

**DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO ONGRID CON POSIBILIDAD DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGIA PARA LA EMPRESA PHARMASAN
S.A.S**

**DANIEL RICARDO CARREÑO CAMACHO
DANIA JULIANA PEÑA ORTIZ**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACUTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE ENERGIA
2021**

**DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO ONGRID CON POSIBILIDAD DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGIA PARA LA EMPRESA PHARMASAN
S.A.S**

DANIEL RICARDO CARREÑO CAMACHO

DANIA JULIANA PEÑA ORTIZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO EN ENERGÍA**

Director

Yecid Alfonso Muñoz M.PhD

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARMANGA

FACUTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE ENERGIA

2021

Nota de aceptación:

Firma del director

Firma del Calificador

Firma del Calificador

Tabla de contenido

RESUMEN.....	10
ABSTRACT.....	11
INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS.....	14
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	15
3. ANTECEDENTES.....	16
3.1 A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL.....	16
4. MARCO TEORICO.....	18
4.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	18
4.1.1 IRRADIANCIA SOLAR.....	18
4.1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	18
4.1.2.1 ÁNGULO DE INCIDENCIA	20
4.1.2.2 ÁNGULO DE INCLINACIÓN B.....	20
4.1.2.3 HORAS SOL PICO (HSP).....	21
4.1.2.4 SEPARACIÓN ENTRE CADA PANEL SOLAR.....	21
4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	22
4.2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS	22
4.2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED	23
4.3 INVERSORES SOLARES	23
4.3.1 INVERSORES CONECTADOS A RED	24
5. MARCO LEGAL	28
5.1. LEY 1715 DE 2014.....	28
5.2 PRINCIPALES INCENTIVOS.....	28

5.3 RESOLUCIÓN UPME 703 DE 2018	30
5.4 RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018	30
5.5 NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC2050	30
6. METODOLOGÍA	32
7. DESARROLLO	34
7.1 CÁLCULO DEL CONSUMO DEL EDIFICIO	34
7.1.1 CONSUMO TOTAL DEL EDIFICIO PHARMASAN S.A.S	34
7.1.2 CONSUMO DE LOS EQUIPOS DE CÓMPUTO DEL EDIFICIO PHARMASAN S.A.S	36
7.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR ON GRID	38
7.2.1 HORAS SOL PICO (HSP) Y PERFORMACE RATIO	39
7.2.2 SELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO	40
7.2.3 CONFIGURACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO ON GRID	44
7.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO DE ENERGIA	46
7.4 AUTOGENERACIÓN	50
7.5. SIMULACIÓN PVSYSY	51
7.6 PROTECCIONES ELÉCTRICAS	53
7.6.1 DISPOSITIVO CONTRA SOBRETENSIONES (SPD/DPS)	53
7.6.2 INTERRUPTOR DE DESCONEXIÓN (ISOLATOR/SECCIONADOR PRINCIPAL/INTERRUPTOR SECCIONADOR DC)	54
7.6.3 MALLA DE PUESTA A TIERRA	57
7.6.4 CABLEADO ELECTRICO-CANALETAS Y TUBERIA CONDUIT	58
7.6.5 MÉTODO DE CABLEADO	60
7.6.6 CABLE MULTICONDUCTOR	62
7.7 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	63
7.7.1 SEPARACIONES Y DISTANCIAS	63
7.7.2 ESPACIO SOBRE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN	64

7.7.2.1 SALIDAS.....	64
7.7.3 INSTALACIÓN DE BATERIAS.....	64
7.7.3.1 CIRCUITOS DE DESCONEXIÓN DE SERIES DE BATERÍAS.....	64
7.7.4 INTERCONEXIÓN DE BATERÍAS.....	65
8. ANALISIS FINANCIERO	66
8.1 COMPARATIVO UPS SSFV CON ALMACENAMIENTO DE ENERGIA	68
9. CONCLUSIONES	70
10. BIBLIOGRAFIA	71
12. ANEXOS.....	77

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Irradiación Solar en Colombia.....	18
Figura 2. Curva corriente-tensión y potencia-tensión de una Celda Solar	19
Figura 3. Demostración del ángulo de incidencia	20
Figura 4. Separación entre sí de los Módulos Fotovoltaicos	21
Figura 5. Sistema Fotovoltaico Autónomo	22
Figura 6. Sistema fotovoltaico conectado a la red	23
Figura 7. Curva de potencia del Inversor	24
Figura 8. Funcionalidad de un Inversor Hibrido	25
Figura 9 Modo de Operación inversor con batería y respaldo de red	26
Figura 10 Capacidad nominal del transformador	37
Figura 11. Información detallada del transformador respecto a la ESSA	38
Figura 12. Selección hora solar pico del global solar atlas	39
Figura 13 Arreglo sistema fotovoltaico	45
Figura 14 Arreglo fotovoltaico con almacenamiento de energía	47
Figura 16. Generación y consumo diario	50
Figura 17 Simulación PVYSYST	52
Figura 18 Dispositivo contra sobre tensiones (SPD/DPS)	53
Figura 19 Distribución de las sobreprotecciones.....	54
Figura 20 Interruptores de desconexión /Soleiro/Isolator)	54
Figura 21 Inversores Fronius	56
Figura 22 Interruptor termomagnético.....	56
Figura 23. Tipo de Cableado.....	58
Figura 24. Tipo de Conductores	58
Figura 25. Número del Calibre.....	59
Figura 26. Cable MC4	60
Figura 27. Canaleta.....	61
Figura 32. Cable Encauchetado Tetrafilar con Conductores de Cobre	63

Figura 33. Medios de Desconexión	63
Figura 34. Flujo de caja	67

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Beneficios de la Ley 1715 y su actualización.....	29
Tabla 2. Inventario de la empresa PHARMASAN S.A.S	34
Tabla 3. Consumo total de la empresa	36
Tabla 4. Consumo equipos de cómputo.....	37
Tabla 6. Selección del módulo fotovoltaico.....	40
Tabla 7. Características del módulo fotovoltaico	40
Tabla 8. Selección del inversor con sus características	43
Tabla 9 Características del sistema solar fotovoltaico.....	45
Tabla 10 características del sistema fotovoltaico con baterías	47
Tabla 11. Selección de Acometida	57
Tabla 12. Tramos	60
Tabla 13. Parámetros Flujo de Caja.....	66
Tabla 14.Resultados Flujo de caja.....	68
Tabla 15. Comparación UPS y Baterías	68
Tabla 16. Comparación de Precios.....	69

RESUMEN

TITULO: Diseño de un Sistema Fotovoltaico Ongrid con Posibilidad de Almacenamiento de Energía

Se presentan las alternativas de diseño para el abastecimiento energético de los equipos de cómputo de la empresa PHARMASAN S.A.S, ubicada en la ciudad de Bucaramanga en el departamento de Santander, consta de un edificio de 7 pisos, los cuales son 2 pisos de bodegas y 5 pisos de oficinas, donde sus instalaciones se encuentra en proceso de iniciar sus actividades y requiere un soporte para la operación continua de los computadores en caso de interrupción del suministro de la electricidad; teniendo en cuenta la necesidad, disponibilidad de espacio (terrazza del edificio con un área de $160 m^2$) y el consumo energético de la empresa, a través de energía solar usando módulos fotovoltaicos, ya que la empresa ha detectado la posibilidad de acceder a beneficios tributarios por parte del gobierno, ahorro energético y la posibilidad de convertir esta implementación en una propuesta de valor para el servicio prestado; se plantea el uso del sistema fotovoltaico grid tied con acumulación para cumplir con esta función en lugar de adquirir UPS.

Este proyecto presenta el análisis de las cargas, dimensionamiento necesario para el abastecimiento energético del edificio a través de paneles fotovoltaicos teniendo en cuenta orientación de los paneles y las horas pico de la zona contemplando el abastecimiento con baterías o haciendo inyección a la red eléctrica sin el uso de batería de almacenamiento energético. Se realizó una comparación económica entre la opción de almacenamiento de energía y el remplazo de la UPS, donde se encontró que no era rentable el sistema, ya que el retorno de la inversión será en un periodo de 17 años aproximadamente y se tendrá que reinvertir en las baterías cada 8 años, que representa la vida útil de estas, es por esto, el sistema más conveniente para implementar será el SSFV sin almacenamiento de energía por su inversión y retorno que será en 6 años. El proyecto se desarrolló bajo el cumplimiento con los requerimientos de la normatividad vigente en este caso la NTC 2050 y se entregará un estimado de costos del proyecto para su ejecución futura.

ABSTRACT

TITLE: Design of an Ongrid Photovoltaic System with Energy Storage Possibility

We present the design alternatives for the energy supply of the company PHARMASAN S.A. S, located in the city of Bucaramanga in the department of Santander, consists of a building of 7 floors which are 2 floors of warehouses and 5 floors of offices, where its facilities are in the process of starting its activities and requires support for the continuous operation of computers in case of interruption of electricity supply; Taking into account the need, availability of space (building terrace with an area of 160 m²) and the energy consumption of the company through solar energy using photovoltaic modules, since the company has detected the possibility of accessing tax benefits from the government, energy savings and the possibility of turning this implementation into a value proposition for the service provided; the use of grid tied photovoltaic system with accumulation is proposed to fulfill this function instead of acquiring UPS.

This project presents the analysis of the loads, sizing necessary for the energy supply of the building through photovoltaic panels taking into account the orientation of the panels and the peak hours of the area contemplating the supply with batteries or making injection to the grid without the use of energy storage battery. An economic comparison was made between the option of storage or grid injection, finding that the best option was grid injection since this method during the course of 20 years which is the useful life of the panels only has to make the initial investment and over time this investment would be returned in terms of electricity billing in 5 years unlike the system with battery storage that every 8 years you have to make the investment of these batteries since that is its useful life.

The project was developed in compliance with the requirements of current regulations, in this case NTC 2050, and a project cost estimate will be provided for future execution.

INTRODUCCIÓN

La empresa PHARMASAN es líder a nivel nacional en la distribución de medicamentos, consta de 43 sedes en todo Santander y una nueva sede que será la principal de la empresa que consta de 7 pisos y estará próxima a iniciar sus operaciones; estará ubicada en el barrio La Aurora-Bucaramanga, antes de iniciar con su proceso de apertura la empresa ha decidido implementar paneles solares que garanticen el suministro continuo de energía para los equipos de cómputo e iluminaciones en zonas prioritarias, la reducción del consumo energético y así mismo con capacidad de conexión a red y almacenamiento energético (con baterías) para evitar la compra de UPS ya que la empresa consta de una disposición de espacio de $160m^2$ en el último piso donde se podrá hacer la implementación del sistema fotovoltaico.

Se comparan 2 alternativas sistema solar con almacenamiento y sistema solar sin almacenamiento para la integración del sistema mediante la tecnología fotovoltaica la cual es una de las fuentes de energía renovable más adecuada para la generación de electricidad desde grandes instalaciones centralizadas hasta un amplio conjunto de pequeños sistemas descentralizados y distribuidos, que reducen el impacto en el medio ambiente y aumenta la fructificación de la energía en las áreas remotas. [1].

Se generalizan las pautas y enfoques para dimensionar y diseñar el sistema fotovoltaico solar autónomo. Es posible una variedad de configuraciones del sistema, desde el diseño más sencillo hasta el más complejo, dependiendo de sus requisitos de energía y propiedades de carga, así como de los recursos energéticos disponibles específicos del sitio. Sin embargo, el objetivo general del diseño del sistema externo debe ser tal que pueda brindar la máxima eficiencia, confiabilidad y flexibilidad del sistema a un precio factible.

Para el presente proyecto, se llevaron a cabo una serie de capítulos; En el primer capítulo se encontrará información referente a la introducción general del proyecto, además del objetivo general y los objetivos específicos que se tendrán que cumplir.

En el segundo capítulo se mostrará el planteamiento del problema a desarrollar, en el tercer capítulo, se evidencio aquellos antecedentes y/o información bibliográfica y que fueron tomados como base teórica para el análisis de este

proyecto, en el cuarto y quinto capítulo se encontrarán los lineamientos tanto teóricos como legales para el adecuado cumplimiento del SSFV. En el sexto capítulo se evidenciará la metodología o serie de pasos que fueron efectuados para el cumplimiento de los objetivos, así mismo en el séptimo capítulo se refleja el procedimiento realizado el cual consto de: selección de equipos, consumo de la empresa, costos de la implementación del sistema, simulaciones y los respectivos cálculos para proceder a la culminación del proyecto. Finalmente, en el octavo capítulo se encontrará el análisis financiero con el cual se obtuvo como resultado el sistema fotovoltaico más viable para implementar en la empresa.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema fotovoltaico orientado a la reducción del consumo energético y suministro ininterrumpido de energía para los equipos de cómputo con capacidad de conexión a red y almacenamiento energético en la empresa PHARMASAN S.A.S.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar la demanda eléctrica de la empresa PHARMASAN S.A.S mediante inventario de cargas previstas.
- Determinar la capacidad fotovoltaica a instalar considerando el espacio disponible y demanda energética.
- Analizar las diferentes alternativas de integración del sistema fotovoltaico y seleccionar la más adecuada para proceder a su respectivo diseño.
- Realizar el análisis financiero para el sistema a implementar considerando los beneficios tributarios de las LEY 1715.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los últimos años son considerables las compañías en los diferentes sectores, que han querido apostarle a una mejor eficiencia, generando un ahorro monetario, además de generar un menor impacto medioambiental a partir del uso de las energías renovables. En Colombia la implementación aun no es muy utilizada pero su acogida va en ascenso, por tanto, varias empresas han emprendido acciones con las cuales hacen que su operación sea generada con el uso de energías alternativas [2]. Como se conoce el sector comercial e industrial está establecido como estrato 6 en el departamento de Santander, por tanto, su valor de facturación de energía eléctrica es elevado. La empresa PHARMASAN S.A.S, líder en el sector farmacéutico a nivel nacional quiere vincularse a las tecnologías vanguardistas, entre estas la inclusión de tecnología fotovoltaica para así poder contribuir con el medio ambiente, con esto también tener un ahorro tanto energético como económico en cuanto a la facturación del servicio eléctrico, es por lo que se ha decidido implementar un sistema solar fotovoltaico en el edificio ubicado en el barrio la Aurora en la ciudad de Bucaramanga donde dispone de un área de 160 m² para ubicar los paneles solares.

Así mismo la empresa quiere garantizar el suministro de energía continuo para los computadores por medio de un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía así remplazar la compra de UPS y sustituirlas por este sistema.

3. ANTECEDENTES

En Colombia, el desarrollo de edificaciones con sistemas solares fotovoltaicos es una iniciativa que está liderada por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, que busca proteger al consumidor colombiano proporcionándole datos sobre determinados equipos de uso final de energía, con el fin de tomar decisiones para fomentar el uso de equipos más eficientes en el país.

A continuación, se presentan referentes que sirven como base para el desarrollo de este proyecto.

3.1 A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL

- **Implementación de un sistema fotovoltaico para la alimentación de un edificio de usos múltiples, 2017, Soraya Navarro Rayas y José Antonio Gonzales Moreno, México** En este proyecto se realizó la implementación de un sistema fotovoltaico en el edificio de la Universidad Tecnológica de la zona metropolitana de Guadalajara considerando el abastecimiento de iluminación, los sistemas de cómputo y equipos eléctricos como lo son los aires acondicionados. El propósito de dicho proyecto es abastecer la energía eléctrica de las luminarias en uno de los edificios de usos múltiples para contribuir a la reducción del consumo energético con un 70% por medio de paneles fotovoltaicos. [3]
- **Diseño de una propuesta para la implementación de paneles solares fotovoltaicos en el edificio balcones de oriente, 2019, David Marcelo García Rojas, Bogotá,** En este proyecto se realiza un propuesta para la implementación de paneles solares de dicho edificio donde su objetivo principal es la reducción de costo en el pago de la factura generada por la empresa prestadora del servicio eléctrico, dando a conocer los beneficios de la utilización de generación de energías limpias llevando a suplir las necesidades principales del edificio de Balcones del Oriente. Como conclusión obtuvieron una reducción de la factura más o menos de la mitad del valor que se generaba sin el sistema fotovoltaico. [4]
- **Diseño e implementación de un sistema solar fotovoltaico para la generación de energía eléctrica con potencia activa de 1kW, 2017,**

Angelica Peña, Diego Gutierrez y Frank Caldas, Villavicencio, En este proyecto se realizó una implementación de un sistema solar fotovoltaico en la Universidad Cooperativa de Colombia sede Villavicencio principalmente para crear conciencia a la hora de generar energía eléctrica a partir de las energías renovables, destacando que este tipo de energía es una inversión inteligente ya que reduce costos energéticos significativamente. El suministro de energía del sistema solar fotovoltaico cumplió con los requerimientos para la potencia eléctrica de 25 lámparas, la cual tiene una autonomía de 4 horas con un horario de 6:00 pm a 10:00 pm. [5]

- **Estudio, diseño e implementación de un sistema de energía solar en la comuna puerto roma de la isla Mondragon del golfo de Guayaquil, provincia del guayas, Gustavo Gonzales, Juan Carlos Zambrano y Edison Estrada, 2014, Guayaquil, Ecuador,** En este proyecto la mayor problemática es la falta de energía eléctrica de forma continua en cierto lugares del Ecuador como es el caso de Puerto Roma, siendo este el principal objetivo para la implementación de dicho sistema ya que es de gran ayuda para varias familias de este sector quienes no cuentan con mencionado servicio. Con la efectividad de este proyecto se pudo contribuir a la generación de energía solar fotovoltaica beneficiando a 100 familias de Puerto Roma, Guayaquil. [6].
- **Sistema híbrido fotovoltaico (FV) con interacción a la red para zonas rurales de Colombia, Ivan Mauricio Ostos, Carlos Andrés Collazos, Hermes Enrique Castellanos, Claudia Patricia Fernández, 2017, Bogota, Colombia,** En este proyecto su mayor problema son las interrupciones frecuentes, además de fluctuaciones considerables de voltaje, reduciendo la comodidad del usuario. Los autores implementaron un sistema FV donde se genera energía de óptima calidad, el sistema instalado se programó para trabajar de forma híbrida donde el banco de baterías alcanza un 50% de descarga, y el resto es respaldado totalmente por la red eléctrica. Donde uno de sus mayores objetivos logrados eran reducir la mayor emisión de CO₂. [7]

4. MARCO TEORICO

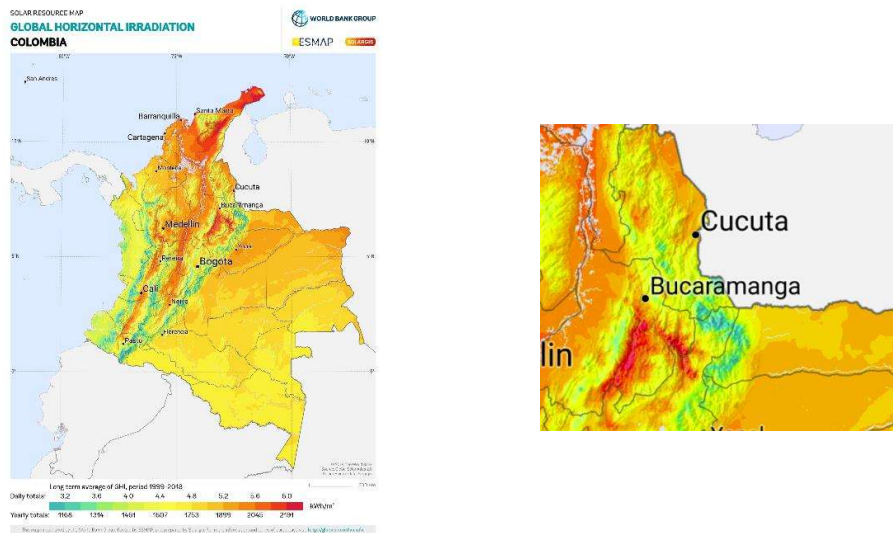
Conceptos relevantes que soportan el desarrollo del proyecto son expuestos a continuación:

4.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

4.1.1 IRRADIANCIA SOLAR

Se define como la medida de la cantidad de energía solar que llega a una superficie determinada durante un periodo de tiempo. Para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos de baja potencia, se refiere a las horas sol pico (HSP) equivalente a las horas del día en que la irradiación es $1000 \frac{W}{m^2}$ [7]. La figura 1 muestra el valor de irradiancia en $\frac{kWm^2}{dia}$ promedio para las distintas regiones de Colombia, ubicando y señalando la ciudad de Bucaramanga con un promedio de 5,2 HSP.

Figura 1. Irradiación Solar en Colombia



Fuente: Obtenido de [8]

4.1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

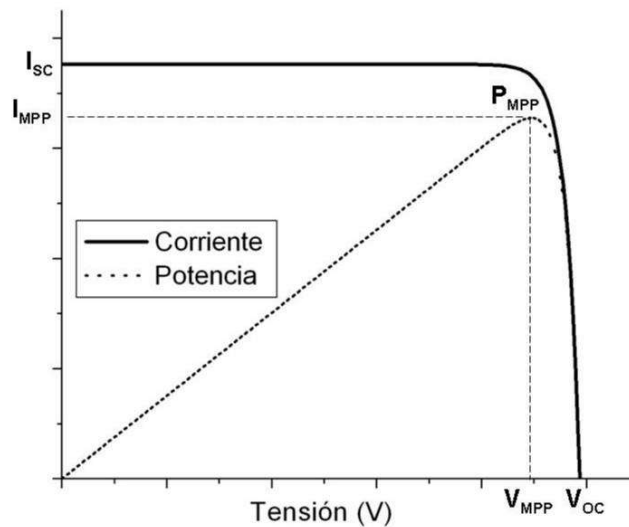
El módulo fotovoltaico es el dispositivo comercial ya acabado consistente en una asociación de células fotovoltaicas siguiendo una configuración serie-paralelo determinada y preparado para la instalación exterior. De la misma manera las células fotovoltaicas se asocian para formar el módulo fotovoltaico, se asociación entre sí para obtener la potencia deseada para el tipo de aplicación al que se

vaya a destinar [9]. A continuación se presentan los parámetros de funcionamiento de un módulo fotovoltaico:

- **Corriente de cortocircuito, I_{sc}**
Es la corriente que se obtiene de la celda cuando la tensión en sus bornes es 0 [V], es la máxima corriente que se puede obtener de una celda fotovoltaica. [10]
- **Tensión de circuito abierto, V_{oc}**
Es la tensión que se obtiene de la celda cuando la corriente que se extrae de la célula es de 0 [A]; constituye la máxima tensión que se puede extraer de una célula solar. [10]
- **Potencia Máxima, P_{max}**
Es el producto de la corriente por la tensión. Tanto en cortocircuito como en circuito abierto la potencia es 0 [W], por lo que habrá un valor entre 0 y V_{oc} para el que la potencia será máxima. [10]
- **Eficiencia η**
Expresado en %, es el parámetro que define el funcionamiento de la célula solar. Representa la relación entre la potencia que obtenemos de la célula y la potencia de la luz que incide sobre ella.

Los parámetros anteriores del funcionamiento del módulo fotovoltaico se observan en la siguiente Figura 2.

Figura 2. Curva corriente-tensión y potencia-tensión de una Celda Solar



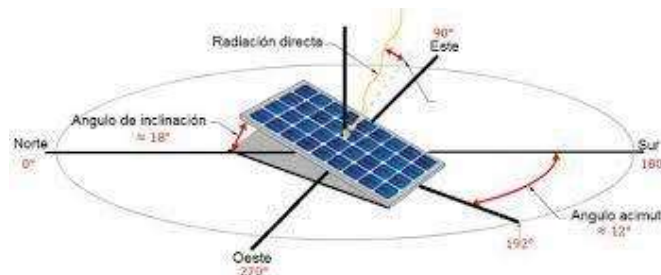
Fuente: Obtenida de [11]

Para la instalación de los módulos fotovoltaicos se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

4.1.2.1 ÁNGULO DE INCIDENCIA

Es necesario orientar los módulos hacia la línea ecuatorial, es decir, para los sistemas que se encuentran al norte de la línea ecuatorial, es necesario orientar siempre los módulos fotovoltaicos hacia el sur geográfico (0°). En cambio, si se encuentra en la línea sur ecuatorial es necesario orientarlos hacia el norte geográfico (180°). En la siguiente Figura 3. Se podrán observar los ángulos anteriormente mencionados.

Figura 3. Demostración del ángulo de incidencia



Fuente: Obtenida de [11]

4.1.2.2 ÁNGULO DE INCLINACIÓN B

Es el ángulo que se forma entre la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal. Para hallar la inclinación se utiliza la ecuación 1 que sirve para el análisis de los cálculos de irradiación solar global con las distintas inclinaciones a diferentes latitudes. [12]

Ecuación 1. Ángulo de inclinación de módulos

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 * |\phi|$$

Tomada de: [14]

Donde:

β_{opt} Ángulo de inclinación óptimo del módulo.

ϕ Latitud de la ubicación de grados sexagesimales

4.1.2.3 HORAS SOL PICO (HSP)

Son unidades de medida de la irradiación solar, es decir, es la energía recibida por una radiación de $1000 \frac{W}{m^2}$ durante 1 hora. Este parámetro sirve para calcular de forma fácil la energía recibida en un periodo de tiempo. En la Ecuación 2, podemos observar cómo se realiza el cálculo de HSP.

Ecuación 2. Cálculo de Horas Sol Pico (HSP)

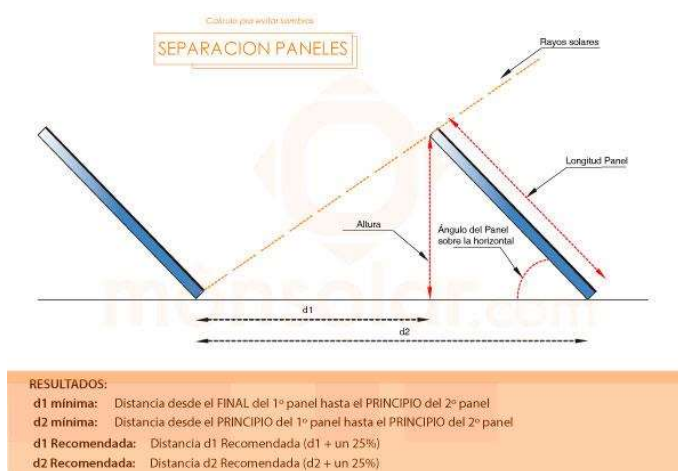
$$HSP = \frac{\text{Irradiancia Media Diaria}}{1000 \text{ W/m}^2}$$

Tomada de: [14]

4.1.2.4 SEPARACIÓN ENTRE CADA PANEL SOLAR

La distancia mínima entre cada Panel Solar depende de la latitud del lugar donde se realice la instalación y se calcula la en la siguiente Ecuación 3. Este cálculo se realiza para evitar pérdidas por efectos de sombra de cada uno de los módulos implementados como lo podemos observar en la Figura 4.

Figura 4. Separación entre sí de los Módulos Fotovoltaicos



Fuente: Obtenido de [13]

Ecuación 3. Distancia mínima de separación de módulos

$$d_{min} = b * \left(\frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin \gamma_s} \right)$$

Tomada de: [15]

d_{min} Distancia Mínima de separación de los módulos

b Longitud del Módulo

γ_s Ángulo crítico en el solsticio de invierno para una ubicación donde mayor parte del año se considera verano el ángulo se define como $\gamma_s = 90^\circ - \phi$

β Ángulo de inclinación del módulo

ϕ Latitud de la Ubicación

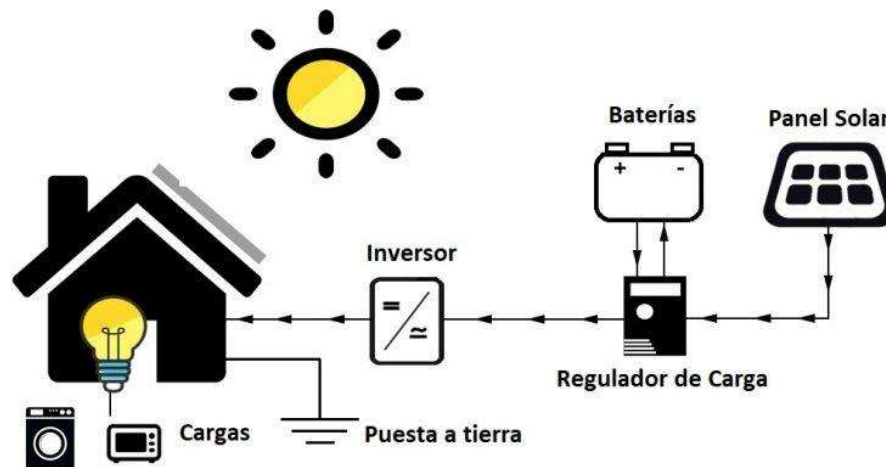
4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

Generalmente son utilizados en zonas donde no se tiene acceso a la red eléctrica. Este sistema además de satisfacer la demanda eléctrica cumple la función de almacenar energía que será utilizada en las horas de la noche. Para este sistema los implementos utilizados son un panel fotovoltaico para captar la energía; un banco de baterías para almacenar la energía y un inversor para transformar la corriente continua en corriente alterna, siendo esta la más utilizada en los aparatos de cómputo u otros aparatos electrónicos. [14]

En la figura 5 se puedes observar cómo es el funcionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo

Figura 5. Sistema Fotovoltaico Autónomo



Fuente: Obtenido de [14]

4.2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

Son un sistema de generación que trabajan en paralelo con la red de la compañía eléctrica, donde la salida de ambos sistemas de generación está conectada entre sí, de forma que el primero actúa como si fuera un generador más de la compañía, inyectando energía eléctrica en su red de distribución para el autoconsumo, para generar excedentes de comercialización de energía. En la figura 6 se observa el funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Figura 6. Sistema fotovoltaico conectado a la red



Fuente: Obtenido de [13]

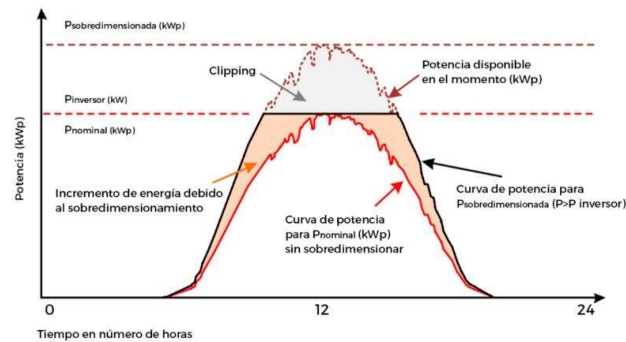
4.3 INVERSORES SOLARES

Cuando los rayos del sol llegan a los paneles solares, estos generan corriente continua, este tipo de corriente no es utilizada para los equipos o electrodomésticos de hogares o empresas, ya que la gran mayoría trabajan con la corriente alterna. El funcionamiento del inversor solar es recibir la corriente continua y transformarla en corriente alterna, además proporciona protección y seguimiento al sistema, permitiendo conocer los rendimientos y actividades eléctricas que se realizan en el sistema solar fotovoltaico. [15]

En la selección del inversor solar, se tienen 2 parámetros claves para dimensionarlo, normalmente el inversor se elige bajo 2 criterios importantes, el primero es seleccionarlo con un 120% de factor de seguridad "Oversizing" con respecto a las cargas o el segundo es seleccionarlo con un 120% de factor de

seguridad inferior a la capacidad instalada del arreglo fotovoltaico. Aunque cualquiera de los dos criterios es válido, lo que, es encontrar la forma de reducir al máximo la cantidad de pérdidas por “Clipping”, en donde se busca que la potencia del inversor sea casi igual o la más cercana posible a la capacidad nominal del sistema solar fotovoltaico:

Figura 7. Curva de potencia del Inversor



Fuente: Obtenida de [16]

Existen 3 tipos de inversores, en este proyecto se utilizarán los inversores Conectados a red e Inversores Híbridos los cuales serán expuestos a continuación:

4.3.1 INVERSORES CONECTADOS A RED

Son utilizados en combinación con paneles solares para aprovechar la energía generada y prepararla para ser aprovechada de manera más efectiva. Estos inversores tienen la capacidad de inyectar energía eléctrica de manera eficiente y segura en la red ya que coinciden con la presión del voltaje y la fase de la onda sinusoidal de corriente alterna de la red. [16]

INVERSORES HÍBRIDOS

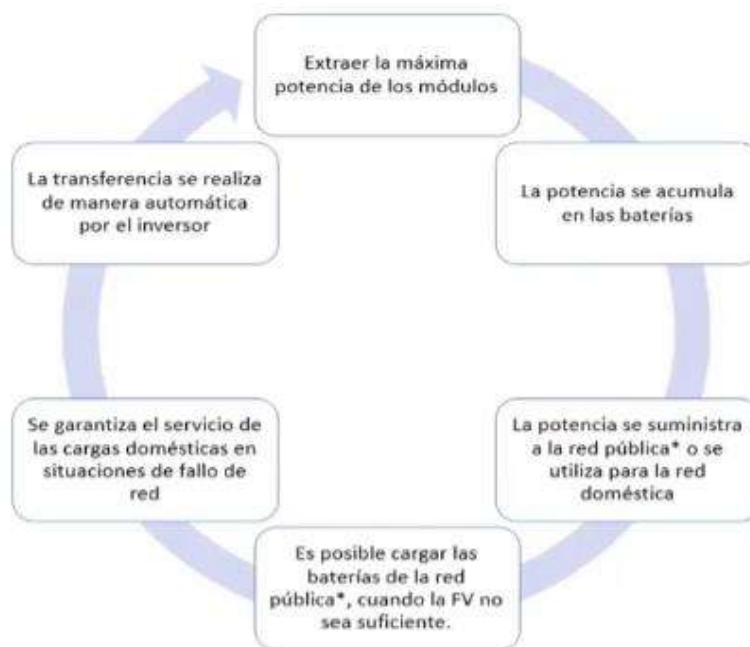
Permite dos configuraciones ya sea conectado a red o al banco de baterías, estos inversores son los más utilizados en las instalaciones solares donde la continuidad del servicio de la red no es buena ya que puede operar como un sistema de respaldo [15].

FUNCIONALIDAD DE LOS INVERSORES HIBRIDOS

- Conversión de corriente directa a corriente alterna
- Utilizar su algoritmo MPTT para extraer la máxima potencia de cada de los módulos, teniendo en cuenta que se esa potencia se puede acumular en el banco de baterías.

Esta funcionalidad es un ciclo cerrado se observa en la figura10, donde se muestra detalladamente la funcionalidad de los inversores híbridos.

Figura 8. Funcionalidad de un Inversor Híbrido



INVERSOR FRONIUS

Los inversores Fronius son eficientes y seguros y constituyen el corazón de cada instalación fotovoltaica. Los rangos de potencia de 1,5 a 100 kW, garantizan la adaptación para cualquier tamaño de instalación, desde una casa unifamiliar hasta grandes sistemas fotovoltaicos. [17]

Ecuación 4. Potencia del inversor

$$\text{Potencia}_{\text{Inversor}}(\text{kW}) = \frac{\text{Potencia}_{\text{Pico}}(\text{kWp})}{1,20}$$

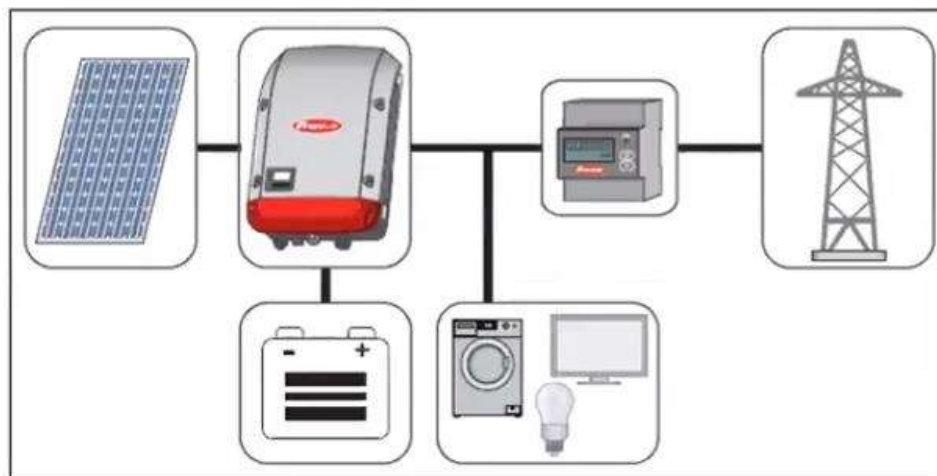
Tomada de: [19]

1,20 Factor de protección

Modo de operación inversor con banco de baterías

Permite optimizar el autoconsumo de la instalación fotovoltaica y aumentar el rendimiento general del sistema, ya que se puede acumular la mayor energía dentro del banco de baterías y no depender de la red eléctrica. En la figura 9 se puede observar la funcionalidad de inversor con banco de batería que contiene, una planta solar, inversor (Fronius), banco de baterías (suple la energía de las cargas) y también la interacción con la red eléctrica.

Figura 9 Modo de Operación inversor con batería y respaldo de red



Tomada de: [20]

SISTEMA DE ALIMENTACION INTERRUPTIDA (UPS)

Son una fuente de suministro eléctrico que poseen baterías que permiten brindar energía eléctrica por un tiempo limitado a dispositivos eléctricos/electrónicos en el caso de interrupción eléctrica. También protege contra anomalías del suministro eléctrico, como picos de voltaje, variaciones de voltaje, ruido en la señal, armónicas y otros problemas que causan nuestros dispositivos eléctricos funcionen de manera anormal o en el peor de los casos se dañen. [18]

5. MARCO LEGAL

Para el desarrollo de proyectos pertenecientes al sector energético, se debe tener como base el instructivo legal establecido por el ministerio de minas y energías.

5.1. LEY 1715 DE 2014

Tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas No Interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

Los interesados en realizar inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía y Gestión Eficiente de la Energía, podrán acceder a los incentivos tributarios enunciados por la Ley, una vez se cumplan los requisitos y procedimientos establecidos por las entidades pertinentes. [19]

5.2 PRINCIPALES INCENTIVOS

A continuación, se enuncia los principales incentivos tomados en cuenta para el desarrollo de este proyecto, cabe resaltar que varios de estos fueron modificados en julio del presente año. La presente ley tiene por objeto modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. [20]

Tabla 1. Beneficios de la Ley 1715 y su actualización

Ley 1715 del 2014 y actualización 10 de julio 2021		
Artículo	Beneficio	Descripción
11	Deducción especial del impuesto sobre la renta	"los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en el ámbito de la producción de energía con fuentes no convencionales de energía, tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada" [21].
12	Exclusión del IVA en la adquisición de bienes y servicios	"Exclusión del impuesto a las ventas - IVA en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos de generación con FNCE y gestión eficiente de la energía". ", los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales" [21]
13	Exención de gravámenes arancelarios	"Las personas naturales o jurídicas que, a partir de la vigencia de la presente ley, sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de fuentes no convencionales de energía -FNCE y medición y evaluación de los potenciales recursos o acciones y medidas de eficiencia energética, incluyendo los equipos de medición inteligente, en el marco del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales -PROURE, gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumas destinados exclusivamente para labores de reinversión y de inversión en dichos proyectos. " [21]
14	Depreciación acelerada	"Las actividades de generación a partir de fuentes no convencionales de energía -FNCE y de gestión eficiente de la energía, gozará del régimen de depreciación acelerada. La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía-FNCE." "Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de treinta y tres puntos treinta y tres por ciento (33.33%) como tasa global anual" [21]

Fuente: Autor, con información tomada de [20]

5.3 RESOLUCIÓN UPME 703 DE 2018

Tiene como objetivo establecer el procedimiento y los requisitos para la evaluación de las solicitudes puestas a consideración de la UPME, con la finalidad de obtener la certificación que avala la documentación del proyecto, en la cual se acreditará:

- El proyecto está siendo o será desarrollado utilizando fuentes no convencionales de energía FNCE
- Los equipos elementos, maquinaria, materiales e insumos y servicios relacionados con el proyecto se encuentran conforme al listado de bienes y servicios establecidos por la UPME, dichos bienes serán destinados a las etapas de prevención e inversión del proyecto.

Lo anteriormente mencionado se hace con el fin de obtener los beneficios que tratan los artículos 12 y 13 de la ley 1715 de 2014 con su actualización en el 2021 reglamentado por el decreto 1073 de 2015 [22]

5.4 RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018

El objetivo de la resolución de la CREG 030 es regular aspecto operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al sistema interconectado nación SIN.

Esta resolución aplica a los autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos conectados al SIN, a los comercializadores que los atienden, a los operadores de red y transmisores nacionales. También aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala mayores a 1 MW y menores o iguales 5 MW. Esta resolución no aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia, existentes o nuevos. [23]

5.5 NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC2050

contienen la información, requisitos, especificaciones y métodos que deben cumplir los productos para su comercialización en el país, así como lineamientos para el diseño y correcta instalación de productos eléctricos.

5.6 REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RETIE

El objeto fundamental de este reglamento es establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos.

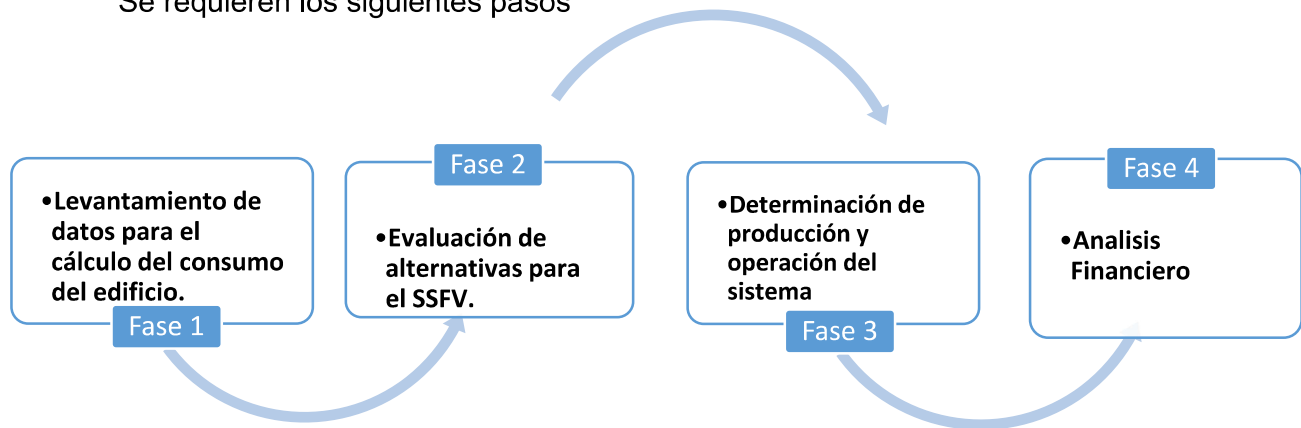
Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento; la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos y equipos, es decir, fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas. Igualmente, es un instrumento técnico-legal para Colombia, que sin crear obstáculos innecesarios al comercio o al ejercicio de la libre empresa, permite garantizar que las instalaciones, equipos y productos usados en la generación, transmisión, transformación, distribución y utilización de la energía eléctrica, cumplan con los siguientes objetivos legítimos:

- La protección de la vida y la salud humana.
- La protección de la vida animal y vegetal.
- La preservación del medio ambiente.
- La prevención de prácticas que puedan inducir a error al usuario. [25]

6. METODOLOGÍA

Este proyecto contempla todos los elementos y diseños necesarios para la definición del sistema fotovoltaico para suplir un porcentaje de consumo de la empresa PHARMASAN S.A.S., analizando la mejor forma de diseño para alcanzar este objetivo de abastecimiento, bien sea a través del uso de baterías para almacenamiento o a través de un sistema de inyección a la red, contemplando la posibilidad de usar baterías.

Se requieren los siguientes pasos



Fase 1. Levantamiento de datos para el cálculo del consumo del edificio

Determinar la carga a suplir del edificio de la empresa PHARMASAN S.A.S, teniendo en cuenta los planos eléctricos del mismo y a su vez realizar los cálculos del consumo mediante la información generada de la empresa, donde se obtendrá el inventario de cada uno de los equipos.

Fase 2. Evaluación de alternativas para el sistema solar fotovoltaico

Comparar el resultado obtenido con la disponibilidad de espacio, a partir de esto se procederá con la evolución de las alternativas del sistema fotovoltaico con baterías y del sistema fotovoltaico con On Grid, se selecciona la mejor alternativa considerando el monto de inversión.

Fase 3. Determinación de producción y operación del sistema solar fotovoltaico

Calcular la energía que deben producir los paneles solares

mediante el programa PVSYST, con el cual se obtendrá la simulación del sistema fotovoltaico, la planificación y diseño de este.

Fase 4 Análisis Financiero Se realiza la evaluación presupuestal de la implementación de los elementos del sistema (inversores, paneles, protecciones, cableado, entre otros) teniendo en cuenta la ley 1714 para obtención de incentivos tributarios (proyección de generación, auto consumo e inyección a la red) además de desarrollar el análisis costo beneficio del sistema.

7. DESARROLLO

De acuerdo con la información suministrada por la empresa se obtuvo el inventario del edificio y el horario de trabajo estipulado, con estos datos se procede a realizar los cálculos para determinar el consumo total del edificio, el consumo que tendrán los equipos de cómputo con el fin de remplazar la UPS que suministra la energía a estos equipos y la carga a suplir, con el fin de evaluar el sistema FV más adecuado para la empresa.

7.1 CÁLCULO DEL CONSUMO DEL EDIFICIO

7.1.1 CONSUMO TOTAL DEL EDIFICIO PHARMASAN S.A.S

En la siguiente tabla se puede evidenciar la cantidad de artefactos pertenecientes de la empresa junto con su potencia y horas de uso, de esta forma obteniendo el valor de su consumo diario.

Tabla 2. Inventario de la empresa PHARMASAN S.A.S

INVENTARIO Y HORAS DE USO DE LOS EQUIPOS				
Equipo	Cantidad	HORAS	POTENCIA (w)	TOTAL ($\frac{Wh}{día}$)
Computadores	215	8	80	137600
Congelador (200 Lts)	5	24	54	6480
Horno Microondas	2	3	640	3840
Licuadaora	2	2	30	120
Cafetera Eléctrica	2	4	180	1440
Televisor 55"	4	8	200	6400
Neveras	10	24	195	46800
Impresoras	22	8	20	3520
Escaner	12	8	12	1152
Lum Hermética	9	8	18	1296
Lum Emer PLS18	17	8	18	2448

Lum Emer Dos luces	42	8	1,6	537,6
Lum Emer SALIDA	8	8	10	640
Panel LED 1.2x0.3m	32	8	52	13312
Bala de incrustar	41	8	18	5904
Lum L3-Atenea	1	8	27	216
Lum Linear Flat	12	8	18	1728
Bala stil LED	6	8	22	1056
Lum L2-Atenea	2	8	20	320
Lum L1-Atenea	69	8	20	11040
Panel LED 30x30cm	8	8	24	1536
Lum Coral 0.6m	6	8	21	1008
Lum Coral 1.2m	2	8	27	432
Bala LED saturno	22	8	33	5808
Bala LED escualizable	14	8	50	5600
Panel LED 60x60cm	10	8	25	2000
Bala LED Saturno	5	8	33	1320
Bolardo Luxycon	8	8	26	1664
Lum lineal perlato 2293mm	4	8	55,3	1769,6
Lum lineal perlato 2859mm	2	8	68,6	1097,6
Bala LED recesada	32	8	7	1792
Lum Tipo tortuga	6	8	12	576
Spot canopy	9	8	103	7416
PLC	3	24	61,6	4435,2
Aire Acondicionado	1	10	50000	500000
Aire Acondicionado 12000btu	2	24	1215	58320

Cámaras	20	24	12	5760
DVR	3	24	20	1440
Ascensor	1	12	4000	48000
Total	895,824 $\frac{Wh}{día}$			

Fuente: Autor

A partir del inventario que proporciono la empresa, se pudo calcular el consumo total del edificio, multiplicando las horas de funcionamiento de cada equipo por su potencia y como resultado se obtuvo lo siguiente.

Tabla 3. Consumo total de la empresa

CONSUMO DIARIO DEL EDIFICIO ($\frac{kWh}{día}$)	895,8
CONSUMO MENSUAL DEL EDIFICIO ($\frac{kWh}{mes}$)	26.875

Fuente: Autor

7.1.2 CONSUMO DE LOS EQUIPOS DE CÓMPUTO DEL EDIFICIO PHARMASAN S.A.S

A partir de la disponibilidad del espacio y por conceptos de la empresa, se procede a hacer la evaluación de las alternativas del sistema fotovoltaico ON GRID y del sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía, considerando la principal alternativa reemplazar la UPS e implementar el sistema de almacenamiento, se procese a determinar el consumo de los equipos de cómputo que serán alimentados por este sistema

Tabla 4. Consumo equipos de cómputo

Equipo	Cantidad	Horas	Potencia W
Pc	215	8	80

Fuente: Autor

$$8 * 80w * 215 * 0,8 = 110,08 kWh$$

NOTA: 8 horas de uso diario, 80W de potencia nominal y un factor de seguridad de 0,8

$$E_{demandada-dia} = 110,08 kWh$$

La tabla 4 muestra la cantidad de equipos de cómputo con su respectiva potencia para así determinar el consumo que tendrán estos y proceder a evaluar los dos sistemas fotovoltaicos.

A partir de esta información se procede a realizar el cálculo para la implementación del sistema fotovoltaico ON GRID sin almacenamiento de energía y el sistema con almacenamiento, teniendo en cuenta la disponibilidad del transformador, dada por el operador de red, en este caso la ESSA.

La disponibilidad del transformador se puede consultar a través de la página del operador de red ESSA por medio del código NIU 248531.

Figura 10 Capacidad nominal del transformador

NIU	Código Transformador	Latitud	Longitud	Capacidad nominal transformador (kVA)	Tensión punto de conexión (V)	-Sumatoria de la capacidad nominal de AGPE o GD instalada en función de la capacidad del transformador	Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE o GD conectados (Sin almacenamiento)	Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE o GD conectados (Con almacenamiento)	Circuito
248531	102370	7.12576364	-73.11570599	112,5	220				20506

Fuente: obtenida de [28]

Figura 11. Información detallada del transformador respecto a la ESSA

Información Detallada

Características

Transformador	102370
Latitud	7.12576364
Longitud	-73.11570599
Capacidad Nominal Transformador (kVA)	112,5
Tensión Punto de Conexión	220
Sumatoria de la capacidad nominal de AGPE o GD instalada en función de la capacidad del transformador	1
Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE o GD conectados (Sin almacenamiento)	1
Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE o GD conectados (Con almacenamiento)	1
Tensión Nominal S/E (kV)	13200/220
Circuito	20506
Subestación	20
Capacidad nominal S/E (MVA)	null
Corriente de cortocircuito (kA)	null
Otros	null

Fuente: Obtenido de [22]

Respecto a la información de la página de la ESSA la sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGP o GD conectados (sin almacenamiento) es uno, es decir no hay ningún proyecto de inyección de energía actualmente en ese sector, es decir, si se puede implementar un proyecto de energía solar con inyección a red.

Teniendo en cuenta la capacidad nominal del transformador de 112,5 kW al cual está conectado la carga del edificio, se establece que la máxima potencia a instalar será 56,25 kW lo cual corresponde al 50% de la disponibilidad del transformador.

Teniendo en cuenta la limitante de espacio y la carga que se desea suplir con energía solar fotovoltaica, la potencia sería de 29,56 kWp

7.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR ON GRID

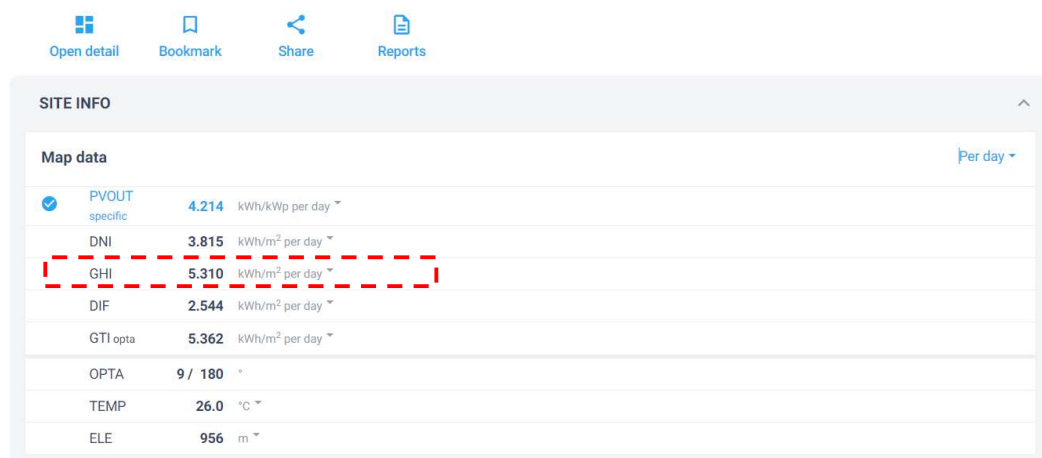
Teniendo en cuenta la capacidad máxima permitida a instalar del transformador anteriormente mencionado, a continuación, se presenta el cálculo del número de paneles necesarios para suplir el consumo energético de los computadores de la empresa, en primer lugar, se obtuvo las horas solar pico mediante el programa global solar atlas y de esta manera fue posible realizar el cálculo del performance

ratio, con el cual se procedió a hallar la cantidad de energía suministrada por el SSFV.

7.2.1 HORAS SOL PICO (HSP) Y PERFORMACE RATIO

Seguidamente se muestra el dato obtenido a partir del programa Global Solar Atlas donde nos indica las horas solar pico del sector donde se encontrará ubicado el edificio de PHARMASAN S.A.S.

Figura 12. Selección hora solar pico del global solar atlas



Fuente: Obtenida de [8]

El valor de las horas sol pico que registra en la base de datos del Global Solar Atlas es de HSP= 5,310 horas - día.

Posteriormente, se realizó el cálculo del Performance Ratio directamente con los valores que muestra el software de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 \text{Performace Ratio (PR)} &= \frac{\text{Direct Normal Irradiation}}{\text{Global Horizontal Irradiation}} * 100\% \\
 &= \frac{3,815 \frac{kW}{m^2} \text{ per day}}{5,310 \frac{kW}{m^2} \text{ per day}} * 100\% = 71\%
 \end{aligned}$$

Luego de tener el valor de las Horas de sol pico diario y el coeficiente de desempeño del sistema solar, se realiza el proceso de Dimensionamiento SSFV:

7.2.2 SELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Para la selección del panel se tuvieron en cuenta criterios que estén acordes al estado actual de evolución de la tecnología a nivel comercial y que cumplan las siguientes características:

- Eficiencia superior al 20%
- Tecnología Half Cell
- Potencia igual o superior a 400W
- Disponibilidad local y precio

Tabla 5. Selección del módulo fotovoltaico

PANEL SELECCIONADO	
DESCRIPCIÓN MODULO FV	410W - 72C MONO - VOC 48.90 - ISC 10.70 – 20,4%
PROVEEDOR	FERROAGRO
MARCA	RISEN SOLAR
PRECIO UNITARIO	\$ 517.722
PRECIO x72 PANEL	\$ 37.275.984

Fuente: Autor

Para este caso el panel seleccionado fue 410W - 72C MONO, de tipología mono cristalino, el precio y las características del módulo se ven reflejados en la tabla 6 y 7, el costo del módulo fue consultado en el mes de julio del 2021

Tabla 6. Características del módulo fotovoltaico

CARACTERISTICAS MODULO FV	
40,65	Vmp (voltaje max potencia)
10,10	Imp (corriente max)
10,5	Isc (corriente corto circuito)
-0,39	Coficiente de T° Pmax
450	Pteorica (STC25°-1000W/m^2)
410,625	Pcon afectacion por T° (W)
48,6	Voc

Fuente: Autor

La tabla anterior muestra los valores del módulo fotovoltaico; voltaje, la corriente nominal, la corriente de cortocircuito, el coeficiente de temperatura (debido a que los paneles siempre se ven afectados en su eficiencia por la temperatura).

Ver anexo 2 ficha técnica del panel

$$E_{\text{demandada-día}} = P_{\text{panel}} * \# \text{Paneles} * \text{HSP} * \text{PR}$$

$$\frac{E_{\text{demandada-día}}}{P_{\text{panel}} * \text{HSP} * \text{PR}} = \# \text{Paneles}$$

$$\frac{110,08 \text{ (kWh - día)}}{0,4106 \text{ (kW)} * 5,3 \text{ (h - día)} * 0,71} = 71,24 \cong 72 \text{ paneles}$$

Anotación: Por temas de disponibilidad de área solo se tiene un espacio total de 160 m², dejando un 10% de disponibilidad para senderos y espacios entre los arreglos fotovoltaicos, ocupando 144 m², teniendo las dimensiones del panel solar de 2,01 m², la máxima cantidad de paneles a instalar serían 72.

Posteriormente, se calcula la cantidad de energía que se va a generar con el sistema solar fotovoltaico cada día:

$$E_{\text{generada-día (SSFV)}} = \# \text{Paneles} * P_{\text{panel}} * \text{HSP} * \text{PR}$$

$$E_{\text{generada-día}} = 72 * 0,4106 \text{ (kW)} * 5,3 \text{ (h - día)} * 0,71$$

$$**E_{\text{generada-día (SSFV)}} = 111,24 \text{ kWh/día}**$$

Teniendo en cuenta la cantidad de energía generada a nivel diario, con el sistema solar se logra ahorrar:

$$\% E_{\text{ahorro-día}} = \frac{E_{\text{generada-día (SSFV)}}}{E_{\text{demandada-día}}} * 100\% = \frac{111,24 \text{ kWh/día}}{110,08 \text{ kWh/día}} * 100\% = 101\%$$

$$\% E_{\text{ahorro-día}} = 101\%$$

Con la implementación del sistema solar fotovoltaico se está garantizando un 101% de ahorro de energía, que representa el cubrimiento total de la demanda

de los computadores, dando como excedente 11,124 kWh/día, equivalente al 1% de la energía generada al día. Estos excedentes se destinan a las demás carga que tendrá el edificio.

Luego de establecer el ahorro que se tendría con el sistema solar fotovoltaico para el consumo de los computadores, se procede a determinar la capacidad del sistema solar (Potencia pico kWp) y la capacidad de cada inversor (kW), asociado a las configuraciones que se van a evaluar (ON GRID – HÍBRIDO).

Una vez seleccionado el panel solar de 410,6 Wp, se realiza el cálculo de la capacidad del sistema (Wp) de la siguiente manera:

$$\text{Potencia}_{\text{Pico}} \text{ Paneles FV (Wp)} = \# \text{ Paneles} * \text{Ppanel}$$

$$\text{Potencia}_{\text{Pico}} \text{ Pneles solares FV (Wp)} = 72 * 410,6 \text{ Wp}$$

$$\text{Potencia}_{\text{Pico}} \text{ Paneles FV (kWp)} = 29.563 \text{ Wp} * 100 = 29,56 \text{ kWp}$$

POTENCIA DEL INVERSOR

Para realizar el cálculo de la capacidad del inversor, se realiza con la siguiente formula

$$\mathbf{1 \text{ Criterio:}} \text{Potencia}_{\text{Inversor}}(\text{kW}) = \frac{\text{Potencia}_{\text{Pico}} \text{ Paneles fotovoltaicos (kWp)}}{1,20}$$

$$= \frac{29,56(\text{kWp})}{1,20} = 24,63 \text{ (kW)}$$

$$\mathbf{2 \text{ Criterio:}} \text{Potencia}_{\text{Inversor}}(\text{kW})$$

$$= \text{Potencia}_{\text{Computadores}}(\text{kW}) * \# \text{ Computadores} * 1,20$$

$$\text{Potencia}_{\text{Inversor}}(\text{kW}) = 0,080(\text{kW}) * 215 * 1,20 = 20,64 \text{ (kW)}$$

Se evaluaron dos criterios, siendo el primer criterio un sub-dimensionamiento de del 20% con respecto a la potencia pico del sistema solar fotovoltaico y para el

segundo criterio se realiza un sobre dimensionamiento del 20% de las cargas instaladas.

Teniendo en cuenta la reducción de las pérdidas por Clipping, se selecciona el valor más cercano a la capacidad del sistema solar fotovoltaico, en este caso, el primer criterio es el que se tiene en cuenta para este dimensionamiento por ser el más aproximado.

$$Potencia_{Inversor} (kW) = 24,63 kW$$

Estableciendo por temas tanto técnicos, comerciales y de mantenimiento, no es factible usar un sólo inversor de capacidad 24kW. Es por esto, que se toma la decisión de elegir dos inversores trifásicos de 12,0 kW, conectados con la configuración “Maestro – Esclavo” o “Master/Slave Mode”.

Tabla 7. Selección del inversor con sus características

Selección del inversor	
Descripción modulo central	InDC (800V - 18,8KW - 2MPPT - 62A) OutAC (208V/240V - 12KW - 33.3A)
Modelo	FRONIUS SYMO 12KW
Marca	Fronius
Proveedor	Energía y movilidad
Disponibilidad	0
Factor de Escala	1,500625261
Comunicación	si
Cantidad de Inversores/Micro	1,6425

Fuente: Autor

Se seleccionó el inversor marca FRONIUS de 12kW, con un costo unitario de COP \$ 12.080.640 valor tomado en el mes de julio del 2021

Ver anexo 3 ficha técnica del inversor.

7.2.3 CONFIGURACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO ON GRID

Para realizar la configuración, se tiene en cuenta los parámetros que presenta cada ficha técnica (panel solar e inversor), donde se utilizaron los siguientes parámetros:

- $I_{MPPT\ inversor}$ Corriente del Inversor en el Punto de Máxima Potencia
- $I_{MPPT\ panel\ solar}$ Corriente del panel en el Punto de Máxima Potencia
- $V_{oc\ panel\ solar}$ Voltaje Máximo del panel (Voltaje a Circuito Abierto) [V]
- $V_{MPPT\ panel\ solar}$ Voltaje del panel en el Punto de Máxima Potencia [V]

Max número de cadenas en paralelo que permite cada inversor:

$$\#Cadenas\ en\ paralelo\ por\ MPPT = \frac{I_{mpp\ inversor}}{I_{mpp\ panel\ solar}}$$

$$\#Cadenas\ en\ paralelo\ por\ MPPT1 = \frac{25A}{10,10A} = 2,47\ aprox\ 2\ cadenas$$

$$\#Cadenas\ en\ paralelo\ por\ MPPT2 = \frac{16,5A}{10,10A} = 1,63\ aprox\ 1\ cadena$$

Max número de paneles en serie que permite el inversor:

$$\#Paneles\ en\ serie\ max = \frac{V_{max\ inversor}}{V_{mpp\ panel\ solar}}$$

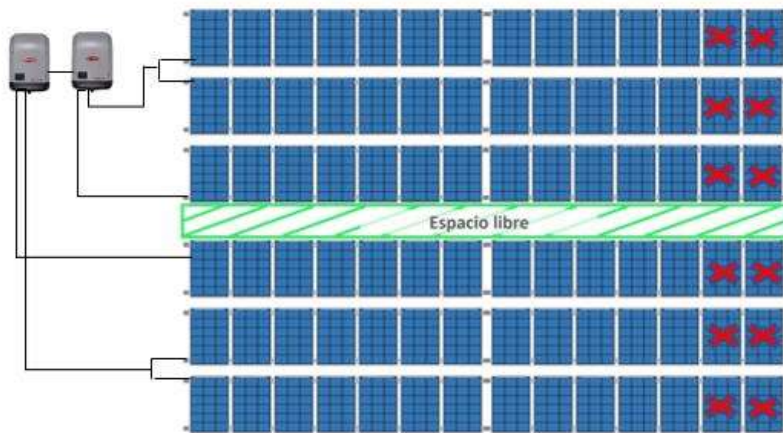
$$\#Paneles\ en\ serie\ max = \frac{600V}{40,65V} = 14,7\ aprox\ 14\ paneles$$

Para este caso se utilizan 12 paneles en serie debido al limitante de espacio. Acorde a lo anterior, se pueden configurar 3 cadenas en paralelo de 12 paneles en serie por string por cada inversor, así obtenemos un total de 6 strings con 12

paneles en serie, para obtener un total de 72 paneles dentro del arreglo fotovoltaico.

Se refleja a continuación el arreglo fotovoltaico con los cálculos hallados anteriormente.

Figura 13 Arreglo sistema fotovoltaico



La figura 13 hace referencia a la distribución de los paneles en el área disponible del edificio, donde las x, son paneles que no se van a utilizar debido a la configuración y la disponibilidad de área.

Ver anexo 14 y 16 diagrama unifilar del arreglo fotovoltaico y modelo 3D respectivamente.

En la tabla 9, se evidencia las características del Sistema solar Fotovoltaico según los cálculos anteriormente mencionados:

Tabla 8 Características del sistema solar fotovoltaico

CRITERIOS	VALOR
Numero de paneles en serie por (string)	12
Numero de paneles en paralelo (cadenas)	6
Número total de módulos (Array)	72
Voltaje máximo del arreglo [V_{mpp}]	$12 \times 40,65V = 487,8 \text{ Vdc}$
Corriente máxima del arreglo [I_{mpp}]	$2 \times 10,10A = 20,2 \text{ A}$
Potencia pico del sistema solar fotovoltaico [kWp]	29,56

Área de cada panel solar [m ²]	2,01
Área que se usa para el montaje [m ²]	144
Área disponible [m ²]	160

Fuente: Autor

7.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

Para suplir la demanda energética de los computadores de 110,08 kWh/día, se realiza la configuración con los 72 paneles que representan la máxima cantidad de módulos instalados. En este caso, la potencia en paneles es la misma que se utiliza en el primer escenario con la configuración de los 2 inversores Fronius, la cual sería 29,56 kWp.

Para este escenario, el sistema se va a configurar de la siguiente manera:

- 2 inversores de 10kW para un total de 20kW instalados, se selecciona los inversores de esta potencia, ya que comercialmente no se consigue un inversor híbrido de mayor potencia.
- El sistema de acumulación (Baterías), estará conectado a un voltaje nominal de 48Vdc.

Los valores tomados para las siguientes ecuaciones se representan en el anexo 5, ficha técnica del inversor híbrido

Max número de cadenas en paralelo que permite cada inversor:

$$\#Cadenas \text{ en paralelo por MPPT} = \frac{I_{mpp} \text{ inversor}}{I_{mpp} \text{ panel solar}}$$

$$\#Cadenas \text{ en paralelo por MPPT1/MPPT2} = \frac{18,6A}{10,10A} = 1,84 \text{ aprox } 1 \text{ cadena}$$

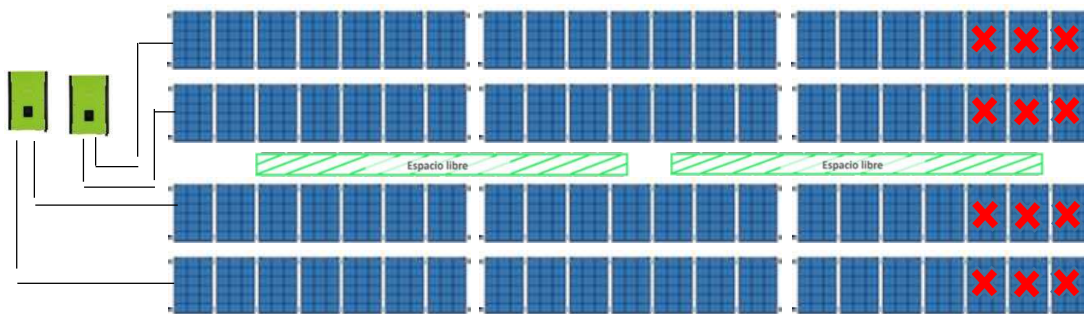
Max número de paneles en serie que permite el inversor:

$$\#Paneles \text{ en serie max} = \frac{V_{max} \text{ inversor}}{V_{mpp} \text{ panel solar}}$$

$$\#Paneles \text{ en serie max} = \frac{800V}{40,65V} = 19,68 \text{ aprox } 19 \text{ paneles}$$

Acorde a lo anterior, se pueden configurar como máximo 2 cadenas de 19 paneles en serie por string para cada inversor. Sin embargo, para esta configuración, se va a instalar 4 cadenas de 18 paneles, para obtener un total de 72 paneles dentro del arreglo fotovoltaico.

Figura 14 Arreglo fotovoltaico con almacenamiento de energía



La figura 14 hace referencia a la distribución de los paneles para el sistema solar con almacenamiento, en el área disponible del edificio, donde las x, son paneles que no se van a utilizar debido a la configuración y la disponibilidad de área.

En la tabla 10 se observa ver las características del Sistema solar Fotovoltaico con almacenamiento de energía:

Tabla 9 características del sistema fotovoltaico con baterías

CRITERIOS	VALOR
Numero de paneles en serie por (string)	18
Numero de paneles en paralelo (cadenas)	1
Número total de módulos (Array)	72
Voltaje máximo del arreglo [V_{mpp}]	$18 \times 40,65V = 731,7 \text{ Vdc}$
Corriente máxima del arreglo [I_{mpp}]	10,10A
Potencia pico del sistema solar fotovoltaico [kWp]	29,56
Área de cada panel solar [m^2]	2,01
Área que se usa para el montaje [m^2]	144
Área disponible [m^2]	160

Fuente: Autor

Posteriormente se realiza el cálculo del banco de baterías, teniendo una demanda de 110,08 kWh/día, una profundidad de descarga diaria de un 15% y con 1 hora de autonomía, se realiza el dimensionamiento del banco de la siguiente manera:

$$\text{Demanda } x \text{ hora en 1 día} = \frac{110,08 \text{ kWh/día}}{8 \text{ horas}} * 1000 = 1.373 \text{ W}$$

Nota: se divide en 8 horas ya que son las horas laborales de la empresa

$$\text{Capacidad nominal estacional} = \frac{\frac{Lmd}{\%DOD_{\text{diario}}}}{V_{\text{banco}}}$$

$$\text{Capacidad nominal estacional} = \frac{\frac{1.373 \text{ W}}{15\%}}{12V}$$

$$\text{Capacidad nominal estacional} = 7644,44\text{Ah} \rightarrow \text{Valor Diario}$$

Luego de definir la capacidad nominal que debe tener el banco de baterías para suplir la demanda, se selecciona la batería de referencia TB12-GEL (12V-250 Ah).

Ver anexo 4 ficha técnica de las baterías a utilizar.

Una vez escogida la batería, se calcula la cantidad requerida para la configuración del banco y la conexión serie-paralelo del rack:

$$\#Baterías \text{ total} = \frac{Cnd}{Cbat} = \frac{7644,44 \text{ Ah}}{250 \text{ Ah}} = 30,57 \cong 30$$

En donde:

- $Cnd [Wh]$ = Capacidad Nominal de la Batería en Función de la Descarga Máxima Diaria
- $Cnd [Ah]$ = Capacidad Nominal de la Batería en Función de la Descarga Máxima Diaria

$$\#Baterías_{serie} = \frac{V_{banco}}{V_{batería}} = \frac{48V}{12V} = 4 \text{ baterías}$$

$$\#Baterías_{paralelo} = \frac{\#Baterías_{serie}}{\#Baterías_{total}} = \frac{30}{4} = 7,5 \cong 8 \text{ baterías}$$

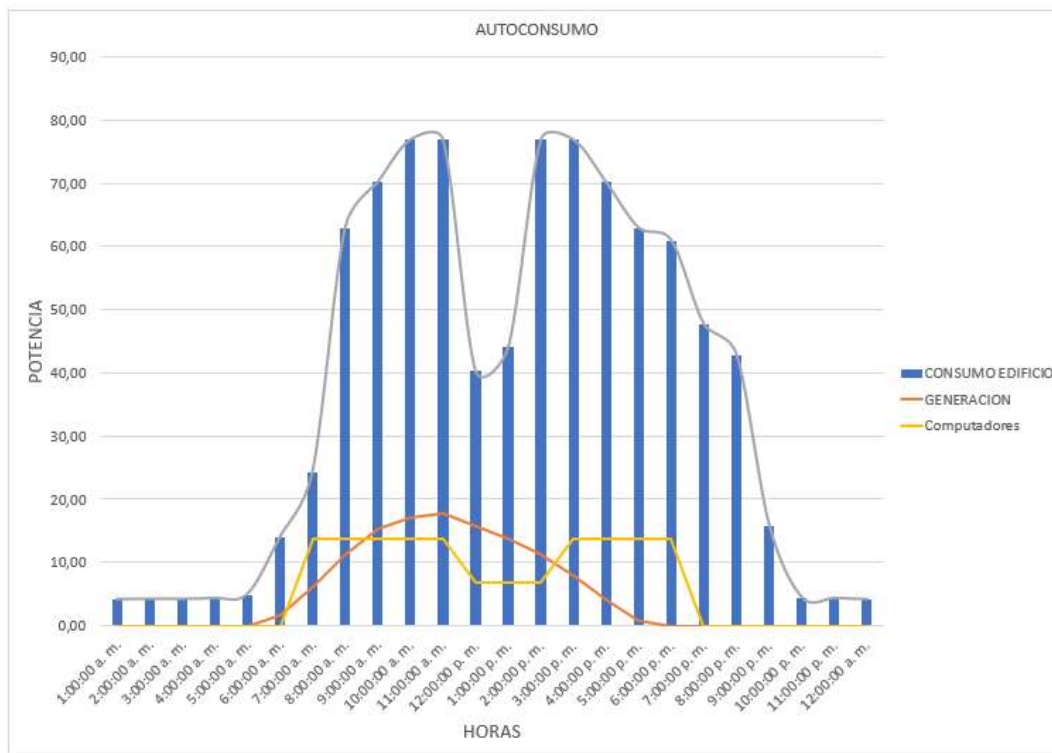
Se realizó un arreglo de baterías en el cual se obtuvo un total de 32, debido a que al realizar el cálculo era necesario 4 baterías en serie y 8 en paralelo.

Voltaje del Banco = 48V
Amperaje del banco = 2240Ah
Capacidad del banco = 107,52

7.4 AUTOGENERACIÓN

Para realizar la curva de generación y demanda diario que tendrá el edificio, se tuvo en cuenta el inventario proporcionado por la empresa para realizar la estimación del consumo que tendrá (830,304 kW/día), teniendo en cuenta el horario de trabajo y el funcionamiento de cada uno de los elementos, donde se utilizó un factor de potencia del 0.8 para los computadores ya que esto representara al personal que no se encuentra laborando por motivos de incapacidad y/o vacaciones y para el horario de 12 pm a 2 pm un factor de 0.4, ya que es el horario de almuerzo del personal.

Figura 15. Generación y consumo diario



Fuente: Autor

En la figura 15 muestra, las barras azules corresponden al 100% del consumo de la empresa, por un total de 830.304 KW/día, la línea amarilla representa el 13% del consumo de la empresa, equivalente a los 215 computadores y la línea

naranja muestra la generación que tendrá según el global solar atlas 114,24 KW/día equivalente al 13,4%, como se mencionó en los capítulos anteriores.

De acuerdo con la generación que se tendrá con los paneles solares, la empresa puede ahorrarse o suministrar el 100% de energía a los computadores, dando así un 1% de excedente, lo cual se utilizará para el resto del consumo del edificio.

7.5. SIMULACIÓN PVSYSY

Con la finalidad de comprobar los datos calculados teóricamente y ajustar el cálculo a un modelo más preciso, se realiza la simulación en el programa PVsyst, donde se tuvieron en cuenta diversos parámetros, entre ellos la ubicación geográfica en dónde se construirá el edificio y de esta manera evidenciar su diseño en 3D, además de lo anterior también se consideraron la cantidad de paneles para este caso 72, la energía generada equivalente a 111,24 kW/día Y la potencia total del sistema 29,56kWp, para finalmente obtener resultados mediante los diagramas de pérdidas, potencia a la salida, producción normalizada y factores de pérdidas a partir del diagrama del performance ratio, donde se podrán evidenciar en los anexos 8,9 y 10.

Ver anexo 7 al 11, simulación PVsyst y su modelo 3D.

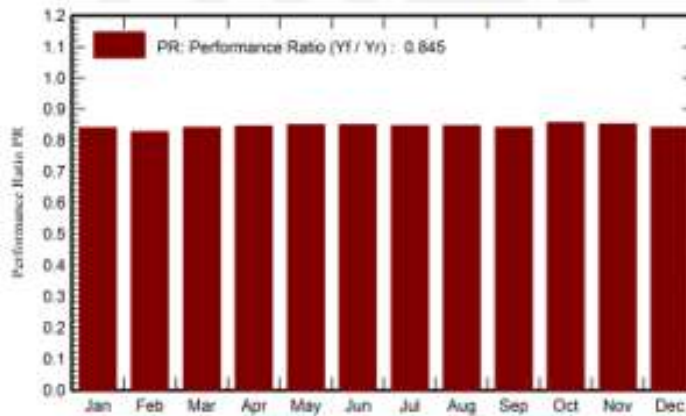
Figura 16 Simulación PVYSYST

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	RSM-144-6-400-M	Model	Symo 12.5-3-M
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	12.5 kWac
Number of PV modules	72 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	28.80 kWp	Total power	25.0 kWac
Array #1 - Conjunto FV		Array #2 - Subconjunto #2	
Number of PV modules	36 units	Number of PV modules	36 units
Nominal (STC)	14.40 kWp	Nominal (STC)	14.40 kWp
Modules	2 Strings x 18 In series	Modules	2 Strings x 18 In series
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	13.08 kWp	Pmpp	13.08 kWp
U mpp	655 V	U mpp	655 V
I mpp	20 A	I mpp	20 A
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	29 kWp	Total power	25 kWac
Total	72 modules	Nb. of inverters	2 units
Module area	144 m ²	Pnom ratio	1.15
Cell area	125 m ²		

System Production

Produced Energy	45.22 MWh/year
Specific production	1570 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR	84.45 %
Solar Fraction SF	100.00 %

Performance Ratio PR



Fuente: simulación PVsyst

7.6 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

7.6.1 DISPOSITIVO CONTRA SOBRETENSIONES (SPD/DPS)

Estos dispositivos están diseñados para proteger equipos eléctricos de picos de tensión. Un protector de sobretensión intenta regular el voltaje que se aplica a un dispositivo eléctrico, bloqueando o enviando a tierra voltajes superiores a un umbral seguro. Los más usados son los de tipo 1+2 clase C tanto para DC como para AC [23]. Su dimensionamiento se realiza bajo los estándares de la sección 20.14.1 del RETIE Colombiano:

Figura 17 Dispositivo contra sobre tensiones (SPD/DPS)



Fuente: Obtenida de [21]

- Corriente nominal de descarga, en ningún caso será menor a 5 kA por módulo, para DPS instalados en el inicio de la red interna. [22]
- Tensión nominal, según la red eléctrica en que se instalará. (DC/AC), para este caso en DC es (12 paneles x 48,90V) esto da como resultado 586,8V y en AC la red entrega 220Vac. [22]
- Máxima tensión de operación continua debe ser mayor o igual a 1,1 veces la tensión máxima del sistema en régimen permanente. [22]
- En baja tensión, los conductores de conexión del DPS a la red y a tierra no deben ser de calibre inferior a 14 AWG en cobre. [22]

$$V_{DPS} = 1,1 * N_{ms} * V_{MOD,OC,STC}$$

$$V_{DPS} = 1,1 * 12 * 48,9V$$

$$V_{DPS}$$

$$= 645.48 V \cong \text{Se elige comercialmente 2 DPS de 600V (1 para cada inversor)}$$

Donde:

V_{DPS} : Voltaje nominal del DPS

1,1: Factor de seguridad de protección 110%

N_{ms} : Número de paneles conectados en serie

$V_{MOD,OC,STC}$: Voltaje de circuito abierto del módulo a condiciones estándar

Figura 18 Distribución de las sobreprotecciones



Fuente: Obtenido de [23]

7.6.2 INTERRUPTOR DE DESCONEXIÓN (ISOLATOR/SECCIONADOR PRINCIPAL/INTERRUPTOR SECCIONADOR DC)

El interruptor debe estar etiquetado como “Conjunto de PV DC aislador”; debe contar con las etiquetas de marcación respectiva de ON/OFF. Este dispositivo permite aislar de manera inmediata y manual todo el sistema solar fotovoltaico de la red local de las cargas [26].

Figura 19 Interruptores de desconexión /Soleiro/Isolator)



Fuente: Obtenida de [24]

Su dimensionamiento se realiza bajo los estándares de la sección 20.16.3 del RETIE Colombiano:

$$V_{INT} = 1,2 * N_{ms} * V_{MOD,OC,STC} = 1,2 * 12 * 48,9V$$
$$= 704.16 V, se elige un DPS comercial de 600V$$

$$I_{MAX} = 1,25 * I_{SC} * N_{mp} = 1,25 * 10,7A * 2 = 26,76A$$

$$I_n = 1,25 * I_{max} = 1,25 * 26,76A = 33,45A$$

Donde:

V_{INT} : Voltaje nominal del interruptor

I_{MAX} : Corriente máxima

I_{SC} : Corriente de corto circuito

I_n : Corriente nominal del interruptor

N_{ms} : Número de paneles conectados en serie

N_{mp} : Número de paneles conectados en paralelo

$V_{MOD,OC,STC}$: Voltaje de circuito abierto del módulo a condiciones estándar

Reemplazando los valores, se necesitan 2 “Isolators” por cada inversor de corriente nominal de 32A y de 600Vdc. Algunos inversores Fronius traen internamente de fábrica, al igual que el aislador en AC que corresponde al del suministro de la red del operador.

Figura 20 Inversores Fronius



Fuente: Obtenido de [17]

Interruptor termo magnético DC: Dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando este sobrepasa ciertos valores máximos, protegiendo de sobrecargas y aumento de temperatura. Se dimensionan para una corriente de 1.25 veces la corriente máxima que pueda transitar por el tramo eléctrico.

Figura 21 Interruptor termomagnético

Interruptor
termomagnético



Fuente: Obtenido de [25]

Su dimensionamiento se realiza bajo los estándares de la sección 27.4.3 del RETIE Colombiano:

$$I_{MAX} = 1,25 * I_{SC} * N_{mp}$$

$$I_{MAX} = 1,25 * 10,7A * 2 = 26,75A \cong 25A \rightarrow \text{Para el MPPT1}$$

$$I_{MAX} = 1,25 * 10,7A * 1 = 13,3A \cong 15A \rightarrow \text{Para el MPPT2}$$

Donde:

I_{MAX} : Corriente máxima

I_{SC} : Corriente de corto circuito

N_{mp} : Número de paneles conectados en paralelo

Finalmente se necesita 2 termo magnéticos de 25A por cada MPPT1 de cada inversor, adicional se necesitan 2 termo magnéticos de 15A para el string de MPPT2 de cada inversor; para un total de 4 termomagnéticos (2 de 15A y 2 de 25A).

7.6.3 MALLA DE PUESTA A TIERRA

Para poder tener una configuración equilibrada de la malla de puesta a tierra del arreglo fotovoltaico, todos los elementos metálicos del sistema como paneles, estructuras, carcasa del inversor, elementos de protección contra sobretensiones DPS, las cajas metálicas, entre otros. Todo se hace unido a la puesta a tierra, garantizando la seguridad de las personas y del sistema.

En la siguiente tabla se tomó como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra (RPT) adoptados por las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEE 80, NTC4552 [26]

Tabla 10. Selección de Acometida

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS DE RPT
Estructuras de líneas de transmisión	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	25 Ω

Fuente: Obtenido de [26]

7.6.4 CABLEADO ELECTRICO-CANALETAS Y TUBERIA CONDUIT

Figura 22. Tipo de Cableado

Sistema c.a.	1Φ	1Φ	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ-	3ΦY	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ	3ΦY
Tensión nominal (voltios)	120	240/120	208/120	240	240/208/120	380/220	480/277	480 - 440	Más de 1000 V	Más de 1000 V
Conductor activo	1 fase 2 hilos	2 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases	3 fases
Fase	Color fase o negro	Color fases o 1 Negro	Amarillo Azul Rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Azul	Café Negro Amarillo	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo	Violeta Café Rojo	Amarillo Violeta Rojo
Neutro	Blanco	Blanco	Blanco	No aplica	Blanco	Blanco	Blanco o Gris	No aplica	No aplica	No Aplica
Tierra de protección	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	No Aplica
Tierra aislada	Verde o Verde/amarillo	Verde o Verde/amarillo	Verde o Verde/amarillo	No aplica	Verde o Verde/amarillo	Verde o Verde/amarillo	No aplica	No aplica	No aplica	No Aplica

Fuente: Obtenido de [22]

Figura 23. Tipo de Conductores

Sistema c.c.	Con conductor medio		Sin conductor medio	
	TN-S	TN-C y T-T	TN-S	TN-C y T-T
Conductor positivo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo
Conductor negativo	Azul	Azul	Blanco	Blanco
Conductor medio	Blanco	Blanco	No aplica	No aplica
Tierra de protección	Verde o Verde/Amarillo	No aplica	Verde o Verde/Amarillo	No aplica

Fuente: Obtenido de [22]

Para determinar el calibre del conductor a utilizar en DC/AC, el calibre mínimo del conductor debe soportar un 125% del rango de corriente que circula por cada tramo, en la siguiente tabla de la NTC 2050, se observa el rango de calibres con base a la corriente:

Figura 24. Número del Calibre

Valor nominal del circuito	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Conductores (Calibre mínimo): Alambres del circuito ¹ en mm ² (AWG)	2,08 (14)	3,30 (12)	5,25 (10)	8,36 (8)	13,29 (6)
Derivaciones en mm ² (AWG)	2,08 (14)	2,08 (14)	2,08 (14)	3,30 (12)	3,30 (12)
Alambres y cordones de pequeños artefactos	ver la sección 240.5				
Protección contra sobrecorriente	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Dispositivos de salida:					
Portabombillas permitidos	Cualquier tipo	Cualquier tipo	Trabajo pesado	Trabajo pesado	Trabajo pesado
Valor nominal del tomacorriente ²	15 A máx.	15 o 20 A	30 A	40 o 50 A	50 A
Carga máxima	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Carga permisible	Ver la sección 210.23(A)	Ver la sección 210.23(A)	Ver la sección 210.23(B)	Ver la sección 210.23(C)	Ver la sección 210.23(C)
^{1.} Estos calibres son para conductores de cobre. ^{2.} Para el valor nominal de los tomacorrientes para luminaria de descarga conectados con cordón, ver la sección 410.62 (C).					

Fuente: Obtenido de [22]

Se selecciona conductores de calibre $6mm^2$ 10 AWG con un valor nominal del circuito de 30 A.

Para este diseño, es necesario tener dos tramos:

- El tramo uno, será el que sale del pin tipo T del paralelo de los dos strings del MPPT1 hasta el inversor.
- El tramo dos, será el que sale del string del MPPT2 hasta el inversor.

De este modo, la corriente que circula por cada tramo se calcula de la siguiente manera:

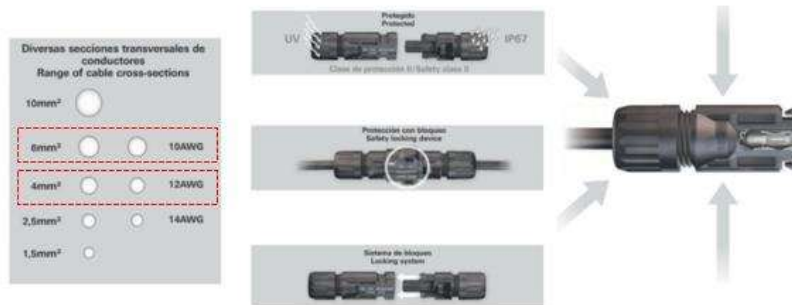
Tabla 11. Tramos

Tramo 1 (Por cada inversor)	Corriente $\rightarrow I_n = 1,25 \times I_{sc} \times N_{mp} = 1,25 \times 10,7A \times 2 = 26,75A$	Calibre del conductor \rightarrow para una corriente máxima de 30A se elige un conductor XLPE de cobre encauchetado de calibre 10AWG.
Tramo 2 (Por cada inversor)	Corriente $\rightarrow I_n = 1,25 \times 10,7A \times 1 = 13,3A$	Calibre del conductor \rightarrow para una corriente máxima de 15A se elige un conductor XLPE de cobre encauchetado de calibre 12AWG, se elige este calibre para ser más flexible y confortable al momento de realizar el alambrado y para reducir las pérdidas resistivas.

Fuente: Obtenida de [22]

Luego de haber identificado el calibre del conductor, se realiza la selección de los par MC4 que es requerido para la conexión de cada tramo del inversor.

Figura 25. Cable MC4



Fuente: Obtenida de [27]

7.6.5 MÉTODO DE CABLEADO

No pueden ser instalados en la misma bandeja porta cable con otros conductores diferentes a los de servicio, deben estar aislados y cubiertos, su corriente admisible debe ser calculada para transportar la corriente de la carga, no pueden ser menores a 8AWG en cobre o 6AWG para aluminio o aluminio revestido en cobre, deben fijarse a las edificaciones u otras estructuras, deben estar protegidos contra daños físicos o en bandeja porta cable [26].

Figura 26. Canaleta



Fuente: Obtenida de [28]

Además de lo anterior, se debe cumplir con las siguientes condiciones para alimentadores y circuitos ramales en exteriores;

Donde dentro de 3.0 m de cualquier edificio o estructura que no sean postes de soporte o torres abiertas, los conductores aéreos individuales aéreos deben aislarse para el voltaje nominal.

El aislamiento de los conductores en cables o conductos, excepto el cable tipo Mi, debe ser de tipo termoestable o termoplástico y en lugares húmedos deben cumplir con alguno de los siguientes:

- Estar revestido de metal resistente a la humedad.
- Ser de los tipos MTW, RHW, RHW-2, TW, THW, THW-2, THHW, THWN, THWN-2, XHHW, XHHW-2 o ZW.
- Ser de un tipo listado para uso en ubicación húmeda [26].



Fuente: Obtenida de [29]



Fuente: Obtenida de [30]

En otros tramos verticales, los cables instalados se considerarán soportados y asegurados cuando dicho soporte no exceda los intervalos de 1,4 m y el cable con revestimiento no metálico esté sujeto de manera segura en su lugar por un medio aprobado dentro de 300 mm de cada caja, gabinete, Conduit u otra terminación de cable con cubierta no metálica.



Fuente: Obtenida de [28]



Fuente: Obtenida de [31]

7.6.6 CABLE MULTICONDUCTOR

Cables multiconductores enchaquetados que estén identificados para esa aplicación son permitidos en locaciones externas. El cable debe estar asegurado a intervalos que no excedan 1,8 m [26].

Figura 27. Cable Encauchetado Tetrafilar con Conductores de Cobre



Fuente: Obtenida de [32]

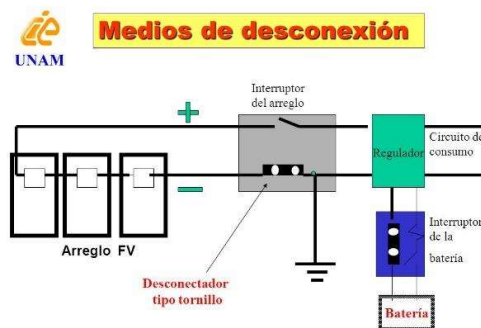
7.7 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

7.7.1 SEPARACIONES Y DISTANCIAS

Separaciones y Distancias Cuando los terminales de entrada y salida del sistema de almacenamiento de energía están a más de 1,5 m del equipo conectado, o cuando los circuitos de estos terminales pasan a través de una pared o partición, la instalación debe cumplir con lo siguiente:

- Se debe ubicar medios de desconexión en el extremo del sistema de almacenamiento de energía como fusibles o disyuntores.
- Se debe instalar un segundo medio de desconexión en el equipo de conexión cuando los ubicados como se expresa en el punto anterior no se encuentran a la vista [26].

Figura 28. Medios de Desconexión



Fuente: Obtenida de [33]

7.7.2 ESPACIO SOBRE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN

El espacio de trabajo se debe medir desde el borde de los módulos del sistema de acumulación, armarios de baterías, estantes o bandejas.

- Para los estantes debe haber un despeje de mínimo 25mm entre los contenedores y cualquier pared o estructura en el lado que no requiere acceso a mantenimiento.
- Está permitido que el sistema de acumulación, armarios de baterías, estantes o bandejas estén en contacto con paredes o estructuras adyacentes. siempre y cuando haya un espacio de aire libre de al menos el 90% de la longitud del sistema.
- Para los sistemas prefabricados los espacios de trabajo entre componentes se deben ubicar según recomendaciones del fabricante. A menudo se requiere contar con espacio adicional para acomodar sistemas de acumulación, equipos de elevación, extracción de bandejas o contenedores de derrames [26].

7.7.2.1 SALIDAS

Las puertas usadas para entrada o salida del cuarto o ubicación de los sistemas de acumulación deben abrirse hacia la dirección de la salida [23]

7.7.3 INSTALACIÓN DE BATERIAS

Un sistema de almacenamiento de energía para unidades de vivienda no debe exceder los 100 voltios entre conductores o tierra [26].

7.7.3.1 CIRCUITOS DE DESCONEXIÓN DE SERIES DE BATERÍAS

- Los circuitos de batería sujetos a servicio de campo. donde se excedan los 240 voltios nominales entre conductores o a tierra, deberán tener dispositivos para desconectar las cadenas conectadas en serie. Esto en segmentos que no excedan los 240 voltios nominales para el mantenimiento por parte de personas calificadas.
 - Se permiten desconexiones atornilladas o enchufables sin corte de carga
- Medidas de desconexión para mantenimiento de sistemas de almacenamiento:

- Los sistemas de almacenamiento que excedan los 100 voltios entre conductor o tierra deben tener un medio de desconexión accesible solo para personas calificadas.
- Este medio de desconexión no debe desconectar el conductor del circuito a tierra por el resto de cualquier otro sistema eléctrico.
- Se permite usar un interruptor sin capacidad de carga como medio de desconexión [23]

7.7.4 INTERCONEXIÓN DE BATERÍAS

Se permiten cables flexibles en tamaños 2/0 (dos ceros) AWG y mayores dentro del gabinete de la batería desde los terminales de la batería a una caja de conexión cercana donde se deben conectar a un método de cableado aprobado. Además, se permiten cables para baterías flexibles entre baterías y celdas en las baterías, los cuales deben estar identificados como resistentes a la humedad [26].

8. ANALISIS FINANCIERO

El análisis financiero de la empresa PHARMASAN S.A.S se tuvo en cuenta el costo total del proyecto del sistema fotovoltaico, se realizó una cotización con la empresa HOMES SUN S.A.S para tener el valor total para el monte de este proyecto, se realizó un flujo de caja para saber en cuanto tiempo era retorno de la inversión de la empresa durante 20 años que sería la vida útil de los paneles, se tuvo en cuenta los beneficios tributarios que ofrece la ley 1715 del 2014 y su actualización. Ver anexo 11 donde se encuentra la cotización de la empresa

La 13 se encuentra el costo total de la inversión, el monto que se va a depreciar según la ley 1715 del 2014 y su MODIFICACION EN LA LEY 2099 DEL 2021 y se realizó una componente fija de mantenimiento anual.

Tabla 12. Parámetros Flujo de Caja

PARÁMETROS GENERALES		
CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Capacidad de la central	28,8	kW
Costo a depreciar	\$ 61.437.264	COP
Costo inversión	\$ 88.713.287	COP
Componente fija mantenimiento	\$ 2.500.000	COP/Año
Componente variable mantenimiento	\$ -	COP/Año
Combustible	\$ -	COP/Año
Precio energía	\$ 618	COP/Año
Factor de planta	17,92	%
Energía generada	45.220	kWh/Año
Deducción iva	0	%
Deducción arancel	0	%
Imp renta	33	%
Vida útil	20	Años
Tasa de descuento	12	%
Periodo de depreciación	3	Años
Deducción sobre la renta	50	%
Periodo de deducción sobre la renta	15	Años
Valor desmantelamiento	\$ -	COP
Valor de salvamento	\$ -	COP

Fuente: Autor

La proyección para el flujo de caja se tuvo en cuenta 20 años según la vida útil de los paneles y los parámetros anteriormente mencionados en la tabla 13. De acuerdo con el flujo de caja se obtiene como resultado que a partir del año 6 se recupera el valor inicial de la inversión (\$ 88'713.287).

El proyecto tendrá una utilidad de \$ 65'795.309 obteniéndose un periodo de retorno de la inversión de 6 años como lo indica el flujo de caja.

Figura 29. Flujo de caja

Concepto	PROYECCIÓN DEL PROYECTO			
	Año 0 2021	1 2022	6 2027	20 2041
Energía generada		45220,00	43003,77	37359,35
Ingreso de Operación		\$27.945.960	\$26.576.330	\$23.088.075
Costos de Operación		(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)
Depreciación		(\$20.479.088)	\$0	\$0
Renta líquida		\$4.966.872	\$24.076.330	\$20.588.075
Deducción sobre renta liq ley 1715		(\$2.483.436)	(\$12.038.165)	\$0
Ganancias operativas gravables		\$2.483.436	\$12.038.165	\$20.588.075
Impuesto a la renta		(\$819.534)	(\$3.972.594)	(\$6.794.065)
Ganancias Netas Contables		\$1.663.902	\$8.065.571	\$13.794.010
Depreciación		\$20.479.088	\$0	\$0
Deducción sobre renta liq ley 1715		\$2.483.436	\$12.038.165	\$0
Costos de Inversión	(\$88.713.287)			
FLUJO DE FONDOS NETO	(\$88.713.287)	\$24.626.426	\$20.103.735	\$13.794.010
VPN	(\$88.713.287)	\$21.987.880	\$10.185.178	\$1.429.980
FLUJO DE FONDOS ACUMULADO	(\$88.713.287)	(\$66.725.407)	\$4.701.086	\$65.795.309

Fuente: Autor

Con un tipo de inversión similar de este monto (\$88'902.400) se tendrá una rentabilidad entre 12% a 16%, con una tasa interna de retorno (TIR) de 24% y una relación beneficio costo del 74% se puede decir que es una buena inversión.

Tabla 13. Resultados Flujo de caja

VPN	\$65.795.309,12
TIR	24,42%
R B / C	1,7417
DPB	5,54

Fuente: Autor

8.1 COMPARATIVO UPS SSFV CON ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

Para saber si el SSFV con almacenamiento de energía es viable, se realizó una comparación con la posible implementación de la UPS y el resultado obtenido fue el siguiente:

Tabla 14. Comparación UPS y Baterías

Opción	Nombre	Cantidad	Costo unitario	Costo Total
1	UPS	1	\$ 48.000.000	\$ 48.816.914
2	Baterías	32	\$ 1.800.000	\$ 57.600.000
	Inversor	2	\$ 17.044.570	\$ 34.089.140

Fuente: Autor

Para la opción uno, se tuvo en cuenta las recomendaciones de la empresa REDES UPS Y PROTECCIONES EU, acordes a la necesidad que tiene PHARMASAN S.A.S para garantizar el suministro de energía de los computadores cuando hay un corte de energía inesperado. Donde indican que es necesario una UPS de marca ENERGEX SERIE PYRAID, con una potencia de 40kva, tendrá un banco de baterías para 16 minutos de autonomía a 80% de carga y un valor de \$ 48'816.914

Ver anexo 13.

Para la opción dos, se mantuvo los mismos parámetros del SSFV mencionados en la tabla 13, reemplazando los dos inversores convencionales por híbridos e implementando las 32 baterías, tendrán una profundidad de descarga diaria de 15% y una hora de autonomía. Dando así un valor de \$ 91'689.140.

Se realiza la comparación de precios para ver la diferencia de estos si se llegara a implementar la opción 1 o 2 con el costo del sistema solar fotovoltaico.

Tabla 15. Comparación de Precios

Opción	Precio	Precio SSFV	Total
1	\$ 48.000.000	\$ 88.713.287	\$ 137.530.201
2	\$ 91.689.140	\$ 88.713.287	\$ 180.402.427

Fuente: Autor

Para la opción dos, se le realiza la resta de los dos inversores convencionales (\$24'161.280) ya que requieren ser cambiados como se menciona anteriormente, dando, así como resultado \$156'241.147.

Al comparar estas dos opciones se refleja el costo de la implementación de baterías y el inversor híbrido, adicionalmente si se llega a implementar el SSFV con almacenamiento de energía es necesario hacer cambio del banco de baterías cada 8 años ya que es su ciclo de vida.

9. CONCLUSIONES

- Al hallar la demanda del edificio PHARMASAN, teniendo en cuenta el inventario de dispositivos, las horas de uso y la potencia de estos, se obtuvo un estimado de $895,824 \frac{kWh}{día}$ equivalente al 100% del consumo, donde el 12,29% hace referencia al uso de los equipos de cómputo y el restante a los demás elementos que componen el edificio.
- Para el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico, considerando la restricción de espacio, dejando 10% de disponibilidad de senderos y distancia entre los paneles, se determinó que, con 72 paneles solares de alta eficiencia con una capacidad de 29,56 kWp del sistema, se suplirá el 100% del consumo de los computadores equivalente a $110,08 \frac{kWh}{día}$.
- Para el desarrollo del proyecto, se contemplaron dos alternativas, en la primera se implementaría un sistema solar fotovoltaico, con inversores convencionales y en la segunda el uso de un inversor híbrido y baterías de almacenamiento de energía, con lo cual se reemplazaría la UPS, obteniendo como resultado que al implementar la segunda opción se obtendría una hora de autonomía en comparación de la UPS, la cual solo proporciona 16 minutos para la alimentación de los computadores. Al realizar el análisis financiero de los dos sistemas, se logró identificar, que para el sector industrial, lo más apropiado es instalar configuraciones de sistemas solares ON GRID , además que al realizar la implementación de la segunda opción se haría necesario hacer una nueva inversión cada 8 años, por su vida útil.
- Al realizar el flujo de caja evaluado a 20 años considerando que este es el promedio de vida útil de los paneles, se estimó que la primera opción tendrá un 75% de ganancia a partir del año 6, obteniendo una utilidad de \$65'795.309 y no se requeriría una nueva inversión a diferencia del sistema con almacenamiento.

10. BIBLIOGRAFIA

- Unidad de Planeación Minero Energetica, «UPME,» 12 ENERO
- [1] 2015. [En línea]. Available:
http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf.
- Guevara, Soren Daniel Parra, «Impacto de los biocombustibles y desarrollo de las energias alternativas en Colombia,» *Revista Gestión y Desarrollo Libre*, p. 10, 2014.
- [2]
- S. Navarro Rayas y J. A. González Moreno, Implementación de un sistema fotovoltaico para la alimentación de un edificio de usos múltiples, Guadalajara, Mexico: CIMA, 2017.
- [3]
- D. M. G. Rojas, DISEÑO DE UNA PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS EN EL EDIFICIO BALCONES DE ORIENTE, Bogota, Colombia, 2019.
- [4]
- A. M. Peña Gallo, D. A. Gutierrez Hernandez y F. G. Caldas Lujan, Implementacion de un sistema solar fotovoltaico para la generacion de energia electrica con potencia activa de 1kW, Villavicencia, Colombia: Universidad Cooperativa de Colombia, 2017.
- [5]
- G. G. Gonzales Peñafiel, J. C. Zambrano Manosalvas y E. F. Estrada Pulgar, Estudio, diseño e implementacion de un sistema de energia solar en la comuna puerto roma de la isla mondrafon del goldo de
- [6]

guayaquil,Ecuador., Guayaqui, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, 2014.

[7] I. M. Ostos Rojas, C. A. Collazos Morales, H. E. Castellanos Acuña y C. P. Fernandez Arévalo, «Sistema híbrido fotovoltaico con interacción a la red para zonas rurales de Colombia,» *Revista de investigación Agraria y Ambiental*, vol. 8, nº 5, p. 14, 2017.

[8] C. E. V. SUAREZ, DESARROLLO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PILOTO PARA EVALUAR EL DESEMPEÑO DE SISTEMAS AISLADOS EN EL LABORATORIO DE ENERGIA RENOVABLES EN LA UNAB, BUCARAMANGA: UNAB, 2019.

[9] G. S. Atlas, «Global Solar Atlas,» 12 enero 2021. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/download/colombia>.

[10] J. F. FERICHOLA, CARACTERIZACIÓN DE MODULOS FOTOVOLTAICOS CON DIPOSITIVO PORTATIL, ESPAÑA: UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID, 2009.

[11] J. F. CAPACHO PARDO y P. X. HERNANDEZ ARDILA, ESTUDIO PARALA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN PUNTOS VIVE DIGITAL Y ZOMAS WIFI DE LA COMUNA 3 DE LA CIUDAD DE BUCARMANGA,SANTANDER., BUCARAMANGA: UNAB, 2020.

[12] C. C. T. Y. P. TENSION, «CURVAS CORRIENTE TENSION Y POTENCIA TENSION,» [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Curvas-corriente-tension-y-potencia-tension-de-una-celda-solar_fig1_254258421.

- «https://www.researchgate.net/figure/Angulo-de-incidencia-Sol-Superficie-de-captacion-Para-una-superficie-plana-situada-en-un_fig2_338254237,» 12 mayo 2020. [En línea].
- C.GONZALES-LEON, ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE
- [14] PANELES SOLARES INTERCONECTADIS A LA RED DE DISTRIBUCION, ESPAÑA: IBEROAMERICANA.CIENCIAS, 2020.
- AMCOP, «Informe de Calculos para Sistemas Fotovoltaicos,»
- [15] AMCOP, Colonos, 2020.
- N. SOLAR, «NEWEN SOLAR,» 12 ENERO 2020. [En línea].
- [16] Available: <https://newensolar.cl/proyectos-solares-fotovoltaicos-conectados-a-la-red-con-respaldo/>.
- E. SA, «ENERCITYS SA,» 1 NOVIEMBRE 2019. [En línea].
- [17] Available: <https://energitysa.com/blog/sistemas-fotovoltaicos-autonomos/>.
- H. I. Y. C. SAS, «HG INGENIERIA,» 2020 FEBRERO 2020. [En
- [18] línea]. Available: <https://www.hgingeneria.com.co/que-es-un-inversor-solar-y-cual-es-su-funcion-en-los-sistemas-fotovoltaicos/>.
- S. ENERGY, «SURIA ENERGY,» 1 NOVIEMBRE 2020. [En línea].
- [19] Available: <https://www.suriaenergy.com/energia-solar-que-es-un-inversor-ongrid-o-gridtie>.
- FRONIUS, «FRONIUS,» 10 ENERO 2021. [En línea]. Available:
- [20] <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/resumen-de-datos-tecnicos>.

FRONIUS, «FRONIUS,» 12 8 2020. [En línea]. Available:

[21] <https://www.fronius.com/es-es/spain/descarga#!/searchconfig/%7B%22countryPath%22%3A%22%2Fsitecore%2Fcontent%2FSpain%22%2C%22language%22%3A%22es-ES%22%2C%22token%22%3A%22I747x59u7Iaxx827v0fpj%22%2C%22id%22%3A%223ee0b3e3-4e3d-4551-b9f9-52469c39ec01%22%2C%22>

SYSCOM, «SOPORTE SYSCOM,» 15 MAYO 2020. [En línea].

[22] Available: <https://soporte.syscom.mx/es/articles/3066352-ups-que-es-como-funciona-tipos-de-ups-donde-usar-cada-tipo-como-calcular-tiempo-de-respaldo>.

Congreso de la Republica, «Ministerio de Minas y energia,» 13

[23] Mayo 2014. [En línea]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/22602-11506.pdf>.

Congreso de la República, 10 Julio 2021. [En línea]. Available:

[24] <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202099%20DEL%2010%20DE%20JULIO%20DE%202021.pdf>.

U. D. P. M. ENERGETICA-UPME, «UNIDAD DE PLANEACION

[25] MINERO ENERGETICA-UPME,» 14 Diciembre 2018. [En línea]. Available: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24144926/Resolucion_703_2018.pdf.

C. D. R. D. E. Y. GAS, «COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS,» 26 Febrero 2018. [En línea]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf).

C. E. Colombiana, «NTC 2050,» [En línea]. Available: <file:///D:/TESIS/NTC%202050.pdf>.

M. d. M. y. Energia, «RETIE,» 20 AGOSTO 2013. [En línea]. Available: <file:///D:/TESIS/Anexo%20General%20del%20RETIE%20vigente%20actualizado%20a%202015-1.pdf>.

E. D. SANTANDER, «ELECTRIFICADORA DE SANTANDER,» [En línea]. Available: <https://www.essa.com.co/site/clientes/inicio/tramites-y->.

INVESUX, «INGENIERIA PROYECTOS Y AUTOMATIZACIÓN,» 45 MARZO 2018. [En línea]. Available: <https://invesux.pe/product/dispositivos-protectores-system-pro-m-compact-contra-sobretensiones-transitorias-serie-ovr-tipo-2/>.

I. V. M. M. D. L. CRUZ, ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ATRAVÉZDEL MÉTODO, Puebla: BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA, 2018.

BENY, «BENY,» 23 JUNIO 2018. [En línea]. Available: <https://www.beny.com/es/dc-isolator-switch/>.

T. E. Virtual, «Tienda Electrica Virtual,» 5 enero 2020. [En línea].
[33] Available: <https://www.tiendaelectricavirtual.com/producto/interruptores-riel-din-gama-media-ez9f56206/>.

CCEEA, «CCEEA,» 8 OCTUBRE 2019. [En línea]. Available:
[34] <https://ccea.co/blog/energia-solar-fotovoltaica/lo-que-debes-saber-sobre-los-conectores-mc4>.

C. E. FERRETERA, «COMERCIAL ELECTRICA FERRETERA,» 5
[35] NOVIEMBRE 2020. [En línea]. Available:
<https://comercialelectrica.com.co/sistemas-portacables-y-accesorios/>.

VWCABLE, «VW CABLE,» [En línea]. Available:
[36] <https://es.vwcable.com/multi-core-flexible-copper-conductor-pvc-insulatedelectric-wire-and-cable/>.

S. TEX, «SOLAR TEX,» [En línea]. Available:
[37] <https://www.solartex.co/tienda/producto/cable-solar-10-metros-con-conectores-mc4/>.

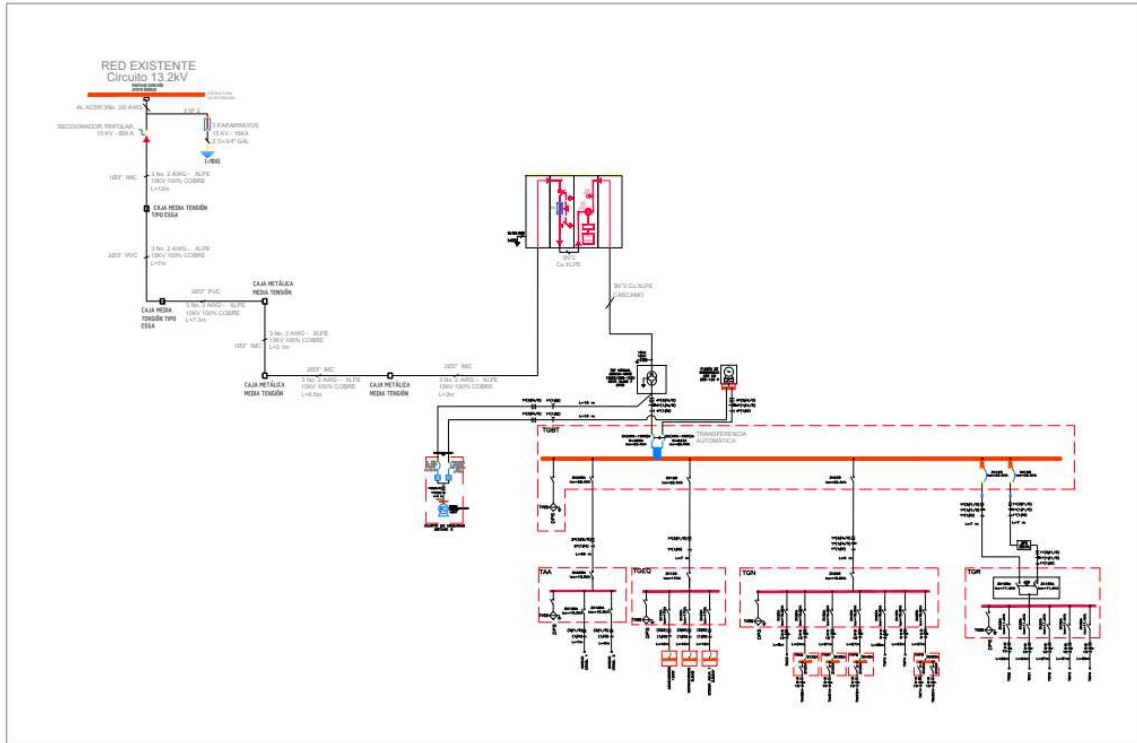
M. d. B. Atrtes, MEMORIA DESCRIPTIVA UBICACIÓN DE
[38] CÁMARAS DEL SISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN (CCTV), CARACAS, 2019.

I. E. SAS, «INGECOM ELECTRICOS SAS,» [En línea]. Available:
[39] <https://ingecomsas.com/producto/cable-encauchetado-4x6-centelsa/>.

UNAM, «UNAM,» [En línea]. Available:
[40] <https://slideplayer.es/amp/132452/>.

12.ANEXOS

Anexo 1 Diagrama Unifilar del Edificio



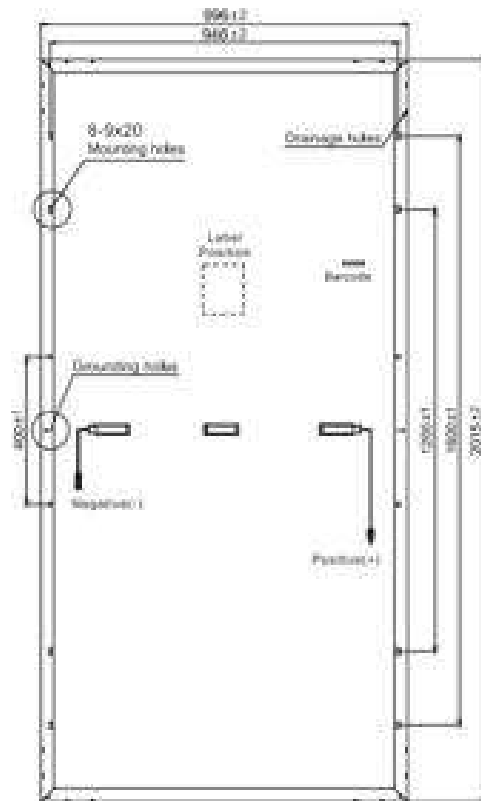
Anexo 2 Ficha Técnica Panel Seleccionado

RSM144-6-390M-410M

144 CELL Mono PERC Module	390-410Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	20.4% Maximum Efficiency



Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

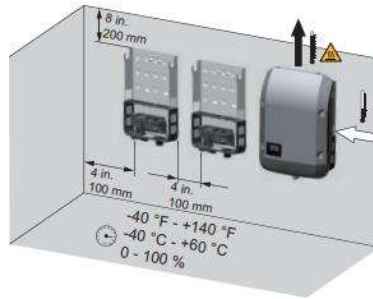
Model Number	RSM144-6-390M	RSM144-6-395M	RSM144-6-400M	RSM144-6-405M	RSM144-6-410M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	390	395	400	405	410
Open-Circuit Voltage-Voc(V)	48.30	48.45	48.60	48.75	48.90
Short Circuit Current-Isc(A)	10.30	10.40	10.50	10.60	10.70
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	40.25	40.35	40.45	40.55	40.65
Maximum Power Current-Impp(A)	9.70	9.80	9.90	10.00	10.10
Module Efficiency (%)	19.4	19.7	19.9	20.2	20.4

STC: Irradiance: 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

Anexo 3 Ficha Técnica Inversor FRONIUS



Fronius Symo - Installation
 10.0-3 208-240 **12.0-3 208-240**
 10.0-3 480 / 12.5-3 480
 15.0-3 208
 15.0-3 480 / 17.5-3 480
 20.0-3 480 / 22.7-3 480
 24.0-3 480



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3 208/240	SYMO 12.0-3 208/240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208
Potencia EV recomendada (kWp)	8.0 - 13.0	9.5 - 15.5	8.0 - 13.0	10.0 - 16.0	12.0 - 19.5
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A				50.0 A
Corriente máxima de entrada utilizable total (MPPT 1 + MPPT 2)	41.5 A				50.0 A
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1 / MPPT 2)	37.5 A / 24.8 A				75.0 A
Soportes para fusibles en red integrados	NA				6- y 6+
Rango de voltaje MPP	300 - 500 V		300 - 800 V	350 - 800 V	325 - 850 V
Rango de voltaje operacional	200 - 600 V		200 - 1000 V		325 - 1000 V
Voltaje de entrada máximo	600 V			1000 V	
Voltaje nominal de entrada	208 V	350 V		NA	325 V
	240 V	370 V		NA	NA
	480 V	NA	675 V	685 V	NA
Tamaño admisible de conductor de CD	AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo, AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinator de entradas				
Número de MPPT	2				1

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3 208/240	SYMO 12.0-3 208/240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208	
Potencia máxima de salida	208 V 240 V 480 V	9995 VA 9995 VA NA	11995 VA 11995 VA NA	NA NA 9995 VA	12495 VA NA NA	15000 VA NA NA
Corriente continua de salida continua	208 V 240 V 480 V	27.7 A 24.0 A NA	33.3 A 28.9 A NA	12.0 A 15.0 A NA	NA NA NA	41.6 A NA NA
Capacidad de interruptor de CA	208 V 240 V 480 V	35 A 30 A NA	45 A 40 A NA	15 A 20 A NA	NA NA NA	60 A NA NA
Eficiencia máxima		97.0 %		98.1 %		97.3 %
Eficiencia CEC	208 V 240 V 480 V	96.5 % 96.5 % NA		NA NA 96.5 %		96.5 % NA NA
Tamaño admisible de conductor de CA			AWG 14 - AWG 6			AWG 6 directo, AWG 2 con combinator de entradas
Conexión a red (U _e)	208 / 240 V		480 V Delta +N**		208 V	
Frecuencia (f)			60 Hz			
Distorsión armónica total			< 1.75 %			< 3.5 %
Factor de potencia (cos φ _e) predeterminado			1 (ajustable en menú oculo 0.85 - 1 ind./cap.)			

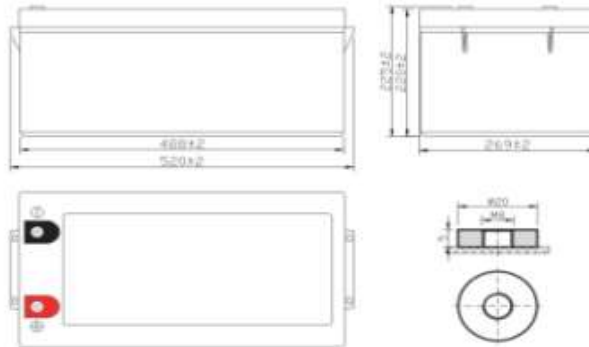
Anexo 4 Ficha Técnica de la Batería

Referencia

TB12-250 GEL (12V250AH)



Dimensiones y Características



Tensión nominal	12V	
Capacidad nominal (10 tasa de horas)	250AH	
Peso aproximado	71,2 kg	
Terminal	Estándar	13-M8 Insert
	Opcional	
Largo mm	520	
Ancho mm	269	
Alto sin terminal mm	225	

Temperatura de funcionamiento

Carga	0 C (32 F) ~ 40 C (104 F)
Descarga	-20 C (-4 F) ~ 50 C (122 F)
Almacenamiento	-20 C (-4 F) ~ 40 C (104 F)

Anexo 5 Ficha técnica del Inversor Híbrido

InfiniSolar: On-Grid Inverter with Energy Storage Innovative and Cost-effective Power Solution



- On-Grid Inverter with Energy Storage
- Self-consumption and Feed-in to the grid
- Programmable supply priority for PV, Battery or Grid
- User-adjustable battery charging current suits different types of batteries
- Programmable multiple operations modes: Grid tie, Off grid, and grid-tie with backup
- Built-in timer for various mode of on/off operation
- Multiple communication for USB, RS-232, Modbus and SNMP
- Monitoring software for real time status display and control

InfiniSolar 10KW Three Phase On-grid Inverter with Energy Storage Selection Guide

MODEL		InfiniSolar Three Phase 10KW
PHASE		3-phase in / 3-phase out
RATED OUTPUT POWER		10000 W
MAXIMUM CHARGING POWER		9600 W
GRID-TIE OPERATION		
PV INPUT (DC)		
Maximum PV Input Power		14850W
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage		720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage		320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range / Full Load MPP Voltage Range		350 VDC - 850 VDC / 400 VDC - 800 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current		2 / 2 x 18.6A
GRID OUTPUT (AC)		
Nominal Output Voltage		230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Voltage Range		184 - 265 VAC per phase
Nominal Output Current		14.5 A per phase
Power Factor		> 0.99
EFFICIENCY		
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)		> 96%
European Efficiency@ Vnominal		> 95%
AC INPUT		
AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage		120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range		170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current		40A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)		
Nominal Output Voltage		230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Efficiency (DC to AC)		91%
BATTERY & CHARGER		
Nominal DC Voltage		48 VDC
Maximum Charging Current		Default 60A, 10A - 200A (Adjustable)
GENERAL		
PHYSICAL		
Dimension, D X W X H (mm)		622 x 500 x 167.5
Net Weight (kgs)		45
INTERFACE		
Communication Port		RS-232/USB and CAN Interface
Intelligent Slot		Optional SNMP, Modbus, and AS-400 cards available
ENVIRONMENT		
Humidity		0 - 90% RH (No condensing)
Operating Temperature		-10 to 55°C
Altitude		0 - 1000 m*

Autogeneración:

Anexo 6 Generación de Energía estimada para una potencia de 110,080 kWh/día

Horas	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom
6 - 7	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1,66666667
7 - 8	6	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	6,16666667
8 - 9	12	11	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	11,33333333
9 - 10	16	15	15	14	15	14	14	16	16	16	16	16	15,25
10 - 11	18	18	17	16	16	16	16	18	18	18	17	18	17,16666667
11 - 12	19	19	18	17	17	17	17	18	18	17	17	18	17,66666667
12 - 13	18	18	17	16	15	14	15	15	15	15	15	16	15,75
13 - 14	16	17	15	14	13	12	12	13	13	13	13	14	13,75
14 - 15	14	14	13	11	11	10	10	10	10	10	10	12	11,25
15 - 16	10	11	9	8	8	7	7	7	7	7	7	8	8
16 - 17	6	6	5	4	4	4	4	4	4	3	3	4	4,25
17 - 18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0,8333333333
Sum	137	136	126	119	119	114	115	122	123	120	119	127	

Anexo 7 Simulación PVsyst



PVsyst V7.2.5

VC0, Simulation date:
12/09/21 18:24
with v7.2.5

Project: Pharmasan BGA

Variant: Nueva variante de simulación

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings											
PV Field Orientation		Sheds configuration						Models used					
Orientation		No 3D scene defined						Transposition Perez					
Fixed plane								Diffuse Imported					
Tilt/Azimuth		9 / 0 °						Circumsolar separate					
Horizon		Near Shadings						User's needs					
Free Horizon		No Shadings						Daily profile					
								Constant over the year					
								Average 0.0 kWh/Day					
Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	W
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	W
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	W
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	W

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	RSM-144-6-400-M	Model	Symo 12.5-3-M
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	12.5 kWac
Number of PV modules	72 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	28.80 kWp	Total power	25.0 kWac
Array #1 - Conjunto FV		Array #2 - Subconjunto #2	
Number of PV modules	36 units	Number of inverters	1 * MPPT 0.62 1 unit
Nominal (STC)	14.40 kWp	Total power	12.5 kWac
Modules	2 Strings x 18 in series	Operating voltage	200-800 V
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	13.08 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
U mpp	655 V		
I mpp	20 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	29 kWp	Total power	25 kWac
Total	72 modules	Nb. of inverters	2 units
Module area	144 m²	Pnom ratio	1.15
Cell area	125 m²		

Anexo 8 Diagrama de producción normalizada y Performance Ratio



Project: Pharmasan BGA

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.5

VC0, Simulation date:
12/09/21 18:24
with v7.2.5

Main results

System Production

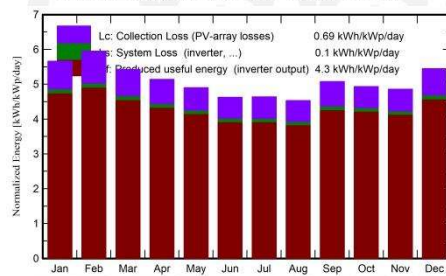
Produced Energy 45.22 MWh/year

Specific production 1570 kWh/kWp/year

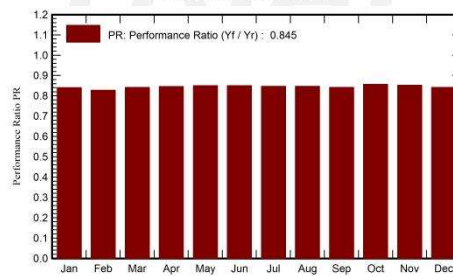
Performance Ratio PR 84.45 %

Solar Fraction SF 100.00 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	163.0	61.06	20.34	175.5	171.5	4.349	0.000	0.000	4.246	0.000
February	158.4	58.77	21.51	166.5	163.0	4.061	0.000	0.000	3.966	0.000
March	166.1	84.57	20.94	168.1	164.6	4.174	0.000	0.000	4.076	0.000
April	156.8	84.26	21.30	154.1	150.4	3.844	0.000	0.000	3.752	0.000
May	158.3	87.13	21.43	151.9	147.7	3.806	0.000	0.000	3.715	0.000
June	146.0	79.66	21.20	138.8	134.8	3.480	0.000	0.000	3.396	0.000
July	151.0	86.88	21.35	143.8	139.1	3.593	0.000	0.000	3.507	0.000
August	144.6	84.67	21.06	140.5	136.1	3.512	0.000	0.000	3.427	0.000
September	152.4	76.68	21.26	152.4	148.8	3.783	0.000	0.000	3.692	0.000
October	149.2	90.93	20.31	153.0	149.2	3.866	0.000	0.000	3.775	0.000
November	138.0	73.98	20.52	145.7	142.0	3.661	0.000	0.000	3.576	0.000
December	155.9	58.57	20.28	168.8	165.1	4.188	0.000	0.000	4.090	0.000
Year	1839.9	927.17	20.95	1859.2	1812.4	46.317	0.000	0.000	45.219	0.000

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Anexo 9 Diagramas de producción normalizada y factores de perdidas

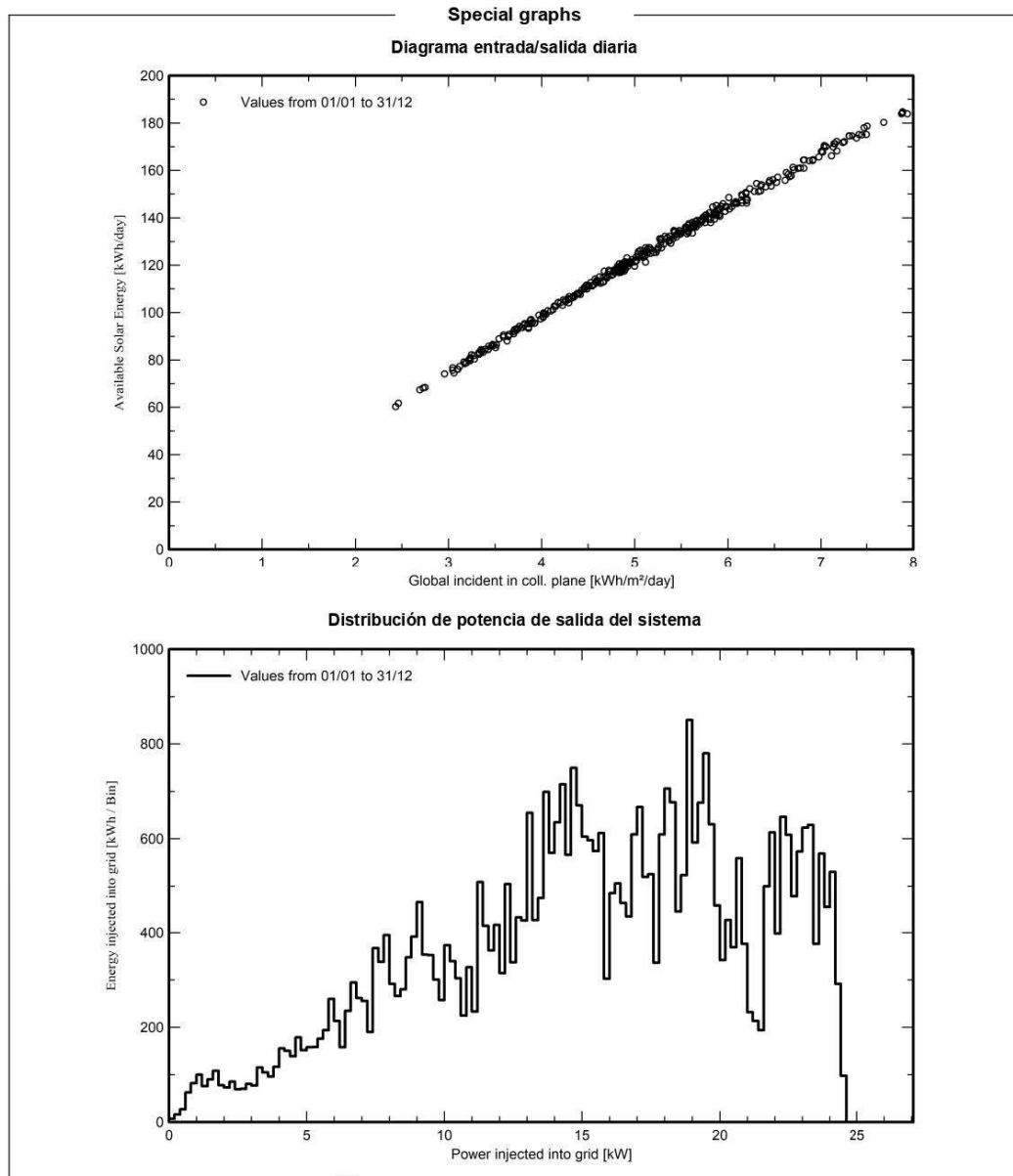


PVsyst V7.2.5

VC0, Simulation date:
12/09/21 18:24
with v7.2.5

Project: Pharmasan BGA

Variant: Nueva variante de simulación

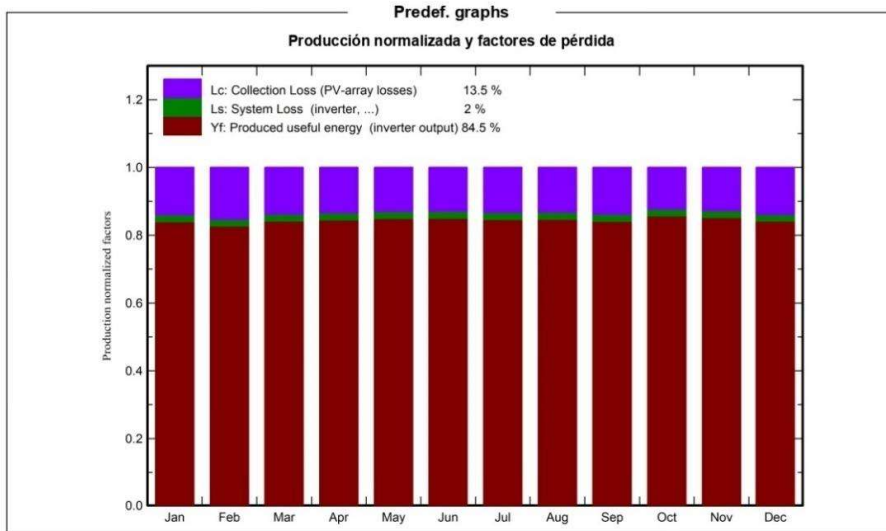


Anexo 10 Diagramas de producción normalizada y factores de perdidas



PVsyst V7.2.5
VC0, Simulation date:
12/09/21 18:24
with v7.2.5

Project: Pharmasan BGA
Variant: Nueva variante de simulación



PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL



PVsyst V7.2.5

VC0, Simulation date:
12/09/21 16:24
with v7.2.5

Project: Pharmasan BGA
Variant: Nueva variante de simulación

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Weather data type: Met. Year PSMv3_1998 to 2016

Kind: Not defined

Year-to-year variability(Variance): 0.5 %

Specified Deviation

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum): 1.9 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters: 1.0 %

Inverter efficiency uncertainty: 0.5 %

Soiling and mismatch uncertainties: 1.0 %

Degradation uncertainty: 1.0 %

Annual production probability

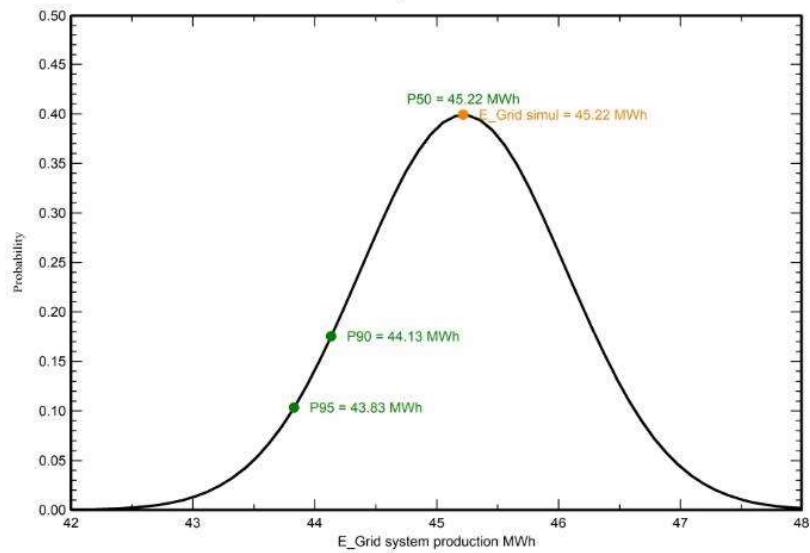
Variability: 0.85 MWh

P50: 45.22 MWh

P90: 44.13 MWh

P95: 43.83 MWh

Probability distribution



PVsyst TRIAL

Anexo 11 Flujo de caja para la empresa PHARMASAN S.A.S

Concepto	PROYECCIÓN DEL PROYECTO										
	Año 0 2021	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	5 2026	6 2027	7 2028	8 2029	9 2030	10 2031
Energía generada	45220,00	44767,80	44320,12	43876,92	43438,15	43003,77	42573,73	42148,00	41726,52	41309,25	
Ingreso de Operación	\$27.945.960	\$27.666.500	\$27.389.835	\$27.115.937	\$26.844.778	\$26.576.330	\$26.310.667	\$26.047.461	\$25.786.986	\$25.529.116	
Costos de Operación	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	
Depreciación	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	(\$20.479.088)	
Renta líquida	\$4.966.672	\$4.687.412	\$4.410.747	\$4.140.747	\$3.876.330	\$3.615.937	\$3.360.544	\$3.110.151	\$2.865.758	\$2.621.375	
Deducción sobre renta liq ley 1715	(\$2.483.436)	(\$2.343.706)	(\$2.205.374)	(\$2.072.389)	(\$1.943.706)	(\$1.820.330)	(\$1.702.054)	(\$1.588.778)	(\$1.480.502)	(\$1.377.226)	
Ganancias operativas gravables	\$2.483.436	\$2.343.706	\$2.205.374	\$2.072.389	\$1.943.706	\$1.820.330	\$1.702.054	\$1.588.778	\$1.480.502	\$1.377.226	
Impuesto a la renta	(\$819.534)	(\$773.423)	(\$727.773)	(\$682.623)	(\$637.473)	(\$592.323)	(\$547.173)	(\$502.023)	(\$456.873)	(\$411.723)	
Ganancias Netas Contables	\$1.663.902	\$1.570.283	\$1.477.600	\$1.400.000	\$1.310.000	\$1.220.000	\$1.130.000	\$1.040.000	\$950.000	\$860.000	
Depreciación	\$20.479.088	\$20.479.088	\$20.479.088	\$20.479.088	\$20.479.088	\$20.479.088	\$20.479.088	\$20.479.088	\$20.479.088	\$20.479.088	
Costos de Inversión	(\$88.713.287)										
FLUJO DE FONDOS NETO	(\$88.713.287)	\$24.393.077	\$24.162.062	\$20.554.307	\$20.327.889	\$20.103.735	\$19.881.823	\$19.662.130	\$19.444.634	\$19.229.312	
VPN	(\$88.713.287)	\$19.446.012	\$17.198.079	\$13.062.634	\$11.534.590	\$10.185.178	\$8.993.527	\$7.941.204	\$7.011.930	\$6.191.324	
FLUJO DE FONDOS ACUMULADO	(\$88.713.287)	(\$66.725.407)	(\$30.081.316)	(\$17.018.682)	(\$5.484.092)	\$4.701.086	\$13.694.613	\$21.635.818	\$28.647.748	\$34.839.072	

PROYECCIÓN DEL PROYECTO

Concepto	PROYECCIÓN DEL PROYECTO										
	11 2032	12 2033	13 2034	14 2035	15 2036	16 2037	17 2038	18 2039	19 2040	20 2041	
Energía generada	40896,16	40487,20	40082,32	39681,50	39284,69	38891,84	38502,92	38117,89	37736,71	37359,35	
Ingreso de Operación	\$25.273.825	\$25.021.087	\$24.770.876	\$24.523.167	\$24.277.936	\$24.035.156	\$23.794.805	\$23.556.857	\$23.321.288	\$23.088.075	
Costos de Operación	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	(\$2.500.000)	
Depreciación	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Renta líquida	\$22.773.825	\$22.521.087	\$22.270.876	\$22.023.167	\$21.777.936	\$21.535.156	\$21.294.805	\$21.056.857	\$20.821.288	\$20.588.075	
Deducción sobre renta liq ley 1715	(\$11.386.913)	(\$11.260.544)	(\$11.135.438)	(\$11.011.584)	(\$10.888.968)	(\$10.767.352)	(\$10.645.736)	(\$10.524.120)	(\$10.402.504)	(\$10.280.888)	
Ganancias operativas gravables	\$11.386.913	\$11.260.544	\$11.135.438	\$11.011.584	\$10.888.968	\$10.767.352	\$10.645.736	\$10.524.120	\$10.402.504	\$10.280.888	
Impuesto a la renta	(\$3.757.681)	(\$3.745.979)	(\$3.734.277)	(\$3.722.575)	(\$3.710.873)	(\$3.699.171)	(\$3.687.469)	(\$3.675.767)	(\$3.664.065)	(\$3.652.363)	
Ganancias Netas Contables	\$7.629.231	\$7.514.564	\$7.401.160	\$7.289.009	\$7.176.858	\$7.064.707	\$6.952.556	\$6.840.405	\$6.728.254	\$6.616.103	
Depreciación	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Deducción sobre renta liq ley 1715	\$11.386.913	\$11.260.544	\$11.135.438	\$11.011.584	\$10.888.968	\$10.767.352	\$10.645.736	\$10.524.120	\$10.402.504	\$10.280.888	
Costos de Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
FLUJO DE FONDOS NETO	\$19.016.144	\$18.805.108	\$18.596.182	\$18.389.345	\$18.184.576	\$14.428.555	\$14.267.519	\$14.108.094	\$13.950.263	\$13.794.010	
VPN	\$5.466.687	\$4.826.803	\$4.261.765	\$3.762.824	\$3.322.254	\$2.935.610	\$2.077.983	\$1.834.611	\$1.619.720	\$1.429.980	
FLUJO DE FONDOS ACUMULADO	\$40.305.759	\$45.132.561	\$49.394.326	\$53.157.150	\$56.479.405	\$58.833.014	\$60.910.998	\$62.745.609	\$64.365.329	\$65.795.309	

Anexo 12 Cotización Empresa HOMES SUN S.A.S



2021

01 de octubre de

Pharmasan SAS

Cotización SE 125

Gracias por estar interesados en nuestros servicios; somos líderes pioneros en Arquitectura sostenible de proyectos energéticos. Nos caracterizamos por proveer la mejor experiencia que armoniza tus espacios brindándote energía limpia y renovable para el lugar que deseas. Es por esto que nos complace presentarle la alternativa para transición energética por medio de energía solar que hemos diseñado de acuerdo a su necesidad:

COSTOS DIRECTOS			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	ÍTEM	TOTAL
Suministro	72	Panel solar Risen 410 wp Monocristalino	\$ 37.275.984,00
	2	Inversor Fronius Symo 1203f 208/240	\$ 24.161.280,00
	Instalación	Estructura, cableado, protecciones, transporte	\$ 7.225.578,85
Ingeniería y diseño	General	Logística e Instalación	\$ 2.389.500,00
Total indirectos			\$ 71.052.342,85
COSTOS INDIRECTOS			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	ÍTEM	TOTAL
Suministro	General	Medidor Bidireccional Trifásico	\$ 890.120,00
		Calibración	\$ 40.026,00
		Parametrización	\$ 91.870,00
		Certificado RETIE	\$ 1.303.050,00
Tota Directos			\$ 2.325.066,00

Contacto comercial@homesun.com.co

HOMES

The logo for HOMES, consisting of the word "HOMES" in a light blue, sans-serif font, positioned on the left side of a dark blue header banner. The banner also features a background image of solar panels on the right side.

Administración 6%	\$ 4.402.644,53
Imprevistos 3%	\$ 2.201.322,27
Utilidad 10%	\$ 7.337.740,89
IVA	\$ 1.394.170,77
TOTAL SERVICIO	\$ 88.713.287,30

Condiciones comerciales

Validez de la oferta: 15 días
Valores adicionales: trámites adicionales ante el DIAN, certificados de cámara de comercio no están contemplados en la oferta.
En caso de que por alguna exención especial por parte de la ley o el operador de red impida la feliz culminación del servicio o poder avanzar en el mismo, no se generará el cobro del servicio.

Atentamente,

Stefanny Carrera P
Ing. Comercial
Homes sun S.A.S.

Contacto comercial@homesun.com.co

The logo for HOMES, consisting of the word "HOMES" in a light blue, sans-serif font.

Anexo 13 Cotización UPS de la empresa REDES UPS Y PROTECCIONES EU



REDES UPS Y PROTECCIONES EU

NIT 804014290 - 7

Autorización de numeración de facturación electrónica

No. 18764007641908 del 17/11/2020 al 17/11/2021

Habilita numeración de:

FE-10479 al FE-10999

Régimen: Impuesto sobre las ventas - IVA

Responsabilidad fiscal:

CALLE 47 No 22-53

Bucaramanga, Santander, Colombia

RESPONSABLE DE IVA - ACTIVIDAD ECONÓMICA CIIU 3314. NO SOMOS GRANDES CONTRIBUYENTES NO SOMOS AUTORRETENEDORES EN RENTA SOMOS AUTORRETENEDORES DE ICA EN BUCARAMANGA ACTIVIDAD ICA BUCARAMANGA 215 COMERCIO (9X1000) - 321 SERVICIOS (9X1000)					Factura Electronica de Venta No. FE10679 Fecha de emisión: 09/11/2021 05:16:03 PM Fecha de vencimiento: 09/11/2021 Plazo (Días): 0 Codigo de Moneda COP Tasa de Cambio Orden de Compra Remisión Pedido Asesor GAJM Aviso de Recibo				
Cliente: BANCO BBVA COLOMBIA S.A. NIT 860003020 - 1 Dirección: CRA 9 # 72 - 21 P7 Codigo Cliente 860003020 Teléfono: 3124666 Dirección Despacho: Contacto: Ciudad: Bogotá, D.C Departamento: Bogotá Pais: Colombia									
Item	Referencia	Descripción	Cant.	Unidad de Medida	Precio Unitario	Cargos y Descuentos	Impuestos	Rte Fte	Valor Total
1	PYD-40K	UPS MARCA ENERGEX SERIE PYRAMID PORTENCIA-40KVA/32KHM MODELO DSP. MODULACION PWM IGBT A ALTA FRECUENCIA CON RECTIFICAR O E INVERSOR TECNOLOGIA ON LINE. DSP DE ALTA PRECISION. SISTEMA ELECTRICO TRIFASICO DE ENTRADA 208/120VAC Y SALIDA. BANCO DE BATERIAS PARA 16 MINUTOS DE AUTONOMIA A 80% DE CARGA.	1,00	unidad	COP 41,022,620.00	COP 0.00	IVA(19%)		COP 41,022,620.00

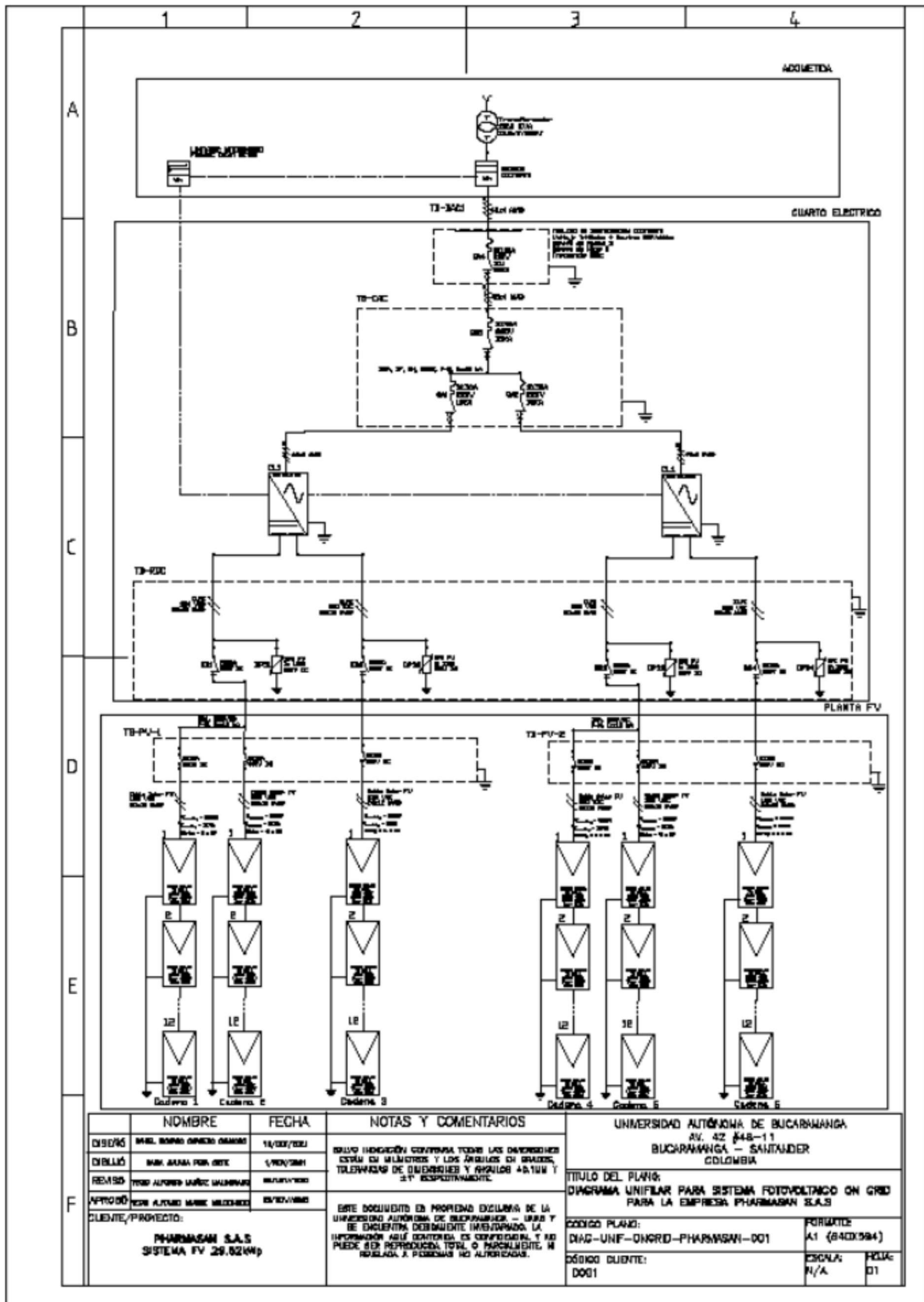
Total de items: 1 Observaciones FAVOR NO PRACTICAR RETENCIÓN DE ICA EN COMPRA DE BIENES, DECLARAMOS NUESTROS INGRESOS EN BUCARAMANGA. Art. 343 Ley 1819 de 2016. Acuerdo 033 Diciembre 29 de 2020 Art. 12. "Reglas de Territorialidad del Impuesto de Industria y Comercio para Actividades Comerciales". BUCARAMANGA Forma de pago: Contado Medio de pago: Transferencia Débito SÍRVASE REALIZAR PAGO A NOMBRE DE REDES UPS Y PROTECCIONES E.U. CTA CTE 600996888 BANCO DE BOGOTÁ O CTA CTE 04626998319 BANCO DAVIVIENDA Y ENVIAR SOPORTE. contabilidad@redesups.com

Subtotal: COP 41,022,620.00




IVA(19%) COP 7,794,297.80

Impuestos:	COP 7,794,297.80
Retenciones:	COP 0.00
Cargos de la factura:	COP 0.00
Descuentos de la factura:	COP 0.00
Anticipos:	COP 0.00
Total	COP 48,816,917.80
Neto a pagar	COP 48,816,917.80

Anexo 14 Diagrama Unifilar SSV



Anexo 15 Tarifa ESSA, noviembre 2021

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP.									
INFORMA A SUS USUARIOS DEL SISTEMA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DE SANTANDER, NORTE DE SANTANDER, SUR DEL CESAR, BOLIVAR Y BOYACA									
ESSA se acogió a la opción tarifaria de acuerdo a lo establecido en las Resolución CREG 012 de 2020 y realiza publicación de la tarifa del mes de NOVIEMBRE de 2021									
Teniendo en cuenta las resoluciones 119/07, 180/14, 191/14 y 015/16, 015/18, 019/18, 030/18, 158/19, 103/19, 129/19, 036/19, 199/19, 104/20 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, que permite establecer los costos de la prestación del servicio a usuarios regulados.									
TARIFAS RESIDENCIALES									
ESTRATO		1		2		3		4	
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	TARIFA \$/kWh	
ESSA	I	-60.00%	250.4741	-50.00%	313.0926	-15.00%	532.2575	626.1853	
CLIENTE	I	-60.00%	226.5331	-50.00%	283.1663	-15.00%	481.3828	566.3327	
COMPARTIDA	I	-60.00%	238.5036	-50.00%	298.1295	-15.00%	506.8201	596.2590	
Nota: El subsidio es aplicado hasta el consumo de subsistencia.									
TARIFAS RESIDENCIALES					TARIFAS NO RESIDENCIALES				
ESTRATO		5 y 6		COMERCIAL / INDUSTRIAL		ACUEDUCTOS. ESP		OFICIAL	
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	% CONTRIB.	TARIFA \$/kWh	CONTRIB. 20%	TARIFA \$/kWh	CONTRIB. 10%	TARIFA \$/kWh	TARIFA \$/kWh	
ESSA	I	20.00%	751.4223	125.2371	751.4223	62.6185	688.8038	626.1853	
CLIENTE	I	20.00%	679.5992	113.2665	679.5992	56.6333	622.9660	566.3327	
COMPARTIDA	I	20.00%	715.5108	119.2518	715.5108	59.6259	655.8849	596.2590	
	II			103.0421	618.2528	51.5211	566.7317	515.2107	
	III			84.8324	508.9942	42.4162	466.5780	424.1618	
	IV			78.0544	468.3264	39.0272	429.2992	390.2720	
COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE Y FIJO DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007									
Conforme con las resoluciones CREG 180/14, 015/16 y 019/18 el valor (Cfm,j) que aplica para el mes de noviembre de 2021 es 7273.49 \$/factura									
NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CÚv Calculado	CÚv Aplicado	CUF Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Resoluciones CREG 012 de 2020 y 152 de 2020 opción tarifaria	Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I ESSA	224.0601	37.3066	241.2318	62.4084	49.7999	42.5909	657.3977	626.1853	0.0000
I CLIENTE	224.0601	37.3066	179.1844	62.4084	49.7999	42.5909	595.3503	566.3327	0.0000
II	224.0601	37.3066	154.2507	62.4084	18.7390	42.5909	539.3556	515.2107	0.0000
III	224.0601	37.3066	67.6654	62.4084	14.1924	42.5909	448.2237	424.1618	0.0000
IV	224.0601	37.3066	28.1472	62.4084	9.0924	42.5909	403.6056	390.2720	0.0000
150%	224.0601	37.3066	210.2081	62.4084	49.7999	42.5909	626.3740	596.2590	0.0000
CONSUMO DE SUBSISTENCIA			Alturas inferior a 1000 Mts.	Alturas superior o = a 1000 Mts					
Resolución UPME 0355 de 8 de Julio de 2004.			173 kWh	130 kWh	  				

Anexo 16 Modelo 3D PVSYST

