



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

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

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

Autor:

Luis Emilio García Pesáñez

CI: 0105955082

Correo electrónico: luis_g_p10@hotmail.com

Director:

Ing. Rodrigo Efraín Sempértegui Álvarez

CI: 0101868552

Cuenca, Ecuador

26-febrero-2020



Resumen: El avance tecnológico y la búsqueda de nuevas alternativas de producción de energía eléctrica menos contaminantes, mediante el uso de fuentes renovables no convencionales, permiten la aplicación de sistemas de generación mediante el uso de tecnología solar fotovoltaica. El presente trabajo de titulación presenta un estudio de prefactibilidad que propone alternativas de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, para cubrir la demanda de energía de las cargas existentes en la central termoeléctrica El Descanso, ubicada en el sector El Descanso, Azogues, provincia de Cañar. El estudio arranca con el análisis de la Regulación 003/18, emitida por la ARCONEL, denominada generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica. El proyecto se fundamenta en dos análisis: por una parte, la búsqueda de la viabilidad a nivel de prefactibilidad de la aplicación técnica de un sistema fotovoltaico y por otra parte la evaluación económica del proyecto. Para el desarrollo del trabajo de titulación se presentan varias alternativas técnicas y económicas. La recopilación de información se realiza mediante el uso de fuentes primarias como la estación meteorológica propiedad de ELECAUSTRO, ubicada en la central termoeléctrica El Descanso. Esta información permite evaluar la viabilidad técnica mediante el uso de tecnología actual y más eficiente, permitiendo así aprovechar a la medida de lo posible el recurso solar existente en la zona. En cuanto a la evaluación económica, los precios actuales permiten estimar los costos de inversión para cada una de las alternativas técnicas planteadas y así determinar la viabilidad económica de cada una.

Palabras claves: Sistema fotovoltaico, energía, precio, prefactibilidad.



Abstract: Technological advances and the search for new alternatives to produce less polluting electricity, using non-conventional renewable sources, allow the application of generation systems using photovoltaic solar technology. The present titling work presents a prefeasibility study that proposes alternatives of photovoltaic systems connected to the electricity grid, to cover the energy demand of the existing loads in the El Descanso thermoelectric power station, located in the El Descanso sector, Azogues, province of Cañar. The study starts with the analysis of Regulation 003/18, issued by the ARCONEL, called photovoltaic generation for self-supply of final consumers of electrical energy. The project is based on two analyzes: on the one hand, the search for feasibility at the prefeasibility level of the technical application of a photovoltaic system and on the other hand the economic evaluation of the project. Several technical and economic alternatives are presented for the development of the degree work. Information is collected using primary sources such as the weather station owned by ELECAUSTRO, located at the El Descanso thermoelectric plant. This information allows the technical feasibility to be evaluated using current and more efficient technology, thus allowing the existing solar resource in the area to be used as much as possible. As for the economic evaluation, current prices allow estimating investment costs for each of the technical alternatives proposed and thus determine the economic viability of each.

Keywords: Photovoltaic system, energy, price, prefeasibility.



Índice del Trabajo

CAPÍTULO 1	11
1. GENERALIDADES	11
1.1. Introducción.....	11
1.2. Justificación.....	13
1.3. Objetivos	15
1.4. Alcance	16
1.5. Antecedentes	16
CAPÍTULO 2	20
2. MARCO TEÓRICO	20
2.1. Energía Solar	20
2.2. Celdas Fotovoltaicas	21
2.3. Sistemas Fotovoltaicos	22
2.4. Potencial Solar en el Ecuador	24
2.5. Análisis de Energía Solar en el Descaso	26
2.6. Regulación Nro. ARCONEL-003/18 y Resolución Nro. ARCONEL-057/18	28
CAPÍTULO 3	34
3. ESTUDIOS TÉCNICOS PARA LA APLICACIÓN DEL SFV	34
3.1. Introducción.....	34
3.2. Levantamiento de cargas de los servicios auxiliares de la central termoeléctrica “El Descanso”	34
3.3. Comportamiento del consumo eléctrico de los servicios auxiliares de la central	36
3.4. Posibles áreas de emplazamiento	39
3.5. Diseño fotovoltaico El Descanso	42
3.6. Simulaciones en el software PVsyst V6.84-DEMO	63
3.7. Memoria técnica del estudio preliminar del proyecto	64
CAPÍTULO 4	88
4. EVALUACIONES ECONÓMICAS PARA LA APLICACIÓN DEL SFV	88
4.1. Introducción.....	88
4.2. Costos de inversión inicial y Costos fijos.....	88



4.3. Análisis económico - financiero.....	94
4.4. Análisis de sensibilidad	102
CAPÍTULO 5	108
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	108
5.1. Conclusiones.....	108
5.2. Recomendaciones.....	112
BIBLIOGRAFÍA	114
ANEXOS	116
ANEXO 1.- Levantamiento de cargas	116
ANEXO 2.- Datos técnicos de los equipos.....	120
ANEXO 3.- Metodología para el dimensionamiento del SFV	132
ANEXO 4.- Simulaciones en el Software PVsyst version 6.86-DEMO.....	171
ANEXO 5.- Esquemas de conexión a la Red.....	183
ANEXO 6.- Esquemas de Protecciones.....	187
ANEXO 7.- Medidor bidireccional.....	191
ANEXO 8.- Presupuestos	195



Índices de Tablas

Tabla 1-1. Capacidad fotovoltaica nominal y efectiva instalada en el Ecuador [17]	19
Tabla 2-1. Datos de irradiancia en W/m ² registrados por la estación meteorología de ELECAUSTRO S.A.	27
Tabla 2-2. Temperatura en la central termoeléctrica El Descanso.....	27
Tabla 3-1. Resumen del levantamiento de cargas.	36
Tabla 3-2.Datos climáticos registrados por la estación meteorológica en la central termoeléctrica El Descanso.	44
Tabla 3-3. Variabilidad de la densidad de energía diaria en El Descanso.	44
Tabla 3-4. HSP diaria y mensual de El Descanso.....	47
Tabla 3-5. Características Técnicas de los Paneles Solares.....	49
Tabla 3-6.Características Técnicas de los Inversores.....	49
Tabla 3-7. Potencia del inversor para los escenarios seleccionados.	53
Tabla 3-8. Paneles seleccionados para el Escenario1.....	56
Tabla 3-9. Inversores seleccionados para el Escenario 1.....	56
Tabla 3-10. Análisis de alternativas Escenario 1.....	56
Tabla 3-11. Balance energético del Escenario 1.....	57
Tabla 3-12. Paneles seleccionados para el Escenario 2.....	57
Tabla 3-13. Inversores seleccionados para el Escenario 2.....	58
Tabla 3-14. Análisis de alternativas Escenario 2.....	58
Tabla 3-15. Balance energético del Escenario 2.....	59
Tabla 3-16. Paneles seleccionados para el Escenario 3.....	59
Tabla 3-17. Inversores seleccionados. Escenario 3.....	60
Tabla 3-18. Análisis de Alternativas Escenario 3.	60
Tabla 3-19. Balance energético del Escenario 3.....	61
Tabla 3-20. Paneles seleccionados. Escenario 4.....	62
Tabla 3-21. Inversores seleccionados. Escenario 4.....	62
Tabla 3-22. Análisis de alternativas Escenario 4.....	62
Tabla 3-23. Balance energético de Escenario 4.....	63
Tabla 3-24. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 1.....	66
Tabla 3-25. Estimación de energía mensual y anual del proyecto.	67
Tabla 3-26. Potencias y corrientes de cortocircuito analizados por la CENTROSUR.....	68
Tabla 3-27. Áreas de emplazamiento. Escenario 1.....	69
Tabla 3-28. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 2.	72
Tabla 3-29. Estimación de energía mensual y anual del proyecto.	73
Tabla 3-30. Potencias y corrientes de cortocircuito.....	74
Tabla 3-31. Áreas de emplazamiento. Escenario 2.....	75
Tabla 3-32. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 3.	78
Tabla 3-33. Estimación de energía mensual y anual del Proyecto.....	79
Tabla 3-34. Potencias y corrientes de cortocircuito.....	80



Tabla 3-35. Áreas de emplazamiento. Escenario 3.....	81
Tabla 3-36. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 4.	84
Tabla 3-37. Estimación de energía mensual y anual del proyecto.	85
Tabla 3-38. Potencias y corrientes de cortocircuito.....	86
Tabla 3-39. Áreas de emplazamiento. Escenario 4.....	87
Tabla 4-1. Resumen del presupuesto para el Escenario 1.....	90
Tabla 4-2. Estimación del costo de inversión inicial del Escenario 1.....	91
Tabla 4-3. Resumen del presupuesto para el Escenario 2.....	91
Tabla 4-4. Estimación del costo de inversión inicial del Escenario 2.....	92
Tabla 4-5. Resumen del presupuesto para el Escenario 3.....	92
Tabla 4-6. Estimación del costo de inversión inicial del Escenario 3.....	93
Tabla 4-7. Resumen del presupuesto para el Escenario 4.....	93
Tabla 4-8. Estimación del costo de inversión inicial del Escenario 4.....	94
Tabla 4-9. Análisis económico Escenario 1.....	98
Tabla 4-10. Análisis económico Escenario 2.....	99
Tabla 4-11. Análisis económico del Escenario 3.....	100
Tabla 4-12. Análisis económico del Escenario 4.....	101
Tabla 4-13. Análisis de sensibilidad sin variación del Escenario 1.....	102
Tabla 4-14. Análisis de sensibilidad con variación de los precios de paneles Escenario 1	103
Tabla 4-15. Análisis de sensibilidad sin costos indirectos de paneles Escenario 1	103
Tabla 4-16. Análisis de sensibilidad sin variación del Escenario 2.....	104
Tabla 4-17. Análisis de sensibilidad con variación de los precios de paneles Escenario 2	104
Tabla 4-18. Análisis de sensibilidad sin costos indirectos de paneles Escenario 2	104
Tabla 4-19. Análisis de sensibilidad sin variación del Escenario 3.....	105
Tabla 4-20. Análisis de sensibilidad sin costos indirectos de paneles Escenario 3	105
Tabla 4-21. Análisis de sensibilidad sin variación del Escenario 4.....	106
Tabla 4-22. Análisis de sensibilidad con variación de los precios de paneles Escenario 4	106
Tabla 4-23. Análisis de sensibilidad sin costos indirectos de paneles Escenario 4	107



Cláusula de Propiedad Intelectual

Luis Emilio García Pesántez, autor del trabajo de titulación “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”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 26 de febrero de 2020

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Luis Emilio García Pesantez".

Luis Emilio García Pesántez

C.I: 0105955082



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Luis Emilio García Pesántez en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio de la viabilidad 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", 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, 26 de febrero de 2020

Luis Emilio García Pesántez

C.I: 0105955082



Dedicatoria

A mis abuelos: Capita, Medardo y Emiliano



Agradecimientos

Agradezco a mis padres y a mis hermanas por ser parte de este proceso y un pilar fundamental durante mi preparación.

Agradezco a mis tíos y tías que gracias a su apoyo he podido superar todas las adversidades.

A los ingenieros Rodrigo Sempertegui y Juan Carlos Sarmiento por permitirme el desarrollo de este trabajo de titulación apoyándome en su experiencia.

A mis amigos y amigas por compartir a mi lado durante esta etapa de preparación y formación como profesional.

Gracias a todos ustedes fue posible este logro.



CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1. Introducción

El desarrollo de la humanidad en busca de progreso y avance tecnológico requiere de grandes cantidades de energía. Durante los últimos años la electricidad se ha convertido en una necesidad para los humanos a tal punto que las personas buscan nuevas alternativas para la generación de este producto y de esta manera abastecer sus necesidades energéticas que comprende desde el sector residencial donde se busca el confort del ser humano, hasta el sector industrial donde el avance tecnológico busca procesos de producción más eficientes y a menor costo. La energía eléctrica se obtiene mediante la explotación de recursos naturales que actúan como fuentes de generación. Los recursos naturales varían desde fuentes renovables como la energía solar, hidráulica, eólica, mareomotriz, etc. hasta fuentes no renovables como los combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón).

La producción eléctrica mediante fuentes de combustibles fósiles representa un problema ambiental que durante los últimos años se ha podido evidenciar. El cambio climático se debe, entre otros factores, a las grandes emisiones de gases de efecto invernadero hacia la atmósfera terrestre. La producción de electricidad se encuentra limitada por estas fuentes de generación y el crecimiento poblacional las limita aún más debido a la demanda, generando de esta manera mayor contaminación y sobreexplotación de los recursos naturales.

El uso de las fuentes de energía depende directamente de los costos de producción de electricidad y del avance tecnológico en cada uno de los casos. La producción eficiente, barata y con bajos niveles de contaminación son los objetivos planteados por la humanidad durante los próximos años, con el fin de reducir los altos niveles de contaminación. En el Ecuador se presentan algunas alternativas de producción eléctrica mediante fuentes renovables no convencionales como la energía solar fotovoltaica.

El proyecto denominado “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”, requiere el análisis del recurso solar en la zona donde se plantea la posible instalación de un sistema fotovoltaico para cubrir las necesidades energéticas del edificio administrativo y cargas adicionales de la central termoeléctrica El Descanso



perteneciente a la empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A., así como también las alternativas tecnológicas en cuanto a inversores y paneles solares que permitirán la producción de electricidad, reduciendo de este modo el consumo de energía de la red. El estudio de prefactibilidad considera la Regulación emitida por la ARCONEL (Nro. ARCONEL 003/18 y su reforma Nro. ARCONEL 057/18 denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”) para el desarrollo de este proyecto, tomando en cuenta todas las condiciones que se establecen en la Regulación.



1.2. Justificación

La empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A. con sede en la ciudad de Cuenca-Ecuador, es una empresa generadora de energía eléctrica, que utiliza varias fuentes de producción para aportar con energía al sistema eléctrico ecuatoriano. La planta térmica, de combustible diésel y residuo conocida como El Descanso, ubicada en el sector el descanso, Azogues, provincia de Cañar, forma parte del parque de producción que se compone por distintas centrales de generación.

Los predios en los que se ubica la central termoeléctrica El Descanso albergan 4 grupos de generación de 4,8 MW, cada uno compuestos por máquinas de combustión interna que alcanzan una capacidad de 19,2 MW que se encuentran disponibles cuando el Sistema Nacional Interconectado (SNI) requiere que la central entre en funcionamiento.

ELECAUSTRO, por otra parte, permite el desarrollo de proyectos de generación mediante fuentes de energía renovable no convencional como parte de su plan estratégico. Los resultados obtenidos en el estudio de prefactibilidad servirán como punto de partida para la implementación de un sistema fotovoltaico (SFV) para abastecer parcialmente la demanda energética del edificio administrativo y cargas adicionales que forman parte de los servicios auxiliares de la central termoeléctrica El Descanso.

El proyecto denominado “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” se apoya en la Regulación emitida a finales del año 2018 por la ARCONEL denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. El sistema fotovoltaico requiere que las condiciones técnicas y comerciales se encuentren dentro del alcance que en ella se presenta. Por tal motivo esta Regulación demanda requisitos previos para su respectiva instalación, así como un procedimiento para la conexión a las redes de la empresa distribuidora, autorizaciones de instalación y respectivas operaciones del SFV.

El estudio de prefactibilidad tiene como objetivo la aplicación de un SFV que satisfaga la demanda del edificio administrativo y en lo posible, otras cargas de la central termoeléctrica El Descanso. Este sistema deberá tener una capacidad nominal de hasta 1000 KW para consumidores comerciales o industriales como



lo determina la Resolución 057/18 de la ARCONEL. Para esto se realizarán estudios técnicos en los predios donde se desea ubicar el SFV.

El 20 de diciembre de 2019, se emitió el borrador de la Regulación denominada “Marco Normativo para la Participación de la Generación Distribuida”, donde se establecen condiciones para el desarrollo y operación de las Centrales de Generación Distribuida. Esta nueva norma propone la derogación de la Regulación 003/18, debido a que durante el tiempo de vigencia de esta normativa se ha observado poco interés por parte de los consumidores para la instalación de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo. En la nueva regulación se identifican como Centrales de Generación Distribuida a las fuentes de generación cuyas tecnologías varían entre: Fotovoltaica, Eólica, Biomasa, Biogás, Hidráulica.

La vigencia de la nueva Regulación arrancará cuando se la apruebe por el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). Por tal motivo deberá realizarse un nuevo estudio rigiéndose a las condiciones establecidas por la nueva normativa una vez sea aprobada.



1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Realizar el estudio de prefactibilidad para la implementación de un SFV en el edificio administrativo de la central termoeléctrica El Descanso apoyándose en la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 y su Resolución Nro. ARCONEL 057/18.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Realizar el estudio de campo respectivo para analizar la posible aplicación de un SFV.
- Analizar alternativas para cubrir la demanda de cargas adicionales al Edificio Administrativo.
- Realizar la memoria técnica que describa el estudio preliminar del proyecto cumpliendo con las exigencias de la Regulación.
- Evaluar los aspectos económicos del SFV.
- Presentar la prefactibilidad de la posible instalación a partir de los aspectos técnicos y económicos.



1.4. Alcance

El estudio de prefactibilidad tiene como objetivo la aplicación de un sistema fotovoltaico (SFV) que satisfaga la demanda del edificio administrativo de la central termoeléctrica “El Descanso”, este sistema deberá tener una capacidad nominal de hasta 1000 KW, previo a esto se realizarán estudios técnicos en los predios donde se desea ubicar el SFV.

El proyecto abarca capítulos conformados por: generalidades, marco teórico, estudios técnicos, evaluaciones económicas, conclusiones y recomendaciones.

1.5. Antecedentes

La humanidad desde tiempos ancestrales ha utilizado la energía proveniente del sol, aprovechando de esta manera sus características térmicas para producir calor. Durante la evolución tecnología de los últimos años se han descubierto nuevas maneras de sacar provecho a esta fuente de energía, tomando en cuenta las necesidades energéticas que demanda la población y el avance tecnológico, es posible la implementación de sistemas que utilizan el recurso solar para la producción de electricidad mediante el efecto fotovoltaico. A continuación, se presenta un análisis de la situación actual de la energía solar fotovoltaica mundial y local.

1.5.1. Situación actual a nivel mundial

La demanda energética a nivel mundial actual tiene una tendencia creciente, por tal motivo desde el año 2005 la energía solar fotovoltaica empieza a tener una participación significativa, siendo esta fuente de producción de electricidad una alternativa atractiva que ha tenido un crecimiento exponencial durante los últimos años. El incremento de la capacidad instalada desde el año 2000 hasta el año 2016 se puede observar en la Figura 1-1., el análisis lo llevo a cabo IRENA (Internacional Renewable Energy Agency) [17].

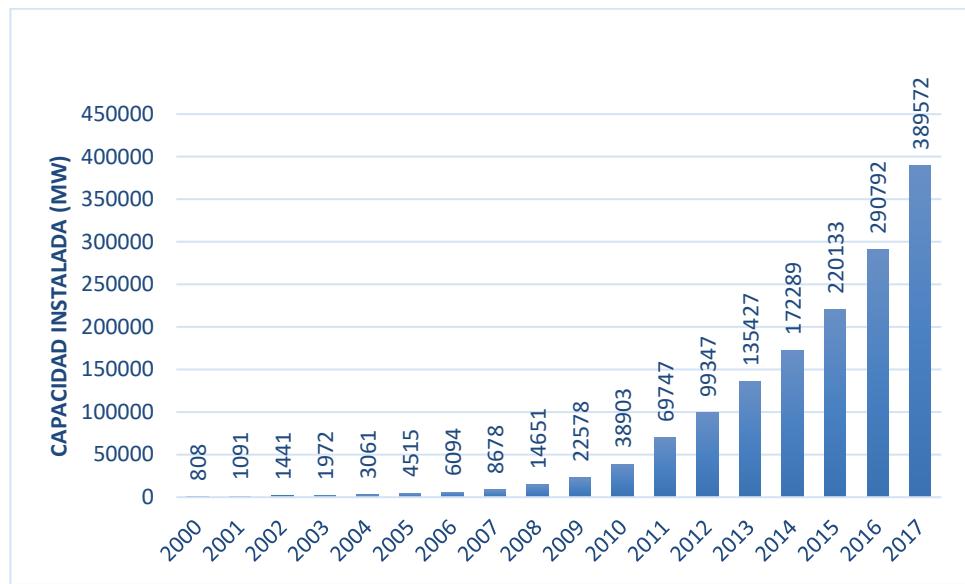


Figura 1-1. Capacidad instalada a nivel mundial [17].

Los países con mayor participación en cuanto a la producción de energía mediante sistemas fotovoltaicos son China, Japón, Alemania y Estados Unidos, esto se debe a la gran demanda energética de estos países promoviendo así el uso de esta alternativa. Esto se puede observar en la Figura 1-2.

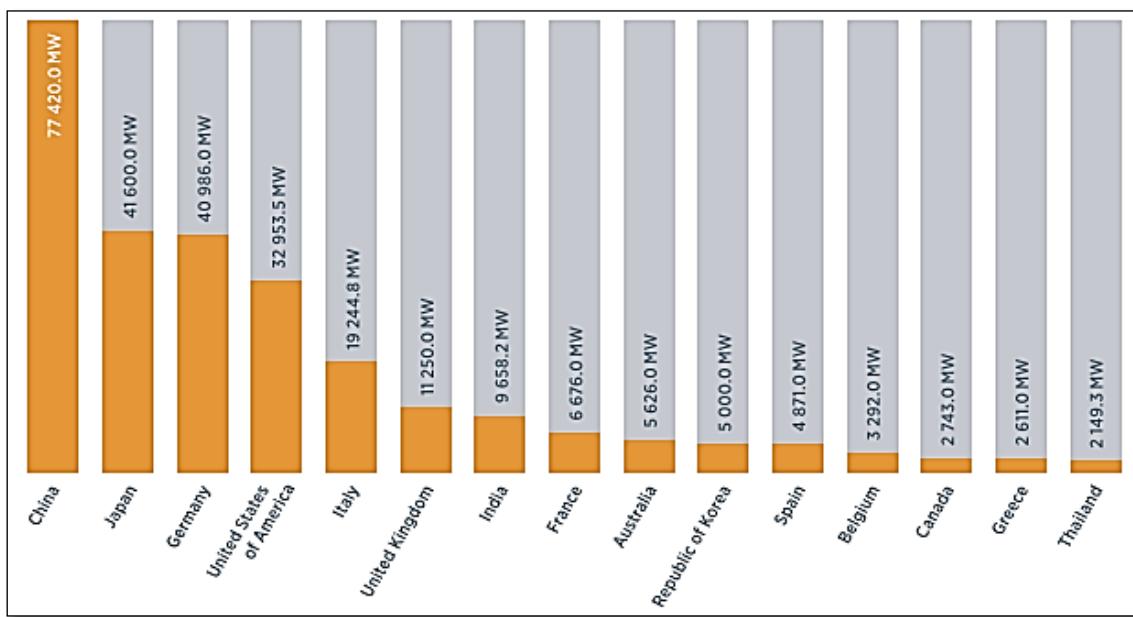


Figura 1-2. Clasificación de los países con mayor capacidad instalada a nivel mundial [17].

El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) realizó en el año 2017 la estimación de los costos de instalación de un sistema fotovoltaico para el sector comercial en los Estados Unidos de América. Tal como se indica en la Figura 1-3, el precio varía según la capacidad instalada, a medida que aumenta el tamaño del sistema, disminuye el costo por vatio de implementación [12].

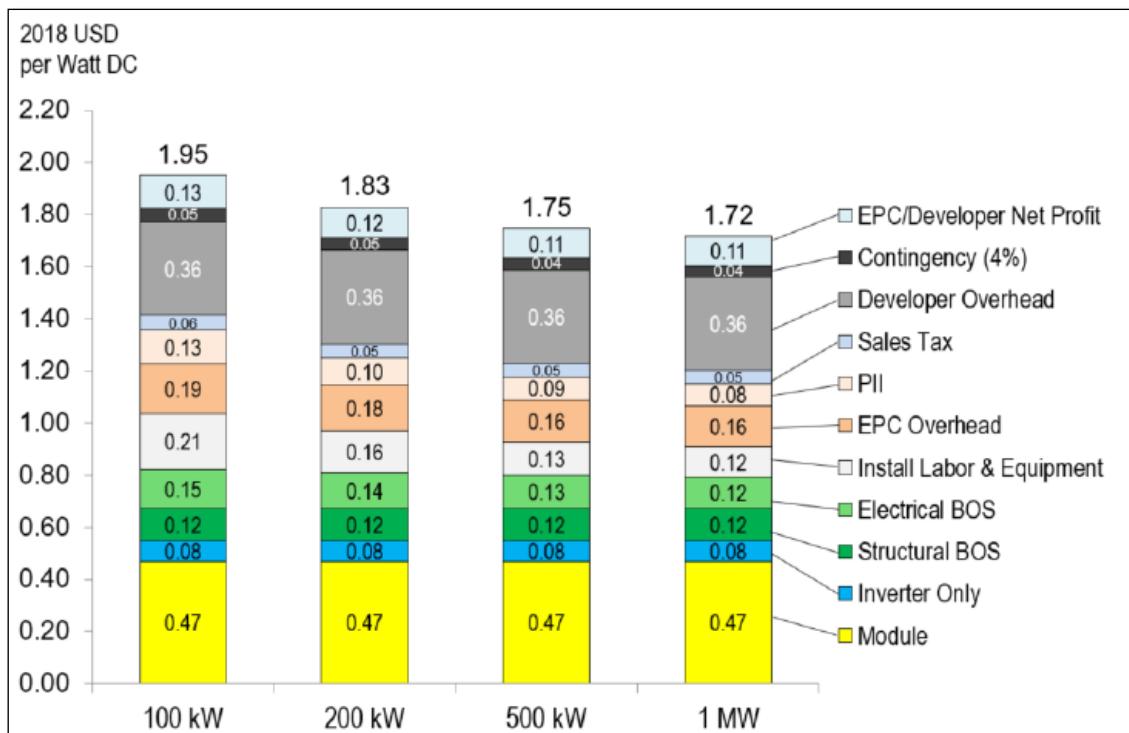


Figura 1-3. Desglose de los costos de instalación de un SFV [12].

Los principales generadores de costos hacen referencia a los siguientes valores:

- Ganancia neta del desarrollo en diseño, adquisición y construcción (EPC Developer Net Profit).
- Contingencias del 4%.
- Gastos generales del desarrollador (Developer Overhead).
- Impuesto de venta (Sales Tax).
- Permisos, inspección e interconexión (PII).
- Gastos generales en diseño, adquisición y construcción (EPC Overhead).
- Labores de instalación y equipamiento (install labor and equipment).
- Sistema eléctrico (Electrical BOS).
- Estructuras (Structural BOS).
- Costo de Inversor y Costo de Módulo.



1.5.2. Situación actual en el Ecuador

El Ecuador ha presentado durante los últimos años un gran crecimiento poblacional, esto ha provocado un incremento significativo de la demanda de energía eléctrica. La búsqueda de nuevas fuentes de energía ha permitido la implementación de sistemas fotovoltaicos para la producción de electricidad y así desplazar el uso de combustibles para la producción de energía, durante los últimos años la capacidad instalada ha presentado una tendencia creciente, tal como se muestra en la Tabla 1-1.

Capacidad (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nominal	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08	3,90	26,41	25,54	26,48	26,48
Efectiva	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08	3,87	26,37	25,50	25,59	25,59

Tabla 1-1. Capacidad fotovoltaica nominal y efectiva instalada en el Ecuador [17].

La participación de centrales de generación fotovoltaica, según estadísticas realizadas por el Arconel, representa el 0.33% de potencia instalada en el país en el año 2017, teniendo un pequeño crecimiento a comparación de años pasados. La tendencia actual es promover la implementación de nuevos sistemas fotovoltaicos para desplazar el uso de centrales térmicas, las normativas vigentes en la actualidad tal como la Regulación 003/18 incentivan el uso de nuevas alternativas para la producción de energía eléctrica.



CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Energía Solar

El origen de todas las energías renovables, a excepción de la energía geotérmica y mareomotriz, provienen directa o indirectamente del Sol. La energía solar viaja a través del espacio exterior como ondas electromagnéticas hasta entrar en contacto con la atmósfera terrestre. Una vez que la energía solar incide en el planeta, parte de la energía traspasa la atmósfera llegando a la superficie, otra parte de la energía es reflejada hacia el espacio exterior. La radiación llega a la superficie en tres distintas maneras: radiación directa, radiación difusa y radiación reflejada o albedo [3].

La energía solar es aprovechada por dos tipos de tecnologías solares: Energía solar pasiva y activa. La segunda comprende la energía solar térmica y solar fotovoltaica [4].

La energía solar térmica aprovecha el calor producido por el sol calentando fluidos y utilizado para la cocción de alimentos, en algunos casos para la producción de energía eléctrica. Las instalaciones se clasifican según la temperatura: baja, media y alta [3][4].

La energía solar fotovoltaica se refiere a la transformación de la energía solar a electricidad mediante celdas fotovoltaicas, tal como se muestra en la Figura 2-1., donde se aprovechan ciertas propiedades de los materiales semiconductores [3][4], este proceso es conocido como efecto fotovoltaico. La luz que incide sobre los semiconductores genera un flujo de electrones que puede ser aprovechado para la obtención de la electricidad [3].

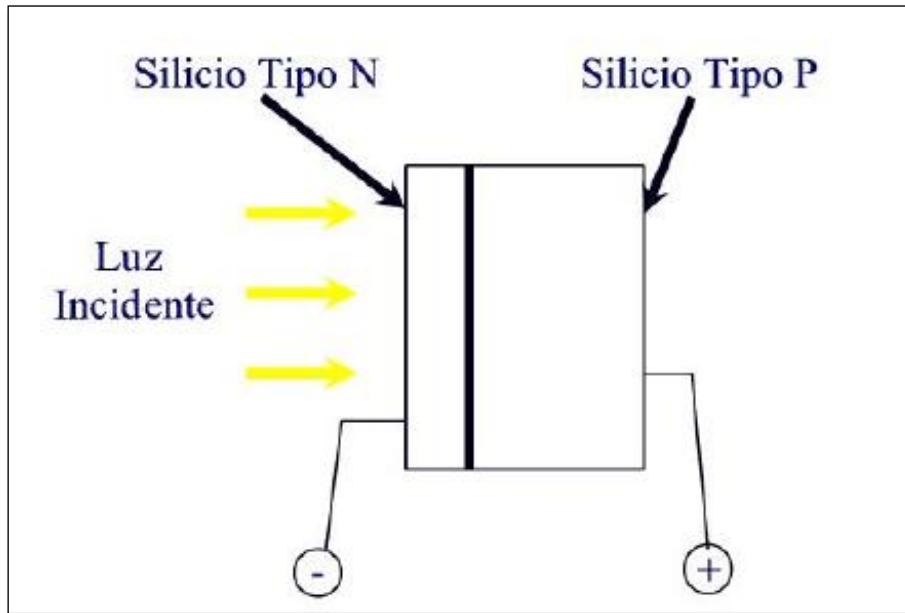


Figura 2-1. Célula fotovoltaica [5].

2.2. Celdas Fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas se componen de una capa delgada de material tipo n y una capa de mayor espesor de tipo p, en donde se produce un campo eléctrico. El flujo de electrones se produce desde la capa p hacia la capa n, esta última es la superficie que recibe la radiación solar y posteriormente se produce la corriente eléctrica que dependerá de la cantidad de radiación [1]. Los materiales semiconductores definen el tipo de celdas fotovoltaicas en donde podemos encontrar:

- **Celdas de arseniuro de galio:** cuyo rendimiento alcanza el 28% [1].
- **Celdas de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre:** cuyo rendimiento alcanza el 5% [1].
- **Celdas bifaciales:** actualmente ya no se usan por sus elevados costos [1].
- **Celdas de silicio amorfo:** pueden alcanzar rendimiento de hasta 12.24% [1].
- **Celdas de silicio policristalino:** pueden alcanzar un rendimiento de hasta 14% [1].
- **Celdas de silicio monocristalino:** su rendimiento alcanza hasta el 18% [1].



2.3. Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos están compuestos por un conjunto de equipos eléctricos y electrónicos encargados de la transformación de la energía solar incidente a energía eléctrica de corriente continua [2]. Los equipos de los sistemas fotovoltaicos dependen de la aplicación a la que se encuentren destinados, dichos sistemas pueden clasificarse en tres grupos.

- Conectados a la red.
- Autónomos.
- De bombeo.

La clasificación se puede observar en la Figura 2-2.:

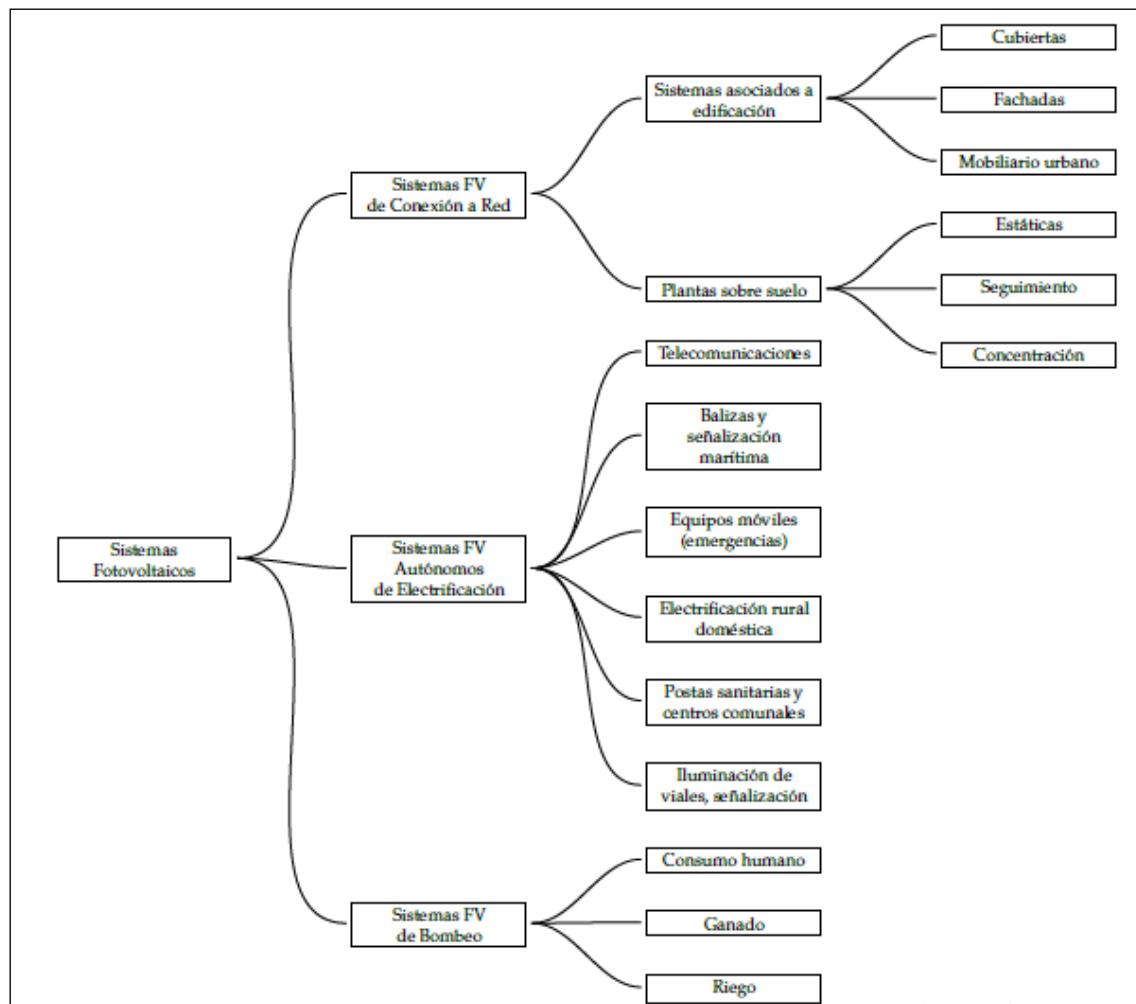


Figura 2-2. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos [2].



2.3.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red SFCR

Un sistema fotovoltaico conectado a la red permite en ciertas condiciones inyectar energía a la red eléctrica convencional. La energía eléctrica producida por el sistema será consumida por cargas cercanas y la energía sobrante es inyectada a la red para su distribución [2]. En algunos casos este tipo de instalaciones cuentan con mecanismos de retribución económica al propietario del sistema, que compensan el intercambio energético con la red, todo esto depende de las leyes y regulaciones de cada país.

Un SFCR se compone de tres subsistemas principales, éstos deben garantizar la generación de energía eléctrica para los cuales fueron dimensionados.

- **Sistema colector (Paneles Solares):** encargado de transformar la energía solar en energía eléctrica de corriente continua.
- **Sistema inversor:** encargado de convertir la corriente continua (CC) a corriente alterna (CA), a frecuencia determinada por el sistema.
- **Sistema de transformación:** encargado de elevar el voltaje a valores en los que se pueda conectar a la red.

El sistema fotovoltaico se muestra a continuación Figura 2-3. Donde se indica un esquema general de conexión a la red.

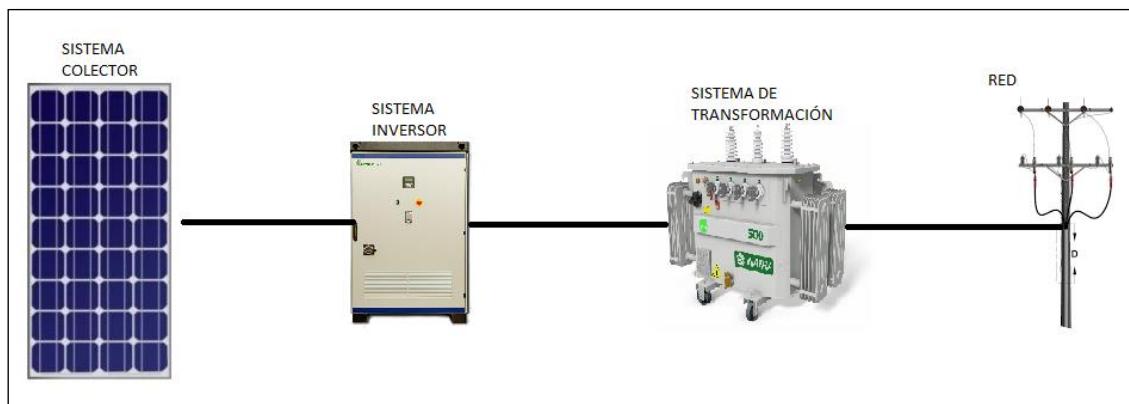


Figura 2-3. Esquema general de un SFCR.

Las principales ventajas de este tipo de sistemas se muestran a continuación [1]:

- Reducción en costos de mantenimiento.
- Baja probabilidad de averías.
- Reducción de contaminación ambiental.
- Recuperación de la inversión.



2.3.2. Instalación de los SFCR

La instalación de los SFCR suele ser de dos tipos: instalados sobre el suelo o sobre una edificación. El objetivo de la instalación es aprovechar al máximo la radiación solar y así tener la mayor producción de energía eléctrica posible.

- **SFCR sobre el suelo:** su principal objetivo es maximizar la producción de energía con el menor coste y ocupación de terreno posible. Estos sistemas se pueden distinguir entre sistemas estáticos y sistemas de seguimiento [2].
- **SFCR en edificaciones:** para este tipo de sistemas se debe considerar algunos factores como la ubicación, la configuración, la inclinación y orientación de los paneles solares, con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar. Todo esto depende de las características arquitectónicas de las edificaciones.

2.4. Potencial Solar en el Ecuador

La ubicación geográfica del Ecuador permite aprovechar la energía solar durante todo el año con un nivel de radiación promedio de $4.574,99 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [4]. Esta información se encuentra disponible en el ATLAS SOLAR DEL ECUADOR. En la Figura 2-4. y la Figura 2-5. se pueden identificar los niveles de radiación en cada región del país. El ATLAS SOLAR cuenta con información mensual y promedio de los niveles de insolación directa y difusa.

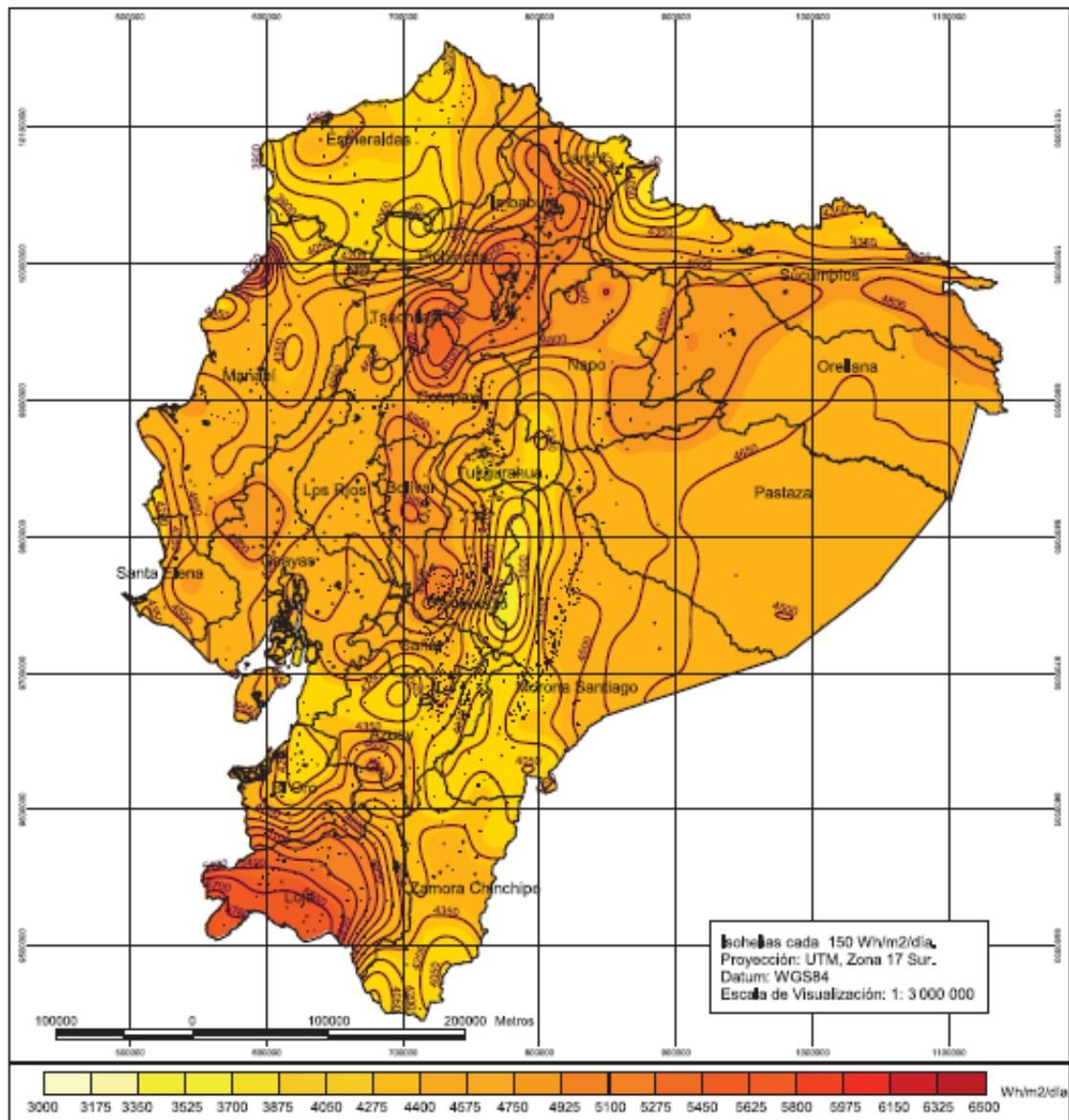


Figura 2-4. Insolación global anual promedio [6].

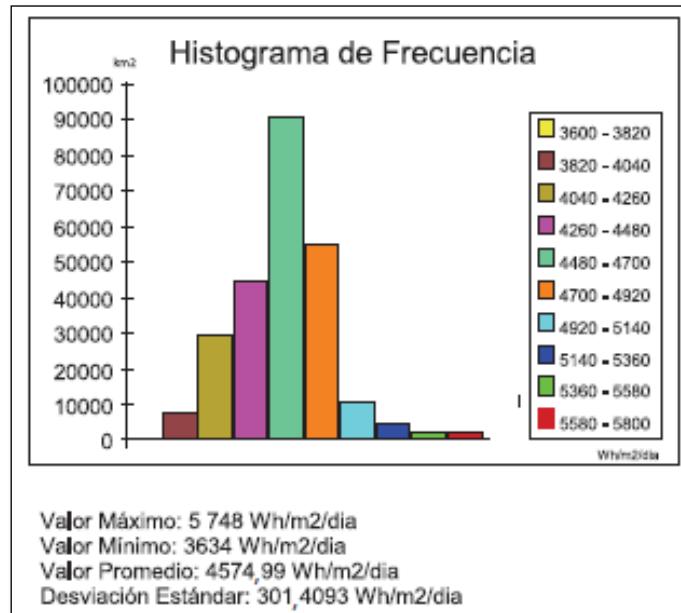


Figura 2-5. Histograma de frecuencia de la insolación global anual promedio [6].

2.5. Análisis de Energía Solar en el Descaso

La Dirección de Planificación y Mercadeo de la empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A. Para el desarrollo del proyecto denominado Proyecto Fotovoltaico El Descanso, Estudio de Prefactibilidad, se analizó el potencial energético solar. El 6 de noviembre del 2012 se instaló una estación meteorológica encargada de medir irradiancia, como lo indica la Tabla 2-1 y la temperatura como en la Tabla 2-2, presión barométrica y humedad relativa. La estación guarda información cada 10 minutos y registraron datos hasta el 2015.



Horario	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio Anual
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
Total	4.294,50	4.398,90	3.978,13	4.069,55	3.906,67	4.175,62	3.771,89	3.344,45	3.899,90	4.028,22	4.766,70	4.837,32	4.122,65

Tabla 2-1. Datos de irradiancia en W/m² registrados por la estación meteorología de ELECAUSTRO S.A.

Datos Climáticos en la Central Termoeléctrica El Descanso			
Mes	Temperatura Máx. (°C)	Temperatura Mín. (°C)	Temperatura promedio (°C)
Enero	28,50	9,50	19,27
Febrero	28,20	8,90	19,07
Marzo	28,50	11,00	19,45
Abril	29,20	2,50	18,64
Mayo	27,90	10,20	18,88
Junio	26,10	8,70	18,03
Julio	25,50	3,20	17,10
Agosto	27,60	1,50	16,89
Septiembre	26,40	2,90	17,52
Octubre	28,20	8,20	19,02
Noviembre	30,10	5,90	19,30
Diciembre	30,70	6,90	19,74
Promedio	28,08	6,62	18,58

Tabla 2-2. Temperatura en la central termoeléctrica El Descanso.



2.6. Regulación Nro. ARCONEL-003/18 y Resolución Nro. ARCONEL-057/18

La Regulación Nro. ARCONEL-003/18, se denomina “Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. En esta Regulación se establecen condiciones técnicas y comerciales para la implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de Microgeneración fotovoltaica de 100 kW hasta 300 kW de capacidad nominal instalada, ubicados en techos, superficies de viviendas o edificaciones para la categoría residencial y 500 kW para consumidores comerciales o industriales.

La resolución Nro. ARCONEL-057/18, reforma el nombre de la Regulación Nro. ARCONEL-003/18, en: “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” y permite la participación de consumidores con sistemas fotovoltaicos de hasta 300 kW para consumidores residenciales; y de hasta menos de 1000 kW, para consumidores comerciales o industriales.

La Regulación determina condiciones y requisitos a cumplir por parte de los usuarios que desean instalar un sistema fotovoltaico que opere en sincronismo con la red (SFCR):

- Condiciones técnicas y comerciales para la instalación de SFCR.
- Requisitos y procedimientos para la conexión a las redes de la empresa distribuidora, autorizaciones y operación de los SFCR.
- Condiciones para la medición.
- Operación en sincronismo con la red de distribución.
- Tratamiento comercial de la energía producida.

A continuación, se presenta un resumen de las condiciones y requisitos que se determinan en los numerales de la Regulación.

2.6.1. Características Generales para la Instalación de un Sistema Fotovoltaico (SFV)

Para la instalación de un SFV, el usuario deberá considerar las siguientes características:

- El proyecto debe conectarse a la red de bajo o medio voltaje de la empresa distribuidora (CENTROSUR).



- El usuario debe ser propietario del sitio donde se va a instalar el SFV.
- El diseño del SFV tienen como objeto reducir el consumo de energía de la red.
- La instalación del SFV está condicionado a la emisión de factibilidad de conexión de la empresa distribuidora (CENTROSUR).

2.6.2. Requisitos para Tramitar la Autorización de Conexión, Instalación y Operación de Consumidores con SFV.

Para iniciar el trámite de conexión del SFV, la empresa distribuidora deberá evaluar la factibilidad de conexión a la red, la capacidad instalada máxima permitida del SFV en el punto de conexión teniendo en cuenta la capacidad por corriente de cortocircuito, Regulación de voltaje y capacidad de corriente de alimentador.

Los requisitos que deben presentarse adjunto a la solicitud son los siguientes:

- Última factura de pago del servicio eléctrico.
- Factibilidad de conexión vigente.
- Memoria técnica donde se debe presentar los siguientes estudios e información:
 - a) Diagrama unifilar de la instalación.
 - b) Especificaciones generales del equipamiento.
 - c) Esquema de conexión a la red de distribución de medio o bajo voltaje.
 - d) Modo de conexión.
 - e) Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento.
 - f) Aspectos técnicos complementarios respecto a las protecciones, a fin de cumplir con los estándares y requerimiento 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) 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.

2.6.3. Dimensionamiento del SFV

La siguiente expresión determina la capacidad nominal máxima instalada de SFV:

$$\text{Capacidad nominal Instalada} = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{12} E_{mensual,i} (\text{kWh})}{\text{Factor}_{\text{planta de diseño}} * 8760 (\text{h})} (\text{kW}) \quad (1.1)$$

E_{mensual,i}: energía mensual facturada al consumidor. En caso de no contar con este registro, se podrá realizar una proyección en el estudio técnico.

Factor de planta de diseño: será determinado en el estudio técnico.

El factor de planta de la instalación no debe ser mayor al factor de planta estipulado en el estudio técnico.

2.6.4. Plazo de Operación del SFV

El plazo de operación del SFV es de 20 años. El tiempo de operación del SFV se contabiliza desde que el sistema entra en operación. Una vez que termina este periodo, el usuario deberá desconectar el SFV.

2.6.5. Incremento de Capacidad del SFV

El usuario que desee incrementar la capacidad de su SFV deberá realizar los trámites como un nuevo proyecto. La capacidad instalada del nuevo proyecto no deberá superar el límite máximo establecido en la normativa.



2.6.6. Tratamiento Comercial de la Energía Producida

La empresa distribuidora (CENTROSUR) es la encargada de realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el SFV, según la siguiente expresión:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada en la red}) \quad (1.2)$$

ΔE : Resultado del balance neto < 0; remanente negativo.

ΔE : Resultado del balance neto > 0; remanente positivo.

En el caso de presentarse un remanente negativo la empresa distribuidora (CENTROSUR) deberá facturar al usuario el valor correspondiente a la energía entregada por la empresa distribuidora. Este caso no estará sujeto al subsidio de la tarifa dignidad ni subsidio cruzado.

Por otro lado, en el caso de presentarse un remanente positivo de energía entregada a la red a favor del usuario con SFV, esta energía se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente, hasta un periodo de reinicio de 2 años.

En este punto se debe considerar que la estructura de la ecuación 1.2 presenta un error de interpretación en los resultados de los balances, por tal motivo se debe considerar la diferencia entre la energía inyectada en la red menos la energía consumida de la red para obtener los remanentes positivos y negativos.

2.6.7. Punto de Conexión a la Red

Para definir el punto de conexión a la red, entre el usuario con SFV y la empresa distribuidora (CENTROSUR), se debe considerar la potencia de la instalación fotovoltaica, la existencia de cargas sensibles en la zona de conexión, entre otros. Además, no deberá existir intercalado, en el circuito formado desde los bornes del inversor hasta el equipo de medición, ningún equipo distinto al requerido por el sistema fotovoltaico. Por último, el factor de potencia de la energía suministrada a la red de distribución deberá intentar llegar a la unidad.



2.6.8. Requerimientos Técnicos para la Conexión con el Sistema de Distribución

- a) El consumidor con SFV deberá operar en el rango de voltaje entre un 90% y 110% del voltaje nominal de la red.
- b) La puesta en paralelo con el sistema no deberá generar variaciones en el voltaje de la red superiores a $\pm 5\%$.
- c) La variación máxima de la frecuencia permitida en la operación en sincronismo con la red será de $\pm 0,5$ Hz.
- d) 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 sobre voltajes.

2.6.9. Condiciones de Puesta a Tierra del SFV

Todos los elementos metálicos relacionados con la instalación del SFV, tanto de la sección de corriente continua, como de la de corriente alterna, deberán estar conectadas a un único sistema de puesta a tierra; el cual, deberá ser independiente de la empresa de distribución.

2.6.10. Sistema de Protecciones

- a) El sistema de protecciones deberá garantizar la desconexión en caso de fallas, ya sean por causas internas del sistema o de la red de distribución.
- b) La instalación deberá contar con los siguientes interruptores:
 - Un interruptor termomagnético.
 - Un interruptor automático diferencial.
 - Un interruptor automático de la interconexión
- c) Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máximo y mínimo voltaje.



2.6.11. Sistema de medición

Los consumidores con SFV deberán instalar un sistema de medición que tenga la capacidad de medir el flujo de corriente en ambos sentidos. Para ello, se presenta a continuación las especificaciones con las que deberán contar los equipos de medición:

- Medidor de energía activa/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 periodos 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 periodo de integración de 15 minutos.
- Fuente auxiliar de energía (Batería).
- Referencia de tiempo con reloj de cuarzo y sincronizable localmente.
- Disponer de los protocolos certificados de ensayos en fábrica o en sitio.



CAPÍTULO 3

3. ESTUDIOS TÉCNICOS PARA LA APLICACIÓN DEL SFV

3.1. Introducción

El presente capítulo parte con el levantamiento de cargas, determinación de la potencia instalada y estimación de energía. También se detalla cómo se encuentran conectadas las cargas correspondientes a los servicios auxiliares de la central termoeléctrica y el consumo de energía durante los últimos años. Además, se analizan las posibles áreas de emplazamiento para los sistemas fotovoltaicos. Por último, se realiza el diseño fotovoltaico y la respectiva memoria técnica que se presenta como requisito en la Regulación 003/18.

3.2. Levantamiento de cargas de los servicios auxiliares de la central termoeléctrica “El Descanso”

La infraestructura de esta central se compone por distintas áreas que permiten el correcto funcionamiento de las unidades de generación, así mismo como el mantenimiento preventivo o en el caso de falla de alguno de los grupos de generación. Estas áreas se encuentran distribuidas como se muestra en la Figura 3-1.

A continuación, se enlista cada una de las áreas que conforman los servicios auxiliares de la central para posteriormente proceder a la recopilación de datos:

1. Casa de máquinas.
2. Subestación #12 (CENTROSUR).
3. Calderetas y torres de enfriamiento.
4. Piscina de enfriamiento.
5. Zona de descarga de combustible y tanques de almacenamiento.
6. Edificio administrativo.
7. Oficina y bodegas comunes.
8. Bodega de obras civiles.
9. Taller eléctrico.
10. Bodega de químicos.
11. Planta de tratamiento de efluentes líquidos.
12. Taller industrial.
13. Taller mecánico.
14. Parqueadero.
15. Bodegas, guardianía y baños.



Figura 3-1. Distribución de las áreas correspondiente a los servicios auxiliares.

Para el estudio técnico se tomó en cuenta cuatro posibles escenarios los cuales se detallan a continuación:

- **Escenario 1:** Edificio administrativo (6).
- **Escenario 2:** Edificio administrativo (6), oficina y bodegas comunes (7), bodegas de obras civiles (8).
- **Escenario 3:** Edificio administrativo (6), oficina y bodegas comunes (7), bodegas de obras civiles (8), taller eléctrico (9), taller industrial (12),
- **Escenario 4:** Iluminación interior y exterior de casa de máquinas (1), edificio administrativo (6), oficina y bodegas comunes (7), bodegas de obras civiles (8), taller eléctrico (9), bodega de químicos (10), taller industrial (12), taller mecánico (13), bodegas, guardianía y baños (15).



3.2.1. Resumen del levantamiento de cargas de los Escenarios seleccionados

A continuación, se presenta la demanda y la energía total para cada escenario. Tal como se muestra en la Tabla 3-1., se detallan las áreas que conforman cada alternativa. El levantamiento de cargas se puede observar en el ANEXO 1.

Áreas	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Edificio administrativo	X	X	X	X
Oficinas y bodegas comunes		X	X	X
Bodegas de obras civiles		X	X	X
Taller eléctrico			X	X
Taller industrial			X	X
Illuminación interior y exterior de casa de máquinas				X
Bodega de químicos				X
Taller mecánico				X
Bodegas, guardianía y baños				X
DEMANDA TOTAL (kW)	65,76	90,44	265,81	297,50
ENERGIA TOTAL (kW.h/día)	228,76	343,36	455,78	551,92

Tabla 3-1. Resumen del levantamiento de cargas.

3.3. Comportamiento del consumo eléctrico de los servicios auxiliares de la central

La central termoeléctrica El Descanso cuenta con cuatro contadores de energía que permiten determinar el consumo de la central o a su vez la energía que produce y es inyectada a la red, estos contadores se encuentran distribuidos en diferentes áreas de la termoeléctrica como se muestra en la Figura 3-2.

El medidor M1 se conecta en los bornes de 22 kV del transformador de potencia de la central y registra los valores de energía inyectada a la red. El medidor M2 se conecta a la salida de las unidades de generación y registra la energía producida, esta información es exclusiva de ELECAUSTRO. El medidor M3 registra los valores correspondientes a los autoconsumos de los servicios auxiliares. Esto cuando la central se encuentra a fase de generación y los servicios auxiliares se conectan a la barra de 6,3 kV. El medidor M4 permite registrar los valores de autoconsumo cuando la central no se encuentra operando y requiere energía de la red para cubrir la demanda de los servicios auxiliares.

La termoeléctrica cuenta con un medidor adicional que sirve exclusivamente al sistema contra incendios. Este sistema es independiente a los servicios auxiliares.

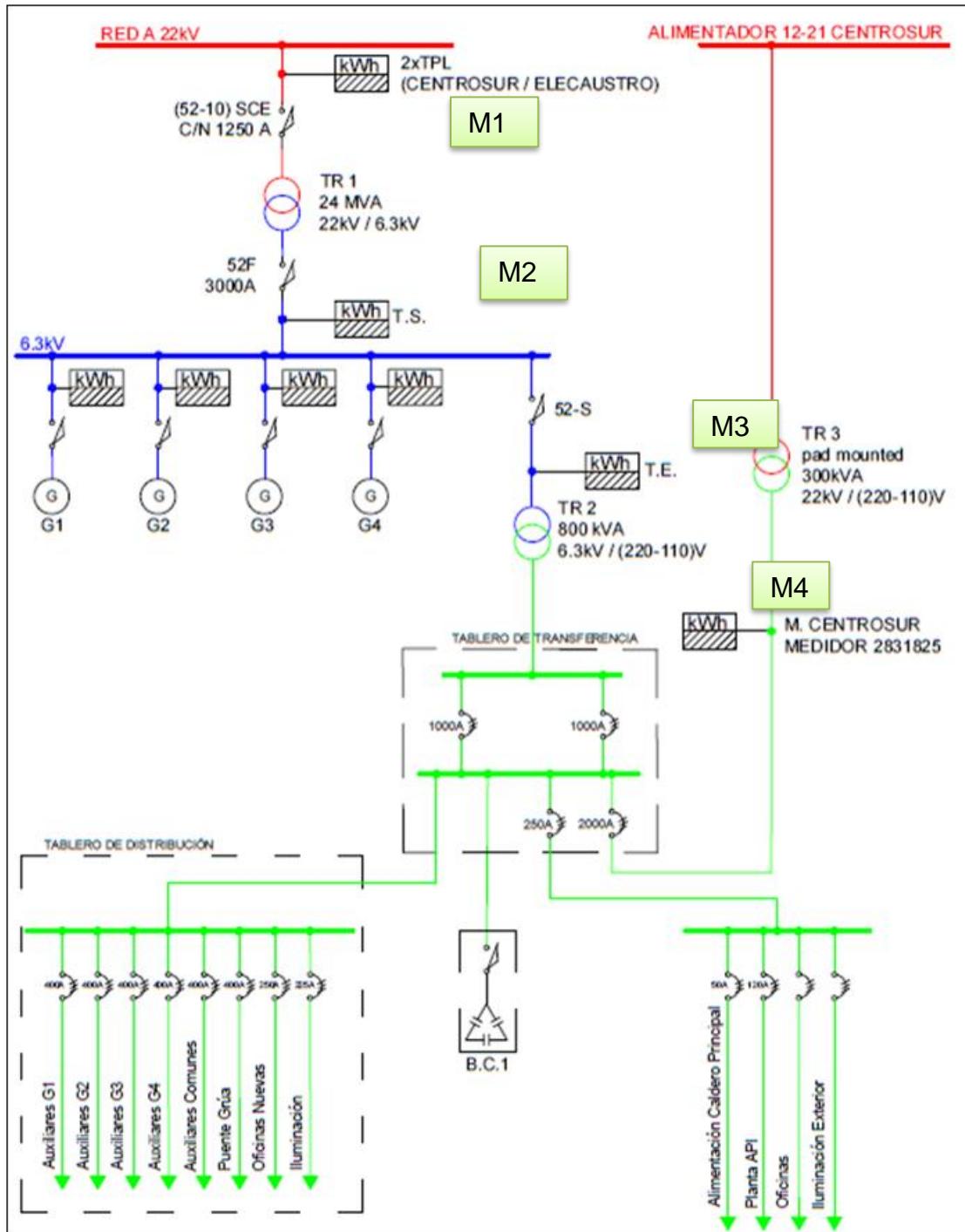


Figura 3-2. Ubicación de los medidores de energía en la central termoeléctrica el descanso.

La Regulación 003/18, en el numeral 6, recomienda el dimensionamiento del SFV con la energía mensual facturada al consumidor. Para ello se analiza el contador de energía M4 con número 2831825 el cual permite medir el consumo de servicios auxiliares y otras cargas de la central termoeléctrica. Durante los



últimos 3 años se han registrado los valores de energía consumida por los servicios auxiliares mediante este medidor. El comportamiento del consumo se puede observar en las Figuras 3-3, 3-4, y 3-5. Éste se encuentra en la categoría general Industrial de medio voltaje con demanda horaria diferenciada debiendo ajustarse a este tipo de tarifa emitida por la ARCONEL en su pliego tarifario.

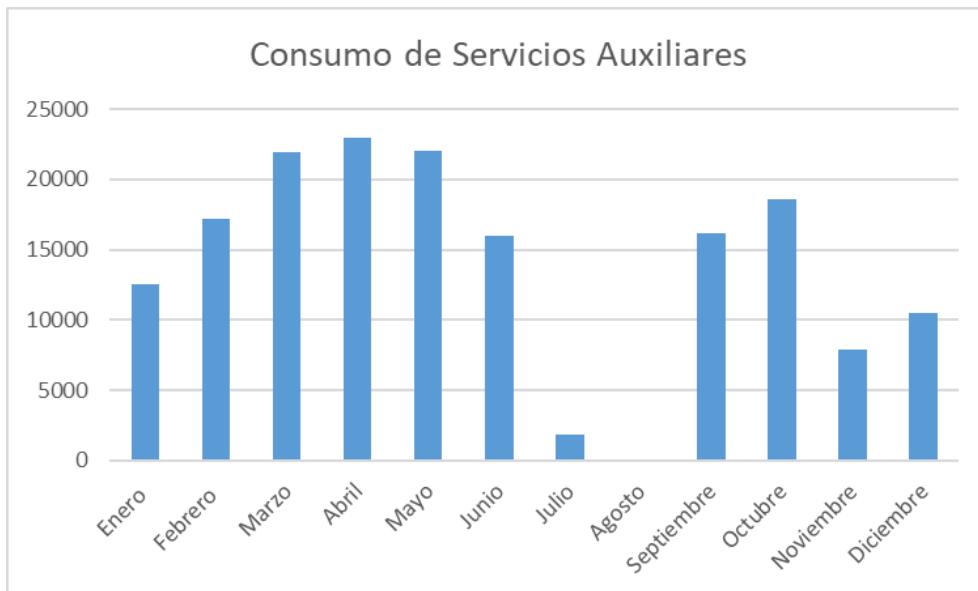


Figura 3-3. Consumo de servicios auxiliares del año 2017.

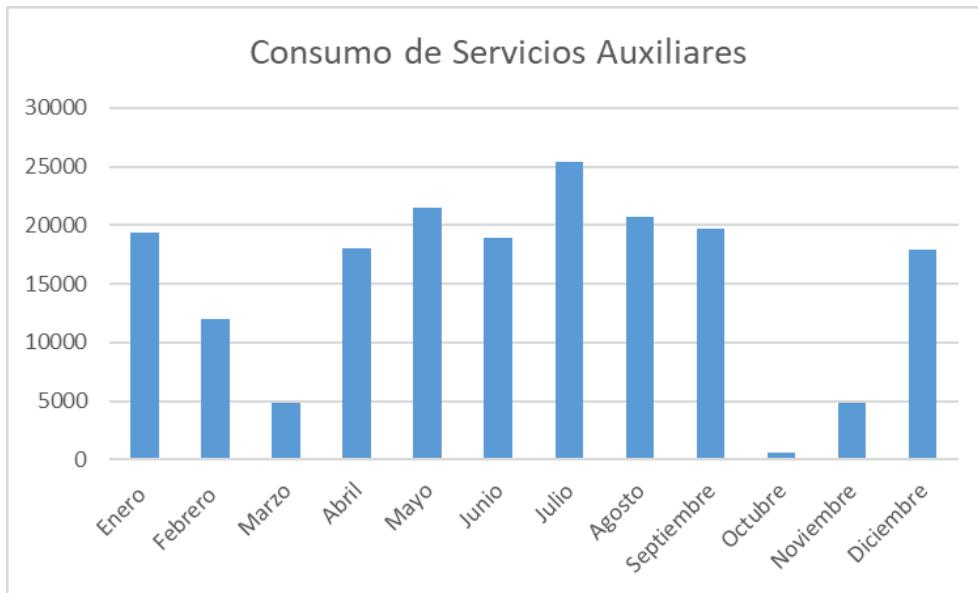


Figura 3-4. Consumo de servicios auxiliares del año 2018.

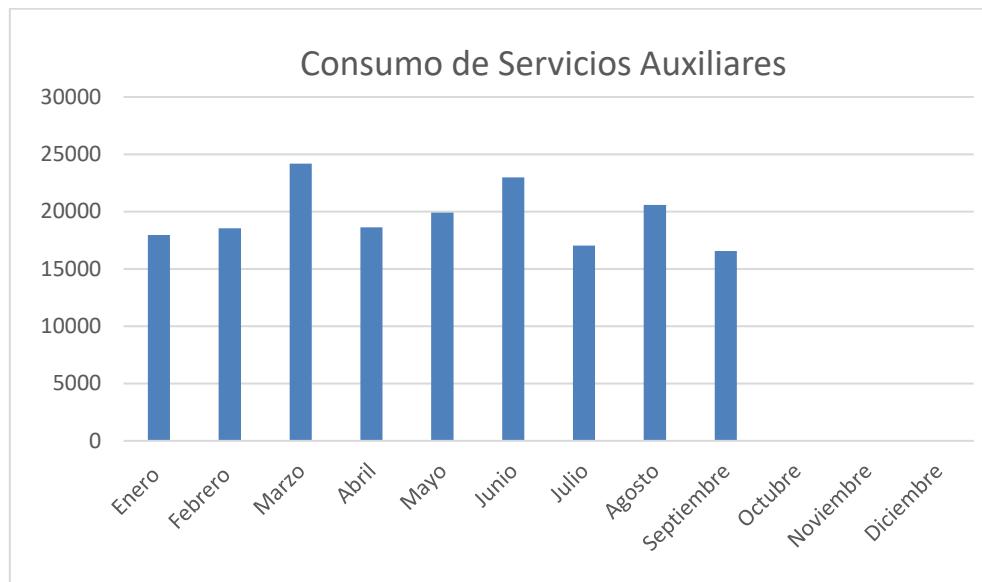


Figura 3-5. Consumo de servicios auxiliares del año 2019.

La energía que registra el medidor M4 no alimenta solamente los servicios auxiliares que se pretende analizar en este estudio de viabilidad, si no también muchas otras cargas adicionales que no corresponden a ninguno de los escenarios seleccionados. Por tal motivo se hace imposible diferenciar la energía consumida por cada uno de los escenarios y se procede a utilizar los análisis de demanda de la central estudiados en el numeral 3.2. del presente capítulo. Tal como lo indica la Regulación 003/18 en el numeral 6.

3.4. Posibles áreas de emplazamiento

El área de emplazamiento es el lugar disponible en (m^2) donde se podría emplazar el sistema fotovoltaico (SFV). Las posibles áreas de emplazamiento se encuentran dentro de los predios de la central termoeléctrica, siendo 4 las opciones, las dos primeras corresponden a una posible instalación sobre la cubierta de las estructuras existentes y las dos restantes corresponden a una instalación sobre el suelo sin obstáculos.



- **Área 1:** Cubierta de la casa de máquinas de la central, Figura 3-6. La estructura cuenta con un área disponible de **1.634,04 m²**, la cubierta se encuentra en mal estado debido a su antigüedad y para la posible instalación, sería necesario reforzarla o el cambio en su totalidad.



Figura 3-6. Cubierta de casa de máquinas. Área: 1.634,04 m².

- **Área 2:** Cubierta del Edificio Administrativo Figura 3-7. La estructura cuenta con un área disponible de **310,46 m²**, la cubierta se encuentra rodeada de árboles que pueden producir sombras. Ésta resistirá el peso del sistema fotovoltaico (SFV).

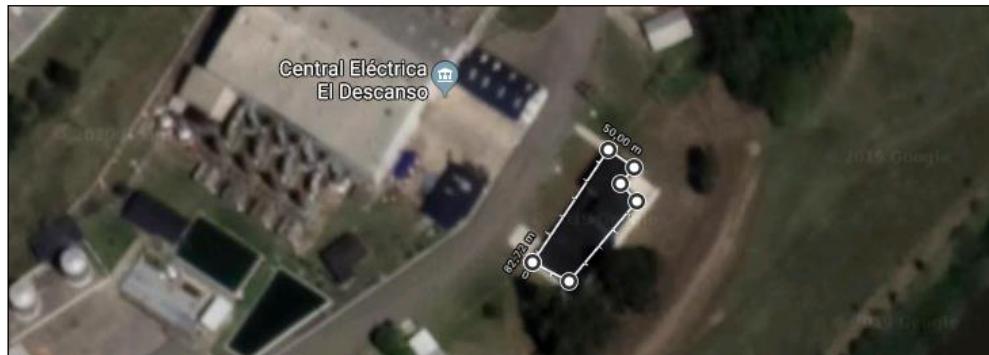


Figura 3-7.Cubierta del edificio administrativo. Área: 310.46 m².

- **Área 3:** Terreno 1 en la parte posterior del Taller Eléctrico y Bodegas Figura 3-8. El sitio cuenta con un área disponible de **13.969,16 m²**, siendo uno de los más extensos, cuenta pocos obstáculos como algunos árboles que podrían producir sombra.

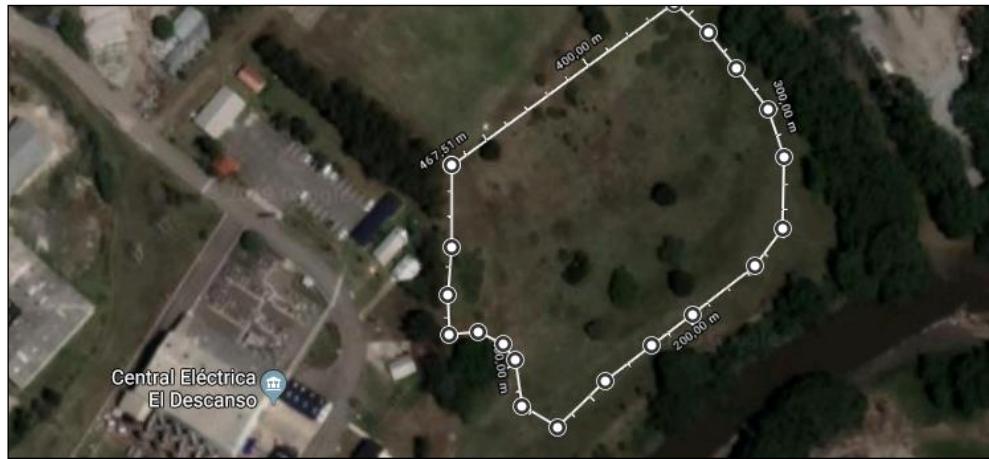


Figura 3-8. Terreno 1. Área: 13.969,16 m².

- **Área 4:** Terreno 2 en la parte posterior del Edificio Administrativo Figura 3-9. El sitio cuenta con un área disponible de **5.494,91 m²**, siendo el segundo más extenso, cuenta con pocos obstáculos como árboles y arbustos, el lugar es propenso a inundaciones.



Figura 3-9. Terreno 2. Área: 5.494,91 m².



Por Ordenanza municipal de la ciudad de Azogues no se podrá proceder a la instalación del sistema fotovoltaico (SFV) debido a que se encontraría en un área protegida. Esta área se descarta como opción para el estudio.

3.5. Diseño fotovoltaico El Descanso

Para el diseño fotovoltaico será necesario arrancar con la evaluación del recurso solar en la zona donde se pretende instalar el SFV. Una vez analizados los niveles de irradiación procedemos a seleccionar los equipos encargados de producir la energía necesaria para cubrir las demandas de cada uno de los escenarios. Para luego realizar un balance energético. Se concluye con la memoria técnica para cada caso.

3.5.1. Evaluación del recurso solar en El Descanso

El recurso solar es uno de los factores más importantes en este estudio, debido a que esta fuente de energía determina la viabilidad del proyecto.

La central termoeléctrica se encuentra ubicada en el sector de El Descanso, en cantón Azogues, Provincia del Cañar, Ecuador, cuyas coordenadas geográficas son: Latitud: -2.838647°, Longitud: -78.875334°. La información meteorológica de la zona fue extraída de tres bases de datos diferentes. La primera fuente de información corresponde al registro realizado por la NASA con un promedio de radiación solar diaria de 4,40 kW.h/m²/día, toda esta información fue extraída por el software (RETScreen Expert) y se muestra en la Figura 3-10.



	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Localización de la instalación	Fuente					
Latitud		-2,7	-2,8						
Longitud		-78,8	-78,9						
Zona climática		3A - Templado - Húmedo		NASA					
Elevación	m	2486	2320	NASA – Mapa					
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	11,8		NASA					
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	23,4		NASA					
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	11,6		NASA					
Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Precipitación mm	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² /d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Días-grado de calentamiento 18 °C °C-d	Días-grado de enfriamiento 10 °C °C-d
Enero	17,8	76,7%	159,25	4,39	84,0	1,8	19,3	6	242
Febrero	17,7	79,4%	190,57	4,25	84,0	1,8	19,0	8	216
Marzo	18,0	77,9%	237,81	4,45	84,0	1,8	19,4	0	248
Abril	17,6	77,3%	204,18	4,33	84,1	1,8	19,0	12	228
Mayo	17,1	72,4%	168,60	4,19	84,1	2,0	18,5	28	220
Junio	16,7	66,5%	138,72	4,15	84,2	2,5	18,1	39	201
Julio	16,8	57,3%	108,30	4,19	84,2	2,5	18,7	37	211
Agosto	17,9	51,3%	91,48	4,49	84,2	2,5	20,4	3	245
Setiembre	18,9	51,2%	111,86	4,55	84,1	2,2	21,8	0	267
Octubre	19,5	54,9%	129,43	4,54	84,0	2,0	22,7	0	295
Noviembre	18,9	64,3%	133,85	4,73	84,0	2,0	21,7	0	267
Diciembre	18,1	74,4%	143,68	4,57	84,0	1,9	19,9	0	251
Anual	17,9	66,9%	1.817,73	4,40	84,1	2,1	19,9	134	2.890

Figura 3-10. Datos climáticos extraídos de la fuente RETScreen Expert.

La segunda fuente de información corresponde a los datos satelitales obtenidos por el Instituto de Ingeniería Solar de la Universidad de Massachusetts [19], en la Figura 3-11. se detalla la radiación solar en distintas ciudades del Ecuador ($\text{kW.h/m}^2/\text{día}$), los resultados requeridos para proceder en el estudio corresponden a las ciudades de Cañar con $4,58 \text{ kW.h/m}^2/\text{día}$ y Cuenca con $4,5 \text{ kW.h/m}^2/\text{día}$.

Radiación Solar en distintas ciudades del Ecuador (kW.h/m^2)																	
Fuente: Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts																	
Ciudad	LAT	LONG	msnm	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC	PROMEDIO	
Ambato	1,28	S 78,63 W	2540	4,64	4,56	4,56	4,42	4,39	3,97	4,28	4,5	4,5	4,97	5	4,81	4,55	
Babahoyo (I. María)	1,82	S 79,55 W	7	3,67	3,97	4,36	4,31	3,81	3,25	3,39	3,69	3,78	3,72	3,69	3,72	3,78	
Bahía de Caráquez	0,60	S 80,38 W	3	3,83	4,14	4,67	4,53	4,14	3,31	3,64	3,94	3,89	3,92	4,06	4,17	4,02	
Baños	1,40	S 78,42 W	843	4,25	4,28	3,94	4,11	4,08	3,61	3,89	4,11	4,19	4,75	4,69	4,5	4,2	
Boyacá	0,57	S 80,18 W	30	3,33	3,36	4,36	3,83	3,67	3,31	3,56	3,94	3,81	4,11	3,94	3,83	3,75	
Bucay	2,17	S 79,27 W	317	3,22	3,39	3,75	3,5	3,31	2,86	3,28	3,5	3,28	3,42	3,39	3,42	3,36	
Camposano	1,58	S 80,40 W	120	3,56	3,86	4,36	4,31	4,19	3,53	4,28	4,11	4,28	4,64	4,39	3,89	4,12	
Cañar	2,62	S 78,93 W	3104	4,47	4,28	4,36	4,28	4,56	4,31	4,92	4,89	4,58	4,78	4,83	4,75	4,58	
Cariamanga	4,32	S 79,57 W	1950	4,28	4,22	4,36	4,33	4,64	4,81	5,08	5,39	4,67	5,75	5,33	4,64	4,79	
Charles Darwin	0,73	S 90,30 W	6	4,69	5,03	5,39	5,5	4,53	4,19	3,64	3,53	3,69	4,14	4,36	4,17	4,41	
Coca	0,45	S 76,98 W	200	3,83	4,53	3,53	4,14	4,14	3,39	3,83	3,83	3,78	4,33	4,25	4,56	4,01	
Cotopaxi	0,62	S 78,57 W	3560	4,31	4,25	3,94	3,64	3,75	3,86	4,14	4,64	4	4,44	4,56	4,17	4,14	
Cuenca-Ricaurte	2,85	S 78,95 W	2562	4,58	4,58	4,56	4,56	4,28	4,25	3,92	4,22	4,39	4,39	4,78	5,06	4,97	4,5
El Puyo	1,58	S 77,90 W	950	3,56	3,56	3,64	3,53	3,69	3,44	3,69	4	4	4,33	4,28	3,89	3,8	
Flavio Alfaro	0,40	S 79,60 W	150	3,17	3,56	4,06	3,53	3,64	3,31	2,94	3,03	3,28	3,81	3,83	3,75	3,49	
Guayaquil	2,20	S 79,88 W	6	4	4,17	4,67	4,58	4,56	3,86	4,17	4,5	4,67	4,56	4,31	4,44	4,37	
Guayaquil-Aeropuerto	2,20	S 79,88 W		3,43	4,41	3,4	4,35	4,32	3,59	4,36	3,63	5,69	4,16	3,72	4,61	4,14	
Hacienda Sangay	1,70	S 77,90 W	970	3,47	3,47	3,75	3,61	3,69	3,44	3,61	4	4	4,25	4,08	3,81	3,77	
Hda. San Vicente	0,57	S 80,43 W		3,91	4,23	4,17	4,81	4,05	3,63	2,99	3,18	3,02	3,36	3,17	3,71	3,68	
Ibarra	0,35	N 78,13 W	2228	4,44	4,42	4,36	4,36	4,58	4,36	4,89	4,97	4,61	4,72	4,5	4,5	4,56	

Figura 3-11. Radiación de distintas ciudades del Ecuador (Universidad de Massachusetts) [19].



La tercera fuente de información corresponde a la estación meteorológica ubicada en la central termoeléctrica El Descanso que ha registrado mediciones de Irradiancia con $4,123 \text{ kW.h/m}^2/\text{día}$ y temperatura de la zona desde el 6 de noviembre de 2012 hasta el 2015, esta información nos permitirá obtener el potencial solar disponible en la zona [8], esto se muestra en la Tabla 3-2.

Datos Climáticos en la Central Termoeléctrica El Descanso					
Mes	Temperatura Máx.	Temperatura Mín.	Temperatura promedio	(kW.h/m2/día)	(kW.h/m2/mes)
Enero	28,50	9,50	19,27	4,30	133,13
Febrero	28,20	8,90	19,07	4,40	123,17
Marzo	28,50	11,00	19,45	3,98	123,32
Abril	29,20	2,50	18,64	4,07	122,09
Mayo	27,90	10,20	18,88	3,91	121,11
Junio	26,10	8,70	18,03	4,18	125,27
Julio	25,50	3,20	17,10	3,77	116,93
Agosto	27,60	1,50	16,89	3,34	103,68
Septiembre	26,40	2,90	17,52	3,90	117,00
Octubre	28,20	8,20	19,02	4,03	124,88
Noviembre	30,10	5,90	19,30	4,77	143,00
Diciembre	30,70	6,90	19,74	4,84	149,96
Promedio	28,08	6,62	18,58	4,12	125,29

Tabla 3-2. Datos climáticos registrados por la estación meteorológica en la central termoeléctrica El Descanso.

3.5.1.1. Variabilidad de radiación solar ($\text{kW.h/m}^2/\text{día}$)

FUENTE	ELECAUSTRO	NASA	Universidad de Massachusetts	
Mes	Radiación	Radiación NASA	Radiación Cañar	Radiación Cuenca
Enero	4,30	4,39	4,47	4,58
Febrero	4,40	4,25	4,28	4,58
Marzo	3,98	4,45	4,36	4,56
Abril	4,07	4,33	4,28	4,28
Mayo	3,91	4,19	4,56	4,25
Junio	4,18	4,15	4,31	3,92
Julio	3,77	4,19	4,92	4,22
Agosto	3,34	4,49	4,89	4,39
Septiembre	3,90	4,55	4,58	4,39
Octubre	4,03	4,54	4,79	4,78
Noviembre	4,77	4,73	4,93	5,06
Diciembre	4,84	4,57	4,75	4,97
Promedio	4,12	4,40	4,59	4,49

Tabla 3-3. Variabilidad de la densidad de energía diaria en El Descanso.



La energía disponible de cada una de las fuentes permitirá determinar mes por mes el promedio diario de radiación solar, esto servirá de punto de partida para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico (SFV). Los resultados que ofrecen cada una de las fuentes determinan valores de radiación constantes durante todo el año, para el estudio técnico se optará por la información obtenida por la estación meteorológica instalada en la central termoeléctrica El Descanso, debido a que se registraron valores radiación en la zona de emplazamiento, mostrando diferencias con las otras fuentes, esto se puede observar en la Figura 3-12. Esto garantizará al futuro que el sistema fotovoltaico cubra la demanda de energía que requieren los servicios auxiliares en cada uno de los escenarios.

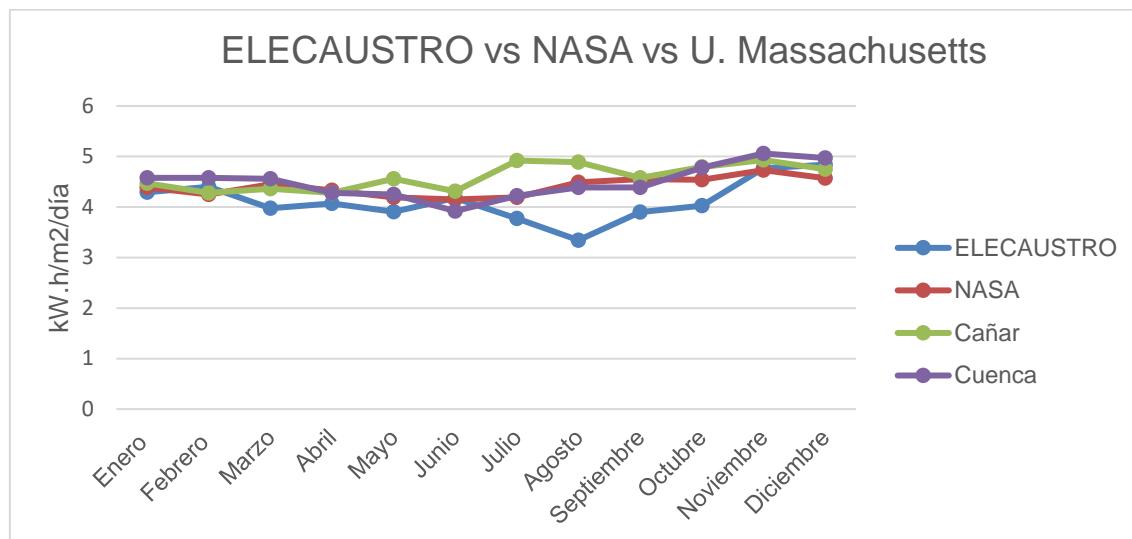


Figura 3-12. Variabilidad de la Densidad de Energía Diaria.

Los datos registrados por la estación meteorológica en El Descanso determinan una energía solar promedio diaria de $4.123 \text{ kW.h/m}^2/\text{día}$, siendo los meses de julio y agosto en los que se tienen valores bajos de radiación solar en la zona. Los valores más altos de radicación se producen en los meses de noviembre y diciembre siendo estos meses donde se puede obtener una mayor producción de energía.

3.5.1.2. Hora Solar Pico (HSP)

La hora solar pico se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 [8]. Los paneles solares son diseñados para entregar una máxima potencia en condiciones climáticas establecidas por los fabricantes, se han estandarizado estas condiciones para su funcionamiento nominal a valores de irradiancia de 1.000 W/m^2 y una temperatura de las células fotovoltaicas de 25°C .

A lo largo del día se tiene una irradiación incidente variable en la zona, esto depende de las condiciones climáticas del lugar, en El Descaso se han registrado valores de irradiancia solar desde las 5:00 AM hasta las 7:00 PM, dando como resultado valores máximos de irradiancia promedio de $729,86 \text{ W/m}^2$ en el mes de noviembre, pero estos valores no cumplen las condiciones estándar para el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, por tal motivo la Hora Solar Pico representa el área con los valores óptimos de irradiancia que podrían captar esta energía, tal como la Figura 3-13.

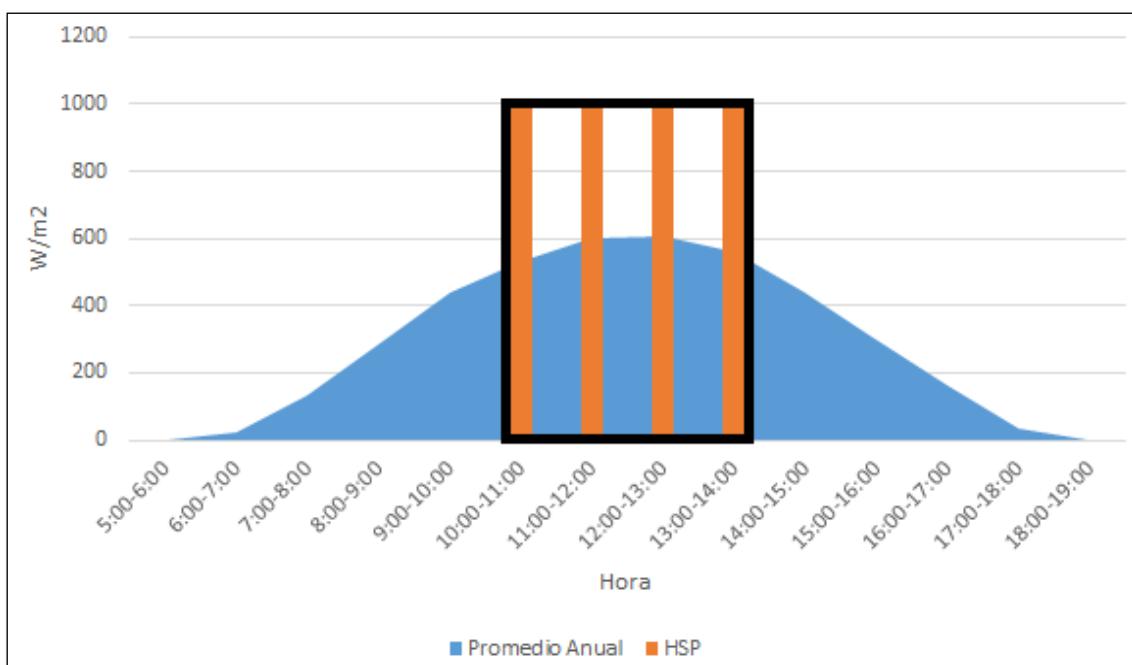


Figura 3-13. Área de la Energía Solar Diaria.

Para obtener las Horas Solares Pico (HSP), se procede a igualar el área correspondiente a la energía solar diaria y el área que representa la función de las HSP donde la potencia es constante de 1.000 W/m^2 , tal como se muestra a continuación.



$$A_1 = \int_{5:00}^{19:00} P(t)dt = E_{Solar Diaria} (kW.h/m^2)$$

$$A_2 = 1000 (W/m^2) * HSP (h)$$

$$A_1 = A_2$$

$$\int_{5:00}^{19:00} P(t)dt = E_{Solar Diaria} (kW.h/m^2) = 1000 (W/m^2) * HSP (h) \quad (2.1)$$

Una vez igualadas las funciones, como se muestra en la Ecuación 2.1, se procede a despejar las HSP de la ecuación resultante.

$$HSP (h) = \frac{E_{Solar Diaria} (kW.h/m^2)}{1000 (W/m^2)} \quad (2.2)$$

A continuación, Tabla 3-4, se muestran los resultados de HSP diario que se registraron en EL Descanso, así mismo se indica el promedio de la HSP anual con un valor de 4,123 HSP que permitirá dimensionar los inversores para cada uno de los escenarios ya establecidos.

Mes	HSP hora/día	HSP hora/mes
Enero	4,30	133,13
Febrero	4,40	123,17
Marzo	3,98	123,32
Abril	4,07	122,09
Mayo	3,91	121,11
Junio	4,18	125,27
Julio	3,77	116,93
Agosto	3,34	103,68
Septiembre	3,90	117,00
Octubre	4,03	124,88
Noviembre	4,77	143,00
Diciembre	4,84	149,96
Promedio Anual	4,12	133,13

Tabla 3-4. HSP diaria y mensual de El Descanso.



3.5.2. Metodología para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red se utiliza la metodología presentada por la Universidad Politécnica de Madrid. A continuación, se detalla el procedimiento que debe llevarse a cabo. El cálculo detallado se puede observar en el ANEXO 3.

La energía que debe entregar el inversor se obtiene mediante la división de la energía que requiere la carga y las HSP. Para este cálculo se deben considerar las pérdidas del sistema, esto garantizará que se entregue la energía total necesaria.

$$P_{Inversor} = \frac{\text{Energía diaria}}{HSP} \quad (2.3)$$

3.5.2.1. Selección de Equipos para el Dimensionamiento

El SFV debe cumplir su función de tal manera que garantice la entrega de energía para la cual fue dimensionado, dicho sistema debe cumplir con las restricciones de voltaje, corriente y potencia que requieren los inversores y los niveles de aislamiento del Sistema.

Los fabricantes proporcionan las especificaciones técnicas de cada equipo, ya sea inversores, paneles fotovoltaicos, transformadores, protecciones, etc. La correcta configuración de estos equipos permitirá que la función del SFV sea óptima y para que se cumpla este propósito se deberá extraer la siguiente información.



- **Paneles Solares:**

Paneles\Datos Técnicos
Tipo de Celda
Dimensiones (mm)
Peso (kg)
Potencia Pico del Panel (Wp)
Intensidad de Corto Circuito (Amp)
Tensión a Circuito Abierto (V)
Tensión en Pto. Máxima Potencia (V)
Intensidad en Pto. Máxima Potencia (Amp)
Tensión Máxima del Sistema de Aislamiento (V)
Coef. Temperatura Voc (%/°C)
Temperatura normal de Operación (°C)
de Placas Solares

Tabla 3-5. Características Técnicas de los Paneles Solares.

- **Inversores:**

Inversores\Datos Técnicos
Potencia CC Máxima Admitida (W)
Intensidad Máxima CC (Amp)
Tensión Mínima CC (V)
Tensión Máxima CC (V)
Tensión Mínima Regulación Pmp (V)
Tensión Máxima Regulación Pmp (V)

Tabla 3-6. Características Técnicas de los Inversores.

3.5.2.2. Restricción de Potencia

El inversor restringe la potencia máxima del SFV, esta característica determina el número máximo de paneles solares de tal manera que su configuración no sobrepase la potencia máxima establecida.

$$N^{\circ} \text{ M\'ax. de Paneles} = \frac{P_{cc \text{ M\'ax Inversor}}}{P_{p \text{ M\'odulo FV}}} \quad (2.4)$$

El resultado se redondea a su inmediato inferior.



3.5.2.3. Limitación de Corriente

El inversor restringe la corriente que ingresa, esta corriente varía según el número de ramas de paneles solares conectadas en paralelo, variación de temperatura y radiación solar.

$$Nº \text{Ramas en Paralelo} \leq \frac{I_{cc \text{ Máx Inversor}}}{1.1 * I_{sc \text{ Módulo FV}}} \quad (2.5)$$

El resultado se redondea a su inmediato inferior.

3.5.2.4. Limitación de Voltaje

Los inversores diseñados para sistemas fotovoltaicos generalmente poseen la característica de buscar y dar seguimiento al punto de máxima potencia (PMP) de los módulos solares. Este seguimiento del PMP se efectúa únicamente dentro de un rango de voltaje (mínimo y máximo) que se especifica dentro de las hojas técnicas de cada equipo.

3.5.2.5. Límites de Temperatura de los Paneles Fotovoltaicos

Para determinar los límites de temperatura de los paneles, son necesario los siguientes datos: Temperatura Mínima Diurna Anual Registrada, Temperatura máxima diurna anual Registrada, el valor de Irradiancia que en condiciones óptimas de operación toma el valor de 1.000 (W/m^2). Con estos datos climatológicos la temperatura máxima de trabajo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$T_{máx \text{ célula}} = T_{amb \text{ máx}} + \frac{T_{noc}-20}{800} * I \quad (2.6)$$

Para obtener el coeficiente de temperatura a circuito abierto se utiliza la siguiente ecuación:



$$\beta = \frac{V_{ocpanel} * CoefTempoc}{100} \quad (2.7)$$

3.5.2.6. Corrección de valores de Voltaje

Los valores de voltajes según los coeficientes de temperatura y las condiciones se las obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

- Voltaje máximo a circuito abierto:

$$U_{oc\ max} = U_{oc(CEM)} + \beta * (T_{amb\ min} - 25) \quad (2.8)$$

- Voltaje mínimo a circuito abierto:

$$U_{oc\ min} = U_{oc(CEM)} + \beta * (T_{máx\ célula} - 25) \quad (2.9)$$

- Voltaje máximo en el PMP:

$$U_{pmp\ max} = U_{pmp(CEM)} + \beta * (T_{amb\ min} - 25) \quad (2.10)$$

- Voltaje mínimo en el PMP:

$$U_{pmp\ min} = U_{pmp(CEM)} + \beta * (T_{máx\ célula} - 25) \quad (2.11)$$

- Voltaje de aislamiento de los módulos:

$$U_{ISO} = \text{Datos Técnicos} \quad (2.12)$$



3.5.2.7. Cálculo del número mínimo y máximo de paneles conectados en serie

Para el número mínimo de paneles se debe verificar dos casos: el primero donde interviene la tensión mínima DC que admite el inversor y el segundo donde interviene la tensión mínima en el PMP de los paneles.

$$N_s \geq \frac{U_{dc \text{ mín Inversor}}}{U_{oc \text{ mín Módulo}}} \quad (2.13)$$

$$N_s \geq \frac{U_{pmp \text{ mín Inversor}}}{U_{pmp \text{ mín Módulo}}} \quad (2.14)$$

De los dos casos se escoge el mayor entero.

Para determinar el número máximo de paneles se debe verificar tres casos: el primero donde interviene la tensión máxima que admite el inversor, el segundo donde interviene la tensión máxima en el PMP de los paneles y el tercer caso en donde se verifica que no se exceda la tensión de aislamiento.

$$N_s \leq \frac{U_{dc \text{ máx Inversor}}}{U_{oc \text{ máx Módulo}}} \quad (2.15)$$

$$N_s \leq \frac{U_{pmp \text{ máx Inversor}}}{U_{pmp \text{ máx Módulo}}} \quad (2.16)$$

$$N_s \leq \frac{U_{ISO \text{ Módulo}}}{U_{pmp \text{ mín Módulo}}} \quad (2.17)$$

De los tres casos se escoge el menor entero.



3.5.2.8. Determinación de la potencia del parque fotovoltaico

Los paneles solares pueden estar conectados de diversas maneras cumpliendo las limitaciones de corriente y voltaje, cada configuración puede tener distintos niveles de potencia. La potencia instalada se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_{pico\ sistema} = N^{\circ}\text{paneles serie}.N^{\circ}\text{ramas paralelo}.P_p\text{ módulo} \quad (2.18)$$

3.5.3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El Escenario 1 requiere una energía diaria de 228,76 kW.h para cubrir la demanda del edificio administrativo solamente, las horas de sol pico en El Descanso equivalen a 4,12 HSP, de esta manera se podrá dimensionar el inversor dividiendo la energía requerida por las HSP teniendo en cuenta las pérdidas del sistema, esto resulta un inversor de 66 KW, el cual se encargará de abastecer de energía. El Escenario 2 requiere una energía diaria de 343,36 kW.h para cubrir la demanda del edificio administrativo, bodegas y oficinas, el inversor seleccionado tiene una potencia máxima de 99 kW. El Escenario 3 requiere una energía diaria de 455,78 kW.h para cubrir la demanda del edificio administrativo, bodegas, oficinas y talleres, el inversor seleccionado tiene una potencia máxima de 137,5 kW. El Escenario 4 requiere una energía diaria de 551,92 kW.h para cubrir la demanda del edificio administrativo, bodegas, oficinas, talleres, iluminación interior y exterior de casa de máquinas el inversor seleccionado tiene una potencia máxima de 173 kW, como se indica en la Tabla 3-7, la información de los equipos se puede observar en el ANEXO 2.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Energía Total (kW.h)	228,76	343,36	455,78	551,92
Horas de Sol	4,12	4,12	4,12	4,12
Potencia del Inversor (kW)	66,00	99,00	137,50	173,00

Tabla 3-7. Potencia del inversor para los escenarios seleccionados.



3.5.4. Estimación energética del sistema fotovoltaico

3.5.4.1. Eficiencia del sistema

Este análisis se centra en los aspectos técnicos que pueden provocar pérdidas en el sistema, ya sea por factores propios de los equipos o de las configuraciones. El factor de rendimiento conocido como Performance Ratio (PR) indica las pérdidas del sistema. Para el cálculo de este factor es necesaria la información de ciertos parámetros cuyos valores se detallan a continuación [7]:

- **Tolerancia:** Para las pérdidas por la variación en los aspectos técnicos de cada panel se tomó un valor del 3%.
- **Mismatch:** Al momento de conectarse módulos fotovoltaicos en serie, la corriente de esta se verá limitada a la del módulo de menor potencia, el porcentaje de pérdidas para los cálculos es del 3%.
- **Suciedad y Polvo:** Debido a la cantidad del polvo presente en la zona se tomó un valor del 4%.
- **Inversor:** Los inversores tienen pérdidas que pueden variar según su eficiencia y podría variar entre 2% y 3%, para el estudio técnico se tomó un porcentaje de pérdidas del 3%.
- **Cableado:** Para este tipo de Sistemas es necesario que no se produzcan pérdidas por efecto Joule mayores al 3%.
- **Disponibilidad:** Se refiere al consumo del inversor cuando este se encuentra en espera debido a la ausencia de radiación solar, tomándose un valor del 1% de pérdidas.
- **Orientación:** Las pérdidas que se producen por la orientación y la inclinación de los paneles al no recibir la radiación solar necesaria es del 3%.
- **Transformador:** Al momento de elevar el voltaje se producen pérdidas internas en el transformador que puede tomar valores de entre el 2% y 3%, en este caso se tomó un valor del 2%.

La temperatura es un factor que puede causar grandes pérdidas en el sistema, para ello es necesario analizar mes a mes las pérdidas que se producen con los valores de irradiancia y temperatura de operación del panel.



3.5.4.2. Calculo Energético del sistema

La energía neta generada diariamente por el sistema fotovoltaico se obtiene mediante la siguiente ecuación, una vez obtenidos los valores de las HSP y el PR.

$$E_{Neta} = P_p * HSP * PR \quad (2.3)$$

3.5.4.3. Estimación Energética de Largo Plazo

Para determinar la viabilidad económica del SFV es necesario estimar la producción de energía en un tiempo de vida útil del sistema.

Los paneles solares en sus especificaciones técnicas alcanzan una vida útil de 25 años en la mayoría de los casos, pero solo se tomará la producción a lo largo de los primeros 20 años, esto se debe que la regulación dará un plazo de operación correspondiente a ese tiempo.

3.5.5. Dimensionamiento y Estimación de Energía para los Escenarios Seleccionados

3.5.5.1. Equipos seleccionados para el dimensionamiento del Escenario 1

En este caso se han seleccionado 3 opciones de paneles solares, como lo indica la Tabla 3-8. La Primera opción hace referencia a un panel de origen canadiense con una potencia pico de 330 Wp y tecnología monocristalina, la segunda opción se refiere a paneles solares de origen chino con una potencia pico de 275 Wp y tecnología policristalina, la tercera opción corresponde a paneles solares de origen chino con una potencia pico de 330 Wp y tecnología policristalina.

Se han seleccionado 2 tipos de inversores para el estudio y dimensionamiento del SFV, como se muestra en la Tabla 3-9. El primer equipo corresponde a un inversor centralizado con una potencia nominal de salida de 66 kW, el segundo equipo de tipo distribuido con una potencia de salida de 10 kW.

Los datos técnicos de pueden observar en el ANEXO 2.



Paneles	MAXPOWER CS6U-330M	CSUN275- 60P	EAGLE 72P- 330 Watt
Tipo de Celda	Monocristalina	Policristalina	Policristalina
Potencia	330 W	275 W	330 W

Tabla 3-8. Paneles seleccionados para el Escenario 1.

Inversores	INGECON SUN 60	GROWATT 10000 UE
Tipo de Inversor	Centralizado	Distribuido
Potencia	66 kW	10 kW

Tabla 3-9. Inversores seleccionados para el Escenario 1.

3.5.5.2. Resumen comparativo de las alternativas del Escenario 1

Tabla de Resumen													
Inversor	Potencia del Inversor (kW)	Panel	Potencia del Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área Efectiva (m ²)	Potencia Instalada (kW)	Energía Neta en 20 Años (kWh)	Costo Inversores (\$)	Costo Paneles (\$)	\$/kW	\$/kW.h	FP (%)
INGECON SUN 60	66	MAXPOWER CS6U-330M	330	1	204	510	67,32	1.412.831,58	24.449,60	53.040	1.151,06	0,05	13,98
		CSUN275-60P	275	1	240	600	66,00	1.380.268,57	24.449,60	33.840	883,17	0,04	13,94
		EAGLE 72P-330 Watt	330	1	204	510	67,32	1.413.474,89	24.449,60	40.800	969,24	0,05	13,99
GROWATT 10000 UE	10	MAXPOWER CS6U-330M	330	7	224	560	73,92	1.591.122,54	17.420,62	58.105,6	1.021,72	0,05	13,98
		CSUN275-60P	275	7	266	665	73,15	1.569.023,24	17.420,62	37.506	750,87	0,04	13,94
		EAGLE 72P-330 Watt	330	7	224	560	73,92	1591.847,04	17.420,62	44.800	841,72	0,04	13,99

Tabla 3-10. Análisis de alternativas Escenario 1.

Los resultados obtenidos en la tabla resumen Tabla 3-10. presentan ciertas similitudes en los costos de las alternativas analizadas, entre las opciones podemos observar que la configuración de inversor distribuido y los paneles monocristalinos llegarían a ser la mejor opción, debido a la producción de energía, eficiencia, tecnología y lugar de procedencia del equipo. Si bien el sistema distribuido presenta una configuración más compleja a comparación que un sistema centralizado, en el caso que se produzca una falla en uno de los inversores, el sistema no se verá afectado en su totalidad.

La configuración seleccionada para el **Escenario 1** es la combinación entre el inversor **GROWATT 10000 UE** y los Paneles **MAXPOWER CS6U-330M** obteniendo un factor de planta de **13.98 %**.



Balance Energético					
Mes	HSP	Potencia (kW)	Energía Requerida (kW.h/mes)	Energía Producida (kW.h/mes)	Balance
Enero	133,13	70	7.092,17	7.696,74	604,56
Febrero	123,17	70	6.405,83	7.118,71	712,88
Marzo	123,32	70	7.092,17	7.148,95	56,78
Abril	122,09	70	6.863,39	7.094,23	230,84
Mayo	121,11	70	7.092,17	7.042,75	-49,41
Junio	125,27	70	6.863,39	7.289,27	425,88
Julio	116,93	70	7.092,17	6.860,14	-232,04
Agosto	103,68	70	7.092,17	6.116,03	-976,14
Septiembre	117,00	70	6.863,39	6.842,82	-20,57
Octubre	124,88	70	7.092,17	7.248,05	155,88
Noviembre	143,00	70	6.863,39	8.223,74	1.360,35
Diciembre	149,96	70	7.092,17	8.601,14	1.508,91
Total			83.504,62	87.282,63	3.778,01

Tabla 3-11. Balance energético del Escenario 1.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Tabla 3-11. se puede observar un **balance positivo** en la producción de energía; es decir, el SFV producirá la energía necesaria para cubrir la demanda del primer escenario y no será necesario consumir energía de la red. Se estima que el **SFV produce 104 % de energía** para cubrir la demanda del Escenario 1 durante todo un año.

3.5.5.3. Equipos seleccionados para el dimensionamiento del Escenario 2

En este caso se han seleccionado las 3 opciones de paneles solares Tabla 3-12. que se han seleccionado en el Escenario 1.

Para el Escenario 2 se han seleccionado 2 tipos de inversores Tabla 3-13. El primer equipo corresponde a un inversor centralizado con una potencia nominal de salida de 99 kW, el segundo equipo de tipo distribuido con una potencia de salida de 10 kW.

Los datos técnicos de pueden observar en el ANEXO 2.

Paneles	MAXPOWER CS6U-330M	CSUN275-60P	EAGLE 72P-330 Watt
Tipo de Celda	Monocristalina	Policristalina	Policristalina
Potencia	330 W	275 W	330 W

Tabla 3-12. Paneles seleccionados para el Escenario 2.



Inversores	INGECON SUN 90	GROWATT 10000 UE
Tipo de Inversor	Centralizado	Distribuido
Potencia	99 kW	10 kW

Tabla 3-13. Inversores seleccionados para el Escenario 2.

3.5.5.4. Resumen comparativo de las alternativas del Escenario 2

Tabla de Resumen														
Inversor	Potencia del Inversor (kW)	Panel	Potencia del Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área Efectiva (m2)	Potencia Instalada (kW)	Energía Neta en 20 Años (kW.h)	Costo Inversores (\$)	Costo Paneles (\$)	\$/kW	\$/kW.h	FP (%)	
INGECON SUN 90	99	MAXPOWER CS6U-330M	330	1	294	735	97,02	2.036.139,63	24.449,60	76.440	1.039,88	0,05	13,98	
		CSUN275-60P	275	1	360	900	99	2.070.402,86	24.449,60	50.760	759,69	0,04	13,94	
		EAGLE 72P-330 Watt	330	1	294	735	97,02	2.037.066,76	24.449,60	58.800	858,06	0,04	13,99	
GROWATT 10000 UE	10	MAXPOWER CS6U-330M	330	10	320	800	105,6	2.273.032,21	24.886,60	83.200	1.023,54	0,05	13,98	
		CSUN275-60P	275	10	380	950	104,5	2.241.461,78	24.886,60	53.580	750,87	0,03	13,94	
		EAGLE 72P-330 Watt	330	10	320	800	105,6	2.274.067,20	24.886,60	64.000	841,72	0,04	13,99	

Tabla 3-14. Análisis de alternativas Escenario 2.

Los resultados obtenidos en la tabla resumen Tabla 3-14. presentan ciertas similitudes en los costos de las alternativas analizadas, entre las opciones podemos observar que la configuración de inversor distribuido y los paneles monocristalinos llegarían a ser la mejor opción, sin importar que su montaje, instalación y mantenimiento resultarían ser más complejos que en el caso de los inversores centralizados, esta llegaría a ser la mejor opción, debido a la producción de energía, eficiencia, tecnología y lugar de procedencia del equipo.

La configuración seleccionada para el **Escenario 2** es la combinación entre el inversor **GROWATT 10000 UE** y los Paneles **MAXPOWER CS6U-330M** obteniendo un factor de planta de **13.98 %**.



Balance Energético					
Mes	HSP	Potencia (kW)	Energía Requerida (kW.h/mes)	Energía Producida (kW.h/mes)	Balance
Enero	133,13	100	10.644,08	10.995,34	351,26
Febrero	123,17	100	9.614,00	10.169,59	555,58
Marzo	123,32	100	10.644,08	10.212,79	-431,28
Abril	122,09	100	10.300,72	10.134,62	-166,1
Mayo	121,11	100	10.644,08	10.061,07	-583,00
Junio	125,27	100	10.300,72	10.413,25	112,52
Julio	116,93	100	10.644,08	9.800,21	-843,86
Agosto	103,68	100	10.644,08	8.737,18	-1906,89
Septiembre	117,00	100	10.300,72	9.775,46	-525,26
Octubre	124,88	100	10.644,08	10.354,36	-289,72
Noviembre	143,00	100	10.300,72	11.748,21	1.447,49
Diciembre	149,96	100	10.644,08	12.287,35	1.643,27
Total			125.325,47	124.689,48	-635,99

Tabla 3-15. Balance energético del Escenario 2.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Tabla 3-15. se puede observar un **balance negativo** en la producción de energía; es decir, el SFV no producirá la energía necesaria para cubrir la demanda del tercer escenario y será necesario consumir energía de la red. Se estima que el **SFV produce 99,4% de energía** para cubrir la demanda del Escenario 2 durante todo un año.

3.5.5.5. Equipos seleccionados para el dimensionamiento del Escenario 3

En este caso se han seleccionado las 3 opciones de paneles solares Tabla 3-16. que se han seleccionado en el Escenario 1 y Escenario 2.

Para el Escenario 3 se han seleccionado 2 tipos de inversores. El primer equipo corresponde a un inversor centralizado con una potencia nominal de salida de 137,5 kW, el segundo equipo de tipo distribuido con una potencia de salida de 10 kW.

Los datos técnicos de pueden observar en el ANEXO 2.

Paneles	MAXPOWER CS6U-330M	CSUN275-60P	EAGLE 72P-330 Watt
Tipo de Celda	Monocristalina	Policristalina	Policristalina
Potencia	330 W	275 W	330 W

Tabla 3-16. Paneles seleccionados para el Escenario 3.



Inversores	INGECON SUN 140 TL	GROWATT 10000 UE
Tipo de Inversor	Centralizado	Distribuido
Potencia	137,5 kW	10 kW

Tabla 3-17. Inversores seleccionados. Escenario 3.

3.5.5.6. Resumen comparativo de las alternativas del Escenario 3

Tabla de Resumen														
Inversor	Potencia del Inversor (kW)	Panel	Potencia del Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área Efectiva (m ²)	Potencia Instalada (kW)	Energía Neta en 20 Años (kWh)	Costo Inversores (\$)	Costo Paneles (\$)	\$/kW	\$/kWh	FP (%)	
INGECON SUN 140 TL	137,5	MAXPOWER CS6U-330M	330	1	408	1.020	134,64	2.898.116,06	28.049,01	106.080	996,20	0,05	13,98	
		CSUN275-60P	275	1	486	1.215	133,65	2.866.711,65	28.049,01	68.526	722,59	0,03	13,93	
		EAGLE 72P-330 Watt	330	1	408	1.020	134,64	2.899.435,68	28.049,01	81.600	814,38	0,04	13,99	
GROWATT 10000 UE	10	MAXPOWER CS6U-330M	330	13	416	1.040	137,28	2.954.941,87	32.352,58	108.160	1.023,54	0,05	13,98	
		CSUN275-60P	275	13	520	1.300	143,00	3.067.263,49	32.352,58	73.320	738,96	0,03	13,93	
		EAGLE 72P-330 Watt	330	13	416	1.040	137,28	2.956.287,36	32.352,58	83.200	841,72	0,04	13,99	

Tabla 3-18. Análisis de Alternativas Escenario 3.

Los resultados obtenidos en la tabla resumen Tabla 3-18 presentan ciertas similitudes en los costos de las alternativas analizadas, entre las opciones podemos observar que la configuración de inversores distribuidos y los paneles policristalinos llegarían a ser la mejor opción, sin importar que su montaje, instalación y mantenimiento resultarían ser más complejos que en el caso de los inversores centralizados, esta resulta ser una buena alternativa en cuanto a producción de energía durante los 20 años de plazo de operación.

La configuración seleccionada para el **Escenario 3** es la combinación entre el inversor **GROWATT 10000 UE** y los Paneles **CSUN275-60P** obteniendo un factor de planta de **13.93 %**.



Balance Energético					
Mes	HSP	Potencia (kW)	Energía Requerida (kW.h/mes)	Energía Producida (kW.h/mes)	Balance
Enero	133,13	130	14.129,32	14.835,59	706,27
Febrero	123,17	130	12.761,97	13.720,19	958,22
Marzo	123,32	130	14.129,32	13.783,48	-345,84
Abril	122,09	130	13.673,53	13.676,84	3,30
Mayo	121,11	130	14.129,32	13.579,49	-549,82
Junio	125,27	130	13.673,53	14.051,53	377,99
Julio	116,93	130	14.129,32	13.228,75	-900,57
Agosto	103,68	130	14.129,32	11.798,03	-2.331,28
Septiembre	117,00	130	13.673,53	13.193,95	-479,58
Octubre	124,88	130	14.129,32	13.973,90	-155,41
Noviembre	143,00	130	13.673,53	15.844,94	2.171,40
Diciembre	149,96	130	14.129,32	16.571,09	2.441,77
Total			166.361,40	168.257,84	1.896,44

Tabla 3-19. Balance energético del Escenario 3.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Tabla 3-19 se puede observar un **balance positivo** en la producción de energía; es decir, el SFV producirá la energía necesaria para cubrir la demanda del primer escenario y no será necesario consumir energía de la red. Se estima que el **SFV produce 101% de energía** para cubrir la demanda del Escenario 3 durante todo un año.

3.5.5.7. Equipos seleccionados para el dimensionamiento del Escenario 4

En este caso se han seleccionado las 3 opciones de paneles solares Tabla 3-20 que se han seleccionado en el Escenario 1, Escenario 2 y Escenario 3.

Para el Escenario 4 se han seleccionado 2 tipos de inversores. El primer equipo corresponde a un inversor centralizado con una potencia nominal de salida de 173 kW, el segundo equipo de tipo distribuido con una potencia de salida de 10 kW.

Los datos técnicos de pueden observar en el ANEXO 2.



Paneles		MAXPOWER CS6U-330M	CSUN275- 60P	EAGLE 72P- 330 Watt
Tipo de Celda		Monocristalina	Policristalina	Policristalina
Potencia		330 W	275 W	330 W

Tabla 3-20. Paneles seleccionados. Escenario 4.

Inversores		INGECON SUN 175 TL	GROWATT 10000 UE
Tipo de Inversor		Centralizado	Distribuido
Potencia		173 kW	10 kW

Tabla 3-21. Inversores seleccionados. Escenario 4.

3.5.5.8. Resumen comparativo de las alternativas del Escenario 4

Tabla de Resumen														
Inversor	Potencia del Inversor (kW)	Panel	Potencia del Panel (W)	Número de inversores	Número de Paneles	Área Efectiva (m ²)	Potencia Instalada (kW)	Energía Neta en 20 Años (kW.h)	Costo Inversores (\$)	Costo Paneles (\$)	\$/kW	\$/kW.h	FP (%)	
INGECON SUN 175 TL	173	MAXPOWER CS6U-330M	330	1	504	1.260	166,32	3.580.025,72	29.818,80	131.040	967,16	0,04	13,98	
		CSUN275-60P	275	1	627	1.567,50	172,425	3.698.411,94	29.818,80	88.407	685,66	0,03	13,93	
		EAGLE 72P-330 Watt	330	1	504	1.260	166,32	3.581.655,84	29.818,80	100.800	785,34	0,04	13,99	
GROWATT 10000 UE	11	MAXPOWER CS6U-330M	330	16	512	1.280	168,96	3.636.851,53	39.818,56	133.120	1.023,54	0,05	13,98	
		CSUN275-60P	275	16	640	1.600	176	3.775.093,53	39.818,56	90.240	738,96	0,03	13,93	
		EAGLE 72P-330 Watt	330	16	512	1.280	168,96	3.638.507,52	39.818,56	102.400	841,72	0,04	13,99	

Tabla 3-22. Análisis de alternativas Escenario 4.

Los resultados obtenidos en la tabla resumen Tabla 3-21. presentan ciertas similitudes en los costos de las alternativas analizadas, entre las opciones podemos observar que la configuración de inversor centralizado y los paneles monocristalinos llegarían a ser la mejor opción, debido a que su montaje, instalación y mantenimiento resultarían ser más sencillos que en el caso de los inversores distribuidos, esta resulta ser una buena alternativa en cuanto a producción de energía, eficiencia, tecnología y lugar de procedencia de los equipos.

La configuración seleccionada para el **Escenario 4** es la combinación entre el inversor **INGECON SUN 175 TL** y los Paneles **MAXPOWER CS6U-330M** obteniendo un factor de planta de **13.98 %**.



Balance Energético					
Mes	HSP	Potencia (kW)	Energía Requerida (kW.h/mes)	Energía Producida (kW.h/mes)	Balance
Enero	133,13	173	17.109,63	17.317,67	208,03
Febrero	123,17	173	15.453,86	16.017,10	563,23
Marzo	123,32	173	17.109,63	16.085,15	-1.024,48
Abril	122,09	173	16.557,71	15.962,03	-595,68
Mayo	121,11	173	17.109,63	15.846,20	-1.263,43
Junio	125,27	173	16.557,71	16.400,87	-156,84
Julio	116,93	173	17.109,63	15.435,33	-1674,30
Agosto	103,68	173	17.109,63	13.761,07	-3.348,56
Septiembre	117,00	173	16.557,71	15.396,35	-1.161,35
Octubre	124,88	173	17.109,63	16.308,12	-801,51
Noviembre	143,00	173	16.557,71	18.503,43	1.945,71
Diciembre	149,96	173	17.109,63	19.352,57	2.242,93
Total			201.452,20	196.385,93	-5.066,27

Tabla 3-23. Balance energético de Escenario 4.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Tabla 3-22. se puede observar un **balance negativo** en la producción de energía; es decir, el SFV no producirá la energía necesaria para cubrir la demanda del tercer escenario y será necesario consumir energía de la red. Se estima que el **SFV produce 97,48 % de energía** para el Escenario 4 durante todo un año.

3.6. Simulaciones en el software PVsyst V6.84-DEMO

Las simulaciones de las configuraciones seleccionadas para cada escenario se realizaron en el software PVsyst V6.84-DEMO corroborando de esta manera los resultados obtenidos en los cálculos realizados para cada combinación, estos resultados se pueden observar en el ANEXO 4.



3.7. Memoria técnica del estudio preliminar del proyecto

3.7.1. Memoria técnica del Escenario 1

3.7.1.1. Diagrama unifilar de la instalación

El diagrama unifilar para el Escenario 1 es el que se muestra en la Figura 3-14. El SFV lo conforman 2 grupos conectados en paralelo con 16 paneles en serie, el inversor es de tipo distribuido con una potencia nominal de 10 kW. El sistema cuenta con 7 inversores.

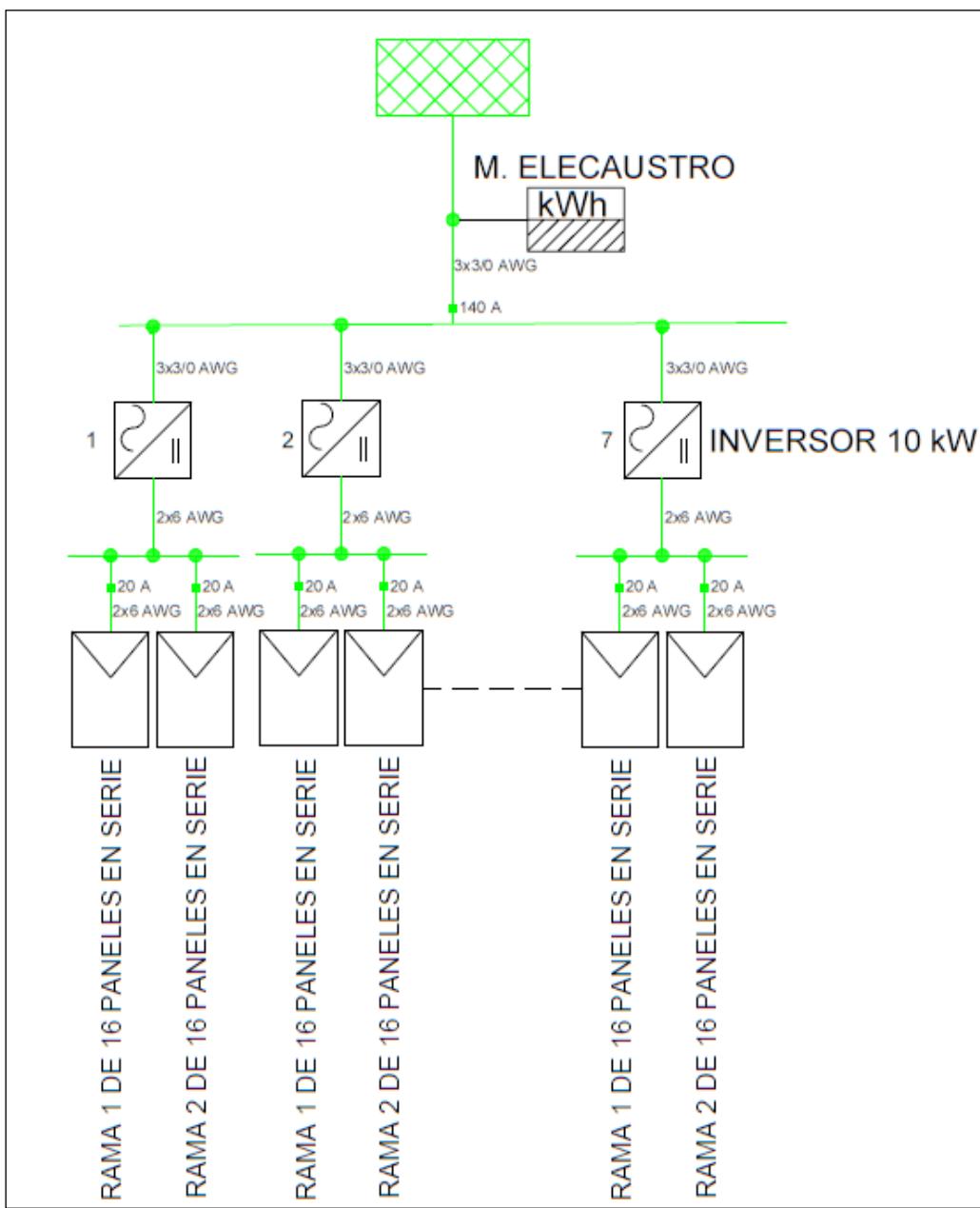


Figura 3-14. Diagrama unifilar de la instalación del Escenario 1.



3.7.1.2. Especificaciones generales de los equipamientos

Los datos técnicos se presentaron el punto 3.5.5.1. Equipos seleccionados para el dimensionamiento del Escenario 1. Para el Escenario 1 fueron seleccionados el inversor GROWATT 10000 UE y los paneles solares MAXPOWER CS6U-330M, las hojas de especificaciones técnicas de estos equipos de pueden observar en el ANEXO 2.

3.7.1.3. Esquema de conexión a la red de distribución de bajo voltaje para el Escenario 1

El esquema de Conexión a la red de distribución se muestra en el ANEXO 5. El sistema se conectará a la red de bajo voltaje, en el tablero de transferencia donde se encuentra el contador de energía con Numero 2831825 que alimenta los Servicios Auxiliares de la central.

3.7.1.4. Modo de conexión

El SFV se conectará en la salida de corriente alterna del inversor con la red trifásica de bajo voltaje tal como se muestra en el diagrama unifilar del punto 3.7.1.3. Para la entrada de corriente continua del inversor se conectan los polos positivo y negativo al inversor. El sistema abastecerá de energía necesaria para el Escenario 1.

3.7.1.5. Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento para el Escenario 1

El SFV deberá contar con las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y las personas que realicen algún tipo de mantenimiento, el esquema de protecciones se puede Observar en el ANEXO 6.

El sistema de protecciones y equipos de seccionamiento se componen de fusibles conectados en la polaridad positiva y negativa del arreglo de paneles solares, además, la salida de corriente continua deberá contar con interruptores termomagnéticos de CC para proteger el inversor. La salida de corriente alterna del inversor deberá contar con interruptores termomagnéticos de CA por cada



fase, esto garantiza la conexión y desconexión del SFV. Todas las carcasas de los paneles solares deberán estar conectados a tierra, así mismo contara con varistores conectados a tierra. Además, se deben instalar las protecciones que recomienda la Regulación 003/18.

3.7.1.6. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 1

Protecciones		
Equipos	Cantidad	Nivel
Interruptores Termomagnéticos de CC bipolares	7	20A
Interruptores Termomagnéticos de CA tripolares	7	20A
Interruptor Automático Diferencial	1	140A
Interruptor Automático de Interconexión	1	140A
Fusibles	28	10A
Varistores CC	14	
Varistores CA	21	

Tabla 3-24. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 1.

- **Los interruptores Termomagnéticos de CC** deberán proteger al SFV en el caso de Falla o altos niveles de corriente que puedan afectar al inversor, se debe tener en cuenta los aspectos climáticos que podrían causar variaciones de energía.
- **Los interruptores de CA** permitirán la conexión y desconexión con la red en caso de falla en el SFV o en el inversor.
- **Los Fusibles** son necesarios en la polaridad negativa y positiva de cada rama en paralelo de la configuración de los paneles fotovoltaicos.
- **Los varistores** protegerán a los circuitos cuando se presenten variaciones de voltaje, es necesario en el lado de CC y de CA del sistema.

3.7.1.7. Número y potencia de los paneles fotovoltaicos

Para el Escenario 1 fueron seleccionados los paneles solares con tecnología Monocristalina MAXPOWER CS6U-330M los aspectos técnicos se pueden observar en el ANEXO 2. La potencia máxima que podrían alcanzar en condiciones estándar es de 330 Wp y serán necesarios 224 paneles para alcanzar la potencia deseada.



3.7.1.8. Potencia total instalada del sistema fotovoltaico

Como se determinó en el punto 3.5.5.2. Resumen comparativo de todas las alternativas del Escenario 1. La potencia instalada del sistema es de 73.92 (kW) siendo esta la opción factible para cubrir la energía que necesita el Escenario 1.

3.7.1.9. Estimación de la producción energética mensual y anual del Escenario 1

En la Tabla 3-25. se define la energía mensual y anual del proyecto teniendo en cuenta las pérdidas del sistema y pérdidas por temperatura.

Energía Neta Generada (kW.h)				
Mes	HSP	PR	Potencia Instalada (kW)	Energía Neta (kW.h)
Enero	133,13	0,78	73,92	7.696,74
Febrero	123,17	0,78	73,92	7.118,71
Marzo	123,32	0,78	73,92	7.148,96
Abril	122,09	0,79	73,92	7.094,24
Mayo	121,11	0,79	73,92	7.042,76
Junio	125,27	0,79	73,92	7.289,28
Julio	116,93	0,79	73,92	6.860,15
Agosto	103,68	0,80	73,92	6.116,03
Septiembre	117,00	0,79	73,92	6.842,83
Octubre	124,88	0,79	73,92	7.248,05
Noviembre	143,00	0,78	73,92	8.223,75
Diciembre	149,96	0,78	73,92	8.601,15
			TOTAL	87.282,64

Tabla 3-25. Estimación de energía mensual y anual del proyecto.

3.7.1.10. Características de los inversores

Los inversores seleccionados para el escenario 1 son de tipo distribuido GROWATT 10000 UE para conexión con la red, este inversor tiene una potencia máxima de salida en CA de 10 (kW). Los aspectos técnicos se pueden observar en el ANEXO 2.



3.7.1.11. Potencia de cortocircuito del Escenario 1

La potencia de cortocircuito en el punto de conexión entre la empresa distribuidora CENTROSUR y la empresa generadora ELECAUSTRO fue estimada por el estudio realizado por parte de la empresa distribuidora. A continuación, se presentan los valores de potencias de cortocircuito máximas y mínimas en alimentador 12-21 de la CENTROSUR de 22 (kV) y barra de 6.3 (kV) de las unidades de generación de la central termoeléctrica El Descanso. Como información adicional se presentan las corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica en cada caso, como lo indica la Tabla 3-26.

Potencia y Corriente de Cortocircuito					
Barra	Tipo	Corriente Mínima (kA)	Corriente Máxima (kA)	Potencia Mínima (MVA)	Potencia Máxima (MVA)
22 kV	Monofásica	8,02	8,86	101,82	112,51
	Trifásica	5,85	6,46	222,86	246,34
6,3kV	Monofásica	14,09	15,51	51,24	56,42
	Trifásica	15,14	16,68	165,23	182,02

Tabla 3-26. Potencias y corrientes de cortocircuito analizados por la CENTROSUR.

3.7.1.12. Características de punto de entrega y medición del Escenario 1

El medidor que recomienda la empresa distribuidora debe cumplir los parámetros y especificaciones requeridas para el correcto funcionamiento, del mismo modo es necesario que el punto de entrega sea de fácil acceso para una correcta recopilación de información. Actualmente se encuentra instalado un medidor electrónico 3 fases, 4 hilos, clase 20, forma 10A con registro de energía activa, reactiva, demanda, perfil de carga y calidad de energía, sin compensación de pérdidas. Para la aplicación del SFV será necesario un medidor con las mismas características, adicionalmente deberá permitir una medición bidireccional para determinar el consumo de energía y a su vez la que el sistema entregaría a la red. Los datos técnicos de los medidores se los presentan en el ANEXO 7.



3.7.1.13. Área de emplazamiento

Para la instalación del SFV que se encargara de abastecer de energía eléctrica al Escenario 1 se tienen 3 posibilidades. A continuación, Tabla 3-27. se determinará la factibilidad en cada uno de los casos.

Áreas de Emplazamiento		
Área	Área	Área
1	2	3
SÍ	NO	SÍ

Tabla 3-27. Áreas de emplazamiento. Escenario 1.

El área 1 es una posible opción, solo en el caso que se refuerce la cubierta de la central y así garantizar la seguridad de los paneles solares. El Área 3 también es otra posible opción, los paneles solares pueden ser instalados en el suelo con una orientación de 0° hacia el norte y una inclinación de los paneles solares de 10°.



3.7.2. Memoria técnica del Escenario 2

3.7.2.1. Diagrama unifilar de la instalación

El diagrama unifilar para el Escenario 2 es el que se muestra en la Figura 3-15. El SFV lo conforma 2 grupos conectados en paralelo con 16 paneles cada rama, el inversor es de tipo distribuido con una potencia nominal de 10 kW. El sistema cuenta con 10 inversores.

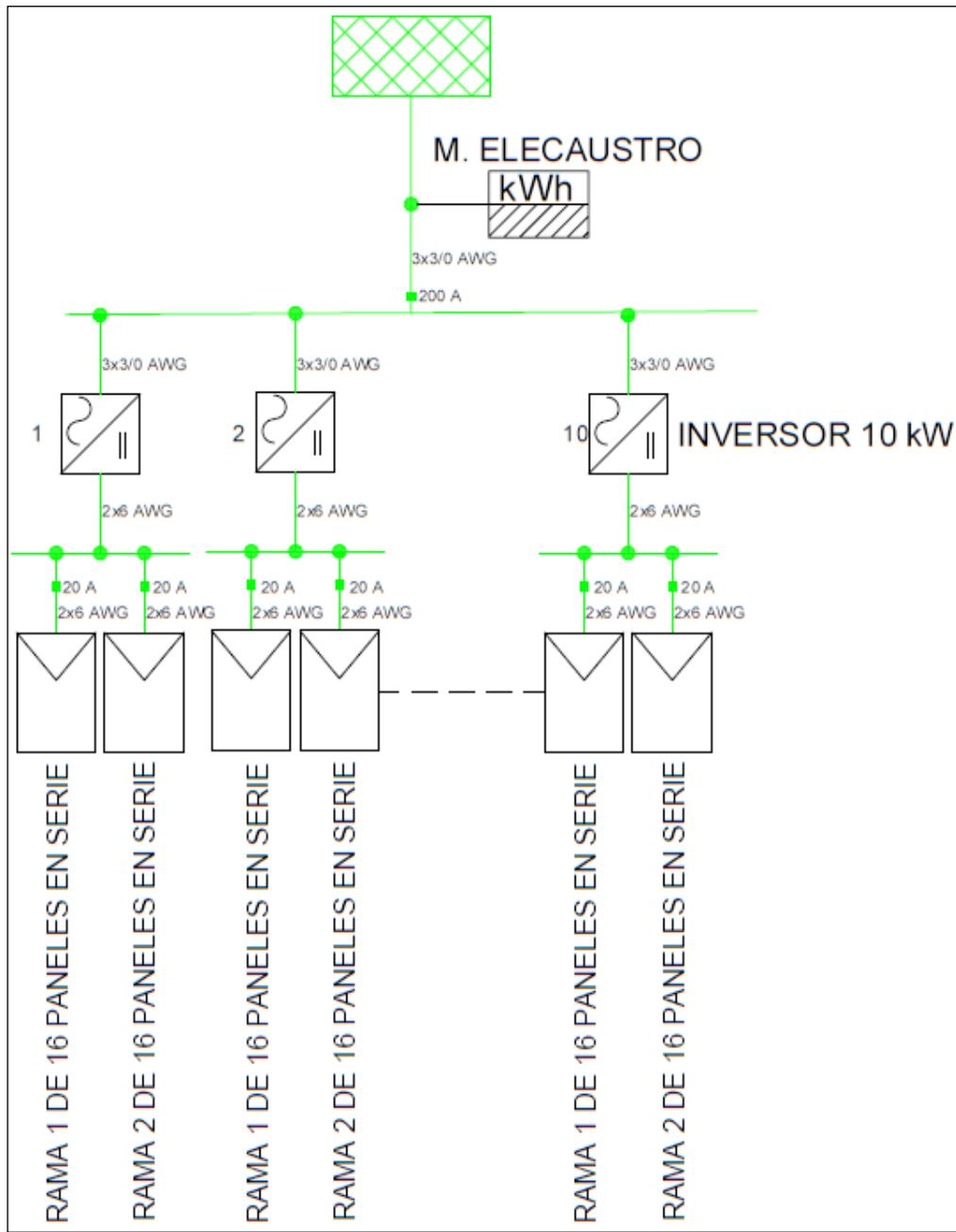


Figura 3-15. Diagrama unifilar de la instalación del Escenario 2.



3.7.2.2. Especificaciones generales de los equipamientos

Los datos técnicos se presentaron el punto 3.5.5.3. Equipos seleccionados para el dimensionamiento del Escenario 2. Para el Escenario 2 fueron seleccionados el inversor GROWATT 10000 UE y los paneles solares MAXPOWER CS6U-330M, las hojas de especificaciones técnicas de estos equipos de pueden observar en el ANEXO 2.

3.7.2.3. Esquema de conexión a la red de distribución de bajo voltaje para el Escenario 2

El esquema de Conexión a la red de distribución se muestra en el ANEXO 5. El sistema se conectará a la red de bajo voltaje, en el tablero de transferencia donde se encuentra el contador de energía con Numero 2831825 que alimenta los Servicios Auxiliares de la central.

3.7.2.4. Modo de conexión

El SFV se conectará en la salida de corriente alterna del inversor con la red trifásica de bajo voltaje tal como se muestra en el diagrama unifilar del punto 3.7.2.3. Para la entrada de corriente continua del inversor se conectan los polos positivo y negativo al inversor. El sistema abastecerá de energía necesaria para el Escenario 2.

3.7.2.5. Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento para el Escenario 2

El SFV deberá contar con las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y las personas que realicen algún tipo de mantenimiento, el esquema de protecciones se puede Observar en el ANEXO 6.

El sistema de protecciones y equipos de seccionamiento se componen de fusibles conectados en la polaridad positiva y negativa del arreglo de paneles solares, además, la salida de corriente continua deberá contar con interruptores termomagnéticos de CC para proteger el inversor. La salida de corriente alterna del inversor deberá contar con interruptores termomagnéticos de CA por cada



fase, esto garantiza la conexión y desconexión del SFV. Todas las carcasas de los paneles solares deberán estar conectados a tierra, así mismo contara con varistores conectados a tierra.

3.7.2.6. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 2

Protecciones		
Equipos	Cantidad	Nivel
Interruptores Termomagnéticos de CC bipolares	10	20A
Interruptores Termomagnéticos de CA tripolares	10	20A
Interruptor Automático Diferencial	1	200A
Interruptor Automático de Interconexión	1	200A
Fusibles	40	10A
Varistores CC	20	
Varistores CA	30	

Tabla 3-28. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 2.

- **Los interruptores Termomagnéticos de CC** deberán proteger al SFV en el caso de Falla o altos niveles de corriente que puedan afectar al inversor, se debe tener en cuenta los aspectos climáticos que podrían causar variaciones de energía.
- **Los interruptores de CA** permitirán la conexión y desconexión con la red en caso de falla en el SFV o en el inversor.
- **Los Fusibles** son necesarios en la polaridad negativa y positiva de cada rama en paralelo de la configuración de los paneles fotovoltaicos.
- **Los varistores** protegerán a los circuitos cuando se presenten variaciones de voltaje, es necesario en el lado de CC y de CA del sistema.

3.7.2.7. Número y potencia de los paneles fotovoltaicos

Para el Escenario 2 fueron seleccionados los paneles solares con tecnología Monocristalina MAXPOWER CS6U-330M los aspectos técnicos se pueden observar en el ANEXO 2. La potencia máxima que podrían alcanzar en condiciones estándar es de 330 Wp y serán necesarios 320 paneles para alcanzar la potencia deseada.



3.7.2.8. Potencia total instalada del sistema fotovoltaico

Como se determinó en el punto 3.5.5.4 Resumen comparativo de todas las alternativas del Escenario 2. La potencia instalada del sistema es de 105,6 (kW) siendo esta la opción factible para cubrir la energía que necesita el Escenario 2.

3.7.2.9. Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto del Escenario 2

En la Tabla 3-29. se define la energía mensual y anual del proyecto teniendo en cuenta las pérdidas del sistema y perdidas por temperatura.

Energía Neta Generada (kW.h)				
Mes	HSP	PR	Potencia Instalada (kW)	Energía Neta (kW.h)
Enero	133,13	0,78	105,60	10.995,35
Febrero	123,17	0,78	105,60	10.169,59
Marzo	123,32	0,78	105,60	10.212,80
Abril	122,09	0,79	105,60	10.134,62
Mayo	121,11	0,79	105,60	10.061,08
Junio	125,27	0,79	105,60	10.413,25
Julio	116,93	0,79	105,60	9.800,21
Agosto	103,68	0,80	105,60	8.737,19
Septiembre	117,00	0,79	105,60	9.775,46
Octubre	124,88	0,79	105,60	10.354,36
Noviembre	143,00	0,78	105,60	11.748,21
Diciembre	149,96	0,78	105,60	12.287,35
TOTAL				124.689,48

Tabla 3-29. Estimación de energía mensual y anual del proyecto.

3.7.2.10. Características de los inversores

Los inversores seleccionados para el Escenario 2 son de tipo distribuido GROWATT 10000 UE para conexión con la red, este inversor tiene una potencia máxima de salida en CA de 10 (kW), los aspectos técnicos se pueden observar en el ANEXO 2.



3.7.2.11. Potencia de cortocircuito del Escenario 2

La potencia de cortocircuito en el punto de conexión entre la empresa distribuidora CENTROSUR y la empresa generadora ELECAUSTRO fue estimada por el estudio realizado por parte de la empresa distribuidora. A continuación, se presentan los valores de potencias de cortocircuito máximas y mínimas en alimentador 12-21 de la CENTROSUR de 22 (kV) y barra de 6.3 (kV) de las unidades de generación de la central termoeléctrica El Descanso. Como información adicional se presentan las corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica en cada caso, como lo indica la Tabla 3-30.

Potencia y Corriente de Cortocircuito					
Barra	Tipo	Corriente Mínima (kA)	Corriente Máxima (kA)	Potencia Mínima (MVA)	Potencia Máxima (MVA)
22 kV	Monofásica	8,02	8,86	101,82	112,51
	Trifásica	5,85	6,46	222,86	246,34
6,3kV	Monofásica	14,09	15,51	51,24	56,42
	Trifásica	15,14	16,68	165,23	182,02

Tabla 3-30. Potencias y corrientes de cortocircuito.

3.7.2.12. Características de punto de entrega y medición del Escenario 2

El medidor que recomienda la empresa distribuidora debe cumplir los parámetros y especificaciones requeridas para el correcto funcionamiento, del mismo modo es necesario que el punto de entrega sea de fácil acceso para una correcta recopilación de información. Actualmente se encuentra instalado un medidor electrónico 3 fases, 4 hilos, clase 20, forma 10A con registro de energía activa, reactiva, demanda, perfil de carga y calidad de energía, sin compensación de pérdidas. Para la aplicación del SFV será necesario un medidor con las mismas características, adicionalmente deberá permitir una medición bidireccional para determinar el consumo de energía y a su vez la que el sistema entregaría a la red. Los datos técnicos de los medidores se los presentan en el ANEXO 7.



3.7.2.13. Área de emplazamiento

Para la instalación del SFV que se encargara de abastecer de energía eléctrica al Escenario 2 se tienen 3 posibilidades. A continuación, Tabla 3-30. se determinará la factibilidad en cada uno de los casos.

Áreas de Emplazamiento		
Área 1	Área 2	Área 3
SÍ	NO	SÍ

Tabla 3-31. Áreas de emplazamiento. Escenario 2

El área 1 es una posible opción, solo en el caso que se refuerce la cubierta de la central y así garantizar la seguridad de los paneles solares. El Área 3 también es otra posible opción, los paneles solares pueden ser instalados en el suelo con una orientación de 0° hacia el norte y una inclinación de los paneles solares de 10°.



3.7.3. Memoria técnica del Escenario 3

3.7.3.1. Diagrama unifilar de la instalación

El diagrama unifilar para el Escenario 3 es el que se muestra en la Figura 3-16. El SFV lo conforma 2 grupos conectados en paralelo con 20 paneles cada rama, el inversor es de tipo distribuido con una potencia nominal de 10 kW. El sistema cuenta con 13 inversores.

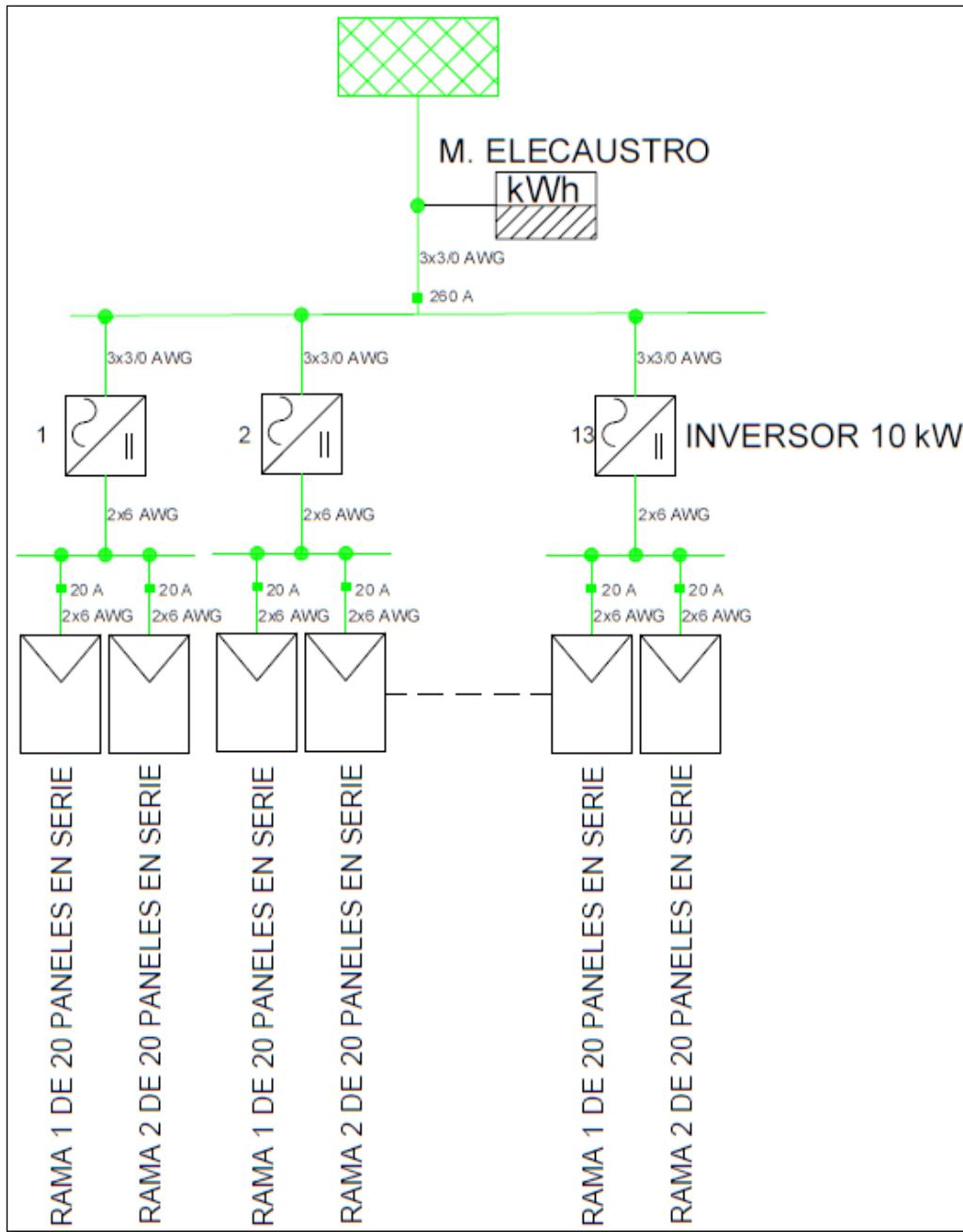


Figura 3-16. Diagrama unifilar de la instalación del Escenario 3.



3.7.3.2. Especificaciones generales de los equipamientos

Los datos técnicos se presentaron el punto 3.5.5.5. Equipos seleccionados para el dimensionamiento del Escenario 3. Para el Escenario 3 fueron seleccionados el inversor GROWATT 10000 UE y los paneles solares CSUN275-60P, las hojas de especificaciones técnicas de estos equipos de pueden observar en el ANEXO 2.

3.7.3.3. Esquema de conexión a la red de distribución de bajo voltaje para el Escenario 3

El esquema de Conexión a la red de distribución se muestra en el ANEXO 5. El sistema se conectará a la red de bajo voltaje, en el tablero de transferencia donde se encuentra el contador de energía con Número 2831825 que alimenta los Servicios Auxiliares de la central.

3.7.3.4. Modo de conexión

El SFV se conectará en la salida de corriente alterna del inversor con la red trifásica de bajo voltaje tal como se muestra en el diagrama unifilar del punto 3.7.3.3. Para la entrada de corriente continua del inversor se conectan los polos positivo y negativo al inversor. El sistema abastecerá de energía necesaria para el Escenario 3.

3.7.3.5. Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento para el Escenario 3

El SFV deberá contar con las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y las personas que realicen algún tipo de mantenimiento, el esquema de protecciones se puede Observar en el ANEXO 6.

El sistema de protecciones y equipos de seccionamiento se componen de fusibles conectados en la polaridad positiva y negativa del arreglo de paneles solares, además, la salida de corriente continua deberá contar con interruptores termomagnéticos de CC para proteger el inversor. La salida de corriente alterna del inversor deberá contar con interruptores termomagnéticos de CA por cada



fase, esto garantiza la conexión y desconexión del SFV. Todas las carcasas de los paneles solares deberán estar conectados a tierra, así mismo contara con varistores conectados a tierra.

3.7.3.6. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 3

Protecciones		
Equipos	Cantidad	Nivel
Interruptores Termomagnéticos de CC bipolares	13	20A
Interruptores Termomagnéticos de CA tripolares	13	20A
Interruptor Automático Diferencial	1	260A
Interruptor Automático de Interconexión	1	260A
Fusibles	52	10A
Varistores CC	26	
Varistores CA	39	

Tabla 3-32. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 3.

- **Los interruptores Termomagnéticos de CC** deberán proteger al SFV en el caso de Falla o altos niveles de corriente que puedan afectar al inversor, se debe tener en cuenta los aspectos climáticos que podrían causar variaciones de energía.
- **Los interruptores de CA** permitirán la conexión y desconexión con la red en caso de falla en el SFV o en el inversor.
- **Los Fusibles** son necesarios en la polaridad negativa y positiva de cada rama en paralelo de la configuración de los paneles fotovoltaicos.
- **Los varistores** protegerán a los circuitos cuando se presenten variaciones de voltaje, es necesario en el lado de CC y de CA del sistema.

3.7.3.7. Número y potencia de los paneles fotovoltaicos

Para el Escenario 3 fueron seleccionados los paneles solares con tecnología policristalina CSUN275-60P los aspectos técnicos se pueden observar en el ANEXO 2. La potencia máxima que podrían alcanzar en condiciones estándar es de 275 Wp y serán necesarios 520 paneles para alcanzar la potencia deseada.



3.7.3.8. Potencia total instalada del sistema fotovoltaico

Como se determinó en el punto 3.5.5.6 Resumen comparativo de todas las alternativas del Escenario 3. La potencia instalada del sistema es de 143 (kW) siendo esta la opción factible para cubrir la energía que necesita el Escenario 3.

3.7.3.9. Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto del Escenario 3

En la Tabla 3-33. se define la energía mensual y anual del proyecto teniendo en cuenta las pérdidas del sistema y perdidas por temperatura.

Energía Neta Generada (kW.h)				
Mes	HSP	PR	Potencia Instalada (kW)	Energía Neta (kW.h)
Enero	133,13	0,78	143,00	14.835,60
Febrero	123,17	0,78	143,00	13.720,19
Marzo	123,32	0,78	143,00	13.783,48
Abril	122,09	0,78	143,00	13.676,84
Mayo	121,11	0,78	143,00	13.579,50
Junio	125,27	0,78	143,00	14.051,53
Julio	116,93	0,79	143,00	13.228,75
Agosto	103,68	0,80	143,00	11.798,03
Septiembre	117,00	0,79	143,00	13.193,96
Octubre	124,88	0,78	143,00	13.973,91
Noviembre	143,00	0,77	143,00	15.844,95
Diciembre	149,96	0,77	143,00	16.571,10
			TOTAL	168.257,84

Tabla 3-33. Estimación de energía mensual y anual del Proyecto.

3.7.3.10. Características de los inversores

Los inversores seleccionados para el Escenario 3 son de tipo distribuido GROWATT 10000 UE para conexión con la red, este inversor tiene una potencia máxima de salida en CA de 10 (kW). Los aspectos técnicos se pueden observar en el ANEXO 2.



3.7.3.11. Potencia de cortocircuito del Escenario 3

La potencia de cortocircuito en el punto de conexión entre la empresa distribuidora CENTROSUR y la empresa generadora ELECAUSTRO fue estimada por el estudio realizado por parte de la empresa distribuidora. A continuación, se presentan los valores de potencias de cortocircuito máximas y mínimas en alimentador 12-21 de la CENTROSUR de 22 (kV) y barra de 6.3 (kV) de las unidades de generación de la central termoeléctrica El Descanso. Como información adicional se presentan las corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica en cada caso, como lo indica la Tabla 3-34.

Potencia y Corriente de Cortocircuito					
Barra	Tipo	Corriente Mínima (kA)	Corriente Máxima (kA)	Potencia Mínima (MVA)	Potencia Máxima (MVA)
22 kV	Monofásica	8,02	8,86	101,82	112,51
	Trifásica	5,85	6,46	222,86	246,34
6,3kV	Monofásica	14,09	15,51	51,24	56,42
	Trifásica	15,14	16,68	165,23	182,02

Tabla 3-34. Potencias y corrientes de cortocircuito.

3.7.3.12. Características de punto de entrega y medición del Escenario 3

El medidor que recomienda la empresa distribuidora debe cumplir los parámetros y especificaciones requeridas para el correcto funcionamiento, del mismo modo es necesario que el punto de entrega sea de fácil acceso para una correcta recopilación de información. Actualmente se encuentra instalado un medidor electrónico 3 fases, 4 hilos, clase 20, forma 10A con registro de energía activa, reactiva, demanda, perfil de carga y calidad de energía, sin compensación de pérdidas. Para la aplicación del SFV será necesario un medidor con las mismas características, adicionalmente deberá permitir una medición bidireccional para determinar el consumo de energía y a su vez la que el sistema entregaría a la red. Los datos técnicos de los medidores se los presentan en el ANEXO 7.



3.7.3.13. Área de emplazamiento

Para la instalación del SFV que se encargara de abastecer de energía eléctrica al Escenario 3 se tienen 3 posibilidades. A continuación, Tabla 3-35. se determinará la factibilidad en cada uno de los casos.

Áreas de Emplazamiento		
Área 1	Área 2	Área 3
SI	NO	SI

Tabla 3-35. Áreas de emplazamiento. Escenario 3.

El área 1 es una posible opción, solo en el caso que se refuerce la cubierta de la central y así garantizar la seguridad de los paneles solares. El Área 3 también es otra posible opción, los paneles solares pueden ser instalados en el suelo con una orientación de 0° hacia el norte y una inclinación de los paneles solares de 10°.



3.7.4. Memoria técnica del Escenario 4

3.7.4.1. Diagrama unifilar de la instalación

El diagrama unifilar para el Escenario 4 es el que se muestra en la Figura 3-17. El SFV lo conforma 36 grupos conectados en paralelo con 14 paneles cada rama, el inversor es de tipo centralizado con una potencia nominal de 173 KW.

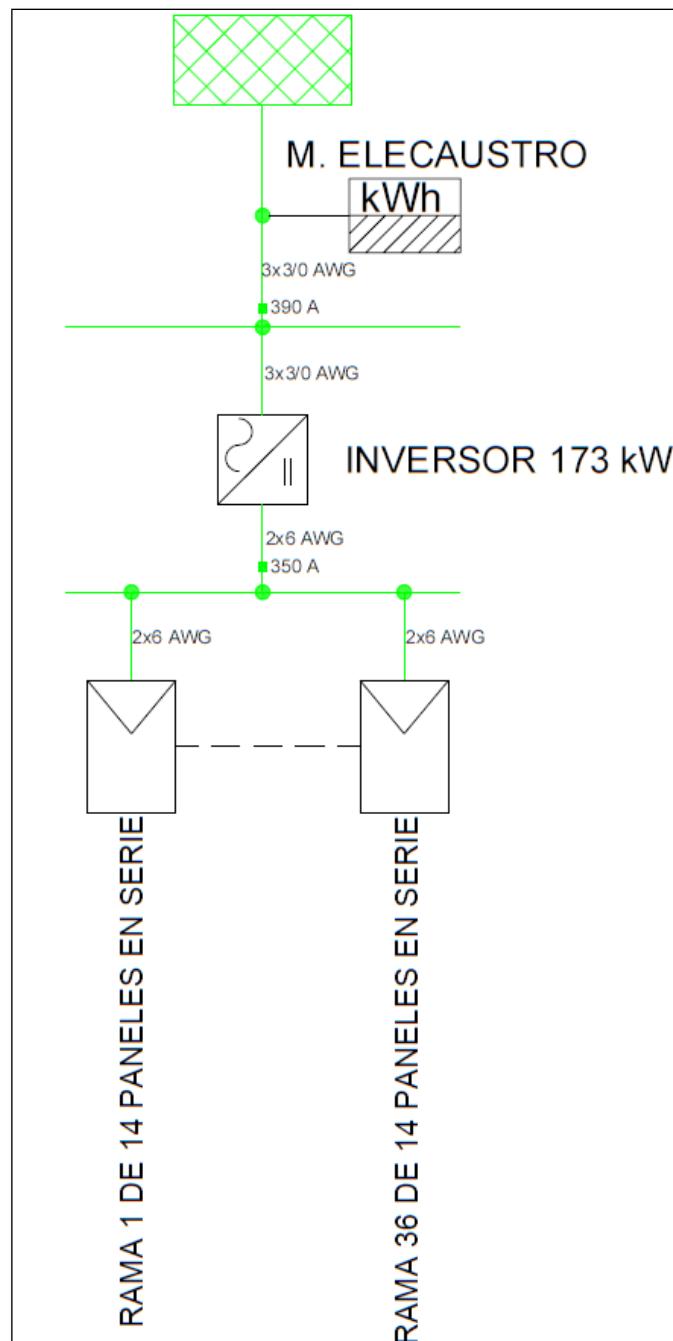


Figura 3-17. Diagrama unifilar de la instalación del Escenario 4.



3.7.4.2. Especificaciones generales de los equipamientos

Los datos técnicos se presentaron el punto 3.5.5.7. Equipos seleccionados para el dimensionamiento del Escenario 4. Para el Escenario 4 fueron seleccionados el inversor INGECON SUN 175 TL y los paneles solares MAXPOWER CS6U-330M, las hojas de especificaciones técnicas de estos equipos de pueden observar en el ANEXO 2.

3.7.4.3. Esquema de conexión a la red de distribución de bajo voltaje para el Escenario 4

El esquema de Conexión a la red de distribución se muestra en el ANEXO 5. El sistema se conectará a la red de bajo voltaje, en el tablero de transferencia donde se encuentra el contador de energía con Numero 2831825 que alimenta los Servicios Auxiliares de la central.

3.7.4.4. Modo de conexión

El SFV se conectará en la salida de corriente alterna del inversor con la red trifásica de bajo voltaje tal como se muestra en el diagrama unifilar del punto 3.7.4.3. Para la entrada de corriente continua del inversor se conectan los polos positivo y negativo al inversor. El sistema abastecerá de energía necesaria para el Escenario 4.

3.7.4.5. Estudio del sistema de protecciones y equipo de seccionamiento para el Escenario 4

El SFV deberá contar con las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y las personas que realicen algún tipo de mantenimiento, el esquema de protecciones se puede Observar en el ANEXO 6.

El sistema de protecciones y equipos de seccionamiento se componen de fusibles conectados en la polaridad positiva y negativa del arreglo de paneles solares, además, la salida de corriente continua deberá contar con interruptores termomagnéticos de CC para proteger el inversor. La salida de corriente alterna del inversor deberá contar con interruptores termomagnéticos de CA por cada



fase, esto garantiza la conexión y desconexión del SFV. Todas las carcasas de los paneles solares deberán estar conectados a tierra, así mismo contara con varistores conectados a tierra.

3.7.4.6. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 4

Protecciones		
Equipos	Cantidad	Nivel
Interruptores Termomagnéticos de CC bipolar	1	350A
Interruptores Termomagnéticos de CA tripolar	1	390A
Interruptor Automático Diferencial	1	400A
Interruptor Automático de Interconexión	1	400A
Fusibles	72	10A
Varistores CC	2	
Varistores CA	3	

Tabla 3-36. Aspectos técnicos de las protecciones del Escenario 4.

- **Los interruptores Termomagnéticos de CC** deberán proteger al SFV en el caso de Falla o altos niveles de corriente que puedan afectar al inversor, se debe tener en cuenta los aspectos climáticos que podrían causar variaciones de energía.
- **Los interruptores de CA** permitirán la conexión y desconexión con la red en caso de falla en el SFV o en el inversor.
- **Los Fusibles** son necesarios en la polaridad negativa y positiva de cada rama en paralelo de la configuración de los paneles fotovoltaicos.
- **Los varistores** protegerán a los circuitos cuando se presenten variaciones de voltaje, es necesario en el lado de CC y de CA del sistema.

3.7.4.7. Número y potencia de los paneles fotovoltaicos

Para el Escenario 4 fueron seleccionados los paneles solares con tecnología Policristalina MAXPOWER CS6U-330M los aspectos técnicos se pueden observar en el ANEXO 2. La potencia máxima que podrían alcanzar en condiciones estándar es de 330 Wp y serán necesarios 504 paneles para alcanzar la potencia deseada.



3.7.4.8. Potencia total instalada del sistema fotovoltaico

Como se determinó en el punto 3.5.5.8. Resumen comparativo de todas las alternativas del Escenario 4. La potencia instalada del sistema es de 166,32 (kW) siendo esta la opción factible para cubrir la energía que necesita el Escenario 4.

3.7.4.9. Estimación de la producción energética mensual y anual del proyecto del Escenario 4

En la Tabla 3-37. se define la energía mensual y anual del proyecto teniendo en cuenta las pérdidas del sistema y perdidas por temperatura.

Energía Neta Generada (kW.h)				
Mes	HSP	PR	Potencia Instalada (kW)	Energía Neta (kW.h)
Enero	133,13	0,78	166,32	17.317,67
Febrero	123,17	0,78	166,32	16.017,11
Marzo	123,32	0,78	166,32	16.085,16
Abril	122,09	0,79	166,32	15.962,03
Mayo	121,11	0,79	166,32	15.846,20
Junio	125,27	0,79	166,32	16.400,87
Julio	116,93	0,79	166,32	15.435,34
Agosto	103,68	0,80	166,32	13.761,07
Septiembre	117,00	0,79	166,32	15.396,36
Octubre	124,88	0,79	166,32	16.308,12
Noviembre	143,00	0,78	166,32	18.503,43
Diciembre	149,96	0,78	166,32	19.352,58
TOTAL				196.385,93

Tabla 3-37. Estimación de energía mensual y anual del proyecto.

3.7.4.10. Características de los inversores

Los inversores seleccionados para el Escenario 4 son de tipo centralizado INGECON SUN 175 TL para conexión con la red, este inversor tiene una potencia máxima de salida en CA de 173 (kW). Los aspectos técnicos se pueden observar en el ANEXO 2.



3.7.4.11. Potencia de cortocircuito del Escenario 4

La potencia de cortocircuito en el punto de conexión entre la empresa distribuidora CENTROSUR y la empresa generadora ELECAUSTRO fue estimada por el estudio realizado por parte de la empresa distribuidora. A continuación, se presentan los valores de potencias de cortocircuito máximas y mínimas en alimentador 12-21 de la CENTROSUR de 22 (kV) y barra de 6.3 (kV) de las unidades de generación de la central termoeléctrica El Descanso. Como información adicional se presentan las corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica en cada caso, como lo indica la Tabla 3-38.

Potencia y Corriente de Cortocircuito					
Barra	Tipo	Corriente Mínima (kA)	Corriente Máxima (kA)	Potencia Mínima (MVA)	Potencia Máxima (MVA)
22 kV	Monofásica	8,02	8,86	101,82	112,51
	Trifásica	5,85	6,46	222,86	246,34
6,3kV	Monofásica	14,09	15,51	51,24	56,42
	Trifásica	15,14	16,68	165,23	182,02

Tabla 3-38. Potencias y corrientes de cortocircuito.

3.7.4.12. Características de punto de entrega y medición del Escenario 4

El medidor que recomienda la empresa distribuidora debe cumplir los parámetros y especificaciones requeridas para el correcto funcionamiento, del mismo modo es necesario que el punto de entrega sea de fácil acceso para una correcta recopilación de información. Actualmente se encuentra instalado un medidor electrónico 3 fases, 4 hilos, clase 20, forma 10A con registro de energía activa, reactiva, demanda, perfil de carga y calidad de energía, sin compensación de pérdidas. Para la aplicación del SFV será necesario un medidor con las mismas características, adicionalmente deberá permitir una medición bidireccional para determinar el consumo de energía y a su vez la que el sistema entregaría a la red. Los datos técnicos de los medidores se los presentan en el ANEXO 7.



3.7.4.13. Área de emplazamiento

Para la instalación del SFV que se encargara de abastecer de energía eléctrica al Escenario 4 se tienen 4 posibilidades. A continuación, Tabla 3-39. Se determinará la factibilidad en cada uno de los casos.

Áreas de Emplazamiento		
Área 1	Área 2	Área 3
SÍ	NO	SÍ

Tabla 3-39. Áreas de emplazamiento. Escenario 4.

El área 1 es una posible opción, solo en el caso que se refuerce la cubierta de la central y así garantizar la seguridad de los paneles solares. El Área 3 también es otra posible opción, los paneles solares pueden ser instalados en el suelo con una orientación de 0° hacia el norte y una inclinación de los paneles solares de 10°.



CAPÍTULO 4

4. EVALUACIONES ECONÓMICAS PARA LA APLICACIÓN DEL SFV

4.1. Introducción

En el capítulo anterior se determinó la prefactibilidad técnica para la implementación de un SFV en cada uno de los escenarios seleccionados. En cada caso se definió el número de paneles e inversores que se encargarán de producir la energía para cubrir la demanda de las cargas. Del mismo modo se estimó la energía que generarán los sistemas y se desarrolló la memoria técnica descriptiva que requiere la Regulación 003/18.

En el presente capítulo se desarrollan los procesos necesarios para determinar los costos de inversión y los índices de rentabilidad de cada uno de los escenarios.

4.2. Costos de inversión inicial y Costos fijos

El costo de inversión del proyecto se determina mediante la estimación de coste de inversión inicial referente a los equipos, estructuras y obras necesarias para la instalación. Además, es necesario estudiar el costo fijo de operación y mantenimiento.

4.2.1. Costos de inversión inicial

Los costos de inversión inicial dependen directamente de los valores referentes a la etapa de estudio, permisos para la operación y construcción del proyecto [9][16][18]. Estos ámbitos se detallan a continuación:

- Paneles, inversores y estructuras.
- Cableado [13].
- Software de control.
- Equipos de protección y maniobra.
- Obras civiles.

El análisis de precios unitarios de cada ámbito y la estimación del presupuesto para cada escenario se muestran en el ANEXO 8.



4.2.1.1. Determinación de los costos directos de un proyecto

Los costos directos se refieren a la estimación de los precios correspondientes a los materiales, equipos, mano de obra y transporte, que requiere un proyecto para su desarrollo. Para la implementación de un sistema fotovoltaico es necesario considerar el valor de los materiales y mano de obra directamente relacionados con el proyecto [10][18].

Los materiales utilizados en un proyecto se refieren al precio de venta al público de aquellos equipos que en este caso conforman el SFV: Inversores, paneles solares, protecciones, estructuras, etc. El precio varía según el proveedor y la calidad de los productos, además de la potencia del sistema. La mano de obra se refiere al salario del personal necesario para la instalación del SFV. Se especifican los salarios mínimos estipulados por la Contraloría General del Estado, en el reajuste de precios para enero del 2020¹. El precio de los equipos se refiere al costo de las herramientas requeridas por el personal, se puede clasificar en herramientas menores que corresponden el 5% del coste total de mano de obra y equipos especializados utilizados para la instalación del sistema fotovoltaico. El transporte de los materiales implica otro gasto adicional, este valor aumenta o disminuye dependiendo de la disponibilidad de transporte en la empresa o del proveedor.

4.2.1.2. Determinación de los costos indirectos de un proyecto

El costo indirecto hace referencia al proceso que no forma parte del producto final; es decir, son servicios adicionales que influyen en el desarrollo del proyecto. Los servicios varían según el tamaño de la obra, tomando en cuenta el costo de mano de obra indirecta, precios generales del personal administrativo, gastos en servicios públicos, etc. Para este proyecto se utiliza una tasa referencial para costos indirectos de obra eléctrica y obra civil a un 24.5% del costo total directo. La tasa varía según el proyecto y su dimensión, para nuestro caso se utiliza el valor referencial ya mencionado [10].

¹ <https://www.contraloria.gob.ec/WFDescarga.aspx?id=2653&tipo=doc>



4.2.2. Determinación de los costos de operación y mantenimiento

La operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es uno de los factores que debe considerarse al momento de realizar un estudio para la instalación de una planta fotovoltaica. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) construye un modelo de costos donde se “incluye mantenimiento preventivo, programado a intervalos regulares con costos que aumentan a una tasa inflacionaria, así como mantenimiento correctivo para reemplazar componentes”². El precio referencial para la categoría comercial e industrial se estima 12 USD/kW/año tomando en cuenta el posible reemplazo de inversores [12].

4.2.3. Determinación de los costos de inversión inicial del Escenario

1

Para determinar los costos de inversión inicial del primer escenario se toman en cuenta los equipos seleccionados en el numeral 3.5.5.2. estudiados en el capítulo 3. En la Tabla 4-1. se estima el precio de la primera combinación. El análisis de precios unitarios y presupuestos de cada uno de los ámbitos para este escenario se pueden observar en el ANEXO 8. La información corresponde a la base de datos de un proyecto realizado para EMUVI EP³.

Presupuesto	
Descripción	Precio Total
Suministro e instalación de paneles, inversores y estructuras	\$111.814,15
Suministro e instalación del cableado	\$4.419,60
Suministro e instalación del software de control y medición	\$3.551,40
Suministro e instalación de equipos de protección y maniobra	\$10.066,41
Obras civiles	\$27.788,28
SUBTOTAL	\$157.639,84
IVA (12%)	\$18.916,78
TOTAL	\$176.556,62

Tabla 4-1. Resumen del presupuesto para el Escenario 1.

La combinación seleccionada para el Escenario 1 tiene un factor de planta de 13.98% y sus equipos corresponden a un inversor del tipo distribuido con una

² NREL, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018

³ Información proporcionada por la Ing. María Alexandra Arias



potencia de salida del inversor de 10 (kW) y los paneles solares con una potencia pico de 330 (W) de tecnología monocristalina, tal como lo indica la Tabla 4-2.

Escenario 1						
No. De inversores	Nro. De paneles	Potencia pico de los paneles (kWp)	Potencia de los paneles (Wp)	Potencia del inversor (kW)	Presupuesto (USD)	\$/kW
7	224	67,32	330	10	176.556,62	2.388,48

Tabla 4-2. Estimación del costo de inversión inicial del Escenario 1

Una vez analizados los costos de inversión inicial. Se puede concluir que para la combinación seleccionada para el primer escenario el valor de inversión aproximado es de 176.556,62 (USD) con una relación de 2.388,48 (USD/kW). El área 3 es considerada zona de emplazamiento.

4.2.4. Determinación de los costos de inversión inicial del Escenario 2

Para determinar los costos de inversión inicial del Escenario 2 se toman en cuenta los precios correspondientes a los equipos seleccionados en el numeral 3.5.5.4. del capítulo 3. En la Tabla 4-3. se estima el valor de inversión. El análisis de precios unitarios y presupuestos de cada uno de los ámbitos para este escenario se pueden observar en el ANEXO 8.

Presupuesto	
Descripción	Precio Total
Suministro e instalación de paneles, inversores y estructuras	\$159.734,50
Suministro e instalación del cableado	\$4.017,40
Suministro e instalación del software de control y medición	\$3.551,40
Suministro e instalación de equipos de protección y maniobra	\$10.262,31
Obras civiles	\$35.496,16
SUBTOTAL	\$213.061,77
IVA (12%)	\$25.567,41
TOTAL	\$238.629,18

Tabla 4-3. Resumen del presupuesto para el Escenario 2.

La combinación seleccionada para el segundo escenario cuanta con un inversor de tipo distribuido de 10 (kW). Los paneles fotovoltaicos seleccionados en este caso cuentan con tecnología monocristalina y una potencia de 330 (W). El sistema tiene un factor de planta de 13.98 %, tal como lo indica la Tabla 4-4.



Escenario 2					
Nro. De inversores	Nro. De paneles	Potencia pico de los paneles (kWp)	Potencia de los paneles (Wp)	Potencia del inversor (kW)	Presupuesto (USD)
10	320	105,6	330	10	238.629,18

Tabla 4-4. Estimación del costo de inversión inicial del Escenario 2.

Para la combinación seleccionada del segundo escenario, será necesario la inversión de 238.629,18 (USD). Esto representa una relación de 2.259,75 (USD/kW). El área 3 es considerada zona de emplazamiento.

4.2.5. Determinación de los costos de inversión inicial del Escenario 3

El Escenario 3 cuenta con 13 inversores del tipo distribuido con una potencia de salida de 10 (kW) y paneles de tecnología policristalina con una potencia de 275 (W). Esto de acuerdo con el estudio realizado en el capítulo anterior, numeral 3.5.5.6. Donde se obtiene un factor de planta de 13.93%. en las Tabla 4-5 y Tabla 4-6 se detallan los precios asignados para cada equipo. El análisis de precios unitarios y presupuestos de cada uno de los ámbitos para este escenario se pueden observar en el ANEXO 8.

Presupuesto	
Descripción	Precio Total
Suministro e instalación de paneles, inversores y estructuras	\$169.680,29
Suministro e instalación del cableado	\$4.205,40
Suministro e instalación del software de control y medición	\$3.551,40
Suministro e instalación de equipos de protección y maniobra	\$10.550,61
Obras civiles	\$50.117,26
SUBTOTAL	\$238.164,96
IVA (12%)	\$28.579,80
TOTAL	\$266.744,76

Tabla 4-5. Resumen del presupuesto para el Escenario 3.



Escenario 3						\$/kW
Nro. De inversores	Nro. De paneles	Potencia pico de los paneles (kWp)	Potencia de los paneles (Wp)	Potencia del inversor (kW)	Presupuest o (USD)	
13	520	143	275	10	266.744,76	1.865,35

Tabla 4-6. Estimación del costo de inversión inicial del Escenario 3.

El valor de inversión inicial estimado para el tercer escenario es de 266.744,76 (USD). Esto representa una relación de 1.865,35 (USD/kW). El área 3 es considerada zona de emplazamiento.

4.2.6. Determinación de los costos de inversión inicial del Escenario 4

El cuarto escenario cuenta con un inversor del tipo centralizado con una potencia de salida de 173 (kW) y paneles solares de tecnología monocristalina con una potencia de 330 (W). el número total de paneles y la configuración del sistema fotovoltaico fueron estudiados en el numeral 3.5.5.8. del capítulo anterior. La configuración seleccionada tiene un factor de planta del 13.98%. en las Tabla 4-7 y Tabla 4-8 se detallan el número de paneles y la potencia instalada. El análisis de precios unitarios y presupuestos de cada uno de los ámbitos para este escenario se pueden observar en el ANEXO 8.

Presupuesto	
Descripción	Precio Total
Suministro e instalación de paneles, inversores y estructuras	\$235.757,96
Suministro e instalación del cableado	\$6.668,70
Suministro e instalación del software de control y medición	\$3.551,40
Suministro e instalación de equipos de protección y maniobra	\$10.379,62
Obras civiles	\$50.217,16
SUBTOTAL	\$306.574,84
IVA (12%)	\$36.788,98
TOTAL	\$343.363,82

Tabla 4-7. Resumen del presupuesto para el Escenario 4.



Escenario 4						\$/kW
Nro. De inversores	Nro. De paneles	Potencia pico de los paneles (kWp)	Potencia de los paneles (Wp)	Potencia del inversor (kW)	Presupuest o (USD)	
1	627	172,425	330	173	343.363,82	2.064,477

Tabla 4-8. Estimación del costo de inversión inicial del Escenario 4.

El valor de inversión inicial estimado para el cuarto escenario es de 343.363,82 (USD). Esto representa una relación de 2.064,477 (USD/kW). El área 3 es considerada zona de emplazamiento.

4.3. Análisis económico - financiero

Previo al análisis económico se determinaron los costos de inversión inicial de cada uno de los escenarios seleccionados. A continuación, se determina la rentabilidad del proyecto realizando un análisis de sensibilidad en cada caso. Este análisis permite determinar la rentabilidad del proyecto, para ello se debe establecer un precio mínimo de venta de energía y así comparar con el precio comercial de energía.

Para el estudio económico se establece que el costo de inversión inicial es financiado por ELECAUSTRO (Autofinanciamiento).

4.3.1. Metodología

De acuerdo con la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP), se establece un 3.5% de tasa de crecimiento del capital. Esto se debe a que ELECAUSTRO S.A. es una empresa pública sin fines de lucro y no se puede colocar dinero en depósitos de plazo fijo [17]. Con el porcentaje mencionado anteriormente se garantiza que la empresa no sufra pérdidas por imprevistos.

Para el análisis se debe determinar el costo nivelado de energía (LCOE siglas en inglés), flujo de caja, flujo neto, valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR) para cada uno de los escenarios. Esta metodología permitirá aceptar o rechazar el proyecto desde un punto de vista económico.



4.3.1.1. Determinación del costo nivelado de energía (LCOE)

Este método permite comparar precios con el costo de producción de energía de otras fuentes y es posible establecer el costo mínimo de energía. Este precio referencial permite cubrir los costos de inversión, operación, mantenimiento y costos administrativos del SFV.

La ecuación 3.1 permite encontrar el precio mínimo de comercialización de energía del SFV, para ello es necesario el costo de egresos referentes a los 20 años de funcionamiento del sistema. También se debe considerar la estimación de energía producida durante todo el plazo que permite la regulación, es necesario estimar la degradación del sistema durante todo este tiempo [16][17].

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{(Egresos)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{(Producción)_j}{(1+i)^j}} \quad (3.1)$$

Donde:

i : es la tasa de descuento.

j : es el año.

n : cantidad de años de vida útil del sistema.

4.3.1.2. Flujo de caja

Esta metodología permite analizar un balance económico de ingresos y egresos anuales, además se puede establecer la rentabilidad del proyecto en función de este balance. El resultado de este análisis proporciona los precios de utilidad y los flujos netos de efectivo del proyecto. Los valores que se deben incluir en el flujo de caja son los siguientes:



- Energía.
 - Venta de energía.
- Utilidad Bruta.
 - Egresos Fijos.
 - Operación y mantenimiento (O&M).
 - Depreciación (-).
- Utilidad Neta.
 - Utilidad Trabajadores.
 - Impuesto a la Renta.
- Flujo Neto.
 - Depreciación (+).
 - Inversión.
- Flujo Acumulado.

4.3.1.3. Flujo neto

El flujo neto anual representa la rentabilidad económica resultante de la diferencia entre ingreso y egresos que se producen durante cada año. Por lo tanto, se puede decir que la rentabilidad del proyecto depende directamente del flujo neto. La Figura 4-1. es una representación de los flujos netos.

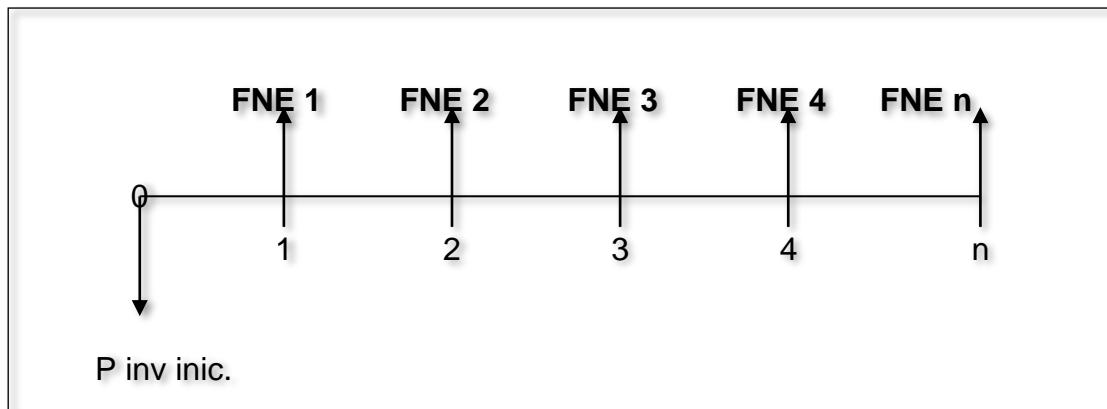


Figura 4-1. Análisis grafico de los Flujos Netos.

4.3.1.4. Determinación del valor actual neto (VAN)

El valor actual neto representa un criterio de inversión en el cual se actualizan los ingresos y egresos de un proyecto. Esto permite determinar la rentabilidad de la inversión. La medida de rentabilidad puede crear varias alternativas al momento de destinar un presupuesto a un proyecto. El VAN permite establecer



si los beneficios de las inversiones son favorables o desfavorables. Para ello se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros.

- VAN > 0: la inversión obtiene beneficios favorables.
- VAN < 0: la inversión produce perdidas, el proyecto se rechaza.
- VAN = 0: la inversión no produce perdidas ni beneficios.

La ecuación 3.2. determina el cálculo del VAN.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o \quad (3.2)$$

Donde:

V_t : son los flujos de caja en cada periodo t.

I_o : es el valor de inversión inicial.

n : es el número de periodos.

k : es el interés.

4.3.1.5. Determinación de la tasa interna de retorno (TIR)

Este indicador económico permite establecer la rentabilidad de una inversión. Esta tasa referencial mínima se determina cuando el VAN tiene un valor de cero. La comparación entre el TIR y la tasa denominada como interés seguro da como resultado la viabilidad económica. Para ello se consideran los siguientes parámetros.

- TIR > Tasa Interés: el proyecto es rentable.
- TIR < Tasa Interés: el proyecto no es rentable.

4.3.2. Análisis económico-financiero del Escenario 1

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el análisis económico para el Escenario 1. Para este caso se estableció que el financiamiento del proyecto es cubierto por ELECAUSTRO S.A.



De acuerdo con el análisis presentado en la Tabla 4-5. Se determinó que el escenario 1 es rentable si el precio mínimo de la energía es de 0,1658 (USD/kW.h). Con este precio se garantiza el interés de la empresa y así cubrir los gastos producidos por el SFV, los cálculos se pueden observar en el ANEXO 8.

Escenario 1	
VAN	\$0,00
TIR	3,50%
LCOE	0,17

Tabla 4-9. Análisis económico Escenario 1.

En la Figura 4-2. se puede observar que el flujo neto siempre es positivo a partir del primer año. Esto garantiza que el proyecto es rentable para una empresa pública sin fines de lucro.

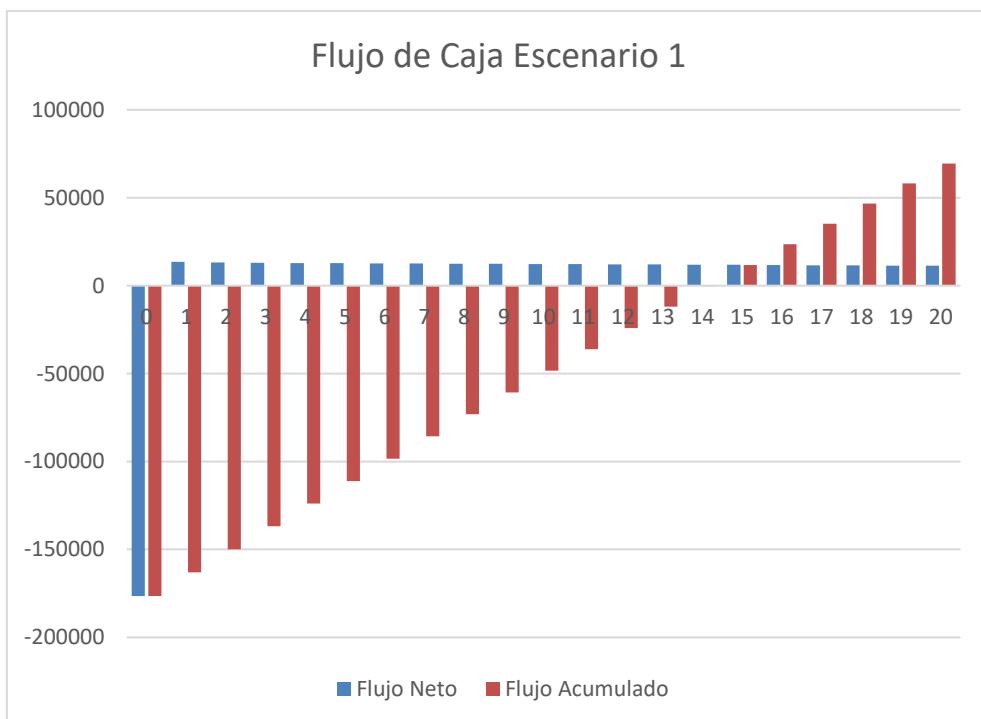


Figura 4-2. Flujo de caja Escenario 1.



4.3.3. Análisis económico-financiero del Escenario 2

De la misma manera que el caso anterior, se estableció que el financiamiento del proyecto para el segundo escenario es cubierto por ELECAUSTRO S.A., los resultados se muestran a continuación.

De acuerdo con el análisis presentado en la Tabla 4-6. Se determinó que el escenario 2 es rentable si el precio mínimo de la energía es de 0,16 USD/kW.h. Con este precio se garantiza el interés de la empresa y así cubrir los gastos producidos por el SFV, los cálculos se pueden observar en el ANEXO 8.

Escenario 2	
VAN	\$0,00
TIR	3,50%
LCOE	0,16

Tabla 4-10. Análisis económico Escenario 2.

En la Figura 4-3. se puede observar que el flujo neto siempre es positivo a partir del primer año. Esto garantiza que el proyecto es rentable para una empresa pública sin fines de lucro.

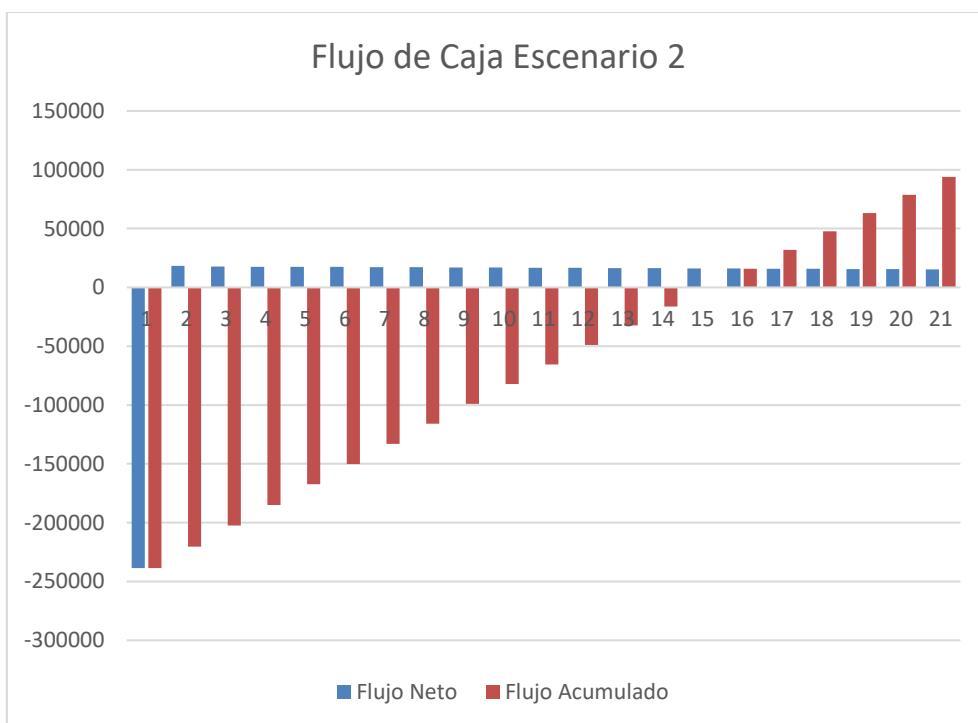


Figura 4-3. Flujo de caja Escenario 2.



4.3.4. Análisis económico-financiero del Escenario 3

Para este caso se estableció que el financiamiento del proyecto para el tercer escenario es cubierto por ELECAUSTRO S.A., los resultados se muestran a continuación.

De acuerdo con el análisis presentado en la Tabla 4-7. Se determinó que el escenario 3 es rentable si el precio mínimo de la energía es de 0,13 USD/kW.h. Con este precio se garantiza el interés de la empresa y así cubrir los gastos producidos por el SFV, los cálculos se pueden observar en el ANEXO 8.

Escenario 3	
VAN	\$0,00
TIR	3,50%
LCOE	0,13

Tabla 4-11. Análisis económico del Escenario 3.

En la Figura 4-4. se puede observar que el flujo neto siempre es positivo a partir del primer año. Esto garantiza que el proyecto es rentable para una empresa pública sin fines de lucro.

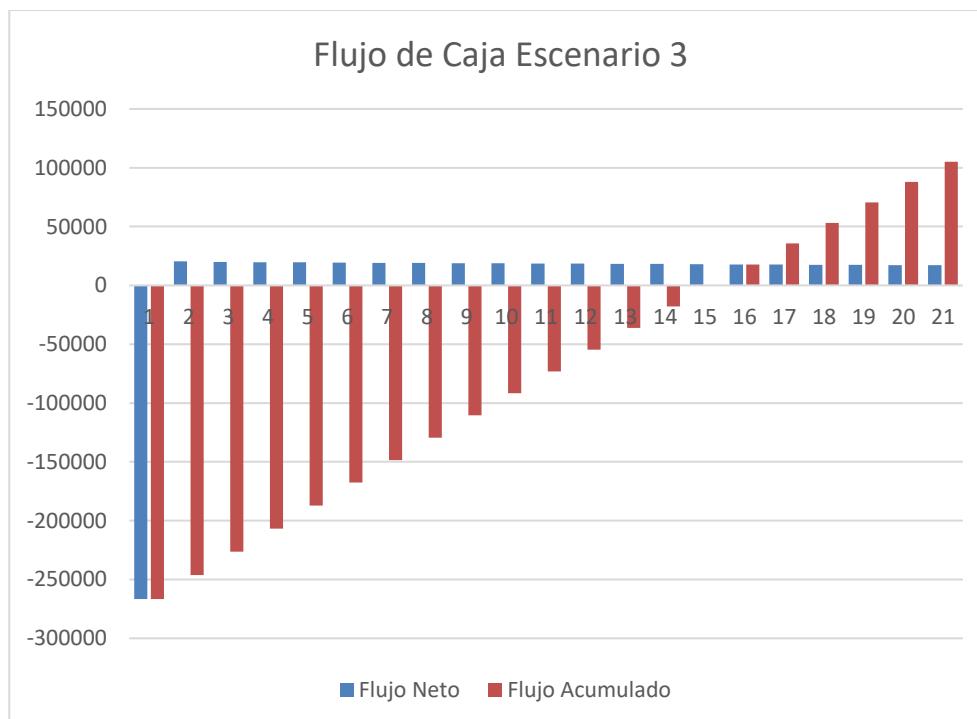


Figura 4-4. Flujo de caja Escenario 3.



4.3.5. Análisis económico-financiero del Escenario 4

Por último, al igual que en los casos anteriores, se estableció que el financiamiento del proyecto para el tercer escenario es cubierto por ELECAUSTRO S.A., los resultados se muestran a continuación.

De acuerdo con el análisis presentado en la Tabla 4-8. Se determinó que el escenario 4 es rentable si el precio mínimo de la energía es de 0,14 USD/kW.h. Con este precio se garantiza el interés de la empresa y así cubrir los gastos producidos por el SFV, los cálculos se pueden observar en el ANEXO 8.

Escenario 4	
VAN	\$0,00
TIR	3,50%
LCOE	0,14

Tabla 4-12. Análisis económico del Escenario 4.

En la Figura 4-5. se puede observar que el flujo neto siempre es positivo a partir del primer año. Esto garantiza que el proyecto es rentable para una empresa pública sin fines de lucro.

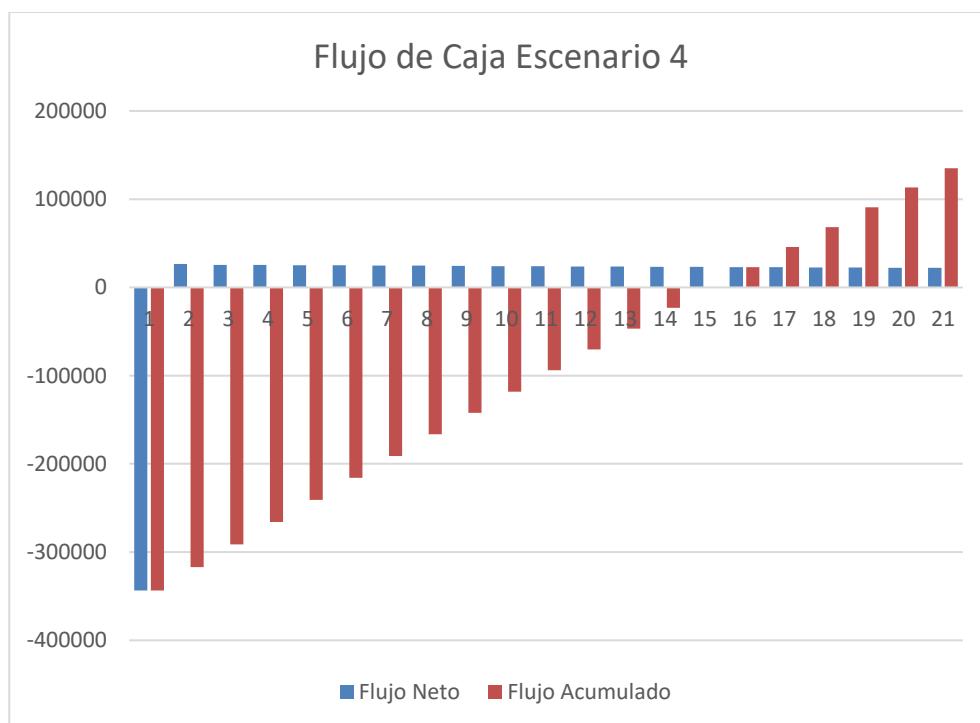


Figura 4-5. Flujo de caja Escenario 4.



4.4. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad de un proyecto consiste en la variación del precio de venta de energía, variando los costos de paneles solares y sin considerar costos indirectos, encontrando de esta manera el valor mínimo para que el proyecto sea rentable. Esto permitirá tomar una decisión comprendiendo la incertidumbre, pros y contras al momento de invertir en el proyecto. A continuación, se estudian los análisis de sensibilidad para cada escenario.

4.4.1. Análisis de sensibilidad para el Escenario 1

Tal como se indicó en el numeral 4.3.2 del presente capítulo. El precio mínimo de venta de energía, sin variación, es de 0,17 USD/kW.h, garantizando de esta manera que se cubran los costos administrativos y de operación del sistema. El SFV tiene el fin de cubrir la demanda energética de las cargas correspondientes al primer escenario, al ser un consumidor industrial, este escenario corresponde a la categoría de medio voltaje con demanda horaria diferenciada. La parte administrativa de la central tiene una franja horaria de trabajo desde las 8:00 am hasta las 4:30 pm. Si se considera esta franja horaria, la mayor cantidad de energía se consume dentro de este horario, de acuerdo con el pliego tarifario emitido por la ARCONEL⁴ para enero-diciembre del 2020, el precio de la energía es de 0,0897 USD/kW.h desde las 8:00 am hasta las 6:00pm.

Al comparar estos dos precios se puede observar la diferencia en cuanto a costos de adquisición y comercialización de energía. En la Tabla 4-9. se puede diferenciar los valores del VAN y el TIR con el precio comercial de 0,0897 USD/kW.h.

Sin variación		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$86.830,21
TIR	3,50%	-3,17%
LCOE	0,17	0,0897

Tabla 4-13. Análisis de sensibilidad sin variación del Escenario 1.

Con este precio de venta de energía se obtiene un VAN y un TIR negativos por tal motivo se debería rechazar el proyecto en un punto de vista económico-financiero.

⁴ <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/resoluciones-pliegos-tarifarios/>



Como se puede observar en la Tabla 4-10. La variación de los precios de los paneles solares es de 259,40 USD a 220,00 USD, con esta variación se puede verificar una diferencia de precio de venta de energía con una menor inversión. Se reduce el costo de energía, pero se mantienen los indicadores VAN y TIR negativos, por tal motivo el proyecto produce pérdidas.

Con variación de Precios de Paneles		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$74.524,55
TIR	3,50%	-2,54%
LCOE	0,15	0,0897

Tabla 4-14. Análisis de sensibilidad con variación de los precios de paneles Escenario 1.

Por último, en la Tabla 4-11., se realiza un análisis sin considerar los costos indirectos. En este caso se puede observar la reducción del costo de energía, pero se mantienen los indicadores negativos. Aunque el precio mínimo es cercano al valor de comercialización, al finalizar los 20 años de vida útil del proyecto no se recuperaría la inversión inicial.

Sin Costos Indirectos		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$42.202,07
TIR	3,50%	-0,52%
LCOE	0,13	0,0897

Tabla 4-15. Análisis de sensibilidad sin costos indirectos de paneles Escenario 1.

En el caso que se decida la instalación de este escenario, se dejaría de consumir de la red aproximadamente 1.591.122,54 kW.h, durante los 20 años de vida útil del sistema [11], tomando en cuenta que la empresa retribuye los gastos de operación y mantenimiento. Esto representa 142.723,69 USD que ya no se abonaría por comercialización de energía.

4.4.2. Análisis de sensibilidad para el Escenario 2

Como se indicó en el primer escenario. El precio comercial de energía es de 0,0897 USD/kW.h a comparación del precio mínimo sin variación, establecido por el análisis económico del numeral 4.3.3. del presente capítulo, que corresponde a un valor de 0,16 USD/kW.h. Se puede observar que permanece una gran diferencia en cuanto a precios de comercialización, es decir, el SFV no



representaría un ahorro para la empresa debido a que el precio de adquisición de energía es mucho menor. En la Tabla 4-12. se actualizan los precios del VAN y del TIR.

Sin variación		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$110.448,60
TIR	3,50%	-2,69%
LCOE	0,16	0,0897

Tabla 4-16. Análisis de sensibilidad sin variación del Escenario 2.

Con este precio de venta de energía se obtiene un VAN y un TIR negativos por tal motivo se debería rechazar el proyecto en un punto de vista económico-financiero.

Para este caso Tabla 4-13., la variación de los precios de los paneles solares es la misma que en el caso anterior. Se reduce el precio de la energía, pero los indicadores siguen siendo negativos.

Con variación de Precios de Paneles		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$92.869,08
TIR	3,50%	-2,01%
LCOE	0,15	0,0897

Tabla 4-17. Análisis de sensibilidad con variación de los precios de paneles Escenario 2.

En la Tabla 4-14., se realiza el análisis sin considerar los costos indirectos y se puede observar que el TIR es positivo pero el VAN es negativo. Por tal motivo el proyecto presenta perdidas. En este caso el costo de inversión inicial se recuperaría durante los 20 años de plazo de operación del sistema, pero no se cubriría en su totalidad los costos de mantenimiento.

Sin Costos Indirectos		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$49.369,35
TIR	3,50%	0,05%
LCOE	0,12	0,0897

Tabla 4-18. Análisis de sensibilidad sin costos indirectos de paneles Escenario 2.

En el caso que se decida la instalación de este escenario, se dejaría de consumir de la red aproximadamente 2.273.032,201 kW.h, durante los 20 años de vida útil del sistema [11], tomando en cuenta que la empresa retribuye los gastos de



operación y mantenimiento. Esto representa 203.890,99 USD que ya no se abonarían por comercialización de energía.

4.4.3. Análisis de sensibilidad para el Escenario 3

De acuerdo con lo establecido en los análisis anteriores, para el tercer escenario, el análisis económico del numeral 4.3.4. del presente capítulo, que corresponde a un valor de 0,13 USD/kW.h sin variación. Se puede observar que permanece una diferencia en cuanto a precios de comercialización, es decir, el SFV no representaría un ahorro para la empresa debido a que el precio de adquisición de energía es mucho menor. Para este caso no se consideró la variación del precio de paneles. En la Tabla 4-15. se actualizan los precios del VAN y del TIR.

Sin variación		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$93.861,55
TIR	3,50%	-0,98%
LCOE	0,13	0,0897

Tabla 4-19. Análisis de sensibilidad sin variación del Escenario 3.

Con este precio de venta de energía se obtiene un VAN y un TIR negativos por tal motivo se debería rechazar el proyecto en un punto de vista económico-financiero.

En la Tabla 4-16., se realiza el análisis sin considerar los costos indirectos y se puede observar que el TIR es positivo pero el VAN es negativo. Por tal motivo el proyecto presenta perdidas, debido a que no se cubren los costos de mantenimiento.

Sin Costos Indirectos		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$41.369,61
TIR	3,50%	1,17%
LCOE	0,11	0,0897

Tabla 4-20. Análisis de sensibilidad sin costos indirectos de paneles Escenario 3.



En el caso que se decida la instalación de este escenario, se dejaría de consumir de la red aproximadamente 3.067.263,49 kW.h, durante los 20 años de vida útil del sistema [11], tomando en cuenta que la empresa retribuye los gastos de operación y mantenimiento. Esto representa 275.133,53 USD que ya no se abonaría por comercialización de energía.

4.4.4. Análisis de sensibilidad para el Escenario 4

Por último, para el cuarto escenario, el análisis económico del numeral 4.3.5. del presente capítulo tiene como resultado un valor de venta de energía de 0.14 USD/kW.h sin variación. Se puede observar que permanece una diferencia en cuanto a precios de comercialización, es decir, el SFV no representaría un ahorro para la empresa debido a que el precio de adquisición de energía es mucho menor. En la Tabla 4-17. se actualizan los precios del VAN y del TIR.

Sin variación		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$141.479,40
TIR	3,50%	-1,88%
LCOE	0,14	0,0897

Tabla 4-21. Análisis de sensibilidad sin variación del Escenario 4.

Con este precio de venta de energía se obtiene un VAN y un TIR negativos por tal motivo se debería rechazar el proyecto en un punto de vista económico.

Para este caso Tabla 4-18., la variación de los precios de los paneles solares es la misma que en el caso 1 y 2. Se reduce el precio de la energía, pero los indicadores siguen siendo negativos.

Con variación de Precios de Paneles		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$113.791,66
TIR	3,50%	-1,11%
LCOE	0,13	0,0897

Tabla 4-22. Análisis de sensibilidad con variación de los precios de paneles Escenario 4.

En la Tabla 4-19., se realiza el análisis sin considerar los costos indirectos y se puede observar que el TIR es positivo pero el VAN es negativo. Por tal motivo el proyecto presenta perdidas. De igual manera se cubre el costo de inversión inicial pero no los costos de mantenimiento durante el plazo de operación del SFV.



Sin Costos Indirectos		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0,00	-\$51.670,67
TIR	3,50%	1,04%
LCOE	0,11	0,0897

Tabla 4-23. Análisis de sensibilidad sin costos indirectos de paneles Escenario 4.

En el caso que se decida la instalación de este escenario, se dejaría de consumir de la red aproximadamente 3.580.025,72 kW.h, durante los 20 años de vida útil del sistema [11], tomando en cuenta que la empresa retribuye los gastos de operación y mantenimiento. Esto representa 321.128,31 USD que ya no se abonaría por comercialización de energía.



CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

5.1.1. Conclusiones generales

Una vez concluidos los análisis técnicos y económicos, se procede a discutir los resultados obtenidos en cada uno de estos. Para la central termoeléctrica El Descaso se realizó el estudio de prefactibilidad para la aplicación de un sistema fotovoltaico el cual permitirá abastecer de energía al edificio administrativo de la central. El proyecto arrancó con el estudio de la Regulación 003/18 emitida por la ARCONEL denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”.

El estudio técnico de prefactibilidad plantea 4 posibles escenarios, donde se realizó el levantamiento de cargas de cada una de las áreas. Se determinó también 4 posibles áreas de emplazamiento donde se analizó la factibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico. La evaluación del recurso solar en El Descaso permitió realizar un diseño fotovoltaico en la central, donde se detallaron los aspectos técnicos de los inversores y paneles solares con diferentes tecnologías y modelos. Las configuraciones de los equipos permitieron determinar la opción óptima en cuanto al dimensionamiento y estimación de energía producida, para lo cual se establecieron los presupuestos necesarios para cada escenario, obteniendo los índices financieros de cada alternativa.

Por último, se realizó un análisis de sensibilidad para cada escenario, el estudio permitió verificar la viabilidad a nivel de prefactibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico, tomando en cuenta que el financiamiento del proyecto será cubierto por ELECAUTRO S.A. Se determinó la energía durante los 20 años de vida útil del sistema y se verificó que la compra de energía a la empresa distribuidora resulta ser más barata que la implementación del proyecto.

5.1.2. Conclusiones específicas

La Regulación 003/18 emitida por la ARCONEL plantea condiciones y requisitos para la instalación de sistemas fotovoltaicos para autoabastecimiento. Dentro de la regulación se definen algunos aspectos necesarios para el desarrollo del estudio de prefactibilidad. Entre las consideraciones más importantes se encuentran los aspectos técnicos del sistema, así como también, las



características de los consumidores que desean instalar un SFV, los requisitos necesarios, la metodología de dimensionamiento, plazos de operación, etc.

Tal como la regulación lo indica, el dimensionamiento del SFV debe realizarse con la energía mensual facturada al consumidor, pero en este caso se determinó el consumo de energía mediante el levantamiento de cargas. Esto se debe a que no se pudo diferenciar el consumo del edificio administrativo con otras cargas que conforman los servicios auxiliares.

Para el estudio de prefactibilidad se proponen cuatro escenarios, cada uno cuenta con diferentes cargas instaladas, tomando en cuenta que el edificio administrativo forma parte de cada caso. Estos escenarios permitieron presentar diferentes alternativas para la aplicación de sistemas fotovoltaicos con distintas capacidades, para ello se consideró el consumo de energía y el impacto dentro de la operación de la central.

En el caso de las áreas de emplazamiento propuestas, se presentaron varias alternativas, entre ellas la más viable resultó ser el Área 3, un terreno de aproximadamente $13.969,16\text{ m}^2$, donde se presentan características como: accesibilidad, pocos obstáculos y facilidad para el mantenimiento. El Área 1 correspondiente al techo de la casa de máquinas también estaba considerada como una posible opción para la zona de emplazamiento, por su proximidad el punto de conexión, pero debido a la antigüedad de las estructuras y su dificultad para obras de mantenimiento se rechazó esta opción.

El estudio del recurso solar permitió determinar los niveles de irradiación disponibles en la zona. Para ello fue necesario indagar varias fuentes de información, entre ellas los datos recopilados por la estación meteorológica, instalada en la central desde el 2012 hasta el 2015, la cual resultó ser la fuente más confiable, debido a que son datos registrados en la central. A comparación con otras fuentes, los datos proporcionados por la estación meteorológica son mucho menores y esto permite garantizar la producción de energía en el peor de los casos. El nivel de irradiancia estimado fue de $4.123\text{ kW.h/m}^2/\text{día}$.

Para cada escenario se analizaron varias configuraciones de paneles e inversores de diferentes tecnologías, resultando para cada caso:

La combinación entre los paneles de tecnología monocristalina MAXPOWER CS6U-330M de 330 Wp y los inversores tipo distribuido GROWATT 10000 UE de 10 kW cada uno. Siendo un total de 7 inversores y 224 paneles, teniendo una potencia instalada de 73.92 kW con un factor de planta de 13.98%. Esto corresponde al Escenario 1.



Para el Escenario 2 fueron considerados los mismos paneles e inversores, pero en este caso la configuración corresponde a 10 inversores y 320 paneles, obteniendo así una potencia instalada de 105.6 kW y un factor de planta de 13.98%.

Para el Escenario 3 fueron seleccionados los paneles de tecnología policristalina CSUN275-60P de 275 Wp y los inversores considerados en los Escenarios 1 y 2, resultando una potencia instalada de 143 kW y un factor de planta de 13.93%.

Por último, para el cuarto escenario se seleccionaron los paneles considerados en los Escenarios 1, 2 y el inversor de tipo centralizado INGECON SUN 175 TL de 173 kW, resultando una potencia instalada de 166.32 kW y un factor de planta de 13.98%.

Uno de los aspectos importantes que se consideró al momento de la estimación de energía, son las pérdidas producidas en el sistema, y uno de los factores que influyen dichas pérdidas es el alto nivel de suciedad y polvo que se produce en la zona. Esto se debe a que la central se encuentra ubicada junto a minas de arena y piedra, las partículas de polvo afectan en el rendimiento de los paneles solares, por ello se tomó un factor de pérdidas por suciedad del 4%.

Para determinar los costos de inversión inicial se compararon los precios de los paneles solares e inversores disponibles en el mercado nacional, además, se realizó un análisis de precios unitarios para obtener los costos directos e indirectos y a su vez el presupuesto de cada escenario. Esto se realizó para obtener valores más cercanos a la realidad económica de la región.

Una vez determinados los costos de inversión para cada escenario, se realizó un estudio económico-financiero que permitió establecer un precio de venta de energía, con el cual el sistema cubre sus gastos de inversión y mantenimiento, durante 20 años. Del mismo modo se obtuvieron los indicadores VAN y TIR para comprobar la rentabilidad del proyecto, para ello fue necesario analizar los flujos de caja por un periodo de 20 años. Como resultado el proyecto se pagaría en un período de 14 a 16 años, en todos los escenarios.

Al comparar los costos de venta de energía con los precios de comercialización por parte de la empresa distribuidora, su pudo observar que los valores presentan grandes diferencias, por tal motivo resultaría mucho más barato la compra de energía de la red que la implementación de los sistemas fotovoltaicos.

Se procedió a realizar un análisis de sensibilidad para cada escenario, para ello se varió los precios de venta de energía, los costos de inversión inicial, así como el precio de paneles y finalmente sin considerar los costos indirectos, esto permite determinar los índices de rentabilidad del proyecto, para este proyecto



se consideró lo establecido en la regulación 003/18, siendo el SFV para autoconsumo exclusivamente.

Al realizar el análisis de sensibilidad se pudo obtener que para cada escenario las siguientes conclusiones:

1. El precio mínimo que se obtuvo para el primer escenario fue de 0,1267 USD, este precio no se acerca tanto al valor comercial de energía de 0,0897 USD. Este valor mínimo se alcanzó al no considerar los costos indirectos y al reducir el precio de los paneles solares.
2. El precio mínimo que se alcanzó en el segundo escenario fue de 0,12 USD, para este caso el precio se acerca al precio comercial de energía de 0,0897 USD. Este valor mínimo se obtuvo al reducir el precio de los paneles y al no considerar los costos indirectos.
3. Para el tercer escenario el precio mínimo que se obtuvo, al reducir los costos de los paneles y al no considerar los costos indirectos, fue de 0,1085 USD. Este valor se acerca aún más al precio comercial de energía de 0,0897 USD, siendo este escenario en el que se producen menores perdidas.
4. Para el último escenario el precio mínimo que se obtuvo fue de 0,1098 USD, siendo este escenario el segundo más cercano al precio comercial de energía.

En conclusión, en las actuales condiciones, la central termoeléctrica El Descanso no permitiría la implementación de un sistema fotovoltaico para ninguno de los escenarios establecidos, debido a que en todos los casos el precio de comercialización de energía de la empresa distribuidora resulta ser más atractivo desde un punto de vista económico-financiero. Las condiciones que se establecen en la regulación analizada resultan ser poco favorables para la implementación de SFV a nivel industrial.

Por último, al comprar la situación actual en cuanto a tecnología y accesibilidad de los equipos de sistemas fotovoltaicos, Ecuador se encuentra en una ligera desventaja. Esto debe a que los paneles solares, inversores y estructuras representan más de la mitad del presupuesto de un proyecto y dichos productos son importados de principales proveedores como China, Estados Unidos, Canadá, España y otros países con industria especializada en la construcción e implementación de sistemas fotovoltaicos.

Al realizar una comparación con la situación actual de costos de implementación y operación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red obtenidos por el



laboratorio nacional de energías renovables de los Estados Unidos, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Para los Escenarios 1 y 2, que se encuentran en el rango de hasta 100 kW de capacidad instalada, el precio estimado en los Estados Unidos es de 1.950 USD/kW a comparación de los 2.388,48 USD/kW y 2.259,75 USD/kW, estimados en Ecuador, correspondientes al Escenario 1 y 2, se encuentran en valores cercanos a la situación actual de ese país.
- Para el Escenario 3 y 4, que se encuentra en el rango de hasta 200 kW de capacidad instalada, el precio estimado en los Estados Unidos es de 1.830 USD/kW a comparación de los 1.865,35 USD/kW, estimado en Ecuador, del Escenario 3, se encuentran valores más cercanos al precio estimado en ese país.
- Para el Escenario 4, el precio estimado se encuentra alrededor de los 2.064,48 USD/kW, estimado en Ecuador. De tal manera los valores llegan a ser bastante cercanos a la situación actual de los Estados Unidos.

Por último, el costo del kW de energía solar, a nivel internacional, es similar en otros países donde el desarrollo de esta industria representa grandes avances. Por tal motivo el estudio realizado llegaría a ser competitivo en otros países. La eliminación de aranceles y la mejora del rendimiento de los equipos permitirá que las fuentes de energía solar fotovoltaica sea una opción atractiva y competitiva a comparación de otras fuentes de producción energía. Además, el precio de comercialización de energía en el Ecuador resulta ser muy bajo con respecto a otros países, esto resulta ser otra desventaja que afecta a la implementación de sistemas fotovoltaicos.

5.2. Recomendaciones

- A partir del presente estudio se recomienda la actualización de los precios de paneles solares, inversores y estructuras disponibles en el mercado nacional, esto se debe a que durante los últimos años los precios han decrecido constantemente.
- En el mes de diciembre del 2019 se presentó el borrador de la regulación denominada marco normativo para la participación de la generación distribuida. Se recomienda, para un análisis de factibilidad del proyecto propuesto, la aplicación de la nueva



regulación, ya que esta propone la derogación de la regulación 003/18 en la cual se basa este trabajo de titulación.

- Debido a varios factores analizados en este estudio, se recomienda el aumento de incentivos para nuevas fuentes de generación, esto ayudará a promover la implementación de ERNC en el sistema y a reducir los costos de los equipos, ampliando el mercado nacional y generando fuentes de trabajo.
- La región dispone de recurso solar durante todo el año, es recomendable la elaboración de nuevos proyectos fotovoltaicos para la integración de tecnología y desplazar el uso de combustibles para la generación de electricidad.
- Se recomienda la implementación de un sistema fotovoltaico para cubrir la demanda del edificio administrativo, con fines de investigación y para promover la inclusión de nuevas fuentes de generación, denominadas centrales de generación distribuida, y así desplazar el uso de combustibles para la producción de electricidad. Del mismo modo se evitaría la emisión de gases contaminantes a la atmósfera aplicando diferentes alternativas.



5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C., J. R. (2015). *Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de estudio: Biblioteca Pompeu Fabra de Mataró.* Barcelona: Universidad Politecnica de Cataluña.
- [2] Lamigueiro, O. P. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica.* España: Creative Commons.
- [3] Rodríguez, J. C., Izquierdo, G. P., Rodríguez, C. H., Falcón, P. U., Déniz, R. G., DíazTorres, M., . . . Ortín, V. S. (2008). *Energías renovables y Eficiencia Energética.* Canarias: InstitutoTecnológico de Canarias, S.A.
- [4] Peláez, M. R., & Espinoza, J. L. (2015). *Energias Renovables en el Ecuador, Situación Actual, Tendencias y Perspectivas.* Cuenca: Universidad de Cuenca.
- [5] Solartronic. (19 de Noviembre de 2014). www.solartronic.com. Obtenido de Victeck Internet:
http://www.solartronic.com/Energia_Solar/Sistemas_Fotovoltaicos/Curso_Breve/2_Fabricacion/
- [6] Energética, C. C. (2008). *ATLAS SOLAR DEL ECUADOR.* Quito: CONELEC.
- [7] Chenlo, M. A. (2006). *Estimación de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red.* Madrid.
- [8] DIPLAM. (2015). *Proyecto Fotovoltaico El Descanso, Estudio de Prefactibilidad.* Cuenca: ELECAUSTRO.
- [9] Abraham, N., & Ceriotto, M. (2011). *DESARROLLO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE LÁMINAS DELGADAS.* Buenos Aires: ITBA.
- [10] Coloma, C., & Sisla, F. (2017). *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR EN EL LABORATORIO DE ENERGÍA RENOVABLE DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI, PARA EL ESTUDIO DE LOS REGÍMENES DE CAPTACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE.* Latacunga: Universidad de Cotopaxi.
- [11] Consejo Nacional de Electricidad. (2011). *CONELEC 003/11.* Quito: CONELEC.
- [12] Fu, R., Feldman, D., & Margolis, R. (2018). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018.* Denver: NREL.



- [13] GARCÍA, C. R. (2016). *PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED EN CREVILLENTE (ALICANTE)*. Valencia: Universidad Politecnica de Valencia .
- [14] Hogarsense. (8 de Enero de 2020). *Hogarsense*. Obtenido de Hogarsense Web site: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/coste-paneles-fotovoltaicos>
- [15] IEA. (2018). *Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2017*. Paris: IEA.
- [16] Santiago, H. (2016). *METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL PRECIO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- [17] Tituana, C. (2018). *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.* Cuenca: Universidad de Cuenca.
- [18] Urbina, G. B. (2013). *Evaluación de proyectos*. Mexico: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- [19] Mogrovejo, W., & Sarmiento, J. (2011). *Análisis de factibilidad técnica y económica en la implementación de energía fotovoltaica y termo solar para generación de electricidad y calefamiento de agua mediante paneles solares fijos y con un seguidor de sol de construcción casera*. Cuenca: UNIVERSIDAD DE CUENCA.



ANEXOS

ANEXO 1.- Levantamiento de cargas

- Levantamiento de cargas del Escenario 1

Carga	Cantidad	Tipo de carga	Carga Unitaria (kW)	Carga Instalada (kW)	Horas	Energía (kW.h/día)
Edificio Administrativo de la Central						
Teléfono	6	Monofásica	0,003	0,020	24,000	0,475
Proyector	1	Monofásica	0,498	0,498	1,000	0,498
Aire acondicionado	5	Monofásica	6,000	30,000	0,800	24,000
CPU	6	Monofásica	0,200	1,200	8,000	9,600
Monitores	7	Monofásica	0,080	0,560	8,000	4,480
Modem Internet	2	Monofásica	0,030	0,060	24,000	1,440
Impresora	2	Monofásica	1,000	2,000	1,000	2,000
Refrigeradora	3	Monofásica	0,350	1,050	6,000	6,300
Dispensador de Agua	2	Monofásica	0,570	1,140	0,080	0,091
Radio	1	Monofásica	0,020	0,020	0,500	0,010
Cocina de Inducción	1	Monofásica	6,300	6,300	0,330	2,079
Televisión	3	Monofásica	0,400	1,200	5,280	6,336
Microondas	4	Monofásica	1,000	4,000	0,125	0,500
Waflera	1	Monofásica	0,640	0,640	0,160	0,102
Calefactor	2	Monofásica	0,600	1,200	1,000	1,200
Sistema Contra incendios	1	Monofásica	0,030	0,030	24,000	0,720
Ondulador	2	Monofásica	6,000	12,000	12,000	144,000
Sistema Aire	1	Trifásica	0,940	0,940	24,000	22,560
Extractores	5	Monofásica	0,012	0,060	0,200	0,012
Lámparas Led Circulares	55	Monofásica	0,018	0,990	0,500	0,495
Lámparas Led Cuadradas	30	Monofásica	0,048	1,440	0,500	0,720
Dicroicos	4	Monofásica	0,009	0,036	0,500	0,018
Lámparas Exterior	9	Monofásica	0,009	0,081	3,000	0,243
Reflector	6	Monofásica	0,050	0,300	3,000	0,900
Total				65.76		228.76

Escenario 1	
DEMANDA TOTAL	65,76 kW
ENERGÍA TOTAL	228,76 kW.h/día



- Levantamiento de cargas del Escenario 2

Carga	Cantidad	Tipo de carga	Carga Unitaria (kW)	Carga Instalada (kW)	Horas	Energía (kW.h/día)
Oficina de Bodegas						
Dispensador de Agua	1	Monofásica	0,570	0,570	0,160	0,091
Microondas	1	Monofásica	1,400	1,400	0,160	0,224
Impresora	1	Monofásica	1,000	1,000	0,500	0,500
CPU	2	Monofásica	0,200	0,400	24,000	9,600
Monitor	2	Monofásica	0,080	0,160	8,000	1,280
Teléfono	1	Monofásica	0,003	0,003	24,000	0,079
Aire Acondicionado	1	Bifásica	1,680	1,680	0,500	0,840
Sistema SCADA	1	Bifásica	3,000	3,000	24,000	72,000
Luminarias LED	2	Monofásica	0,026	0,052	1,000	0,052
Luminarias Ahorradoras	3	Monofásica	0,026	0,078	0,250	0,020
Bodega Comunes 1						
Luminarias LED	1	Monofásica	0,009	0,009	0,160	0,001
Luminarias Ahorradoras	1	Monofásica	0,026	0,026	0,160	0,004
Bodega Comunes 2						
Luminarias Ahorradoras	2	Monofásica	0,026	0,052	0,080	0,004
Bodega de Obras Civiles						
Esmeril	1	Monofásica	0,930	0,930	2,000	1,860
Soldadora	1	Bifásica	13,860	13,860	2,000	27,720
Microondas	1	Monofásica	1,400	1,400	0,160	0,224
Luminarias Ahorradoras	2	Monofásica	0,026	0,052	1,500	0,078
Total				24,67		114,58

Escenario 2		
DEMANDA TOTAL		90,44 kW
ENERGÍA TOTAL		343,36 kW.h/día



- Levantamiento de cargas del Escenario 3

Carga	Cantidad	Tipo de carga	Carga Unitaria (kW)	Carga Instalada (kW)	Horas	Energía (kW.h/día)
Taller Eléctrico						
Monitor	1	Monofásica	0,080	0,080	8,000	0,640
CPU	1	Monofásica	0,200	0,200	8,000	1,600
Cafetera	1	Monofásica	0,900	0,900	0,250	0,225
Teléfono	1	Monofásica	0,003	0,003	24,000	0,079
Soldadora	1	Mono/Bifásico	13,860	13,860	1,000	13,860
Compresor	1	Mono/Bifásico	1,300	1,300	1,000	1,300
Aspiradora	1	Monofásica	1,400	1,400	0,500	0,700
Esmeril	1	Monofásica	0,930	0,930	0,160	0,149
Modem Internet	1	Monofásica	0,030	0,030	24,000	0,720
Motores	1	Trifásica	37,000	37,000	0,083	3,071
Luminarias Fluorescentes	14	Monofásica	0,040	0,560	0,500	0,280
Total				56,26		22,62
Taller Industrial						
Amoladora	2	Monofásica	1,560	3,120	0,750	2,340
Extractor	2	Bifásica	2,640	5,280	0,750	3,960
Taladro de Mano	1	Monofásica	0,240	0,240	0,500	0,120
Esmeril	1	Monofásica	0,930	0,930	1,000	0,930
Horno	1	Monofásica	0,300	0,300	2,000	0,600
Taladro de Banco	2	Monofásica	0,660	1,320	0,250	0,330
Dispensador de Agua	1	Monofásica	0,520	0,520	0,160	0,083
Cortadora Plasma	1	Trifásica	10,000	10,000	1,500	15,000
Soldadora Eléctrica	3	Bifásica	26,400	79,200	0,600	47,520
Soldadora MIG	1	Trifásica	17,480	17,480	1,000	17,480
Lámparas Ahorradoras	18	Monofásica	0,040	0,720	2,000	1,440
Total				119,11		89,80

Escenario 3	
DEMANDA TOTAL	265,8104 kW
ENERGÍA TOTAL	455,78 kW.h/día

**• Levantamiento de cargas del Escenario 4**

Carga	Cantidad	Tipo de carga	Carga Unitaria (kW)	Carga Instalada (kW)	Horas	Energía (kW.h/día)
Guardianía						
Monitor	1	Monofásica	0,080	0,080	24,000	1,920
CPU	1	Monofásica	0,200	0,200	24,000	4,800
Cámaras de Seguridad	1	Monofásica	0,018	0,018	24,000	0,432
Microondas	1	Monofásica	1,400	1,400	0,083	0,116
Radio	1	Monofásica	0,110	0,110	24,000	2,640
Luminarias Ahorradoras	5	Monofásica	0,040	0,200	6,000	1,200
Baños Públicos						
Luminarias Ahorradoras	12	Monofásica	0,025	0,300	0,040	0,012
Total				2,31		11,12
Bodega de Químicos						
Luminarias Ahorradoras	4	Monofásica	0,040	0,160	0,500	0,080
Total				0,16		0,08
Taller Mecánico						
Equipo de Sonido	1	Monofásica	3,400	3,400	2,000	6,800
Luminarias Ahorradoras	8	Monofásica	0,040	0,320	0,125	0,040
Rectificadora	1	Trifásica	1,500	1,500	5,000	7,500
Taladro de Mano	1	Monofásica	0,240	0,240	3,000	0,720
Esmesil	1	Monofásica	0,930	0,930	1,500	1,395
Total				6,39		16,45
Iluminación Exterior de Casa de Maquinas						
Luminarias de Vapor de Sodio	11	Monofásica	0,400	4,400	3,000	13,200
Total				4,4		13,2
Iluminación Interior de Casa de Maquinas						
Luminarias LED	18	Monofásica	0,100	1,800	3,000	5,400
Luminarias de Vapor de Sodio	28	Monofásica	0,400	11,200	3,000	33,600
Reflectores	5	Monofásica	0,400	2,000	3,000	6,000
Luminarias LED	142	Monofásica	0,018	2,556	3,000	7,668
Paneles LED	2	Monofásica	0,024	0,048	3,000	0,144
Focos Incandescentes	5	Monofásica	0,100	0,500	3,000	1,500
Lámparas LED	18	Monofásica	0,018	0,324	3,000	0,972
Total				18,43		55,28

Escenario 4		
DEMANDA TOTAL		297,50 kW
ENERGÍA TOTAL		551,92 kW.h/día



ANEXO 2.- Datos técnicos de los equipos Inversores:

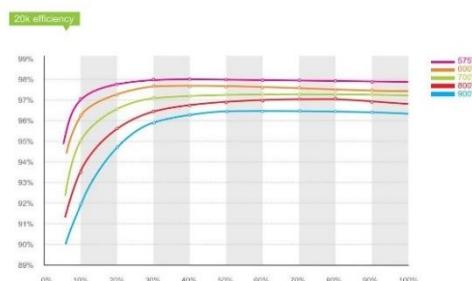
Growatt 10000UE/12000UE/18000UE/20000UE

Growatt POWERING TOMORROW



Leading - edge Technology

- ▶ DC input voltage up to 1000V
- ▶ Maximum efficiency of 98%
- ▶ Internal DC switch
- ▶ Transformerless
- ▶ Compact design
- ▶ Multi MPP controller
- ▶ MTL - String
- ▶ Ethernet / RF technology / WiFi
- ▶ Sound control
- ▶ Easy installation
- ▶ Comprehensive Growatt warranty program



GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY Co., LTD

A: No.28 Guanghui Road, Longteng Community, Shiyan, Baoan District, Shenzhen, P.R.China.

T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@ginverter.com

www.ginverter.com



Datasheet

	Growatt 10000UE	Growatt 12000UE	Growatt 18000UE	Growatt 20000UE
Input Data				
Max. DC power	11000W	13200W	19800W	22000W
Max DC voltage	1000V	1000V	1000V	1000V
Start Voltage	350V	350V	350V	350V
PV voltage range	180V - 1000V	180V - 1000V	180V - 1000V	180V - 1000V
MPP voltage range / nominal voltage	300V - 1000V / 600V			
Full load DC voltage range	400V - 800V	400V - 800V	400V - 800V	400V - 800V
Number of MPP trackers/ strings per MPP tracker	2/2	2/2	2/3	2/3
Max. input current	15A / 15A	17A / 17A	23A / 23A	26A / 26A
Max. input current per string	20A	20A	20A	20A
Output (AC)				
Rated AC output power	10kW	12kW	18kW	20kW
Max. AC apparent power	10kVA	12kVA	18kVA	20kVA
Max. output current	16A	19A	28.6A	32A
AC nominal voltage; range	230V/400V 184 - 275V	230V/400V 184 - 275V	230V/400V 184 - 275V	230V/400V 184 - 275V
AC grid frequency; range	50-60Hz; 44-55Hz/54-65Hz	50-60Hz; 44-55Hz/54-65Hz	50-60Hz; 44-55Hz/54-65Hz	50-60Hz; 44-55Hz/54-65Hz
Power factor at rated power	1	1	1	1
Displacement power factor configurable*	0~0.8leading - 0~0.8lagging	0~0.8leading - 0~0.8lagging	0~1leading - 0~1lagging	0~1leading - 0~1lagging
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%
AC connection	3/N/PE	3/N/PE	3/N/PE	3/N/PE
Efficiency				
Max.efficiency	98%	98%	98%	98%
Euro - eta	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%
Protection Devices				
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes
DC switch for each MPPT	yes	yes	yes	yes
Output AC overcurrent protection	yes	yes	yes	yes
Output AC overvoltage protection - varistor	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes
Integrated all-pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes
General Data				
Dimensions (W / H / D)	490/740/235 mm	490/740/235 mm	570/740/235 mm	570/740/235 mm
Weight	41kg	41kg	60kg	60kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (with derating above 45°C)	-25 °C ... +60 °C (with derating above 45°C)	-25 °C ... +60 °C (with derating above 45°C)	-25 °C ... +60 °C (with derating above 45°C)
Noise emission (typical)	≤ 55 dB(A)	≤ 55 dB(A)	≤ 55 dB(A)	≤ 55 dB(A)
Self-Consumption (night)	<0.5W	<0.5W	<0.5W	<0.5W
Standby consumption	12W	12W	12W	12W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling
Environmental Protection Rating	IP 65	IP 65	IP 65	IP 65
Altitude	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating
Relative Humidity	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Features				
DC connection	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)
AC connection	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal
Display	LCD	LCD	LCD	LCD
Interfaces: RS232/R485/ Ethernet/RF/WiFi	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt	yes / yes / opt / opt / opt
Warranty: 5 years / 10 years	yes / opt	yes / opt	yes / opt	yes / opt
Certificates and Approvals				
VDE-AR-N4105, CEI 0-21, CE, VDE 0126-1-1, IEC 62109-1/-2, RD 1663, G59/2, EN50438, AS4777, AS/NZS 3100, IEC 61727, IEC 62116, BDEW, CEI 0-16, IEC 61683, NR5 097-2-1, MEA, PEA				
*0.9leading - 0.9lagging with CEI 0-21. System power less than 6kW				
**0.9leading...0.9lagging with CEI 0-21. System power less than 6kW				



INGECON

SUN

Power
Con transformador

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

**ÓPTIMAS
PRESTACIONES
EN GRANDES
INSTALACIONES
MULTI-MEGAVATIO****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 mantenimientoDatalogger 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**

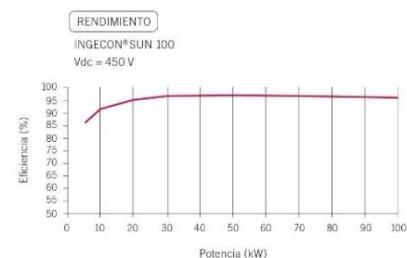
Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años**PROTECCIONES**

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- 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.

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com**Ingeteam**

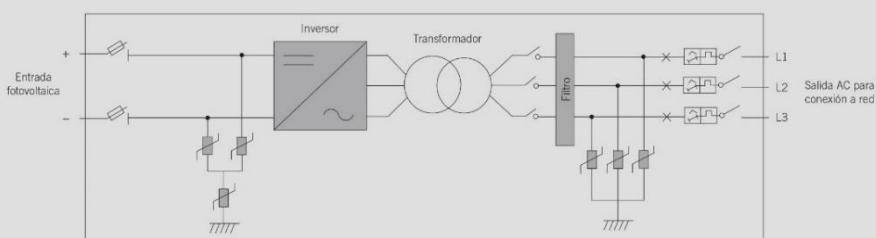


	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V					
Tensión máxima ⁽²⁾	900 V					
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal ⁽³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V					
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=55 kVA	Sí. Smáx=66 kVA	Sí. Smáx=77 kVA	Sí. Smáx=88 kVA	Sí. Smáx=99 kVA	Sí. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h					
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W					
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 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%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

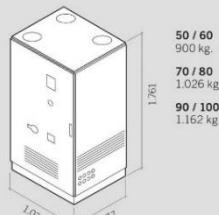
Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas ⁽³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁴⁾ Para P<>25% de la potencia nominal ⁽⁵⁾ Para P>>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁶⁾ 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, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, A70 Terna, P.O.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.

Power



Dimensiones y peso (mm)



Ingeteam



INGECON

SUN

Power
Sin transformador

**ÓPTIMAS
PRESTACIONES
EN GRANDES
INSTALACIONES
MULTI-MEGAVATIO**

**110TL 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 sobre tensiones DC y AC, tipo 2.

ACCESORIOS OPCIONALES

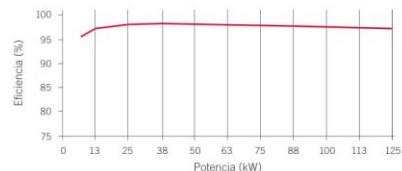
- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.
- Sincronización con otros inversores, para conexión al mismo transformador de MT.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

RENDIMIENTO

INGECON® SUN 125TL
Vdc = 450 V



Ingeteam

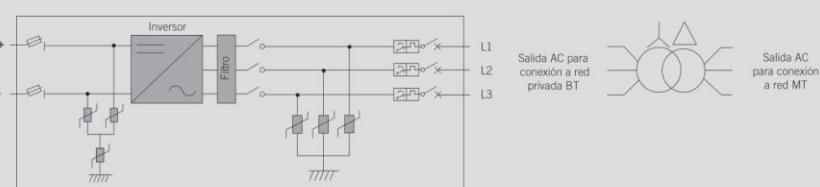


	110TL B220	140TL B220	175TL B275	190TL B300	200TL B320	220TL B345	230TL B360	250TL B400
Valores de Entrada (DC)								
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	103 - 130 kWp	141 - 163 kWp	169 - 195 kWp	193 - 224 kWp	205 - 238 kWp	224 - 260 kWp	233 - 273 kWp	254 - 295 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 820 V	405 - 820 V	420 - 820 V	437 - 820 V	468 - 820 V	502 - 820 V	524 - 820 V	578 - 820 V
Tensión máxima ⁽²⁾	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V
Corriente máxima	400 A	400 A	400 A	400 A	400 A	400 A	400 A	450 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)								
Potencia nominal ⁽³⁾	110 kW	137,5 kW	173 kW	189,2 kW	201,3 kW	220 kW	229 kW	250 kW
Corriente máxima	368 A	368 A	368 A	368 A	368 A	368 A	368 A	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	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz			
Coseno Phi ⁽⁴⁾	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 ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento								
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%
Datos Generales								
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	<5 W	<5 W	<5 W	<5 W	<5 W	<5 W	<5 W	<5 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-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	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

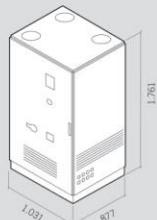
Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. ⁽²⁾ No superar en ningún caso los 1.000 V. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'VOC' a bajas temperaturas. ⁽³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reduciría un 1,8%. ⁽⁴⁾ Para Pmax>25% de la potencia nominal. ⁽⁵⁾ Para Pmax>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁽⁶⁾ 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 Terna, P.O.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.

Ingeteam



Paneles solares:



MAXPOWER (1500 V) CS6U-325|330|335|340M

Canadian Solar's new 1500 V module is a product for high voltage systems, which can increase the string length of solar systems by up to 50%, saving BOS costs.



KEY FEATURES



Designed for high voltage systems of up to 1500 V_{DC}, saving on BoS costs



Cell efficiency of up to 20.0 %



Outstanding low irradiance performance: 96.5 %



High PTC rating of up to 91.7 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

25
years

linear power output warranty

10
years

product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way



* 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.

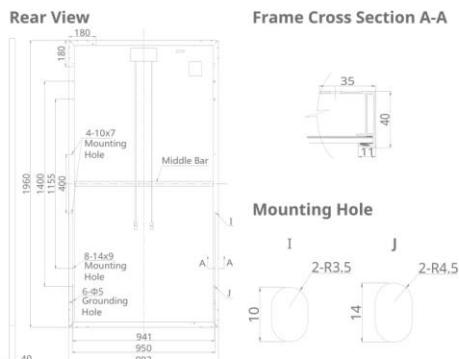
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

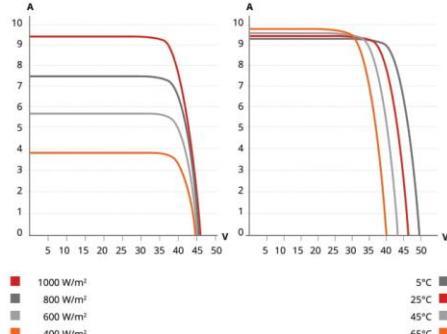
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com



ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-335M / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.4 V	37.5 V	37.8 V	37.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.69 A	8.80 A	8.87 A	8.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8 V	45.9 V	46.1 V	46.2 V
Short Circuit Current (Isc)	9.21 A	9.31 A	9.41 A	9.48 A
Module Efficiency	16.72 %	16.97 %	17.23 %	17.49 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1500 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (Pmax)	235 W	238 W	242 W	245 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.2 V	34.5 V	34.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.88 A	6.96 A	7.01 A	7.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.1 V	42.3 V	42.4 V
Short Circuit Current (Isc)	7.46 A	7.54 A	7.62 A	7.67 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

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 modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1960 x 992 x 40 mm (77.2 x 39.1 x 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	PV1500DC-F1 4 mm ² (IEC) & 12 AWG 2000 V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION





Poly

Powerguard
SPECIALTY INSURANCE SERVICES

Powerguard Insurance Global Coverage

The power output shall not be less than 97.5% of the minimum power output stated in the product data sheet in the first year of the product's life cycle. The loss of power output shall not exceed 0.7% per year thereafter, ending with 80.7% in the 25th year.

■ CSUN ■ Standard warranty

CSUN's NEW linear performance warranty

Number of years: 5 years 10 years 15 years 20 years 25 years

97.5%
90%
80%

Additional value from CSUN's linear warranty

All rights reserved by CSUN
Version 3/2014-ENG

CE IEC 61215 UL TUV DKEV PV CYCLE



CSUN275-60P

Standard residential offer

Module Fire Performance: Type 1 (UL 1703)

Fire Resistance Rating: Class C (IEC 61730)

CSUN275-60P CSUN270-60P

CSUN265-60P CSUN260-60P

CSUN255-60P

16.94%
Module efficiency

275 W
Highest power output

10 years
Material & workmanship warranty

25 years
Linear power output warranty

- Industry leading conversion efficiency
- Positive tolerance offer
- Passed salt mist & ammonia corrosion, blowing sand and hail testing
- Certificated to withstand wind (2400 Pa) and snow load (5400 Pa)
- Excellent performance under weak light condition
- Good temperature coefficient enables better output in hot climates

- China Sunergy Co., Ltd. designs, manufactures and delivers high efficiency solar cells and modules to the world from its production centers based in China, Turkey, South Korea and Vietnam.
- Founded in 2004, China Sunergy is well known for its advanced solar cell technology, reliable product quality, and excellent customer service.
- As one of leading PV enterprises, China Sunergy has delivered more than 4.0GW of solar products to residential, commercial, utility and off-grid projects all around the world.

* Note: All specifications, warranties, certifications about module of „CSUN“ series also apply to that of „SST“.

All information and data are subject to change without notice.



www.csun-solar.com

**Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)**

Module Type	CSUN 275-60P	CSUN 270-60P	CSUN 265-60P	CSUN 260-60P	CSUN 255-60P
Maximum Power - Pmpp (W)	275	270	265	260	255
Positive Power Tolerance	0~3%	0~3%	0~3%	0~3%	0~3%
Open Circuit Voltage - Voc (V)	38.0	37.9	37.7	37.6	37.5
Short Circuit Current - Isc (A)	9.15	9.08	9.01	8.94	8.92
Maximum Power Voltage - Vmpp (V)	30.9	30.7	30.5	30.3	30.1
Maximum Power Current - Impp (A)	8.91	8.80	8.69	8.58	8.47
Module Efficiency	16.94%	16.63%	16.32%	16.01%	15.70%

Electrical data relates to standard test conditions (STC) : irradiance 1000W /m² ; AM 1.5 ; cell temperature 25°C measuring uncertainty of power is within ±3%. Certified in accordance with IEC61215, IEC61730-1/2 and UL 1703

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

Module Type	CSUN 275-60P	CSUN 270-60P	CSUN 265-60P	CSUN 260-60P	CSUN 255-60P
Maximum Power - Pmpp (W)	211	198	195	192	188
Maximum Power Voltage - Vmpp (V)	28.4	28.3	28.2	28.1	28.0
Maximum Power Current - Impp (A)	7.10	7.01	6.92	6.82	6.72
Open Circuit Voltage - Voc (V)	35.8	35.5	35.2	34.9	34.6
Short Circuit Current - Isc (A)	7.35	7.30	7.25	7.20	7.16

Electrical data relates to normal operating cell temperature (NOCT) : irradiance 800W /m²; wind speed 1 m/s ; cell temperature 45°C; ambient temperature 20°C measuring uncertainty of power is within ±3%.

Temperature Characteristics

Voltage Temperature Coefficient	-0.292%/K
Current Temperature Coefficient	+0.045%/K
Power Temperature Coefficient	-0.408%/K

Maximum Ratings

Maximum System Voltage (V)	1000
Series Fuse Rating (A)	20
Reverse Current Overload (A)	27

Mechanical Characteristics

Dimensions	1640 × 990 × 35 mm
Weight	18.3 kg
Frame	Anodized aluminum profile
Front Glass	White toughened safety glass, 3.2 mm
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Sheet	Composite film
Cells	6x10 polycrystalline solar cells (4BB or 5BB 156 X156mm)
Junction Box	Rated current ≥ 12A, IP ≥ 65, TUV&UL
Cable	Length 900 mm, 1 × 4 mm ²
Connector	MC 4/ compatible with MC 4

Packaging

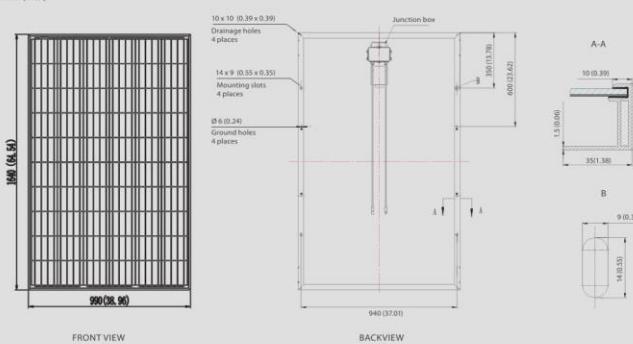
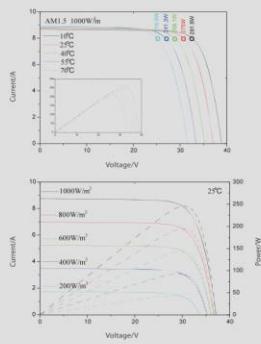
Container 20'	360 pcs.
Container 40'	840 pcs.
Container 40'HC	910 pcs.

System Design

Temp. Range	-40°C to + 85°C
Hail	max. diameter of 25mm with impact speed of 23m/s
Max. Capacity	Snow 5400 Pa, wind 2400 Pa
Application Class	A
Safety Class	II

Dimensions

Note: mm (inch)

**IV-Curves**



www.jinkosolar.com

Jinko Solar
Building Your Trust in Solar



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 Power Output:
Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.



PID RESISTANT:
Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



Low-light Performance:
Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



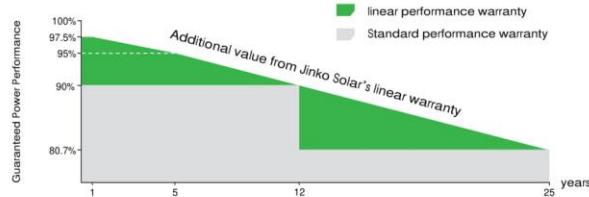
Durability against extreme environmental conditions:
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



Temperature Coefficient:
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

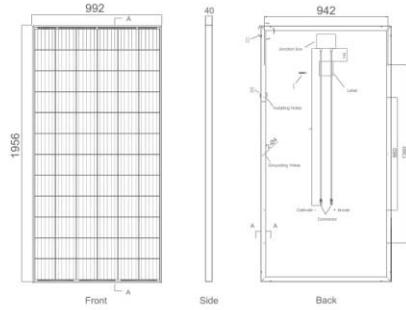
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

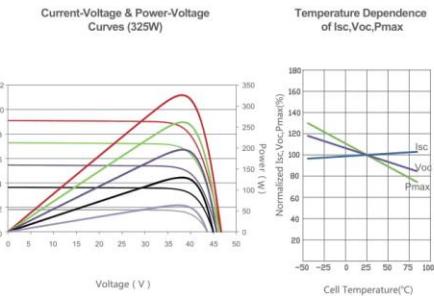




Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² ; Length: 1200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (VmP)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (ImP)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)					-40°C→+85°C					
Maximum system voltage					1000VDC (IEC)					
Maximum series fuse rating					20A					
Power tolerance					0~+3%					
Temperature coefficients of Pmax					-0.40%/°C					
Temperature coefficients of Voc					-0.31%/°C					
Temperature coefficients of Isc					0.06%/°C					
Nominal operating cell temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: ☀ Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m²

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. EN-JKM-340PP-72_rev2017



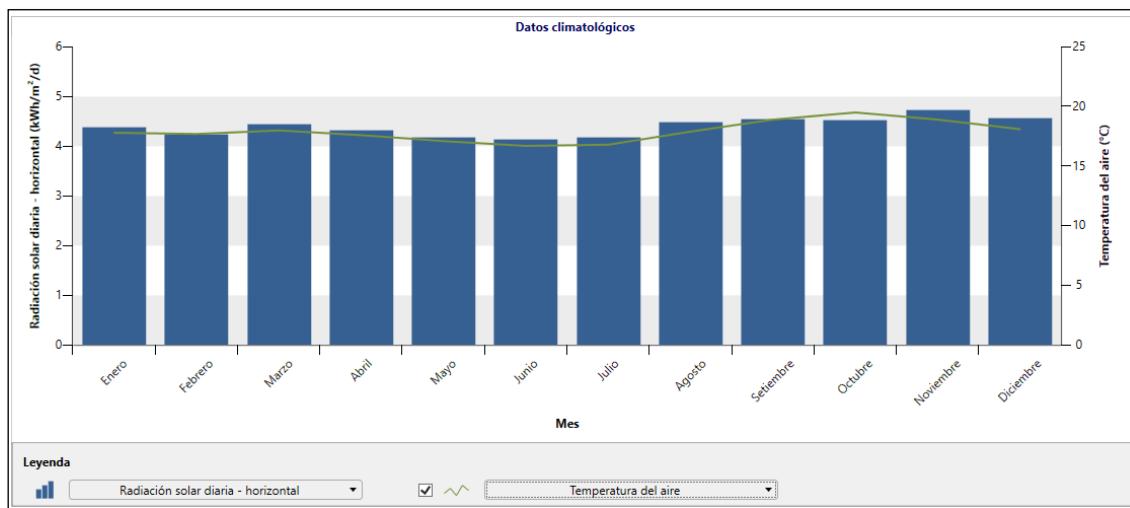
ANEXO 3.- Metodología para el dimensionamiento del SFV

- Ubicación:

Ubicación Geográfica de la Zona		
Latitud	-2.838647°	
Longitud	-78.875334°	

- Datos Climáticos:

Mes	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos		Localización de la instalación		Fuente			
Latitud		-2,7		-2,8		NASA			
Longitud		-78,8		-78,9		NASA - Mapa			
Zona climática		3A - Templado - Húmedo				NASA			
Elevación	m	2486		2320		NASA			
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	11,8				NASA			
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	23,4				NASA			
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	11,6				NASA			
Temperatura del aire		Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento 18 °C	Días-grado de enfriamiento 10 °C
Enero	17,8	76,7%	159,25	4,39	84,0	1,8	19,3	6	242
Febrero	17,7	79,4%	190,57	4,25	84,0	1,8	19,0	8	216
Marzo	18,0	77,9%	237,81	4,45	84,0	1,8	19,4	0	248
Abril	17,6	77,3%	204,18	4,33	84,1	1,8	19,0	12	228
Mayo	17,1	72,4%	168,60	4,19	84,1	2,0	18,5	28	220
Junio	16,7	66,5%	138,72	4,15	84,2	2,5	18,1	39	201
Julio	16,8	57,3%	108,30	4,19	84,2	2,5	18,7	37	211
Agosto	17,9	51,3%	91,48	4,49	84,2	2,5	20,4	3	245
Setiembre	18,9	51,2%	111,86	4,55	84,1	2,2	21,8	0	267
Octubre	19,5	54,9%	129,43	4,54	84,0	2,0	22,7	0	295
Noviembre	18,9	64,3%	133,85	4,73	84,0	2,0	21,7	0	267
Diciembre	18,1	74,4%	143,68	4,57	84,0	1,9	19,9	0	251
Anual	17,9	66,9%	1.817,73	4,40	84,1	2,1	19,9	134	2.890



**Temperatura Mínima y Máxima diurna**

Temp. Mínima Diurna Anual	1.5°C
Temp. Máxima diurna Anual	30.7°C

Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico (SFV) conectado a la Red correspondiente a la central termoeléctrica EL DESCANSO (Escenario 1)

- Especificaciones Técnicas de los Equipos:

Paneles\Datos Técnicos	MAXPOWER CS6U-330M	CSUN275-60P	EAGLE 72P-330 Watt
Tipo de Celda	Monocristalina	Policristalina	Policristalina
Dimensiones (mm)	1960x992x40	1640x990x35	1956x992x40
Peso (kg)	22,4	18,3	26,5
Potencia Pico del Panel (Wp)	330	275	330
Intensidad de Corto Circuito (Amp)	9,31	9,15	9,14
Tensión a Circuito Abierto (V)	45,9	38	46,9
Tensión en Pto. Máxima Potencia (V)	37,5	30,9	37,8
Intensidad en Pto. Máxima Potencia (Amp)	8,8	8,91	8,74
Tensión Máxima del Sistema de Aislamiento (V)	1000	1000	1000
Coeff. Temperatura Voc (%/°C)	-0,31	-0,292	-0,31
Temperatura normal de Operación (°C)	45	47	45
# de Placas Solares	155,3341418	186,4009702	155,3341418

Inversores\Datos Técnicos	INGECON SUN 60	GROWATT 10000 UE
Potencia CC Máxima Admitida (W)	78000	11000
Intensidad Máxima CC (Amp)	156	20
Tensión Mínima CC (V)	405	180
Tensión Máxima CC (V)	900	1000
Tensión Mínima Regulación Pmp (V)	405	300
Tensión Máxima Regulación Pmp (V)	750	1000



Dimensionamiento

Combinación entre el inversor INGECON SUN 60 y los Paneles MAXPOWER CS6U-330.

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	236,36
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	15,18
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	49,24
Voc mín.	40,64
Vpmp máx.	40,84
Vpmp mín.	32,24
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	9,96
Ns (Vpmp mín. inversor)	12,56
Número mínimo	
Ns (Vdc máx. inversor)	13,00
Ns (Vpmp máx. inversor)	18,28
Ns (ISO)	18,36
Número Máximo	
	20,31
	18,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos				
S\P	6	9	12	15
13	25740	38610	51480	64350
14	27720	41580	55440	69300
15	29700	44550	59400	74250
16	31680	47520	63360	79200
17	33660	50490	67320	84150
18	35640	53460	71280	89100



- **Estimación energética del sistema fotovoltaico**

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **67.320 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **100%** de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **510 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor INGECON SUN 60 y los Paneles CSUN275-60P

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	283,64
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	15,50
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	64,45
β (V/K°)	-0,11
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	40,61
Voc mín.	33,62
V _{pmp} máx.	33,51
V _{pmp} mín.	26,52
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
N _s (Vdc mín. inversor)	12,05
N _s (V _{pmp} mín. inversor)	15,27
Número mínimo	16,00
N _s (Vdc máx. inversor)	22,16
N _s (V _{pmp} máx. inversor)	22,38
N _s (ISO)	24,63
Número Máximo	22,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos				
S\P	6	9	12	15
16	26400	39600	52800	66000
17	28050	42075	56100	70125
18	29700	44550	59400	74250
19	31350	47025	62700	78375
20	33000	49500	66000	82500
21	34650	51975	69300	86625
22	36300	54450	72600	90750

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **66.000 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **100%** de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **600 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.



Combinación entre el inversor INGECON SUN 60 y las Panel EAGLE 72P-330 Watt

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	236,36
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	15,52
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,15
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	50,32
Voc mín.	41,53
Vpmp máx.	41,22
Vpmp mín.	32,43
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	9,75
Ns (Vpmp mín. inversor)	12,49
Número mínimo	13,00
Ns (Vdc máx. inversor)	17,89
Ns (Vpmp máx. inversor)	18,20
Ns (ISO)	19,87
Número Máximo	17,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos				
S\P	6	9	12	15
13	25740	38610	51480	64350
14	27720	41580	55440	69300
15	29700	44550	59400	74250
16	31680	47520	63360	79200
17	33660	50490	67320	84150

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **67.320 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **100%** de la capacidad del equipo.



El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **510 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles MAXPOWER CS6U-330.

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	33,33
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,95
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	49,24
Voc mín.	40,64
Vpmp máx.	40,84
Vpmp mín.	32,24
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	4,43
Ns (Vpmp mín. inversor)	9,30
Número mínimo	10,00
Ns (Vdc máx. inversor)	20,31
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,48
Ns (ISO)	20,31
Número Máximo	20,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulo		
S\P	1	2
10	3300	6600
11	3630	7260
12	3960	7920
13	4290	8580
14	4620	9240
15	4950	9900
16	5280	10560
17	5610	11220
18	5940	11880
19	6270	12540
20	6600	13200

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.560 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **7 inversores**, teniendo una potencia instalada **73.920 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **560 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.



Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles CSUN275-60P

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	40,00
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,99
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	64,45
β (V/K°)	-0,11
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	40,61
Voc mín.	33,62
Vpmp máx.	33,51
Vpmp mín.	26,52
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	5,35
Ns (Vpmp mín. inversor)	11,31
Número mínimo	12,00
Ns (Vdc máx. inversor)	24,63
Ns (Vpmp máx. inversor)	29,84
Ns (ISO)	24,63
Número Máximo	24,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos		
S\P	1	2
12	3300	6600
13	3575	7150
14	3850	7700
15	4125	8250
16	4400	8800
17	4675	9350
18	4950	9900
19	5225	10450
20	5500	11000
21	5775	11550
22	6050	12100
23	6325	12650
24	6600	13200



- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.450 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **100%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **7 inversores**, teniendo una potencia instalada **73.150 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **665 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles EAGLE 72P-330 Watt

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	33,33
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,99
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,15
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	50,32
Voc mín.	41,53
Vpmp máx.	41,22
Vpmp mín.	32,43
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	4,33
Ns (Vpmp mín. inversor)	9,25
Número mínimo	10,00
Ns (Vdc máx. inversor)	19,87
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,26
Ns (ISO)	19,87
Número Máximo	19,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulo		
S\P	1	2
10	3300	6600
11	3630	7260
12	3960	7920
13	4290	8580
14	4620	9240
15	4950	9900
16	5280	10560
17	5610	11220
18	5940	11880
19	6270	12540

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.560 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **7 inversores**, teniendo una potencia instalada **73.920 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **560 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.



Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico (SFV) conectado a la Red correspondiente a la Central Termoeléctrica EL DESCANSO (Escenario 2)

- Especificaciones Técnicas de los Equipos:

Inversores\Datos Técnicos	INGECON SUN 90	GROWATT 10000 UE
Potencia CC Máxima Admitida (W)	117000	11000
Intensidad Máxima CC (Amp)	234	20
Tensión Mínima CC (V)	405	180
Tensión Máxima CC (V)	900	1000
Tensión Mínima Regulación Pmp (V)	405	300
Tensión Máxima Regulación Pmp (V)	750	1000

- Dimensionamiento

Combinación entre el inversor INGECON SUN 90 y los Paneles MAXPOWER CS6U-330.

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	354,55
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	22,85
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	49,24
Voc mín.	40,64
Vpmp máx.	40,84
Vpmp mín.	32,24
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	9,96
Ns (Vpmp mín. inversor)	12,56
Número mínimo	13,00
Ns (Vdc máx. inversor)	18,28
Ns (Vpmp máx. inversor)	18,36
Ns (ISO)	20,31
Número Máximo	18,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos						
S\P	6	9	12	15	18	21
13	25740	38610	51480	64350	77220	90090
14	27720	41580	55440	69300	83160	97020
15	29700	44550	59400	74250	89100	103950
16	31680	47520	63360	79200	95040	110880
17	33660	50490	67320	84150	100980	117810
18	35640	53460	71280	89100	106920	124740

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **97.020 W**, Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **98%** de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **735 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.



Combinación entre el inversor INGECON SUN 90 y los Paneles CSUN275-60P

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	425,45
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	23,25
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	64,45
β (V/K°)	-0,11
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	40,61
Voc mín.	33,62
Vpmp máx.	33,51
Vpmp mín.	26,52
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	12,05
Ns (Vpmp mín. inversor)	15,27
Número mínimo	
Ns (Vdc máx. inversor)	22,16
Ns (Vpmp máx. inversor)	22,38
Ns (ISO)	24,63
Número Máximo	

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos						
S\P	6	9	12	15	18	21
16	26400	39600	52800	66000	79200	92400
17	28050	42075	56100	70125	84150	98175
18	29700	44550	59400	74250	89100	103950
19	31350	47025	62700	78375	94050	109725
20	33000	49500	66000	82500	99000	115500
21	34650	51975	69300	86625	103950	121275
22	36300	54450	72600	90750	108900	127050



- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **99.000 W**, este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el 100% de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **900 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor INGECON SUN 90 y los Paneles EAGLE 72P-330 Watt.

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	354,55
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	23,27
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	50,24
Voc mín.	41,64
Vpmp máx.	41,14
Vpmp mín.	32,54
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	9,73
Ns (Vpmp mín. inversor)	12,45
Número mínimo	13,00
Ns (Vdc máx. inversor)	17,91
Ns (Vpmp máx. inversor)	18,23
Ns (ISO)	19,90
Número Máximo	17,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos						
S\P	6	9	12	15	18	21
13	25740	38610	51480	64350	77220	90090
14	27720	41580	55440	69300	83160	97020
15	29700	44550	59400	74250	89100	103950
16	31680	47520	63360	79200	95040	110880
17	33660	50490	67320	84150	100980	117810

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **97.020 W**, este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **98%** de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **735 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

**Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles MAXPOWER CS6U-330.**

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	33,33
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,95
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	49,24
Voc mín.	40,64
Vpmp máx.	40,84
Vpmp mín.	32,24
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	4,43
Ns (Vpmp mín. inversor)	9,30
Número mínimo	10,00
Ns (Vdc máx. inversor)	20,31
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,48
Ns (ISO)	20,31
Número Máximo	20,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulo		
S\P	1	2
10	3300	6600
11	3630	7260
12	3960	7920
13	4290	8580
14	4620	9240
15	4950	9900
16	5280	10560
17	5610	11220
18	5940	11880
19	6270	12540
20	6600	13200



- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.560 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **10 inversores**, teniendo una potencia instalada **105.600 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **800 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles CSUN275-60P

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	40,00
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,99
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	64,45
β (V/K°)	-0,11
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	40,61
Voc mín.	33,62
Vpmp máx.	33,51
Vpmp mín.	26,52
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	5,35
Ns (Vpmp mín. inversor)	11,31
Número mínimo	12,00
Ns (Vdc máx. inversor)	24,63
Ns (Vpmp máx. inversor)	29,84
Ns (ISO)	24,63
Número Máximo	24,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos		
S\P	1	2
12	3300	6600
13	3575	7150
14	3850	7700
15	4125	8250
16	4400	8800
17	4675	9350
18	4950	9900
19	5225	10450
20	5500	11000
21	5775	11550
22	6050	12100
23	6325	12650
24	6600	13200

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.450 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **100%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **10 inversores**, teniendo una potencia instalada **104.500 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **950 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

**Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles EAGLE 72P-330 Watt**

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	33,33
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,99
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,15
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	50,32
Voc mín.	41,53
Vpmp máx.	41,22
Vpmp mín.	32,43
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	4,33
Ns (Vpmp mín. inversor)	9,25
Número mínimo	
Ns (Vdc máx. inversor)	19,87
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,26
Ns (ISO)	19,87
Número Máximo	



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulo		
S\P	1	2
10	3300	6600
11	3630	7260
12	3960	7920
13	4290	8580
14	4620	9240
15	4950	9900
16	5280	10560
17	5610	11220
18	5940	11880
19	6270	12540

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.560 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **10 inversores**, teniendo una potencia instalada **105.600 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **800 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.



Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico (SFV) conectado a la Red correspondiente a la Central Termoeléctrica EL DESCANSO (Escenario 3)

- Especificaciones Técnicas de los Equipos:

Inversores\Datos Técnicos	INGECON SUN 140TL	GROWATT 10000 UE
Potencia CC Máxima Admitida (W)	163	11000
Intensidad Máxima CC (Amp)	400	20
Tensión Mínima CC (V)	405	180
Tensión Máxima CC (V)	1000	1000
Tensión Mínima Regulación Pmp (V)	405	300
Tensión Máxima Regulación Pmp (V)	820	1000

• Dimensionamiento

Combinación entre el inversor INGECON SUN 140 TL y los Paneles MAXPOWER CS6U-330.

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	493,94
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	39,06
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	49,24
Voc mín.	40,64
Vpmp máx.	40,84
Vpmp mín.	32,24
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	9,96
Ns (Vpmp mín. inversor)	12,56
Número mínimo	13,00
Ns (Vdc máx. inversor)	20,31
Ns (Vpmp máx. inversor)	20,08
Ns (ISO)	20,31
Número Máximo	20,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos						
S\P	21	24	27	30	33	36
15	103950	118800	133650	148500	163350	178200
16	110880	126720	142560	158400	174240	190080
17	117810	134640	151470	168300	185130	201960
18	124740	142560	160380	178200	196020	213840
19	131670	150480	169290	188100	206910	225720
20	138600	158400	178200	198000	217800	237600

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **134.640 W**, este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **98%** de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1020 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.



Combinación entre el inversor INGECON SUN 140 TL y los Paneles CSUN275-60P

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	592,73
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	39,74
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	64,45
β (V/K°)	-0,11
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	40,61
Voc mín.	33,62
Vpmp máx.	33,51
Vpmp mín.	26,52
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	12,05
Ns (Vpmp mín. inversor)	15,27
Número mínimo	16,00
Ns (Vdc máx. inversor)	24,63
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,47
Ns (ISO)	24,63
Número Máximo	24,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos						
S/P	21	24	27	30	33	36
18	103950	118800	133650	148500	163350	178200
19	109725	125400	141075	156750	172425	188100
20	115500	132000	148500	165000	181500	198000
21	121275	138600	155925	173250	190575	207900
22	127050	145200	163350	181500	199650	217800
23	132825	151800	170775	189750	208725	227700
24	138600	158400	178200	198000	217800	237600

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **133.650W**, este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **97%** de la capacidad del equipo.



El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1215 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor INGECON SUN 140 TL y los Paneles EAGLE 72P-330 Watt

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	493,94
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	39,79
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,15
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	50,32
Voc mín.	41,53
Vpmp máx.	41,22
Vpmp mín.	32,43
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	9,75
Ns (Vpmp mín. inversor)	12,49
Número mínimo	
Ns (Vdc máx. inversor)	19,87
Ns (Vpmp máx. inversor)	19,89
Ns (ISO)	19,87
Número Máximo	
	19,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos						
SVP	21	24	27	30	33	36
15	103950	118800	133650	148500	163350	178200
16	110880	126720	142560	158400	174240	190080
17	117810	134640	151470	168300	185130	201960
18	124740	142560	160380	178200	196020	213840
19	131670	150480	169290	188100	206910	225720



- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **134.640 W**, este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **98%** de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1020 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles MAXPOWER CS6U-330.

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	33,33
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,95
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	49,24
Voc mín.	40,64
Vpmp máx.	40,84
Vpmp mín.	32,24
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	4,43
Ns (Vpmp mín. inversor)	9,30
Número mínimo	10,00
Ns (Vdc máx. inversor)	20,31
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,48
Ns (ISO)	20,31
Número Máximo	20,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulo		
S\P	1	2
10	3300	6600
11	3630	7260
12	3960	7920
13	4290	8580
14	4620	9240
15	4950	9900
16	5280	10560
17	5610	11220
18	5940	11880
19	6270	12540
20	6600	13200

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.560 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **13 inversores**, teniendo una potencia instalada **137.280 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1040 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.



Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles CSUN275-60P

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	40,00
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,99
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	64,45
β (V/K°)	-0,11
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	40,61
Voc mín.	33,62
Vpmp máx.	33,51
Vpmp mín.	26,52
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	5,35
Ns (Vpmp mín. inversor)	11,31
Número mínimo	12,00
Ns (Vdc máx. inversor)	24,63
Ns (Vpmp máx. inversor)	29,84
Ns (ISO)	24,63
Número Máximo	24,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos		
SIP	1	2
12	3300	6600
13	3575	7150
14	3850	7700
15	4125	8250
16	4400	8800
17	4675	9350
18	4950	9900
19	5225	10450
20	5500	11000
21	5775	11550
22	6050	12100
23	6325	12650
24	6600	13200



- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **11.000 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **100%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **13 inversores**, teniendo una potencia instalada **143.000 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1300 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles EAGLE 72P-330 Watt

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	33,33
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,99
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,15
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	50,32
Voc mín.	41,53
Vpmp máx.	41,22
Vpmp mín.	32,43
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	4,33
Ns (Vpmp mín. inversor)	9,25
Número mínimo	10,00
Ns (Vdc máx. inversor)	19,87
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,26
Ns (ISO)	19,87
Número Máximo	19,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulo		
S\P	1	2
10	3300	6600
11	3630	7260
12	3960	7920
13	4290	8580
14	4620	9240
15	4950	9900
16	5280	10560
17	5610	11220
18	5940	11880
19	6270	12540

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.560 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **13 inversores**, teniendo una potencia instalada **137.280 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1040 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico (SFV) conectado a la Red correspondiente a la Central Termoeléctrica EL DESCANSO (Escenario 4)

- Especificaciones Técnicas de los Equipos:

Inversores\Datos Técnicos	INGECON SUN 175	GROWATT 10000 UE
Potencia CC Máxima Admitida (W)	195000	11000
Intensidad Máxima CC (Amp)	400	20
Tensión Mínima CC (V)	405	180
Tensión Máxima CC (V)	1000	1000
Tensión Mínima Regulación Pmp (V)	405	300
Tensión Máxima Regulación Pmp (V)	820	1000



- Dimensionamiento

Combinación entre el inversor INGECON SUN 175 TL y los Paneles MAXPOWER CS6U-330.

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	590,91
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	39,06
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	49,24
Voc mín.	40,64
Vpmp máx.	40,84
Vpmp mín.	32,24
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	9,96
Ns (Vpmp mín. inversor)	12,56
Número mínimo	13,00
Ns (Vdc máx. inversor)	20,31
Ns (Vpmp máx. inversor)	20,08
Ns (ISO)	20,31
Número Máximo	20,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos							
SIP	21	24	27	30	33	36	39
13	90090	102960	115830	128700	141570	154440	167310
14	97020	110880	124740	138600	152460	166320	180180
15	103950	118800	133650	148500	163350	178200	193050
16	110880	126720	142560	158400	174240	190080	205920
17	117810	134640	151470	168300	185130	201960	218790
18	124740	142560	160380	178200	196020	213840	231660
19	131670	150480	169290	188100	206910	225720	244530
20	138600	158400	178200	198000	217800	237600	257400



- Estimación energética del sistema fotovoltaico
La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **166.320W**, este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.
El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1.260 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor INGECON SUN 175 TL y los paneles CSUN275-60P

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	709,09
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	39,74
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	64,45
β (V/K°)	-0,11
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	40,61
Voc mín.	33,62
Vpmp máx.	33,51
Vpmp mín.	26,52
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	12,05
Ns (Vpmp mín. inversor)	15,27
Número mínimo	16,00
Ns (Vdc máx. inversor)	24,63
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,47
Ns (ISO)	24,63
Número Máximo	24,00

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos							
SIP	21	24	27	30	33	36	39
17	98175	112200	126225	140250	154275	168300	182325
18	103950	118800	133650	148500	163350	178200	193050
19	109725	125400	141075	156750	172425	188100	203775
20	115500	132000	148500	165000	181500	198000	214500
21	121275	138600	155925	173250	190575	207900	225225
22	127050	145200	163350	181500	199650	217800	235950
23	132825	151800	170775	189750	208725	227700	246675
24	138600	158400	178200	198000	217800	237600	257400



- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **172.425 W**, este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **99%** de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1.567,5 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor INGECON SUN 175 TL y los Paneles EAGLE 72P-330 Watt

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	590,91
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	39,79
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,15
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	50,32
Voc mín.	41,53
Vpmp máx.	41,22
Vpmp mín.	32,43
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	9,75
Ns (Vpmp mín. inversor)	12,49
Número mínimo	13,00
Ns (Vdc máx. inversor)	19,87
Ns (Vpmp máx. inversor)	19,89
Ns (ISO)	19,87
Número Máximo	19,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos							
S\P	21	24	27	30	33	36	39
14	97020	110880	124740	138600	152460	166320	180180
15	103950	118800	133650	148500	163350	178200	193050
16	110880	126720	142560	158400	174240	190080	205920
17	117810	134640	151470	168300	185130	201960	218790
18	124740	142560	160380	178200	196020	213840	231660
19	131670	150480	169290	188100	206910	225720	244530

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **166.320 W**, este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1.260 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

**Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles MAXPOWER CS6U-330.**

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	33,33
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,95
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,14
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	49,24
Voc mín.	40,64
Vpmp máx.	40,84
Vpmp mín.	32,24
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	4,43
Ns (Vpmp mín. inversor)	9,30
Número mínimo	
Ns (Vdc máx. inversor)	20,31
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,48
Ns (ISO)	20,31
Número Máximo	

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulo		
SIP	1	2
10	3300	6600
11	3630	7260
12	3960	7920
13	4290	8580
14	4620	9240
15	4950	9900
16	5280	10560
17	5610	11220
18	5940	11880
19	6270	12540
20	6600	13200



- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10560 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **16 inversores**, teniendo una potencia instalada **168.960 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1.280m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles CSUN275-60P

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	40,00
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,99
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	64,45
β (V/K°)	-0,11
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	40,61
Voc mín.	33,62
Vpmp máx.	33,51
Vpmp mín.	26,52
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	5,35
Ns (Vpmp mín. inversor)	11,31
Número mínimo	12,00
Ns (Vdc máx. inversor)	24,63
Ns (Vpmp máx. inversor)	29,84
Ns (ISO)	24,63
Número Máximo	24,00



- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulos		
S\P	1	2
12	3300	6600
13	3575	7150
14	3850	7700
15	4125	8250
16	4400	8800
17	4675	9350
18	4950	9900
19	5225	10450
20	5500	11000
21	5775	11550
22	6050	12100
23	6325	12650
24	6600	13200

- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.450 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **95%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **16 inversores**, teniendo una potencia instalada **176.000 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1.600 m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.



Combinación entre el inversor GROWATT 10000 UE. y los Paneles EAGLE 72P-330 Watt

Restricciones de potencia	
Nro. Máx. de paneles	33,33
Limitación de Corriente	
Nro. Ramas en Paralelo	1,99
Límites de Temperatura de los Módulos	
Tamb min (C°)	1,50
Tamb Max (C°)	30,70
I (W/m ²)	1.000,00
Tmáx Célula	61,95
β (V/K°)	-0,15
Corrección de valores de voltaje	
Voc máx.	50,32
Voc mín.	41,53
Vpmp máx.	41,22
Vpmp mín.	32,43
Número mínimo y máximo de paneles conectados en serie	
Ns (Vdc mín. inversor)	4,33
Ns (Vpmp mín. inversor)	9,25
Número mínimo	
Ns (Vdc máx. inversor)	19,87
Ns (Vpmp máx. inversor)	24,26
Ns (ISO)	19,87
Número Máximo	

- Determinación de la Potencia del Parque Fotovoltaico

POTENCIA kW combinación Serie-Paralelo de módulo		
S\P	1	2
10	3300	6600
11	3630	7260
12	3960	7920
13	4290	8580
14	4620	9240
15	4950	9900
16	5280	10560
17	5610	11220
18	5940	11880
19	6270	12540



- Estimación energética del sistema fotovoltaico

La combinación serie paralelo de los módulos resulta una potencia de **10.560 W**,

Este valor no sobrepasa la potencia máxima del inversor y se aprovecha el **96%** de la capacidad del equipo.

El número necesario para que el sistema cubra la demanda es de **16 inversores**, teniendo una potencia instalada **168.960 W**.

El área efectiva de emplazamiento de los paneles es de **1.280m²**, los equipos pueden ser instalados en cualquiera de las áreas estudiadas previamente, excepto en la cubierta del edificio nuevo.

**ANEXO 4.- Simulaciones en el Software PVsyst version 6.86-DEMO**

Los resultados de las simulaciones que se presentan a continuación corresponden a un solo inversor por sistema. La primera simulación representa los escenarios 1 y 2.

PVSYST V6.86		15/02/20	Página 1/4																		
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación																					
Proyecto : El descanso datos ELECAUSTRO																					
Sitio geográfico	Guanguarcocho	País	Ecuador																		
Ubicación	Latitud -2.84° S Hora Legal Huso horario UT-5 Albedo 0.20	Longitud -78.88° W Altitud 2315 m																			
Datos meteorológicos:	Guanguarcocho	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Sintético																			
Variante de simulación : Escenario1.d																					
Fecha de simulación 15/02/20 15h12 Simulación para la 20.º año de funcionamiento																					
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados																			
Orientación plano captador	Inclinación 10°	Acimut 0°																			
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso Perez, Meteonorm																			
Horizonte	Sin horizonte																				
Sombreados cercanos	Sin sombreado																				
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)																				
Características del conjunto FV																					
Módulo FV	Si-mono	Modelo CS6U-330M																			
Base de datos PVsyst original	Fabricante Canadian Solar Inc.																				
Número de módulos FV	En serie	16 módulos	En paralelo 2 cadenas																		
Núm. total de módulos FV	N.º módulos	32	Pnom unitaria 330 Wp																		
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	10.56 kWp	En cond. de funciona. 9.47 kWp (50°C)																		
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	537 V	I mpp 18 A																		
Superficie total	Superficie módulos	62.2 m²	Superficie célula 56.3 m²																		
Inversor	Modelo Growatt 10000UE																				
Base de datos PVsyst original	Fabricante Growatt New Energy																				
Características	Voltaje de funcionam.	300-800 V	Pnom unitaria 10.00 kWac																		
Paquete de inversores	N.º de inversores	2 * MPPT 50 %	Potencia total 10.0 kWac																		
			Relación Pnom 1.06																		
Factores de pérdida del conjunto FV																					
Suciedad del conjunto	Uc (const)	20.0 W/m²K	Fracción de pérdidas 4.0 %																		
Factor de pérdidas térmicas		Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s																		
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	1027 mOhm	Fracción de pérdidas 3.0 % en STC																		
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas -0.4 %																		
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas 3.0 % en MPP																		
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas 0.10 %																		
Deterioro promedio de los módulos	Año númer.	20	Factor de pérdidas 0.4 %/año																		
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp	0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp 0.4 %/año																		
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM):	Perfil personalizado																				
<table border="1"><tr><td>10°</td><td>20°</td><td>30°</td><td>40°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>70°</td><td>80°</td><td>90°</td></tr><tr><td>0.998</td><td>0.998</td><td>0.995</td><td>0.992</td><td>0.986</td><td>0.970</td><td>0.917</td><td>0.763</td><td>0.000</td></tr></table>				10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°													
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000													
Pérdidas auxiliares	Constante (ventiladores)	0 W	... del umbral de potencia 0.0 kW																		

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.



PVSYST V6.86	15/02/20	Página 2/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **El descanso datos ELECAUSTRO**

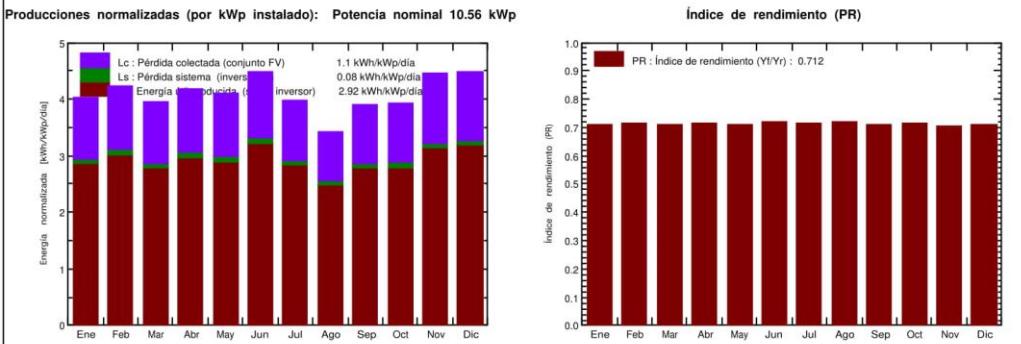
Variante de simulación : **Escenario1.d**

Simulación para la 20.^a año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados
Orientación Campos FV	inclinación	10°
Módulos FV	Modelo	CS6U-330M
Conjunto FV	Núm. de módulos	32
Inversor	Modelo	Growatt 10000UE
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	Pnom total 10.56 kWp Pnom 10.00 kW ac

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 11.24 MWh/año** Produc. específica 1064 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento (PR) 71.19 %



Escenario1.d

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	133.1	68.50	19.09	125.1	116.5	0.963	0.937	0.709
Febrero	123.2	64.40	19.85	118.8	111.0	0.919	0.895	0.714
Marzo	123.3	72.80	19.02	122.5	114.5	0.941	0.915	0.707
Abril	122.1	65.40	18.64	125.2	117.1	0.970	0.944	0.714
Mayo	121.1	62.00	18.88	127.2	119.1	0.977	0.950	0.707
Junio	125.3	56.40	18.03	134.5	126.0	1.050	1.022	0.720
Julio	116.9	59.50	17.61	123.4	115.6	0.954	0.928	0.713
Agosto	103.7	64.20	16.64	106.4	99.4	0.836	0.811	0.722
Septiembre	117.0	67.80	17.96	117.3	109.5	0.906	0.880	0.711
Octubre	124.9	71.30	18.61	121.6	113.3	0.944	0.917	0.714
Noviembre	143.0	66.30	19.38	134.1	124.8	1.024	0.996	0.704
Diciembre	149.9	67.30	19.41	138.9	129.4	1.070	1.042	0.710
Año	1503.5	785.89	18.58	1494.9	1396.2	11.552	11.238	0.712

Leyendas:
GlobHor Irradiación global horizontal
DiffHor Irradiación difusa horizontal
T_Amb T amb.
GlobInc Global incidente plano receptor

Irradiación global horizontal
Irradiación difusa horizontal
T amb.
Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
E_Grid Energía inyectada en la red
PR Índice de rendimiento

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.



PVSYST V6.86	15/02/20	Página 3/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

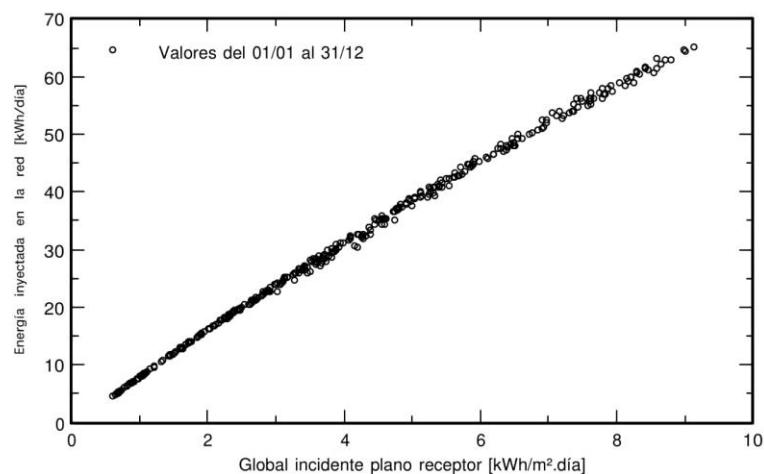
Proyecto : **El descanso datos ELECAUSTRO**

Variante de simulación : **Escenario1.d**

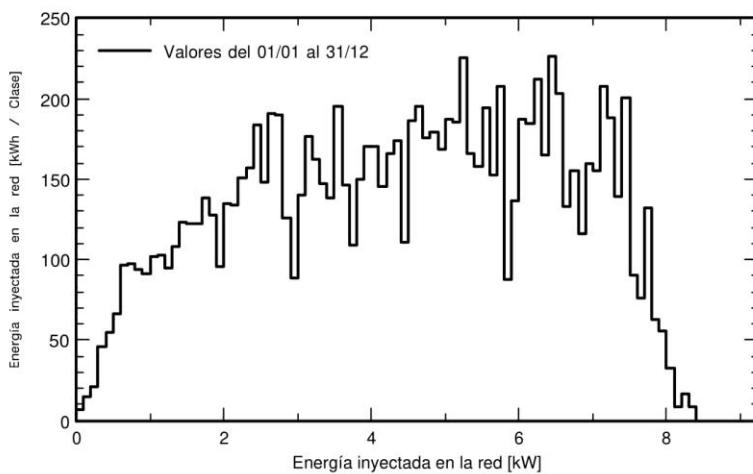
Simulación para la 20.^º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados
Orientación Campos FV	inclinación	10°
Módulos FV	Modelo	CS6U-330M
Conjunto FV	Núm. de módulos	32
Inversor	Modelo	Growatt 10000UE
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.



PVSYST V6.86	15/02/20	Página 4/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

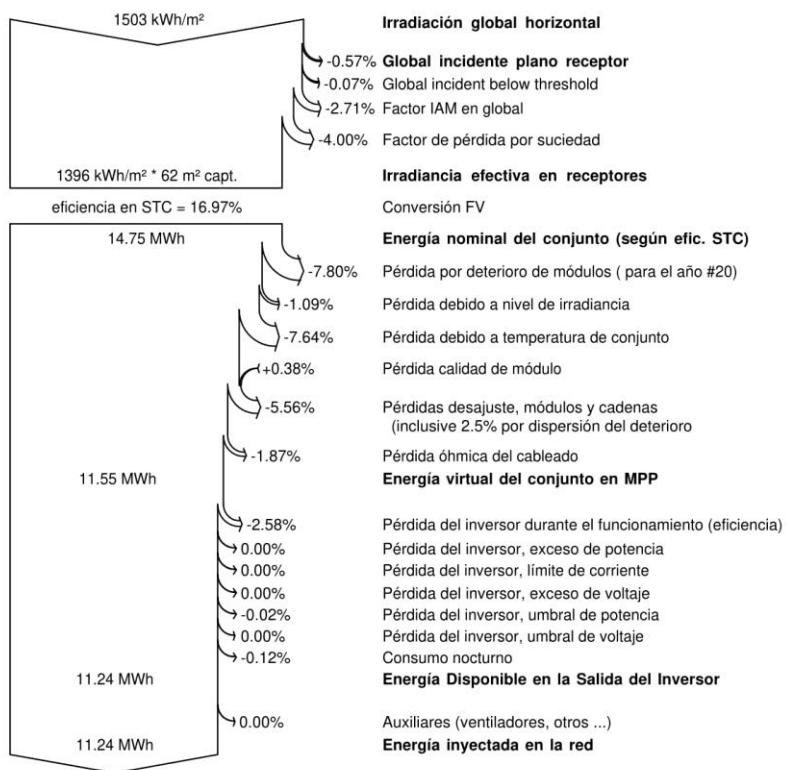
Proyecto : **El descanso datos ELECAUSTRO**

Variante de simulación : **Escenario1.d**

Simulación para la 20.^a año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados
Orientación Campos FV	inclinación	10°
Módulos FV	Modelo	CS6U-330M
Conjunto FV	Núm. de módulos	32
Inversor	Modelo	Growatt 10000UE
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	Pnom total 10.56 kWp Pnom 10.00 kW ac

Diagrama de pérdida durante todo el año



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.



PVSYST V6.86		15/02/20	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	SFV El Descanso		
Sitio geográfico	Guanguarcucho		
		País	Ecuador
Ubicación	Latitud	-2.84° S	Longitud -78.88° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-5	Altitud 2315 m
	Albedo	0.20	
Datos meteorológicos:	Guanguarcucho	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Sintético	
Variante de simulación : Escenario 3			
	Fecha de simulación	15/02/20 23h15	
	Simulación para la	20.º año de funcionamiento	
Parámetros de la simulación			
	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación plano captador	Inclinación	10°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte		
Sombreados cercanos	Sin sombreado		
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)		
Características del conjunto FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CSUN275-60P
Base de datos PVsyst original	Fabricante	CSUN Solar	
Número de módulos FV	En serie	20 módulos	En paralelo 2 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	40	Pnom unitaria 275 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	11.00 kWp	En cond. de funciona. 9.90 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	570 V	I mpp 17 A
Superficie total	Superficie módulos	64.9 m²	
Inversor			
Base de datos PVsyst original	Modelo	Growatt 10000UE	
Características	Fabricante	Growatt New Energy	
Paquete de inversores	Voltaje de funcionam.	300-800 V	Pnom unitaria 10.00 kWac
	Núm. de inversores	2 * MPPT 50 %	Potencia total 10.0 kWac
			Relación Pnom 1.10
Factores de pérdida del conjunto FV			
Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	4.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	1102 mOhm	Fracción de pérdidas 3.0 % 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 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm.	20	Factor de pérdidas 0.4 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp	0.4 %	Dispersión RMS sobre Vmp 0.4 %/año
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Indisponibilidad del sistema	7.3 días, 3 períodos		Fracción de tiempo 2.0 %



PVSYST V6.86	15/02/20	Página 2/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : SFV El Descanso

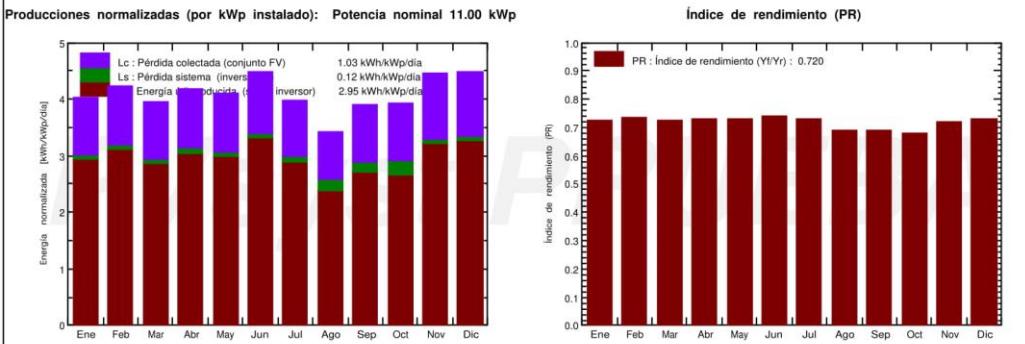
Variante de simulación : Escenario 3

Simulación para la 20.^a año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CSUN275-60P	Pnom	275 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	40	Pnom total	11.00 kWp
Inversor	Modelo	Growatt 10000UE	Pnom	10.00 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema Energía producida 11.83 MWh/año Produc. específica 1076 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento (PR) 71.95 %



Escenario 3

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	133.1	68.50	17.83	125.1	115.4	1.028	1.000	0.727
Febrero	123.2	64.40	17.70	118.8	109.9	0.985	0.960	0.735
Marzo	123.3	72.80	17.98	122.5	113.5	1.004	0.977	0.725
Abril	122.1	65.40	17.57	125.2	116.1	1.035	1.008	0.732
Mayo	121.1	62.00	17.14	127.2	118.1	1.046	1.018	0.728
Junio	125.3	56.40	16.73	134.5	125.0	1.122	1.093	0.739
Julio	116.9	59.50	16.81	123.4	114.5	1.018	0.990	0.730
Agosto	103.7	64.20	17.85	106.4	98.5	0.882	0.810	0.692
Septiembre	117.0	67.80	18.91	117.3	108.6	0.957	0.892	0.692
Octubre	124.9	71.30	19.49	121.6	112.3	0.998	0.911	0.681
Noviembre	143.0	66.30	18.92	134.1	123.5	1.089	1.060	0.719
Diciembre	149.9	67.30	18.13	138.9	128.0	1.142	1.112	0.728
Año	1503.5	785.89	17.92	1494.9	1383.3	12.306	11.832	0.720

Leyendas: GlobHor
DiffHor
T_Amb
GlobInc

Irradiación global horizontal
Irradiación difusa horizontal
T_amb.
Global incidente plano receptor

GlobEff
EArray
E_Grid
PR

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
Energía efectiva en la salida del conjunto
Energía inyectada en la red
Índice de rendimiento



PVSYST V6.86	15/02/20	Página 3/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

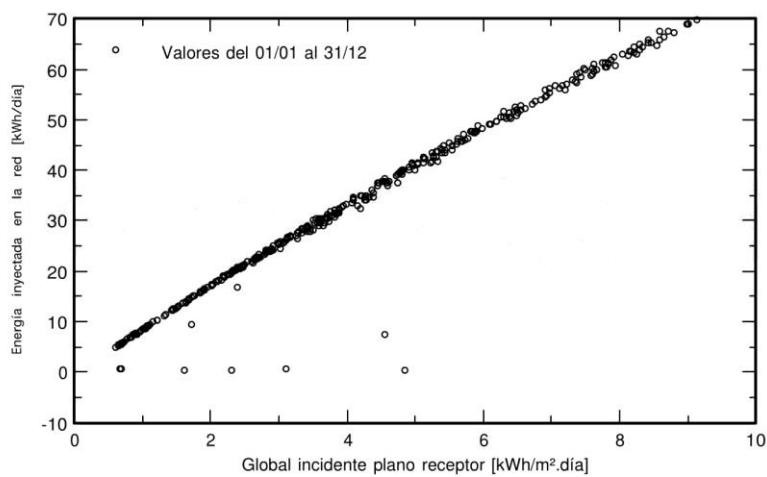
Proyecto : SFV El Descanso

Variante de simulación : Escenario 3

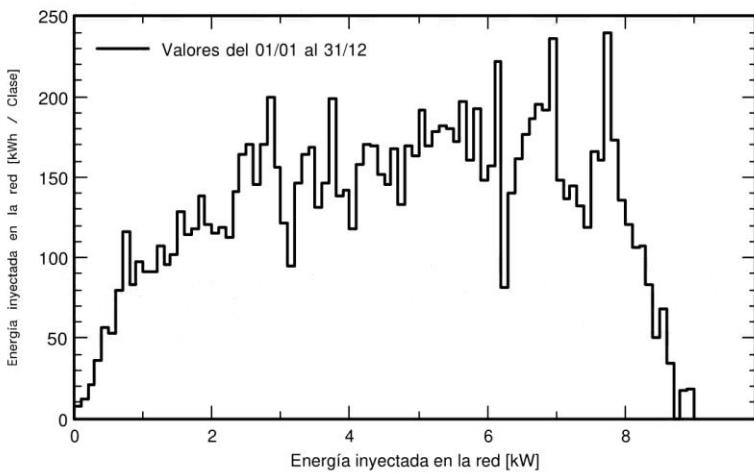
Simulación para la 20.^a año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CSUN275-60P	Pnom	275 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	40	Pnom total	11.00 kWp
Inversor	Modelo	Growatt 10000UE	Pnom	10.00 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema





PVSYST V6.86	15/02/20	Página 4/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

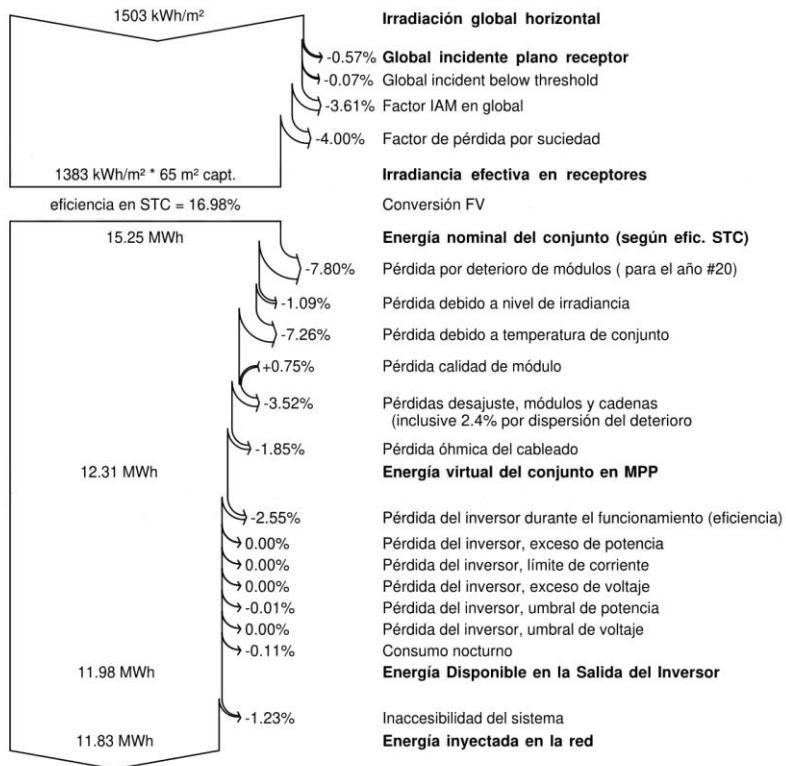
Proyecto : SFV El Descanso

Variante de simulación : Escenario 3

Simulación para la 20.^a año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CSUN275-60P	Pnom	275 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	40	Pnom total	11.00 kWp
Inversor	Modelo	Growatt 10000UE	Pnom	10.00 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año





PVSYST V6.86		15/02/20	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : SFV El Descanso			
Sitio geográfico	Guanguarcucho	País	Ecuador
Ubicación	Latitud -2.84° S Hora Legal Huso horario UT-5 Albedo 0.20	Longitud -78.88° W Altitud 2315 m	
Datos meteorológicos:	Guanguarcucho	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Sintético	
Variante de simulación : Escenario 4			
	Fecha de simulación 15/02/20 23h18		
	Simulación para la 20. ^º año de funcionamiento		
Parámetros de la simulación			
Orientación plano captador	Tipo de sistema No hay escenario 3D, no hay sombreados Inclinación 10° Transposición Perez Horizonte Sin horizonte Sombreados cercanos Sin sombreado	Acimut 0° Difuso Perez, Meteonorm	
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)		
Características del conjunto FV			
Módulo FV	Si-mono Base de datos PVsyst original	Modelo CS6U-330M Fabricante Canadian Solar Inc.	
Número de módulos FV	En serie	14 módulos Núm. módulos 504 Nominal (STC) 166 kWp Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) U mpp 470 V Superficie total Superficie módulos 980 m ²	En paralelo 36 cadenas Pnom unitaria 330 Wp En cond. de funciona. 149 kWp (50°C) I mpp 317 A Superficie célula 887 m ²
Inversor	Modelo Ingecon Sun 175 TL B275 Fabricante Ingeteam		
Base de datos PVsyst original	Voltaje de funcionam.	450-820 V	Pnom unitaria 173 kWac
Características	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total 173 kWac Relación Pnom 0.96
Factores de pérdida del conjunto FV			
Suciedad del conjunto	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Fracción de pérdidas 4.0 % Uv (viento) 0.0 W/m ² K / m/s
Factor de pérdidas térmicas			
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	50 mOhm	Fracción de pérdidas 3.0 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas -0.4 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas 0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm.	20	Factor de pérdidas 0.4 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp	0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp 0.4 %/año
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado			
Indisponibilidad del sistema	7.3 días, 3 períodos	Fracción de tiempo 2.0 %	



PVSYST V6.86	15/02/20	Página 2/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : SFV El Descanso

Variante de simulación : Escenario 4

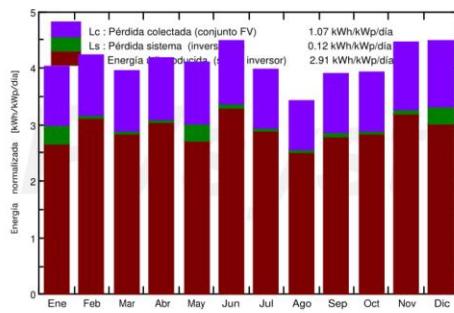
Simulación para la 20.^a año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados
Orientación Campos FV	inclinación	10°
Módulos FV	Modelo	CS6U-330M
Conjunto FV	Núm. de módulos	504
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 175 TL B275
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	Pnom total 166 kWp Pnom 173 kW ac

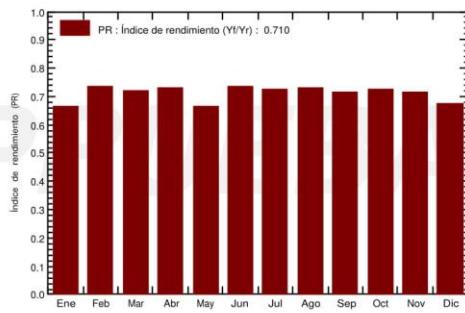
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema Energía producida 176.5 MWh/año Produc. específica 1061 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento (PR) 71.00 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 166 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Escenario 4

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	133.1	68.50	17.83	125.1	116.5	15.41	13.77	0.662
Febrero	123.2	64.40	17.70	118.8	111.0	14.74	14.48	0.733
Marzo	123.3	72.80	17.98	122.5	114.5	14.93	14.64	0.718
Abril	122.1	65.40	17.57	125.2	117.1	15.47	15.17	0.729
Mayo	121.1	62.00	17.14	127.2	119.1	15.61	14.01	0.663
Junio	125.3	56.40	16.73	134.5	126.0	16.78	16.47	0.737
Julio	116.9	59.50	16.81	123.4	115.6	15.20	14.91	0.726
Agosto	103.7	64.20	17.85	106.4	99.4	13.21	12.94	0.731
Septiembre	117.0	67.80	18.91	117.3	109.5	14.26	13.97	0.716
Octubre	124.9	71.30	19.49	121.6	113.3	14.92	14.62	0.723
Noviembre	143.0	66.30	18.92	134.1	124.8	16.26	15.96	0.715
Diciembre	149.9	67.30	18.13	138.9	129.4	17.12	15.59	0.675
Año	1503.5	785.89	17.92	1494.9	1396.2	183.92	176.53	0.710

Leyendas:
GlobHor
DiffHor
T_Amb
GlobInc

Irradiación global horizontal
Irradiación difusa horizontal
T_amb.
Global incidente plano receptor

GlobEff
EArray
E_Grid
PR

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
Energía efectiva en la salida del conjunto
Energía inyectada en la red
Índice de rendimiento



PVSYST V6.86	15/02/20	Página 3/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

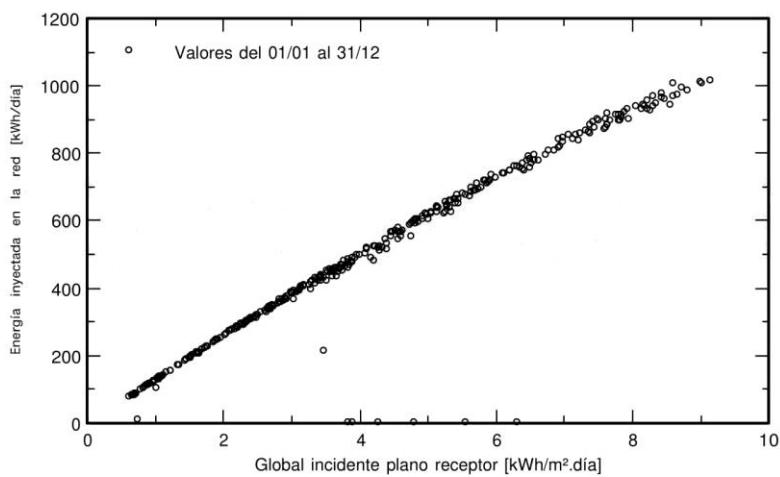
Proyecto : SFV El Descanso

Variante de simulación : Escenario 4

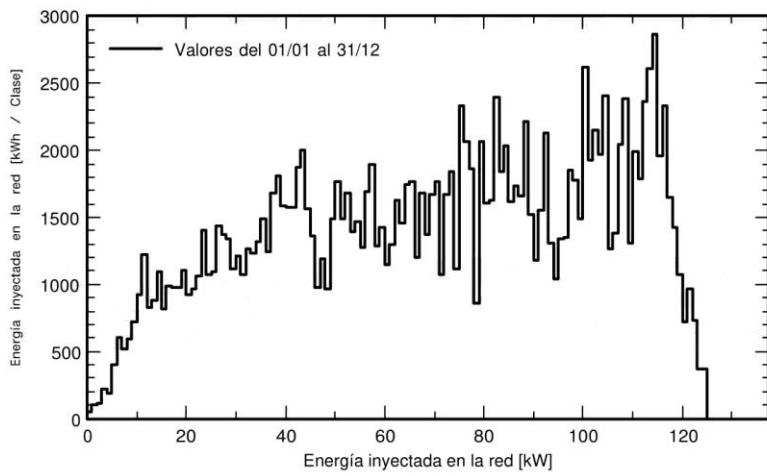
Simulación para la 20.^a año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados
Orientación Campos FV	inclinación	10°
Módulos FV	Modelo	CS6U-330M
Conjunto FV	Núm. de módulos	504
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 175 TL B275
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	Pnom 330 Wp Pnom total 166 kWp Pnom 173 kW ac

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema





PVSYST V6.86	15/02/20	Página 4/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

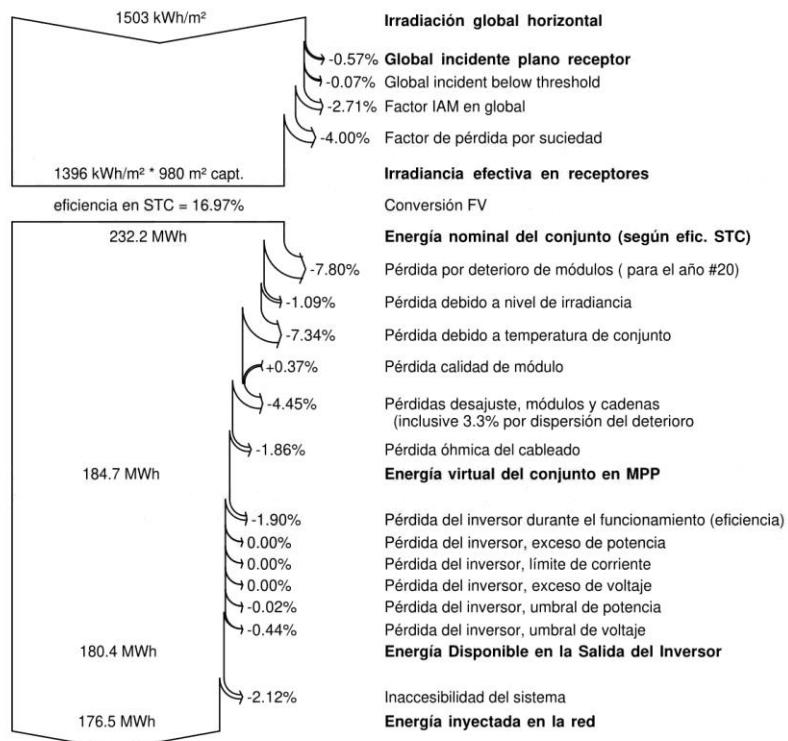
Proyecto : SFV El Descanso

Variante de simulación : Escenario 4

Simulación para la 20.^a año de funcionamiento

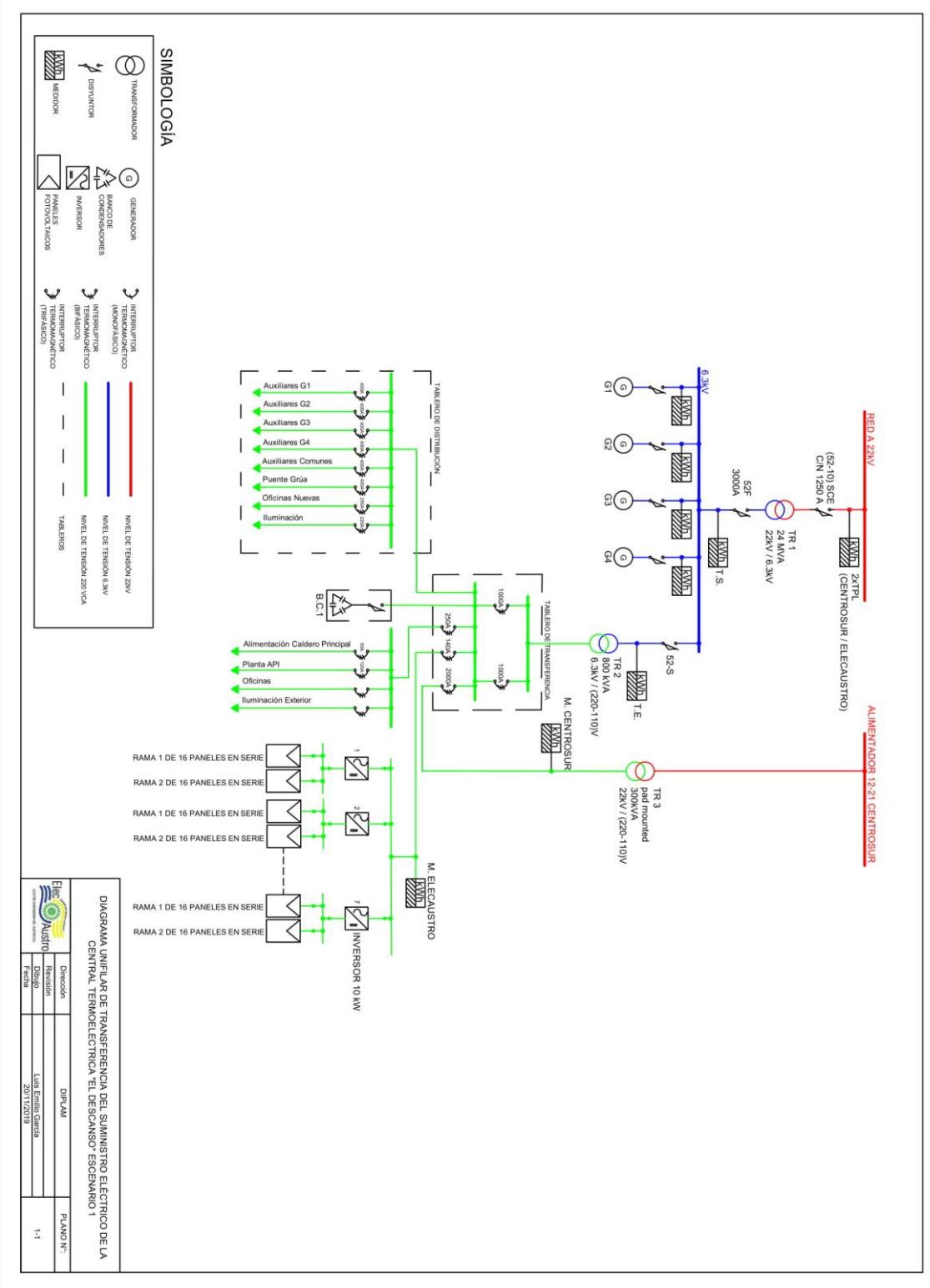
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS6U-330M	Pnom 330 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	504	Pnom total 166 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 175 TL B275	Pnom 173 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

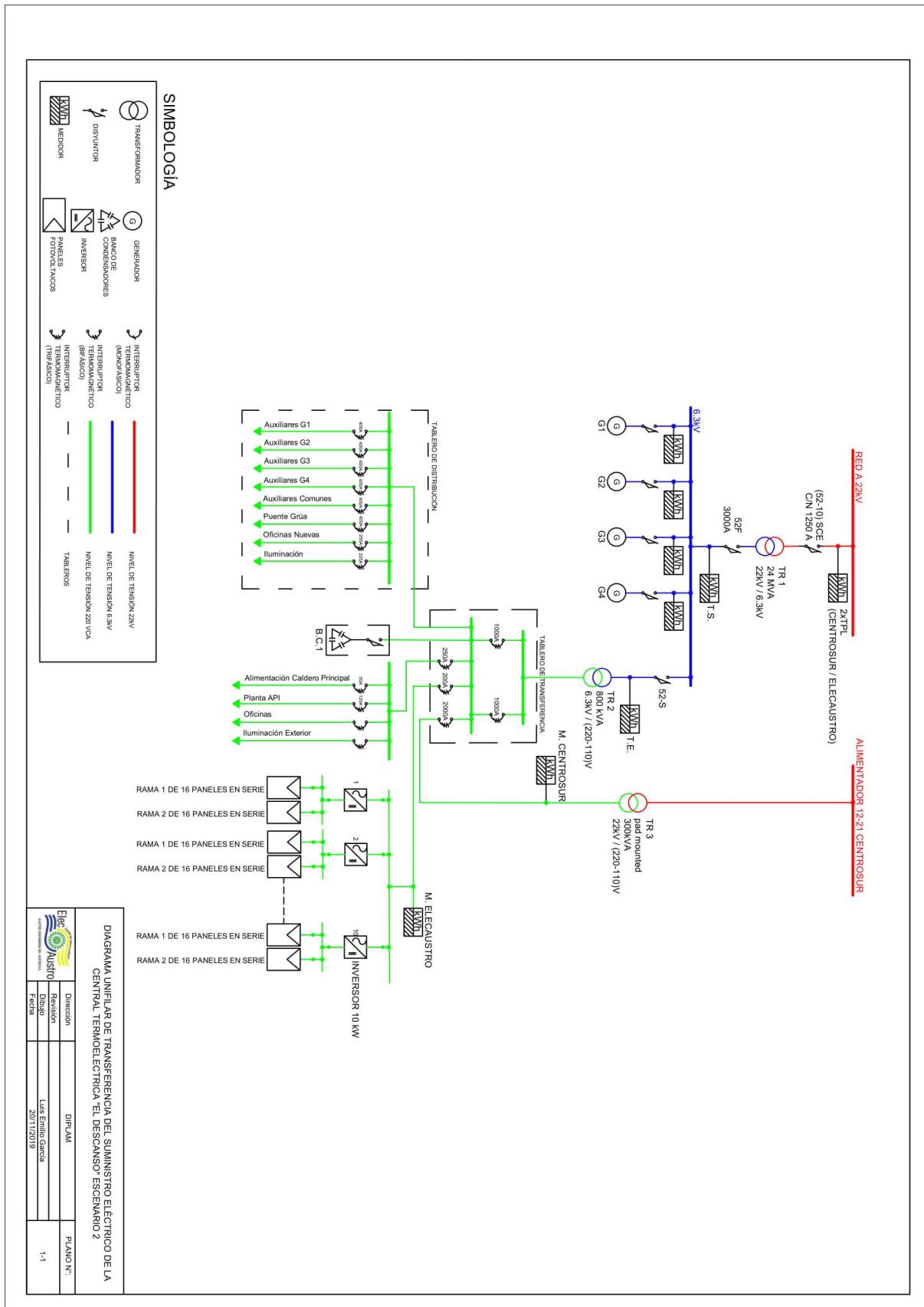
Diagrama de pérdida durante todo el año

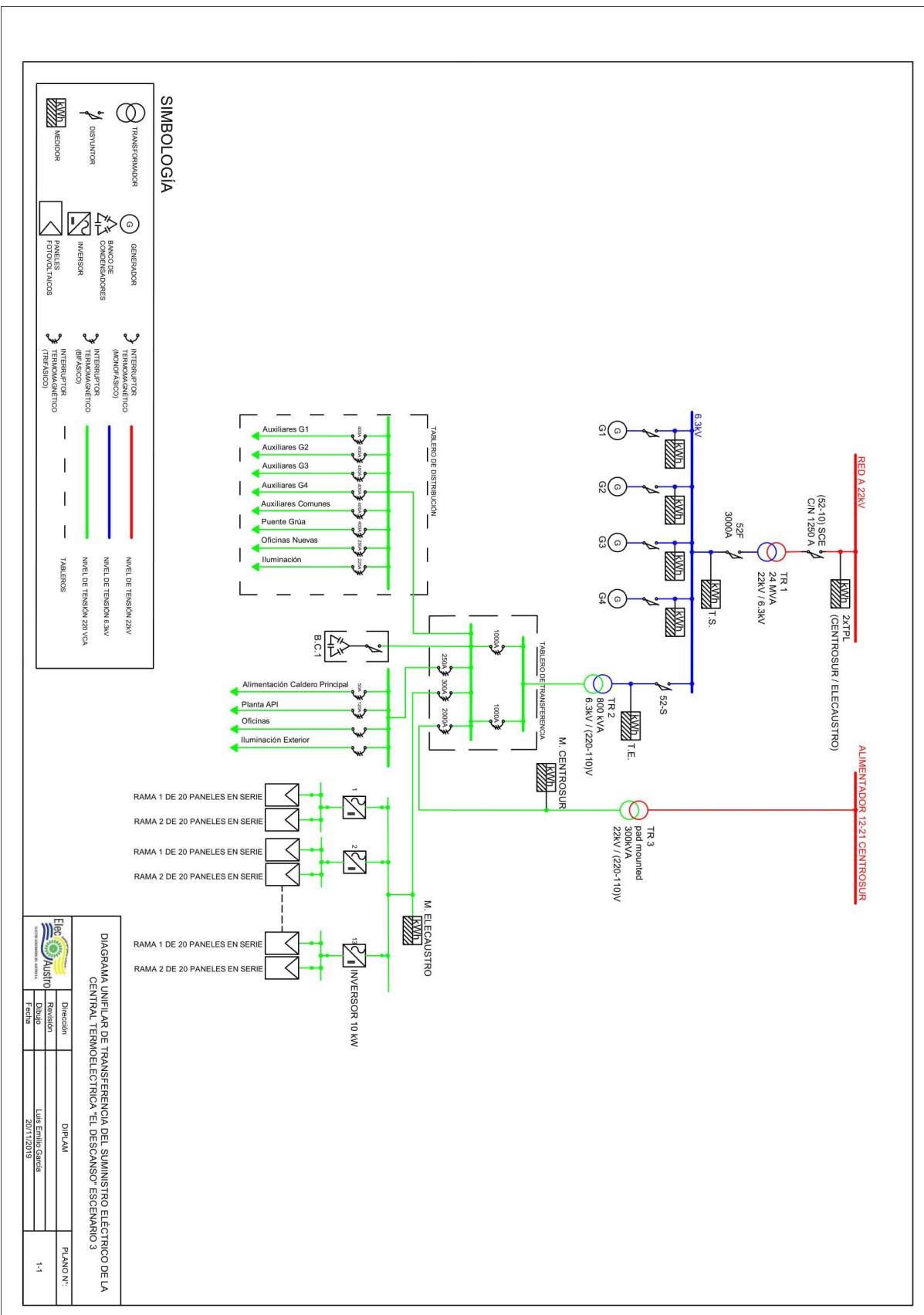


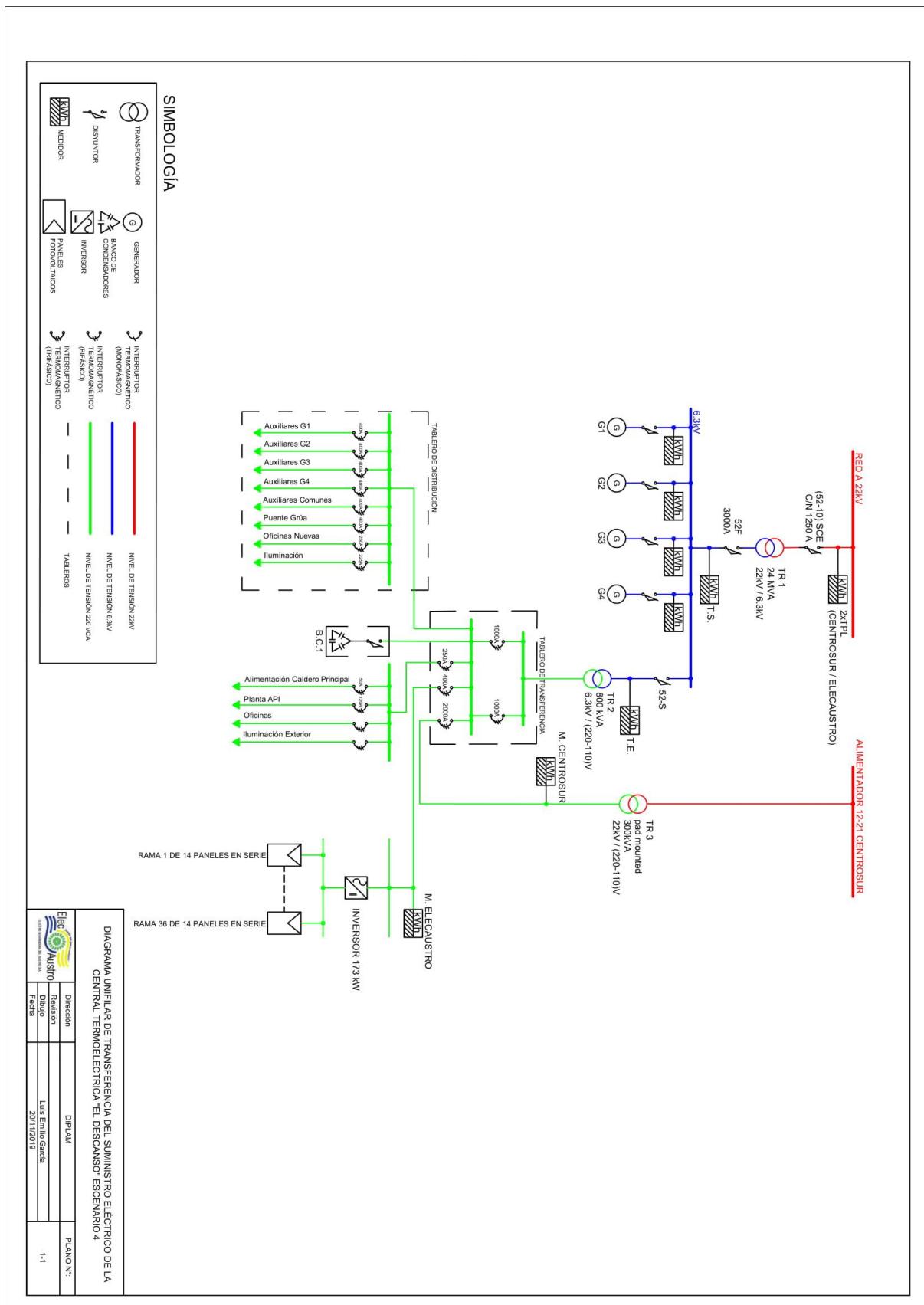


ANEXO 5.- Esquemas de conexión a la Red



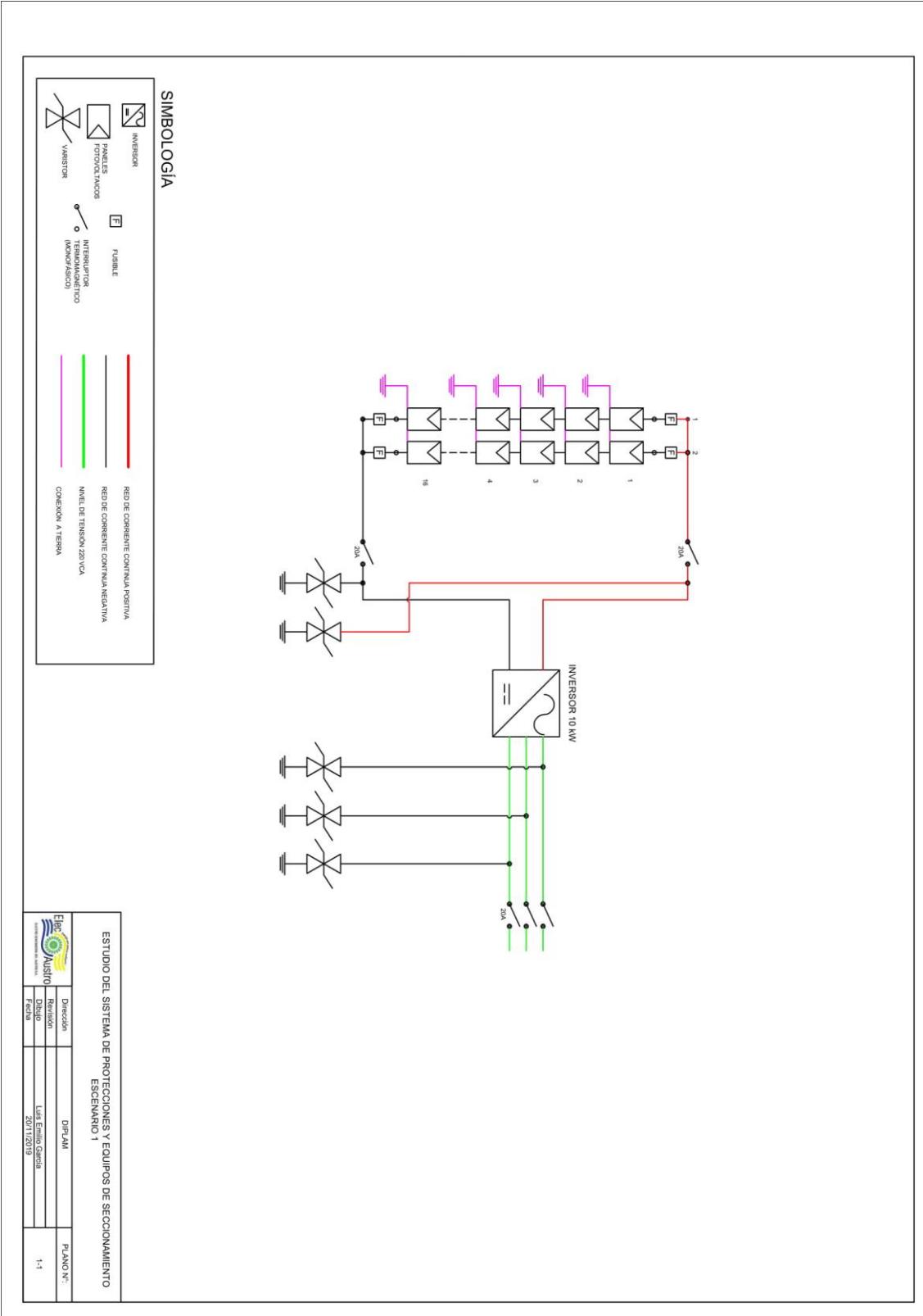


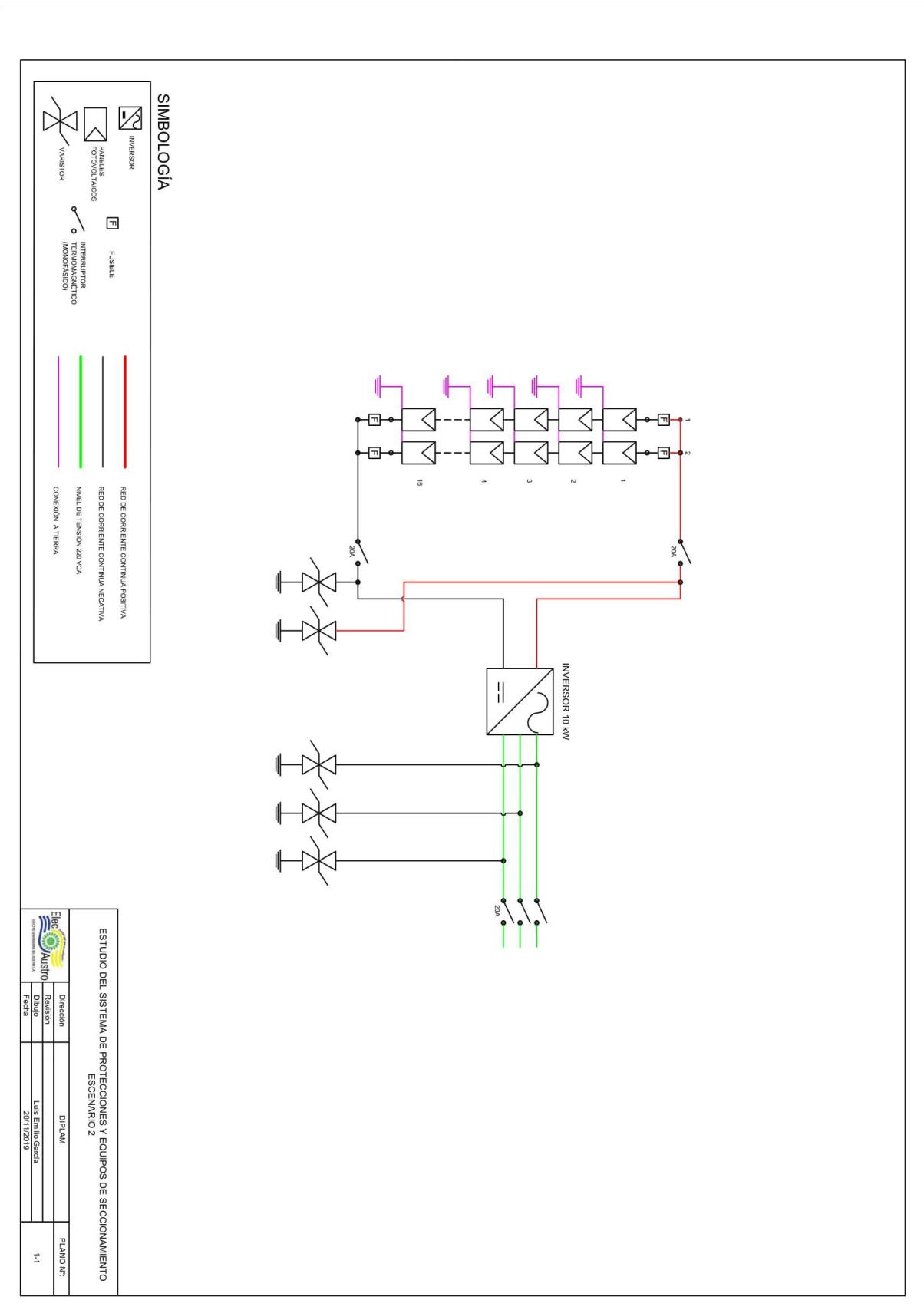


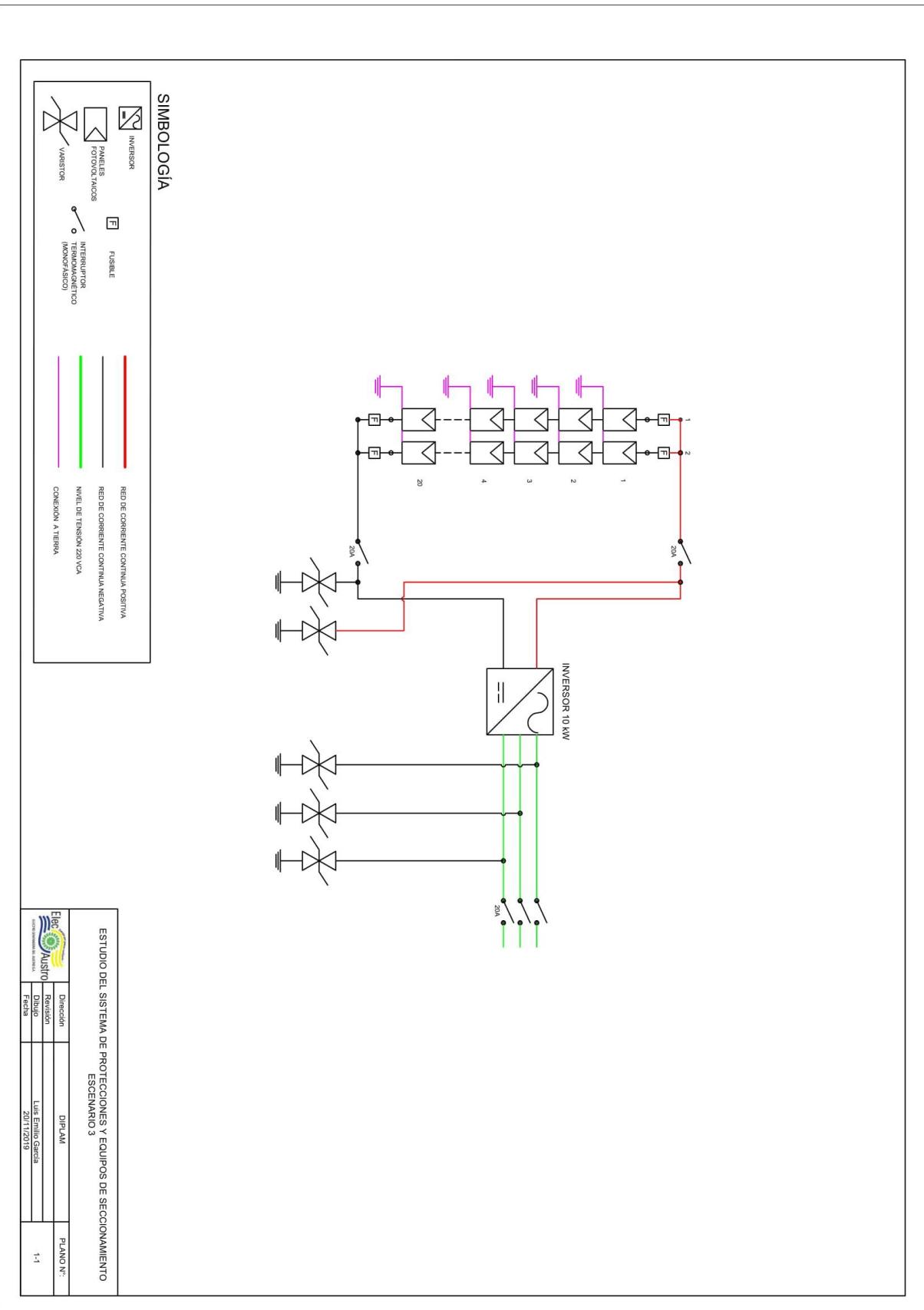


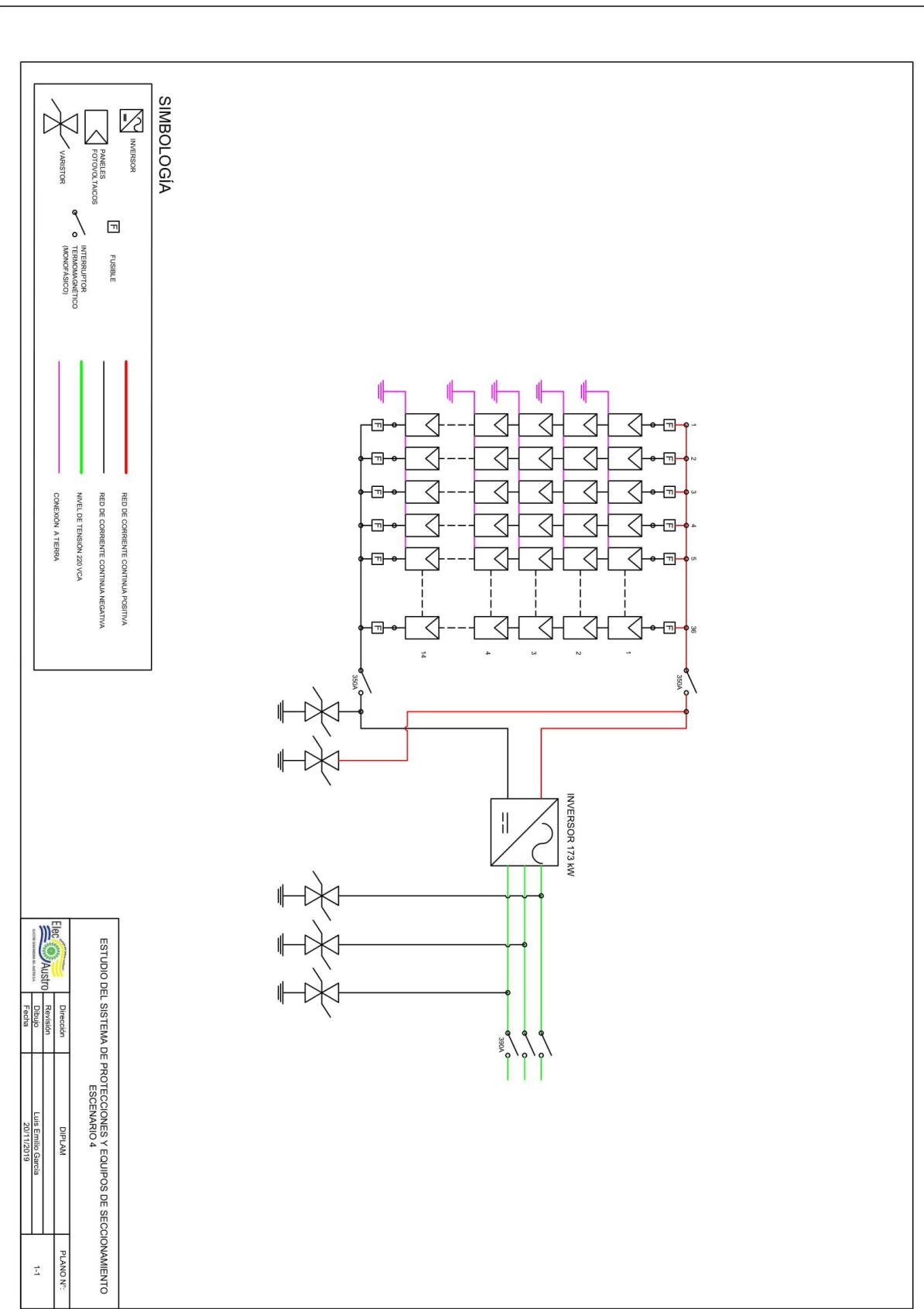


ANEXO 6.- Esquemas de Protecciones









**ANEXO 7.- Medidor bidireccional**

MEDIDOR BIDIRECCIONAL ELECTRÓNICO 3 FASES, 4 HILOS, CLASE 20, FORMA 10A CON REGISTRO DE ENERGÍA ACTIVA, REACTIVA, DEMANDA, PERFIL DE CARGA Y CALIDAD DE ENERGÍA, SIN COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS.		
Nº	Descripción	Requisito
1	Material	
1.1	Base y tapa de cubrebornes	Policarbonato
1.2	Cubierta, tapa principal	Policarbonato transparente o con visor transparente
2	Características del medidor	
2.1	Norma de fabricación y ensayos	IEC 62053-22-IEC 62052-11
2.2	Propiedades generales:	
2.2.1	Año de fabricación	No menor al año de adjudicación
2.2.2	Número de fases	3
2.2.3	Número de hilos	4
2.2.4	Número de elementos de medición	3
2.2.5	Tarifa	Multitarifa, mínimo 4
2.3	Propiedades eléctricas:	
2.3.1	Tensión nominal	Ver especificaciones particulares
2.3.2	Frecuencia nominal	60 Hz
2.3.3	Corriente nominal	Ver especificaciones particulares
2.3.4	Corriente máxima	Ver especificaciones particulares
2.3.5	Clase de precisión	0,2
2.3.6	Magnitudes que medir	Energía activa, energía reactiva, demanda máxima en 4 tarifas pico-no pico, factor de potencia, perfil de carga y medición de características de calidad de energía
2.3.6.1	Compensación de pérdidas	No aplica
2.3.7	Tipo de conexión	Ver especificaciones particulares



2.3.8	Consumo propio por cada elemento de voltaje a condiciones nominales de corriente, voltaje y frecuencia	1 W
2.3.9	Consumo propio por cada elemento de corriente incluido el LCD a condiciones nominales corriente, voltaje y frecuencia	0.5 VA
2.3.10	Velocidad de transmisión	9600 bps
2.4	Resistencia a la intemperie de la base, cubierta o tapa principal y tapa cubrebornes:	
2.4.1	Grado de protección	>= IP 54
2.4.2	Resistencia rayos UV	720 h (ASTM G 53)
3	Detalles constructivos	
3.1	Tapa principal	Con dispositivos independientes para colocar sellos de seguridad
3.2	Tapa cubrebornes	Con dispositivos independientes para colocar sellos de seguridad
3.3	Puerto de comunicación principal	Óptico ANSI con velocidad de comunicación 9600 bps
3.4	Visualizador de generación de impulsos que permitirá su calibración	LED y/o en Display
3.5	Sistema de archivo memoria no volátil	Incluir
3.6	Fuente auxiliar de energía: batería – condensador	Incluir
3.7	Indicador de lecturas y datos:	
3.7.1	Pantalla (Display o visualizador)	Cristal líquido (LCD) de alta resolución
3.7.2	Tamaño de los números	Mínimo 7 mm de alto x 4 mm de ancho



3.7.3	Número de dígitos	Programable por el instalador
3.8	Puente para conexión de elementos de tensión	Interior o exterior (bornera)
3.9	Base o tipo de ensamble	Tipo bornera
3.10	Número de tornillos de la bornera	1 o 2
3.11	Número de medidor	No adhesivo, visual y en código de barras
3.12	Canales	Mínimo 4
4	Certificaciones	
4.1	Certificado de cumplimiento de normas de fabricación	Copia actualizada
4.2	Vida útil garantizada por el proveedor	Mínimo 15 años
4.3	Tiempo de garantía técnica	Mínimo 2 años
5	Software	
5.1	Software para programación, escritura y lectura, seguridades para medidor (contraseñas), y niveles de seguridad para usuarios.	Windows 10 a 64 bits, compatible con versiones anteriores de Windows, uno por cada marca de contador de energía adjudicado. Tener licencia con actualización durante el tiempo de vida útil del medidor.
5.2	Capacitación ofrecida por el proveedor sobre el manejo del software para programación, escritura y lectura.	Mínimo 24 horas laborables.
6	Muestras	Una muestra por cada contador de energía
6.1	Software para programación, escritura y lectura, seguridades para medidor (contraseñas), y niveles de seguridad para usuarios.	Incluir uno para cada marca de contador de energía ofrecido o DEMO habilitado para verificar las especificaciones solicitadas.



6.2	Interfaz de comunicación óptico con USB	Incluir uno por cada marca de contador de energía ofertado
6.3	Asesoramiento en manejo de software ofertado en la etapa precontractual.	Incluir

**ANEXO 8.- Presupuestos****• Caso base****PROYECTO: SISTEMA FOTOVOLTAICO EL DESCANSO ESCENARIO 1**

PRESUPUESTO						
Item	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unitario	P. Total
001		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE paneles, inversores y estructuras				111,814.15
001.001	500014	Paneles solares Monocristalinos 330 Wp	u	224.00000	324.88	72,773.12
001.002	500017	Inversores distribuidos de 10 kW	u	7.00000	4,094.69	28,662.83
001.003	500020	Soporte para paneles solares sobre el suelo 1x16	u	14.00000	741.30	10,378.20
002		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL CABLEADO				4,419.60
002.001	500024	Alimentador THHN FLEX 3x3/0 AWG	ml	30.00000	93.77	2,813.10
002.002	500023	Alimentador THHN FLEX 2x6 AWG	ml	150.00000	10.71	1,606.50
003		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL SOFTWARE DE CONTROL Y MEDICIÓN				3,551.40
003.001	500026	Medidor trifasico 3F4C10-100A Bidireccional	u	1.00000	879.57	879.57
003.002	500025	Sistema de monitoreo y registro de eventos y datos	u	1.00000	2,671.83	2,671.83
004		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA				10,066.41
004.001	599066	Fusible cartucho	u	28.00000	1.54	43.12
004.002	500027	Interruptor Termomagnético Enchufable 3P-32A, Ic=10kA 120/240V, Norma IEC	u	7.00000	53.01	371.07
004.003	500028	Interruptor Termomagnético Enchufable 2P 16-20-32-40-50-63A, Ic=10kA 120/240V, Norma IEC	u	7.00000	21.53	150.71
004.004	580058	Tableros de fuerza y control	u	1.00000	5,895.85	5,895.85
004.005	500029	Malla de tierra	u	1.00000	3,605.66	3,605.66
005		OBRAS CIVILES				27,788.28
005.001	580005	Nivelacion y Replanteo	m2	560.00000	1.46	817.60
005.002	520002	Desbroce y limpieza del terreno	m2	560.00000	1.71	957.60
005.003	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	72.00000	4.84	348.48
005.004	500001	Suministro e Instalación de Geomembrana pvc e=750 micras	m2	100.00000	7.10	710.00
005.005	500002	Tuberia PVC perforada para dren, d=160mm	ml	200.00000	10.67	2,134.00
005.006	528037	Lecho filtrante de Grava	m3	300.00000	23.11	6,933.00
005.007	534007	Pozo de revision de h=0 a 1,5 m, Tapa y Brocal tipo A	u	2.00000	300.92	601.84
005.008	500003	Tuberia de hormigon d=300mm	ml	30.00000	25.73	771.90
005.009	514004	Relleno compactado	m3	72.00000	4.67	336.24
005.010	540144	Desalojo de material (Limp, Sumidero)	m3	300.00000	10.18	3,054.00
005.011	500004	Tuberia de PVC rosable d=1'	ml	75.00000	6.54	490.50
005.012	500005	Tee PVC rosable d=1'	u	5.00000	6.86	34.30
005.013	500006	Valvula de compuerta d=1'	u	2.00000	19.87	39.74
005.014	500007	Reductor PVC rosable d=1' a 3/4'	u	5.00000	4.15	20.75
005.015	500008	Reductor PVC rosable d=3/4" a 1/2" presion	u	5.00000	2.96	14.80



005.016	500009	Llave de chorro de 1/2"	u	5.00000	10.64	53.20
005.017	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	50.00000	4.84	242.00
005.018	535172	Conformacion y Composicion de calzada	m2	100.00000	1.69	169.00
005.019	500010	Sub base conformacion y composicion de calzada	m3	100.00000	30.74	3,074.00
005.020	500012	Edificacion para equipos Electricos	m2	10.00000	498.00	4,980.00
005.021	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	40.00000	4.84	193.60
005.022	500013	Tuberia PVC para ducto telefonico d=110 mm	ml	300.00000	4.23	1,269.00
005.023	594050	Pozo de Revisión de Ladrillo cemento de 40x40x40cm con tapa de cemento y bordes de hierro	global	3.00000	134.21	402.63
005.024	514004	Relleno compactado	m3	30.00000	4.67	140.10
SUBTOTAL						157,639.84
IVA					12.00%	18,916.78
TOTAL						176,556.62

Son: CIENTO SETENTA Y SEIS MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y SEIS CON 62/100 DÓLARES

- Con variación del precio de paneles**

El costo de inversion inicial es 164.250,96 USD



- Caso base

PROYECTO: Sistema Fotovoltaico El Descanso Escenario 2

PRESUPUESTO						
Item	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unitario	P. Total
001		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE PANELES, INVERSORES Y ESTRUCTURAS				159,734.50
001.001	500014	Paneles solares Monocristalinos 330 Wp	u	320.00000	324.88	103,961.60
001.002	500017	Inversores distribuidos de 10 kW	u	10.00000	4,094.69	40,946.90
001.003	500020	Soporte para paneles solares sobre el suelo 1x16	u	20.00000	741.30	14,826.00
002		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL CABLEADO				4,017.40
002.001	500023	Alimentador THHN FLEX 2x6 AWG	ml	200.00000	10.71	2,142.00
002.002	500024	Alimentador THHN FLEX 3x3/0 AWG	ml	20.00000	93.77	1,875.40
003		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL SOFTWARE DE CONTROL Y MEDICIÓN				3,551.40
003.001	500025	Sistema de monitoreo y registro de eventos y datos	u	1.00000	2,671.83	2,671.83
003.002	500026	Medidor trifasico 3F4C10-100A Bidireccional	u	1.00000	879.57	879.57
004		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA				10,262.31
004.001	599066	Fusible cartucho	u	10.00000	1.54	15.40
004.002	500027	Interruptor Termomagnético Enchufable 3P-32A, Ic=10kA 120/240V, Norma IEC	u	10.00000	53.01	530.10
004.003	500028	Interruptor Termomagnético Enchufable 2P 16-20-32-40-50-63A, Ic=10kA 120/240V, Norma IEC	u	10.00000	21.53	215.30
004.004	580058	Tableros de fuerza y control	u	1.00000	5,895.85	5,895.85
004.005	500029	Malla de tierra	u	1.00000	3,605.66	3,605.66
005		OBRAS CIVILES				35,496.16
005.001	520002	Desbroce y limpieza	m2	800.00000	1.67	1,336.00
005.002	522037	Replanteo y nivelacion	m2	800.00000	.83	664.00
005.003	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	96.00000	4.03	386.88
005.004	500001	Suministro e Instalación de Geomembrana pvc e=750 micras	m2	150.00000	7.10	1,065.00
005.005	500002	Tuberia PVC perforada para dren, d=160mm	ml	300.00000	10.67	3,201.00
005.006	528037	Lecho filtrante de Grava	m3	450.00000	23.11	10,399.50
005.007	534007	Pozo de revision de h=0 a 1,5 m, Tapa y Brocal tipo A	u	2.00000	300.92	601.84
005.008	500003	Tuberia de hormigon d=300mm	ml	50.00000	25.73	1,286.50
005.009	514004	Relleno compactado	m3	96.00000	4.67	448.32
005.010	540144	Desalojo de material (Limp, Sumidero)	m3	450.00000	10.18	4,581.00
005.011	500004	Tuberia de PVC rosicable d=1"	ml	100.00000	6.54	654.00
005.012	500005	Tee PVC rosicable d=1"	u	6.00000	6.86	41.16
005.013	500006	Valvula de compuerta d=1"	u	3.00000	19.87	59.61
005.014	500007	Reducotor PVC rosicable d=1" a 3/4"	u	6.00000	4.15	24.90
005.015	500008	Reducutor PVC rosicable d=3/4" a 1/2" presion	u	6.00000	2.96	17.76



005.016	500009	Llave de chorro de 1/2"	u	6.00000	10.64	63.84
005.017	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	50.00000	4.03	201.50
005.018	535172	Conformacion y Composicion de calzada	m2	100.00000	1.68	168.00
005.019	500010	Sub base conformacion y composicion de calzada	m3	100.00000	30.74	3,074.00
005.020	500012	Edificacion para equipos Electricos	m2	10.00000	498.00	4,980.00
005.021	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	40.00000	4.03	161.20
005.022	500013	Tuberia PVC para ducto telefonico d=110 mm	ml	300.00000	4.23	1,269.00
005.023	594050	Pozo de Revisión de Ladrillo cemento de 40x40x40cm con tapa de cemento y bordes de hierro	global	5.00000	134.21	671.05
005.024	514004	Relleno compactado	m3	30.00000	4.67	140.10
SUBTOTAL						213,061.77
IVA					12.00%	25,567.41
TOTAL						238,629.18

Son: DOSCIENTOS TREINTA Y OCHO MIL SEISCIENTOS VEINTE Y NUEVE CON 18/100 DÓLARES

- **Con variación del precio de paneles**

El costo de inversion inicial es 221.049,66 USD



- Caso base

PROYECTO: SISTEMA FOTOVOLTAICO EL DESCANSO ESCENARIO 3

PRESUPUESTO						
Item	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unitario	P. Total
001		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE PANELES, INVERSORES Y ESTRUCTURAS				169,680.29
001.001	500017	Inversores distribuidos de 10 kW	u	13.00000	4,094.69	53,230.97
001.002	500016	Paneles solares Policristalinos 275 Wp	u	520.00000	177.47	92,284.40
001.003	500021	Soporte para paneles solares 1x20	u	26.00000	929.42	24,164.92
002		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL CABLEADO				4,205.40
002.001	500023	Alimentador THHN FLEX 2x6 AWG	ml	130.00000	10.71	1,392.30
002.002	500024	Alimentador THHN FLEX 3x3/0 AWG	ml	30.00000	93.77	2,813.10
003		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y MEICIÓN				3,551.40
003.001	500025	Sistema de monitoreo y registro de eventos y datos	u	1.00000	2,671.83	2,671.83
003.002	500026	Medidor trifasico 3F4C10-100A Bidireccional	u	1.00000	879.57	879.57
004		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES Y MANIOBRA				10,550.61
004.001	580058	Tableros de fuerza y control	u	1.00000	5,895.85	5,895.85
004.002	500027	Interruptor Termomagnetico Enchufable 3P-32A, Ic=10kA 120/240V, Norma IEC	u	13.00000	53.01	689.13
004.003	500028	Interruptor Termomagnetico Enchufable 2P 16-20-32-40-50-63A, Ic=10kA 120/240V, Norma IEC	u	13.00000	21.53	279.89
004.004	599066	Fusible cartucho	u	52.00000	1.54	80.08
004.005	500029	Malla de tierra	u	1.00000	3,605.66	3,605.66
005		OBRAS CIVILES				50,177.26
005.001	520002	Desbroce y limpieza	m2	1300.00000	1.67	2,171.00
005.002	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	122.00000	4.03	491.66
005.003	500001	Suministro e Instalación de Geomembrana pvc e=750 micras	m2	200.00000	7.10	1,420.00
005.004	500002	Tuberia PVC perforada para dren, d=160mm	ml	400.00000	10.67	4,268.00
005.005	528037	Lecho filtrante de Grava	m3	650.00000	23.11	15,021.50
005.006	534007	Pozo de revision de h=0 a 1,5 m, Tapa y Brocal tipo A	u	2.00000	300.92	601.84
005.007	500003	Tuberia de hormigon d=300mm	ml	90.00000	25.73	2,315.70
005.008	514004	Relleno compactado	m3	122.00000	4.67	569.74
005.009	540144	Desalojo de material (Limp. Sumidero)	m3	650.00000	10.18	6,617.00
005.010	500004	Tuberia de PVC rosicable d=1"	ml	200.00000	6.54	1,308.00
005.011	500006	Valvula de compuerta d=1"	u	4.00000	19.87	79.48
005.012	500007	Reductor PVC rosicable d=1" a 3/4"	u	9.00000	4.15	37.35
005.013	500008	Reductor PVC rosicable d=3/4" a 1/2" presion	u	9.00000	2.96	26.64
005.014	500009	Llave de chorro de 1/2"	u	9.00000	10.64	95.76



005.015	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	50.00000	4.03	201.50	
005.016	535172	Conformacion y Composicion de calzada	m2	100.00000	1.68	168.00	
005.017	500010	Sub base conformacion y composicion de calzada	m3	100.00000	30.74	3,074.00	
005.018	500012	Edificacion para equipos Electricos	m2	15.00000	498.00	7,470.00	
005.019	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	40.00000	4.03	161.20	
005.020	500013	Tuberia PVC para ducto telefonico d=110 mm	ml	300.00000	4.23	1,269.00	
005.021	514004	Relleno compactado	m3	30.00000	4.67	140.10	
005.022	500005	Tee PVC rosicable d=1"	u	9.00000	6.86	61.74	
005.023	594050	Pozo de Revisión de Ladrillo cemento de 40x40x40cm con tapa de cemento y bordes de hierro	global	5.00000	134.21	671.05	
005.024	522130	Replanteo y nivelación	m2	1300.00000	1.49	1,937.00	
SUBTOTAL						238,164.96	
IVA						12.00%	28,579.80
TOTAL							266,744.76

Son: DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS MIL SETECIENTOS CUARENTA Y CUATRO CON 76/100 DÓLARES



- Caso base

PROYECTO: SISTEMA FOTOVOLTAICO EL DESCANSO ESCENARIO 4

PRESUPUESTO						
Item	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unitario	P. Total
001		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE Paneles, INVERSORES Y ESTRUCTURAS				235,757.96
001.001	500014	Paneles solares Monocristalinos 330 Wp	u	504.00000	324.88	163,739.52
001.002	500032	Inversores centralizados de 173 kW	u	1.00000	49,009.04	49,009.04
001.003	500033	Soporte para paneles solares sobre el suelo 1x14	u	36.00000	639.15	23,009.40
002		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL CABLEADO				6,668.70
002.001	500023	Alimentador THHN FLEX 2x6 AWG	ml	360.00000	10.71	3,855.60
002.002	500024	Alimentador THHN FLEX 3x3/0 AWG	ml	30.00000	93.77	2,813.10
003		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN				3,551.40
003.001	500025	Sistema de monitoreo y registro de eventos y datos	u	1.00000	2,671.83	2,671.83
003.002	500026	Medidor trifasico 3F4C10-100A Bidireccional	u	1.00000	879.57	879.57
004		SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA				10,379.62
004.001	580058	Tableros de fuerza y control	u	1.00000	5,895.85	5,895.85
004.002	599066	Fusible cartucho	u	72.00000	1.54	110.88
004.003	500029	Malla de tierra	u	1.00000	3,605.66	3,605.66
004.004	500034	Breaker de Caja Moldeada de regulable de 350-500 3p	u	1.00000	443.57	443.57
004.005	500035	Breaker de Caja Moldeada de regulable de 350-500 2p	u	1.00000	323.66	323.66
005		OBRAS CIVILES				50,217.16
005.001	580005	Nivelacion y Replanteo	m2	1260.00000	1.46	1,839.60
005.002	520002	Desbroce y limpieza del terreno	m2	1260.00000	1.71	2,154.60
005.003	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	120.00000	4.84	580.80
005.004	500001	Suministro e Instalación de Geomembrana pvc e=750 micras	m2	200.00000	7.10	1,420.00
005.005	500002	Tuberia PVC perforada para dren, d=160mm	ml	400.00000	10.67	4,268.00
005.006	528037	Lecho filtrante de Grava	m3	650.00000	23.11	15,021.50
005.007	534007	Pozo de revision de h=0 a 1,5 m, Tapa y Brocal tipo A	u	2.00000	300.92	601.84
005.008	500003	Tuberia de hormigon d=300mm	ml	90.00000	25.73	2,315.70
005.009	514004	Relleno compactado	m3	120.00000	4.67	560.40
005.010	540144	Desalojo de material (Limp, Sumidero)	m3	650.00000	10.18	6,617.00
005.011	500004	Tuberia de PVC rosicable d=1'	ml	200.00000	6.54	1,308.00
005.012	500005	Tee PVC rosicable d=1'	u	9.00000	6.86	61.74
005.013	500006	Valvula de compuerta d=1'	u	4.00000	19.87	79.48
005.014	500007	Reductor PVC rosicable d=1' a 3/4'	u	9.00000	4.15	37.35
005.015	500008	Reductor PVC rosicable d=3/4" a 1/2" presion	u	9.00000	2.96	26.64



005.016	500009	Llave de chorro de 1/2"	u	9.00000	10.64	95.76
005.017	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	50.00000	4.84	242.00
005.018	535172	Conformacion y Composicion de calzada	m2	100.00000	1.69	169.00
005.019	500010	Sub base conformacion y composicion de calzada	m3	100.00000	30.74	3,074.00
005.020	500012	Edificacion para equipos Electricos	m2	15.00000	498.00	7,470.00
005.021	503002	Excavación mecanica en suelo conglomerado de 0 a 2 m de profundidad,	m3	40.00000	4.84	193.60
005.022	500013	Tuberia PVC para ducto telefonico d=110 mm	ml	300.00000	4.23	1,269.00
005.023	594050	Pozo de Revisión de Ladrillo cemento de 40x40x40cm con tapa de cemento y bordes de hierro	global	5.00000	134.21	671.05
005.024	514004	Relleno compactado	m3	30.00000	4.67	140.10
SUBTOTAL						306,574.84
IVA					12.00%	36,788.98
TOTAL						343,363.82

Son: TRESCIENTOS CUARENTA Y TRES MIL TRESCIENTOS SESENTA Y TRES CON 82/100 DÓLARES

- Con variación del precio de paneles**

El costo de inversion inicial es 315.676,08 USD



Análisis económico-financiero Escenario 1

Variables de entrada

Variables de Entrada	
Rendimiento (%)	3,5
Tasa de interés bancario (%)	9,84
Impuesto SRI (%)	0
Costo de deuda (%)	0
Financiamiento (%)	0
Potencia instalada kW	73,92
Plazo	20

Determinación de LCOE

LCOE Escenario 1						
	Egresos				Energía	
Año	Inversión	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	176.556,62	-	176.556,62	176.556,62		
1		887,04	887,04	857,04	87.282,64	84.331,05
2		887,04	887,04	828,06	84.505,45	78.886,74
3		887,04	887,04	800,06	83.910,34	75.682,32
4		887,04	887,04	773,00	83.315,23	72.604,41
5		887,04	887,04	746,86	82.720,12	69.648,12
6		887,04	887,04	721,61	82.125,01	66.808,75
7		887,04	887,04	697,21	81.529,90	64.081,77
8		887,04	887,04	673,63	80.934,79	61.462,82
9		887,04	887,04	650,85	80.339,69	58.947,72
10		887,04	887,04	628,84	79.744,58	56.532,43
11		887,04	887,04	607,57	79.149,47	54.213,09
12		887,04	887,04	587,03	78.554,36	51.985,96
13		887,04	887,04	567,18	77.959,25	49.847,47
14		887,04	887,04	548,00	77.364,14	47.794,16
15		887,04	887,04	529,47	76.769,03	45.822,72
16		887,04	887,04	511,56	76.173,93	43.929,95
17		887,04	887,04	494,26	75.578,82	42.112,80
18		887,04	887,04	477,55	74.983,71	40.368,31
19		887,04	887,04	461,40	74.388,60	38.693,65
20		887,04	887,04	445,80	73.793,49	37.086,09
Total				189.163,59		1.140.840,33
LCOE Escenario 1		0,17				



Flujo de caja

Flujo de caja Escenario 1

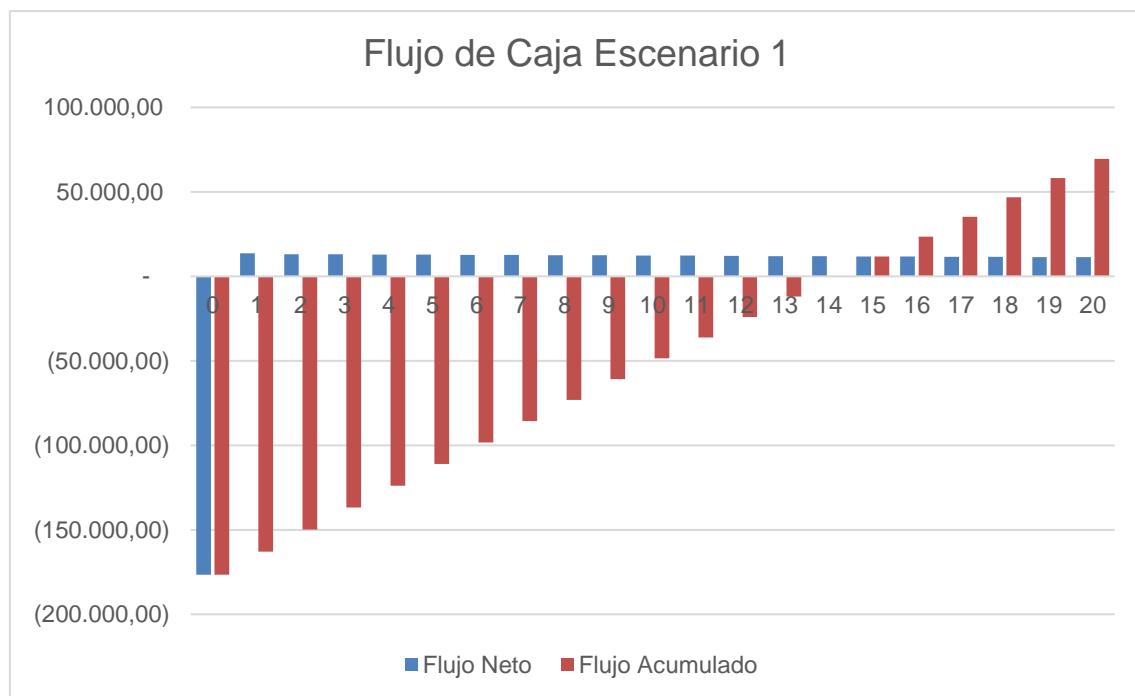
Año	Energía	Venta de energía	O&M	Depreciación (-)	Egresos Fijos	Utilidad Bruta	Utilidad Trabajadores	Impuesto a la Renta	Utilidad Neta	Depreciación (+)	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0											176.556,62	-176.556,62	-176.556,62
1	87.282,64	14.472,40	887,04	8.827,83	9.714,87	4.757,53			4.757,53	8.827,83		13.585,36	-162.971,26
2	84.505,45	14.011,91	887,04	8.827,83	9.714,87	4.297,04			4.297,04	8.827,83		13.124,87	-149.846,39
3	83.910,34	13.913,24	887,04	8.827,83	9.714,87	4.198,37			4.198,37	8.827,83		13.026,20	-136.820,19
4	83.315,23	13.814,56	887,04	8.827,83	9.714,87	4.099,69			4.099,69	8.827,83		12.927,52	-123.892,67
5	82.720,12	13.715,89	887,04	8.827,83	9.714,87	4.001,01			4.001,01	8.827,83		12.828,85	-111.063,83
6	82.125,01	13.617,21	887,04	8.827,83	9.714,87	3.902,34			3.902,34	8.827,83		12.730,17	-98.333,66
7	81.529,90	13.518,53	887,04	8.827,83	9.714,87	3.803,66			3.803,66	8.827,83		12.631,49	-85.702,16
8	80.934,79	13.419,86	887,04	8.827,83	9.714,87	3.704,99			3.704,99	8.827,83		12.532,82	-73.169,34
9	80.339,69	13.321,18	887,04	8.827,83	9.714,87	3.606,31			3.606,31	8.827,83		12.434,14	-60.735,20
10	79.744,58	13.222,51	887,04	8.827,83	9.714,87	3.507,64			3.507,64	8.827,83		12.335,47	-48.399,73
11	79.149,47	13.123,83	887,04	8.827,83	9.714,87	3.408,96			3.408,96	8.827,83		12.236,79	-36.162,94
12	78.554,36	13.025,16	887,04	8.827,83	9.714,87	3.310,29			3.310,29	8.827,83		12.138,12	-24.024,82
13	77.959,25	12.926,48	887,04	8.827,83	9.714,87	3.211,61			3.211,61	8.827,83		12.039,44	-11.985,38
14	77.364,14	12.827,81	887,04	8.827,83	9.714,87	3.112,94			3.112,94	8.827,83		11.940,77	-44,61
15	76.769,03	12.729,13	887,04	8.827,83	9.714,87	3.014,26			3.014,26	8.827,83		11.842,09	11.797,48
16	76.173,93	12.630,46	887,04	8.827,83	9.714,87	2.915,58			2.915,58	8.827,83		11.743,42	23.540,89
17	75.578,82	12.531,78	887,04	8.827,83	9.714,87	2.816,91			2.816,91	8.827,83		11.644,74	35.185,63
18	74.983,71	12.433,10	887,04	8.827,83	9.714,87	2.718,23			2.718,23	8.827,83		11.546,06	46.731,70
19	74.388,60	12.334,43	887,04	8.827,83	9.714,87	2.619,56			2.619,56	8.827,83		11.447,39	58.179,09
20	73.793,49	12.235,75	887,04	8.827,83	9.714,87	2.520,88			2.520,88	8.827,83		11.348,71	69.527,80



Análisis del VAN y TIR

Escenario 1		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0	\$-86.830,21
TIR	0,03	-0,03
LCOE	0,17	0,0897

Representación del flujo de caja





Análisis económico-financiero Escenario 2

Variables de entrada

Variables de Entrada	
Rendimiento (%)	3,5
Tasa de interés bancario (%)	9,84
Impuesto SRI (%)	0
Costo de deuda (%)	0
Financiamiento (%)	0
Potencia instalada kW	105,6
Plazo	20

Determinación de LCOE

LCOE Escenario 2						
	Egresos				Energía	
Año	Inversión	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	238.629,18	-	238.629,18	238.629,18		
1		1.267,20	1.267,20	1.224,35	124.689,48	120.472,93
2		1.267,20	1.267,20	1.182,94	120.722,07	112.695,34
3		1.267,20	1.267,20	1.142,94	119.871,91	108.117,60
4		1.267,20	1.267,20	1.104,29	119.021,76	103.720,59
5		1.267,20	1.267,20	1.066,95	118.171,60	99.497,32
6		1.267,20	1.267,20	1.030,87	117.321,45	95.441,07
7		1.267,20	1.267,20	996,01	116.471,29	91.545,38
8		1.267,20	1.267,20	962,33	115.621,14	87.804,03
9		1.267,20	1.267,20	929,78	114.770,98	84.211,02
10		1.267,20	1.267,20	898,34	113.920,82	80.760,62
11		1.267,20	1.267,20	867,96	113.070,67	77.447,27
12		1.267,20	1.267,20	838,61	112.220,51	74.265,66
13		1.267,20	1.267,20	810,25	111.370,36	71.210,67
14		1.267,20	1.267,20	782,85	110.520,20	68.277,37
15		1.267,20	1.267,20	756,38	109.670,05	65.461,02
16		1.267,20	1.267,20	730,80	108.819,89	62.757,08
17		1.267,20	1.267,20	706,09	107.969,74	60.161,15
18		1.267,20	1.267,20	682,21	107.119,58	57.669,02
19		1.267,20	1.267,20	659,14	106.269,43	55.276,65
20		1.267,20	1.267,20	636,85	105.419,27	52.980,13
Total				256.639,14		1.629.771,90
LCOE Escenario 2		0,16				



Flujo de caja

Flujo de caja Escenario 2

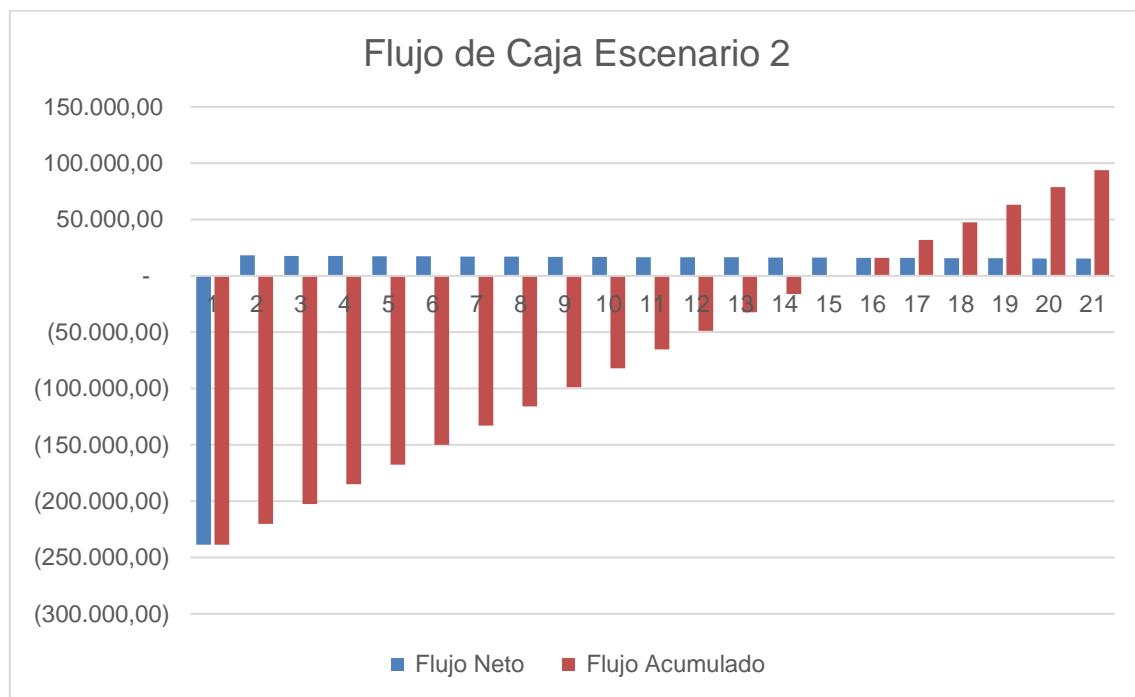
Año	Energía	Venta de energía	O&M	Depreciación (-)	Egresos Fijos	Utilidad Bruta	Utilidad Trabajadores	Impuesto a la Renta	Utilidad Neta	Depreciación (+)	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0											238.629,18	-238.629,18	-238.629,18
1	124.689,48	19.634,77	1.267,20	11.931,46	13.198,66	6.436,11			6.436,11	11.931,46		18.367,57	-220.261,61
2	120.722,07	19.010,03	1.267,20	11.931,46	13.198,66	5.811,37			5.811,37	11.931,46		17.742,83	-202.518,78
3	119.871,91	18.876,15	1.267,20	11.931,46	13.198,66	5.677,49			5.677,49	11.931,46		17.608,95	-184.909,83
4	119.021,76	18.742,28	1.267,20	11.931,46	13.198,66	5.543,62			5.543,62	11.931,46		17.475,08	-167.434,75
5	118.171,60	18.608,41	1.267,20	11.931,46	13.198,66	5.409,75			5.409,75	11.931,46		17.341,21	-150.093,54
6	117.321,45	18.474,53	1.267,20	11.931,46	13.198,66	5.275,87			5.275,87	11.931,46		17.207,33	-132.886,21
7	116.471,29	18.340,66	1.267,20	11.931,46	13.198,66	5.142,00			5.142,00	11.931,46		17.073,46	-115.812,75
8	115.621,14	18.206,79	1.267,20	11.931,46	13.198,66	5.008,13			5.008,13	11.931,46		16.939,59	-98.873,16
9	114.770,98	18.072,91	1.267,20	11.931,46	13.198,66	4.874,25			4.874,25	11.931,46		16.805,71	-82.067,45
10	113.920,82	17.939,04	1.267,20	11.931,46	13.198,66	4.740,38			4.740,38	11.931,46		16.671,84	-65.395,61
11	113.070,67	17.805,17	1.267,20	11.931,46	13.198,66	4.606,51			4.606,51	11.931,46		16.537,97	-48.857,64
12	112.220,51	17.671,29	1.267,20	11.931,46	13.198,66	4.472,63			4.472,63	11.931,46		16.404,09	-32.453,55
13	111.370,36	17.537,42	1.267,20	11.931,46	13.198,66	4.338,76			4.338,76	11.931,46		16.270,22	-16.183,33
14	110.520,20	17.403,55	1.267,20	11.931,46	13.198,66	4.204,89			4.204,89	11.931,46		16.136,35	-46,99
15	109.670,05	17.269,67	1.267,20	11.931,46	13.198,66	4.071,01			4.071,01	11.931,46		16.002,47	15.955,48
16	108.819,89	17.135,80	1.267,20	11.931,46	13.198,66	3.937,14			3.937,14	11.931,46		15.868,60	31.824,08
17	107.969,74	17.001,93	1.267,20	11.931,46	13.198,66	3.803,27			3.803,27	11.931,46		15.734,73	47.558,81
18	107.119,58	16.868,05	1.267,20	11.931,46	13.198,66	3.669,39			3.669,39	11.931,46		15.600,85	63.159,66
19	106.269,43	16.734,18	1.267,20	11.931,46	13.198,66	3.535,52			3.535,52	11.931,46		15.466,98	78.626,64
20	105.419,27	16.600,31	1.267,20	11.931,46	13.198,66	3.401,65			3.401,65	11.931,46		15.333,11	93.959,74



Análisis del VAN y TIR

Escenario 2		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0	-\$110.448,60
TIR	0,03	-0,03
LCOE	0,16	0,0897

Representación del flujo de caja





Análisis económico-financiero Escenario 3

Variables de entrada

Variables de Entrada	
Rendimiento (%)	3,5
Tasa de interés bancario (%)	9,84
Impuesto SRI (%)	0
Costo de deuda (%)	0
Financiamiento (%)	0
Potencia instalada kW	143
Plazo	20

Determinación de LCOE

LCOE Escenario 3						
	Egresos				Energía	
Año	Inversión	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	266.744,76	-	266.744,76	266.744,76		
1		1.716,00	1.716,00	1.657,97	168.257,84	162.567,96
2		1.716,00	1.716,00	1.601,90	162.904,15	152.072,77
3		1.716,00	1.716,00	1.547,73	161.756,94	145.895,49
4		1.716,00	1.716,00	1.495,39	160.609,73	139.962,10
5		1.716,00	1.716,00	1.444,83	159.462,52	134.263,16
6		1.716,00	1.716,00	1.395,97	158.315,31	128.789,60
7		1.716,00	1.716,00	1.348,76	157.168,09	123.532,70
8		1.716,00	1.716,00	1.303,15	156.020,88	118.484,06
9		1.716,00	1.716,00	1.259,08	154.873,67	113.635,61
10		1.716,00	1.716,00	1.216,50	153.726,46	108.979,58
11		1.716,00	1.716,00	1.175,37	152.579,24	104.508,50
12		1.716,00	1.716,00	1.135,62	151.432,03	100.215,19
13		1.716,00	1.716,00	1.097,22	150.284,82	96.092,74
14		1.716,00	1.716,00	1.060,11	149.137,61	92.134,50
15		1.716,00	1.716,00	1.024,26	147.990,40	88.334,08
16		1.716,00	1.716,00	989,63	146.843,18	84.685,33
17		1.716,00	1.716,00	956,16	145.695,97	81.182,35
18		1.716,00	1.716,00	923,83	144.548,76	77.819,43
19		1.716,00	1.716,00	892,59	143.401,55	74.591,13
20		1.716,00	1.716,00	862,40	142.254,33	71.492,18
Total				291.133,24		2.199.238,47
LCOE Escenario 3		0,13				



Flujo de caja

Flujo de caja Escenario 3

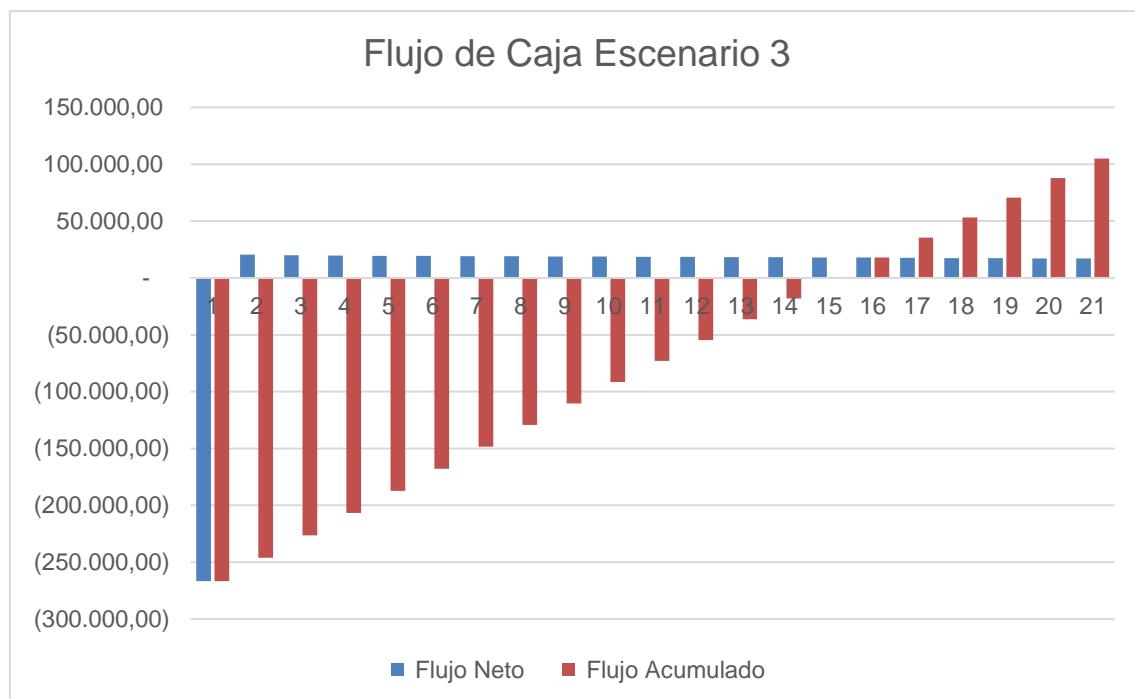
Año	Energía	Venta de energía	O&M	Depreciación (-)	Egresos Fijos	Utilidad Bruta	Utilidad Trabajadores	Impuesto a la Renta	Utilidad Neta	Depreciación (+)	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0											266.744,76	-266.744,76	-266.744,76
1	168.257,84	22.273,82	1.716,00	13.337,24	15.053,24	7.220,59			7.220,59	13.337,24		20.557,82	-246.186,94
2	162.904,15	21.565,11	1.716,00	13.337,24	15.053,24	6.511,87			6.511,87	13.337,24		19.849,11	-226.337,83
3	161.756,94	21.413,24	1.716,00	13.337,24	15.053,24	6.360,00			6.360,00	13.337,24		19.697,24	-206.640,59
4	160.609,73	21.261,37	1.716,00	13.337,24	15.053,24	6.208,14			6.208,14	13.337,24		19.545,37	-187.095,21
5	159.462,52	21.109,51	1.716,00	13.337,24	15.053,24	6.056,27			6.056,27	13.337,24		19.393,51	-167.701,70
6	158.315,31	20.957,64	1.716,00	13.337,24	15.053,24	5.904,40			5.904,40	13.337,24		19.241,64	-148.460,06
7	157.168,09	20.805,77	1.716,00	13.337,24	15.053,24	5.752,54			5.752,54	13.337,24		19.089,77	-129.370,29
8	156.020,88	20.653,91	1.716,00	13.337,24	15.053,24	5.600,67			5.600,67	13.337,24		18.937,91	-110.432,39
9	154.873,67	20.502,04	1.716,00	13.337,24	15.053,24	5.448,80			5.448,80	13.337,24		18.786,04	-91.646,35
10	153.726,46	20.350,17	1.716,00	13.337,24	15.053,24	5.296,93			5.296,93	13.337,24		18.634,17	-73.012,17
11	152.579,24	20.198,31	1.716,00	13.337,24	15.053,24	5.145,07			5.145,07	13.337,24		18.482,31	-54.529,87
12	151.432,03	20.046,44	1.716,00	13.337,24	15.053,24	4.993,20			4.993,20	13.337,24		18.330,44	-36.199,43
13	150.284,82	19.894,57	1.716,00	13.337,24	15.053,24	4.841,33			4.841,33	13.337,24		18.178,57	-18.020,86
14	149.137,61	19.742,70	1.716,00	13.337,24	15.053,24	4.689,47			4.689,47	13.337,24		18.026,70	5,85
15	147.990,40	19.590,84	1.716,00	13.337,24	15.053,24	4.537,60			4.537,60	13.337,24		17.874,84	17.880,69
16	146.843,18	19.438,97	1.716,00	13.337,24	15.053,24	4.385,73			4.385,73	13.337,24		17.722,97	35.603,66
17	145.695,97	19.287,10	1.716,00	13.337,24	15.053,24	4.233,87			4.233,87	13.337,24		17.571,10	53.174,76
18	144.548,76	19.135,24	1.716,00	13.337,24	15.053,24	4.082,00			4.082,00	13.337,24		17.419,24	70.594,00
19	143.401,55	18.983,37	1.716,00	13.337,24	15.053,24	3.930,13			3.930,13	13.337,24		17.267,37	87.861,37
20	142.254,33	18.831,50	1.716,00	13.337,24	15.053,24	3.778,27			3.778,27	13.337,24		17.115,50	104.976,87



Análisis del VAN y TIR

Escenario 3		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0	-\$93.861,55
TIR	0,03	-0,01
LCOE	0,13	0,0897

Representación del flujo de caja





Análisis económico-financiero Escenario 4

Variables de entrada

Variables de Entrada	
Rendimiento (%)	3,5
Tasa de interés bancario (%)	9,84
Impuesto SRI (%)	0
Costo de deuda (%)	0
Financiamiento (%)	0
Potencia instalada kW	166,32
Plazo	20

Determinación de LCOE

LCOE Escenario 4						
	Egresos				Energía	
Año	Inversión	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	343.363,82	-	343.363,82	343.363,82		
1		1.995,84	1.995,84	1.928,35	196.385,93	189.744,86
2		1.995,84	1.995,84	1.863,14	190.137,26	177.495,16
3		1.995,84	1.995,84	1.800,13	188.798,26	170.285,22
4		1.995,84	1.995,84	1.739,26	187.459,27	163.359,92
5		1.995,84	1.995,84	1.680,44	186.120,27	156.708,28
6		1.995,84	1.995,84	1.623,62	184.781,28	150.319,69
7		1.995,84	1.995,84	1.568,71	183.442,28	144.183,98
8		1.995,84	1.995,84	1.515,66	182.103,29	138.291,34
9		1.995,84	1.995,84	1.464,41	180.764,29	132.632,36
10		1.995,84	1.995,84	1.414,89	179.425,30	127.197,97
11		1.995,84	1.995,84	1.367,04	178.086,30	121.979,45
12		1.995,84	1.995,84	1.320,81	176.747,31	116.968,42
13		1.995,84	1.995,84	1.276,15	175.408,32	112.156,81
14		1.995,84	1.995,84	1.232,99	174.069,32	107.536,86
15		1.995,84	1.995,84	1.191,30	172.730,33	103.101,11
16		1.995,84	1.995,84	1.151,01	171.391,33	98.842,39
17		1.995,84	1.995,84	1.112,09	170.052,34	94.753,80
18		1.995,84	1.995,84	1.074,48	168.713,34	90.828,71
19		1.995,84	1.995,84	1.038,15	167.374,35	87.060,72
20		1.995,84	1.995,84	1.003,04	166.035,35	83.443,70
Total				371.729,50		2.566.890,75
LCOE Escenario 4		0,14				



Flujo de caja

Flujo de caja Escenario 4

Año	Energía	Venta de energía	O&M	Depreciación (-)	Egresos Fijos	Utilidad Bruta	Utilidad Trabajadores	Impuesto a la Renta	Utilidad Neta	Depreciación (+)	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0											343.363,82	-343.363,82	-343.363,82
1	196.385,93	28.440,03	1.995,84	17.168,19	19.164,03	9.276,00			9.276,00	17.168,19		26.444,19	-316.919,63
2	190.137,26	27.535,11	1.995,84	17.168,19	19.164,03	8.371,08			8.371,08	17.168,19		25.539,27	-291.380,36
3	188.798,26	27.341,20	1.995,84	17.168,19	19.164,03	8.177,17			8.177,17	17.168,19		25.345,36	-266.034,99
4	187.459,27	27.147,29	1.995,84	17.168,19	19.164,03	7.983,26			7.983,26	17.168,19		25.151,45	-240.883,54
5	186.120,27	26.953,39	1.995,84	17.168,19	19.164,03	7.789,35			7.789,35	17.168,19		24.957,55	-215.925,99
6	184.781,28	26.759,48	1.995,84	17.168,19	19.164,03	7.595,45			7.595,45	17.168,19		24.763,64	-191.162,36
7	183.442,28	26.565,57	1.995,84	17.168,19	19.164,03	7.401,54			7.401,54	17.168,19		24.569,73	-166.592,63
8	182.103,29	26.371,66	1.995,84	17.168,19	19.164,03	7.207,63			7.207,63	17.168,19		24.375,82	-142.216,81
9	180.764,29	26.177,75	1.995,84	17.168,19	19.164,03	7.013,72			7.013,72	17.168,19		24.181,91	-118.034,90
10	179.425,30	25.983,84	1.995,84	17.168,19	19.164,03	6.819,81			6.819,81	17.168,19		23.988,00	-94.046,90
11	178.086,30	25.789,93	1.995,84	17.168,19	19.164,03	6.625,90			6.625,90	17.168,19		23.794,09	-70.252,81
12	176.747,31	25.596,02	1.995,84	17.168,19	19.164,03	6.431,99			6.431,99	17.168,19		23.600,18	-46.652,63
13	175.408,32	25.402,11	1.995,84	17.168,19	19.164,03	6.238,08			6.238,08	17.168,19		23.406,27	-23.246,36
14	174.069,32	25.208,20	1.995,84	17.168,19	19.164,03	6.044,17			6.044,17	17.168,19		23.212,36	-34,00
15	172.730,33	25.014,29	1.995,84	17.168,19	19.164,03	5.850,26			5.850,26	17.168,19		23.018,45	22.984,46
16	171.391,33	24.820,38	1.995,84	17.168,19	19.164,03	5.656,35			5.656,35	17.168,19		22.824,54	45.809,00
17	170.052,34	24.626,47	1.995,84	17.168,19	19.164,03	5.462,44			5.462,44	17.168,19		22.630,63	68.439,63
18	168.713,34	24.432,57	1.995,84	17.168,19	19.164,03	5.268,53			5.268,53	17.168,19		22.436,73	90.876,36
19	167.374,35	24.238,66	1.995,84	17.168,19	19.164,03	5.074,63			5.074,63	17.168,19		22.242,82	113.119,18
20	166.035,35	24.044,75	1.995,84	17.168,19	19.164,03	4.880,72			4.880,72	17.168,19		22.048,91	135.168,08



Análisis del VAN y TIR

Escenario 4		
	P. Inversión	P. Comercial
VAN	\$0	-\$141.479,40
TIR	0,03	-0,02
LCOE	0,14	0,09

Representación del flujo de caja

