

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
AUTOGENERACIÓN A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN
LAS INSTALACIONES DEL MOLINO GUANENTÁ, UBICADO EN EL
MUNICIPIO DE CURITÍ, SANTANDER**

JORGE LEONARDO GOMEZ LOPEZ

DANIEL CAMILO MAYORGA ARIAS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTAD DE INGENIERIAS

PROGRAMA INGENIERÍA EN ENERGÍA

BUCARAMANGA

2020

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
AUTOGENERACIÓN A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN
LAS INSTALACIONES DEL MOLINO GUANENTÁ, UBICADO EN EL
MUNICIPIO DE CURITÍ, SANTANDER**

JORGE LEONARDO GOMEZ LOPEZ

DANIEL CAMILO MAYORGA ARIAS

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero en
Energía

Director: PhD Yecid Alfonso Muñoz Maldonado

Co director: PhD Luis Sebastián Mendoza Castellanos

BUCARAMANGA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA

FACULTAD DE INGENIERIAS

PROGRAMA INGENIERIA EN ENERGIA

2020

Nota de aceptación

PhD. Yecid Alfonso Muñoz Maldonado
Director

Evaluador

Bucaramanga, ____ de junio de 2020

DEDICATORIA

Jorge,

Dedico este esfuerzo conjunto a todas aquellas personas quienes han logrado intervenir en la consecución de este logro. A Dios por servir como apoyo, guía y camino. A mis padres Jorge y Flor Elva por estar siempre cuando los necesité, por sus consejos y motivaciones para salir adelante. A mi hermana María por soportarme y aconsejarme. A mi familia por ser ese soporte y motivación para surgir y salir adelante. A mi pareja que a pesar de todo siempre fue un apoyo y en general a todos mis compañeros quienes siempre han estado a mi lado a lo largo de este proceso. De igual manera, dedicar este trabajo de grado al presidente Juan Manuel Santos, quien con el programa Ser Pilo Paga II brindó las condiciones para permitirme realizar mi formación como ingeniero.

Daniel,

A Dios por iluminar mi camino. A mis padres Israel y Mary por servirme siempre de apoyo, de guía a través de todo este camino, siempre estando para mí, iluminándome con sus consejos y demostrándome su amor. A mis hermanos María, Juan y Santiago porque de alguna u otra manera siempre me brindan su apoyo. A mi novia por motivarme siempre y con su amor impulsarme en mis proyectos. Y por último a toda mi familia porque cada uno ha aportado su granito de arena para que yo cumpliera mis metas.

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo agradecer a mi compañero por la dedicación, el tiempo y el esfuerzo que invertimos en este trabajo, donde a pesar de todo siempre logramos mantenernos enfocados en el objetivo.

Al Doctor Yecid Alfonso Muñoz Maldonado, docente del programa, por la paciencia y la siempre buena actitud con nosotros. Por ser un excelente apoyo y poner sus conocimientos y experiencia a nuestro servicio.

A nuestro codirector Doctor Luis Sebastián Mendoza Castellanos, por demostrar interés en el trabajo, por las asesorías brindadas y por siempre buscar la forma de ayudarnos.

A nuestros compañeros, amigos y colegas quienes contribuyeron a lo largo de este proyecto y fueron un pilar fundamental para la finalización de este proceso.

A la empresa R&T, en especial al ingeniero Sebastián Rivas, quien nos colaboró durante la formulación y ejecución de este proyecto de grado.

A la empresa Molinos Guanentá SAS por su hospitalidad y ánimos de colaboración a lo largo de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
1. MARCO REFERENCIAL	19
1.1 Marco conceptual	19
1.1.1 Radiación Solar	19
1.1.2 Horas de sol pico	19
1.1.3 Panel solar fotovoltaico	19
1.1.4 Célula solar fotovoltaica	20
1.1.5 Parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos	21
1.1.6 Tipos de sistemas de generación fotovoltaica	22
1.1.6.1 Sistema fotovoltaico autónomo	22
1.1.6.2 Sistema fotovoltaico conectado a la red	23
1.1.7 Componentes de una instalación fotovoltaica conectada a red	23
1.1.7.1 Inversor	23
a) Inversor Centralizado	24
b) Inversor de cadena	24
c) Inversor multcadena	25
1.1.7.2 Cableado	26
1.1.7.3 Protecciones eléctricas	26
a) Interruptores magnetotérmicos	27
b) Fusible	27
c) Varistores o descargadores	27
d) Sistema de puesta a tierra	27
e) Interruptores diferenciales	27
f) Medidor bidireccional	28
1.1.7.4 Estructuras	28
1.1.8 Dimensionado del sistema solar fotovoltaico	31
1.1.8.1 Dimensionado del generador fotovoltaico	31
a) Determinación de la potencia a instalar	32

b)	Dimensionado del inversor	32
c)	Módulos fotovoltaicos que se emplearan	33
1.1.8.2	Dimensionado de las secciones del cableado y protecciones	35
a)	Cálculo de la capacidad de corriente y dispositivos de protección contra sobre corrientes	35
b)	Medios de desconexión	37
1.1.9	Cálculo de la distancia entre módulos	37
1.2	Marco legal	39
1.2.1	Ley 1715 de 2014	40
1.2.2	Resolución 030 de la CREG	40
1.2.3	RETIE	40
1.2.4	NTC 2050	41
1.2.5	Otras normas para tener en cuenta	41
1.3	Estado del arte	42
1.4	Antecedentes	45
2.	OBJETIVO GENERAL	47
3.	METODOLOGIA	48
3.1	Primera etapa. Caracterización del recurso solar y análisis de la demanda energética	49
3.2	Segunda etapa. Diseño ingenieril del sistema de generación eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica	49
3.3	Tercera etapa. Análisis financiero del proyecto	49
3.4	Cuarta etapa. Revisión de la documentación para la solicitud de conexión	50
4.	DESARROLLO	51
4.1	Caracterización del recurso solar del emplazamiento	51
4.1.1	Construcción de la malla rectangular	51
4.1.2	Búsqueda de base de datos	52
4.1.3	Mapa de calor	54
4.1.4	Curvas de irradiancia	55
4.2	Análisis de la demanda energética	57

4.2.1	Análisis de redes	57
4.2.2	Curvas de comportamiento típico	58
4.2.3	Curva de carga de la empresa	59
4.3	Dimensionado del sistema de generación solar fotovoltaico	61
4.3.1	Análisis de Escenarios de Autogeneración.	61
4.3.1.1	15% de la capacidad del transformador	61
4.3.1.2	Aprovechamiento del espacio disponible	63
4.3.1.3	Máxima potencia próxima a los 100 kW	64
4.3.1.4	Bajas perdidas en el limitador	65
4.3.2	Selección de equipos	67
4.3.2.1	Selección de paneles solares fotovoltaicos	67
4.3.2.2	Selección de inversores	67
4.3.3	Simulación en PVSyst	68
4.4	Diseño de los sistemas auxiliares de la instalación	69
4.4.1.2	Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra	72
4.4.2.1	Diseño	73
4.4.2.2	Simulación	75
4.4.2.3	Resultados de la simulación	76
a)	Tensiones	76
b)	Desplazamiento	77
c)	Factor de seguridad	78
4.5	Revisión de los beneficios tributarios aplicables al proyecto	78
4.5.1	Formato de presentación	79
4.5.2	Formato de especificaciones del elemento, equipo, maquinaria y/o servicios	80
4.5.3	Descripción del proyecto objeto de la nueva inversión y del que hacen parte los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios a adquirir	80
4.5.4	Otros documentos	80
4.6	Elaboración del análisis y evaluación financiera del proyecto	81
4.6.1	Consideraciones iniciales	81

4.6.2	Resultados del análisis financiero	82
4.6.3	Cálculo de los ahorros	83
4.6.4	Sensibilización del valor presente neto VPN contra tasa de interés de oportunidad TIO	84
4.7.1	Consulta de disponibilidad de la red eléctrica	85
4.7.2	Formulario de conexión simplificada	85
5.	coNCLUSIONES y recomendaciones	86
5.1	Conclusiones	86
5.2	Recomendaciones y trabajos futuros	87

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factores de corrección de capacidad de corriente para cables de sistemas fotovoltaicos	36
Tabla 2. Estado del arte	42
Tabla 3. Comparación del parámetro de energía producida, junto a su diferencia porcentual, encontrados tanto en Global Solar Atlas como en la NSRD que se simuló en el PVSyst.	52
Tabla 4. Valores de irradiación global horizontal y horas de sol pico tomadas para los 5 municipios con mayor potencial en el departamento de Santander.	53
Tabla 5. Comparación del parámetro de performance ratio, junto a su diferencia porcentual, encontrados tanto en Global Solar Atlas como en la NSRD que se simuló en el PVSyst.	53
Tabla 6. Comparación del consumo promedio del molino	58
Tabla 7. Parámetros característicos para los diferentes escenarios	68
Tabla 8. Calibres de conductor en DC de las series de paneles	70
Tabla 9. Calibres de conductor en DC del arreglo fotovoltaico al inversor	70
Tabla 10. Calibres de conductor en AC del inversor al barraje	71
Tabla 11. Calibre de conductores puesta a tierra DC y AC	72
Tabla 12. Calibre de conductores puesta a tierra de equipos	73
Tabla 13. Tabla de componentes estructurales	75
Tabla 14. Parámetros Generales	81
Tabla 15. Parámetros resultantes del análisis financiero	83
Tabla 16. Ahorros anuales por concepto de pago de factura de energía eléctrica	83
Tabla 17. Ahorros anuales por parte de inversionista	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación gráfica del principio de funcionamiento de una célula solar fotovoltaica.	21
Figura 2. <i>Esquema general básico de un sistema fotovoltaico autónomo con generador de respaldo.</i>	22
Figura 3. <i>Esquema general básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red de un usuario.</i>	23
Figura 4. <i>Esquema de un inversor tipo centralizado.</i>	24
Figura 5. <i>Esquema de un inversor tipo cadena.</i>	25
Figura 6. <i>Esquema de un inversor tipo multicadena.</i>	25
Figura 7. <i>Promedio de la velocidad media del viento por hora (línea gris oscuro), con las bandas de percentil 25° a 75° y 10° a 90° para el municipio de Curití departamento de Santander.</i>	28
Figura 8. <i>Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de cada uno de los cuatro puntos cardinales, excluidas las horas en que la velocidad media del viento es menos de 1,6 km/h para el municipio de Curití departamento de Santander.</i>	29
Figura 9. <i>Acero en conexión eléctrica con el aluminio y presencia de par galvánico en instalación fotovoltaica.</i>	31
Figura 10. <i>Ejemplo de problema de superposición entre filas de módulos</i>	37
Figura 11. <i>Esquema para el cálculo de la distancia mínima de separación entre módulos.</i>	38
Figura 12. <i>Diagrama de esfuerzo contra deformación.</i>	39
Figura 13. <i>Esquema metodológico aplicado al proyecto.</i>	48
Figura 14. <i>Distribución nodal malla rectangular.</i>	51
Figura 15. <i>Mapa de calor departamento de Santander.</i>	54
Figura 16. <i>Curva de irradiancia del peor mes.</i>	55
Figura 17. <i>Curva de irradiancia del mejor mes.</i>	55
Figura 18. <i>Curva de irradiancia promedio anual.</i>	56
Figura 19. <i>Registro fotográfico del analizador de redes instalado en Molinos Guanentá SAS.</i>	57
Figura 20. <i>Curvas de comportamiento típico</i>	58
Figura 21. <i>Curva de mínimos consumos de la empresa Molinos Guanentá SAS.</i>	59
Figura 22. <i>Curva de consumo promedio de la empresa Molinos Guanentá SAS.</i>	59
Figura 23. <i>Curva de consumos máximos de la empresa Molinos Guanentá SAS.</i>	60
Figura 24. <i>Interfaz web ESSA para verificación de la disponibilidad de la red.</i>	62

Figura 25. <i>Curva de generación vs Curva promedio de demanda en escenario de potencia instalada no mayor al 15% de la capacidad del transformador</i>	62
Figura 26. <i>Curva de generación vs Curva promedio de demanda en escenario de máxima potencia instalada dependiendo del área disponible.....</i>	63
Figura 27. <i>Curva de generación vs Curva de demanda en escenario de potencia instalada dentro del límite de 100kW para régimen de conexión simplificado.</i>	65
Figura 28. <i>Curva de generación vs Curva de demanda en escenario de potencia instalada para obtener bajas pérdidas en el limitador de inyección a red.....</i>	66
Figura 29. <i>Diseño de la propuesta de estructura.</i>	74
Figura 30. <i>Aplicación de las cargas externas a la estructura para la simulación. .</i>	76
Figura 30. <i>Análisis de tensiones de la estructura.....</i>	76
Figura 31. <i>Análisis de desplazamientos de la estructura</i>	77
Figura 32. <i>Análisis del factor de seguridad de la estructura.....</i>	78
Figura 33. <i>Diagrama de flujo de las etapas del proyecto y la aplicación a los incentivos.....</i>	79
Figura 35. <i>Flujo de caja del proyecto</i>	82
Figura 36. <i>Variación del valor presente neto respecto al cambio de la tasa de interés de oportunidad</i>	85

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Cálculo de Horas de Sol Pico.	19
Ecuación 2. Componente sísmico.	30
Ecuación 3. Carga muerta de los paneles fotovoltaicos	30
Ecuación 4. Cálculo de la energía generada en la planta solar fotovoltaica en función de la potencia pico instalada	32
Ecuación 5. Potencia del inversor en función de la potencia pico instalada en paneles y el factor de seguridad de la instalación.....	33
Ecuación 6. Cálculo del número de módulos a emplear	33
Ecuación 7. Cálculo del número máximo de módulos en serie	34
Ecuación 8. Cálculo del número máximo de ramas en paralelo	34
Ecuación 9. Cálculo del número de ramas en paralelo.....	34
Ecuación 10. Distancia mínima de separación entre módulos	38
Ecuación 11. Factor de seguridad del diseño	39

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Capacidad de corriente permisible de conductores sencillos aislados	91
Anexo 2. Perfiles de irradiancia promedio para cada mes	92
Anexo 3. Graficas comportamiento típico resultantes del análisis de redes	93
Anexo 4. Tablas de calificación de referencias de paneles e inversores	94
Anexo 5. Formato de presentación solicitud de incentivos para fuentes no convencionales de energía	95
Anexo 6. Formato de especificaciones de elemento, equipo, maquinaria y/o servicios	96
Anexo 7. Presupuesto detallado de inversión para la instalacion fotovoltaica de 76.8 kWp	97
Anexo 8. Diagrama unifilar de un arreglo de paneles.	98

RESUMEN

En el presente documento se puede observar la metodología desarrollada para la elaboración de un estudio técnico y financiero de una planta solar fotovoltaica conectada a la red. Con la cual se planea suplir parte de la demanda de energía eléctrica de la empresa Molinos Guanentá S.A.S ubicada en el municipio de Curití, departamento de Santander, a fin de reducir sus costos por consumo eléctrico.

Dicho estudio se desarrolló en cuatro grandes etapas. La primera etapa comprende la caracterización, tanto del recurso solar como de la demanda energética del molino; llevando a cabo la recolección de datos en bases de datos meteorológicas para la determinación del recurso solar del emplazamiento y su comparación con respecto a otros puntos en el departamento a fin de determinar pertinencia del emplazamiento, a su vez por medición directa con analizador de redes se determinó la curva de demanda promedio de la empresa. A partir de esta información se procede a plantear escenarios de diseño, en base a la resolución CREG 030, y posteriormente realizaron simulaciones en el software PVSyst, donde se analizaron en función de producción y aprovechamiento energético, con el fin de optar por un diseño pertinente para el inversionista. Para el escenario seleccionado se realiza el diseño de los sistemas auxiliares como lo pueden ser las estructuras de soporte, cableado y sistema puesta a tierra. Con la información recolectada se procede a calcular el monto de inversión total y se realiza un análisis financiero basado en los ahorros que conlleva su implementación.

Se encontró que bajo las condiciones económicas normativas y regulatorias vigentes, se hace más rentable la instalación de una planta de autogeneración a pequeña escala, con capacidad instalada de 76.8 kWp, que incluya un limitador de inyección (vertido cero) que garantice el autoconsumo, cumpliendo así con los debidos requisitos permite optar a una conexión simplificada, y evitándose costos adicionales. como los de cambio de transformador. De esta manera, el proyecto estima un retorno de inversión dentro aproximado de 5,19 años, con una tasa interna de retorno de 21,23% que resulta atractiva para el inversor. De igual manera se plantea un escenario de cara a posibles ampliaciones.

PALABRAS CLAVE: - Proyecto de energía solar fotovoltaica – Proyecto solar on grid bajo resolución CREG 030 – Aplicación industrial – Autogeneración a pequeña escala

ABSTRACT

This document shows the methodology developed for the elaboration of a technical and financial study of a on grid solar photovoltaic plant. Wich is planned to supply part of the electricity demand of Molinos Guanentá S.A.S. The company is located in the municipality of Curití, department of Santander, in order to reduce its costs for electricity consumption.

This study was developed in four major stages. The first stage includes the characterization of the solar resource and the energy demand; carrying out the collection of data in meteorological databases to determine the solar resource of the site and its comparison with other points in the department to determine the relevance of the site, it turn by direct measurement with network analyzer was determined the average demand curve of the company. Based on this information, design scenarios were proposed, based on CREG 030 resolution, and later simulations were performed in the PVSyst software, where they were analyzed in terms of production and energy use, in order to choose a relevant design for the investor. For the selected scenario, the design of the auxiliary systems such as support structures, wiring and grounding system was carried out. With the information collected, the total investment amount is calculated and a financial analysis is made based on the savings involved in its implementation.

It was found that under the current economic and regulatory conditions, it is more profitable to install a small-scale self-generation plant, with an installed capacity of 76.8 kWp, which includes an injection limiter (zero discharge) that guarantees self-consumption, those complying with the due requirements allows for a simplified connection, and avoiding additional costs. such as those of changing the transformer. In this way, the project estimates a return on investment within approximately 5.19 years, with an internal rate of return of 21.23% which is attractive for the investor. At the same time, a scenario is proposed for possible expansions.

INTRODUCCION

En el panorama internacional, únicamente el 19% de la generación de energía se realiza a partir de fuentes renovables [1]. Cuyos usos más comunes son la hidroenergía para la generación eléctrica junto a otras aplicaciones de biomasa para la generación de productos conocidos como biocombustibles. Siendo más común la implementación de cultivos energéticos, es decir cultivos para la producción específica de biomasa para uso energético [2]. En Colombia cerca de un 70% de las centrales de generación funcionan a partir de fuentes de energías renovables. Pero dentro de este porcentaje, la participación de energías renovables no convencionales tales como la solar (9.8MW instalados) y eólica (18.4 MW instaladas) es muy bajo, siendo del 0.1% y 0.2% frente al 99.7% de la generación hidroeléctrica [3]. Donde otras fuentes no convencionales, como es el caso de las fuentes a partir de energía mareomotriz o la energía geotérmica, su participación es nula.

Esta situación ha creado la necesidad de diversificación de la matriz energética del país. El gobierno nacional viene fomentando las energías renovables no convencionales, desde la implementación de la Ley 1715 de 2014, también llamada ley de las energías renovables. La cual genera incentivos a quienes promuevan su aplicación. La Unidad de planeación minero-energética (UPME) ha recibido cerca de 255 proyectos, los cuales solicitan la certificación que expide esta entidad para la obtención de los beneficios tributarios y arancelarios de la Ley 1715 de 2014. Proyectos que van desde la integración de las energías renovables no convencionales hasta iniciativas de uso racional y eficiente de la energía [4].

La empresa Molinos Guanentá S.A.S presenta un elevado costo de energía asociado a la producción de sus productos, harinas y alimentos para animales de granja. Teniendo en cuenta las necesidades identificadas, se presenta en una primera instancia, la caracterización tanto del recurso solar como de la demanda energética de la empresa, como punto de partida para la posterior realización de un análisis de escenarios de generación, de acuerdo a la resolución CREG030; que permite definir la potencia fotovoltaica a instalar y el dimensionado del sistema para su conexión a la red interna, llegando al diseño ingenieril y la elaboración de una evaluación financiera del proyecto que permite al inversionista tener información cuantitativa de su rentabilidad. Culminando con la respectiva revisión de los requisitos y formularios que permita al proyecto acceder, tanto a los beneficios

tributarios como a la solicitud de conexión para la puesta en marcha del generador fotovoltaico.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El incremento en el costo unitario de la energía eléctrica y su relación directa con el precio final de un producto es una problemática en las empresas, debido a la afectación en la competitividad de esta. En ese contexto se evidencia la gran importancia en la implementación de medidas que permitan disminuir los costos de energía asociados a la producción e incrementar su competitividad. De acuerdo con esto la pregunta de investigación que se busca responder con el desarrollo del presente proyecto es la siguiente ¿Cómo brindar una solución energética basada en la tecnología fotovoltaica, para reducir los costos asociados al consumo eléctrico de la empresa Molinos Guanentá considerando la normativa y legislación aplicable en Colombia?

JUSTIFICACIÓN

Colombia es un país que geográficamente se ve beneficiado, en cuanto a la disponibilidad de recursos renovables no convencionales. La hidrología y geografía del país le proporcionan una gran potencia de explotación de la energía mediante las hidroeléctricas a filo de agua. De igual manera, el país cuenta con un excelente potencial eólico, aunque limitado a la región de la Guajira. Igualmente, al ser un país que se encuentra en la zona tropical de continente americano, muy cerca de la línea ecuatorial, sus horas de sol al año se encuentran por encima del promedio de horas de sol pico en el resto del mundo.

La empresa Molinos Guanentá es una compañía que presenta un consumo promedio según la electrificadora de Santander, de 16.206,67 kWh/mes. Lo que significa que la empresa paga por concepto de energía eléctrica 8'559.552,7 pesos colombianos para el año 2020, con un precio de kilovatio-hora consumido de 528,15 pesos colombianos. Considerando que la resolución CREG 030 de 2018, que regula la conexión a red para auto consumidores a pequeña escala, este proyecto plantea una solución utilizando el recurso solar disponible para suplir parte del consumo y reducir este coste energético.

Para el caso específico de estudio, la instalación se llevará a cabo para un molino cuya bodega se encuentra en el municipio de Curití, departamento de Santander. El cual en estudios se ha identificado dentro de los 4 mejores municipios, en cuanto a producción de energía eléctrica a partir de la tecnología fotovoltaica, dentro del departamento. Beneficiado tanto por su disponibilidad de recurso solar (horas de sol pico) como por su rendimiento (Performance Ratio), esto último gracias a las condiciones ambientales propias del municipio [5].

1. MARCO REFERENCIAL

1.1 Marco conceptual

1.1.1 Radiación Solar

La radiación solar, es la forma en la que el sol emite energía. Esta energía es transportada mediante las ondas electromagnéticas y partículas a través del espacio [6]. Dicha energía emitida llega a la tierra y atraviesa la atmosfera en forma de onda corta. De este 100% de la radiación que llega a la atmosfera, alrededor del 51% llega a la superficie terrestre, un 19% es absorbido por los gases atmosféricos y por las nubes y el 30% restante es reflejado al espacio tanto por la atmosfera como por las nubes y el suelo.

1.1.2 Horas de sol pico

A la hora de medir la radiación solar instantánea, se realiza el cociente de la energía solar incidente en la unidad de área y tiempo [6]. La hora de sol pico es un parámetro utilizado frecuentemente en los cálculos fotovoltaicos. Que podría definirse como el tiempo en horas en el que incide una potencia de 1000 watts en un metro cuadrado de superficie. Este valor se usa, a la hora de calcular la energía a generarse en una instalación solar fotovoltaica, y es calculado según la ecuación 1 [7].

Ecuación 1. Cálculo de Horas de Sol Pico.

$$HSP_t = \frac{I_{dia}}{1000} * t$$

Donde:

HSP_t : Representan las horas de sol pico en un periodo de tiempo.

I_{dia} : Es la irradiancia en vatios por metro cuadrado que incide durante un día en determinada ubicación.

t : La cantidad de días del periodo de tiempo en el que se quieren calcular las HSP.

1.1.3 Panel solar fotovoltaico

Un panel solar es el resultado de la unión de celdas fotovoltaicas conectadas normalmente en serie (Para incrementar el voltaje) las cuales bajo el efecto fotoeléctrico tienen la propiedad de generar energía eléctrica. Las plantas donde se

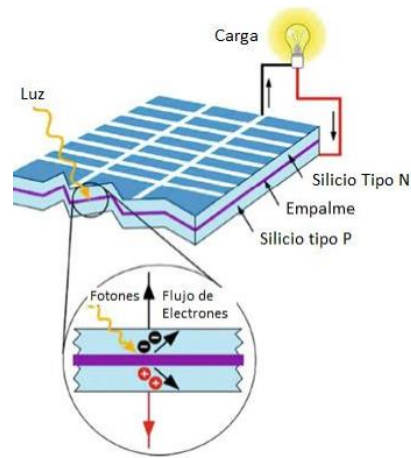
ensamblan estos paneles deben ser certificadas con los altos estándares de calidad. Al final, dicho producto debe cumplir con los requisitos pactados por la Comisión Internacional Electrotécnica (IEC de sus siglas en inglés). Esta comisión no es la encargada de certificar los equipos o, en este caso, los paneles solares, esta se encarga de establecer estándares en los que los entes certificadores se basan para evaluar la calidad de los equipos. La norma internacional IEC 61215 es el estándar predominante a nivel internacional, e indica como requisito, que la fabricación de los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino deberá cumplir con las pruebas necesarias para evaluar el cumplimiento de los siguientes aspectos [8]:

- a. Requerimientos ambientales
- b. Requerimientos de irradiación
- c. Requerimientos mecánicos
- d. Requerimientos térmicos
- e. Protecciones
- f. Parámetros de rendimiento
- g. Requerimientos eléctricos
- h. Diagnóstico

1.1.4 Célula solar fotovoltaica

De acuerdo con lo mencionado, la célula solar fotovoltaica constituye el principal componente de fabricación de un panel [9], dado que su función primordial permite obtener la energía eléctrica a partir de la luz incidente. Hechas de un material semiconductor (Mayoritariamente de silicio), las células fotovoltaicas son excitadas por efecto de la radiación. Permitiendo un flujo de electrones del tipo positivo (P) hacia el tipo negativo (N), como se puede observar en la figura 1, generando así una diferencia de potencial (Voltaje interno) y una corriente que varía en función directa a la radiación solar [8].

Figura 1. Representación gráfica del principio de funcionamiento de una célula solar fotovoltaica.



Fuente: "Photovoltaic Industrial Systems", Papadopoulou.

1.1.5 Parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos

Los principales parámetros técnicos que se encuentran en la ficha técnica de los paneles solares fotovoltaicos, estos fueron establecidos bajo condiciones estándares de prueba (STC de sus siglas en inglés), donde la temperatura de la celda es 25 grados Celsius y una irradiancia de 1000 vatios por metro cuadrado. Estas condiciones representan las condiciones medias a las que se va a encontrar una célula solar dirigida al sol durante el equinoccio de primavera y de otoño en los Estados Unidos. Pero se usan únicamente para establecer el estándar, puesto que es muy difícil que estas condiciones de operación se den. A continuación, se presenta una lista de dichos parámetros y una pequeña definición:

- Eficiencia (%): Este parámetro nos indica cual es eficacia con la que el panel solar convierte la potencia radiación incidente en potencia eléctrica.
- Potencia máxima (Wp): Corresponde a la medida en Wp de la máxima potencia a entregar por el panel a condiciones estándares. Matemáticamente es el punto en donde el producto de la corriente y la tensión del panel es máximo.
- Corriente en el punto de máxima potencia (A): Corriente a la cual, bajo condiciones estándar, la potencia se hace máxima.
- Voltaje en el punto de máxima potencia (V): Voltaje en el cual, bajo condiciones estándar, la potencia se hace máxima.
- Tensión de circuito abierto (V): Es la tensión máxima del panel o tensión sin carga conectada. Esta puede variar según las condiciones atmosféricas de medición.

- f) Corriente de corto circuito (A): Es la corriente producida cuando el panel se encuentra a 0 voltios (se encuentra en corto circuito). Esta puede variar según las condiciones atmosféricas de medición.

1.1.6 Tipos de sistemas de generación fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar según su estructura en dos grandes grupos:

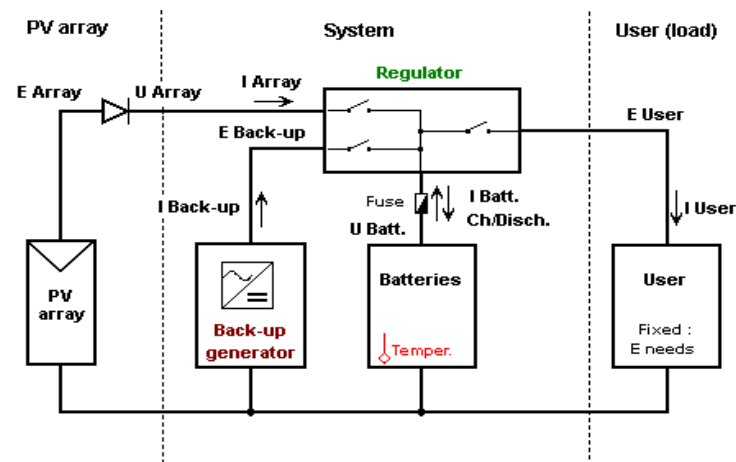
- I. Sistema fotovoltaico autónomo
- II. Sistema fotovoltaico conectado a la red

La diferencia entre estos dos tipos de sistema radica principalmente en los componentes, así como en la posibilidad de que el sistema este o no conectado a la red eléctrica.

1.1.6.1 Sistema fotovoltaico autónomo

Se caracterizan por ser un sistema orientado a cubrir la demanda de energía eléctrica para una zona aislada de la red eléctrica [9], pueden ser apoyados por fuentes convencionales como generadores diésel, como se observa en la figura 2, el usuario puede suplir cargas en DC, o en AC usando para estas un inversor.

Figura 2. Esquema general básico de un sistema fotovoltaico autónomo con generador de respaldo.

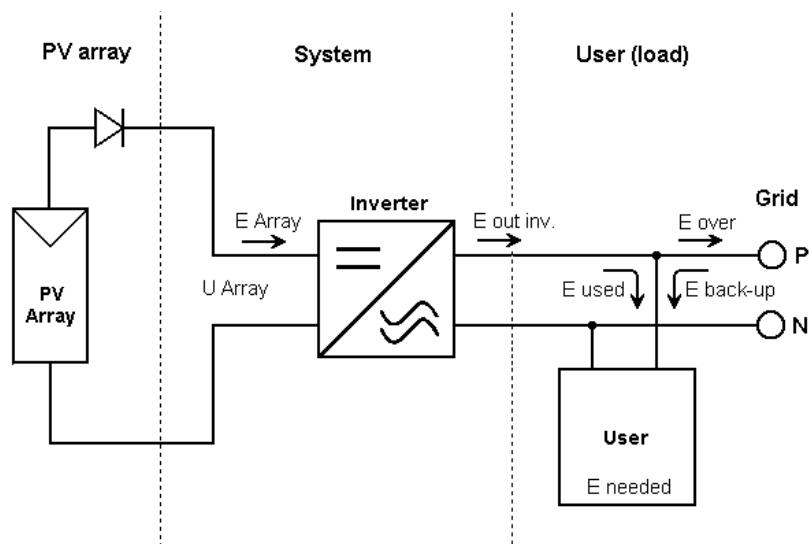


Fuente: Software PVSyst

1.1.6.2 Sistema fotovoltaico conectado a la red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red está conformado por un generador fotovoltaico que con la ayuda de un inversor opera en paralelo a la red eléctrica, tal y como se puede observar en la figura 3, que funciona de forma descentralizada [10]. Con el fin de disminuir la dependencia a la red pública y a su vez disminuir los costos de la factura eléctrica, según sea la normatividad y la legislación en el país donde se realice la instalación de la planta.

Figura 3. Esquema general básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red de un usuario.



Fuente: Software PVSyst

1.1.7 Componentes de una instalación fotovoltaica conectada a red

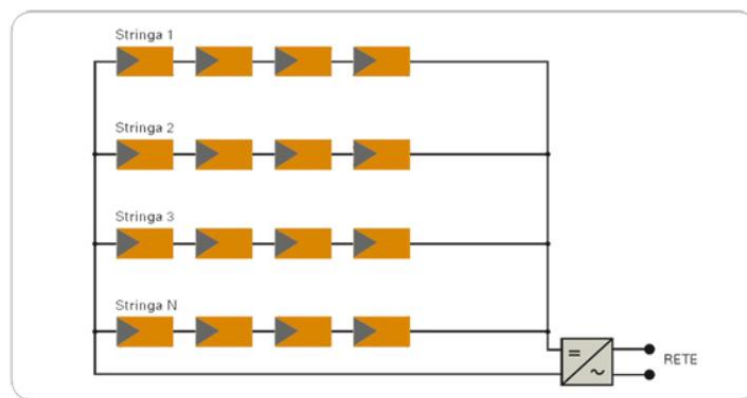
1.1.7.1 Inversor

El inversor es un equipo electrónico cuya función principal es la conversión de corriente continua producida en la instalación solar fotovoltaica, a corriente alterna, de manera que pueda ser suplida a los electrodomésticos, motores y demás productos eléctricos. Aunque el principio de funcionamiento de estos es prácticamente el mismo, los inversores pueden clasificarse según la distribución o conexión interna que tenga dicho inversor, siendo las más conocidas las siguientes.

a) Inversor Centralizado

Un inversor de tipo centralizado es en el que todas las cadenas de módulos en serie convergen en una conexión en paralelo, como se aprecia en la figura 4. Al ser una instalación más simple la inversión es menor y los costos de mantenimiento también [11]. Pero esta se hace más propensa a disminuir su rendimiento debido a sombras parciales. Es muy común su uso en instalación cuya orientación, inclinación y condiciones de sombreado sean las mismas. Las potencias pico usualmente instaladas en este tipo de esquemas de inversores rondan las 100MW.

Figura 4. Esquema de un inversor tipo centralizado.

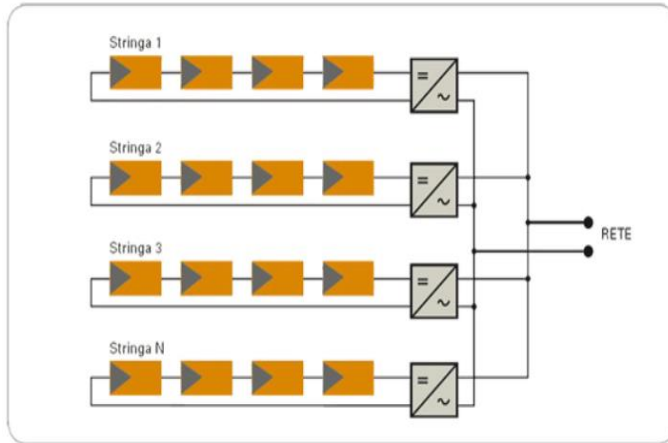


Fuente: " Tecnología de los inversores para instalaciones conectadas a la red"
Autor: Aros Solar Technology.

b) Inversor de cadena

En los inversores de cadena, las configuraciones en serie de módulos se le asigna un inversor como se puede observar en la figura 5. Representando de alguna manera una pequeña instalación solar fotovoltaica. Ideal para plantas de generación con diferentes grupos de módulos a diferentes condiciones topográficas, orientados en diferente dirección y a distinta inclinación. Reduciendo así las pérdidas por sombras y obteniendo mejores rendimientos. Ideal para instalaciones que van desde 500W hasta 200kW [11].

Figura 5. Esquema de un inversor tipo cadena.

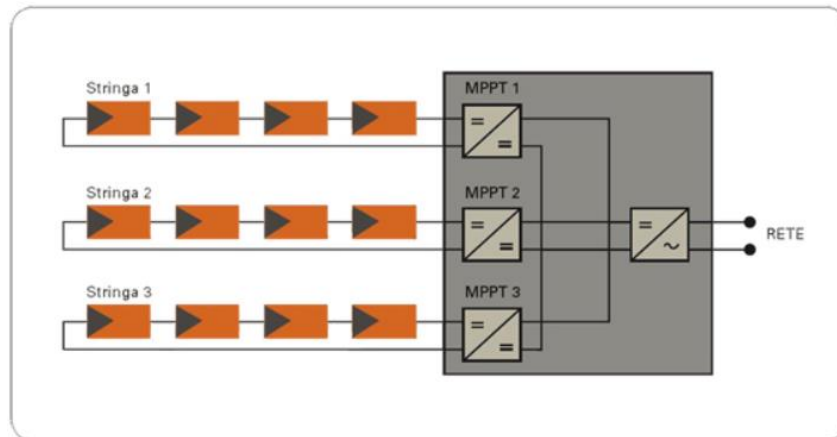


Fuente: " Tecnología de los inversores para instalaciones conectadas a la red"
Autor: Aros Solar Technology.

c) Inversor multicadena

Los inversores multicadena se encuentran entre los inversores centralizados y los inversores de cadena. Permitiendo la conexión de grupos de paneles con diferentes potencias, orientaciones e inclinaciones, Representado por el esquema de la figura 6. Donde en el lado de corriente continua, se conectan a entradas independientes controladas por su respectivo seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) [11]. Pero por el lado de corriente alterna se optimiza el rendimiento conectando cada entrada a independiente a un inversor centralizado.

Figura 6. Esquema de un inversor tipo multicadena.



Fuente:” Tecnología de los inversores para instalaciones conectadas a la red”
Autor: Aros Solar Technology.

1.1.7.2 Cableado

En el caso específico del cableado para una instalación fotovoltaica, se fabrica un conductor que debe cumplir con la norma UL-4703. UL son las iniciales de Underwriters Laboratories, organización independiente que lidera en la prueba y certificación de seguridad de productos. Dentro de los requisitos de construcción descritos por la norma UL-4703 se encuentra [12]:

- a. Calibre del conductor: 18 AWG hasta 2000 kcmil.
- b. Material del conductor: cobre, aluminio revestido de cobre, aluminio.
- c. Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE), Etileno propileno (EPR).
- d. Tensión: 600 V, 1 kV, 2 kV.
- e. Resistente a la luz solar.
- f. Temperatura de operación: 90°C en ambiente húmedo; y 105°C, 125°C y 150°C en ambiente seco.
- g. Opción para enterramiento directo.
- h. Opciones adicionales: USE-2, RHW-2.
- i. Construcción: Conductor simple, sin blindaje.

Todas estas condiciones se encargan de garantizar una correcta conducción en condiciones ambientales tan variadas en las que puede encontrarse una instalación fotovoltaica. Resistiendo a la luz solar y a las altas condiciones de temperatura a las que pueden verse expuestos. Siendo de gran importancia el uso de este tipo de cable específico para estas instalaciones fotovoltaicas puesto que de no ser así pueden ocurrir fallas que afecten el correcto funcionamiento de la instalación. Desde sobrecalentamiento de los conductores, envejecimiento acelerado de los aislamientos o hasta ruptura de estos, sobrecargas que afectarían la vida útil del conductor y aumentarían el riesgo de accidentes.

1.1.7.3 Protecciones eléctricas

La Norma Técnica Colombiana presenta cada uno de los dispositivos eléctricos de protección contra sobre corriente, sobretensión y fallas a tierra una variedad de

dispositivos que responden a la necesidad de adecuar la instalación con las medidas de seguridad pertinentes.

a) Interruptores magnetotérmicos

Dispositivos de respuesta rápido ante sobreintensidades o cortos circuitos en la instalación, normalmente se encuentran en el circuito de entrada. Encargados de abrir el circuito cuando la intensidad de corriente que circula por ellos es mayor a la nominal del dispositivo [13].

b) Fusible

Con un principio de funcionamiento similar al de los interruptores magnetotérmicos, los fusibles son una porción de metal conductor, que a corrientes mayores de su nominal es quemado abriendo el circuito de la instalación [13]. Es muy común encontrarlos adentro del inversor como protección para la conexión entre conductores de salida del panel y del inversor.

c) Varistores o descargadores

Son otro dispositivo de protección que se encargan de aterrizar las descargas atmosféricas que puedan afectar la instalación fotovoltaica [13]. Usualmente se instalan en cada circuito de la instalación, saliendo de cada fila de módulos aguas arriba de los elementos de desconexión y protección respectivos.

d) Sistema de puesta a tierra

Se trata de una instalación paralela a la principal la cual se encarga de recibir todas las corrientes de fallas derivadas. Los elementos, por lo general metálicos, que son propensos a ponerse en tensión tales como las carcasas metálicas, estructuras de los módulos entre otros deben estar conectados a este circuito de puesta a tierra [13]. Además, se debe contar con un interruptor diferencial que aumente la efectividad de este sistema de seguridad.

e) Interruptores diferenciales

Corresponde a dispositivos de protección de contacto directo, pensados principalmente para la protección de las personas. Su correcto funcionamiento dependerá de que esté conectado a un correcto sistema de puesta a tierra. Funciona de forma que el interruptor se dispare en el momento en el que una corriente de falla es derivada a tierra [13]. Esta corriente de falla se presenta en el momento que algún elemento de la instalación, que no debería energizarse lo está.

f) Medidor bidireccional

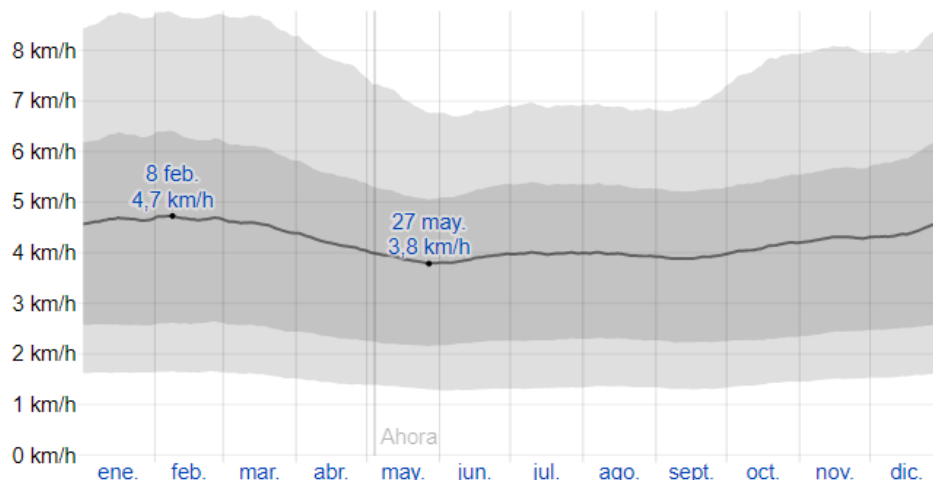
La energía eléctrica se mide a través de un contador de consumo, que se encarga de contabilizar la energía que fluye desde la red hasta el usuario. Esto en el caso de los unidireccionales, para los proyectos de energías renovables es necesario medir tanto la energía que fluye desde la red hasta el usuario, como desde el usuario hasta la red. De esto se encargan los medidores bidireccionales, que aparte vienen incorporados con esquemas de comunicaciones al operador de red, medidor remoto y la posibilidad de que puedan cortar y reconectar el flujo de energía.

1.1.7.4 Estructuras

En una planta solar fotovoltaica el sistema de estructuras son las encargadas de brindar soporte y seguridad a la instalación. De igual manera los arreglos garantizan que el sistema mantenga el ángulo de inclinación definido en el diseño de cara a reducir las pérdidas. Existen factores que son de importancia durante la revisión de las condiciones del emplazamiento para el que se realiza el diseño estructural:

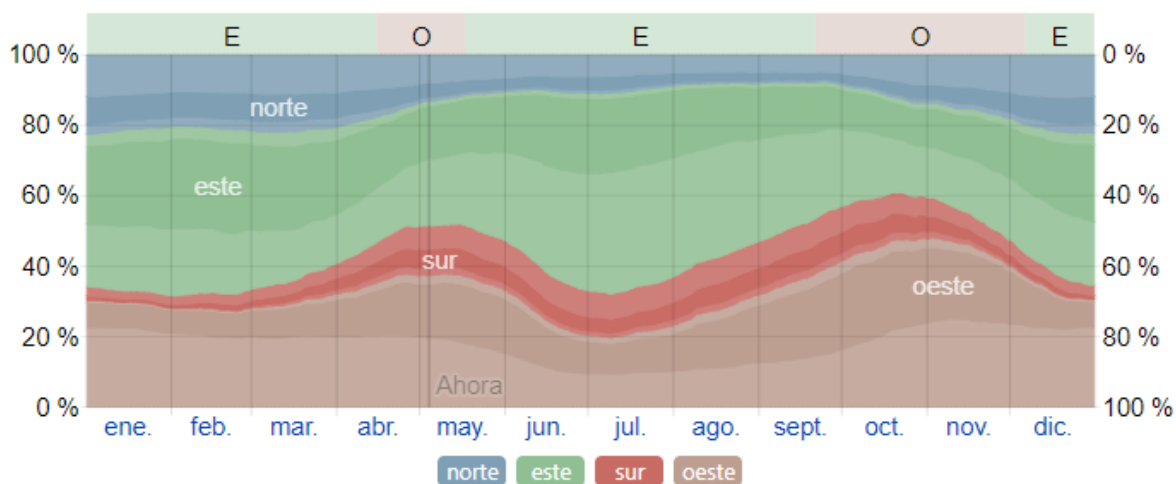
- A. Ubicación: La velocidad y dirección del viento es un factor para tener en cuenta a la hora de realizar el diseño. La carga que puede generar el viento sobre la estructura es determinante. Estas condiciones se pueden observar en las curvas de velocidad promedio mensual (Figura 7) y de dirección del viento (Figura 8). Cuando se tiene la posibilidad de ser afectado por un ciclón o huracán, aunque muchas veces se desprecia la posibilidad, se debe tener en cuenta para ubicaciones de alta probabilidad de ocurrencia de estos fenómenos naturales [14].

Figura 7. Promedio de la velocidad media del viento por hora (línea gris oscuro), con las bandas de percentil 25^o a 75^o y 10^o a 90^o para el municipio de Curití departamento de Santander.



Fuente: Weather Spark. Cedar Lake Ventures, Inc.

Figura 8. Porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de cada uno de los cuatro puntos cardinales, excluidas las horas en que la velocidad media del viento es menos de 1,6 km/h para el municipio de Curití departamento de Santander.



Fuente: Weather Spark. Cedar Lake Ventures, Inc.

- B. Zonas críticas de los techos: Se debe corroborar que a la instalación no se lleve a cabo en zonas cerca a los bordes del techo. Puesto que pueden generarse cargas del viento debido a la turbulencia de esa zona específica donde choca el viento con la fachada del edificio [14].

- C. Estructura del techo: A la hora de realizar el diseño se debe especificar la carga que puede llegar a soportar tanto la estructura del edificio como la propia placa o techo donde se vaya a instalar [14].
- D. Pruebas de calidad: Los proveedores de la estructura deben garantizar, con pruebas y certificaciones que esta cumpla con los estándares y lleguen a soportar las cargas a las que se puede llegar a someter la instalación [14]. A su vez que deben especificar los límites hasta los que se puede llegar a someter el sistema determinados por el ingeniero encargado por parte de la empresa que elabore la estructura.
- E. Carga dinámica: Debido a la ubicación de la instalación se debe tener en cuenta la actividad sísmica del emplazamiento, dicho componente es aplicado perpendicular al plano del piso debido a que se comportaría como un momento cinético. Esta fuerza es una fracción del peso total los arreglos fotovoltaicos distribuida en cada una de las vigas, calculado con la ecuación 2 [15].

Ecuación 2. Componente sísmico.

$$\text{Componente sísmico por viga} = \frac{\text{Peso}_{\text{panel}} * \text{Numero de paneles} * \text{Factor de cálculo}}{\text{Cantidad de vigas}}$$

- F. Carga estática: carga muerta efectuada por el peso de los paneles a la estructura, calculada a partir de la ecuación 3 [15].

Ecuación 3. Carga muerta de los paneles fotovoltaicos

$$\text{Carga}_{\text{Max}} = \text{Peso}_{\text{panel}} * \text{Numero de paneles} * \text{Factor de seguridad}$$

Un factor determinante a la hora de diseñar una estructura de montaje para los módulos fotovoltaicos es el material con el que se elabora. A continuación, se muestran las características y propiedades principales de los dos materiales más comúnmente usados para este tipo de estructuras de soporte:

- Aluminio: Se caracteriza por su bajo peso, alta resistencia y fácil mecanización (fácil de extruir). En la aleación 6000 junto a silicio, magnesio y un tratamiento T6 (tratamiento térmico de solución, temple y maduración artificial [15]) que le confiere una alta resistencia.

- Acero: Aleación de hierro con carbono (entre 1% - 2.1%) y de gran aplicación en la construcción. El acero es un material que se caracteriza por su tenacidad y su relativamente buena ductilidad. Su principal desventaja es la corrosión, debido a lo fácil que se oxida el hierro. Siendo necesario la aplicación de tratamientos de galvanizado.

La correcta selección de los materiales evitara que se presente el fenómeno de par galvánico, un fenómeno electroquímico en el que un metal que está en contacto eléctrico con otro metal (más noble) en un medio cuyas características hacen que se comporte como un electrolito (medio húmedo), creando así una celda galvánica que deteriora los materiales en contacto [16]. Es un fenómeno común dentro de las instalaciones solares fotovoltaicas y sucede cuando el marco de aluminio de los módulos entra en contacto con la estructura de acero de los soportes como se puede observar en la figura 9.

Figura 9. Acero en conexión eléctrica con el aluminio y presencia de par galvánico en instalación fotovoltaica.



Fuente: Green Energy Latinoamérica web oficial

1.1.8 Dimensionado del sistema solar fotovoltaico

1.1.8.1 Dimensionado del generador fotovoltaico

Esta etapa comprende al cálculo de la energía a generar y por consiguiente la determinación de la cantidad de módulos en potencia pico instalada totales, teniendo en cuenta los parámetros característicos del módulo seleccionado para la

instalación. En este paso se determina cómo será la distribución de los paneles fotovoltaicos para el posterior dimensionado del inversor.

a) Determinación de la potencia a instalar

La determinación de la potencia a instalar puede darse en función de la energía a generar, o de la disponibilidad en áreas dispuestas para realizar la instalación. La energía generada se calcula usando la ecuación 4, la cual considera factores meteorológicos y de rendimiento propios del emplazamiento [8]. De dicha ecuación se llega a despejar la potencia pico la cual en pocas palabras es la capacidad instalada de la planta.

Ecuación 4. Cálculo de la energía generada en la planta solar fotovoltaica en función de la potencia pico instalada

$$E_{gen_T} = P_p * HSP * PR\%$$

$$P_p = \frac{E_{gen_T}}{HSP * PR\%}$$

Donde:

E_{gen_T} : Energía generada en la planta solar fotovoltaica.

P_p : Potencia Pico instalada en la Planta Solar Fotovoltaica.

HSP : Horas de Sol Pico de la ubicación donde se encuentra la instalación.

$PR\%$: Coeficiente de rendimiento de la instalación fotovoltaica.

b) Dimensionado del inversor

La selección del inversor se lleva acabo determinando la potencia en DC de entrada, que se calcula según la ecuación 5 [17]. La cual depende directamente de la potencia a instalar en la planta solar fotovoltaica. Los inversores, de fábrica, vienen con una capacidad mayor de potencia de entrada en DC que permite sobredimensionarlo y que no afecta su funcionamiento o rendimiento. La revisión de los diferentes inversores comerciales nos dice que dicha capacidad suele ser entre el 20-30% más que la capacidad nominal del inversor.

Ecuación 5. Potencia del inversor en función de la potencia pico instalada en paneles y el factor de seguridad de la instalación

$$P_{DCinv} = P_p / (1 - Fs)$$

Donde:

Fs : Factor de sobredimensionamiento.

P_{DCinv} : Potencia de entrada en DC nominal del inversor.

c) Módulos fotovoltaicos que se emplearan

Después de determinar que modulo fotovoltaico se va a usar se necesitarán de los parámetros características anteriormente de los paneles, definidos para proceder a realizar cálculos dentro del dimensionado del sistema solar fotovoltaico y la configuración de los módulos. En la practica el dimensionado del inversor se hace primero y después se realizan los cálculos de la configuración del arreglo. El número total de módulos a usar en la instalación (N_m) se halla con la ecuación 6 [18].

Ecuación 6. Cálculo del número de módulos a emplear

$$N_m = \left[\frac{P_p}{P_m} \right]$$

Donde:

P_p : Potencia Pico instalada en la Planta Solar Fotovoltaica.

P_m : La máxima potencia que entrega el panel a condiciones estándares.

Para determinar cómo se van a realizar la conexión, se procede a calcular el número de módulos en paralelo (N_{mp}) y el número de módulos en serie (N_{ms}). Dichos valores dependerán, como ya se mencionó, del módulo fotovoltaico seleccionado y el margen de tensiones de entrada en las que el inversor va a buscar el punto de máxima potencia. Así como se debe cuidar el no pasar la máxima tensión de circuito abierto que tolera el inversor. Llegando así aquí la ecuación 7 que nos ayuda a determinar el número de módulos en serie [18].

Ecuación 7. Cálculo del número máximo de módulos en serie

$$N_{ms} = \left[\frac{V_{maxInv}}{V_{OCm}} \right]$$

Donde:

V_{maxInv} : Límite superior del margen para el que el inversor busca el punto de máxima potencia.

V_{OCm} : Voltaje de circuito abierto del panel seleccionado.

A continuación, se va a completar con ramas en paralelo hasta completar la potencia pico instalada en la planta solar fotovoltaica. La ecuación 6 nos permite calcular el número de ramas a instalar para completar la configuración. Aunque es muy importante determinar, con la corriente máxima del inversor y la corriente de cortocircuito del módulo, el número máximo de ramas en paralelo (Ecuación 8) [18]. Esto como criterio para proceder a aceptar o no una configuración de módulos. Si se conoce el número de ramas en serie, se puede calcular las ramas en paralelo a partir de la ecuación 9 completando así la configuración [18].

Ecuación 8. Cálculo del número máximo de ramas en paralelo

$$N_{maxp} = \left[\frac{I_{MaxInv}}{I_{SC_m}} \right]$$

Donde:

I_{MaxInv} : Corriente máxima de entrada en DC del inversor.

I_{SC_m} : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

Ecuación 9. Cálculo del número de ramas en paralelo

$$N_{mp} = \left[\frac{N_m}{N_{ms}} \right]$$

1.1.8.2 Dimensionado de las secciones del cableado y protecciones

Para dimensionar las secciones del cableado se tendrá en cuenta la norma NTC 2050. Norma Técnica Colombiana también conocida como el Código Eléctrico Colombiano, el cual es de obligatorio cumplimiento, esta dedica una sección completa (Sección 690) a los sistemas fotovoltaicos. Donde se presentan todos los requerimientos y las normas a cumplir para la certificación de los equipos a usar en la instalación.

a) Cálculo de la capacidad de corriente y dispositivos de protección contra sobre corrientes

La capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal de las protecciones (o corriente de ajuste de disparo) contra sobre corriente en un sistema de generación fotovoltaico no puede llegar a ser menor al 125% de la corriente calculada de todo el circuito, como lo especifica la NTC 2050 en su capítulo 6 sección 690-8.a) [13]. El procedimiento para el cálculo de este se efectúa de la siguiente manera.

- I. Corriente del circuito de la fuente fotovoltaica: Corresponde a la suma de las corrientes nominales de cortocircuito de los arreglos de módulos en paralelo [13].
- II. Corriente del circuito de salida fotovoltaica: Se trata de la corriente de corto circuito nominal asociada a la fuente de alimentación fotovoltaica [13].
- III. Corriente del circuito de salida del inversor: Como su nombre lo indica se trata de la corriente nominal de salida del inversor utilizado en la instalación [13].
- IV. Un factor importante a la hora de dimensionar las secciones del cableado para sistemas fotovoltaicos es la temperatura. La norma sugiere que, cuando la temperatura ambiente del sitio donde se va a llevar a cabo la instalación supere los 30 °C se le debe aplicar a la capacidad de corriente un factor de corrección de la tabla 1. Cualquier otro conductor dentro del sistema debe tener una capacidad de corriente no menor al 125% de la corriente de operación [13]. Esto con el fin de que se permita un funcionamiento del sistema durante un tiempo prolongado, sin importar que este trabaje a plena carga.

Tabla 1. Factores de corrección de capacidad de corriente para cables de sistemas fotovoltaicos

Temperatura ambiente °C	Temperatura nominal de los conductores			
	60° C	75° C	90° C	105° C
30	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,58	0,75	0,82	0,86
51-55	0,41	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

Fuente: Norma Técnica Colombiana 2050 sección 690-31.c)

- V. Después de haber calculado la capacidad de corriente y corregirlo, en dado caso que fuese necesario, se seleccionan del anexo 1 el tamaño del cable y un aislamiento de temperatura. Se debe usar la del cable de 75°C para conseguir el tamaño de este. De ser necesaria la disminución de la capacidad de corriente, se debe tomar la capacidad de corriente de la columna de 90°C [13].
- VI. Se procede a comparar las capacidades de corriente corregidas en el anterior inciso con la capacidad calculada de todo el circuito. Sabiendo que la capacidad de corriente corregida debe ser mayor que la calculada para todo el circuito y que la capacidad de corriente de los sistemas de protección. De lo contrario se debe seleccionar un cable de mayor calibre. [13]
- VII. Por último, se debe revisar la compatibilidad entre las terminales de los dispositivos de protección con los conductores a utilizar. Puesto que regularmente estos vienen para conductores de 75°C o 60°C. Si en el proceso anterior se ha seleccionado un cable aislado para 90°C, la capacidad de corriente a 30°C del mismo tamaño de cable, con un aislamiento de 75°C o 60°C, debe ser igual o inferior a la capacidad de corriente del circuito total [13].

b) Medios de desconexión

La sección 690 de la NTC 2050 exige que, para los conductores energizados salientes de la fuente de potencia fotovoltaica, incluyendo el conductor de la puesta a tierra, deben contar con un método de desconexión. En el caso de los conductores que no cuentan con puesta a tierra, se debe tener un interruptor de tipo manual para proceder a su desconexión. A su vez, los conectores puesta a tierra que por cuestiones de seguridad suelen permanecer constantemente conectados se debe disponer de un medio de desconexión tipo tornillo, con el fin de que se pueda llevar a cabo cualquier tipo de mantenimiento y se cumpla con las exigencias de la norma NTC 2050 [13].

1.1.9 Cálculo de la distancia entre módulos

Comúnmente los arreglos de módulos fotovoltaicos se instalan en estructuras fijas, lo que hace pertinente que se instalen adecuadamente para un óptimo aprovechamiento de la radiación solar. La necesidad de colocar una gran cantidad de paneles fotovoltaicos en una determinada área nos exige determinar la distancia en la que las hileras de paneles no produzcan sombras a las otras, de forma que el rendimiento de la planta fotovoltaica no se vea afectado, como se observa en la figura 10.

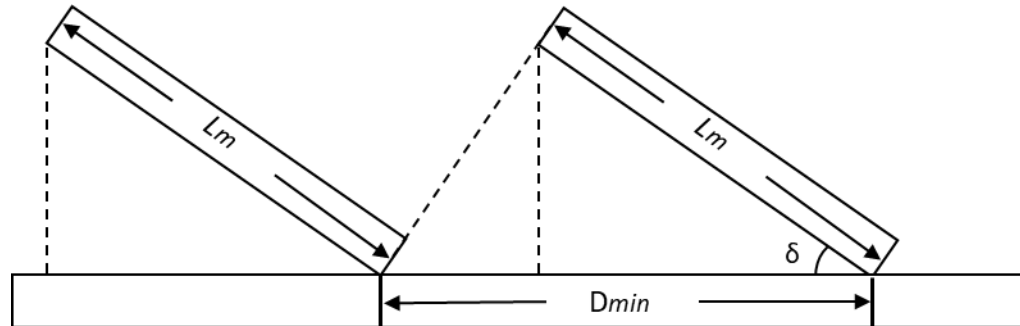
Figura 10. *Ejemplo de problema de superposición entre filas de módulos*



Fuente: Elio Sebastián Energía Solar web oficial.

La distancia mínima (Ecuación 10) para evitar la superposición de los paneles depende directamente de la geometría e inclinación de los arreglos de módulos (Figura 11) [17].

Figura 11. Esquema para el cálculo de la distancia mínima de separación entre módulos.



Fuente: Elaboración propia.

Ecuación 10. Distancia mínima de separación entre módulos

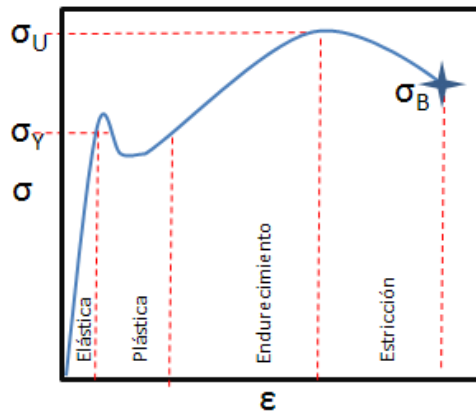
$$D_{min} = (L_m * \text{Cos}\delta) + \frac{L_m * \text{Sen}\delta}{\text{Tan}(90^\circ - \delta)}$$

(Ver figura 11)

1.1.10 Factor de seguridad de la estructura

Al momento de realizar el diseño de un elemento o estructura es de vital importancia conocer el punto en el que el material comienza a perder sus propiedades elásticas [17]. Conceptualmente los diseños de elementos mecánicos se realizan para que funcionen dentro de la zona elástica (Figura 12). Es decir que a pesar de recibir esfuerzos conserven su forma original.

Figura 12. Diagrama de esfuerzo contra deformación.



Fuente: Intelligy blog

Para asegurar ese concepto de diseño, los profesionales en el área indican aplicar el concepto de factor de seguridad. Que por definición es el cociente entre el esfuerzo de cedencia propio de la curva del material y el esfuerzo calculado al que es sometido el diseño [17](ver Ecuación 11). Para el caso específico del proyecto se llevará a cabo el cálculo de dicho factor con ayuda del análisis estático de SolidWorks Simulation, donde se toma el esfuerzo de Von Mises, como el esfuerzo calculado y el esfuerzo de cedencia lo toma según el material utilizado dentro del diseño.

Ecuación 11. Factor de seguridad del diseño

$$FDS = \frac{\delta Y}{\delta VM}$$

Donde:

FDS: Factor de seguridad del diseño.

δY: Esfuerzo de cedencia.

δVM: Esfuerzo de Von Mises.

1.2 Marco legal

Se presenta las principales leyes y resoluciones, aplicables a la característica del proyecto, que incentivan la implementación de Fuentes No Convencionales de Energía, así como estimulan la inversión el desarrollo de tecnologías para la utilización de las energías renovables y a su vez nos definen cuales son los

incentivos tributarios, arancelarios o contables a los que podrán acceder estos inversionistas.

1.2.1 Ley 1715 de 2014

La ley 1715 de 2014 o ley de energías renovables, fue un proyecto de ley hecho realidad con el cual se busca la promoción, utilización y el desarrollo de FNCE, con especial énfasis en las energías renovables. Esta ley busca la integración de dichas fuentes de energía en el sistema energético nacional mediante el mercado eléctrico. Además, se busca aumentar su uso en aplicaciones de generación de energía para Zonas No Interconectadas (ZNI). La ley motiva a los inversionistas a través de beneficios tributarios y arancelarios, a los que pueden acceder después de cumplidos los procedimientos y requisitos previamente elaborados por entidades pertinentes. Dichos incentivos son los siguientes [1]:

- Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta
- Depreciación acelerada
- Exclusión de bienes y servicios de IVA
- Exención de gravámenes arancelarios

1.2.2 Resolución 030 de la CREG

Resultante de la Ley 1715, la resolución 030 de 2018 elaborada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Es un extenso documento donde se estipulan todas las normas con las que se regula la remuneración de energía sobrante inyectada a la red por parte de auto generadores de pequeña escala a partir de FNCE. Esto gracias a que la Ley 1715 le confiere a la CREG la función de definir dicha normatividad.

1.2.3 RETIE

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas es el conjunto de normas que tienen como objetivo garantizar la seguridad de personas, animales y su entorno. Eliminando y minimizando los riesgos asociados a los diferentes tipos de instalaciones eléctricas [18]. En el caso de los sistemas fotovoltaicos, además de dar los lineamientos de seguridad con los que debe cumplir una instalación eléctrica de este tipo, el RETIE se encarga de exigir las certificaciones de los equipos a utilizar en la instalación fotovoltaica. Para el caso de los módulos fotovoltaicos el RETIE exige el cumplimiento de por lo menos una norma de fabricación. Ya sea de

la norma IEC 61215, la cual es una norma de calificación de diseño y aprobación para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino o de la norma IEC 61730 que presenta los requisitos para la construcción, ensayos y seguridad. Para el caso de los inversores, de igual manera deben presentar el certificado de cumplimiento de por lo menos una norma técnica de fabricación. Entre las que se encuentra la IEC 62109 norma de fabricación que garantiza la seguridad de convertidores de potencia para uso en sistemas de generación fotovoltaica. Otra de las normas aplicable es la UL 1741 que garantiza que los equipos presenten unos estándares de seguridad en inversores de uso en sistemas de potencia independientes. Por último, se tiene la norma técnica IEC 61727, la cual aplica para sistemas de generación fotovoltaica que se encuentren conectados a la red pública, a través de un inversor estático sin la característica que le permite operar en isla para convertir corriente directa a corriente alterna [19]. Los demás elementos asociados a la instalación deberán ser homologados o aceptados por la comercializadora de energía que tenga facultades dentro del territorio donde se va a realizar la instalación.

1.2.4 NTC 2050

La Norma Técnica Colombiana o Código Eléctrico Colombiano es una completa guía de diseño que va desde el método de la instalación, los conductores a utilizar, protecciones a instalar, la conexión de los módulos, hasta los requisitos de los circuitos. Lo que comprende la tensión máxima a soportar, el dimensionamiento y corriente de circuitos, medios de desconexión, rotulado y conexión a otras fuentes de energía.

La norma es muy clara al presentar los métodos de alambrado permitidos y las características de estos. Concordando con lo ya mencionado en este escrito, en cuanto a características de los conductores y normas técnicas de fabricación. La norma proporciona todas las tablas necesarias con factores de corrección, capacidades de corrientes, calibres y aislamientos a la hora de dimensionar los conductores de la instalación. Así como las características que deben cumplir los elementos auxiliares a la instalación eléctrica.

1.2.5 Otras normas para tener en cuenta

El gobierno nacional se ha encargado de reglamentar, promover e incentivar el desarrollo de las centrales de generación de energía a partir de fuentes renovables

no convencionales. Las siguientes normas también conforma parte del extenso marco normativo colombiano:

- Decreto 2469 de 2014: Establece la política energética la cual reglamenta la entrega de excedentes de autogeneración [20].
- Resolución UPME 0281 de 2015: Se trata de la resolución que definió el límite máximo de potencia para los auto generadores a pequeña escala [20].
- Decreto 348 de 2017: Decreto que junto al Decreto 1073 de 2015, establecen lo referente a lineamientos de política pública en materia de entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala [20].
- Resolución Ministerio de Ambiente 2000 de 2017: Establece el procedimiento para solicitar ante la ANLA la exclusión de IVA.
- Resolución CREG 015 de 2018: Resolución que presenta la metodología por la cual se remunera la actividad de distribución de energía eléctrica el Sistema Interconectado Nacional [20].

1.3 Estado del arte

La tabla 2, que se encuentra a continuación, relaciona los artículos, informes, tesis, softwares entre otros utilizados como fundamento teórico, o referencia a la hora de plantear la metodología y modelos de cálculo empleados para llevar a cabo el diseño de una planta de generación fotovoltaica en las instalaciones de la empresa Molinos Guanentá S.A.S en el municipio de Curití, departamento de Santander.

Tabla 2. Estado del arte

Autor	Título del trabajo	Año de publicación	Aporte
UPME	Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia	2015	Presenta el contexto nacional e internacional de las fuentes de energía renovables no convencionales. Mostrándonos las metas que tiene planteado el gobierno nacional en cuanto a promoción de

			dichas fuentes de energía.
Priscila Gonçalves & Mario Orestes	Energía Solar Fotovoltaica: Marco de referencia conceptual	2017	Apoya la estructuración asignada al marco teórico en cuanto a temáticas a incluir y conceptos a revisar.
Oscar Perpiñán Lamigueiro	Energía solar Fotovoltaica	2013	Base para la revisión conceptual y elaboración del marco teórico en cuanto a tipología de los sistemas solares fotovoltaicos.
Yecid Alfonso Muñoz Maldonado, German David Acebedo Roncancio & Juan David Santamaría Saavedra	Evaluación del potencial de energía solar en Santander, Colombia	2019	Vistazo inicial a la disponibilidad del recurso solar en el departamento, a través de la elaboración de una distribución y construcción de una malla. Estableciendo así los municipios de mayor potencia junto a los factores que determinan el rendimiento de una planta solar fotovoltaica.
Juan Carlos Inzunza B	meteorología Descriptiva	2019	Soporta los conceptos referentes a los parámetros meteorológicos característicos del recurso solar.

Kelly Hernández Johan Carrillo	Análisis de la curva de demanda eléctrica para usuarios residenciales estrato 4 en la ciudad de Bogotá ante diferentes escenarios de los hábitos de consumo	2017	Referente para la metodología utilizada para la elaboración de curva de carga de la empresa.
Argentieri Agustín Magi Juan Pablo	Diseño de Planta Solar Fotovoltaica	2019	Referente en el cálculo de la configuración de módulos y demás elementos de la instalación.
Marta García Díaz	Diseño de una planta fotovoltaica de conexión a red	2015	Apoyo a la hora de organizar e interpretar los informes entregados por el software PVSyst. A su vez se implementó la metodología de comparación de información de caracterización del recurso, tanto de bases de datos como de software de simulación.
Paulo Valdiviezo	Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP	2014	Referente al momento de llevar a cabo el diseño de la estructura de soporte y el análisis estático de la misma.
André Mermound	Software PVSyst	1992	Programa para utilizado para soportar la información encontrada en las bases de datos. Así como para la

			elaboración de las simulaciones de los arreglos fotovoltaicos.
Jon Hirschtick	SolidWorks	1995	Programa de apoyo para el diseño de las estructuras de soporte de los arreglos de paneles. Utilizado a su vez para realizar el análisis de cargas y esfuerzos de estas.

Lo que esta revisión nos permite determinar, es que los proyectos enfocados a diseños de sistema de generación fotovoltaica usualmente no integran del diseño de todos los sistemas auxiliares a la instalación. A la vez de que no suelen identificar la documentación necesaria y los permisos o certificados a solicitar para que el proyecto pueda, desde solicitar su conexión hasta acceder a los beneficios, que las leyes que incentivan las energías renovables, les ofrecen.

Se pudo identificar dentro de los documentos revisados los fundamentos técnicos y teóricos para la elaboración de este trabajo: Las formulaciones para los cálculos de configuración del generador fotovoltaico, El diseño de los sistemas auxiliares y La fundamentación para el análisis económico.

1.4 Antecedentes

Empresas como Celsia S.A han entrado al mercado de la autogeneración con una buena cantidad de proyectos, a 2019 la empresa cuenta con 6 granjas y 110 techos y pisos solares. La empresa ha trabajado en más de 38 proyectos que en total suman una capacidad instalada de 13MWp. Y se tienen proyectadas nuevas instalaciones en el eje cafetero, Valle del Cauca, Antioquia, Cundinamarca, Cartagena y Barranquilla entre otros.

El 24 de marzo de 2017 en el centro comercial La Reserva en Rionegro-Antioquia, el grupo Celsia comenzó a operar un techo solar, primero de su tipo en el país. A su vez esta iniciativa de Celsia cumplió con los requisitos para acceder a los beneficios tributarios de la ley 1715. Otro de los proyectos tipo aplicados a la

industria, en este caso cafetera, fue en el que Celsia realizó la instalación en el techo de la planta Racafé en Huila del total de 452 módulos fotovoltaicos. Para el caso específico de esta empresa la instalación suple el 27% de la demanda de la trilladora. Siendo de los primeros en implementarse para esta empresa que cuenta que otras 6 trilladoras en ciudades como Bogotá, Pereira, Bucaramanga, Medellín entre otras.

Compañías como la Nacional de Chocolates, Universidad Autónoma del Occidente, Centro de Convenciones de Cartagena, Centro Comercial Nuestro Montería son las que han implementado proyectos de autogeneración y actualmente se está beneficiando de ellos. Algunos a través de contratos PPA (Power Purchase Agreement) obteniendo así la energía a un precio más bajo respecto a contratarla con un comercializador.

2. OBJETIVO GENERAL

Realizar el diseño ingenieril y la evaluación financiera, para una central de generación de energía eléctrica basada en tecnología fotovoltaica, que supla parte del consumo de energía eléctrica de la empresa Molinos Guanentá, ubicada en el municipio de Curití-Santander.

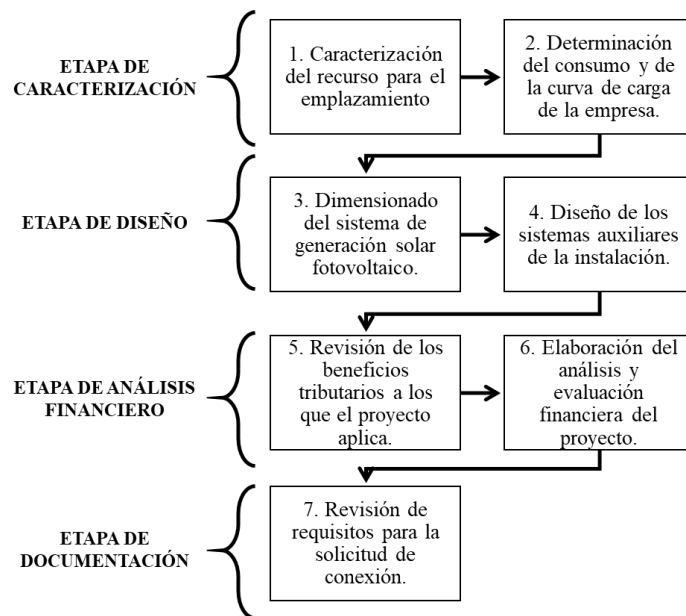
2.1 Objetivos específicos

- 2.1.1 Dimensionar el sistema de autogeneración y diseñar los sistemas auxiliares a la instalación, a partir del perfil de demanda del cliente y el recurso disponible.
- 2.1.2 Elaborar la evaluación financiera del proyecto, considerando los beneficios estipulados por la ley 1715 del 2014 y la resolución CREG 030 del 2018.
- 2.1.3 Preparar los requisitos exigidos por la normativa aplicable para la expedición del certificado de la UPME y la aprobación de la conexión a red.

3. METODOLOGIA

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados para el proyecto se plantean cuatro grandes etapas de desarrollo. Se planea realizar la caracterización tanto del recurso solar, como de la demanda energética de la empresa. Posteriormente pasando por el diseño ingenieril y la elaboración de la evaluación financiera del proyecto, que permita dar información al inversionista sobre las expectativas de rentabilidad del inversionista. Finalizando con la revisión de los requisitos y formularios a diligenciar para que el proyecto acceda tanto a los beneficios tributarios como a la solicitud de conexión para la posterior puesta en marcha. La metodología anteriormente mencionada se puede representar en el esquema metodológico observable en la figura 13.

Figura 13. Esquema metodológico aplicado al proyecto.



Fuente: Elaboración propia.

3.1 Primera etapa. Caracterización del recurso solar y análisis de la demanda energética

Para la determinar la pertinencia de Curití, dentro de la región, como sitio para llevar a cabo un proyecto de generación fotovoltaica. Se realizó un comparativo con diferentes municipios de la región, logrando así la identificación de los sitios con mejor potencial dentro del departamento. En esta etapa del proyecto se lleva a cabo una búsqueda exhaustiva de información y parámetros que nos permitieran estudiar el recurso solar para el emplazamiento en el cual se tiene proyectado implementar la planta. Se utilizan las bases de datos “Global Solar Atlas” y “National Solar Radiation Data Base” junto software de simulación, diseño y análisis de datos para sistemas fotovoltaicos PVSyst, con el cual se analiza y encuentra la energía producida en los mejores 5 municipios a unas condiciones de control, con el fin de confirmar el potencial solar que tiene el municipio de Curití.

Por otro lado, se determina un perfil de demanda de la empresa a partir de un análisis de redes, donde se diagnostica el comportamiento eléctrico de las cargas conectadas a la red de nivel 1 encargada de abastecer las instalaciones de Molinos Guanentá S.A.S. Obteniendo así una curva de carga promedio de la empresa.

3.2 Segunda etapa. Diseño ingenieril del sistema de generación eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica

Comprende una serie de actividades que cubren las diferentes fases de diseño del proyecto tales como dimensionado y simulación del sistema de generación fotovoltaico, así como de los sistemas auxiliares eléctricos y estructurales. Que nos genera a su vez productos tales como los planos eléctricos de la instalación, modelo 3D de la instalación y el estudio de cargas de la estructura.

3.3 Tercera etapa. Análisis financiero del proyecto

Esta fase busca realizar un diagnóstico del proyecto, con el fin de que los agentes inversores interesados cuenten con información que les permita tomar una decisión. Dicho análisis cuenta con un flujo de caja y una evaluación del proyecto sin financiamiento, es decir donde la inversión es asumida totalmente por el propietario

molino sin acceder a créditos. Posteriormente se podrá realizar una evaluación que considera que tan conveniente o no es el asignar recursos al proyecto.

Dentro del flujo de caja se tiene en cuenta todos los beneficios tributarios, creados por la ley 1715, que con lleva la inversión en proyectos de generación de energía a partir de fuentes no convencionales.

3.4 Cuarta etapa. Revisión de la documentación para la solicitud de conexión

Esta revisión incluye la revisión de disponibilidad del transformador y a su vez se tiene en cuenta el cálculo de la cantidad de energía excedente junto al diligenciamiento del formulario de solicitud de conexión. Esto teniendo en cuenta que la nueva resolución 030 de 2018 emitida por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) estableció algunos beneficios para los generadores a pequeña escala, como lo son la conexión ágil. Para el caso de capacidades inferiores a 100kW su procedimiento de conexión va a ser más simplificado.

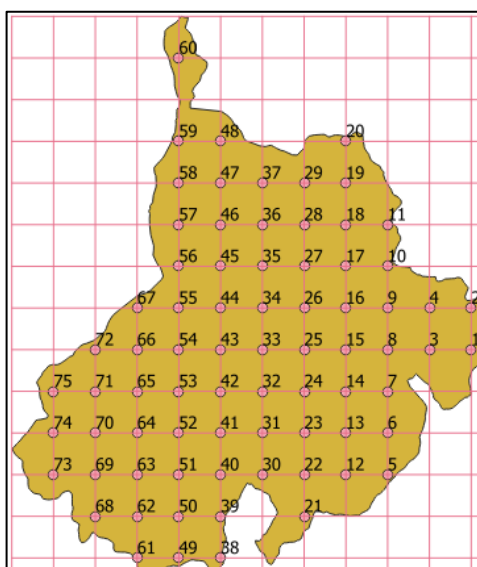
4. DESARROLLO

4.1 Caracterización del recurso solar del emplazamiento

4.1.1 Construcción de la malla rectangular

La malla rectangular es elaborada a través del software de información geográfica QGIS. Se toma el mapa de Santander y se plantea la malla, con una división de 20 kilómetros entre punto y punto, para toda la extensión del departamento. Resultando así una distribución nodal que se puede observar en la figura 14. Para la que se obtienen 75 puntos que abarcan los 30.537 km² de área superficial que posee el departamento de Santander.

Figura 14. *Distribución nodal malla rectangular.*



Fuente: Elaboración propia. Software QGIS.

Con la ayuda de un complemento instalado para el programa de QGIS llamado “Lat Lon Tools” se obtuvieron las coordenadas angulares, latitud y longitud, para cada punto sobre la malla. Esto con el fin de a la hora de realizar la búsqueda en la base de datos de los parámetros de interés para cada punto en específico. Finalmente se identifican los sitios con mejor potencial para la instalación de un sistema de generación fotovoltaico.

4.1.2 Búsqueda de base de datos

Con las coordenadas geográficas de cada punto sobre la malla se procedió a realizar la búsqueda en la base de datos del Banco Mundial (Global Solar Atlas) y se procedió a contrastar el valor de los parámetros de importancia para los 5 municipios con la mejor irradiancia del departamento, Global Horizontal Irradiación per day (Irradiación Global Horizontal por día) y PVOUT per year (Energía Producida o de Salida), con los mismos parámetros pero que en este caso obtenidos de la simulación de PVSyst apoyada en la base de datos nacional de radiación solar (NSRDB) del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL). La información contrastada se puede observar en la tabla 3.

Tabla 3. Comparación del parámetro de energía producida, junto a su diferencia porcentual, encontrados tanto en Global Solar Atlas como en la NSRD que se simuló en el PVSyst.

MUNICIPIO	Global Solar Atlas	PVSYST	DIFERENCIA [%]
	PVOUT [kWh/kWp per year]	PVOUT [kWh/kWp per year]	
SUAITA	1758	1722	2.1%
GUAPOTÁ	1749	1774	1.4%
SOCORRO	1717	1760	2.4%
CURITÍ	1689	1657	1.9%
LOS SANTOS	1673	1711	2.2%

Fuente: Elaboración propio con información obtenida de la base de datos del banco mundial y PVSyst.

Adicionalmente se procedió a calcular las horas de sol pico, con la ecuación 1, para los 5 municipios con la mayor irradiancia en el departamento de Santander (Tabla 4) y a determinar el performance ratio (Tabla 5) con la ayuda de la herramienta de dimensionado de la base de datos del banco mundial y compararlo con el valor dado en la simulación de PVSyst usando la NSRDB. Donde efectivamente se puede

contrastar el potencial solar del municipio de Curití. Además de que, gracias a la temperatura ambiente propia del emplazamiento, las pérdidas por temperatura serán más bajas obteniendo así un valor más alto de performance ratio (PR) o también conocido como coeficiente de desempeño de la central fotovoltaica.

Tabla 4. Valores de irradiación global horizontal y horas de sol pico tomadas para los 5 municipios con mayor potencial en el departamento de Santander.

MUNICIPIO	Global Solar Atlas	
	GHI [Wh/m ² per day]	HSP
SUAITA	6058	6.058
GUAPOTÁ	6025	6.025
SOCORRO	6022	6.022
CURITÍ	5825	5.825
LOS SANTOS	5795	5.795

Fuente: Elaboración propio con información obtenida de la base de datos del banco mundial y PVSyst.

Tabla 5. Comparación del parámetro de performance ratio, junto a su diferencia porcentual, encontrados tanto en Global Solar Atlas como en la NSRD que se simuló en el PVSyst.

MUNICIPIO	Global Solar Atlas	PVSYST	DIFERENCIA [%]
	PR [%]	[%]	
CURITÍ	79.445%	80.620%	1%
SUAITA	79.512%	80.210%	1%
GUAPOTÁ	79.536%	80.170%	1%
LOS SANTOS	79.102%	79.950%	1%

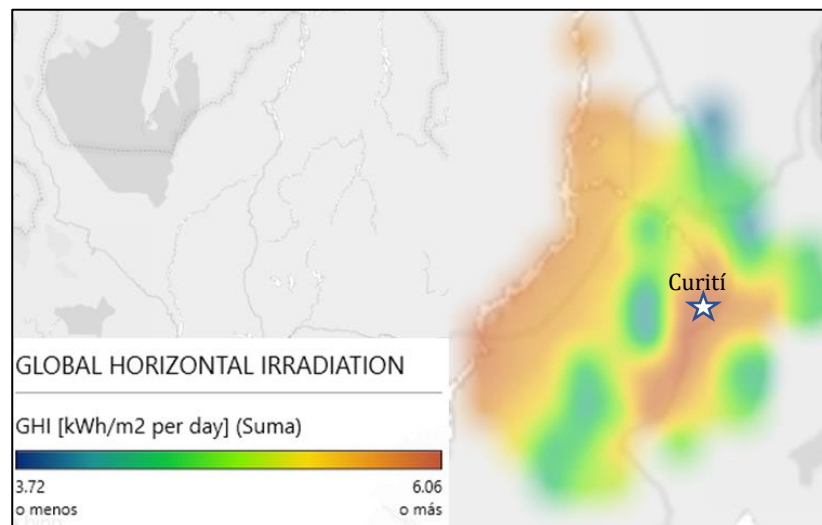
SOCORRO	78.116%	79.840%	2%
---------	---------	---------	----

Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la base de datos del banco mundial y PVSyst.

4.1.3 Mapa de calor

Posteriormente se procede a realizar el mapa de calor del departamento de Santander teniendo en cuenta la irradiancia en cada punto (75) de la malla rectangular elaborada. Estos valores fueron encontrados en la base de datos del Global Solar Atlas. Con la ayuda de la herramienta de mapas de Excel se ubica el parámetro y se elabora una escala de valores para determinar el color de la celda. Y gracias a la categoría determinada para cada dato dentro de la escala de valores se obtiene el siguiente mapa de calor que se puede observar en la figura 15. Donde se puede observar el excelente potencial de la región del departamento en la que se encuentra el municipio.

Figura 15. Mapa de calor departamento de Santander.

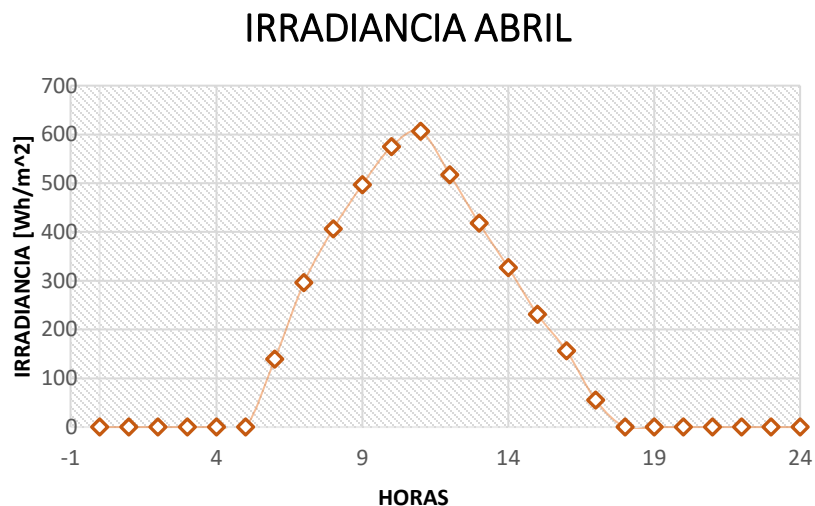


Fuente: Elaboración propia.

4.1.4 Curvas de irradiancia

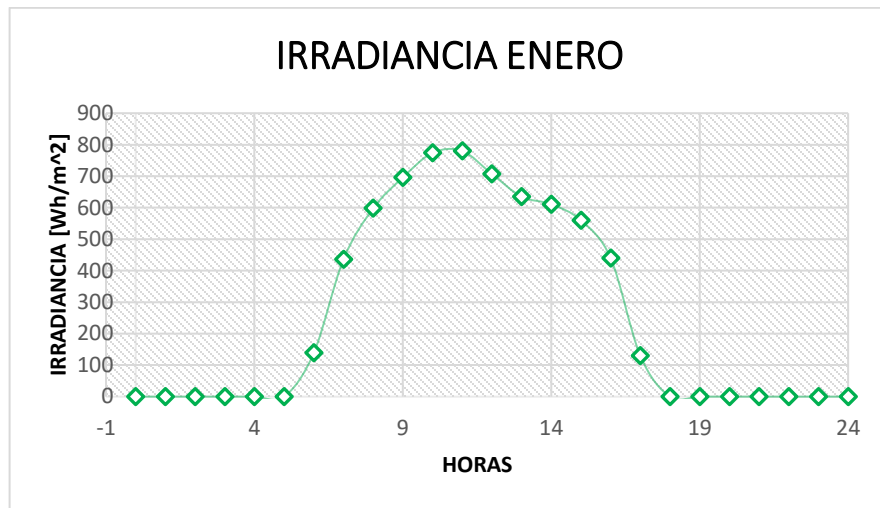
Con el ayuda del Global Solar Atlas se procede a obtener los perfiles de irradiancia promedio para cada mes durante todo un año (Anexo 2). A su vez se procede a extraer la curva de irradiancia del peor mes (Figura 16), mejor mes (Figura 17) y la curva de irradiancia promedio anual (Figura 18), para posteriores análisis en escenarios de diseño. Las curvas mencionadas nos permiten caracterizar el recurso solar del municipio, identificando en ellas el comportamiento que presentará la irradiancia a lo largo de los meses. Donde por ejemplo podemos observar que en el mes critico (ver figura 16) se tendrá una irradiancia pico de $600 \frac{Wh}{m^2}$ a diferencia del mes con mejor irradiancia (Ver figura 17) que presenta una irradiancia pico muy cercana a los $800 \frac{Wh}{m^2}$.

Figura 16. Curva de irradiancia del peor mes.



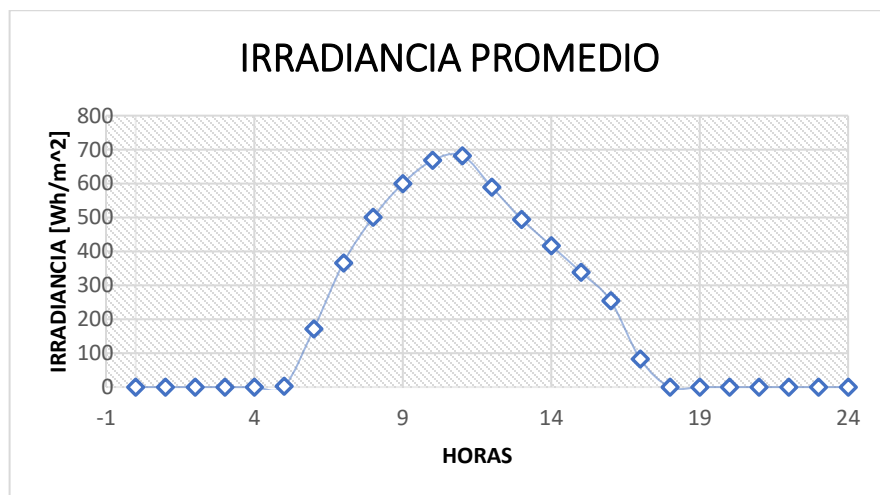
Fuente: Elaboración propia de información obtenida de la base de datos Global Solar Atlas.

Figura 17. Curva de irradiancia del mejor mes.



Fuente: Elaboración propia de información obtenida de la base de datos Global Solar Atlas.

Figura 18. Curva de irradiancia promedio anual.



Fuente: Elaboración propia de información obtenida de la base de datos Global Solar Atlas.

4.2 Análisis de la demanda energética

4.2.1 Análisis de redes

En el proceso de determinación de la curva de carga de las instalaciones de Molinos Guanentá S.A.S, fue posible obtener la curva de carga por medición directa, ya que esta compañía contrató un grupo de consultoría en energía e inspecciones eléctricas encargado de realizar un análisis de redes. Para la ejecución del estudio se necesitó del uso de los siguientes equipos:

- Un analizador de Calidad de la HIOKI 3197(Figura 19)
- Una cámara fotográfica Olympus FE-370
- Un software de procesamiento de datos del analizador llamado HIPRO

Figura 19. Registro fotográfico del analizador de redes instalado en Molinos Guanentá SAS.



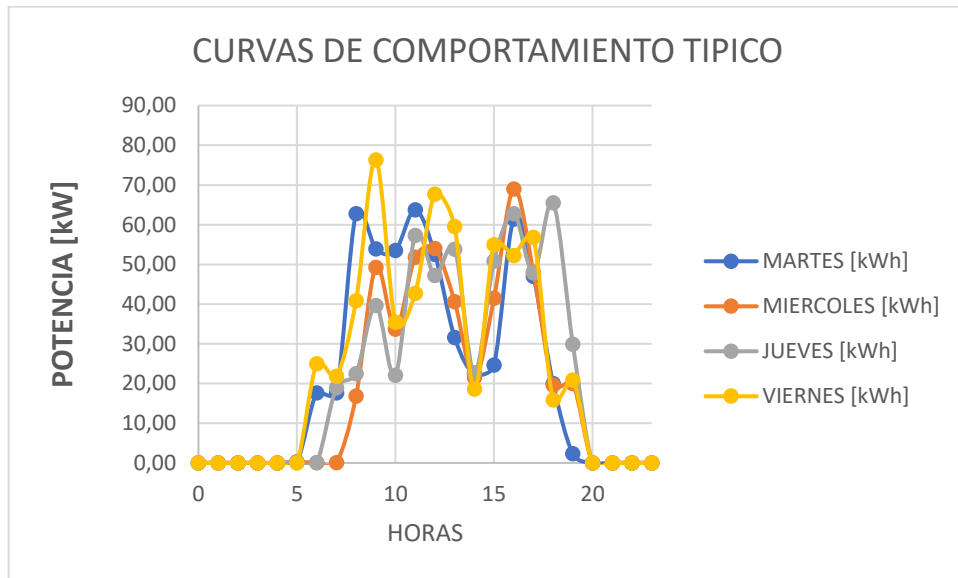
Fuente: Elaboración propia

El procedimiento realizado consistió en una revisión en estado estacionario y transitorio de los parámetros eléctricos (tensión, corriente, factor de potencia y demanda de energía) en promedios de 15 minutos; a su vez se coordinó la instalación de los equipos en la bodega de la empresa Molinos Guanentá S.A.S durante 7 días. El cálculo de los parámetros eléctricos se realizó en base de los datos que se descargaron directamente del equipo analizador de redes y que fueron recolectados durante el tiempo que se realizó la medición.

4.2.2 Curvas de comportamiento típico

El informe entregó las curvas de comportamiento típico de 4 días de la semana, como se puede observar en la figura 20. La cual nos muestra la variación en la demanda de energía del molino durante las 24 horas de los días martes, miércoles, jueves y viernes (ver anexo 3). Donde se puede observar que, para el caso de los datos obtenidos, el pico máximo de potencia fue por encima de los 75 kW y se presentó el día viernes cerca de las diez de la mañana.

Figura 20. Curvas de comportamiento típico



Fuente: Elaboración propia con información obtenida del análisis de redes realizado.

Posteriormente se procedió a realizar un tratamiento a la información recolectada por el analizador agrupando los datos de forma horaria para cada día y finalmente promediando dicha información. Finalmente se valida la curva con el valor consumido promedio en un mes resultado de la revisión del histórico de facturación de todo un año.

Como se puede observar en la tabla 6, la diferencia porcentual, entre el valor de consumo promedio mensual calculado a partir de la curva promedio y el consumo promedio mensual calculado a partir del histórico de facturación, es baja. Lo que nos permite dar validez al valor calculado a partir del análisis de redes.

Tabla 6. Comparación del consumo promedio del molino

CONSUMO PROMEDIO MENSUAL [kWh]		
ANALISIS DE REDES	HISTORICO DE FACTURACIÓN	DIFERENCIA [%]
15967.63455	16206.77	1.48%

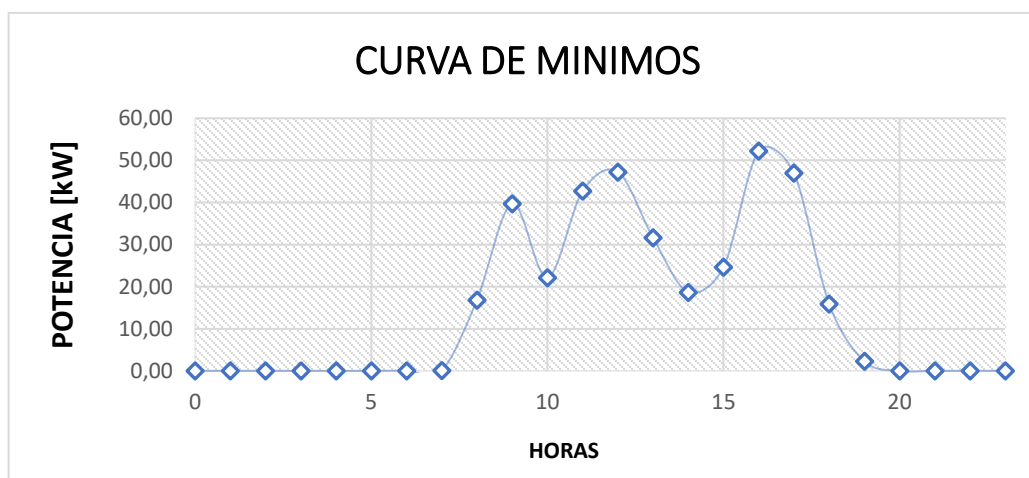
Fuente: Elaboración propia con información del informe de análisis de redes y el histórico de facturación de la empresa Molinos Guanentá SAS.

4.2.3 Curva de carga de la empresa

Como se presenta en el inciso 4.2.2 se organizó la información obtenida de las curvas de comportamiento típico, con el fin de construir tres nuevas curvas, necesarias para la posterior elaboración de los escenarios de análisis propuestos en este proyecto:

- 1) Curva de mínimos (Figura 21)
- 2) Curva promedio (Figura 22)
- 3) Curva de máximos (Figura 23)

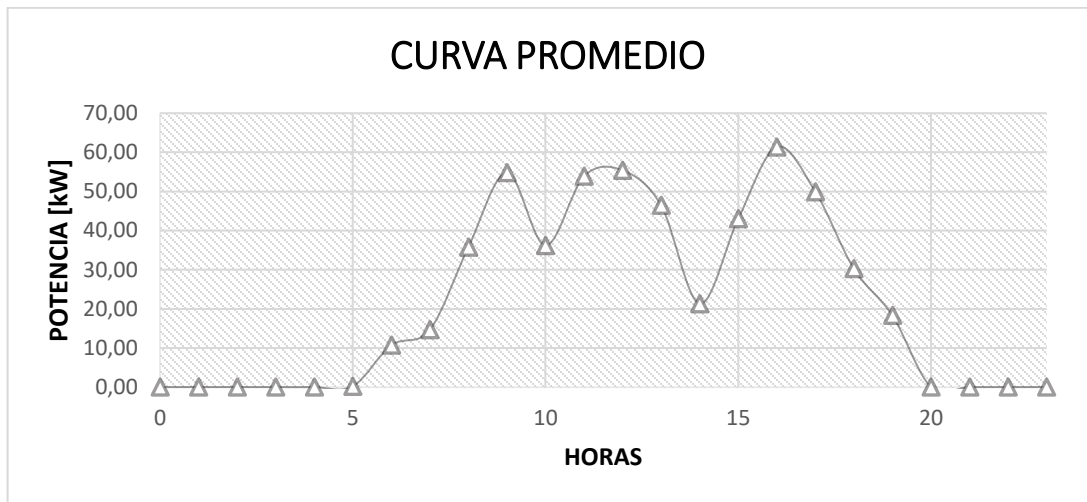
Figura 21. Curva de mínimos consumos de la empresa Molinos Guanentá SAS.



Fuente: Elaboración propia con información obtenida del análisis de redes realizado.

En la figura 21, se puede observar el comportamiento mínimo de la carga durante el tiempo de la toma de datos teniendo como resultante una demanda pico de aproximadamente 52,5 kW.

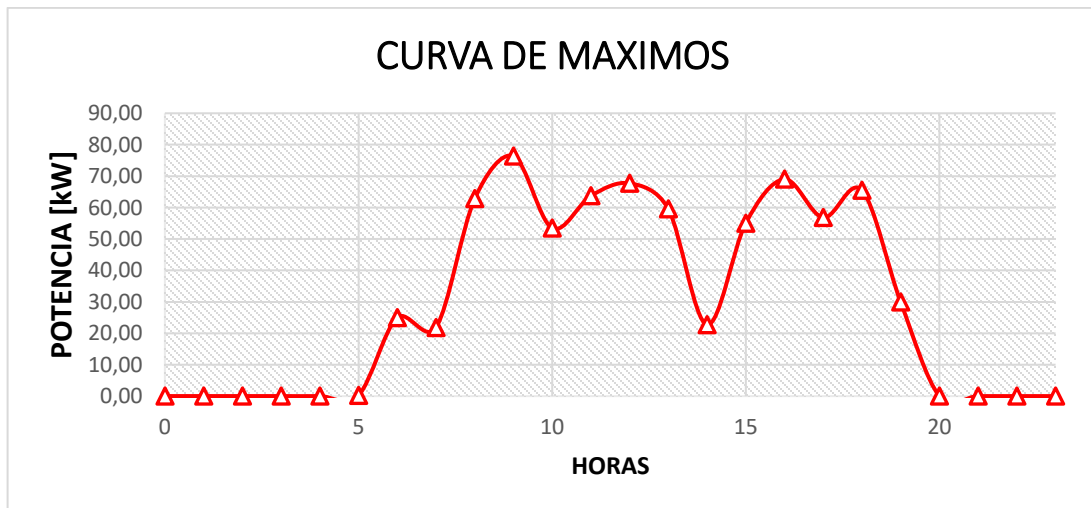
Figura 22. Curva de consumo promedio de la empresa Molinos Guanentá SAS.



Fuente: Elaboración propia con información obtenida del análisis de redes realizado.

En la figura 22, se puede observar el comportamiento promedio de la carga durante el tiempo de la toma de datos teniendo como resultado una demanda pico de aproximadamente 62 kW.

Figura 23. Curva de consumos máximos de la empresa Molinos Guanentá SAS.



Fuente: Elaboración propia con información obtenida del análisis de redes realizado.

En la figura 23, se puede observar el comportamiento máximo de la carga durante el tiempo de la toma de datos teniendo como resultado, una demanda pico de aproximadamente 78 kW.

Como resultado del análisis de redes, estas curvas representan el comportamiento de la demanda de energía de la empresa Molinos Guanentá S.A.S durante su funcionamiento. Las curvas dan una idea de los picos que debe soportar el sistema generación fotovoltaica. De igual manera se estableció el comportamiento promedio como el análisis de consumo para los cálculos y simulaciones debido a que presentó una diferencia del 1,49% comparado con el registro que es llevado por la electrificadora de Santander ESSA.

4.3 Dimensionado del sistema de generación solar fotovoltaico

4.3.1 Análisis de Escenarios de Autogeneración.

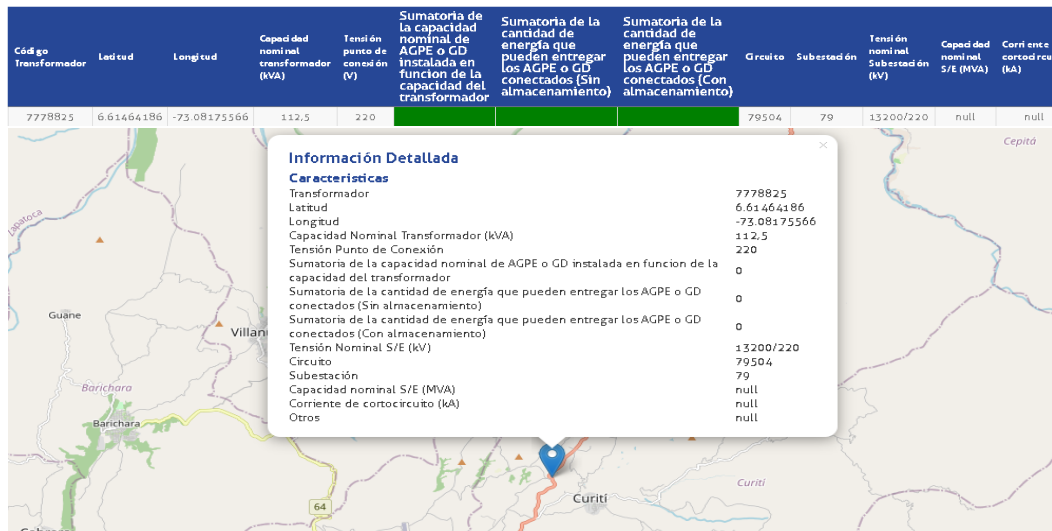
Para poder suplir con la demanda promedio típica del molino, la cual es de 16206.77 kW/mes se plantean 4 escenarios de autogeneración basados en el marco normativo colombiano para la elaboración de proyectos de generación de energética a partir de fuentes no convencionales de energía. El escenario del 15% del transformador, se refiere al caso para el cual, el proyecto pueda realizar intercambios de energía con la red. El escenario de aprovechamiento del espacio disponible se enfoca en poder instalar una alta potencia en el tejado. Máxima potencia próxima a los 100 kW, este escenario se refiere a la máxima potencia a instalar amparado bajo un esquema de conexión simplificado. Escenario de bajas pérdidas en el limitador, es un escenario en el cual, debido a las exigencias de la regulación, se reduzca la energía derivada al limitador de inyección.

4.3.1.1 15% de la capacidad del transformador

En este caso de diseño, se plantea la conexión con una potencia la cual se adapta al requerimiento de la resolución 030 de la CREG donde postula que, para una instalación amparada en la solicitud de conexión simplificada con intercambio, el tamaño de esta no deberá superar el 15% de la potencia del transformador. Cuya disponibilidad se verifica en el portal del respectivo operador de red, como se puede observar en la figura 24. Debido a esto, se calcula la máxima potencia a instalar bajo esta premisa. Se obtiene una potencia de instalación de máximo 16.875 kW.

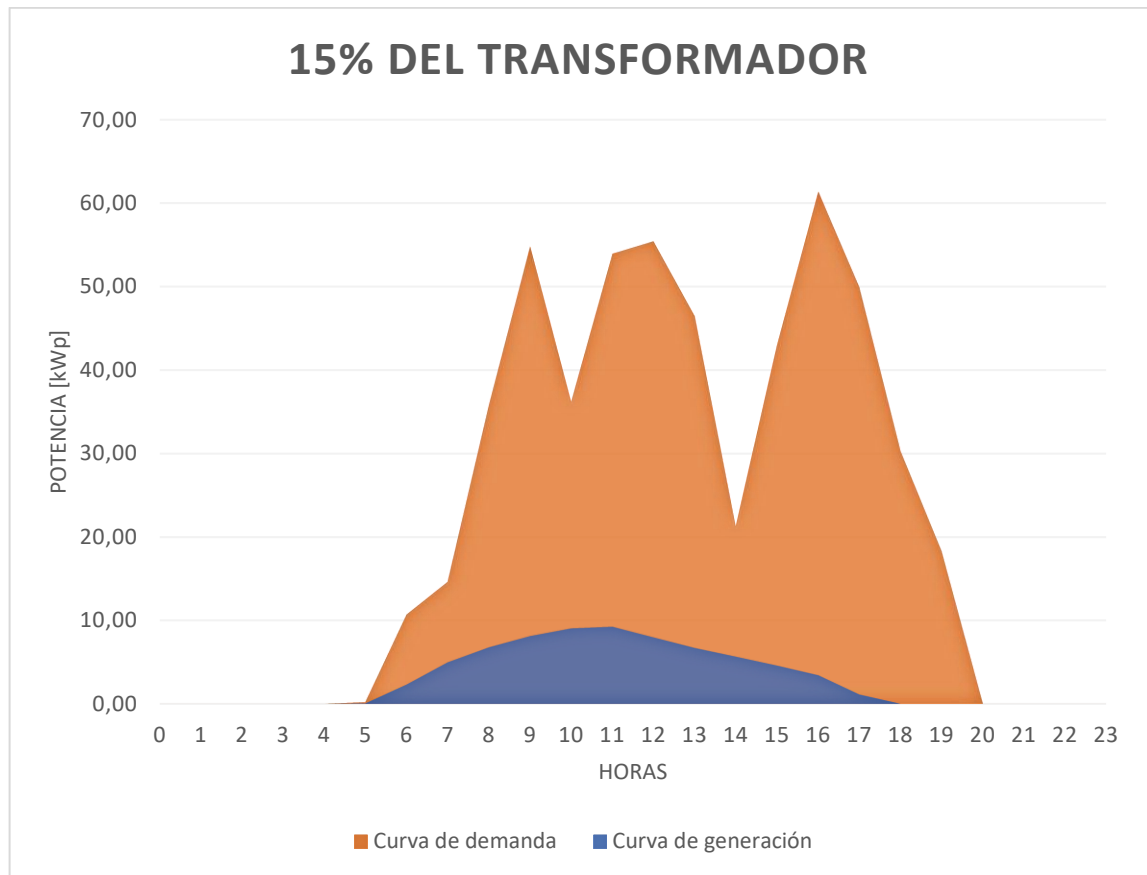
La implementación de esta instalación permitiría las exportaciones tipo I y tipo II en el caso de existir; posterior a una instalación de un medidor bidireccional con registro horario. Las curvas de demanda y generación para este escenario se pueden observar en la figura 25.

Figura 24. Interfaz web ESSA para verificación de la disponibilidad de la red



Fuente: ESSA web oficial

Figura 25. Curva de generación vs Curva promedio de demanda en escenario de potencia instalada no mayor al 15% de la capacidad del transformador



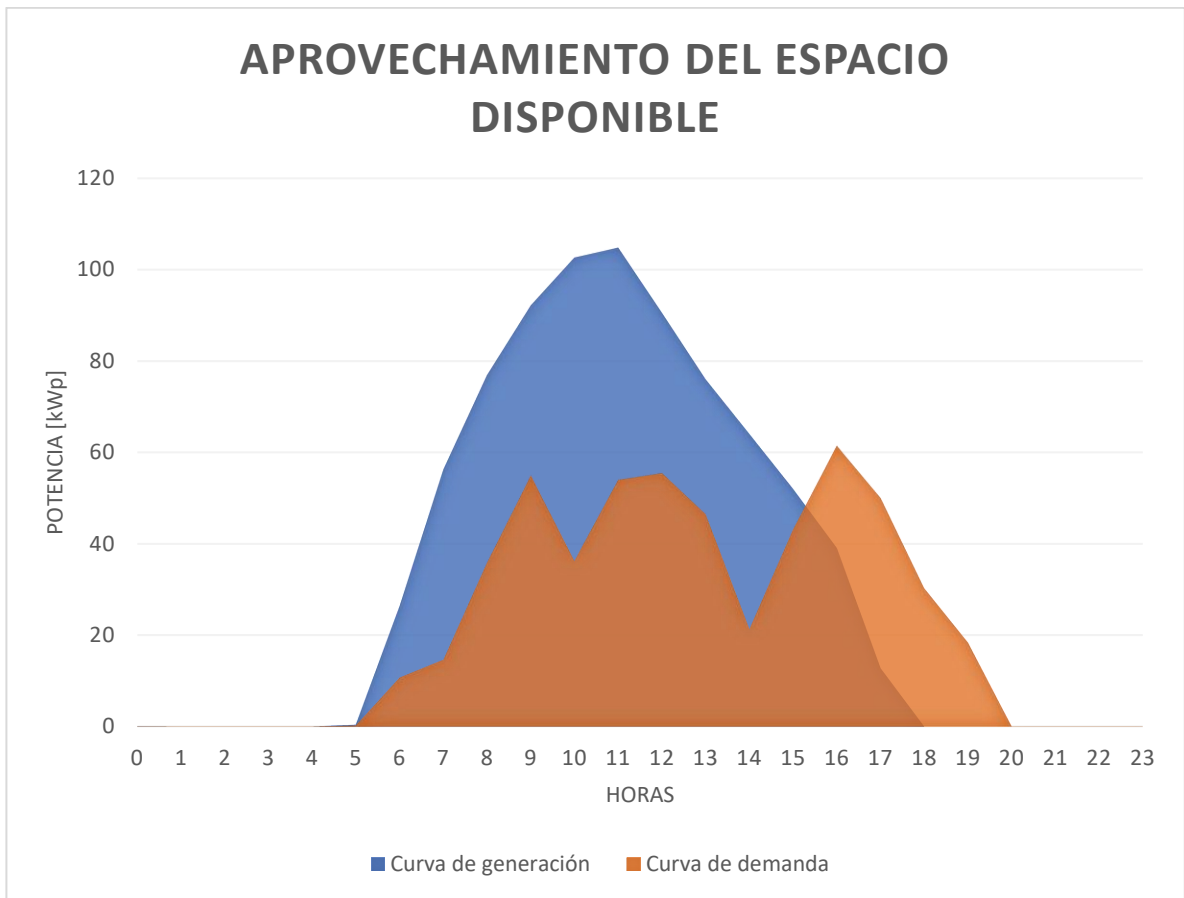
Fuente: Elaboración propia

Con este escenario se puede suplir el 13,10% de la demanda energética del molino lo que significa una reducción de la demanda en 69,74 kWh mensuales.

4.3.1.2 Aprovechamiento del espacio disponible

Para este caso se pretende realizar la conexión de una potencia, la cual aproveche al máximo el espacio disponible en tejado. De esta manera se podrá aumentar la cantidad de energía generada en la empresa; lo cual podría repercutir en posibles exportaciones tipo I y tipo II bajo las condiciones estipuladas en la resolución CREG 030 del 2018 (estudio de conexión simplificada y solicitud de conexión simplificada). Las curvas de demanda y generación para este escenario se pueden observar en la figura 26.

Figura 26. Curva de generación vs Curva promedio de demanda en escenario de máxima potencia instalada dependiendo del área disponible.



Fuente: Elaboración propia

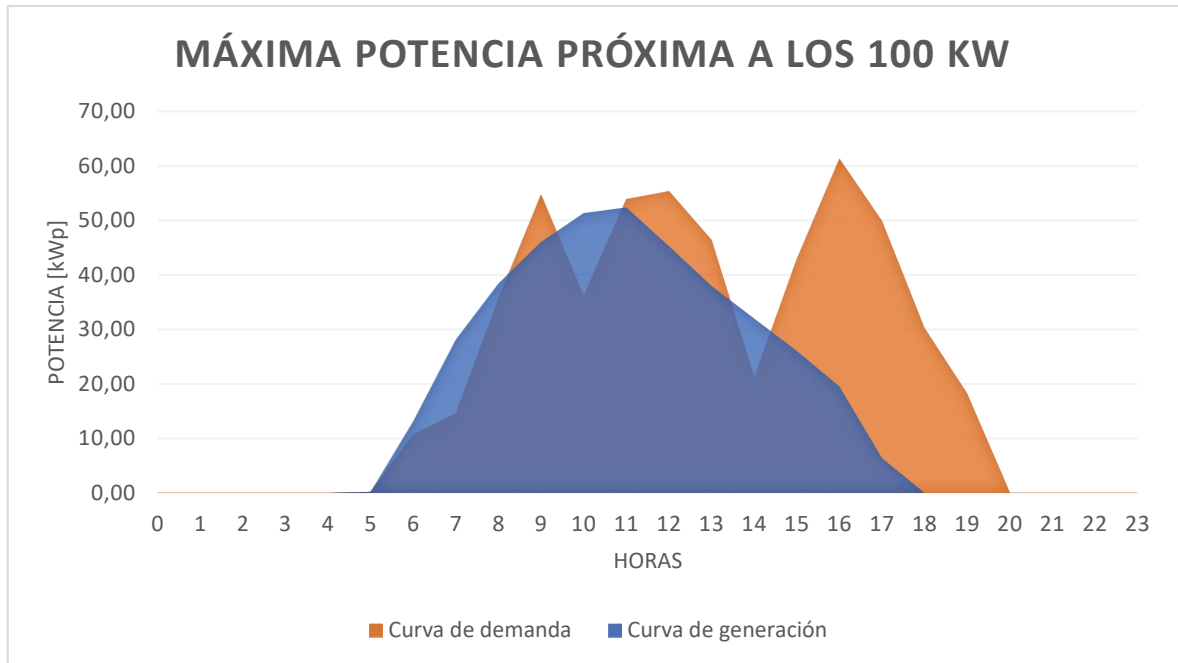
Con este escenario se puede generar el 149% de la demanda energética del molino lo que abre las puertas a eventuales exportaciones de energía a la red. Lo anterior de acuerdo con el cumplimiento de la normativa vigente existen dos tipos de exportaciones. Las exportaciones tipo I tienen como fin suplir la demanda energética del molino en horarios en los cuales no exista generación de energía en la central, en este caso corresponden 108,12 kWh mes. Por otro lado, las exportaciones tipo II tienen como finalidad la venta al operador de red, en este caso corresponden 261,40 kWh mensuales.

4.3.1.3 Máxima potencia próxima a los 100 kW

Se plantea una instalación próxima al límite de 100kW dictado por la CREG en la resolución 030 del 2018 para la conexión amparada bajo el régimen de solicitud de conexión simplificada. Lo anterior debido al interés de tener una instalación la cual pueda suplir, en medida de lo posible, con la demanda energética locativa, pero manteniendo un régimen de conexión más sencillo. De esta manera, se adiciona la

necesidad de realizar una instalación de un limitador de inyección debido a que la potencia estipulada supera el 15% (16,875kW) de la potencia nominal del transformador (CREG 030). Las curvas de demanda y generación para este escenario se pueden observar en la figura 26.

Figura 27. Curva de generación vs Curva de demanda en escenario de potencia instalada dentro del límite de 100kW para régimen de conexión simplificado.



Fuente: Elaboración propia

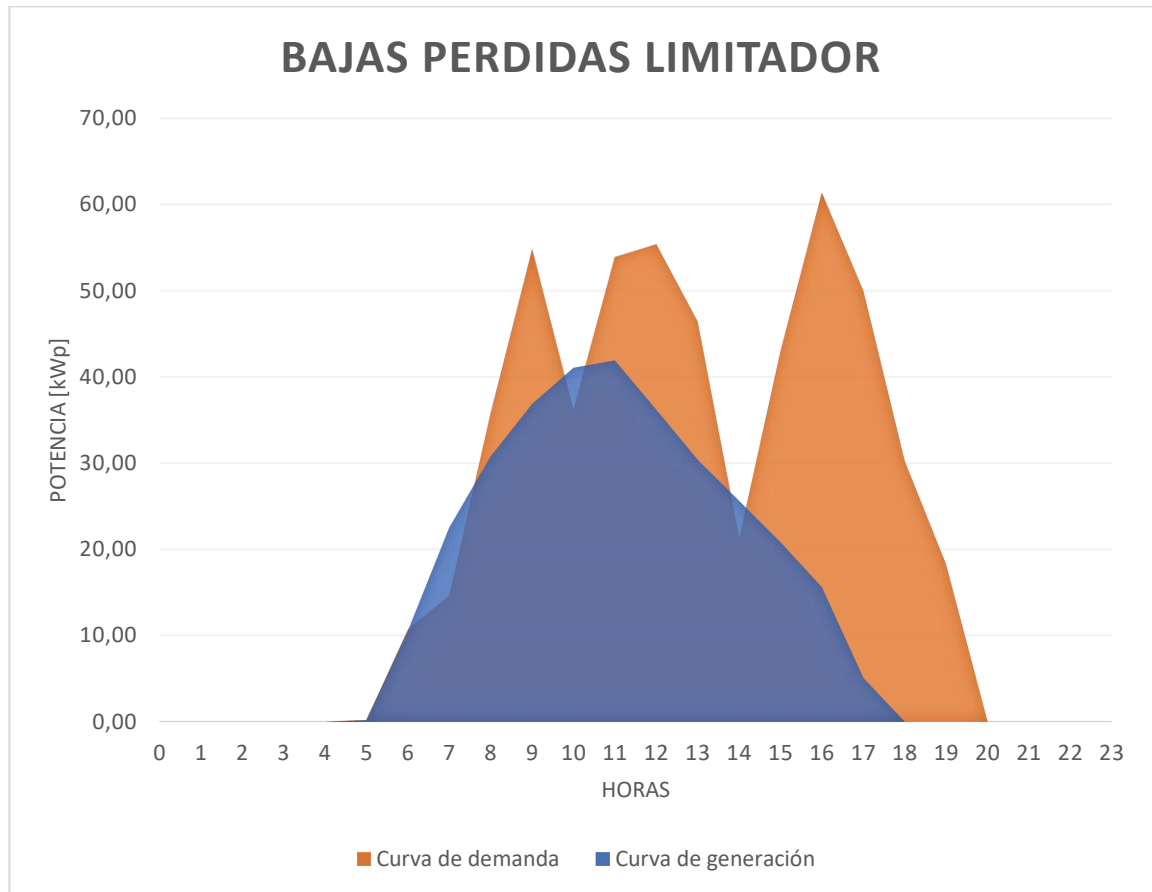
Para este escenario de diseño, por la regulación, se hace necesaria la implementación de un sistema que impida la inyección de energía desde la central de generación hacia la red. De este modo, el escenario suple 74,27% de la demanda energética del molino. A su vez, este escenario genera unas pérdidas en el limitador las cuales tienen un valor de 1334,23 kWh mensuales.

4.3.1.4 Bajas pérdidas en el limitador

Se plantea un escenario en el que, con los equipos seleccionados, se presenten bajas pérdidas en el limitador de inyección exigido por la norma para capacidades donde se supera el límite del 15% de potencia instalada en el transformador. Derivado de esta premisa y del equipamiento seleccionado para el proyecto, se

eligió una potencia instalada de 76.8 kWp. Las curvas de demanda y generación para este escenario se pueden observar en la figura 28.

Figura 28. Curva de generación vs Curva de demanda en escenario de potencia instalada para obtener bajas perdidas en el limitador de inyección a red.



Fuente: Elaboración propia

Para este escenario de diseño, por la regulación, se hace necesaria la implementación de un sistema que impida la inyección de energía desde la central de generación hacia la red. De este modo, el escenario sufre 59,64% de la demanda energética del molino. A su vez, este escenario genera unas pérdidas en el limitador las cuales tienen un valor de 511,22 kWh mensuales.

4.3.2 Selección de equipos

Para la selección de los equipos (Paneles solares fotovoltaicos e inversores) a utilizar en el diseño y dimensionado del sistema solar fotovoltaico. Se procede a determinar algunos criterios a evaluar para cada tecnología. Con el fin de encontrar una opción viable y que presente los mayores beneficios tanto económicos como técnicos.

4.3.2.1 Selección de paneles solares fotovoltaicos

- 1) Se realiza una revisión dentro de los proveedores nacionales, en búsqueda de paneles de una eficiencia comercial dentro de lo que se consideraría un panel de alta eficiencia (mayor o igual a 19%) y uno de eficiencia estándar (entre 16% y 18%).
- 2) Se procede a realizar la búsqueda de las fichas técnicas de los paneles, identificando que el factor de pérdidas de potencia por temperatura para la mayoría de las referencias es muy similar. Lo que es tenido en cuenta a la hora de ponderarse dicho factor dentro del proceso de selección del panel.
- 3) Posteriormente se realiza la cotización de las 4 referencias para el cálculo del costo por vatio, siendo este el factor de mayor interés (y mayor ponderación) puesto que desvela un alto impacto, considerando que el proyecto busca específicamente el beneficio económico del inversionista.

4.3.2.2 Selección de inversores

- 1) En prima instancia realiza una búsqueda de proveedores nacionales de inversores, y se determinan cuáles son las marcas más vendidas en el ámbito nacional.
- 2) Se procede a realizar las cotizaciones y a obtener la relación costo contra máxima potencia de entrada en DC del inversor. Siendo este factor el más determinante, debido a la clase de proyecto y el beneficio económico que se busca con este.
- 3) Posteriormente se procede a hacer una revisión de la disponibilidad de la información técnica de cada equipo dentro del software de simulación. Importante debido a la prácticamente nula posibilidad de encontrar toda la data necesaria para la creación del equipo dentro del programa.

Las tablas con las ponderaciones recibidas por cada referencia, tanto de paneles como de inversores se encuentra detallada en el anexo 4.

4.3.3 Simulación en PVSyst

Para la simulación en el software de diseño de sistemas fotovoltaicos se plantean 3 modelos iniciales en los que se trabaja con los equipos seleccionados en 4.3.2 y con la configuración por inversor planteada para los escenarios de diseño. A su vez, dentro de los resultados de la simulación se analizarán 5 parámetros, que se pueden observar en la tabla 7, que nos brindaran información de la instalación, así como nos ayudaran a comparar los diferentes modelos para determinar una opción viable para el diseño.

Tabla 7. *Parámetros característicos para los diferentes escenarios*

RESULTADOS SIMULACIÓN			
PARÁMETRO	ESCENARIOS		
	15% Transformador	Bajas pérdidas en el limitador	Aprovechamiento del área disponible
Potencia instalada [kWp]	16,8	76,8	154
Superficie de módulos [m²]	84,5	386	773
Energía producida [MWh/año]	28,25	127,9	255,8
Exportaciones tipo I [kWh/mes]	-	511.21*	3242,72
Exportaciones tipo II [kWh/mes]	-	-	7842,02
Porcentaje de energía suplida	13,10%	59,64%	149%

Fuente: Elaboración propia

**Debido a la regulación para la conexión de tal potencia, la energía es derivada tomada como una pérdida en el limitador de inyección*

La potencia instalada determina el contenido del estudio de conexión. Siendo petición expresa de la empresa a la que se le realiza el diseño que el proyecto simplemente aplique a la solicitud de conexión simplificada (Potencia instalada menor o igual a 100kW). Dándole una ventaja los modelos de 1 y 4 inversores respecto a los otros.

Por el lado de la producción de Energía si bien la producción específica es mayor en el modelo de 1 inversor, en comparación con este es más beneficioso el escenario de 4 inversores donde con la instalación de un limitador de inyección a red, se genera una energía que le genera más beneficios económicos a la empresa. Dentro del marco legal y sin exceder la potencia que le obligue a hacer un estudio de conexión simplificada. Lo que, si sucede en el modelo de 8 inversores, en el que además se necesita del cambio de transformador. Puesto que la potencia instalada generara exportaciones de tipo II. Siendo este un escenario que requiere una mayor inversión en la que la empresa no quiere incurrir.

4.4 Diseño de los sistemas auxiliares de la instalación

4.4.1 Cableado, protecciones y puesta a tierra

Como parte de los sistemas auxiliares de la instalación, se procede a diseñar el sistema de cableado y puesta a tierra de la instalación eléctrica. Esto a partir de la guía de diseño que es la NTC 2050, que funciona como guía de diseño todo con el ánimo de cumplir a cabalidad el RETIE.

4.4.1.1 Cableado y protecciones

Se procede a realizar los cálculos pertinentes para el dimensionamiento del cableado y las protecciones de acuerdo con las exigencias estipuladas en el artículo 690-33 de la NTC 2050. Debido a las condiciones de la instalación en DC. Para la conexión del sistema al barraje de carga AC, se emplea un cableado tipo XHHW. En las tablas 8, 9 y 10 presentan los calibres de los conductores de toda la instalación y los dispositivos de sobre corriente.

Tabla 8. Calibres de conductor en DC de las series de paneles

CALCULO DEL CONDUCTOR		
Tabla de referencia	COBRE	ALUMINIO
Calibre conductor	AWG16 @90°C	AWG 12 @90°C
Calibre comercial	<u>AWG 12 @90°C</u>	<u>AWG 12 @90°C</u>
Amperes max	18	25
Diámetro del conductor	1,31	3,3
Capacidad amperimétrica	Cumple ampacidad	Cumple ampacidad
Caída de tensión	Cumple regulación (0,5%)**	Cumple regulación (0,5%)**
Factor de corrección Temp	1,04	1,04
Corriente corregida	16,835	16,835

DISPOSITIVO CONTRA CORRIENTE		
Isc_Panel	10,36	A
Factor de corrección	1,25	
Capacidad de protección	12,95	A
Nominal de protección	15	A
Tensión total	500,4	V
Series por inversor	4	Cadenas
Total de corriente por inversor	51,8	A

Fuente: Elaboración propia **Cálculos realizados mediante el uso de la herramienta programa para el cálculo de caída de tensión (%CT) de procables.

Tabla 9. Calibres de conductor en DC del arreglo fotovoltaico al inversor

CALCULO DEL CONDUCTOR A INVERSOR		
Tabla de referencia	COBRE	ALUMINIO
Calibre conductor	AWG 6 @90°C	AWG 4 @90°C
Amperes max	75	75
Diámetro del conductor	13,29	21,14
Capacidad amperimétrica	Cumple ampacidad	Cumple ampacidad

Caída de tensión **	Cumple regulación (0,4%)	Cumple regulación (0,4%)
Factor de corrección Temp	1,04	1,08
Corriente corregida	67,34	69,93
Factor de disminución de ampacidad	0,91	0,91
Corriente corregida por ampacidad	68,25	68,25
VERIFICACIÓN *	Conductor correcto	Conductor incorrecto

DISPOSITIVO CONTRA CORRIENTE AL INVERSOR		
Corriente de arreglo FV	51,8	51,8
Factor de corrección por sobrecorriente	1,25	1,25
Corriente corregida	64,75	64,75
Capacidad nominal del dispositivo	70	70

Fuente: Elaboración propia *La verificación del conductor, se realiza comparando la corriente máxima requerida contra la capacidad amperimétrica del cable luego de aplicar las correcciones pertinentes. **Cálculos realizados mediante el uso de la herramienta programa para el cálculo de caída de tensión (%CT) de procables

Tabla 10. Calibres de conductor en AC del inversor al barraje

CÁLCULO DEL CONDUCTOR		
Corriente de salida	72,11538462	A
Factor de corrección de corriente	1,25	
Corriente corregida	90,14423077	A
Tabla de referencia	COBRE	ALUMINIO
Calibre conductor	AWG 3 @90°C	AWG 2 @90°C
Amperes max	110	100
Diámetro del conductor	21,14	33,62
Capacidad amperimétrica	Cumple ampacidad	Cumple ampacidad
Caída de tensión**	Cumple regulación (<1%)	Cumple regulación (<1%)
Factor de corrección Temp	1,04	1,04
Corriente corregida	93,75	93,75

VERIFICACIÓN*	Conductor correcto	Conductor correcto
---------------	--------------------	--------------------

DISPOSITIVO CONTRA CORRIENTE A LA SALIDA DEL INVERSOR		
Corriente de salida	72,11538462	A
Factor de corrección	1,25	
Capacidad de protección	90,14423077	A
Nominal de protección	100	A

Fuente: Elaboración propia *La verificación del conductor, se realiza comparando la corriente máxima requerida contra la capacidad amperimétrica del cable luego de aplicar las correcciones pertinentes. **Cálculos realizados mediante el uso de la herramienta programa para el cálculo de caída de tensión (%CT) de procables. Debido al proyecto de remodelación de las instalaciones, la distancia fue estimada como máximo 100 metros.

4.4.1.2 Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra

Para el caso del cálculo de los conductores de puesta a tierra según lo estipulado en la sección 690 de la norma NTC 2050. Donde se nos remite a la sección 250-93 hasta la 250-95, donde se estipula como es el diseño de los conductores de puesta a tierra tanto para el lado de corriente continua como el de alterna y finalmente nos indica como seleccionar los conductores de puesta a tierra de los EQUIPOS. Todos estos calibres de conductores calculados se pueden observar en las tablas 11 y 12.

Tabla 11. Calibre de conductores puesta a tierra DC y AC

CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DC		
CONDUCTOR	DIAMETRO [mm ²]	CALIBRE DEL COBRE
Conductor de entrada al inversor	13.29	6 AWG a 90°C
Conductor de puesta a tierra AC		
CONDUCTOR	DIAMETRO [mm ²]	CALIBRE DEL COBRE
Conductor de salida del inversor	8.36	8 AWG a 90° C

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12. Calibre de conductores puesta a tierra de equipos

CALIBRE CONDUCTORES PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS	
DISPOSITIVO	CORRIENTE NOM [A]
Arreglo en serie de paneles	30
CALIBRE MIN DE CONDUCTOR PUESTA A TIERRA	8 AWG @90°C (2.08 mm²)
Inversor	180
CALIBRE MIN DE CONDUCTOR PUESTA A TIERRA	6AWG @90°C (8.36 mm²)

Fuente: Elaboración propia

4.4.2 Estructura

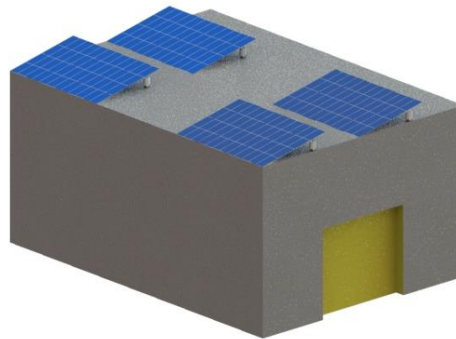
Para la elaboración de la propuesta de una estructura de soporte para los arreglos de paneles se considera las dimensiones de la placa, donde se planea realizar la instalación. Por cuestiones de practicidad se plantea que para cada arreglo de inversor se utilice una misma estructura, esto gracias a la simetría del diseño, donde cada inversor tiene conectado la misma cantidad de paneles.

4.4.2.1 Diseño

Para el diseño de la propuesta estructural, se determinó un ángulo de inclinación para de esta manera, poder obtener una baja cantidad de pérdidas por orientación de los paneles. Se determinó el uso de acero ASTM A36 un acero al carbono con uso reconocido en el campo estructural. El acero A36 se caracteriza por tener buena soldabilidad y generalmente es laminado en caliente en aceros rectangulares, cuadrados y vigas C. El software PVSyst, otorgó el punto de mejor rendimiento basado en el albedo determinado por la construcción del terreno. De esta manera, se consigue el valor de 10° como una inclinación atractiva para el diseño de la instalación física del sistema.

Basados en lo anterior y la capacidad de instalación recomendada para el inversor, se realizó una propuesta de diseño de la estructura de soporte para el sistema de generación fotovoltaica.

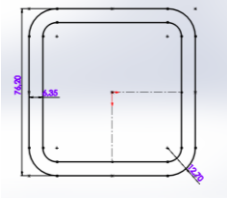
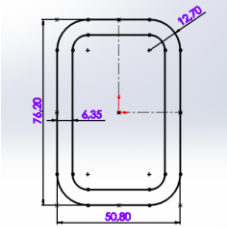
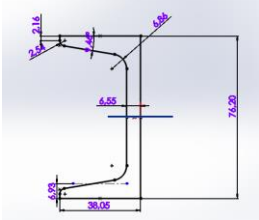
Figura 29. *Diseño de la propuesta de estructura.*



Fuente: Elaboración propia en el software SolidWorks.

Para la realización de la estructura se emplearon tuberías y componentes estandarizados por la ANSI las cuales se detallan en la tabla 13.

Tabla 13. Tabla de componentes estructurales

COMPONENTE	IMAGEN	DESCRIPCIÓN
Tubo cuadrado 3X3X0,25		<p>Tubo empleado en las bases de la estructura, la estructura cuenta con 35 bases las cuales van desde los 0,15m hasta los 1,60468m de longitud. De igual manera, se emplearon para realizar las vigas principales sobre las bases. Se emplearon 5 unidades de 9,22883m</p>
Tubo rectangular 3X2X0,25		<p>Tubo empleado para las viguetas verticales de la estructura. Para la estructura, se emplearon 6 viguetas en toda la estructura de 9,22883m</p>
Canal C 3X5		<p>Los canales C son empleados para la sujeción de los paneles a la estructura. Para tal fin, se emplearon 8 unidades de 12,362m en posición horizontal. Y 2 unidades de 9,22883m en posición vertical</p>

Fuente: Elaboración propia en el software SolidWorks.

4.4.2.2 Simulación

Para la simulación se utilizaron 2 fuerzas de excitación externa a la estructura.

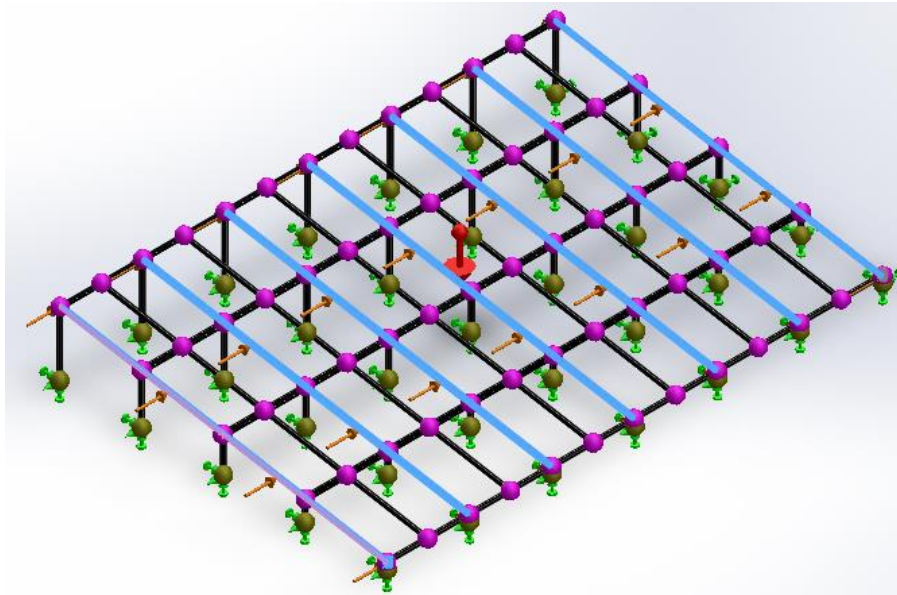
Carga muerta de los paneles: Para el cálculo de la carga ejercida por los paneles sobre la estructura, se determinó una carga distribuida basada en el máximo número

de paneles por inversor. En la ecuación 3 se detalla el cálculo para la carga muerta de los paneles fotovoltaicos a la estructura.

El peso de cada panel es de 22,5kg, el número de paneles por instalación es de 48 paneles y un factor de seguridad igual al 1,25.

Debido a la posición geográfica del lugar de instalación, se agregó un componente sísmico aplicado a las vigas del sistema. En la ecuación 2 se detalla el esfuerzo aplicado sobre cada viga. El peso de cada panel es de 22,5kg, el número de paneles por instalación es de 48 paneles, un factor de cálculo igual al 0,25 y un número de vigas de 7. El valor en la simulación se redondeó a 40kg/viga.

Figura 30. *Aplicación de las cargas externas a la estructura para la simulación.*



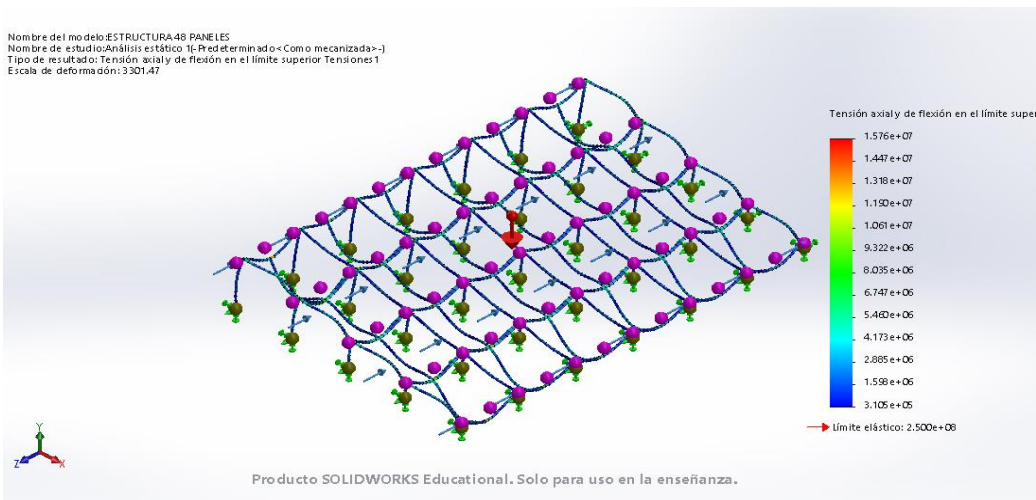
Fuente: Elaboración propia en el software SolidWorks.

4.4.2.3 Resultados de la simulación

Una vez determinadas todas las fuerzas externas aplicadas a la estructura, se realizó un análisis estático en el cual se puede detallar el comportamiento de la estructura en el caso de la aplicación de las fuerzas externas mencionadas anteriormente.

a) Tensiones

Figura 31. *Análisis de tensiones de la estructura.*

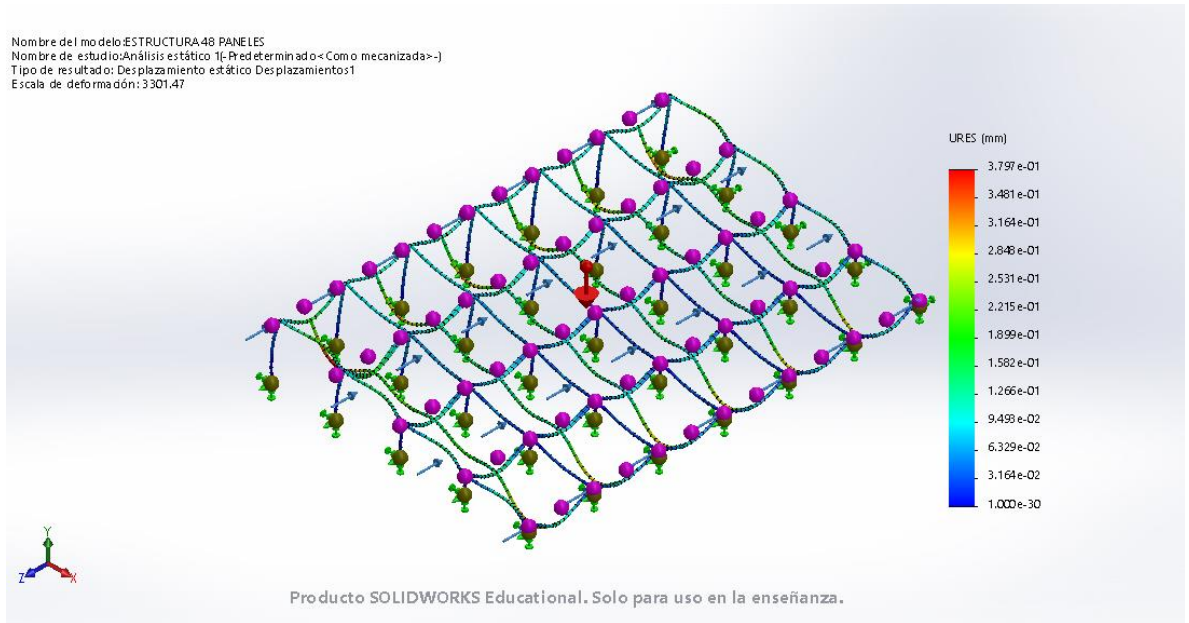


Fuente: Elaboración propia en el software SolidWorks.

En el análisis se puede evidenciar, que la estructura en sus lugares más susceptibles con las cargas aplicadas presenta una tensión axial máxima de $1,576e+07 \text{ N/m}^2$ y el material tiene un límite elástico de $2,500e+08 \text{ N/m}^2$ lo cual se evidencia como un cumplimiento de cara a evitar la deformación de la estructura.

b) Desplazamiento

Figura 32. Análisis de desplazamientos de la estructura

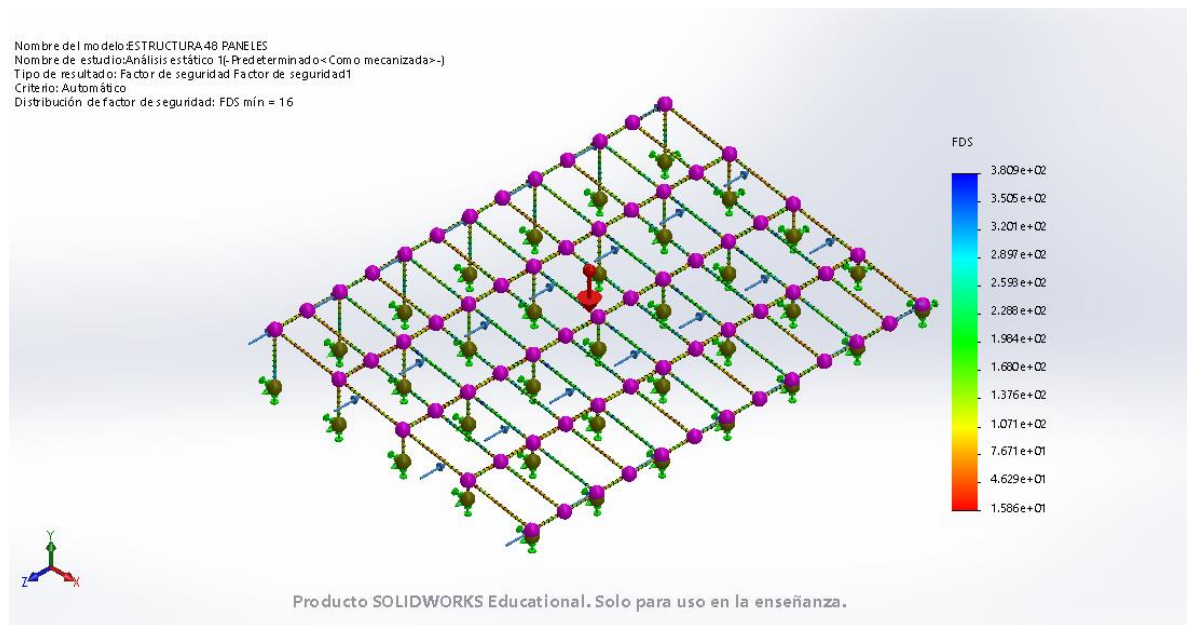


Fuente: Elaboración propia en el software SolidWorks.

En el análisis se puede evidenciar, que el desplazamiento máximo en la estructura en el momento de la aplicación de las cargas determinadas anteriormente en la presente sección es de $3,7973e-01\text{mm}$

c) Factor de seguridad

Figura 33. *Análisis del factor de seguridad de la estructura*



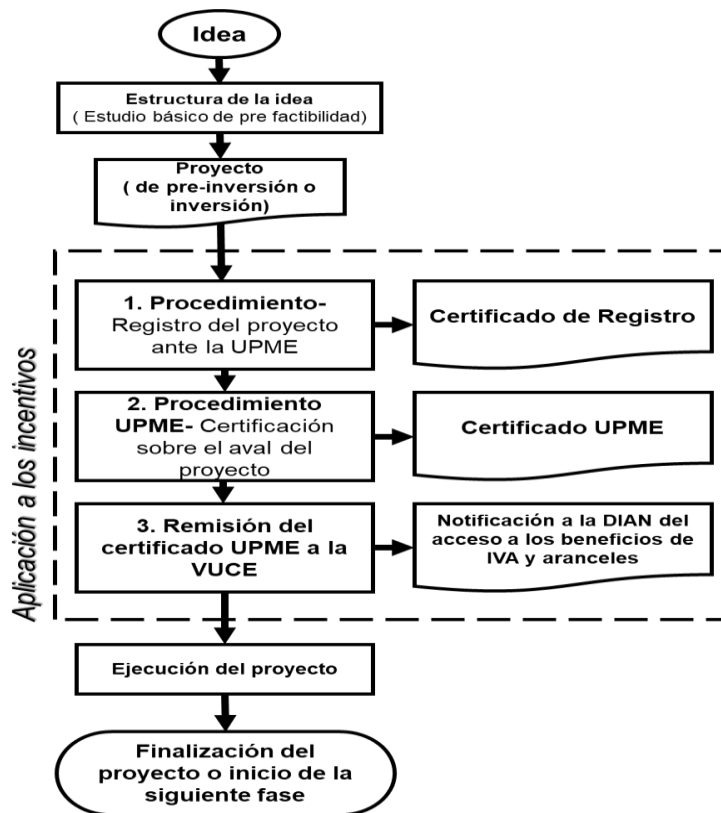
Fuente: Elaboración propia en el software SolidWorks.

Como se puede evidenciar en el análisis estático, el factor de seguridad de la estructura corresponde a 16, siendo un sistema estable y funcional.

4.5 Revisión de los beneficios tributarios aplicables al proyecto

Para acceder a los beneficios tributarios que ofrece la ley 1715 a los proyectos de generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía renovable. Se debe llevar a cabo un proceso de aplicación a los incentivos el cual se explica en el diagrama de la figura 33. Proceso que fue modificado por el artículo 174 de la ley 1955 de 2019. Que con el fin de disminuir el tiempo en el que el proyecto obtiene la certificación, eliminó el requisito de adjuntar el certificado de beneficio ambiental en el que la autoridad ambiental competente constata que el proyecto no necesita ningún permiso del tipo ambiental [23].

Figura 34. Diagrama de flujo de las etapas del proyecto y la aplicación a los incentivos



Fuente: Modificado de Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.

Para la obtención del certificado UPME se realiza la revisión de formatos y documentos, estipulados en el artículo 5 de la resolución 045 de 2016 de la UPME, que se llenaron y posteriormente se harán llegar para su evaluación.

4.5.1 Formato de presentación

Se trata de un documento que, como su nombre lo indica, presenta en una primera parte la información de la persona, ya sea jurídica o natural, que solicita la certificación. A su vez el formato pide que se diligencie a que beneficios tributarios desea acceder a través de dicha certificación. Por último, como información adicional se solicita el nombre del proyecto de FNCE, ubicación, etapa en la que se encuentra (Pre-inversión o inversión) y el valor de la inversión que va a ser objeto

del beneficio. Para el caso de este proyecto en específico se puede observar la información diligenciada en el Anexo 5.

4.5.2 Formato de especificaciones del elemento, equipo, maquinaria y/o servicios

Se trata de un formato que recolecta la información en detalle de aquellos bienes o servicios que serán objeto de beneficio, especificaciones tales como:

- i. Nombre del elemento, equipo, maquinaria y/o servicio
- ii. Cantidad
- iii. Subpartida Arancelaria
- iv. Marca
- v. Modelo o referencia
- vi. Fabricante
- vii. Vendedor
- viii. Función

Para el proyecto en cuestión se presenta la tabla completamente diligenciada en el Anexo 6.

4.5.3 Descripción del proyecto objeto de la nueva inversión y del que hacen parte los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios a adquirir

El proyecto en cuestión se trata de un sistema de generación fotovoltaica de potencia instalada de 76.8 kWp y que a su vez se encuentra conectada a la red. Ubicada en el municipio de Curití, departamento de Santander. Que suplirá parte de la demanda eléctrica de la empresa Molinos Guanentá S.A.S y que además ayudará en el cumplimiento del objetivo de obtener un mayor grado de independencia energética. A la vez que posteriormente reducirá de forma considerable el costo energético asociada a la producción y que implicará un aumento en la competitividad de la empresa.

4.5.4 Otros documentos

Dentro de la información requerida por la UPME para la emisión del certificado se debe adjuntar tres documentos adicionales a los formatos a llenar. El ente requiere de la (1) copia de la cedula de ciudadanía o de extranjería para el caso de las personas naturales o en el caso de las personas jurídicas se solicita un certificado de existencia y representación legal cuya fecha de expedición sea de a lo menos un mes anterior a la fecha en la que se presenta la solicitud del certificado. Esto con el fin de contrastar la información presentada en el formato de presentación en el

apartado de información del solicitante. A su vez se pide que adjuntar los catálogos, planos descriptivos y documentos que entreguen especificaciones técnicas de los bienes o servicios objeto de solicitud.

4.6 Elaboración del análisis y evaluación financiera del proyecto

4.6.1 Consideraciones iniciales

El análisis realizado se hizo a valores constantes. Aplicando los incentivos vigentes de la ley 1715 a los que el proyecto aplica. Se realiza el análisis para un horizonte de 10 años donde no se debe realizar reposición de equipos, puesto que aún se encuentran dentro del margen de su vida útil. El valor de desmantelamiento de la instalación se consideró 5%, esto a partir de la busca realizada dentro del libro de la agencia internacional de energía, costos proyectados de generar electricidad [24]. Así como la componente fija de mantenimiento fue considera a partir de la revisión en la Annual Technology Baseline (ABT) base de datos del laboratorio nacional de energías renovables de los Estados Unidos (NREL) donde se presenta los datos actuales como proyecciones de costos de centrales tanto convencionales como de energía renovables. Allí se encontró que el costo fijo de mantenimiento corresponde a el 2.5% de la inversión total [25]. Los costos de inversión, cuyo detalle se puede observar en el anexo 7, junto a los demás costos y datos considerados en el análisis se presentan en la tabla 14.

Tabla 14. *Parámetros Generales*

PARÁMETROS GENERALES		
CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Capacidad de la central	76,8	kWp
Costo a depreciar	\$ 156.660.781	COP
Costo inversión	\$ 211.228.023	COP
Componente fija de mantenimiento	\$ 5.422.749	COP/Año
Precio energía	\$ 528,15	COP/Año
Factor de planta	19%	%

Energía generada	127.893	kWh/Año
IVA	19%	%
Imp. renta	32%	%
Tasa de descuento	10%	%
Periodo de depreciación	5	Años
Deducción sobre la renta	50%	%
Horizonte del análisis	10	Años
Valor desmantelamiento	\$ 10.561.401,15	COP

Fuente: Elaboración propia

4.6.2 Resultados del análisis financiero

Se realizó un flujo de caja (Figura 35) que permite observar el comportamiento operacional que tiene el proyecto, calculándose la ganancia operativa gravable, es decir, sujeta al pago de la renta. Sin embargo, al analizarse el escenario en el que se accede a los beneficios tributarios, se procede a calcular primero la renta líquida valor al que se le hacen las respectivas deducciones. A la ganancia operativa gravable se le descuenta este gasto financiero que son los impuestos de renta, obteniéndose así las ganancias netas contables. Y a estas últimas se le suman los valores de depreciación y deducciones de la renta, ya que estas se comportaron en un primer instante como salidas de efectivo, pero en realidad solo se restaron para efectos tributarios.

Figura 35. Flujo de caja del proyecto

PROYECCIÓN DEL PROYECTO												
Concepto	Año 0 2020	1 2021	2 2022	3 2023	4 2024	5 2025	6 2026	7 2027	8 2028	9 2029	10 2030	
Energía generada		127893.20	126614.26	125348.12	124094.64	122853.69	121625.16	120406.91	119204.82	118012.77	116832.64	
Ingreso de Operación		\$67,546,792	\$66,871,324	\$66,202,611	\$65,540,585	\$64,885,179	\$64,236,327	\$63,583,964	\$62,958,024	\$62,328,444	\$61,705,158	
Costos de Operación		(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	(\$5,422,749)	
Depreciación		(\$19,946,624)	(\$19,946,624)	(\$19,946,624)	(\$19,946,624)	(\$19,946,624)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Renta líquida		\$42,177,419	\$41,501,951	\$40,833,238	\$40,171,212	\$39,515,806	\$38,813,578	\$38,171,215	\$37,535,275	\$36,905,695	\$45,721,009	
Deducción sobre renta lq ley 1715		(\$21,088,710)	(\$20,750,976)	(\$20,416,619)	(\$20,085,606)	(\$19,757,903)	(\$29,406,789)	(\$29,085,607)	(\$28,767,638)	(\$28,452,947)	(\$22,860,505)	
Ganancias operativas gravables		\$21,088,710	\$20,750,976	\$20,416,619	\$20,085,606	\$19,757,903	\$29,406,789	\$29,085,607	\$28,767,638	\$28,452,947	\$22,860,505	
Impuesto a la renta		(\$6,748,387)	(\$6,640,312)	(\$6,533,318)	(\$6,427,394)	(\$6,322,529)	(\$9,410,172)	(\$9,307,394)	(\$9,205,644)	(\$9,104,911)	(\$7,315,361)	
Ganacias Netas Contables		\$14,340,323	\$14,110,663	\$13,883,301	\$13,658,212	\$13,435,374	\$19,996,617	\$19,778,213	\$19,561,994	\$19,347,936	\$15,545,143	
Depreciación		\$19,946,624	\$19,946,624	\$19,946,624	\$19,946,624	\$19,946,624	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Deducción sobre renta lq ley 1715		\$21,088,710	\$20,750,976	\$20,416,619	\$20,085,606	\$19,757,903	\$29,406,789	\$29,085,607	\$28,767,638	\$28,452,947	\$22,860,505	
Costos de Inversión		(\$211,228,023)										
FLUJO DE FONDOS NETO		(\$211,228,023)	\$55,375,656	\$54,808,263	\$54,246,544	\$53,680,442	\$53,139,901	\$49,403,406	\$48,863,820	\$48,329,631	\$47,800,784	\$38,405,648
VPN		(\$211,228,023)	\$50,341,505	\$45,296,085	\$40,756,231	\$36,671,294	\$32,995,697	\$27,886,934	\$25,074,866	\$22,546,130	\$20,272,199	\$14,807,040
FLUJO DE FONDOS ACUMULADO		(\$211,228,023)	(\$160,886,518)	(\$115,590,433)	(\$74,834,202)	(\$38,162,908)	(\$5,167,210)	\$22,719,724	\$47,794,590	\$70,340,720	\$90,612,919	\$105,419,958

Fuente: Elaboración propia

Con esta operación se obtiene el flujo de fondos netos lo que nos arroja entre otras cosas la tasa interna de retorno del proyecto, así como su valor presente neto y la relación beneficio costo que se pueden observar en la tabla 15.

Tabla 15. Parámetros resultantes del análisis financiero

VPN	\$105,419,958.31
TIR	21.23%
R B / C	1.5
DPB	5.19 años

Fuente: Elaboración propia

4.6.3 Cálculo de los ahorros

A su vez dentro del análisis se calculó los ahorros anuales en los que podrían incurrir el inversionista con la implementación del proyecto. Analizándose desde dos perspectivas. La primera donde el dinero que se ahorra por cuestión de dejar de comprar la energía al Costo unitario que se presenta en la factura, cuyos resultados se observan en la tabla 20. Y una segunda donde se calcula el costo nivelado de energía (LCOE de sus siglas en inglés) a partir de la calculadora de costo nivelado de la energía LCOE [26] un software que realiza dicho calculo a partir de información general de la central (presentada en la tabla 18) y que en este caso determino que el LCOE de nuestra central es de 349.2426 pesos colombianos por kW/h para lo que se obtuvo unos ahorros presentados en la tabla 16.

Tabla 16. Ahorros anuales por concepto de pago de factura de energía eléctrica

AHORROS ANUALES EN FACTURA		
Costo sin proyecto	\$ 83.109.684	\$/Año
Ahorros por autoconsumo	\$ 64.493.115	\$/Año
TOTAL	\$ 18.616.569	\$/Año

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. Ahorros anuales por parte de inversionista

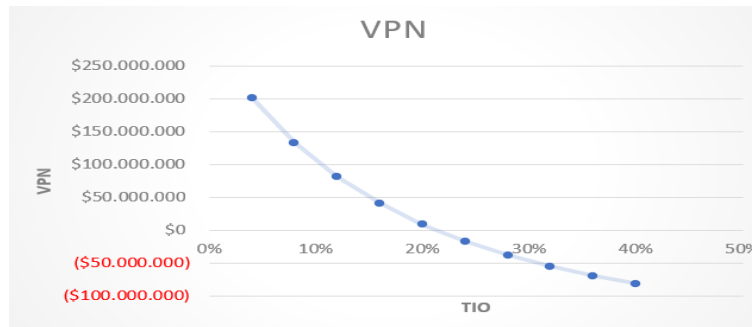
AHORROS ANUALES INVERSIONISTA		
Ahorros por autoconsumo	\$ 64.493.115	\$/Año
Costo de producción de energía	\$ 46.351.432	\$/Año
TOTAL	\$ 18.141.682	\$/Año

Fuente: Elaboración propia

4.6.4 Sensibilización del valor presente neto VPN contra tasa de interés de oportunidad TIO

Posteriormente realiza una sensibilización del valor presente neto (VPN) en función de la tasa de interés de oportunidad, dado que existe una poca certeza de cual es este valor para el caso específico del inversionista, quien decidió mantener confidencialidad en este dato, y en su lugar propuso un rango en el que consideraba que podría situarse, la figura 36 permite observar el comportamiento del VPN cambiando únicamente la tasa de descuento

Figura 36. Variación del valor presente neto respecto al cambio de la tasa de interés de oportunidad



Fuente: Elaboración propia

4.7 Revisión de los requisitos para la solicitud de conexión

4.7.1 Consulta de disponibilidad de la red eléctrica

Para consultar la disponibilidad de la Red Eléctrica a la cual desea conectarse, se ingresó a la web de la electrificadora de Santander en donde se muestra la capacidad disponible del transformador para la conexión la cual es de 0%. Según lo estipulado en la resolución 030 de la CREG y el código de colores de la cartilla de explicación de la ESSA, el transformador admite la conexión para el 15% de su capacidad.

4.7.2 Formulario de conexión simplificada

Para realizar acceder al formulario de conexión simplificada se procede de igual manera a acceder a la sección de autogeneración de la misma forma como se realiza la revisión de la disponibilidad de la red. Para el diligenciamiento del formulario se requiere información básica del proyecto como número de cuenta, información del solicitante, tipo de generación, información técnica de inversores y protecciones, información del sistema de medición, protección de energía generada y consumida, fecha de entrada en operación, se debe adjuntar información del proyecto como las memorias de cálculo y los diagramas unifilares, esquema de protecciones de voltaje y la información de la puesta a tierra, ficha técnica del sistema de producción de energía. De igual manera se debe llenar el formulario "Contenido Estudio de Conexión Simplificado AGPE menores a 0,1 MW y GD".

Se deben agendar las pruebas de puesta en funcionamiento el proyecto para que el operador de red apruebe la conexión. Para realizar dicha solicitud se deben entregar memorias de cálculo y el diagrama unifilar del proyecto (Anexo 8). De igual manera, al ser la capacidad nominal de diseño superior al 15% del transformador se hace necesaria la instalación de un limitador de inyección a red con el fin de evitar la solicitud de conexión bajo otros parámetros.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

1. Para suplir el 100% de la demanda interna del molino, se hace necesaria la conexión de una potencia que supera los 100 kW, estipulados como límite por la resolución CREG 030 para optar a la conexión simplificada, repercutiendo en un proceso más complejo y costoso, generando gastos adicionales a los gastos generales de la central de generación, afectando la rentabilidad del proyecto. Motivo por el cual se descarta esta alternativa.
2. La utilización de un limitador de inyección permite, manteniéndose dentro del marco regulatorio de conexión simplificada, pasar de una capacidad instalada de 16.8 a 76.8 kWp aumentando así la capacidad de generación fotovoltaica en un 357%.
3. A partir del análisis financiero realizado se determina que, dentro de las consideraciones tomadas, la sumatoria de flujos de fondos neto-traídos a valor presente es de 105'419,958.31 pesos colombianos. Para el horizonte del análisis financiero que es de 10 años. Al dar un valor positivo indica que el proyecto es rentable, cumpliéndose el criterio de selección de proyectos en el que la tasa interna de retorno del proyecto (21.23%) debe ser mayor que la tasa de oportunidad del inversor (10%).
4. Se concluye que el proyecto retornará su inversión a partir de 5.19 años (5 años y dos meses aproximadamente). Junto al plazo de recuperación (DPB) obtenido de 149,9%, nos permite determinar que para los primeros 10 años del proyecto, además de recuperar su inversión, generará unos beneficios del 49,9%.
5. Al establecerse como un auto generador a pequeña escala, se cumple con las condiciones para realizar la solicitud de conexión simplificada. Evitando que se generen gastos como adicionales como lo son los análisis de flujos de carga en estado estable y bajo condiciones de operación normales, análisis de contingencia, entre otros requerimientos propios del estudio de conexión.

5.2 Recomendaciones y trabajos futuros

1. Se sugiere un diseño concienzudo de la malla puesta a tierra para lo cual se hace necesario un estudio de resistividad de suelos. Este se realiza empleando un telurómetro (también conocido como Megger) de tierras de cuatro terminales. El cual determinará el valor de resistencia a tierra, así como la profundidad que debería tener el sistema.
2. Para mejorar el balance de energía, en el escenario que cuenta con una potencia instalada de 76.8 kWp, se puede realizar un proceso de gestión energética en el molino iniciando labores antes de la hora de operación actual y manejando los horarios de descanso del personal.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] UPME, «Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia,» La Imprenta Editores S.A., Bogotá, 2015.
- [2] Fundacion Aquae, «Fundacion Aquae web oficial,» 20 04 2020. [En línea]. Available: <https://www.fundacionaquae.org>.
- [3] Acolgen, «Acolgen web oficial,» 20 04 2020. [En línea]. Available: <https://www.acolgen.org.co/>.
- [4] CIDET, «CIDET web oficial,» 20 04 2020. [En línea]. Available: <https://cidet.org.co/el-boom-de-las-energias-renovables/>.
- [5] Y. A. Muñoz Maldonado, G. D. Acebedo Roncancio y J. D. Santamaría Saavedra, «Evaluación del potencial de energía solar en Santander, Colombia.,» Prospectiva, pp. 7-12, 2019.
- [6] IDEAM & UPME, «Atlas de Radiación,» de Atlas de Radiación, Bogota , Imprenta Nacional de Colombia, 2005, p. 129.
- [7] J. Inzunza, «Meteorología Descriptiva,» de Meteorología Descriptiva, Concepción, 2006, p. 66.
- [8] P. D. V. Salas, DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 15 COMPUTADORAS, Lima, 2014.
- [9] M. A. Abella, Sistemas Fotovoltaicos, Madrid, 2005.
- [10] J. Aguilar Peña y . A. Gómez Segura, «UJAEN web oficial,» [En línea]. Available: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/08_lecciones/02_leccion/www/Sist_fotovol_conectados_red.htm. [Último acceso: 21 04 2020].
- [11] Aros Solar, «Aros Solar Techonology Official Website,» 20 Marzo 2020. [En línea]. Available: <http://www.aros-solar.com/es/tecnologia-de-los-inversores-para-instalaciones-conectadas-a-la-red>.
- [12] ANIXTER, «ANIXTER WEB OFICIAL,» 21 Marzo 2020. [En línea]. Available: https://www.anixter.com/es_la/resources/literature/wire-wisdom/pv-wire.html.

- [13] ICONTEC, NTC 2050, Bogotá, Cundinamarca: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 2020.
- [14] Cedar Lake Ventures, Inc, «Weather Spark,» Cedar Lake Ventures, Inc, 2019. [En línea]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/24378/Clima-promedio-en-Curit%C3%AD-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o>. [Último acceso: 27 04 2020].
- [15] ALU-STOCK S.A., «ALU-STOCK OFICIAL WEB,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.alu-stock.es/es/informacion-tecnica/estados/>. [Último acceso: 30 04 2020].
- [16] Green Energy latinamerica, «Green Energy latinamerica Web Oficial,» Green Energy latinamerica, 2019. [En línea]. Available: <https://www.greenenergy-latinamerica.com/par-galvanico-montaje-de-paneles-solares/>. [Último acceso: 28 04 2020].
- [17] . A. Argentieri y J. P. Magi, DISEÑO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA, La Plata, 2019.
- [18] TECNOLOGIA SOLAR E HIDRAULICA SL, «BLOG TECNOSOL,» 6 12 2016. [En línea]. Available: <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/#:~:text=Si%20observamos%20la%20tabla%201,un%20coeficiente%20k%20de%202%2C475.&text=Por%20tanto%20necesitamos%20una%20distancia,de%20paneles%20de%201%2C40m>. [Último acceso: 20 04 2020].
- [19] A. Macías, «Cálculo e Interpretación del Factor de Seguridad,» Intelligy | Blog, 07 05 2019. [En línea]. Available: <https://intelligy.com/blog/2019/05/07/calculo-e-interpretacion-del-factor-de-seguridad/>. [Último acceso: 01 05 2020].
- [20] CODENSA, «CODENSA web oficial,» 20 04 2020. [En línea]. Available: <https://www.codensa.com.co/preguntas-frecuentes/Residencial/Energia/Normatividad-y-seguridad/Que-es-el-RETIE>.
- [21] INTECO, «INTECO sitio oficial,» 20 04 2020. [En línea]. Available: <https://www.inteco.org/shop/product/inte-iec-61727-2018-sistemas-fotovoltaicos-fv-caracteristicas-de-la-interfaz-de-conexion-a-la-red-electrica-2876?variant=2826>.
- [22] Estudio Legal Hernández abogados & asociados, «Estudio Legal Hernández abogados & asociados web oficial,» Almarío, 2020. [En línea]. Available:

<http://www.estudiolegalhernandez.com/energia/marco-juridico-de-las-energias-renovables-en-colombia/>. [Último acceso: 27 04 2020].

[23] Ministerio de Minas y Energía & UPME, Guía práctica para la aplicación de los incentivos, Bogotá, 2014.

[24] Minambiente, «Portal ANLA,» 19 07 2018. [En línea]. Available: <http://portal.anla.gov.co/noticias/nueva-reglamentacion-acceder-beneficios-tributarios>. [Último acceso: 13 05 2020].

[25] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, NUCLEAR ENERGY AGENCY AND ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT, Projected Costs of Generating Electricity, Paris: OECD Publishing, 2010.

[26] NREL, «Annual Technology Baseline (ATB),» GOLDEN, 2019. [En línea]. Available: <https://atb.nrel.gov/electricity/2019>. [Último acceso: 20 05 2020].

[27] D. Morales Sanchez y D. F. Ramirez Contreras, Propuesta de una metodología para el cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) dirigida a proyectos generadores a partir de fuentes de energía renovables, basado en el flujo de caja financiero, Bucaramanga: Tesis de fin de grado, 2020.

[28] ESSA GRUPO EPM, «ESSA WEB OFICIAL,» Grupo EPM, 2020. [En línea]. Available: <https://www.essa.com.co/site/>. [Último acceso: 28 05 2020].

[29] Ministerio de minas y energía, «REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE),» Bogotá, 2013.

ANEXOS

Anexo 1. Capacidad de corriente permisible de conductores sencillos aislados

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, ZW*	90 °C TIPOS TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	60 °C TIPOS TW*, UP	75 °C TIPOS RH*, RHW, THHW, THW, THWN*, XHHW, USE*	90 °C TIPOS TBS, SA, SIS, THHN*, THHW, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm ²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmils
0,82	--	--	18	--	--	--	18
1,31	--	--	24	--	--	--	16
2,08	25*	30*	35*	--	--	--	14
3,30	30*	35*	40*	25*	30*	35*	12
5,25	40	50*	55*	35*	40*	40*	10
8,36	60	70	80	45	55	60	8
13,29	80	95	105	60	75	80	6
21,14	105	125	140	80	100	110	4
26,66	120	145	165	95	115	130	3
33,62	140	170	190	110	135	150	2
42,20	165	195	220	130	155	175	1
53,50	195	230	260	150	180	205	1/0
67,44	225	265	300	175	210	235	2/0
85,02	260	310	350	200	240	275	3/0
107,21	300	360	405	235	280	315	4/0
126,67	340	405	455	265	315	355	250
152,01	375	445	505	290	350	395	300
177,34	420	505	570	330	395	445	350
202,68	455	545	615	355	425	480	400
253,35	515	620	700	405	485	545	500
304,02	575	690	780	455	540	615	600
354,69	630	755	855	500	595	675	700
380,02	655	785	855	515	620	700	750
405,36	680	815	920	535	645	725	800
456,03	730	870	985	580	700	785	900
506,70	780	935	1.055	625	750	845	1000
633,38	890	1.065	1.200	710	855	960	1250
760,05	980	1.175	1.325	795	950	1075	1500
886,73	1070	1.280	1.445	875	1050	1185	1750
1 013,40	1155	1.385	1560	960	1150	1335	2000
FACTORES DE CORRECCION							
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temp ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	--	0,58	0,71	--	0,58	0,71	56-60
61-70	--	0,33	0,58	--	0,33	0,58	61-70
71-80	--	--	0,41	--	--	0,41	71-80

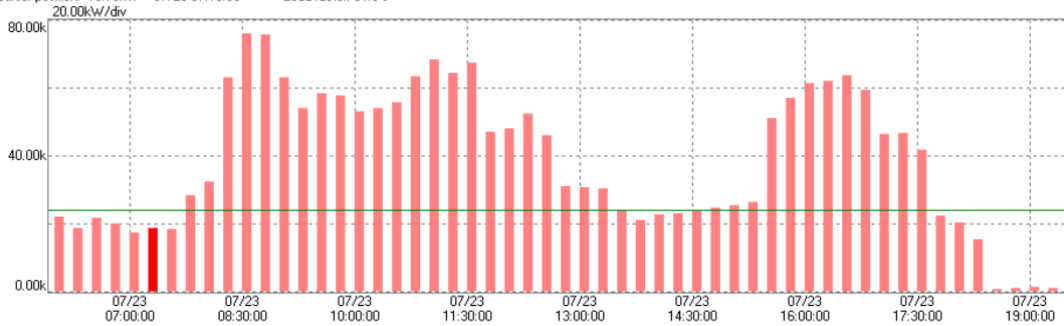
Anexo 2. Perfiles de irradiancia promedio para cada mes

[Wh/m ²] /MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	PROM
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
5	0	0	0	0	9	11	0	0	0	8	0	0	2.33
6	139	93	94	139	189	237	237	219	197	167	181	168	171.67
7	436	354	286	296	345	402	426	413	356	314	340	428	366.33
8	598	507	430	406	464	523	560	551	487	438	465	576	500.42
9	696	622	537	497	551	607	647	646	590	545	577	683	599.83
10	774	704	615	575	619	647	692	690	664	627	662	749	668.17
11	780	724	626	606	657	673	707	700	663	642	659	749	682.17
12	707	664	568	517	535	532	571	594	578	570	570	662	589.00
13	635	582	491	418	416	429	454	479	455	483	516	577	494.58
14	611	550	439	327	327	325	338	343	331	390	471	546	416.50
15	560	494	352	231	253	246	262	263	265	294	378	467	338.75
16	440	370	233	156	186	204	220	218	206	204	260	353	254.17
17	130	156	73	55	89	116	134	115	39	29	0	55	82.58
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
SUMA MES	6506	5820	4744	4223	4640	4952	5248	5231	4831	4711	5079	6013	5166.5

Anexo 3. Graficas comportamiento típico resultantes del análisis de redes

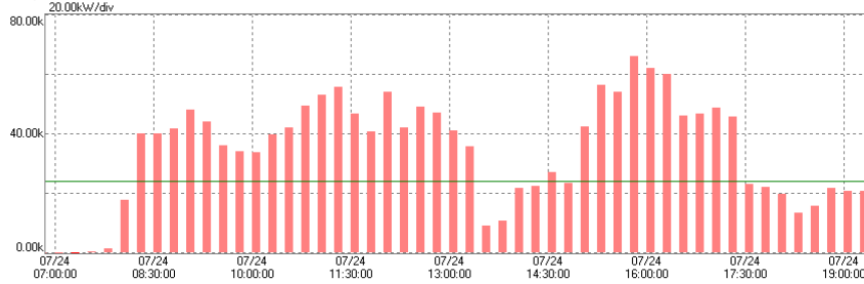
MAX demand value: 76.18kW 07/26 08:30:00
Cursor position: 18.76kW 07/23 07:15:00
AVE demand value: 24.22kW
Load factor: 31.8%

Comportamiento típico del día martes



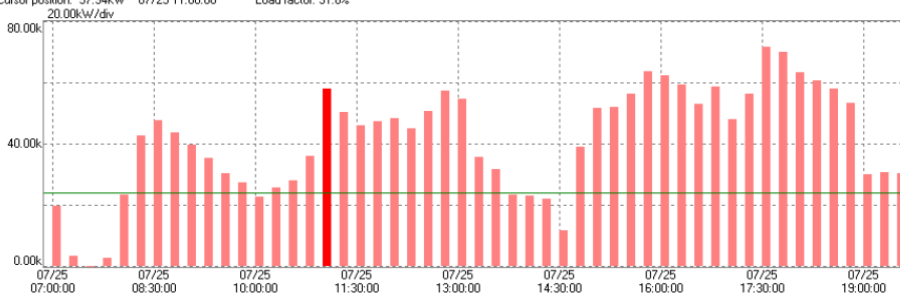
MAX demand value: 76.18kW 07/26 08:30:00
Cursor position: 0.00kW 07/24 07:15:00
AVE demand value: 24.22kW
Load factor: 31.8%

Comportamiento típico del día miércoles



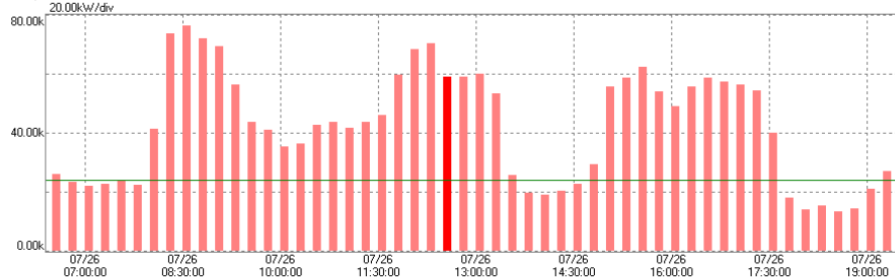
MAX demand value: 76.18kW 07/26 08:30:00
Cursor position: 57.94kW 07/25 11:00:00
AVE demand value: 24.22kW
Load factor: 31.8%

Comportamiento típico del día jueves



MAX demand value: 76.18kW 07/26 08:30:00
Cursor position: 59.07kW 07/26 12:30:00
AVE demand value: 24.22kW
Load factor: 31.8%

Comportamiento típico del día viernes



Anexo 4. Tablas de calificación de referencias de paneles e inversores

CRITERIOS DE SELECCIÓN	PANELES SOLARES				
	TSM-PD14	AS-6P	OP-6P30	JKM400M-72H-V	JKM280-72H-V
PERDIDAS X TEMPERATURA/°C	-0.41%	-0.41%	-0.41%	-0.36%	-0.38%
COSTO / WATT (\$/W)	1450	1296	1035.1	1120	1000
EFICIENCIA COMERCIAL [%]	17.30%	17.52%	17.52%	19.88%	17.11%

PONDERACIÓN	CRITERIOS DE SELECCIÓN	PANELES SOLARES				
		TSM-PD14	AS-6P	OP-6P30	JKM400M-72H-V	JKM280-72H-V
10%	PERDIDAS X TEMPERATURA/°C	0	0	0	5	4
50%	COSTO / WATT (\$/W)	0	2	4	3	5
40%	EFICIENCIA COMERCIAL [%]	1	3	3	5	0
	CALIFICACIÓN	0.4	2.2	3.2	4.0	2.9

CRITERIOS DE SELECCIÓN	INVERSORES		
	Sunny Boy 7.7-US	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUT
DISPONIBILIDAD EN SOFTWARE DE SIMULACIÓN	SI	SI	SI
COSTO I COP/ WATT	545.6485099	901.9417476	366.6666667
EFICIENCIA RANGO [%]	97.1%	97.8%	97.3%

PONDERACIÓN	CRITERIOS DE SELECCIÓN	INVERSORES		
		Sunny Boy 7.7-US	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUT
10%	DISPONIBILIDAD EN SOFTWARE DE SIMULACIÓN	5	5	5
70%	COSTO I COP/ WATT	4.5	0	5
20%	EFICIENCIA RANGO COMERCIAL [%]	0	5	4
	CALIFICACIÓN	3.65	1.50	4.80

Anexo 5. Formato de presentación solicitud de incentivos para fuentes no convencionales de energía

FORMATO DE PRESENTACIÓN SOLICITUD DE INCENTIVOS PARA FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA LEY 1715 DE 2014 DECRETO 2143 DE 2015 RESOLUCIÓN UPME 045/2016			
1. SOLICITANTES			
1.1 Solicitante Principal		1.1 Soliciante Secundario	
Nombre o razón social Molinos Guanenta S.A.S		Nombre o razón social	
Sector productivo	Sector Primario	Sector productivo	-
Código CIU	1051	Código CIU	-
C.C ó NIT	5744769	C.C ó NIT	-
Domicilio	Vereda Llano De Navas	Domicilio	-
Dirección	Km 12 Vía Sangil Cerca Peaje Curiti	Dirección	-
Teléfono	314 297 1297	Teléfono	-
Fax	7 724 2021	Fax	-
Correo Electronico	-	Correo Electronico	-
Persona de contacto	Eymar Andres Rueda Rodriguez	Persona de contacto	-
2. TIPO DE BENEFICIO AL QUE DESEA ACCEDER			
IVA <input checked="" type="checkbox"/>		ARANCEL <input type="checkbox"/>	
		ACTUALIZACIÓN <input type="checkbox"/>	
		LISTA	
3. NOMBRE DEL PROYECTO EN FNCE O GESTION EFICIENTE DE LA ENERGÍA			
Proyecto de generación fotovoltaica de Molinos Guanentá SAS			
4. ETAPA DEL PROYECTO EN FNCE O GESTION EFICIENTE DE LA ENERGÍA			
Preinversión <input type="checkbox"/> Inversión <input checked="" type="checkbox"/>			
5. LUGAR DE UBICACIÓN DE LA INVERSION			
Departamento	Santander	Municipio	Curití
6. VALOR DE LA INVERSION OBJETO DEL BENEFICIO			
Valor Total en Pesos	\$ 211.228.023		

Anexo 6. Formato de especificaciones de elemento, equipo, maquinaria y/o servicios

FORMATO
ESPECIFICACIONES DEL ELEMENTO, EQUIPO, MAQUINARIA Y/O SERVICIOS

ELEMENTO EQUIPO MAQUINARIA / SERVICIO	SUBPARTIDA A ARANCELAR IA	CANTIDAD	MARCA	MODELO REFERENCIA / TIPO DE SERVICIO	FABRICANTE PROVEEDOR	PROVEEDOR VENDEDOR	IVA	RENTA ARANCEL	DEPRECIACION	ACTUALIZACION DE LA LISTA	VALOR TOTAL EN PESOS COLOMBIANOS (Sin incluir IVA)	VALOR IVA EN PESOS COLOMBIANOS
Panel Solar Fotovoltaico	N.A	192	Jinko Solar	400w Cheeatoh HC72M	Jinko Solar	Solair	19%	32%	N.A	N.A	\$ 362,880	\$ 85,120
Inversor	N.A	4 Unidades	Fronius	Symo 15.0-3208	Fronius	Solair	19%	32%	N.A	N.A	\$ 7,192,800	\$ 1,687,200
Smart Meter	N.A	4 Unidades	Fronius	US-240V	Fronius	Solartex	19%	32%	N.A	N.A	\$ 1,051,380	\$ 246,620
Seccionador	N.A	16 Unidades	ABB	OTDC ABB 16 A	ABB	ABB	19%	32%	N.A	N.A	\$ 572,832	\$ 134,368
Interruptor magnetotermico tipo I	N.A	16 Unidades	Siemens	Breaker DC Siemens 16 A	Siemens	HomeCenter	19%	32%	N.A	N.A	\$ 272,030	\$ 63,810
Interruptor magnetotermico tipo II	N.A	12 Unidades	General Electric	Breaker DC General Electric 90 A	General Electric	HomeCenter	19%	32%	N.A	N.A	\$ 3,484,528	\$ 817,368
Tuberia metalica	N.A	163 metros	Centelsa	Tuberia metalica 3/4"	Centelsa	Centelsa	19%	32%	N.A	N.A	\$ 644,999	\$ 151,296
Conductor solar tipo I	N.A	163 metros	Centelsa	RHV2 COBRE CALIBRE 6 AVG @ 90°C	Centelsa	Centelsa	19%	32%	N.A	N.A	\$ 511,726	\$ 120,034
Conductor solar tipo II	N.A	484 metros	Centelsa	RHV2 Cobre Calibre 16 AVG @ 90°C	Centelsa	Centelsa	19%	32%	N.A	N.A	\$ 2,414,199	\$ 566,284
Estructura de soporte	N.A	4 Unidades	N.A	Estructura de soporte para paneles de diseño propio	Independiente	Independiente	19%	32%	N.A	N.A	\$ 4,050,000	\$ 950,000

Anexo 7. Presupuesto detallado de inversión para la instalacion fotovoltaica de 76.8 kWp

#	ITEM	DESCRIPCION	VALOR SIN IVA	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	UNIDADES	VALOR TOTAL
1	PANEL SOLAR	MODULO FOTOVOLTAICO JINKO SOLAR 400W CHEETAH MONO PERK HC72	\$ 369,747.90	\$ 440.000	192	UNIDAD	\$ 84,460,000
2	INVERSOR	INVERSOR FRONIUS SMD 150-3-208	\$ 7,462,184.87	\$ 8,880.000	4	UNIDAD	\$ 35,520,000
3	CONECTOR M	CONECTOR MC4 MACHO	\$ 10,675	\$ 12,703.25	16	UNIDAD	\$ 203,252
4	CONECTOR H	CONECTOR MC4 HEMBRA	\$ 10,675	\$ 12,703.25	16	UNIDAD	\$ 203,252
5	SUJEONES	DISPOSITIVOS DE SUJECCION PARA LOS INVERSORES	\$ 4,856	\$ 5,778.64	4	UNIDAD	\$ 23,115
6	SMART METER	FRONIUS SMART METER US-240V	\$ 1,298,000.00	\$ 1,544.620	4	UNIDAD	\$ 6,178,480
7	CONDUCTOR SOLAR	CONDUCTOR RHW2 COBRE CALBRE 16 AWG @ 90°C	\$ 5,397.79	\$ 6,423	464	m	\$ 2,980,444
8	SECCIONADOR	INTERRUPTOR SECCIONADOR OTDC ABB 16 A	\$ 37,142.86	\$ 44,200	16	UNIDAD	\$ 707,200
9	CONDUCTOR SOLAR	CONDUCTOR RHW2 COBRE CALBRE 6 AWG @ 90°C	\$ 3,257.00	\$ 3,876	163	m	\$ 631,760
10	TUBERIA METALICA	CONDUIT METALICO 3/4"	\$ 4,105.25	\$ 4,885	163	m	\$ 796,295
11	GRAPA	GRAPA ENT 3/4"	\$ 210.08	\$ 250	250	UNIDAD	\$ 62,500
12	CONDUCTOR ELECTRICO	CONDUCTOR XHHW CALBRE 2 AWG @ 90°C	\$ 4,375.00	\$ 5,206	140	m	\$ 728,875
13	INTERRUPTORES MAGNETOTERMICC	BREAKER DC SIEMENS 16 A	\$ 17,638.66	\$ 20,990	16	UNIDAD	\$ 335,840
14	INTERRUPTORES MAGNETOTERMICC	BREAKER DC GENERAL ELECTRIC 100 A	\$ 301,252.58	\$ 358,491	12	UNIDAD	\$ 4,301,887
15	CAJA DE UNION O COMBINER	CAJAS COMBINADORAS FOTOVOLTAICAS "COMBINER BOX"	\$ 319,327.73	\$ 380,000	4	UNIDAD	\$ 1,520,000
16	CONDUCTOR PUESTA A TIERRA	CONDUCTOR COBRE DESNUDO 20	\$ 36,657.98	\$ 43,623	528	m	\$ 23,092,944
17	ELECTRODO	ELECTRODO TP0 VARILLA ENTERRADA	\$ 120,588.24	\$ 143,500	4	UNIDAD	\$ 574,000
18	SOLDADURA MP	SOLDADURA TIPO COLDWELD	\$ 11,000.00	\$ 13,090	40	UNIDAD	\$ 523,600
19	CAJA DE INSPECCION	CAJA DE INSPECCION DE LOS ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA	\$ 11,974.79	\$ 14,250	4	UNIDAD	\$ 57,000
20	ESTRUCTURA	ESTRUCTURA DISEÑADA INCLUIDO VALOR DE INSTALACION	\$ 4,201,680.67	\$ 5,000.000	4	UNIDAD	\$ 20,000,000
21	MANDO DE OBRA INSTALACION	MANDO DE OBRA ASOCIADA A LA INSTALACION DE LA PLANTA	\$ 1,919,327.73	\$ 2,284,000	6	DIA	\$ 13,704,000
22	CFE	COSTOS INDIRECTOS DE FABRICACION	\$ 1,333,576.47	\$ 1,586,956	6	DIA	\$ 9,521,736
23	HERRAMIENTA	HERRAMIENTA MENOR Y ALQUILER MONTACARGA	\$ 4,075,633.24	\$ 4,850,004	1	UNIDAD	\$ 4,850,004
24	OTROS		\$ 1,277.31	\$ 1,520	192	UNIDAD	\$ 291,840
GRAN TOTAL							\$ 211,228,023
VALORA A DEPRECIAR							\$ 156,660,781
COSTO X KWp							\$ 2,750,364,88

Anexo 8. Diagrama unifilar de un arreglo de paneles. (VER PDF ANEXO 8)

