	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-51.243,00	0,00	-51.243,00	0,00	-51.243,00	70.056,00				18.813,00	90.460,31
15	148.582,06	21.029,97	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-51.383,67	0,00	-51.383,67	0,00	-51.383,67	70.056,00				18.672,33	109.132,64
16	147.588,20	20.889,30	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-51.524,34	0,00	-51.524,34	0,00	-51.524,34	70.056,00				18.531,66	127.664,30
17	146.594,34	20.748,63	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-51.665,01	0,00	-51.665,01	0,00	-51.665,01	70.056,00				18.390,99	146.055,30
18	145.600,48	20.607,97	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-51.805,67	0,00	-51.805,67	0,00	-51.805,67	70.056,00				18.250,33	164.305,62
19	144.606,62	20.467,30	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-51.946,34	0,00	-51.946,34	0,00	-51.946,34	70.056,00				18.109,66	182.415,28
20	143.612,76	20.326,63	2.357,64	70.056,00		72.413,64	-52.087,01	0,00	-52.087,01	0,00	-52.087,01	70.056,00				17.968,99	200.384,27



## Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 2: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 5 años plazo

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								186.168,00	111.700,80		-74.467,20	-74.467,20
1	165.643,32	22.446,69	2.357,64	70.056,00	11.013,70	83.427,34	-60.980,65	0,00	-60.980,65	0,00	-60.980,65	70.056,00			18.347,38	-9.272,03	-83.739,23
2	161.502,24	21.885,52	2.357,64	70.056,00	9.204,65	81.618,29	-59.732,77	0,00	-59.732,77	0,00	-59.732,77	70.056,00			20.156,43	-9.833,19	-93.572,42
3	160.508,38	21.750,84	2.357,64	70.056,00	7.217,22	79.630,86	-57.880,02	0,00	-57.880,02	0,00	-57.880,02	70.056,00			22.143,85	-9.967,87	-103.540,30
4	159.514,52	21.616,16	2.357,64	70.056,00	5.033,84	77.447,48	-55.831,32	0,00	-55.831,32	0,00	-55.831,32	70.056,00			24.327,24	-10.102,55	-113.642,85
5	158.520,66	21.481,48	2.357,64	70.056,00	2.635,17	75.048,81	-53.567,33	0,00	-53.567,33	0,00	-53.567,33	70.056,00			26.725,90	-10.237,24	-123.880,09
6	157.526,80	21.346,80	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.066,84	0,00	-51.066,84	0,00	-51.066,84	70.056,00				18.989,16	-104.890,93
7	156.532,94	21.212,12	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.201,52	0,00	-51.201,52	0,00	-51.201,52	70.056,00				18.854,48	-86.036,44
8	155.539,08	21.077,44	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.336,20	0,00	-51.336,20	0,00	-51.336,20	70.056,00				18.719,80	-67.316,64
9	154.545,22	20.942,76	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.470,88	0,00	-51.470,88	0,00	-51.470,88	70.056,00				18.585,12	-48.731,52
10	153.551,36	20.808,08	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.605,56	0,00	-51.605,56	0,00	-51.605,56	70.056,00				18.450,44	-30.281,08
11	152.557,50	20.673,40	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.740,24	0,00	-51.740,24	0,00	-51.740,24	70.056,00				18.315,76	-11.965,32
12	151.563,64	20.538,72	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.874,92	0,00	-51.874,92	0,00	-51.874,92	70.056,00				18.181,08	6.215,76
13	150.569,78	20.404,04	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.009,60	0,00	-52.009,60	0,00	-52.009,60	70.056,00				18.046,40	24.262,16
14	149.575,92	20.269,36	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.144,28	0,00	-52.144,28	0,00	-52.144,28	70.056,00				17.911,72	42.173,88
15	148.582,06	20.134,68	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.278,96	0,00	-52.278,96	0,00	-52.278,96	70.056,00				17.777,04	59.950,92
16	147.588,20	20.000,00	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.413,64	0,00	-52.413,64	0,00	-52.413,64	70.056,00				17.642,36	77.593,28
17	146.594,34	19.865,32	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.548,32	0,00	-52.548,32	0,00	-52.548,32	70.056,00				17.507,68	95.100,96
18	145.600,48	19.730,64	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.683,00	0,00	-52.683,00	0,00	-52.683,00	70.056,00				17.373,00	112.473,96
19	144.606,62	19.595,96	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.817,68	0,00	-52.817,68	0,00	-52.817,68	70.056,00				17.238,32	129.712,28
20	143.612,76	19.461,28	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.952,36	0,00	-52.952,36	0,00	-52.952,36	70.056,00				17.103,64	146.815,92



**Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 3: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo**

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								186.168,00	111.700,80		-74.467,20	-74.467,20
1	165.643,32	22.675,79	2.357,64	70.056,00	11.404,65	83.818,29	-61.142,50	0,00	-61.142,50	0,00	-61.142,50	70.056,00			6.938,46	1.975,04	-72.492,16
2	161.502,24	22.108,90	2.357,64	70.056,00	10.696,24	83.109,88	-61.000,98	0,00	-61.000,98	0,00	-61.000,98	70.056,00			7.646,87	1.408,15	-71.084,01
3	160.508,38	21.972,84	2.357,64	70.056,00	9.915,49	82.329,13	-60.356,29	0,00	-60.356,29	0,00	-60.356,29	70.056,00			8.427,62	1.272,10	-69.811,91
4	159.514,52	21.836,79	2.357,64	70.056,00	9.055,03	81.468,67	-59.631,88	0,00	-59.631,88	0,00	-59.631,88	70.056,00			9.288,08	1.136,04	-68.675,87
5	158.520,66	21.700,73	2.357,64	70.056,00	8.106,72	80.520,36	-58.819,62	0,00	-58.819,62	0,00	-58.819,62	70.056,00			10.236,39	999,99	-67.675,88
6	157.526,80	21.564,68	2.357,64	70.056,00	7.061,58	79.475,22	-57.910,54	0,00	-57.910,54	0,00	-57.910,54	70.056,00			11.281,53	863,93	-66.811,95
7	156.532,94	21.428,63	2.357,64	70.056,00	5.909,74	78.323,38	-56.894,75	0,00	-56.894,75	0,00	-56.894,75	70.056,00			12.433,37	727,88	-66.084,08
8	155.539,08	21.292,57	2.357,64	70.056,00	4.640,29	77.053,93	-55.761,36	0,00	-55.761,36	0,00	-55.761,36	70.056,00			13.702,82	591,82	-65.492,26
9	154.545,22	21.156,52	2.357,64	70.056,00	3.241,23	75.654,87	-54.498,36	0,00	-54.498,36	0,00	-54.498,36	70.056,00			15.101,88	455,77	-65.036,49
10	153.551,36	21.020,46	2.357,64	70.056,00	1.699,33	74.112,97	-53.092,51	0,00	-53.092,51	0,00	-53.092,51	70.056,00			16.643,78	319,71	-64.716,78
11	152.557,50	20.884,41	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.529,23	0,00	-51.529,23	0,00	-51.529,23	70.056,00				18.526,77	-46.190,01
12	151.563,64	20.748,35	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.665,29	0,00	-51.665,29	0,00	-51.665,29	70.056,00				18.390,71	-27.799,30
13	150.569,78	20.612,30	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.801,34	0,00	-51.801,34	0,00	-51.801,34	70.056,00				18.254,66	-9.544,64
14	149.575,92	20.476,24	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.937,40	0,00	-51.937,40	0,00	-51.937,40	70.056,00				18.118,60	8.573,96
15	148.582,06	20.340,19	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.073,45	0,00	-52.073,45	0,00	-52.073,45	70.056,00				17.982,55	26.556,50
16	147.588,20	20.204,13	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.209,51	0,00	-52.209,51	0,00	-52.209,51	70.056,00				17.846,49	44.403,00
17	146.594,34	20.068,08	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.345,56	0,00	-52.345,56	0,00	-52.345,56	70.056,00				17.710,44	62.113,43
18	145.600,48	19.932,02	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.481,62	0,00	-52.481,62	0,00	-52.481,62	70.056,00				17.574,38	79.687,82
19	144.606,62	19.795,97	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.617,67	0,00	-52.617,67	0,00	-52.617,67	70.056,00				17.438,33	97.126,14
20	143.612,76	19.659,91	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.753,73	0,00	-52.753,73	0,00	-52.753,73	70.056,00				17.302,27	114.428,42



**Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 4: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 5 años plazo**

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								186.168,00	55.850,40		-130.317,60	-130.317,60
1	165.643,32	22.943,31	2.357,64	70.056,00	5.506,85	77.920,49	-54.977,18	0,00	-54.977,18	0,00	-54.977,18	70.056,00			9.173,69	5.905,13	-124.412,47
2	161.502,24	22.369,73	2.357,64	70.056,00	4.602,32	77.015,96	-54.646,23	0,00	-54.646,23	0,00	-54.646,23	70.056,00			10.078,21	5.331,55	-119.080,92
3	160.508,38	22.232,07	2.357,64	70.056,00	3.608,61	76.022,25	-53.790,18	0,00	-53.790,18	0,00	-53.790,18	70.056,00			11.071,93	5.193,89	-113.887,03
4	159.514,52	22.094,41	2.357,64	70.056,00	2.516,92	74.930,56	-52.836,15	0,00	-52.836,15	0,00	-52.836,15	70.056,00			12.163,62	5.056,23	-108.830,80
5	158.520,66	21.956,75	2.357,64	70.056,00	1.317,59	73.731,23	-51.774,48	0,00	-51.774,48	0,00	-51.774,48	70.056,00			13.362,95	4.918,57	-103.912,22
6	157.526,80	21.819,09	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-50.594,55	0,00	-50.594,55	0,00	-50.594,55	70.056,00				19.461,45	-84.450,78
7	156.532,94	21.681,43	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-50.732,21	0,00	-50.732,21	0,00	-50.732,21	70.056,00				19.323,79	-65.126,99
8	155.539,08	21.543,77	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-50.869,87	0,00	-50.869,87	0,00	-50.869,87	70.056,00				19.186,13	-45.940,86
9	154.545,22	21.406,11	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.007,53	0,00	-51.007,53	0,00	-51.007,53	70.056,00				19.048,47	-26.892,39
10	153.551,36	21.268,45	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.145,19	0,00	-51.145,19	0,00	-51.145,19	70.056,00				18.910,81	-7.981,58
11	152.557,50	21.130,79	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.282,85	0,00	-51.282,85	0,00	-51.282,85	70.056,00				18.773,15	10.791,57
12	151.563,64	20.993,13	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.420,51	0,00	-51.420,51	0,00	-51.420,51	70.056,00				18.635,49	29.427,06
13	150.569,78	20.855,47	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.558,17	0,00	-51.558,17	0,00	-51.558,17	70.056,00				18.497,83	47.924,89
14	149.575,92	20.717,81	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.695,83	0,00	-51.695,83	0,00	-51.695,83	70.056,00				18.360,17	66.285,06
15	148.582,06	20.580,15	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.833,49	0,00	-51.833,49	0,00	-51.833,49	70.056,00				18.222,51	84.507,57
16	147.588,20	20.442,49	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.971,15	0,00	-51.971,15	0,00	-51.971,15	70.056,00				18.084,85	102.592,42
17	146.594,34	20.304,83	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.108,81	0,00	-52.108,81	0,00	-52.108,81	70.056,00				17.947,19	120.539,62
18	145.600,48	20.167,17	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.246,47	0,00	-52.246,47	0,00	-52.246,47	70.056,00				17.809,53	138.349,15
19	144.606,62	20.029,51	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.384,13	0,00	-52.384,13	0,00	-52.384,13	70.056,00				17.671,87	156.021,02
20	143.612,76	19.891,85	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.521,79	0,00	-52.521,79	0,00	-52.521,79	70.056,00				17.534,21	173.555,23



**Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 5: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 10 años plazo**

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								186.168,00	55.850,40		-130.317,60	-130.317,60
1	165.643,32	23.058,86	2.357,64	70.056,00	5.702,33	78.115,97	-55.057,10	0,00	-55.057,10	0,00	-55.057,10	70.056,00			3.469,23	11.529,67	-118.787,93
2	161.502,24	22.482,39	2.357,64	70.056,00	5.348,12	77.761,76	-55.279,36	0,00	-55.279,36	0,00	-55.279,36	70.056,00			3.823,44	10.953,20	-107.834,73
3	160.508,38	22.344,04	2.357,64	70.056,00	4.957,74	77.371,38	-55.027,35	0,00	-55.027,35	0,00	-55.027,35	70.056,00			4.213,81	10.814,84	-97.019,89
4	159.514,52	22.205,69	2.357,64	70.056,00	4.527,51	76.941,15	-54.735,47	0,00	-54.735,47	0,00	-54.735,47	70.056,00			4.644,04	10.676,49	-86.343,40
5	158.520,66	22.067,33	2.357,64	70.056,00	4.053,36	76.467,00	-54.399,67	0,00	-54.399,67	0,00	-54.399,67	70.056,00			5.118,20	10.538,14	-75.805,26
6	157.526,80	21.928,98	2.357,64	70.056,00	3.530,79	75.944,43	-54.015,45	0,00	-54.015,45	0,00	-54.015,45	70.056,00			5.640,76	10.399,79	-65.405,47
7	156.532,94	21.790,63	2.357,64	70.056,00	2.954,87	75.368,51	-53.577,88	0,00	-53.577,88	0,00	-53.577,88	70.056,00			6.216,69	10.261,43	-55.144,04
8	155.539,08	21.652,27	2.357,64	70.056,00	2.320,14	74.733,78	-53.081,51	0,00	-53.081,51	0,00	-53.081,51	70.056,00			6.851,41	10.123,08	-45.020,96
9	154.545,22	21.513,92	2.357,64	70.056,00	1.620,62	74.034,26	-52.520,34	0,00	-52.520,34	0,00	-52.520,34	70.056,00			7.550,94	9.984,73	-35.036,23
10	153.551,36	21.375,57	2.357,64	70.056,00	849,66	73.263,30	-51.887,74	0,00	-51.887,74	0,00	-51.887,74	70.056,00			8.321,89	9.846,37	-25.189,86
11	152.557,50	21.237,21	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.176,43	0,00	-51.176,43	0,00	-51.176,43	70.056,00				18.879,57	-6.310,29
12	151.563,64	21.098,86	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.314,78	0,00	-51.314,78	0,00	-51.314,78	70.056,00				18.741,22	12.430,93
13	150.569,78	20.960,51	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.453,13	0,00	-51.453,13	0,00	-51.453,13	70.056,00				18.602,87	31.033,80
14	149.575,92	20.822,15	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.591,49	0,00	-51.591,49	0,00	-51.591,49	70.056,00				18.464,51	49.498,31
15	148.582,06	20.683,80	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.729,84	0,00	-51.729,84	0,00	-51.729,84	70.056,00				18.326,16	67.824,48
16	147.588,20	20.545,45	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-51.868,19	0,00	-51.868,19	0,00	-51.868,19	70.056,00				18.187,81	86.012,28
17	146.594,34	20.407,09	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.006,55	0,00	-52.006,55	0,00	-52.006,55	70.056,00				18.049,45	104.061,74
18	145.600,48	20.268,74	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.144,90	0,00	-52.144,90	0,00	-52.144,90	70.056,00				17.911,10	121.972,84
19	144.606,62	20.130,39	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.283,25	0,00	-52.283,25	0,00	-52.283,25	70.056,00				17.772,75	139.745,59
20	143.612,76	19.992,04	2.357,64	70.056,00	0,00	72.413,64	-52.421,60	0,00	-52.421,60	0,00	-52.421,60	70.056,00				17.634,40	157.379,98



## Análisis para el SFVCR propuesto para el área de recría de la granja porcícola de Santa Rosa

## Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 1: Autofinanciamiento

Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0													294.920,00			-294.920,00	-294.920,00
1	248.064,03	36.449,51	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-55.693,29	0,00	-55.693,29	0,00	-55.693,29	88.730,00				33.036,71	-261.883,29
2	243.102,75	35.720,52	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-56.422,28	0,00	-56.422,28	0,00	-56.422,28	88.730,00				32.307,72	-229.575,57
3	241.765,68	35.524,06	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-56.618,74	0,00	-56.618,74	0,00	-56.618,74	88.730,00				32.111,26	-197.464,31
4	240.435,97	35.328,67	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-56.814,13	0,00	-56.814,13	0,00	-56.814,13	88.730,00				31.915,87	-165.548,44
5	239.113,57	35.134,37	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-57.008,43	0,00	-57.008,43	0,00	-57.008,43	88.730,00				31.721,57	-133.826,87
6	237.798,45	34.941,13	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-57.201,67	0,00	-57.201,67	0,00	-57.201,67	88.730,00				31.528,33	-102.298,55
7	236.490,55	34.748,95	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-57.393,85	0,00	-57.393,85	0,00	-57.393,85	88.730,00				31.336,15	-70.962,40
8	235.189,86	34.557,83	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-57.584,97	0,00	-57.584,97	0,00	-57.584,97	88.730,00				31.145,03	-39.817,36
9	233.896,31	34.367,76	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-57.775,04	0,00	-57.775,04	0,00	-57.775,04	88.730,00				30.954,96	-8.862,40
10	232.609,88	34.178,74	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-57.964,06	0,00	-57.964,06	0,00	-57.964,06	88.730,00				30.765,94	21.903,54
11	231.330,53	33.990,76	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-58.152,04	0,00	-58.152,04	0,00	-58.152,04	88.730,00				30.577,96	52.481,50
12	230.058,21	33.803,81	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-58.338,99	0,00	-58.338,99	0,00	-58.338,99	88.730,00				30.391,01	82.872,51
13	228.792,89	33.617,89	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-58.524,91	0,00	-58.524,91	0,00	-58.524,91	88.730,00				30.205,09	113.077,60
14	227.534,53	33.432,99	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-58.709,81	0,00	-58.709,81	0,00	-58.709,81	88.730,00				30.020,19	143.097,79
15	226.283,09	33.249,11	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-58.893,69	0,00	-58.893,69	0,00	-58.893,69	88.730,00				29.836,31	172.934,09
16	225.038,53	33.066,24	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-59.076,56	0,00	-59.076,56	0,00	-59.076,56	88.730,00				29.653,44	202.587,53
17	223.800,82	32.884,37	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-59.258,43	0,00	-59.258,43	0,00	-59.258,43	88.730,00				29.471,57	232.059,11
18	222.569,92	32.703,51	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-59.439,29	0,00	-59.439,29	0,00	-59.439,29	88.730,00				29.290,71	261.349,82
19	221.345,78	32.523,64	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-59.619,16	0,00	-59.619,16	0,00	-59.619,16	88.730,00				29.110,84	290.460,66
20	220.128,38	32.344,76	3.412,80	88.730,00		92.142,80	-59.798,04	0,00	-59.798,04	0,00	-59.798,04	88.730,00				28.931,96	319.392,62



**Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 2: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 5 años plazo**

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								294.920,00	176.952,00		-117.968,00	-117.968,00
1	248.064,03	34.876,28	3.412,80	88.730,00	17.447,47	109.590,27	-74.713,98	0,00	-74.713,98	0,00	-74.713,98	88.730,00			29.065,19	-15.049,17	-133.017,17
2	243.102,75	34.178,76	3.412,80	88.730,00	14.581,64	106.724,44	-72.545,68	0,00	-72.545,68	0,00	-72.545,68	88.730,00			31.931,02	-15.746,70	-148.763,88
3	241.765,68	33.990,78	3.412,80	88.730,00	11.433,24	103.576,04	-69.585,27	0,00	-69.585,27	0,00	-69.585,27	88.730,00			35.079,42	-15.934,68	-164.698,56
4	240.435,97	33.803,83	3.412,80	88.730,00	7.974,41	100.117,21	-66.313,38	0,00	-66.313,38	0,00	-66.313,38	88.730,00			38.538,25	-16.121,63	-180.820,19
5	239.113,57	33.617,91	3.412,80	88.730,00	4.174,54	96.317,34	-62.699,43	0,00	-62.699,43	0,00	-62.699,43	88.730,00			42.338,12	-16.307,55	-197.127,75
6	237.798,45	33.433,01	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.709,79	0,00	-58.709,79	0,00	-58.709,79	88.730,00				30.020,21	-167.107,54
7	236.490,55	33.249,13	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.893,67	0,00	-58.893,67	0,00	-58.893,67	88.730,00				29.836,33	-137.271,21
8	235.189,86	33.066,26	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.076,54	0,00	-59.076,54	0,00	-59.076,54	88.730,00				29.653,46	-107.617,76
9	233.896,31	32.884,39	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.258,41	0,00	-59.258,41	0,00	-59.258,41	88.730,00				29.471,59	-78.146,17
10	232.609,88	32.703,53	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.439,27	0,00	-59.439,27	0,00	-59.439,27	88.730,00				29.290,73	-48.855,44
11	231.330,53	32.523,66	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.619,14	0,00	-59.619,14	0,00	-59.619,14	88.730,00				29.110,86	-19.744,58
12	230.058,21	32.344,78	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.798,02	0,00	-59.798,02	0,00	-59.798,02	88.730,00				28.931,98	9.187,39
13	228.792,89	32.166,88	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.975,92	0,00	-59.975,92	0,00	-59.975,92	88.730,00				28.754,08	37.941,47
14	227.534,53	31.989,96	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.152,84	0,00	-60.152,84	0,00	-60.152,84	88.730,00				28.577,16	66.518,64
15	226.283,09	31.814,02	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.328,78	0,00	-60.328,78	0,00	-60.328,78	88.730,00				28.401,22	94.919,86
16	225.038,53	31.639,04	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.503,76	0,00	-60.503,76	0,00	-60.503,76	88.730,00				28.226,24	123.146,10
17	223.800,82	31.465,03	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.677,77	0,00	-60.677,77	0,00	-60.677,77	88.730,00				28.052,23	151.198,32
18	222.569,92	31.291,97	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.850,83	0,00	-60.850,83	0,00	-60.850,83	88.730,00				27.879,17	179.077,49
19	221.345,78	31.119,86	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-61.022,94	0,00	-61.022,94	0,00	-61.022,94	88.730,00				27.707,06	206.784,55
20	220.128,38	30.948,70	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-61.194,10	0,00	-61.194,10	0,00	-61.194,10	88.730,00				27.535,90	234.320,46



## Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 3: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								294.920,00	176.952,00		-117.968,00	-117.968,00
1	248.064,03	35.237,38	3.412,80	88.730,00	18.066,80	110.209,60	-74.972,22	0,00	-74.972,22	0,00	-74.972,22	88.730,00			10.991,63	2.766,15	-115.201,85
2	243.102,75	34.532,63	3.412,80	88.730,00	16.944,55	109.087,35	-74.554,72	0,00	-74.554,72	0,00	-74.554,72	88.730,00			12.113,88	2.061,40	-113.140,44
3	241.765,68	34.342,70	3.412,80	88.730,00	15.707,73	107.850,53	-73.507,82	0,00	-73.507,82	0,00	-73.507,82	88.730,00			13.350,70	1.871,47	-111.268,97
4	240.435,97	34.153,82	3.412,80	88.730,00	14.344,62	106.487,42	-72.333,60	0,00	-72.333,60	0,00	-72.333,60	88.730,00			14.713,81	1.682,59	-109.586,38
5	239.113,57	33.965,97	3.412,80	88.730,00	12.842,34	104.985,14	-71.019,17	0,00	-71.019,17	0,00	-71.019,17	88.730,00			16.216,09	1.494,74	-108.091,64
6	237.798,45	33.779,16	3.412,80	88.730,00	11.186,68	103.329,48	-69.550,32	0,00	-69.550,32	0,00	-69.550,32	88.730,00			17.871,75	1.307,93	-106.783,71
7	236.490,55	33.593,37	3.412,80	88.730,00	9.361,97	101.504,77	-67.911,40	0,00	-67.911,40	0,00	-67.911,40	88.730,00			19.696,46	1.122,15	-105.661,56
8	235.189,86	33.408,61	3.412,80	88.730,00	7.350,96	99.493,76	-66.085,15	0,00	-66.085,15	0,00	-66.085,15	88.730,00			21.707,47	937,38	-104.724,18
9	233.896,31	33.224,86	3.412,80	88.730,00	5.134,63	97.277,43	-64.052,57	0,00	-64.052,57	0,00	-64.052,57	88.730,00			23.923,80	753,63	-103.970,55
10	232.609,88	33.042,13	3.412,80	88.730,00	2.692,01	94.834,81	-61.792,68	0,00	-61.792,68	0,00	-61.792,68	88.730,00			26.366,42	570,90	-103.399,65
11	231.330,53	32.860,40	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.282,40	0,00	-59.282,40	0,00	-59.282,40	88.730,00				29.447,60	-73.952,05
12	230.058,21	32.679,66	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.463,14	0,00	-59.463,14	0,00	-59.463,14	88.730,00				29.266,86	-44.685,19
13	228.792,89	32.499,93	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.642,87	0,00	-59.642,87	0,00	-59.642,87	88.730,00				29.087,13	-15.598,07
14	227.534,53	32.321,18	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.821,62	0,00	-59.821,62	0,00	-59.821,62	88.730,00				28.908,38	13.310,31
15	226.283,09	32.143,41	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.999,39	0,00	-59.999,39	0,00	-59.999,39	88.730,00				28.730,61	42.040,92
16	225.038,53	31.966,62	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.176,18	0,00	-60.176,18	0,00	-60.176,18	88.730,00				28.553,82	70.594,74
17	223.800,82	31.790,80	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.352,00	0,00	-60.352,00	0,00	-60.352,00	88.730,00				28.378,00	98.972,74
18	222.569,92	31.615,95	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.526,85	0,00	-60.526,85	0,00	-60.526,85	88.730,00				28.203,15	127.175,90
19	221.345,78	31.442,07	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.700,73	0,00	-60.700,73	0,00	-60.700,73	88.730,00				28.029,27	155.205,16
20	220.128,38	31.269,14	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.873,66	0,00	-60.873,66	0,00	-60.873,66	88.730,00				27.856,34	183.061,50



**Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 4: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 5 años plazo**

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								294.920,00	88.476,00		-206.444,00	-206.444,00
1	248.064,03	35.659,04	3.412,80	88.730,00	8.723,73	100.866,53	-65.207,49	0,00	-65.207,49	0,00	-65.207,49	88.730,00			14.532,60	8.989,91	-197.454,09
2	243.102,75	34.945,86	3.412,80	88.730,00	7.290,82	99.433,62	-64.487,76	0,00	-64.487,76	0,00	-64.487,76	88.730,00			15.965,51	8.276,73	-189.177,36
3	241.765,68	34.753,66	3.412,80	88.730,00	5.716,62	97.859,42	-63.105,76	0,00	-63.105,76	0,00	-63.105,76	88.730,00			17.539,71	8.084,53	-181.092,83
4	240.435,97	34.562,51	3.412,80	88.730,00	3.987,21	96.130,01	-61.567,49	0,00	-61.567,49	0,00	-61.567,49	88.730,00			19.269,12	7.893,38	-173.199,45
5	239.113,57	34.372,42	3.412,80	88.730,00	2.087,27	94.230,07	-59.857,65	0,00	-59.857,65	0,00	-59.857,65	88.730,00			21.169,06	7.703,29	-165.496,16
6	237.798,45	34.183,37	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-57.959,43	0,00	-57.959,43	0,00	-57.959,43	88.730,00				30.770,57	-134.725,59
7	236.490,55	33.995,36	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.147,44	0,00	-58.147,44	0,00	-58.147,44	88.730,00				30.582,56	-104.143,03
8	235.189,86	33.808,39	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.334,41	0,00	-58.334,41	0,00	-58.334,41	88.730,00				30.395,59	-73.747,44
9	233.896,31	33.622,44	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.520,36	0,00	-58.520,36	0,00	-58.520,36	88.730,00				30.209,64	-43.537,80
10	232.609,88	33.437,52	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.705,28	0,00	-58.705,28	0,00	-58.705,28	88.730,00				30.024,72	-13.513,09
11	231.330,53	33.253,61	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.889,19	0,00	-58.889,19	0,00	-58.889,19	88.730,00				29.840,81	16.327,73
12	230.058,21	33.070,72	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.072,08	0,00	-59.072,08	0,00	-59.072,08	88.730,00				29.657,92	45.985,64
13	228.792,89	32.888,83	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.253,97	0,00	-59.253,97	0,00	-59.253,97	88.730,00				29.476,03	75.461,67
14	227.534,53	32.707,94	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.434,86	0,00	-59.434,86	0,00	-59.434,86	88.730,00				29.295,14	104.756,81
15	226.283,09	32.528,04	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.614,76	0,00	-59.614,76	0,00	-59.614,76	88.730,00				29.115,24	133.872,05
16	225.038,53	32.349,14	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.793,66	0,00	-59.793,66	0,00	-59.793,66	88.730,00				28.936,34	162.808,39
17	223.800,82	32.171,22	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.971,58	0,00	-59.971,58	0,00	-59.971,58	88.730,00				28.758,42	191.566,81
18	222.569,92	31.994,28	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.148,52	0,00	-60.148,52	0,00	-60.148,52	88.730,00				28.581,48	220.148,29
19	221.345,78	31.818,31	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.324,49	0,00	-60.324,49	0,00	-60.324,49	88.730,00				28.405,51	248.553,80
20	220.128,38	31.643,31	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.499,49	0,00	-60.499,49	0,00	-60.499,49	88.730,00				28.230,51	276.784,31



**Flujo de caja considerando beneficio fiscal escenario 5: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 10 años plazo**

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								294.920,00	88.476,00		-206.444,00	-206.444,00
1	248.064,03	35.841,18	3.412,80	88.730,00	9.033,40	101.176,20	-65.335,02	0,00	-65.335,02	0,00	-65.335,02	88.730,00			5.495,82	17.899,16	-188.544,84
2	243.102,75	35.124,36	3.412,80	88.730,00	8.472,28	100.615,08	-65.490,72	0,00	-65.490,72	0,00	-65.490,72	88.730,00			6.056,94	17.182,34	-171.362,49
3	241.765,68	34.931,17	3.412,80	88.730,00	7.853,86	99.996,66	-65.065,49	0,00	-65.065,49	0,00	-65.065,49	88.730,00			6.675,35	16.989,16	-154.373,34
4	240.435,97	34.739,05	3.412,80	88.730,00	7.172,31	99.315,11	-64.576,06	0,00	-64.576,06	0,00	-64.576,06	88.730,00			7.356,90	16.797,04	-137.576,30
5	239.113,57	34.547,99	3.412,80	88.730,00	6.421,17	98.563,97	-64.015,98	0,00	-64.015,98	0,00	-64.015,98	88.730,00			8.108,04	16.605,97	-120.970,33
6	237.798,45	34.357,97	3.412,80	88.730,00	5.593,34	97.736,14	-63.378,17	0,00	-63.378,17	0,00	-63.378,17	88.730,00			8.935,88	16.415,96	-104.554,38
7	236.490,55	34.169,00	3.412,80	88.730,00	4.680,99	96.823,79	-62.654,78	0,00	-62.654,78	0,00	-62.654,78	88.730,00			9.848,23	16.226,99	-88.327,39
8	235.189,86	33.981,07	3.412,80	88.730,00	3.675,48	95.818,28	-61.837,21	0,00	-61.837,21	0,00	-61.837,21	88.730,00			10.853,73	16.039,06	-72.288,33
9	233.896,31	33.794,18	3.412,80	88.730,00	2.567,32	94.710,12	-60.915,94	0,00	-60.915,94	0,00	-60.915,94	88.730,00			11.961,90	15.852,16	-56.436,17
10	232.609,88	33.608,31	3.412,80	88.730,00	1.346,01	93.488,81	-59.880,50	0,00	-59.880,50	0,00	-59.880,50	88.730,00			13.183,21	15.666,29	-40.769,87
11	231.330,53	33.423,46	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.719,34	0,00	-58.719,34	0,00	-58.719,34	88.730,00				30.010,66	-10.759,21
12	230.058,21	33.239,63	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-58.903,17	0,00	-58.903,17	0,00	-58.903,17	88.730,00				29.826,83	19.067,63
13	228.792,89	33.056,82	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.085,98	0,00	-59.085,98	0,00	-59.085,98	88.730,00				29.644,02	48.711,64
14	227.534,53	32.875,00	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.267,80	0,00	-59.267,80	0,00	-59.267,80	88.730,00				29.462,20	78.173,85
15	226.283,09	32.694,19	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.448,61	0,00	-59.448,61	0,00	-59.448,61	88.730,00				29.281,39	107.455,24
16	225.038,53	32.514,37	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.628,43	0,00	-59.628,43	0,00	-59.628,43	88.730,00				29.101,57	136.556,81
17	223.800,82	32.335,54	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.807,26	0,00	-59.807,26	0,00	-59.807,26	88.730,00				28.922,74	165.479,56
18	222.569,92	32.157,70	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-59.985,10	0,00	-59.985,10	0,00	-59.985,10	88.730,00				28.744,90	194.224,46
19	221.345,78	31.980,83	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.161,97	0,00	-60.161,97	0,00	-60.161,97	88.730,00				28.568,03	222.792,49
20	220.128,38	31.804,94	3.412,80	88.730,00	0,00	92.142,80	-60.337,86	0,00	-60.337,86	0,00	-60.337,86	88.730,00				28.392,14	251.184,62

**ANEXO 16: Estimación de la energía para el SVFCR del área de la planta industrial sin considerar el área A4.**

Debido a que en este caso se considera suprimir un área de estudio, se debe eliminar de las tablas del cálculo de la producción energética, calculadas en el ANEXO 6, la producción del área A4. A continuación se exponen los resultados con este supuesto.

Energía anual (kWh)

Mes	Energía Producida (kWh/mes)
Enero	11.890,87
Febrero	10.817,69
Marzo	11.468,85
Abril	10.129,88
Mayo	10.606,92
Junio	10.745,93
Julio	9.648,51
Agosto	10.677,68
Septiembre	9.856,39
Octubre	11.076,63
Noviembre	12.079,61
Diciembre	12.388,28
<b>Total</b>	<b>131.387,24</b>

Energía en 20 años (kWh)

Año	Energía (kWh)
<b>1</b>	131.387,24
<b>2</b>	128.102,56
<b>3</b>	127.314,24
<b>4</b>	126.525,91
<b>5</b>	125.737,59
<b>6</b>	124.949,26
<b>7</b>	124.160,94
<b>8</b>	123.372,62
<b>9</b>	122.584,29
<b>10</b>	121.795,97
<b>11</b>	121.007,65
<b>12</b>	120.219,32
<b>13</b>	119.431,00
<b>14</b>	118.642,68
<b>15</b>	117.854,35
<b>16</b>	117.066,03



<b>17</b>	116.277,71
<b>18</b>	115.489,38
<b>19</b>	114.701,06
<b>20</b>	113.912,74
<b>Total</b>	<b>2.430.532,55</b>

**ANEXO 17: Dimensionamiento para el inversor de 27 kW y estimación de la energía para el SVFCR del área de recría de la granja porcícola considerando el abastecimiento del 80% de la carga.**

Para este dimensionamiento se considera intercambiar un inversor del caso original por un inversor de menor potencia. De esta forma se logra dimensionar el sistema para cubrir el 80% de la demanda en el área de recría. Además, para mantener la uniformidad, se selecciona el mismo panel escogido en el dimensionamiento original.

**Inversor Fronius Eco 27.0-3-S y panel Canadian Solar Hiku CS3W-395**

S/P	Número máximo de paneles			
	1	2	3	4
17	17	34	51	68
18	18	36	54	72
19	19	38	57	76
20	20	40	60	80
21	21	42	63	84

S/P	Potencia pico resultante			
	1	2	3	4
17	6,715	13,43	20,145	26,86
18	7,11	14,22	21,33	28,44
19	7,505	15,01	22,515	30,02
20	7,9	15,8	23,7	31,6
21	8,295	16,59	24,885	33,18

S/P	Porcentaje de uso del inversor (%)			
	1	2	3	4
17	0,25	0,50	0,75	0,99
18	0,26	0,53	0,79	1,05
19	0,28	0,56	0,83	1,11
20	0,29	0,59	0,88	1,17
21	0,31	0,61	0,92	1,23

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SHIFTING THE LIMITS

## FRONIUS ECO

/ El inversor compacto para proyectos con el máximo rendimiento


 / Tecnología  
SnapInverter

 / Comunicación  
de datos integrada

 / Smart Grid  
Ready

 / Seguimiento  
inteligente GMPP


/ El inversor trifásico Fronius Eco con las categorías de potencia entre 25,0 y 27,0 kW, ha sido especialmente diseñado para instalaciones de gran potencia. Este inversor sin transformador, con un peso muy ligero y sistema de montaje SnapInverter, permite una instalación muy rápida y sencilla tanto Indoor como Outdoor. Además, presume de un tipo de protección IP 66. Gracias al portafusibles y a la protección contra sobretensiones (opcional) integrados, no se necesitan cajas de conexión CC o de concentración.

### DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ máx}$ )	44,2 A	47,7 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV		71,6 A
Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ mín}$ )		580 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ )		650 V
Tensión de entrada nominal ( $U_{dc\ n}$ )		580 V
Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ máx}$ )		1.000 V
Rango de tensión MPP ( $U_{app\ mín} - U_{app\ máx}$ )		580 - 850 V
Número de seguidores MPP		1
Número de entradas CC		6
Máxima salida del generador FV		35,7 kW <sub>pin</sub>

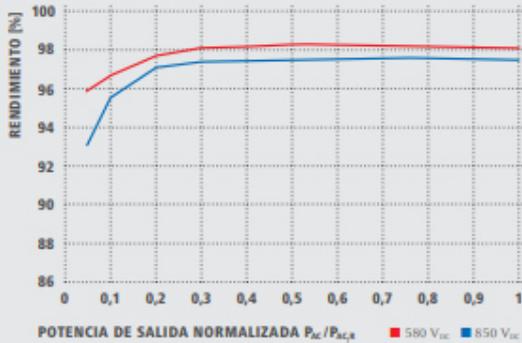
DATOS DE SALIDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potencia nominal CA ( $P_{ac,n}$ )	25.000 W	27.000 W
Máxima potencia de salida	25.000 VA	27.000 VA
Máxima corriente de salida ( $I_{ac\ máx}$ )	36,1 A	39,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 380 V / 220 V o 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)	
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal	< 2,0 %	
Factor de potencia ( $\cos \phi_{ac,n}$ )	0 - 1 ind. / cap.	

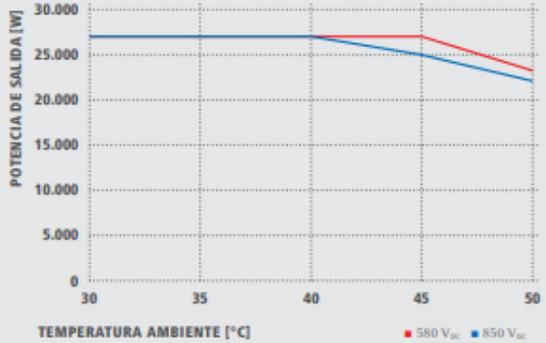
DATOS GENERALES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm	
Peso	35,7 kg	
Tipo de protección	IP 66	
Clase de protección	1	
Categoría de sobretensión [CC / CA] <sup>1)</sup>	2 / 3	
Consumo nocturno	< 1 W	
Concepto de inversor	Sin transformador	
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada	
Instalación	Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C	
Humedad de aire admisible	0 a 100 %	
Máxima altitud	2.000 m	
Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CCs y 6x CC: bornes roscados 2,5 mm <sup>2</sup> - 16 mm <sup>2</sup>	
Tecnología de conexión principal	Conexión de 5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>	
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	

<sup>1)</sup>De acuerdo con IEC 62109-1. Rail DIN para protección de sobretensión opcional (tipo 2) está incluido. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en [www.fronius.es](http://www.fronius.es).

**CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS ECO 27.0-3-S**



**REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS ECO 27.0-3-S**



**DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO**

RENDIMIENTO	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máximo rendimiento	98,2 %	98,3 %
Rendimiento europeo (η <sub>EU</sub> )	98,0 %	98,0 %
η con 5 % P <sub>dc,r</sub> <sup>1)</sup>	95,1 / 91,5 %	95,9 / 93,1 %
η con 10 % P <sub>dc,r</sub> <sup>1)</sup>	97,0 / 95,2 %	96,8 / 95,7 %
η con 20 % P <sub>dc,r</sub> <sup>1)</sup>	97,8 / 96,9 %	97,7 / 97,1 %
η con 25 % P <sub>dc,r</sub> <sup>1)</sup>	98,0 / 97,0 %	98,1 / 97,3 %
η con 30 % P <sub>dc,r</sub> <sup>1)</sup>	98,1 / 97,2 %	98,1 / 97,4 %
η con 50 % P <sub>dc,r</sub> <sup>1)</sup>	98,2 / 97,5 %	98,3 / 97,5 %
η con 75 % P <sub>dc,r</sub> <sup>1)</sup>	98,2 / 97,5 %	98,2 / 97,6 %
η con 100 % P <sub>dc,r</sub> <sup>1)</sup>	98,2 / 97,5 %	98,1 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP	= 99,9 %	
<b>EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD</b>	<b>FRONIUS ECO 25.0-3-S</b>	<b>FRONIUS ECO 27.0-3-S</b>
Medición del aislamiento CC		Si
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia	
Seccionador CC		Si
Potafusibles integrado para string <sup>2)</sup>		Si
Protección contra polaridad inversa		Si
<b>INTERFACES</b>	<b>FRONIUS ECO 25.0-3-S</b>	<b>FRONIUS ECO 27.0-3-S</b>
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda	
USB (Conector A) <sup>3)</sup>	Datalogging, actualización de inversores vía USB	
2 conectores RJ 45 (RS422) <sup>3)</sup>	Fronius Solar Net	
Salida de aviso <sup>3)</sup>	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)	
Datalogger y Servidor web	Incluido	
Input externo <sup>3)</sup>	Conexión SO Meter / Evaluación para la protección contra sobretensión	
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador	

<sup>1)</sup> Y con  $U_{app\ min} = U_{dc,r} / U_{app\ máx.}$  <sup>2)</sup> Opcionalmente equipado con 6 fusibles 15 A / 1.000 V en el lado positivo. <sup>3)</sup> También disponible en la versión light.

**Estimación de la energía a corto y largo plazo**

Para este caso se usan los resultados obtenidos para el dimensionamiento original, con la consideración de que se usarán solo tres inversores de 50 kW. Luego se debe calcular la energía a corto y largo plazo para el inversor de 27 kW y los resultados sumarlos a la energía producida por los 3 inversores de 50 kW. En las siguientes tablas se muestran los resultados de la producción energética de corto y largo plazo para el SFVCR que abastece el 80% de la carga del área de recría.

Energía anual (kWh)

	3 inversores (50 kW)	1 inversor (27 kW)	Total
Enero	16.172,44	2.875,10	<b>19.047,54</b>



Febrero	17.051,34	3.031,35	<b>20.082,69</b>
Marzo	18.572,20	3.301,72	<b>21.873,92</b>
Abril	18.991,78	3.376,32	<b>22.368,10</b>
Mayo	16.752,16	2.978,16	<b>19.730,33</b>
Junio	12.759,95	2.268,43	<b>15.028,38</b>
Julio	13.419,33	2.385,66	<b>15.804,99</b>
Agosto	13.690,86	2.433,93	<b>16.124,80</b>
Septiembre	14.307,11	2.543,49	<b>16.850,60</b>
Octubre	13.349,61	2.373,26	<b>15.722,88</b>
Noviembre	13.873,81	2.466,46	<b>16.340,27</b>
Diciembre	17.107,42	3.041,32	<b>20.148,73</b>
<b>Total</b>	<b>186.048,02</b>	<b>33.075,20</b>	<b>219.123,22</b>

Energía en 20 años (kWh)

Año	3 inversores (50 kW)	1 inversor (27 kW)	Total
1	186.048,02	33.075,20	<b>219.123,22</b>
2	182.327,06	32.413,70	<b>214.740,76</b>
3	181.324,26	32.235,42	<b>213.559,68</b>
4	180.326,98	32.058,13	<b>212.385,11</b>
5	179.335,18	31.881,81	<b>211.216,99</b>
6	178.348,83	31.706,46	<b>210.055,29</b>
7	177.367,92	31.532,07	<b>208.899,99</b>
8	176.392,39	31.358,65	<b>207.751,04</b>
9	175.422,23	31.186,18	<b>206.608,41</b>
10	174.457,41	31.014,65	<b>205.472,06</b>
11	173.497,90	30.844,07	<b>204.341,97</b>
12	172.543,66	30.674,43	<b>203.218,09</b>
13	171.594,67	30.505,72	<b>202.100,39</b>
14	170.650,90	30.337,94	<b>200.988,83</b>
15	169.712,32	30.171,08	<b>199.883,40</b>
16	168.778,90	30.005,14	<b>198.784,04</b>
17	167.850,62	29.840,11	<b>197.690,73</b>
18	166.927,44	29.675,99	<b>196.603,43</b>
19	166.009,34	29.512,77	<b>195.522,11</b>
20	165.096,28	29.350,45	<b>194.446,74</b>
Total	<b>3.484.012,29</b>	<b>619.379,96</b>	<b>4.103.392,26</b>



**ANEXO 18: Análisis económico-financiero de los SFVCR sin el área A4 para la planta industrial y considerando el abastecimiento del 80% de la demanda en el área de cría de la granja porcícola.**

**Análisis para el SFVCR sin el área A4 para la planta industrial.**

**Escenario 1: Autofinanciamiento**

**Datos de entrada**

<b>Inversión inicial</b>	<b>148.344,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>0,00%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>0,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>96</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>1.878,12</b>

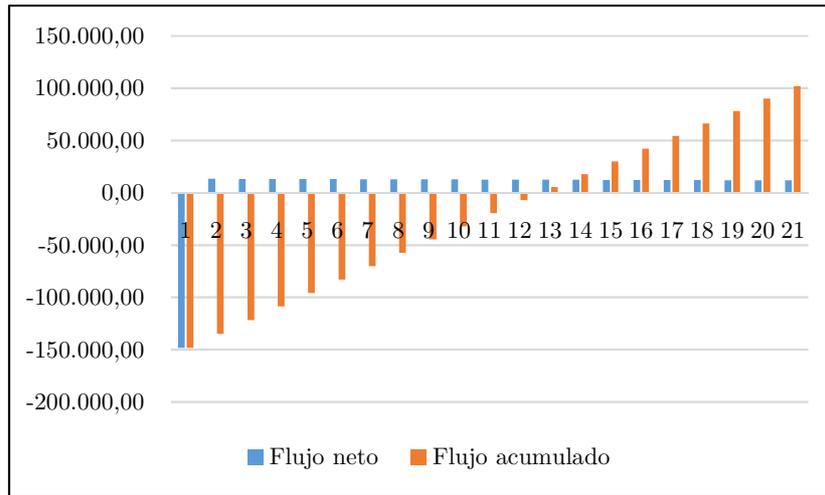
**Determinación de LCOE**

Año	Egresos				Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total	Actualizado
0	148.344,00	-	148.344,00	148.344,00	-	-
1		1.878,12	1.878,12	1.730,51	131.387,24	121.060,76
2		1.878,12	1.878,12	1.594,50	128.102,56	108.757,25
3		1.878,12	1.878,12	1.469,18	127.314,24	99.592,71
4		1.878,12	1.878,12	1.353,71	126.525,91	91.196,94
5		1.878,12	1.878,12	1.247,31	125.737,59	83.505,70
6		1.878,12	1.878,12	1.149,28	124.949,26	76.460,10
7		1.878,12	1.878,12	1.058,95	124.160,94	70.006,18
8		1.878,12	1.878,12	975,72	123.372,62	64.094,44
9		1.878,12	1.878,12	899,03	122.584,29	58.679,53
10		1.878,12	1.878,12	828,37	121.795,97	53.719,86
11		1.878,12	1.878,12	763,27	121.007,65	49.177,33
12		1.878,12	1.878,12	703,28	120.219,32	45.017,01
13		1.878,12	1.878,12	648,00	119.431,00	41.206,87
14		1.878,12	1.878,12	597,07	118.642,68	37.717,57
15		1.878,12	1.878,12	550,14	117.854,35	34.522,21
16		1.878,12	1.878,12	506,90	117.066,03	31.596,14
17		1.878,12	1.878,12	467,06	116.277,71	28.916,77
18		1.878,12	1.878,12	430,36	115.489,38	26.463,40
19		1.878,12	1.878,12	396,53	114.701,06	24.217,05
20		1.878,12	1.878,12	365,37	113.912,74	22.160,33
<b>Total</b>				<b>166.078,52</b>		<b>1.168.068,15</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,142</b>		



### Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos										Flujo Neto	Flujo Acumulado		
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión			Préstamo	Amortización
0													148.344,00			-148.344,00	-148.344,00
1	131.387,24	18.680,93	1.878,12	7.417,20		9.295,32	9.385,61	1.407,84	7.977,77	1.994,44	5.983,33	7.417,20				13.400,53	-134.943,47
2	128.102,56	18.213,91	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.918,59	1.337,79	7.580,80	1.895,20	5.685,60	7.417,20				13.102,80	-121.840,68
3	127.314,24	18.101,82	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.806,50	1.320,98	7.485,53	1.871,38	5.614,14	7.417,20				13.031,34	-108.809,33
4	126.525,91	17.989,73	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.694,41	1.304,16	7.390,25	1.847,56	5.542,69	7.417,20				12.959,89	-95.849,44
5	125.737,59	17.877,65	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.582,33	1.287,35	7.294,98	1.823,75	5.471,24	7.417,20				12.888,44	-82.961,01
6	124.949,26	17.765,56	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.470,24	1.270,54	7.199,71	1.799,93	5.399,78	7.417,20				12.816,98	-70.144,03
7	124.160,94	17.653,48	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.358,16	1.253,72	7.104,43	1.776,11	5.328,33	7.417,20				12.745,53	-57.398,50
8	123.372,62	17.541,39	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.246,07	1.236,91	7.009,16	1.752,29	5.256,87	7.417,20				12.674,07	-44.724,43
9	122.584,29	17.429,31	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.133,99	1.220,10	6.913,89	1.728,47	5.185,42	7.417,20				12.602,62	-32.121,81
10	121.795,97	17.317,22	1.878,12	7.417,20		9.295,32	8.021,90	1.203,29	6.818,62	1.704,65	5.113,96	7.417,20				12.531,16	-19.590,65
11	121.007,65	17.205,14	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.909,82	1.186,47	6.723,34	1.680,84	5.042,51	7.417,20				12.459,71	-7.130,94
12	120.219,32	17.093,05	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.797,73	1.169,66	6.628,07	1.657,02	4.971,05	7.417,20				12.388,25	5.257,31
13	119.431,00	16.980,96	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.685,64	1.152,85	6.532,80	1.633,20	4.899,60	7.417,20				12.316,80	17.574,11
14	118.642,68	16.868,88	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.573,56	1.136,03	6.437,53	1.609,38	4.828,14	7.417,20				12.245,34	29.819,45
15	117.854,35	16.756,79	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.461,47	1.119,22	6.342,25	1.585,56	4.756,69	7.417,20				12.173,89	41.993,34
16	117.066,03	16.644,71	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.349,39	1.102,41	6.246,98	1.561,74	4.685,23	7.417,20				12.102,43	54.095,78
17	116.277,71	16.532,62	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.237,30	1.085,60	6.151,71	1.537,93	4.613,78	7.417,20				12.030,98	66.126,76
18	115.489,38	16.420,54	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.125,22	1.068,78	6.056,43	1.514,11	4.542,33	7.417,20				11.959,53	78.086,28
19	114.701,06	16.308,45	1.878,12	7.417,20		9.295,32	7.013,13	1.051,97	5.961,16	1.490,29	4.470,87	7.417,20				11.888,07	89.974,36
20	113.912,74	16.196,37	1.878,12	7.417,20		9.295,32	6.901,05	1.035,16	5.865,89	1.466,47	4.399,42	7.417,20				11.816,62	101.790,97



**Análisis del VAN y TIR**

<b>VAN</b>	<b>-28.385,78</b>
<b>TIR</b>	<b>5,72%</b>

**Escenario 2: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 5 años plazo**

**Datos de entrada**

<b>Inversión inicial</b>	<b>148.344,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>9,86%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>60,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>96</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>1.878,12</b>

**Determinación de CPCC**

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	89.006,40	60,00%	7,40%	4,44%
Inversionista	59.337,60	40,00%	8,53%	3,41%
<b>Total</b>	<b>148.344,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>7,85%</b>

**Amortización de préstamo, cuota fija**

<b>Monto</b>	89.006,40	<b>Interés</b>	<b>9,86%</b>	
		Plazo (años)	5	
<b>Año</b>	Cuota	Interés	Amortización	Saldo



<b>0</b>				89.006,40
<b>1</b>	23.395,75	8.776,03	14.619,72	74.386,68
<b>2</b>	23.395,75	7.334,53	16.061,22	58.325,46
<b>3</b>	23.395,75	5.750,89	17.644,86	40.680,61
<b>4</b>	23.395,75	4.011,11	19.384,64	21.295,97
<b>5</b>	23.395,75	2.099,78	21.295,97	0,00
<b>Total</b>	116.978,74	27.972,34	89.006,40	

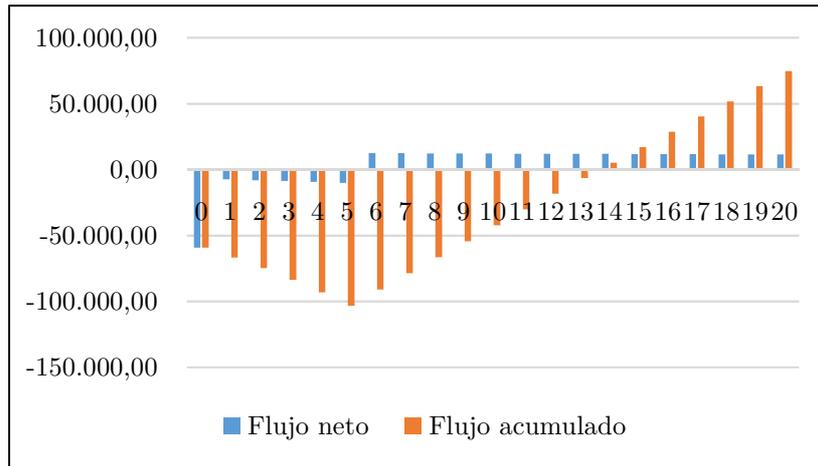
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)		
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total	Actualizado
<b>0</b>	148.344,00	-	148.344,00	148.344,00	-	-
<b>1</b>		1.878,12	1.878,12	1.741,43	131.387,24	121.825,18
<b>2</b>		1.878,12	1.878,12	1.614,70	128.102,56	110.135,05
<b>3</b>		1.878,12	1.878,12	1.497,18	127.314,24	101.491,25
<b>4</b>		1.878,12	1.878,12	1.388,22	126.525,91	93.522,26
<b>5</b>		1.878,12	1.878,12	1.287,19	125.737,59	86.175,64
<b>6</b>		1.878,12	1.878,12	1.193,51	124.949,26	79.403,01
<b>7</b>		1.878,12	1.878,12	1.106,65	124.160,94	73.159,74
<b>8</b>		1.878,12	1.878,12	1.026,11	123.372,62	67.404,64
<b>9</b>		1.878,12	1.878,12	951,43	122.584,29	62.099,73
<b>10</b>		1.878,12	1.878,12	882,19	121.795,97	57.209,97
<b>11</b>		1.878,12	1.878,12	817,99	121.007,65	52.703,02
<b>12</b>		1.878,12	1.878,12	758,46	120.219,32	48.549,06
<b>13</b>		1.878,12	1.878,12	703,26	119.431,00	44.720,59
<b>14</b>		1.878,12	1.878,12	652,08	118.642,68	41.192,22
<b>15</b>		1.878,12	1.878,12	604,62	117.854,35	37.940,56
<b>16</b>		1.878,12	1.878,12	560,62	117.066,03	34.944,03
<b>17</b>		1.878,12	1.878,12	519,82	116.277,71	32.182,69
<b>18</b>		1.878,12	1.878,12	481,98	115.489,38	29.638,20
<b>19</b>		1.878,12	1.878,12	446,91	114.701,06	27.293,62
<b>20</b>		1.878,12	1.878,12	414,38	113.912,74	25.133,32
<b>Total</b>				<b>166.992,72</b>		<b>1.226.723,77</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,1361</b>		



### Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos													
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								148.344,00	89.006,40		-59.337,60	-59.337,60
1	131.387,24	17.885,62	1.878,12	7.417,20	8.776,03	18.071,35	-185,73	0,00	-185,73	0,00	-185,73	7.417,20			14.619,72	-7.388,25	-66.725,85
2	128.102,56	17.438,48	1.878,12	7.417,20	7.334,53	16.629,85	808,63	121,29	687,34	171,83	515,50	7.417,20			16.061,22	-8.128,52	-74.854,37
3	127.314,24	17.331,16	1.878,12	7.417,20	5.750,89	15.046,21	2.284,95	342,74	1.942,21	485,55	1.456,66	7.417,20			17.644,86	-8.771,00	-83.625,37
4	126.525,91	17.223,85	1.878,12	7.417,20	4.011,11	13.306,43	3.917,42	587,61	3.329,81	832,45	2.497,36	7.417,20			19.384,64	-9.470,08	-93.095,45
5	125.737,59	17.116,54	1.878,12	7.417,20	2.099,78	11.395,10	5.721,43	858,22	4.863,22	1.215,80	3.647,41	7.417,20			21.295,97	-10.231,35	-103.326,80
6	124.949,26	17.009,22	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.713,90	1.157,09	6.556,82	1.639,20	4.917,61	7.417,20				12.334,81	-90.991,99
7	124.160,94	16.901,91	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.606,59	1.140,99	6.465,60	1.616,40	4.849,20	7.417,20				12.266,40	-78.725,59
8	123.372,62	16.794,60	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.499,28	1.124,89	6.374,38	1.593,60	4.780,79	7.417,20				12.197,99	-66.527,60
9	122.584,29	16.687,28	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.391,96	1.108,79	6.283,17	1.570,79	4.712,38	7.417,20				12.129,58	-54.398,03
10	121.795,97	16.579,97	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.284,65	1.092,70	6.191,95	1.547,99	4.643,96	7.417,20				12.061,16	-42.336,86
11	121.007,65	16.472,65	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.177,33	1.076,60	6.100,73	1.525,18	4.575,55	7.417,20				11.992,75	-30.344,11
12	120.219,32	16.365,34	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.070,02	1.060,50	6.009,52	1.502,38	4.507,14	7.417,20				11.924,34	-18.419,78
13	119.431,00	16.258,03	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.962,71	1.044,41	5.918,30	1.479,58	4.438,73	7.417,20				11.855,93	-6.563,85
14	118.642,68	16.150,71	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.855,39	1.028,31	5.827,08	1.456,77	4.370,31	7.417,20				11.787,51	5.223,66
15	117.854,35	16.043,40	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.748,08	1.012,21	5.735,87	1.433,97	4.301,90	7.417,20				11.719,10	16.942,76
16	117.066,03	15.936,09	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.640,77	996,11	5.644,65	1.411,16	4.233,49	7.417,20				11.650,69	28.593,45
17	116.277,71	15.828,77	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.533,45	980,02	5.553,43	1.388,36	4.165,08	7.417,20				11.582,28	40.175,73
18	115.489,38	15.721,46	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.426,14	963,92	5.462,22	1.365,55	4.096,66	7.417,20				11.513,86	51.689,59
19	114.701,06	15.614,14	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.318,82	947,82	5.371,00	1.342,75	4.028,25	7.417,20				11.445,45	63.135,04
20	113.912,74	15.506,83	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.211,51	931,73	5.279,78	1.319,95	3.959,84	7.417,20				11.377,04	74.512,08



**Análisis del VAN y TIR**

<b>VAN</b>	<b>-23.424,50</b>
<b>TIR</b>	<b>4,98%</b>

**Escenario 3: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo**

**Datos de entrada**

<b>Inversión inicial</b>	<b>148.344,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,55%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>10,21%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>60,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>96</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>1.878,12</b>

**Determinación de CPCC**

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	89.006,40	60,00%	7,66%	4,59%
Inversionista	59.337,60	40,00%	8,55%	3,42%
<b>Total</b>	<b>148.344,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,01%</b>

**Amortización de préstamo, cuota fija**

<b>Monto</b>	89.006,40	<b>Interés</b>	<b>10.21%</b>	
		Plazo (años)	10	



Año	Cuota	Interés	Capital	Amortización
0				89.006,40
1	14.616,32	9.087,55	5.528,76	83.477,64
2	14.616,32	8.523,07	6.093,25	77.384,39
3	14.616,32	7.900,95	6.715,37	70.669,02
4	14.616,32	7.215,31	7.401,01	63.268,01
5	14.616,32	6.459,66	8.156,65	55.111,36
6	14.616,32	5.626,87	8.989,45	46.121,92
7	14.616,32	4.709,05	9.907,27	36.214,65
8	14.616,32	3.697,52	10.918,80	25.295,85
9	14.616,32	2.582,71	12.033,61	13.262,24
10	14.616,32	1.354,07	13.262,24	0,00
<b>Total</b>	<b>146.163,15</b>	<b>57.156,75</b>	<b>89.006,40</b>	

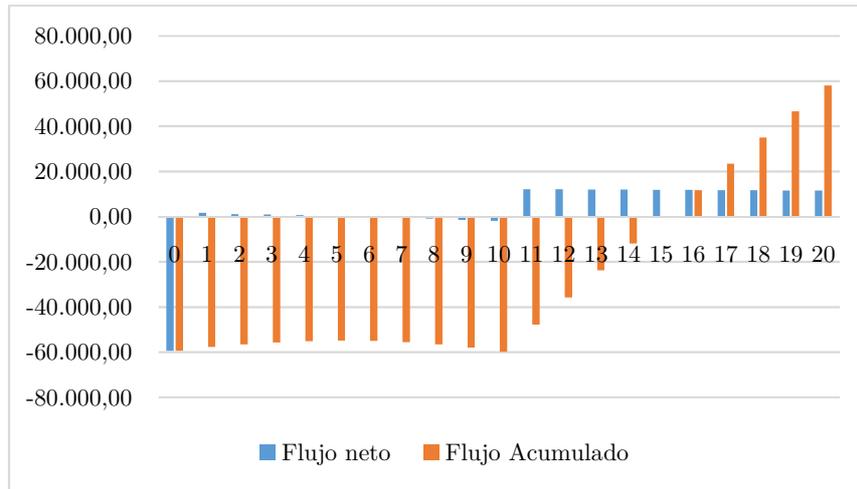
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
0	148.344,00	-	148.344,00	148.344,00	-
1		1.878,12	1.878,12	1.738,77	131.387,24
2		1.878,12	1.878,12	1.609,75	128.102,56
3		1.878,12	1.878,12	1.490,31	127.314,24
4		1.878,12	1.878,12	1.379,73	126.525,91
5		1.878,12	1.878,12	1.277,36	125.737,59
6		1.878,12	1.878,12	1.182,58	124.949,26
7		1.878,12	1.878,12	1.094,84	124.160,94
8		1.878,12	1.878,12	1.013,60	123.372,62
9		1.878,12	1.878,12	938,39	122.584,29
10		1.878,12	1.878,12	868,77	121.795,97
11		1.878,12	1.878,12	804,30	121.007,65
12		1.878,12	1.878,12	744,63	120.219,32
13		1.878,12	1.878,12	689,38	119.431,00
14		1.878,12	1.878,12	638,23	118.642,68
15		1.878,12	1.878,12	590,87	117.854,35
16		1.878,12	1.878,12	547,03	117.066,03
17		1.878,12	1.878,12	506,44	116.277,71
18		1.878,12	1.878,12	468,86	115.489,38
19		1.878,12	1.878,12	434,07	114.701,06
20		1.878,12	1.878,12	401,87	113.912,74
<b>Total</b>				<b>166.763,78</b>	<b>1.212.040,87</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,138</b>	



## Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos										Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)					
0					0,00								148.344,00	89.006,40		-59.337,60	-59.337,60
1	131.387,24	18.077,47	1.878,12	7.417,20	9.087,55	18.382,87	-305,40	0,00	-305,40	0,00	-305,40	7.417,20			5.528,76	1.583,03	-57.754,57
2	128.102,56	17.625,53	1.878,12	7.417,20	8.523,07	17.818,39	-192,85	0,00	-192,85	0,00	-192,85	7.417,20			6.093,25	1.131,10	-56.623,47
3	127.314,24	17.517,07	1.878,12	7.417,20	7.900,95	17.196,27	320,80	48,12	272,68	68,17	204,51	7.417,20			6.715,37	906,34	-55.717,12
4	126.525,91	17.408,60	1.878,12	7.417,20	7.215,31	16.510,63	897,98	134,70	763,28	190,82	572,46	7.417,20			7.401,01	588,65	-55.128,47
5	125.737,59	17.300,14	1.878,12	7.417,20	6.459,66	15.754,98	1.545,15	231,77	1.313,38	328,35	985,04	7.417,20			8.156,65	245,59	-54.882,89
6	124.949,26	17.191,67	1.878,12	7.417,20	5.626,87	14.922,19	2.269,48	340,42	1.929,06	482,27	1.446,80	7.417,20			8.989,45	-125,45	-55.008,34
7	124.160,94	17.083,21	1.878,12	7.417,20	4.709,05	14.004,37	3.078,84	461,83	2.617,02	654,25	1.962,76	7.417,20			9.907,27	-527,31	-55.535,64
8	123.372,62	16.974,74	1.878,12	7.417,20	3.697,52	12.992,84	3.981,91	597,29	3.384,62	846,16	2.538,47	7.417,20			10.918,80	-963,13	-56.498,78
9	122.584,29	16.866,28	1.878,12	7.417,20	2.582,71	11.878,03	4.988,25	748,24	4.240,02	1.060,00	3.180,01	7.417,20			12.033,61	-1.436,40	-57.935,17
10	121.795,97	16.757,81	1.878,12	7.417,20	1.354,07	10.649,39	6.108,42	916,26	5.192,16	1.298,04	3.894,12	7.417,20			13.262,24	-1.950,92	-59.886,10
11	121.007,65	16.649,35	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.354,03	1.103,10	6.250,93	1.562,73	4.688,19	7.417,20				12.105,39	-47.780,70
12	120.219,32	16.540,89	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.245,57	1.086,83	6.158,73	1.539,68	4.619,05	7.417,20				12.036,25	-35.744,45
13	119.431,00	16.432,42	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.137,10	1.070,57	6.066,54	1.516,63	4.549,90	7.417,20				11.967,10	-23.777,35
14	118.642,68	16.323,96	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.028,64	1.054,30	5.974,34	1.493,59	4.480,76	7.417,20				11.897,96	-11.879,40
15	117.854,35	16.215,49	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.920,17	1.038,03	5.882,15	1.470,54	4.411,61	7.417,20				11.828,81	-50,59
16	117.066,03	16.107,03	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.811,71	1.021,76	5.789,95	1.447,49	4.342,46	7.417,20				11.759,66	11.709,07
17	116.277,71	15.998,56	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.703,24	1.005,49	5.697,75	1.424,44	4.273,32	7.417,20				11.690,52	23.399,59
18	115.489,38	15.890,10	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.594,78	989,22	5.605,56	1.401,39	4.204,17	7.417,20				11.621,37	35.020,96
19	114.701,06	15.781,63	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.486,31	972,95	5.513,36	1.378,34	4.135,02	7.417,20				11.552,22	46.573,18
20	113.912,74	15.673,17	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.377,85	956,68	5.421,17	1.355,29	4.065,88	7.417,20				11.483,08	58.056,26



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-21.390,96</b>
<b>TIR</b>	<b>4,68%</b>

### Escenario 4: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 5 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>148.344,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>9,86%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>30,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>96</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>1.878,12</b>

#### Determinación de CPCC

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	44.503,20	30,00%	7,40%	2,22%
Inversionista	103.840,80	70,00%	8,53%	5,97%
<b>Total</b>	<b>148.344,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,19%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija

<b>Monto</b>	44.503,20	<b>Interés</b>	<b>9,86%</b>	
		Plazo (años)	5	
<b>Año</b>	Cuota	Interés	Amortización	Saldo



<b>0</b>				44.503,20
<b>1</b>	11.697,87	4.388,02	7.309,86	37.193,34
<b>2</b>	11.697,87	3.667,26	8.030,61	29.162,73
<b>3</b>	11.697,87	2.875,45	8.822,43	20.340,30
<b>4</b>	11.697,87	2.005,55	9.692,32	10.647,98
<b>5</b>	11.697,87	1.049,89	10.647,98	0,00
<b>Total</b>	<b>58.489,37</b>	<b>13.986,17</b>	<b>44.503,20</b>	

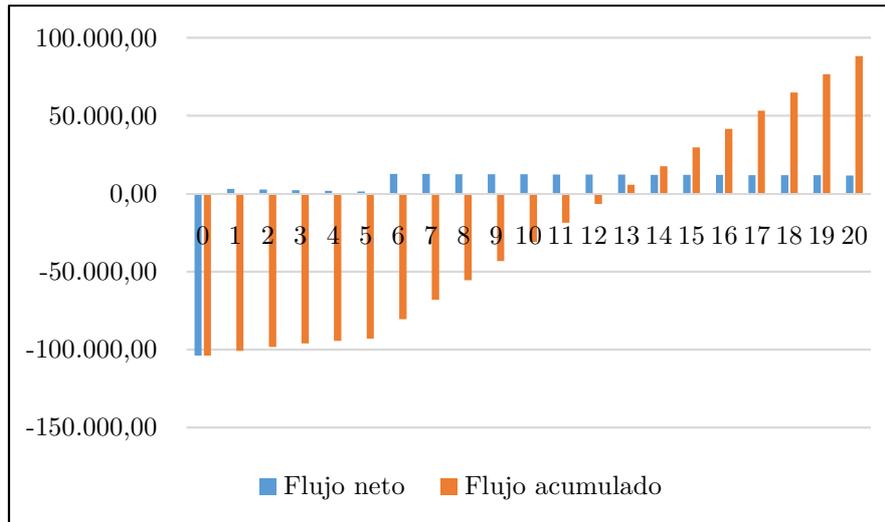
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)		
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total	Actualizado
<b>0</b>	148.344,00	-	148.344,00	148.344,00	-	-
<b>1</b>		1.878,12	1.878,12	1.735,95	131.387,24	121.441,77
<b>2</b>		1.878,12	1.878,12	1.604,55	128.102,56	109.442,90
<b>3</b>		1.878,12	1.878,12	1.483,09	127.314,24	100.536,01
<b>4</b>		1.878,12	1.878,12	1.370,83	126.525,91	92.350,45
<b>5</b>		1.878,12	1.878,12	1.267,06	125.737,59	84.828,06
<b>6</b>		1.878,12	1.878,12	1.171,15	124.949,26	77.915,35
<b>7</b>		1.878,12	1.878,12	1.082,50	124.160,94	71.563,11
<b>8</b>		1.878,12	1.878,12	1.000,56	123.372,62	65.726,10
<b>9</b>		1.878,12	1.878,12	924,82	122.584,29	60.362,72
<b>10</b>		1.878,12	1.878,12	854,82	121.795,97	55.434,71
<b>11</b>		1.878,12	1.878,12	790,11	121.007,65	50.906,89
<b>12</b>		1.878,12	1.878,12	730,30	120.219,32	46.746,91
<b>13</b>		1.878,12	1.878,12	675,02	119.431,00	42.925,03
<b>14</b>		1.878,12	1.878,12	623,92	118.642,68	39.413,89
<b>15</b>		1.878,12	1.878,12	576,70	117.854,35	36.188,36
<b>16</b>		1.878,12	1.878,12	533,04	117.066,03	33.225,31
<b>17</b>		1.878,12	1.878,12	492,69	116.277,71	30.503,49
<b>18</b>		1.878,12	1.878,12	455,40	115.489,38	28.003,35
<b>19</b>		1.878,12	1.878,12	420,93	114.701,06	25.706,93
<b>20</b>		1.878,12	1.878,12	389,06	113.912,74	23.597,72
<b>Total</b>				<b>166.526,50</b>		<b>1.196.819,07</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,1391</b>		



### Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								148.344,00	44.503,20		-103.840,80	-103.840,80
1	131.387,24	18.281,34	1.878,12	7.417,20	4.388,02	13.683,34	4.598,01	689,70	3.908,30	977,08	2.931,23	7.417,20			7.309,86	3.038,57	-100.802,23
2	128.102,56	17.824,31	1.878,12	7.417,20	3.667,26	12.962,58	4.861,72	729,26	4.132,47	1.033,12	3.099,35	7.417,20			8.030,61	2.485,94	-98.316,29
3	127.314,24	17.714,62	1.878,12	7.417,20	2.875,45	12.170,77	5.543,85	831,58	4.712,28	1.178,07	3.534,21	7.417,20			8.822,43	2.128,98	-96.187,31
4	126.525,91	17.604,93	1.878,12	7.417,20	2.005,55	11.300,87	6.304,06	945,61	5.358,45	1.339,61	4.018,84	7.417,20			9.692,32	1.743,72	-94.443,60
5	125.737,59	17.495,24	1.878,12	7.417,20	1.049,89	10.345,21	7.150,03	1.072,50	6.077,53	1.519,38	4.558,15	7.417,20			10.647,98	1.327,36	-93.116,23
6	124.949,26	17.385,56	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	8.090,24	1.213,54	6.876,70	1.719,17	5.157,52	7.417,20				12.574,72	-80.541,51
7	124.160,94	17.275,87	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.980,55	1.197,08	6.783,47	1.695,87	5.087,60	7.417,20				12.504,80	-68.036,71
8	123.372,62	17.166,18	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.870,86	1.180,63	6.690,23	1.672,56	5.017,67	7.417,20				12.434,87	-55.601,84
9	122.584,29	17.056,49	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.761,17	1.164,18	6.597,00	1.649,25	4.947,75	7.417,20				12.364,95	-43.236,89
10	121.795,97	16.946,80	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.651,48	1.147,72	6.503,76	1.625,94	4.877,82	7.417,20				12.295,02	-30.941,87
11	121.007,65	16.837,12	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.541,80	1.131,27	6.410,53	1.602,63	4.807,89	7.417,20				12.225,09	-18.716,78
12	120.219,32	16.727,43	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.432,11	1.114,82	6.317,29	1.579,32	4.737,97	7.417,20				12.155,17	-6.561,61
13	119.431,00	16.617,74	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.322,42	1.098,36	6.224,06	1.556,01	4.668,04	7.417,20				12.085,24	5.523,63
14	118.642,68	16.508,05	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.212,73	1.081,91	6.130,82	1.532,71	4.598,12	7.417,20				12.015,32	17.538,95
15	117.854,35	16.398,36	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.103,04	1.065,46	6.037,59	1.509,40	4.528,19	7.417,20				11.945,39	29.484,34
16	117.066,03	16.288,67	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.993,35	1.049,00	5.944,35	1.486,09	4.458,26	7.417,20				11.875,46	41.359,80
17	116.277,71	16.178,99	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.883,67	1.032,55	5.851,12	1.462,78	4.388,34	7.417,20				11.805,54	53.165,34
18	115.489,38	16.069,30	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.773,98	1.016,10	5.757,88	1.439,47	4.318,41	7.417,20				11.735,61	64.900,95
19	114.701,06	15.959,61	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.664,29	999,64	5.664,65	1.416,16	4.248,49	7.417,20				11.665,69	76.566,64
20	113.912,74	15.849,92	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.554,60	983,19	5.571,41	1.392,85	4.178,56	7.417,20				11.595,76	88.162,40



### Análisis del VAN y TIR

**VAN**            **-25.498,62**

**TIR**             **5,39%**

### Escenario 5: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 10 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>148.344,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,55%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>10,21%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>10,21%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>30,00%</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>96</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>20</b>

#### Determinación de CPCC

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	44.503,20	30,00%	7,66%	2,30%
Inversionista	103.840,80	70,00%	8,55%	5,99%
<b>Total</b>	<b>148.344,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,28%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija

<b>Monto</b>	44.503,20	<b>Interés</b>	<b>10.21%</b>	
		Plazo (años)	10	



Año	Cuota	Interés	Capital	Amortización
0				44.503,20
1	7.308,16	4.543,78	2.764,38	41.738,82
2	7.308,16	4.261,53	3.046,62	38.692,19
3	7.308,16	3.950,47	3.357,68	35.334,51
4	7.308,16	3.607,65	3.700,50	31.634,01
5	7.308,16	3.229,83	4.078,33	27.555,68
6	7.308,16	2.813,44	4.494,72	23.060,96
7	7.308,16	2.354,52	4.953,63	18.107,32
8	7.308,16	1.848,76	5.459,40	12.647,92
9	7.308,16	1.291,35	6.016,80	6.631,12
10	7.308,16	677,04	6.631,12	0,00
<b>Total</b>	<b>73.081,58</b>	<b>28.578,38</b>	<b>44.503,20</b>	

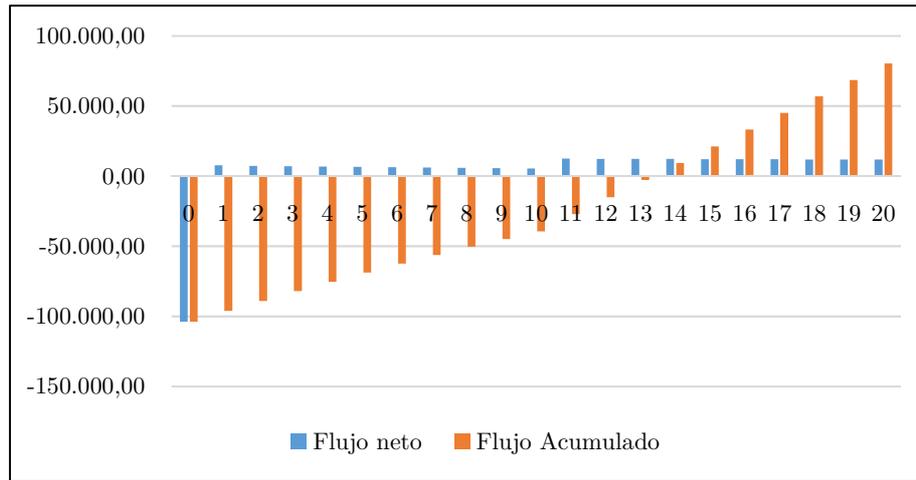
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
0	148.344,00	-	148.344,00	148.344,00	-
1		1.878,12	1.878,12	1.734,47	131.387,24
2		1.878,12	1.878,12	1.601,80	128.102,56
3		1.878,12	1.878,12	1.479,28	127.314,24
4		1.878,12	1.878,12	1.366,14	126.525,91
5		1.878,12	1.878,12	1.261,64	125.737,59
6		1.878,12	1.878,12	1.165,14	124.949,26
7		1.878,12	1.878,12	1.076,03	124.160,94
8		1.878,12	1.878,12	993,72	123.372,62
9		1.878,12	1.878,12	917,72	122.584,29
10		1.878,12	1.878,12	847,52	121.795,97
11		1.878,12	1.878,12	782,70	121.007,65
12		1.878,12	1.878,12	722,83	120.219,32
13		1.878,12	1.878,12	667,54	119.431,00
14		1.878,12	1.878,12	616,48	118.642,68
15		1.878,12	1.878,12	569,33	117.854,35
16		1.878,12	1.878,12	525,78	117.066,03
17		1.878,12	1.878,12	485,57	116.277,71
18		1.878,12	1.878,12	448,43	115.489,38
19		1.878,12	1.878,12	414,13	114.701,06
20		1.878,12	1.878,12	382,45	113.912,74
<b>Total</b>				<b>166.402,71</b>	<b>1.188.875,54</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,140</b>	



## Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos													
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								148.344,00	44.503,20		-103.840,80	-103.840,80
1	131.387,24	18.389,81	1.878,12	7.417,20	4.543,78	13.839,10	4.550,71	682,61	3.868,10	967,03	2.901,08	7.417,20			2.764,38	7.553,90	-96.286,90
2	128.102,56	17.930,06	1.878,12	7.417,20	4.261,53	13.556,85	4.373,21	655,98	3.717,23	929,31	2.787,92	7.417,20			3.046,62	7.158,50	-89.128,41
3	127.314,24	17.819,72	1.878,12	7.417,20	3.950,47	13.245,79	4.573,93	686,09	3.887,84	971,96	2.915,88	7.417,20			3.357,68	6.975,40	-82.153,01
4	126.525,91	17.709,38	1.878,12	7.417,20	3.607,65	12.902,97	4.806,41	720,96	4.085,45	1.021,36	3.064,09	7.417,20			3.700,50	6.780,78	-75.372,23
5	125.737,59	17.599,05	1.878,12	7.417,20	3.229,83	12.525,15	5.073,89	761,08	4.312,81	1.078,20	3.234,61	7.417,20			4.078,33	6.573,48	-68.798,75
6	124.949,26	17.488,71	1.878,12	7.417,20	2.813,44	12.108,76	5.379,95	806,99	4.572,96	1.143,24	3.429,72	7.417,20			4.494,72	6.352,20	-62.446,55
7	124.160,94	17.378,37	1.878,12	7.417,20	2.354,52	11.649,84	5.728,52	859,28	4.869,25	1.217,31	3.651,93	7.417,20			4.953,63	6.115,50	-56.331,05
8	123.372,62	17.268,03	1.878,12	7.417,20	1.848,76	11.144,08	6.123,95	918,59	5.205,36	1.301,34	3.904,02	7.417,20			5.459,40	5.861,82	-50.469,23
9	122.584,29	17.157,69	1.878,12	7.417,20	1.291,35	10.586,67	6.571,02	985,65	5.585,36	1.396,34	4.189,02	7.417,20			6.016,80	5.589,42	-44.879,81
10	121.795,97	17.047,35	1.878,12	7.417,20	677,04	9.972,36	7.074,99	1.061,25	6.013,74	1.503,44	4.510,31	7.417,20			6.631,12	5.296,39	-39.583,42
11	121.007,65	16.937,01	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.641,69	1.146,25	6.495,44	1.623,86	4.871,58	7.417,20				12.288,78	-27.294,64
12	120.219,32	16.826,67	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.531,35	1.129,70	6.401,65	1.600,41	4.801,24	7.417,20				12.218,44	-15.076,21
13	119.431,00	16.716,33	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.421,01	1.113,15	6.307,86	1.576,97	4.730,90	7.417,20				12.148,10	-2.928,11
14	118.642,68	16.606,00	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.310,68	1.096,60	6.214,07	1.553,52	4.660,56	7.417,20				12.077,76	9.149,65
15	117.854,35	16.495,66	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.200,34	1.080,05	6.120,29	1.530,07	4.590,21	7.417,20				12.007,41	21.157,06
16	117.066,03	16.385,32	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	7.090,00	1.063,50	6.026,50	1.506,62	4.519,87	7.417,20				11.937,07	33.094,14
17	116.277,71	16.274,98	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.979,66	1.046,95	5.932,71	1.483,18	4.449,53	7.417,20				11.866,73	44.960,87
18	115.489,38	16.164,64	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.869,32	1.030,40	5.838,92	1.459,73	4.379,19	7.417,20				11.796,39	56.757,26
19	114.701,06	16.054,30	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.758,98	1.013,85	5.745,13	1.436,28	4.308,85	7.417,20				11.726,05	68.483,31
20	113.912,74	15.943,96	1.878,12	7.417,20	0,00	9.295,32	6.648,64	997,30	5.651,35	1.412,84	4.238,51	7.417,20				11.655,71	80.139,02



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-24.318,43</b>
<b>TIR</b>	<b>5,33%</b>

Análisis para el SFVCR para el área de recría de la granja porcícola de Santa Rosa con la consideración de abastecer el 80% de la demanda.

### Escenario 1: Autofinanciamiento

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>260.546,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>0,00%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>0,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>177</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.014,64</b>

### Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total Actualizado
<b>0</b>	260.546,00	-	260.546,00	260.546,00	-
<b>1</b>		3.014,64	3.014,64	2.777,70	219.123,22
<b>2</b>		3.014,64	3.014,64	2.559,39	214.740,76
<b>3</b>		3.014,64	3.014,64	2.358,23	213.559,68
<b>4</b>		3.014,64	3.014,64	2.172,88	212.385,11
<b>5</b>		3.014,64	3.014,64	2.002,10	211.216,99

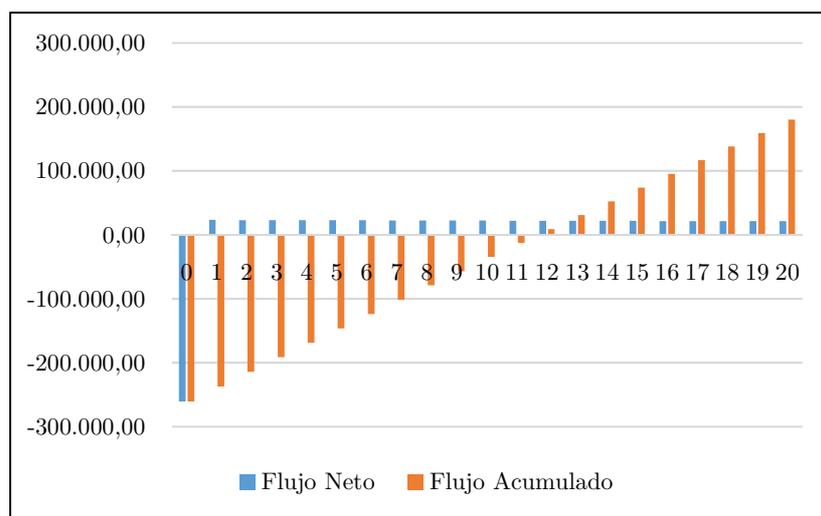


6	3.014,64	3.014,64	1.844,75	210.055,29	128.538,97
7	3.014,64	3.014,64	1.699,76	208.899,99	117.784,95
8	3.014,64	3.014,64	1.566,16	207.751,04	107.930,65
9	3.014,64	3.014,64	1.443,07	206.608,41	98.900,79
10	3.014,64	3.014,64	1.329,65	205.472,06	90.626,40
11	3.014,64	3.014,64	1.225,15	204.341,97	83.044,28
12	3.014,64	3.014,64	1.128,85	203.218,09	76.096,51
13	3.014,64	3.014,64	1.040,13	202.100,39	69.730,01
14	3.014,64	3.014,64	958,38	200.988,83	63.896,15
15	3.014,64	3.014,64	883,06	199.883,40	58.550,37
16	3.014,64	3.014,64	813,65	198.784,04	53.651,84
17	3.014,64	3.014,64	749,70	197.690,73	49.163,14
18	3.014,64	3.014,64	690,78	196.603,43	45.049,98
19	3.014,64	3.014,64	636,49	195.522,11	41.280,94
20	3.014,64	3.014,64	586,46	194.446,74	37.827,23
<b>Total</b>			<b>289.012,34</b>		<b>1.966.701,24</b>
<b>LCOE</b>			<b>0,147</b>		



## Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos											Flujo Neto	Flujo Acumulado	
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo			Amortización
0													260.546,00			-260.546,00	-260.546,00
1	219.123,22	32.200,78	3.014,64	13.027,30		16.041,94	16.158,84	2.423,83	13.735,01	3.433,75	10.301,26	13.027,30				23.328,56	-237.217,44
2	214.740,76	31.556,76	3.014,64	13.027,30		16.041,94	15.514,82	2.327,22	13.187,60	3.296,90	9.890,70	13.027,30				22.918,00	-214.299,44
3	213.559,68	31.383,20	3.014,64	13.027,30		16.041,94	15.341,26	2.301,19	13.040,07	3.260,02	9.780,06	13.027,30				22.807,36	-191.492,08
4	212.385,11	31.210,60	3.014,64	13.027,30		16.041,94	15.168,66	2.275,30	12.893,36	3.223,34	9.670,02	13.027,30				22.697,32	-168.794,77
5	211.216,99	31.038,94	3.014,64	13.027,30		16.041,94	14.997,00	2.249,55	12.747,45	3.186,86	9.560,59	13.027,30				22.587,89	-146.206,88
6	210.055,29	30.868,22	3.014,64	13.027,30		16.041,94	14.826,28	2.223,94	12.602,34	3.150,59	9.451,76	13.027,30				22.479,06	-123.727,82
7	208.899,99	30.698,45	3.014,64	13.027,30		16.041,94	14.656,51	2.198,48	12.458,03	3.114,51	9.343,52	13.027,30				22.370,82	-101.357,00
8	207.751,04	30.529,61	3.014,64	13.027,30		16.041,94	14.487,67	2.173,15	12.314,52	3.078,63	9.235,89	13.027,30				22.263,19	-79.093,81
9	206.608,41	30.361,69	3.014,64	13.027,30		16.041,94	14.319,75	2.147,96	12.171,79	3.042,95	9.128,84	13.027,30				22.156,14	-56.937,67
10	205.472,06	30.194,70	3.014,64	13.027,30		16.041,94	14.152,76	2.122,91	12.029,85	3.007,46	9.022,39	13.027,30				22.049,69	-34.887,98
11	204.341,97	30.028,63	3.014,64	13.027,30		16.041,94	13.986,69	2.098,00	11.888,69	2.972,17	8.916,52	13.027,30				21.943,82	-12.944,17
12	203.218,09	29.863,48	3.014,64	13.027,30		16.041,94	13.821,54	2.073,23	11.748,31	2.937,08	8.811,23	13.027,30				21.838,53	8.894,36
13	202.100,39	29.699,23	3.014,64	13.027,30		16.041,94	13.657,29	2.048,59	11.608,69	2.902,17	8.706,52	13.027,30				21.733,82	30.628,18
14	200.988,83	29.535,88	3.014,64	13.027,30		16.041,94	13.493,94	2.024,09	11.469,85	2.867,46	8.602,39	13.027,30				21.629,69	52.257,87
15	199.883,40	29.373,43	3.014,64	13.027,30		16.041,94	13.331,49	1.999,72	11.331,77	2.832,94	8.498,83	13.027,30				21.526,13	73.784,00
16	198.784,04	29.211,88	3.014,64	13.027,30		16.041,94	13.169,94	1.975,49	11.194,45	2.798,61	8.395,84	13.027,30				21.423,14	95.207,13
17	197.690,73	29.051,21	3.014,64	13.027,30		16.041,94	13.009,27	1.951,39	11.057,88	2.764,47	8.293,41	13.027,30				21.320,71	116.527,84
18	196.603,43	28.891,43	3.014,64	13.027,30		16.041,94	12.849,49	1.927,42	10.922,07	2.730,52	8.191,55	13.027,30				21.218,85	137.746,70
19	195.522,11	28.732,53	3.014,64	13.027,30		16.041,94	12.690,59	1.903,59	10.787,00	2.696,75	8.090,25	13.027,30				21.117,55	158.864,25
20	194.446,74	28.574,50	3.014,64	13.027,30		16.041,94	12.532,56	1.879,88	10.652,68	2.663,17	7.989,51	13.027,30				21.016,81	179.881,05



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-49.855,76</b>
<b>TIR</b>	<b>5,73%</b>

### Escenario 2: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 5 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>260.546,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>9,86%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>60,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>177</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.014,64</b>

#### Determinación de CPCC

	Valor	Participación	Costo	Promedio Ponderado
Préstamo	156.327,60	60,00%	7,40%	4,44%
Inversionista	104.218,40	40,00%	8,53%	3,41%
<b>Total</b>	<b>260.546,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>7,85%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija

<b>Monto</b>	156.327,60	<b>Interés</b>	<b>9,86%</b>	
		Plazo (años)	5	
<b>Año</b>	Cuota	Interés	Capital	Amortización



<b>0</b>				156.327,60
<b>1</b>	41.091,44	15.413,90	25.677,54	130.650,06
<b>2</b>	41.091,44	12.882,10	28.209,34	102.440,72
<b>3</b>	41.091,44	10.100,65	30.990,78	71.449,93
<b>4</b>	41.091,44	7.044,96	34.046,48	37.403,46
<b>5</b>	41.091,44	3.687,98	37.403,46	0,00
<b>Total</b>	205.457,20	49.129,60	156.327,60	

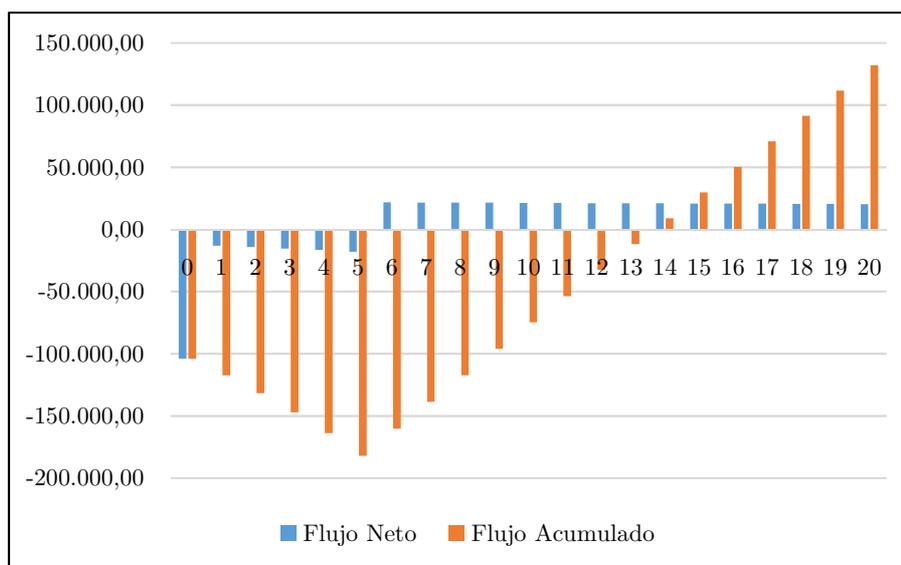
**Determinación de LCOE**

Año	Egresos			Energía (kWh)		
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total	Actualizado
<b>0</b>	260.546,00	-	260.546,00	260.546,00	-	-
<b>1</b>		3.014,64	3.014,64	2.795,24	219.123,22	203.175,94
<b>2</b>		3.014,64	3.014,64	2.591,81	214.740,76	184.621,48
<b>3</b>		3.014,64	3.014,64	2.403,18	213.559,68	170.243,64
<b>4</b>		3.014,64	3.014,64	2.228,29	212.385,11	156.985,51
<b>5</b>		3.014,64	3.014,64	2.066,12	211.216,99	144.759,89
<b>6</b>		3.014,64	3.014,64	1.915,75	210.055,29	133.486,36
<b>7</b>		3.014,64	3.014,64	1.776,33	208.899,99	123.090,79
<b>8</b>		3.014,64	3.014,64	1.647,05	207.751,04	113.504,80
<b>9</b>		3.014,64	3.014,64	1.527,18	206.608,41	104.665,34
<b>10</b>		3.014,64	3.014,64	1.416,04	205.472,06	96.514,28
<b>11</b>		3.014,64	3.014,64	1.312,98	204.341,97	88.997,99
<b>12</b>		3.014,64	3.014,64	1.217,42	203.218,09	82.067,06
<b>13</b>		3.014,64	3.014,64	1.128,82	202.100,39	75.675,89
<b>14</b>		3.014,64	3.014,64	1.046,67	200.988,83	69.782,45
<b>15</b>		3.014,64	3.014,64	970,50	199.883,40	64.347,97
<b>16</b>		3.014,64	3.014,64	899,87	198.784,04	59.336,72
<b>17</b>		3.014,64	3.014,64	834,38	197.690,73	54.715,73
<b>18</b>		3.014,64	3.014,64	773,65	196.603,43	50.454,61
<b>19</b>		3.014,64	3.014,64	717,35	195.522,11	46.525,34
<b>20</b>		3.014,64	3.014,64	665,14	194.446,74	42.902,07
<b>Total</b>				<b>290.479,75</b>		<b>2.065.853,88</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,1406</b>		



## Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos													
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								260.546,00	156.327,60		-104.218,40	-104.218,40
1	219.123,22	30.810,92	3.014,64	13.027,30	15.413,90	31.455,84	-644,92	0,00	-644,92	0,00	-644,92	13.027,30			25.677,54	-13.295,16	-117.513,56
2	214.740,76	30.194,70	3.014,64	13.027,30	12.882,10	28.924,04	1.270,67	190,60	1.080,07	270,02	810,05	13.027,30			28.209,34	-14.371,99	-131.885,55
3	213.559,68	30.028,63	3.014,64	13.027,30	10.100,65	26.142,59	3.886,04	582,91	3.303,13	825,78	2.477,35	13.027,30			30.990,78	-15.486,14	-147.371,69
4	212.385,11	29.863,47	3.014,64	13.027,30	7.044,96	23.086,90	6.776,57	1.016,49	5.760,08	1.440,02	4.320,06	13.027,30			34.046,48	-16.699,11	-164.070,80
5	211.216,99	29.699,22	3.014,64	13.027,30	3.687,98	19.729,92	9.969,30	1.495,40	8.473,91	2.118,48	6.355,43	13.027,30			37.403,46	-18.020,73	-182.091,53
6	210.055,29	29.535,88	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.493,94	2.024,09	11.469,85	2.867,46	8.602,39	13.027,30				21.629,69	-160.461,84
7	208.899,99	29.373,43	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.331,49	1.999,72	11.331,77	2.832,94	8.498,83	13.027,30				21.526,13	-138.935,72
8	207.751,04	29.211,88	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.169,94	1.975,49	11.194,45	2.798,61	8.395,84	13.027,30				21.423,14	-117.512,58
9	206.608,41	29.051,21	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.009,27	1.951,39	11.057,88	2.764,47	8.293,41	13.027,30				21.320,71	-96.191,87
10	205.472,06	28.891,43	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.849,49	1.927,42	10.922,07	2.730,52	8.191,55	13.027,30				21.218,85	-74.973,02
11	204.341,97	28.732,53	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.690,59	1.903,59	10.787,00	2.696,75	8.090,25	13.027,30				21.117,55	-53.855,47
12	203.218,09	28.574,50	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.532,56	1.879,88	10.652,67	2.663,17	7.989,51	13.027,30				21.016,81	-32.838,67
13	202.100,39	28.417,34	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.375,40	1.856,31	10.519,09	2.629,77	7.889,32	13.027,30				20.916,62	-11.922,05
14	200.988,83	28.261,04	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.219,10	1.832,87	10.386,24	2.596,56	7.789,68	13.027,30				20.816,98	8.894,93
15	199.883,40	28.105,61	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.063,67	1.809,55	10.254,12	2.563,53	7.690,59	13.027,30				20.717,89	29.612,82
16	198.784,04	27.951,03	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.909,09	1.786,36	10.122,72	2.530,68	7.592,04	13.027,30				20.619,34	50.232,16
17	197.690,73	27.797,30	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.755,36	1.763,30	9.992,05	2.498,01	7.494,04	13.027,30				20.521,34	70.753,50
18	196.603,43	27.644,41	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.602,47	1.740,37	9.862,10	2.465,53	7.396,58	13.027,30				20.423,88	91.177,38
19	195.522,11	27.492,37	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.450,43	1.717,56	9.732,86	2.433,22	7.299,65	13.027,30				20.326,95	111.504,32
20	194.446,74	27.341,16	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.299,22	1.694,88	9.604,34	2.401,08	7.203,25	13.027,30				20.230,55	131.734,88



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-41.249,06</b>
<b>TIR</b>	<b>4,98%</b>

### Escenario 3: Financiamiento del 60% de la inversión inicial a 10 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>260.546,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>10,21%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>60,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>177</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.014,64</b>

#### Determinación de CPPC

	Valor	Participación	Costo	Promedio Ponderado
Préstamo	156.327,60	60,00%	7,66%	4,59%
Inversionista	104.218,40	40,00%	8,53%	3,41%
<b>Total</b>	<b>260.546,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,01%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija



Monto	156.327,60	Interés	10,21%	
		Plazo (años)	10	
Año	Cuota	Interés	Capital	Amortización
0				156.327,60
1	25.671,56	15.961,05	9.710,52	146.617,08
2	25.671,56	14.969,60	10.701,96	135.915,12
3	25.671,56	13.876,93	11.794,63	124.120,50
4	25.671,56	12.672,70	12.998,86	111.121,63
5	25.671,56	11.345,52	14.326,04	96.795,59
6	25.671,56	9.882,83	15.788,73	81.006,85
7	25.671,56	8.270,80	17.400,76	63.606,09
8	25.671,56	6.494,18	19.177,38	44.428,71
9	25.671,56	4.536,17	21.135,39	23.293,32
10	25.671,56	2.378,25	23.293,32	0,00
<b>Total</b>	256.715,64	100.388,04	156.327,60	

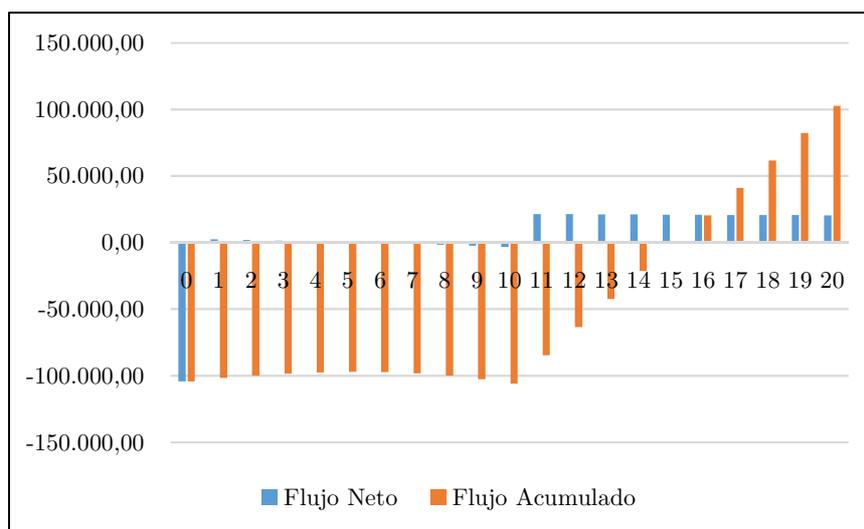
Determinación de LCOE

Año	Egresos			Energía (kWh)		
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total	Actualizado
0	260.546,00	-	260.546,00	260.546,00	-	-
1		3.014,64	3.014,64	2.791,17	219.123,22	202.879,66
2		3.014,64	3.014,64	2.584,26	214.740,76	184.083,43
3		3.014,64	3.014,64	2.392,69	213.559,68	169.499,96
4		3.014,64	3.014,64	2.215,32	212.385,11	156.071,82
5		3.014,64	3.014,64	2.051,10	211.216,99	143.707,48
6		3.014,64	3.014,64	1.899,05	210.055,29	132.322,68
7		3.014,64	3.014,64	1.758,27	208.899,99	121.839,80
8		3.014,64	3.014,64	1.627,93	207.751,04	112.187,40
9		3.014,64	3.014,64	1.507,25	206.608,41	103.299,68
10		3.014,64	3.014,64	1.395,52	205.472,06	95.116,06
11		3.014,64	3.014,64	1.292,07	204.341,97	87.580,77
12		3.014,64	3.014,64	1.196,29	203.218,09	80.642,44
13		3.014,64	3.014,64	1.107,61	202.100,39	74.253,78
14		3.014,64	3.014,64	1.025,50	200.988,83	68.371,24
15		3.014,64	3.014,64	949,48	199.883,40	62.954,72
16		3.014,64	3.014,64	879,10	198.784,04	57.967,32
17		3.014,64	3.014,64	813,93	197.690,73	53.375,03
18		3.014,64	3.014,64	753,59	196.603,43	49.146,55
19		3.014,64	3.014,64	697,73	195.522,11	45.253,06
20		3.014,64	3.014,64	646,01	194.446,74	41.668,01
<b>Total</b>				<b>290.129,87</b>		<b>2.042.220,86</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,142</b>		



### Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos													
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								260.546,00	156.327,60		-104.218,40	-104.218,40
1	219.123,22	31.129,93	3.014,64	13.027,30	15.961,05	32.002,99	-873,06	0,00	-873,06	0,00	-873,06	13.027,30			9.710,52	2.443,73	-101.774,67
2	214.740,76	30.507,33	3.014,64	13.027,30	14.969,60	31.011,54	-504,21	0,00	-504,21	0,00	-504,21	13.027,30			10.701,96	1.821,13	-99.953,55
3	213.559,68	30.339,54	3.014,64	13.027,30	13.876,93	29.918,87	420,67	63,10	357,57	89,39	268,17	13.027,30			11.794,63	1.500,85	-98.452,70
4	212.385,11	30.172,67	3.014,64	13.027,30	12.672,70	28.714,64	1.458,03	218,70	1.239,33	309,83	929,49	13.027,30			12.998,86	957,93	-97.494,77
5	211.216,99	30.006,72	3.014,64	13.027,30	11.345,52	27.387,46	2.619,26	392,89	2.226,38	556,59	1.669,78	13.027,30			14.326,04	371,04	-97.123,73
6	210.055,29	29.841,69	3.014,64	13.027,30	9.882,83	25.924,77	3.916,92	587,54	3.329,38	832,34	2.497,03	13.027,30			15.788,73	-264,40	-97.388,13
7	208.899,99	29.677,56	3.014,64	13.027,30	8.270,80	24.312,74	5.364,82	804,72	4.560,09	1.140,02	3.420,07	13.027,30			17.400,76	-953,39	-98.341,52
8	207.751,04	29.514,33	3.014,64	13.027,30	6.494,18	22.536,12	6.978,21	1.046,73	5.931,48	1.482,87	4.448,61	13.027,30			19.177,38	-1.701,47	-100.043,00
9	206.608,41	29.352,00	3.014,64	13.027,30	4.536,17	20.578,11	8.773,89	1.316,08	7.457,81	1.864,45	5.593,36	13.027,30			21.135,39	-2.514,74	-102.557,73
10	205.472,06	29.190,57	3.014,64	13.027,30	2.378,25	18.420,19	10.770,38	1.615,56	9.154,82	2.288,71	6.866,12	13.027,30			23.293,32	-3.399,90	-105.957,63
11	204.341,97	29.030,02	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.988,08	1.948,21	11.039,87	2.759,97	8.279,90	13.027,30				21.307,20	-84.650,44
12	203.218,09	28.870,35	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.828,41	1.924,26	10.904,15	2.726,04	8.178,11	13.027,30				21.205,41	-63.445,02
13	202.100,39	28.711,57	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.669,63	1.900,44	10.769,18	2.692,30	8.076,89	13.027,30				21.104,19	-42.340,84
14	200.988,83	28.553,65	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.511,71	1.876,76	10.634,96	2.658,74	7.976,22	13.027,30				21.003,52	-21.337,32
15	199.883,40	28.396,61	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.354,67	1.853,20	10.501,47	2.625,37	7.876,10	13.027,30				20.903,40	-433,92
16	198.784,04	28.240,43	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.198,49	1.829,77	10.368,71	2.592,18	7.776,53	13.027,30				20.803,83	20.369,92
17	197.690,73	28.085,10	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.043,16	1.806,47	10.236,69	2.559,17	7.677,52	13.027,30				20.704,82	41.074,73
18	196.603,43	27.930,64	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.888,70	1.783,30	10.105,39	2.526,35	7.579,04	13.027,30				20.606,34	61.681,08
19	195.522,11	27.777,02	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.735,08	1.760,26	9.974,82	2.493,70	7.481,11	13.027,30				20.508,41	82.189,49
20	194.446,74	27.624,24	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.582,30	1.737,35	9.844,96	2.461,24	7.383,72	13.027,30				20.411,02	102.600,51



**Análisis del VAN y TIR**

<b>VAN</b>	<b>-37.761,78</b>
<b>TIR</b>	<b>4,68%</b>

**Escenario 4: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 5 años plazo**

**Datos de entrada**

<b>Inversión inicial</b>	<b>260.546,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>9,86%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>30,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>177</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.014,64</b>

**Determinación de CPCC**

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	78.163,80	30,00%	7,40%	2,22%
Inversionista	182.382,20	70,00%	8,53%	5,97%
<b>Total</b>	<b>260.546,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,19%</b>

**Amortización de préstamo, cuota fija**

<b>Monto</b>	78.163,80	<b>Interés</b>	<b>9,86%</b>	
		<b>Plazo (años)</b>	<b>5</b>	
<b>Año</b>	<b>Cuota</b>	<b>Interés</b>	<b>Capital</b>	<b>Amortización</b>



<b>0</b>				78.163,80
<b>1</b>	20.545,72	7.706,95	12.838,77	65.325,03
<b>2</b>	20.545,72	6.441,05	14.104,67	51.220,36
<b>3</b>	20.545,72	5.050,33	15.495,39	35.724,97
<b>4</b>	20.545,72	3.522,48	17.023,24	18.701,73
<b>5</b>	20.545,72	1.843,99	18.701,73	0,00
<b>Total</b>	102.728,60	24.564,80	78.163,80	

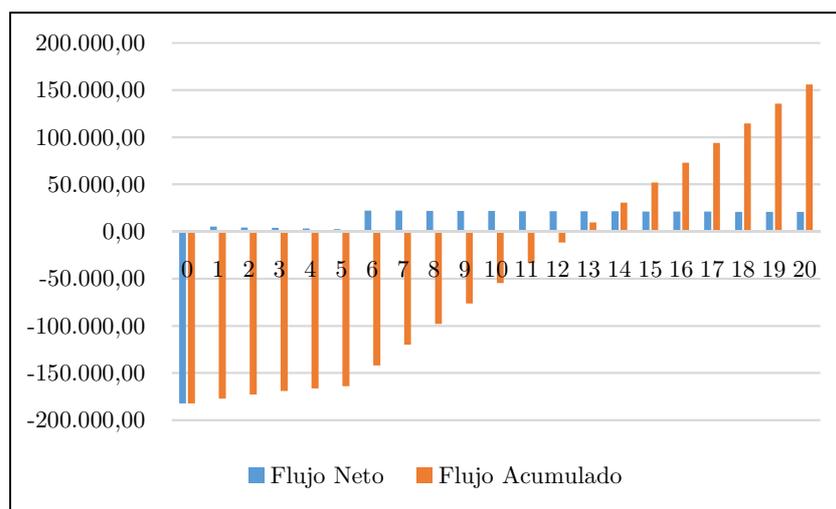
**Determinación de LCOE**

Año	Egresos			Energía (kWh)		
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total	Actualizado
<b>0</b>	260.546,00	-	260.546,00	260.546,00	-	-
<b>1</b>		3.014,64	3.014,64	2.786,44	219.123,22	202.536,50
<b>2</b>		3.014,64	3.014,64	2.575,52	214.740,76	183.461,21
<b>3</b>		3.014,64	3.014,64	2.380,57	213.559,68	168.641,30
<b>4</b>		3.014,64	3.014,64	2.200,37	212.385,11	155.018,53
<b>5</b>		3.014,64	3.014,64	2.033,81	211.216,99	142.496,20
<b>6</b>		3.014,64	3.014,64	1.879,86	210.055,29	130.985,42
<b>7</b>		3.014,64	3.014,64	1.737,56	208.899,99	120.404,47
<b>8</b>		3.014,64	3.014,64	1.606,03	207.751,04	110.678,25
<b>9</b>		3.014,64	3.014,64	1.484,46	206.608,41	101.737,71
<b>10</b>		3.014,64	3.014,64	1.372,10	205.472,06	93.519,39
<b>11</b>		3.014,64	3.014,64	1.268,23	204.341,97	85.964,93
<b>12</b>		3.014,64	3.014,64	1.172,23	203.218,09	79.020,72
<b>13</b>		3.014,64	3.014,64	1.083,50	202.100,39	72.637,46
<b>14</b>		3.014,64	3.014,64	1.001,48	200.988,83	66.769,84
<b>15</b>		3.014,64	3.014,64	925,68	199.883,40	61.376,20
<b>16</b>		3.014,64	3.014,64	855,61	198.784,04	56.418,26
<b>17</b>		3.014,64	3.014,64	790,84	197.690,73	51.860,82
<b>18</b>		3.014,64	3.014,64	730,98	196.603,43	47.671,52
<b>19</b>		3.014,64	3.014,64	675,64	195.522,11	43.820,64
<b>20</b>		3.014,64	3.014,64	624,50	194.446,74	40.280,83
<b>Total</b>				<b>289.731,41</b>		<b>2.015.300,20</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,1438</b>		



### Flujo de Caja

Año	Ingresos		Egresos														
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								260.546,00	78.163,80		-182.382,20	-182.382,20
1	219.123,22	31.502,44	3.014,64	13.027,30	7.706,95	23.748,89	7.753,55	1.163,03	6.590,52	1.647,63	4.942,89	13.027,30			12.838,77	5.131,42	-177.250,78
2	214.740,76	30.872,39	3.014,64	13.027,30	6.441,05	22.482,99	8.389,41	1.258,41	7.131,00	1.782,75	5.348,25	13.027,30			14.104,67	4.270,87	-172.979,90
3	213.559,68	30.702,60	3.014,64	13.027,30	5.050,33	21.092,27	9.610,33	1.441,55	8.168,78	2.042,19	6.126,58	13.027,30			15.495,39	3.658,49	-169.321,41
4	212.385,11	30.533,73	3.014,64	13.027,30	3.522,48	19.564,42	10.969,31	1.645,40	9.323,91	2.330,98	6.992,94	13.027,30			17.023,24	2.997,00	-166.324,42
5	211.216,99	30.365,80	3.014,64	13.027,30	1.843,99	17.885,93	12.479,87	1.871,98	10.607,89	2.651,97	7.955,91	13.027,30			18.701,73	2.281,49	-164.042,93
6	210.055,29	30.198,78	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	14.156,84	2.123,53	12.033,32	3.008,33	9.024,99	13.027,30				22.052,29	-141.990,64
7	208.899,99	30.032,69	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.990,75	2.098,61	11.892,14	2.973,03	8.919,10	13.027,30				21.946,40	-120.044,24
8	207.751,04	29.867,51	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.825,57	2.073,84	11.751,74	2.937,93	8.813,80	13.027,30				21.841,10	-98.203,14
9	206.608,41	29.703,24	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.661,30	2.049,19	11.612,10	2.903,03	8.709,08	13.027,30				21.736,38	-76.466,76
10	205.472,06	29.539,87	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.497,93	2.024,69	11.473,24	2.868,31	8.604,93	13.027,30				21.632,23	-54.834,53
11	204.341,97	29.377,40	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.335,46	2.000,32	11.335,14	2.833,79	8.501,36	13.027,30				21.528,66	-33.305,87
12	203.218,09	29.215,83	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.173,89	1.976,08	11.197,80	2.799,45	8.398,35	13.027,30				21.425,65	-11.880,22
13	202.100,39	29.055,14	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.013,20	1.951,98	11.061,22	2.765,31	8.295,92	13.027,30				21.323,22	9.443,00
14	200.988,83	28.895,34	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.853,40	1.928,01	10.925,39	2.731,35	8.194,04	13.027,30				21.221,34	30.664,34
15	199.883,40	28.736,41	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.694,47	1.904,17	10.790,30	2.697,58	8.092,73	13.027,30				21.120,03	51.784,37
16	198.784,04	28.578,36	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.536,42	1.880,46	10.655,96	2.663,99	7.991,97	13.027,30				21.019,27	72.803,64
17	197.690,73	28.421,18	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.379,24	1.856,89	10.522,35	2.630,59	7.891,77	13.027,30				20.919,07	93.722,70
18	196.603,43	28.264,86	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.222,92	1.833,44	10.389,49	2.597,37	7.792,11	13.027,30				20.819,41	114.542,12
19	195.522,11	28.109,41	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.067,47	1.810,12	10.257,35	2.564,34	7.693,01	13.027,30				20.720,31	135.262,43
20	194.446,74	27.954,81	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	11.912,87	1.786,93	10.125,94	2.531,48	7.594,45	13.027,30				20.621,75	155.884,18



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-44.784,85</b>
<b>TIR</b>	<b>5,40%</b>

### Escenario 5: Financiamiento del 30% de la inversión inicial a 10 años plazo

#### Datos de entrada

<b>Inversión inicial</b>	<b>260.546,00</b>
<b>Rendimiento esperado</b>	<b>8,53%</b>
<b>Tasa de interés bancario</b>	<b>10,21%</b>
<b>Impuesto SRI</b>	<b>25,00%</b>
<b>Financiamiento</b>	<b>30,00%</b>
<b>Potencia Instalada (kW)</b>	<b>177</b>
<b>Plazo proyecto (años)</b>	<b>20</b>
<b>Costo fijo O&amp;M</b>	<b>3.014,64</b>

#### Determinación de CPCC

	<b>Valor</b>	<b>Participación</b>	<b>Costo</b>	<b>Promedio Ponderado</b>
Préstamo	78.163,80	30,00%	7,66%	2,30%
Inversionista	182.382,20	70,00%	8,53%	5,97%
<b>Total</b>	<b>260.546,00</b>	<b>100,00%</b>	<b>CPCC</b>	<b>8,27%</b>

#### Amortización de préstamo, cuota fija

<b>Monto</b>	78.163,80	<b>Interés</b>	<b>10,21%</b>	
		Plazo (años)	10	
<b>Año</b>	Cuota	Interés	Capital	Amortización



<b>0</b>				78.163,80
<b>1</b>	12.835,78	7.980,52	4.855,26	73.308,54
<b>2</b>	12.835,78	7.484,80	5.350,98	67.957,56
<b>3</b>	12.835,78	6.938,47	5.897,31	62.060,25
<b>4</b>	12.835,78	6.336,35	6.499,43	55.560,82
<b>5</b>	12.835,78	5.672,76	7.163,02	48.397,79
<b>6</b>	12.835,78	4.941,41	7.894,37	40.503,43
<b>7</b>	12.835,78	4.135,40	8.700,38	31.803,05
<b>8</b>	12.835,78	3.247,09	9.588,69	22.214,35
<b>9</b>	12.835,78	2.268,09	10.567,70	11.646,66
<b>10</b>	12.835,78	1.189,12	11.646,66	0,00
<b>Total</b>	128.357,82	50.194,02	78.163,80	

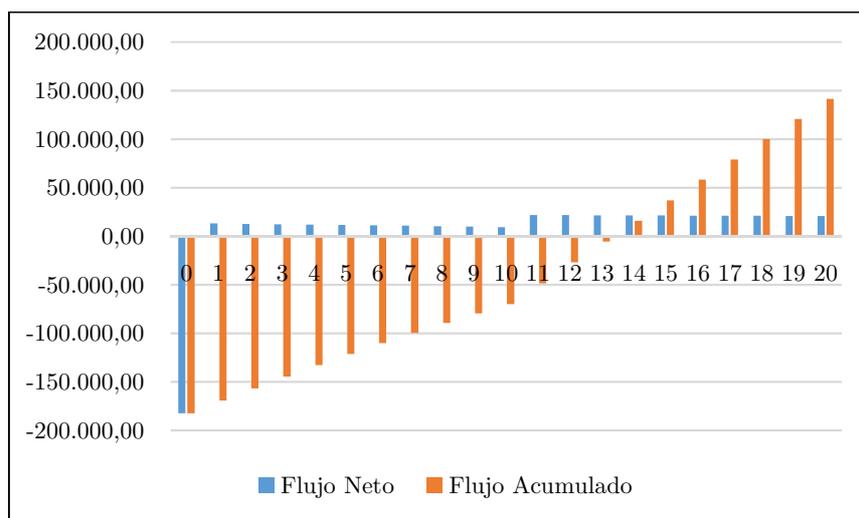
**Determinación de LCOE**

Año	Egresos				Energía (kWh)	
	Inversión	Costo anual O&M	Total egresos	Actualizado	Total	Actualizado
<b>0</b>	260.546,00	-	260.546,00	260.546,00	-	-
<b>1</b>		3.014,64	3.014,64	2.784,42	219.123,22	202.389,18
<b>2</b>		3.014,64	3.014,64	2.571,78	214.740,76	183.194,42
<b>3</b>		3.014,64	3.014,64	2.375,37	213.559,68	168.273,57
<b>4</b>		3.014,64	3.014,64	2.193,97	212.385,11	154.568,00
<b>5</b>		3.014,64	3.014,64	2.026,42	211.216,99	141.978,72
<b>6</b>		3.014,64	3.014,64	1.871,67	210.055,29	130.414,82
<b>7</b>		3.014,64	3.014,64	1.728,73	208.899,99	119.792,77
<b>8</b>		3.014,64	3.014,64	1.596,71	207.751,04	110.035,87
<b>9</b>		3.014,64	3.014,64	1.474,77	206.608,41	101.073,65
<b>10</b>		3.014,64	3.014,64	1.362,15	205.472,06	92.841,39
<b>11</b>		3.014,64	3.014,64	1.258,12	204.341,97	85.279,62
<b>12</b>		3.014,64	3.014,64	1.162,04	203.218,09	78.333,76
<b>13</b>		3.014,64	3.014,64	1.073,30	202.100,39	71.953,62
<b>14</b>		3.014,64	3.014,64	991,33	200.988,83	66.093,13
<b>15</b>		3.014,64	3.014,64	915,63	199.883,40	60.709,96
<b>16</b>		3.014,64	3.014,64	845,70	198.784,04	55.765,25
<b>17</b>		3.014,64	3.014,64	781,12	197.690,73	51.223,27
<b>18</b>		3.014,64	3.014,64	721,47	196.603,43	47.051,23
<b>19</b>		3.014,64	3.014,64	666,37	195.522,11	43.218,99
<b>20</b>		3.014,64	3.014,64	615,48	194.446,74	39.698,89
<b>Total</b>				<b>289.562,55</b>		<b>2.003.890,09</b>
<b>LCOE</b>				<b>0,145</b>		



### Flujo de Caja

Año	Ingresos			Egresos													
	Energía (kWh)	Venta Energía	O&M	Depreciación (-)	Intereses	Egresos Fijos	Utilidad bruta	15% Utilidad trabajadores	Utilidad previa impuestos	25 % Impuesto a la Renta	Utilidad neta	Depreciación (+)	Inversión	Préstamo	Amortización	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0					0,00								260.546,00	78.163,80		-182.382,20	-182.382,20
1	219.123,22	31.663,35	3.014,64	13.027,30	7.980,52	24.022,46	7.640,89	1.146,13	6.494,76	1.623,69	4.871,07	13.027,30			4.855,26	13.043,11	-169.339,09
2	214.740,76	31.030,09	3.014,64	13.027,30	7.484,80	23.526,74	7.503,34	1.125,50	6.377,84	1.594,46	4.783,38	13.027,30			5.350,98	12.459,70	-156.879,39
3	213.559,68	30.859,42	3.014,64	13.027,30	6.938,47	22.980,41	7.879,01	1.181,85	6.697,16	1.674,29	5.022,87	13.027,30			5.897,31	12.152,86	-144.726,53
4	212.385,11	30.689,69	3.014,64	13.027,30	6.336,35	22.378,29	8.311,40	1.246,71	7.064,69	1.766,17	5.298,52	13.027,30			6.499,43	11.826,39	-132.900,14
5	211.216,99	30.520,90	3.014,64	13.027,30	5.672,76	21.714,70	8.806,20	1.320,93	7.485,27	1.871,32	5.613,95	13.027,30			7.163,02	11.478,23	-121.421,91
6	210.055,29	30.353,04	3.014,64	13.027,30	4.941,41	20.983,35	9.369,68	1.405,45	7.964,23	1.991,06	5.973,17	13.027,30			7.894,37	11.106,10	-110.315,81
7	208.899,99	30.186,09	3.014,64	13.027,30	4.135,40	20.177,34	10.008,75	1.501,31	8.507,44	2.126,86	6.380,58	13.027,30			8.700,38	10.707,50	-99.608,31
8	207.751,04	30.020,07	3.014,64	13.027,30	3.247,09	19.289,03	10.731,04	1.609,66	9.121,38	2.280,35	6.841,04	13.027,30			9.588,69	10.279,65	-89.328,66
9	206.608,41	29.854,96	3.014,64	13.027,30	2.268,09	18.310,03	11.544,93	1.731,74	9.813,19	2.453,30	7.359,90	13.027,30			10.567,70	9.819,50	-79.509,16
10	205.472,06	29.690,76	3.014,64	13.027,30	1.189,12	17.231,06	12.459,69	1.868,95	10.590,74	2.647,68	7.943,05	13.027,30			11.646,66	9.323,70	-70.185,47
11	204.341,97	29.527,46	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.485,52	2.022,83	11.462,69	2.865,67	8.597,02	13.027,30				21.624,32	-48.561,15
12	203.218,09	29.365,06	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.323,12	1.998,47	11.324,65	2.831,16	8.493,49	13.027,30				21.520,79	-27.040,36
13	202.100,39	29.203,55	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.161,61	1.974,24	11.187,37	2.796,84	8.390,53	13.027,30				21.417,83	-5.622,54
14	200.988,83	29.042,93	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	13.000,99	1.950,15	11.050,84	2.762,71	8.288,13	13.027,30				21.315,43	15.692,90
15	199.883,40	28.883,19	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.841,25	1.926,19	10.915,07	2.728,77	8.186,30	13.027,30				21.213,60	36.906,50
16	198.784,04	28.724,34	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.682,40	1.902,36	10.780,04	2.695,01	8.085,03	13.027,30				21.112,33	58.018,82
17	197.690,73	28.566,35	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.524,41	1.878,66	10.645,75	2.661,44	7.984,31	13.027,30				21.011,61	79.030,44
18	196.603,43	28.409,24	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.367,30	1.855,09	10.512,20	2.628,05	7.884,15	13.027,30				20.911,45	99.941,89
19	195.522,11	28.252,99	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.211,05	1.831,66	10.379,39	2.594,85	7.784,54	13.027,30				20.811,84	120.753,73
20	194.446,74	28.097,60	3.014,64	13.027,30	0,00	16.041,94	12.055,66	1.808,35	10.247,31	2.561,83	7.685,48	13.027,30				20.712,78	141.466,51



### Análisis del VAN y TIR

<b>VAN</b>	<b>-42.712,12</b>
<b>TIR</b>	<b>5,33%</b>