



**DISEÑO DE SOLUCIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA VIVIENDAS
INDÍGENAS DEL VAUPES**

Proyecto de grado

Para la obtención del título en ingeniería eléctrica

FACULTAD DE INGENIERIAS

PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA

Autor: Esp. Jonathan Cuesta Ledesma

jcuesta@cuc.edu.co

Asesor: Msc. José Ricardo Núñez Álvarez

jnunez22@cuc.edu.co

Co-Asesor: Dr. Adalberto José Ospino Castro

aospino8@cuc.edu.co

2021

Declaración de propiedad

Yo, Jonathan Bayrón Cuesta Ledesma, declaro bajo la gravedad que implica el juramento, que el trabajo descrito a continuación es de mi autoría y no corresponde a ninguna publicación o tesis previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; a su vez cada ayuda documental o referencia bibliográfica ha sido consultada y debidamente registrada en el documento.

A través de la siguiente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual en lo que concierne al conocimiento técnico generado por este trabajo a la Universidad del Costa, como lo establece la constitución política de Colombia en su artículo 61 sobre la propiedad intelectual (Congreso de la República, 2004) y el acuerdo 624 de 2014 de la Universidad de la Costa con respecto a la propiedad intelectual (Universidad de la costa, 2014)

Esp. Jonathan Bayron Cuesta Ledesma

Certificación

Certifico que el trabajo presentado por Jonathan Bayron Cuesta Ledesma fue realizado bajo nuestra supervisión y asesoría.

Msc. José Ricardo Núñez Álvarez

Asesor del Proyecto

Dr. Adalberto Ospino Castro

Co-Asesor del Proyecto

Agradecimiento

Primero agradecer a DIOS, por esta nueva oportunidad que me brindo de aprender y hacerme mejor persona y profesional; en segundo lugar a mi familia, mis padres y hermanos; sin el apoyo incondicional de ellos nada de lo que hago sería posible; y por último a la Universidad de la Costa su excelente planta docente en especial a los profesores Ing. José R. Núñez Álvarez y Adalberto Ospino Castro por el conocimiento aportado a este trabajo.

Dedicado a

Mis Padres Wilson y Dora

Kelly, Cristian Y Wilfer mis Hermanitos

Al abuelo Misael, Wilmer y la niña Venusita

Contenido

Resumen.....	5
Abstract.....	6
Introducción	7
Descripción del problema	7
Objetivo general.....	8
Objetivos específicos	8
Alcance	8
Justificación del proyecto	9
Capítulo I	11
1. Marco teórico.....	11
1.1. Zonas no interconectadas.....	11
1.2. Energía solar	14
1.2.1. Clasificación de las fuentes de energía	14
1.3. Sistemas de generación fotovoltaicos.....	18
1.3.1. Elementos del sistema de generación fotovoltaico	18
1.3.4. Conductores	31
1.4. Fallas.....	34
Capítulo II.....	37
2. Consideraciones generales del proyecto	37
2.1. Condiciones iniciales.....	37
2.2. Situación geográfica	37
2.3. Características ambientales.....	37
2.4. Planimetría.....	38

2.5. Condiciones de instalación	41
Capítulo III.....	43
3. Solución propuesta.....	43
3.1. Realización del plano eléctrico.....	43
3.2. Realización de diseño de iluminación	45
3.3. Realización de cuadro de cargas.....	47
3.4. Diseño del sistema fotovoltaico.....	55
3.5. Estimación de costos del sistema fotovoltaico	80
3.6. Simulación condiciones de funcionamiento en pvgis.....	82
3.7. Análisis de flujo de carga. Digsilent power factory	87
Conclusiones y recomendaciones	90
Referencias.....	92
Anexos	102

Lista de tablas

Tablas

Tabla 1-1 Acceso de la población a la energía eléctrica mundial.....	11
Tabla .1-2 Centrales hidráulicas y embalses colombia.....	15
Tabla 1-3 Comparación de tecnologías en baterías	25
Tabla 1-4 Capacidad de batería y Características	26
Tabla 2-1 Características ambientales Mitu-Vaupes	38
Tabla 2-2 Irradiacion solar sobre superficie inclinada datos nasa	41
Tabla 3-1 Distribución de tomacorrientes en la vivienda modelo	44
Tabla 3-2 Extracto tabla 410 retilap.....	46
Tabla 3-3 Luminarias seleccionadas	46
Tabla 3-4 Valores de la corriente demandada por áreas. Vivienda modelo	48
Tabla 3-5 Valores de corriente eléctrica del sistema de iluminación	48
Tabla 3-6 Distribución circuitos vivienda modelo.....	49
Tabla 3-7 tabla Tabla 310.15(B)(16) (Antes Tabla 310.16) Capacidades de corriente (Ampacity) permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2 000 V y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores	50
Tabla 3-8 tabla 250.66 NTC 2050 Calibre mínimo del conductor de puesta a tierra	52
Tabla 3-9 Anexo C11 NTC 2050. Número máximo de conductores y alambres en tubo Conduit rígido de PVC	53
Tabla 3-10 Resumen de cálculos acometidas protecciones y tuberías	54
Tabla 3-11 Consumos estimados electrodomésticos	55
Tabla 3-12 Distribución del consumo vivienda modelo	56
Tabla 3-13 Cálculo de consumo en Ah/Día. TV LED.....	58
Tabla 3-14 Consumo Ah/Día vivienda modelo	59
Tabla 3-15 Consumo a 12-24 y 48 V nominales	60
Tabla 3-16 Calculo del consumo total corregido y corriente de pico	61
Tabla 3-17 Corriente de pico y consumo corregido vivienda modelo.....	62
Tabla 3-18 Día del año para cálculo de declinación.....	64

Tabla 3-19 HSP Promedio Mitu WEB NASA.....	64
Tabla 3-20 HSP y corriente de diseño	64
Tabla 3-21 Capacidad de almacenamiento requerida por el sistema	66
Tabla 3-22 Cantidad de baterías sistema	67
Tabla 3-23 Cálculo de la capacidad útil del banco	67
Tabla 3-24 Cálculo de la corriente de diseño corregida	68
Tabla 3-25 Condiciones de operacion nominales panel seleccionado NOCT	69
Tabla 3-26 Número de módulos a instalar	70
Tabla 3-27 Características eléctricas generador fotovoltaico	73
Tabla 3-28 Caídas de tensión permitidas	73
Tabla 3-29 Conductividad Cobre y aluminio.....	74
Tabla 3-30 Tramos de conductor a evaluar.....	74
Tabla 3-31 Secciones comerciales cableado.....	75
Tabla 3-32 Características conductor Inversor a baterías	75
Tabla 3-33 Características de conductor panel - Inversor	76
Tabla 3-34 Coordinación de protecciones DC.....	76
Tabla 3-35 Coordinación de protecciones AC.....	77
Tabla 3-36 Nivel de proteccion del DPS	77
Tabla 3-37 Costos sistema fotovoltaico.....	80
Tabla 3-38 Evaluación económica sistema fotovoltaico	81
Tabla 3-39 Resumen Sistema Calculado	82
Tabla 3-40 Consumos circuitos vivienda.....	87
Tabla 3-41 Resultados Flujo de carga Digsilent.....	89

Lista de figuras

Figuras

Fig.1-1 Zonas No Interconectadas en los departamentos de Colombia	13
FIG. 1-2 Tipos de paneles solares.....	20
FIG. 1-3 Forma de onda corriente alterna.....	21
FIG. 1-4 Esquema básico de un inversor	22
FIG. 1-5 Forma de onda de un inversor	22

FIG. 1-6 Esquema de inversor de onda cuadrada	23
FIG. 1-7 Topología típica del inversor PWM trifásico con carga resistiva.	23
FIG. 1-8 Adaptable 12V _{cc} /220VCA inversor de onda sinusoidal pura	24
FIG. 1-9 Instalación de un DPS	28
FIG. 1-10 Componentes de un Interruptor Automático según IEC 60898	30
FIG. 2-1 Coordenadas Mitu-Vaupes.....	37
FIG. 2-2 Vista 3d Vivienda Modelo	39
FIG. 2-3 Vista De Planta Vivienda Modelo.....	40
FIG. 3-1 Plano eléctrico vivienda modelo	44
FIG. 3-2 Luminaria utilizada áreas internas	45
FIG. 3-3 Luminaria utilizada Balcones.....	46
FIG. 3-4 Vista de la iluminación de un área utilizando el software Dialux.....	47
FIG. 3-5 Ángulo de declinación solar	63
FIG. 3-6 Características del Inversor	72
FIG. 3-7 Conexión de paneles al sistema.....	73
FIG. 3-8 Esquema de conexión sistema fotovoltaico	78
FIG. 3-9 Soporte en riel de aluminio	78
FIG. 3-10 Clamp de fijación	79
FIG. 3-11 Retenedor en L	79
FIG. 3-12 Fijación coplanar de panel	79
FIG. 3-13 Datos ingresados a PVGIS	83
FIG. 3-14 Redimiento Del Sistema Fotovoltaico	84
FIG. 3-15 Rendimiento Batería Sistema Solar Fotovoltaico	85
FIG. 3-16 Frecuencia Estado De Carga Bateria.....	86
FIG. 3-17 Diagrama Simulación.....	87
FIG. 3-18 Flujo de carga balanceado Digsilent	88
FIG. 3-19 Resultado Flujo de carga.....	89

Resumen

La necesidad energética para facilitar las tareas cotidianas, en combinación con la dificultad de llevar soluciones a ciertas regiones del país por medio del Sistema Interconectado Nacional (SIN) hace necesaria la búsqueda de alternativas de suministro viables tanto económica como autosostenibles que compensen esta falencia a nivel nacional. Las zonas no interconectadas (ZNI) comprenden el 52 % del territorio nacional colombiano (SSPD, 2019), sumado a esto se avecina una crisis de combustibles fósiles por lo que es de vital importancia proveer soluciones de energía a corto y mediano plazo a lo largo y ancho del país.

En Colombia desde el año 2010 se vienen implementando soluciones fotovoltaicas a pequeña escala, pero el plan de expansión 2015-2029 de la UPME (UPME, 2016) contempla la inclusión de otros tipos de energías alternativas dentro de la matriz energética del país, así como programas de incentivos para la utilización de energías no convencionales como la solar, eólica, biomasa, geotérmica entre otras. Dichos incentivos incluyen excepciones tributarias para los elementos básicos del sistema fotovoltaico como paneles e inversores, al igual que créditos y programas de adquisición de energía solar fotovoltaica.

En el presente trabajo se realiza el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico como solución energética para viviendas multifamiliares en una zona no interconectada de Colombia, específicamente en el departamento del Vaupés. Para lograr el objetivo propuesto se realiza una caracterización general de la zona objeto de estudio. Además, se detalla el procedimiento para determinar el tipo y las características de los componentes del sistema propuesto, llegando al número de 6 captadores solares, conectados a un inversor híbrido de 3000 W y sistema de almacenamiento de energía de 48V 150 Ah; de igual forma se realizan los cálculos de los costos aproximados de construcción del proyecto y retorno de la inversión del proyecto la cual se estima en aproximadamente 1.5 años produciendo 3385,476 kWh al año aprox; para comprobar el buen funcionamiento del sistema diseñado se utiliza el software de simulación PVGIS y por último, con el software de Digsilent Power Factory se realiza el análisis de flujo de carga de la instalación para garantizar su correcto funcionamiento.

Palabras Clave: Energía solar, Paneles solares, autogeneración, Zonas No Interconectadas

Abstract

The energy needs to facilitate daily tasks, in combination with the difficulty of carrying out solutions to certain regions of the country through the National Interconnected System (SIN) makes it necessary to search for viable economic and self-sustaining supply alternatives that compensate for this shortcoming. at the national level, Non-interconnected areas (ZNI) comprise 52% of the Colombian national territory (SSPD, 2019), in addition to this a fossil fuel crisis is looming, so it is vitally important to provide energy solutions in the short and medium term over the long term. and width of the country.

In Colombia since 2010, small-scale photovoltaic solutions have been implemented, but the 2015-2029 expansion plan of the UPME (UPME, 2016) contemplates the inclusion of alternative energies in the SIN, as well as incentive programs for generation of non-conventional energies such as solar, wind, biomass, among others. The incentives include tax exemptions for the basic elements of the photovoltaic system such as panels and inverters, as well as credits and programs for the acquisition of solar photovoltaic energy.

In this work, the dimensioning of a photovoltaic solar system is carried out as an energy solution for multi-family homes in a non-interconnected area of Colombia, specifically in the department of Vaupés. To achieve the proposed objective, a general characterization of the area under study is carried out. In addition, the procedure to determine the type and characteristics of the components of the proposed system is detailed, reaching the number of 6 solar collectors, connected to a 3000 W hybrid inverter and a 48V 150 Ah energy storage system; in the same way, the calculations of the approximate costs of construction of the project and return on the investment of the project are made, which is estimated in approximately 1.5 years producing 3385,476 KWh per year approx; The PVGIS simulation software is used to verify the proper functioning of the designed system, and finally, with the Digsilent Power Factory software, the load flow analysis of the installation is carried out to guarantee its correct operation.

Key Words: Solar energy, Solar panels, Auto generation, Non interconnected zones.

Introducción

En el territorio colombiano existen muchos lugares donde no existe suministro de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debido a condiciones económicas o geográficas; dichas zonas denominadas no interconectadas (ZNI) comprenden aproximadamente el 52% del territorio nacional, según datos de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios SSPD (SSPD, 2019), la cual reconoce el servicio de energía eléctrica como servicio fundamental para mejorar la calidad de vida de las comunidades, por lo que se hace necesario el diseño de soluciones prácticas y viables para el suministro energético en cada vivienda.

Descripción Del Problema

El territorio colombiano se divide energéticamente en 2 tipos de zonas; las ZI (Zonas Interconectadas) y las ZNI (Zonas no Interconectadas), dicha división se hace por el acceso de las líneas del SIN a cada uno de estos territorios; por lo general los territorios ubicados en ZNI no pueden conectarse al SIN debido a difíciles condiciones de acceso o porque son territorios pertenecientes a reservorios naturales protegidos por la legislación actual.

En datos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), el 52% del territorio nacional no se encuentra conectado al SIN, sin embargo las cabeceras de los departamentos y municipios de las ZNI tienen acceso a la energía eléctrica utilizando otras formas, por ejemplo, empleando plantas Diesel, pequeñas hidroeléctricas o sistemas solares fotovoltaicos (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2003).

En el caso del departamento del Vaupés, su capital Mitú, tiene acceso a la energía eléctrica por medio de un generador Diesel, sin embargo, las restantes zonas del departamento cuentan con moto generadores que son trasladados de acuerdo con la tarea que se requiera; esto hace que el costo de la energía sea elevado y que además exista la necesidad de racionar la energía en el territorio para optimizar el uso del combustible.

Actualmente se encuentra en etapa de diseño un proyecto de vivienda en área rural del departamento del Vaupés. Este proyecto desarrolla una solución energética sostenible teniendo en cuenta que las viviendas serán construidas para poblaciones indígenas que pertenecen a ZNI, además, cada vivienda tendrá una ubicación distinta pues no se trata de complejos habitacionales, nuevos barrios, conjuntos o proyectos de vivienda múltiples. Las anteriores condiciones permiten plantear la siguiente pregunta de investigación ¿Que solución de energía

descentralizada y sin conexión a red, teniendo en cuenta la situación geográfica del departamento del Vaupés y las características socio culturales de los habitantes, puede ser factible técnica y económicamente para suplir la demanda energética de las viviendas a construir?

Objetivo General

Diseñar un sistema de energía solar fotovoltaico Off-Grid para el autoabastecimiento de energía eléctrica en viviendas de comunidades indígenas en el departamento del Vaupés.

Objetivos Específicos

- Caracterización de potencial energético para el levantamiento de información y estado actual de la vivienda de las comunidades indígenas en el departamento de Vaupés.
- Estimar potenciales energéticos a suplir en las viviendas de las comunidades
- Dimensionar los elementos del sistema fotovoltaico para cubrir la demanda energética de las viviendas
- Simular operación del sistema dimensionado en software PVGIS y Digsilent Power Factory

Alcance

Se pretende diseñar una alternativa al problema de suministro de energía eléctrica para un proyecto inmobiliario en una ZNI del departamento del Vaupés. Con este fin, se recopilarán los datos necesarios para el cálculo de la instalación fotovoltaica requerida por el proyecto. Además, se realizarán los cálculos de la red AC de la vivienda, lo cual incluye conductores para acometida, ramales y la selección de las protecciones de la red de corriente continua (CD) conectada al sistema fotovoltaico.

Se estimará la carga a alimentar con el sistema fotovoltaico y se realizará el cálculo de las especificaciones técnicas del inversor, paneles solares, regulador de carga, baterías, conductores y protecciones de DC, siguiendo la norma técnica colombiana 2050, adicionalmente se estimarán los costos aproximados de la red eléctrica calculada llegando al precio de la energía producida y retorno de la inversión, por ultimo se modelará el sistema fotovoltaico en el software PVGIS y se realizará un análisis de Flujo de potencia en software Digsilent para validar el correcto funcionamiento del sistema dimensionado.

Justificación Del Proyecto

La creciente demanda de energía eléctrica de nuestro país, sumada a la escasez de los combustibles fósiles en un futuro cercano y la gran cantidad de zonas del país que no poseen el servicio de suministro eléctrico por condiciones geográficas o económicas, hace necesaria la búsqueda de soluciones de ingeniería viables desde el punto de vista técnica y económica para suministrar una electricidad de calidad a las comunidades carentes del servicio, mejorando así su calidad de vida.

En la actualidad existen 3 resguardos indígenas en el departamento del Vaupés, los cuales se encuentran dispersos en áreas de muy difícil acceso. Además, son territorios protegidos mediante resolución 2322 de 2012 del MAV (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, 2012) y el acuerdo 304 de 2013 del INCODER (Instituto Colombiano de Desarrollo Rural, 2013).

Por lo anteriormente mencionado, la interconexión de estas viviendas al SIN resultaría muy costosa y compleja, además podría conllevar a trámites legales muy prolongados que retrasarían considerablemente la implementación de cualquier tipo de solución energética con conexión a la red nacional de transmisión (SIN), por esta razón se consideró una solución de energía fotovoltaica aislada de la red para cada vivienda.

Actualmente se encuentra en el proceso de diseño una solución de vivienda para las comunidades indígenas del departamento del Vaupés. Inicialmente se pensó en una solución de energía solar comunitaria para el proyecto inmobiliario, es decir, un parque solar que suministrara energía de forma centralizada, pero la opción fue descartada debido a que las viviendas contempladas en el proyecto se encuentran muy separadas una de la otra y la legislación no permite grandes impactos medioambientales a estas zonas.

Teniendo en cuenta las condiciones de movilidad, economía y capacidad de generación energética que a día de hoy presenta una solución de energía solar off-grid, se determina que son la forma más viable de ofrecer el servicio de energía eléctrica a las viviendas del proyecto, con elementos de fácil transporte, alta durabilidad y fácil mantenimiento, además de un alto grado de retorno de la inversión realizada.

La necesidad de buscar energías alternativas que puedan suplir las necesidades básicas en las ZNI del territorio colombiano, la privilegiada situación geográfica del país con respecto a la radiación solar directa y las políticas emergentes adoptadas por el gobierno colombiano a fin de

incentivar la instalación de sistemas fotovoltaicos llevaron a la presentación de esta alternativa de suministro a la empresa Quincar Constructores S.A.S para su proyecto de vivienda en el departamento del Vaupés. El proyecto fue calculado mediante método de Amperios-Hora demandados y simulado mediante herramientas de software como PVGIS y Digsilent Power Factory.

El trabajo está estructurado de la siguiente manera, una introducción general con los objetivos del proyecto, la justificación y los principales lineamientos para lograr su implementación. El Capítulo 1 hace referencia al marco teórico de los sistemas solares fotovoltaicos, así como al estado del arte y los conceptos básicos necesarios para determinar las diferentes etapas del proyecto. En el capítulo 2 se detallan las características geográficas de la zona, de la comunidad indígena y las especificaciones de diseño de las viviendas a construir; en el capítulo 3 se detalla la solución técnica-económica, teniendo en cuenta los materiales y costos de los diferentes dispositivos y equipos que conforman el sistema solar fotovoltaico. Al finalizar el capítulo se presenta la simulación del proyecto diseñado en PVGIS y Digsilent Power Factory para validar el correcto funcionamiento del sistema. Por último, se detallan las conclusiones generales, recomendaciones del proyecto y los anexos necesarios de simulación, planos unifilares y planos físicos de la instalación.

Capítulo I

1. Marco Teórico

1.1.Zonas No Interconectadas

Una zona no interconectada para la Comisión Reguladora de Energía y Gas de Colombia CREG corresponde a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (artículo 1 de la Ley 855 de 2003). Por ejemplo, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Leticia en el Amazonas, Capurganá en el Chocó, Puerto Carreño en el Vichada y Mitú en el Vaupés (Unidad de planeación minero energética UPME, 2014).

Según datos de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), el 13% de la población mundial no tiene acceso a la energía eléctrica y 3000 mil millones de personas en el mundo dependen de la madera, el carbón u otros combustibles para cocinar sus alimentos (Naciones Unidas, 2018).

El 50% de esta población se encuentra en el continente africano ya que la gran mayoría de su territorio no se encuentra interconectado eléctricamente, y, además, no posee ninguna otra forma de generación de energía eléctrica; es por ello que uno de los objetivos de desarrollo sostenible definido por la ONU en su agenda para el año 2030, se centra en la generación de energía eléctrica más accesible a todas las naciones del mundo de una manera no contaminante.

Según datos del Banco Mundial, el sur de Asia es la segunda región con menor acceso a la electricidad, sin embargo el 84,5% de su población posee medios para su generación. La tabla 1-1 muestra el acceso a la energía eléctrica en las diferentes partes del mundo en el año 2015.

Tabla 1-1 Acceso de la población a la energía eléctrica mundial (Banco Mundial, 2018)

ZONA	Producción de electricidad a partir de carbón (% del total)	Producción de electricidad a partir de fuentes de gas natural (% del total)	Producción de electricidad a partir del petróleo (% del total)	Producción de electricidad a partir de fuentes hidroeléctricas (% del total)	Producción de electricidad a partir de fuentes renovables, excluida la hidroeléctrica (% del total)	Producción de electricidad a partir de fuentes nucleares (% del total)	Acceso a la electricidad (% de población)
Mundo	39,17	22,79	3,28	15,90	6,77	8,12	86,64
Asia meridional	66,10	9,10	4,81	11,49	4,77	..	84,47
África al sur del Sahara	50,61	9,51	3,99	20,45	2,39	..	39,27
América del Norte	30,93	28,97	0,95	12,71	7,23	18,81	100,00
Oriente Medio y Norte de África	3,21	67,10	18,55	2,28	0,46	0,00	97,03
América Latina y el Caribe	6,68	27,18	9,90	43,98	7,63	0,73	97,34

ZONA	Producción de electricidad a partir de carbón (% del total)	Producción de electricidad a partir de fuentes de gas natural (% del total)	Producción de electricidad a partir del petróleo (% del total)	Producción de electricidad a partir de fuentes hidroeléctricas (% del total)	Producción de electricidad a partir de fuentes renovables, excluida la hidroeléctrica (% del total)	Producción de electricidad a partir de fuentes nucleares (% del total)	Acceso a la electricidad (% de población)
Europa y Asia central	23,21	24,33	1,45	16,18	11,78	16,08	99,26
Asia oriental y el Pacífico	59,39	13,52	1,68	15,23	4,97	1,95	97,13

En el caso de Sudamérica, la mayoría de su población tiene diversos medios para generar de alguna forma electricidad, a excepción de Paraguay que solo genera energía eléctrica utilizando fuentes de energía renovables (FRE), a través de mini, micro y centrales hidroeléctricas, las cuáles, en su gran mayoría, están conectadas al Sistema Eléctrico paraguayo. Países de gran extensión como Brasil y Chile, a pesar de poseer zonas del país sin conexión al sistema eléctrico nacional, han avanzado en el tema de las energías renovables, generando el 11% (Chile) y el 12% (Brasil) de la energía total demandada en el territorio nacional, solo superados por Uruguay, donde el 28% de su matriz energética lo aportan las energías renovables (Venugopal, 1999).

En el territorio colombiano la tasa de crecimiento de la cobertura con respecto a las regiones del continente es baja; dicha tasa es del 6.3% para el área rural y 1.4% para el área urbana según reporte de energía del Banco Interamericano de Desarrollo para Latinoamérica y el Caribe del año 2019 (Iorio & Sanin, 2019).

En Colombia existen más de 1710 localidades sin conexión al SIN, en estos municipios el suministro alcanza valores económicos exorbitantes por el costo del combustible de las plantas Diesel o en la mayoría de los casos lo que se genera es insuficiente para la demanda de 24 hs por lo que son necesarios racionamientos y horarios de suministro de energía eléctrica (Vivas, 2019). Los departamentos con más localidades no interconectadas en Colombia son Nariño, Chocó, y el Cauca, la figura 1 muestra la distribución de las zonas no interconectadas por departamento en el país.

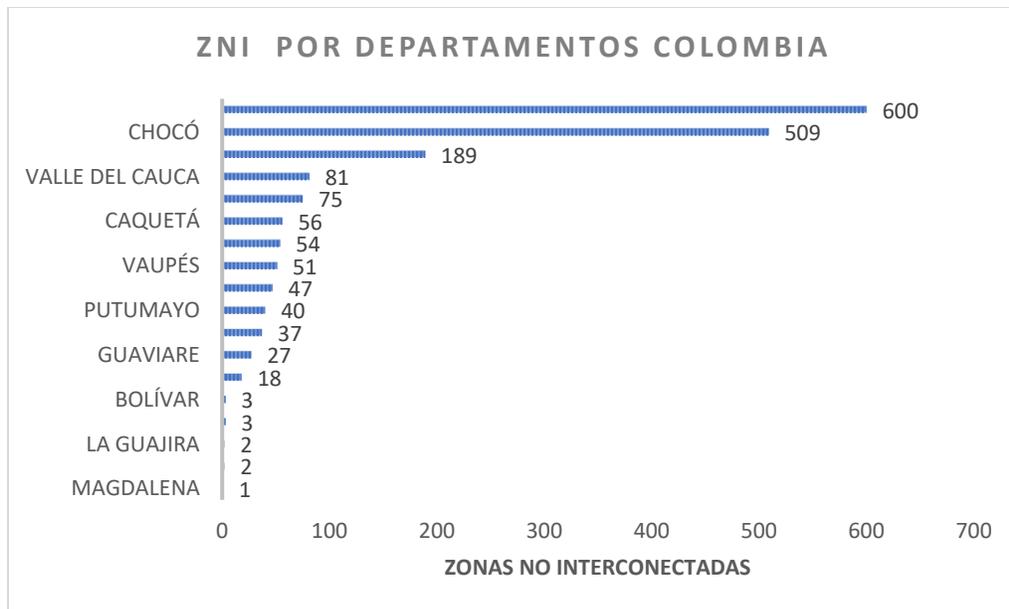


Fig.1-1 Zonas No Interconectadas en los departamentos de Colombia (Vivas, 2019)

En el departamento del Vaupés existen 51 poblaciones sin acceso al sistema interconectado nacional. El servicio de suministro eléctrico a su capital, Mitú, se hace mediante plantas eléctricas y tiene una duración de 12 horas diarias (Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas, 2011), en 2020 se inaugura la pequeña central hidroeléctrica de Mitú para obtener 2MW más de potencia en el sistema. El resto de las localidades del departamento cuentan con plantas Diesel comunitarias para servicios públicos básicos y que están a cargo de la empresa GENSA SA ESP, propiedad del estado colombiano. En el departamento del Vaupés la población indígena es del 70%, identificándose 29 pueblos indígenas, entre los que se destacan: Cubeo, Tucano, Desano, Barasana, Wanano, Siriano, Yurutí, Tuyuca, Carapana, Piratapuyo, Nukak, Tariano, Tatuyo, Caviyarí, Makuna, Bara, Pisamira, Curripaco y Taiwano. Estos grupos indígenas se encuentran asentados en comunidades ubicadas en las riberas de los ríos y caños a lo largo y ancho del departamento, conformando un total de 217 comunidades o núcleos poblacionales en pequeños caseríos o asentamientos. El Departamento del Vaupés tienen 29 comunidades indígenas según el Sistema Único de Información a Servicios Públicos (SUI), estas comunidades tienen como promedio entre 4 y 5 horas diarias de servicio de energía eléctrica (Vinet & Zhedanov, 2011).

1.2.Energía Solar

Se denomina energía solar al aprovechamiento de las ondas electromagnéticas provenientes del sol para generar calor o energía eléctrica con distintos métodos de captación de la misma (Foro Nuclear, 2021). Al tratarse de un recurso inagotable, la energía solar se considera como un recurso renovable.

La energía solar puede ser dividida en tres tipos, según la forma de aprovechamiento de la radiación solar, el primero es la energía solar térmica, que se utiliza para calentar un fluido con un propósito específico o para posteriormente generar electricidad, y el segundo tipo es el solar fotovoltaico, que utiliza paneles de captación para aprovechar el efecto fotoeléctrico de la luz solar y por último la energía solar pasiva que utiliza la radiación directa para generar calor en un inmueble decidiendo ubicación de las ventanas u orientación del mismo.(Energía, 2021)

Existen 3 conceptos básicos para el estudio de este tipo de energía, la radiación solar, la irradiación y la irradiancia, y que tienen fácilmente a la confusión, por lo que lo analizaremos con más detalles.

La radiación solar se refiere a toda la energía proveniente del sol, es decir, es la energía que llega a la tierra a través de los rayos solares. La irradiación solar es una medida de la energía total sobre una superficie definida durante un tiempo determinado. Sus unidades de medida son el J/m^2 y el kWh/m^2 (Rojas, Ing Emerson Cortes, 2015); mientras que la irradiancia es la medida de la potencia por unidad de superficie y su unidad de medida es el W/m^2 .

1.2.1. Clasificación De Las Fuentes De Energía

Generalmente, existen dos formas para clasificar las energías; la primera de ellas las clasifica según su uso en fuentes convencionales y no convencionales, y la segunda según la disponibilidad de los recursos en el planeta.

Fuentes Convencionales

Las fuentes de energía convencionales son las de mayor uso en la generación de energía eléctrica de una nación; entre este tipo de fuentes encontramos los combustibles fósiles, gas, y fuentes hidráulicas.

En Latinoamérica el mayor uso de la energía renovable es a través de las micro, mini y centrales hidráulicas, debido fundamentalmente a las grandes corrientes fluviales con caudales suficientes para ser represados. Una de las más grandes represas del continente es la de Itaipú, esta represa situada sobre el río Paraná es la segunda mayor productora de energía eléctrica del mundo, posee

14 GW de potencia instalada lo que le permite entregar mas de 103 millones de MWh al año a los países de Paraguay y Brasil.

En el caso de Colombia, igual que el resto de Sudamérica, la mayor cantidad de los potenciales eléctricos son generados de manera hidráulica utilizando la energía almacenada en represas como el Guavio, Urra, Guatapé, entre otras. El país en cuenta en su totalidad con 23 embalses y 2 más en proyecto, que son Ituango y Porvenir II. Ituango está llamada a convertirse en la represa más grande del país con una capacidad instalada de 1200 MW (XM, 2021c). La Tabla 1-2 muestra los principales sistemas hidráulicos del país.

Tabla .1-2 Centrales hidráulicas y embalses colombia extraído de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/hidrologia.aspx?q=descripcion> (XM, 2021b)

Central (planta) Hidráulica	Embalse	Río
Alban	Alto Achincaya	Altoanchicaya
		DIGUA
Amoya La Esperanza	No Aplica	Amoya
Betania	Betania	Betania Cp
Calima	Calima1	Calima
Carlos Lleras	No Aplica	Carlos Lleras
Chivor	Esmeralda	Bata
Cucuana	No Aplica	Cucuana
		Desv. San Marcos
El Quimbo	El Quimbo	El Quimbo
Esmeralda	No Aplica	Estrella
		Campoalegre
		Chinchina
		Faguacampoalegre
		La Estrella
Guatape	Peñol	Naré
Guatron	Troneras	Concepción
		Desviaciones Eeppm (Nec, Paj, Dol)
	Miraflores	Tenche
Guavio	Guavio	Guavio
Jaguas	San Lorenzo	A. San Lorenzo
La Tasajera	Riogrande2	Grande
Miel I	Amani	Miel I
		Desv. Guarino

Central (planta) Hidráulica	Embalse	Río
		Desv. Manso
Pagua	Agregado Bogota (Sisga-Neusa-Tomine)	Bogotá N.R., Blanco
	Muna	
	Chuza	Chuza
Playas	Playas	Guatapé
Porce II	Porce II	Porce II
Porce III	Porce III	Porce III
Prado	Prado	Prado
Salvajina	Salvajina	Cauca Salvajina
San Carlos	Punchina	San Carlos
San Francisco	No Aplica	San Francisco
Sogamoso	Topocoro	Sogamoso
Urra	Urra1	Sinu Urra

Fuentes No Convencionales

Las fuentes no convencionales son opciones de generación de energía que se presentan como alternativa a las fuentes convencionales, en este caso podríamos hablar del uso de la energía solar, la biomasa, la energía nuclear, la energía eólica, la energía geotérmica y la energía mareomotriz.

Las fuentes no convencionales tienen a confundirse a menudo con las fuentes renovables de energía, sin embargo la gran diferencia entre estas radica en la disponibilidad del recurso que se utiliza, por ejemplo los potenciales adquiridos por medio de reactores nucleares, a pesar de ser no convencionales provienen de materias primas no renovables (Comision de Regulacion de Energia y Gas CREG, 2018).

En Latinoamérica, Chile, Argentina, Brasil y Colombia han avanzado en la inclusión de centrales de energía no convencional al sistema eléctrico nacional, en especial las centrales eólicas y fotovoltaicas. Chile tiene en ejecución varios proyectos pilotos sobre la utilización de la energía mareomotriz ya que posee el mayor potencial para la producción de ese tipo de energía a nivel mundial (Juan Pablo Meniconi, 2015).

Las fuentes de energía no convencionales que se han comenzado a implementar en Colombia con mayor fuerza son las energías solares y eólicas, debido fundamentalmente a la disposición que tienen estos recursos en el territorio.

Fuentes De Energía Renovable

Se refiere a todo tipo de recurso considerado inagotable o recuperable de forma natural por los procesos ambientales; algunas de las fuentes que poseen esta característica son las hidráulicas, solar, mareomotriz, geotérmica, eólica y la biomasa (Comision de Regulacion de Energia y Gas CREG, 2018).

Como se ha explicado anteriormente, la energía hidráulica es la más utilizada en Latinoamérica, sin embargo han venido ganando terreno varios tipos de tecnologías que emplean otros tipos de energías renovables como la solar fotovoltaica y la eólica. En Argentina, las centrales eólicas ganaron gran protagonismo por las corrientes de aire provenientes de la Patagonia y en la actualidad poseen más de 20 parques eólicos con una capacidad instalada 271 MW, sin embargo, esta capacidad todavía está muy lejos del desarrollo logrado por Chile y Brasil, los cuales tienen capacidades instaladas de 3450 MW y 335 MW respectivamente (*Energía Eólica En Argentina - Wikipedia, La Enciclopedia Libre*, 2021).

En el caso de Colombia le apuesta al tema de las energías fotovoltaicas y eólicas dentro del plan De expansión de la UPME añadiendo incentivos tributarios para la inversión en este tipo de tecnologías. Actualmente posee 18.42 MW de potencial eólico instalado y 50.66 MW de potenciales fotovoltaicos según datos de XM al 25-12-2020 (XM, 2021a).

Fuentes De Energía No Renovable

En este tipo de clasificación se enmarcan los recursos energéticos agotables en reservorios naturales tales como los combustibles fósiles y la energía nuclear proveniente de materiales como el uranio.

En Sudamérica, solamente Argentina y Brasil poseen plantas de energía nuclear conectadas al sistema eléctrico; del resto de Latinoamérica podemos mencionar a México con la planta de Laguna Verde la cual tiene una potencia instalada de 1552 MW. Países como Colombia, Chile y Bolivia poseen reactores de energía nuclear pero para propósitos de investigación o desarrollo de materiales radiactivos con utilidad en disciplinas como la minería, agricultura o medicina (LatinAmerican Post, 2019).

El territorio nacional colombiano también cuenta con plantas de energía térmica utilizando combustibles fósiles para la generación de potenciales eléctricos, entre ellas se destacan Termoflores, Termobarranquilla, Termogujaira, Gecelca 1, 2 y 3 entre otras.

1.3. Sistemas De Generación Fotovoltaicos

Como sistema de generación fotovoltaico se entiende la implementación de dispositivos que aprovechan el efecto fotoeléctrico para generar energía eléctrica, los principales elementos de este tipo de sistemas son los paneles solares, los inversores y los sistemas de almacenamiento.

1.3.1. Elementos del sistema de generación fotovoltaico

Panel solar

El panel solar es un dispositivo capaz de captar la energía eléctrica que posee un Fotón para generar una corriente eléctrica, los paneles fotovoltaicos son construidos con arreglos de células fotovoltaicas de silicio o arseniuro de galio (SUNFIELDS, 2020). Estos elementos químicos poseen la capacidad de desprender electrones de sus capas de valencia por incidencia de la luz solar y a su vez moverlos entre los huecos que se generan ante el escape de los mismos y los existentes en su última capa para completar octetos; este constante movimiento de electrones genera una corriente eléctrica (quimicas.net, 2021).

Una celda de silicio de 6 cm podría generar una corriente de 0.5 A a 0.5 V con la exposición de 1 AU (Unidad Astronómica) de luz, esta eficiencia puede ser superada por una celda de arseniuro de galio (Planas, 2015). Sin embargo los elementos semiconductores como el silicio, cuyo símbolo químico es Si, presentan por sí solos una baja conductividad, por lo que son mezclados con elementos químicos como el Fósforo, cuyo símbolo químico es P, y el Boro, símbolo químico B, mediante un proceso llamado dopado, que consiste en aumentar o disminuir el número de electrones en la banda de conducción e incrementar la conductividad. Por ejemplo, el silicio posee cuatro electrones en la capa de valencia que comparte con átomos vecinos para conseguir estabilidad, al ser dopados con un elemento como el Fósforo que posee cinco electrones en su última capa la estructura molecular del silicio completaría ocho electrones (quimicas.net, 2021).

el 5to electrón quedaría débilmente ligado alcanzando fácilmente el estado de conductividad. Este tipo de silicio dopado con Fósforo se denomina material tipo n (tipo negativo); en caso de dopar la estructura de silicio con Boro, que posee 3 electrones en la capa de valencia, la estructura siempre tendría un espacio libre o hueco que posibilita el movimiento de electrones entre un hueco y otro de los átomos de silicio; este tipo de dopaje se denomina de tipo p (tipo positivo) (Planas, 2015),

De esta forma la pureza del material para la fabricación de la célula solar pasa a jugar un papel importante en la conductividad de la celda fotovoltaica. Dichas celdas, conectadas en serie, forman los tres tipos de paneles solares utilizados en la actualidad: los monocristalinos, los policristalinos y los amorfos o de capa fina. La principal diferencia entre ellas radica en el método de fabricación, ya que una célula monocristalina se fabrica de un único cristal de silicio obtenido por los métodos de Czochralski (Cz) o zona flotante (FZ), En este proceso, una región fundida pasa lentamente a lo largo de una varilla o barra de silicio. Las impurezas en la región fundida tienden a permanecer en la región fundida en lugar de ser incorporadas en la región solidificada, permitiendo así que se logre una región de cristal único muy puro. Las células fotovoltaicas fabricadas de este tipo de cristales son de color oscuro y son las que presentan mayor eficiencia (PVEducation, 2021). Por su parte, los paneles policristalinos son fabricados con múltiples cristales de silicio pequeños o cristalitas asociadas aleatoriamente para formar un cristal único, la coloración de las células fotovoltaicas construidas mediante este método es azulosa y se pueden diferenciar fácilmente los cristales de silicio como escamas en toda la textura del panel (Damiasolar, 2017).

Un panel amorfo o de capa fina es fabricado depositando en forma de vapor una película de silicio encima de una superficie de acero, este tipo de paneles tiene una apariencia lisa de color negro por estar fabricados en una sola capa fina. A causa de su menor densidad de potencia, requieren como mínimo el doble de espacio que el resto de las placas solares para conseguir la misma potencia en vatios. Es decir, para un panel solar de 100W 12V policristalino de medidas 117 x 67 cm, en panel solar amorfo tendrá un tamaño de 141 x 111 centímetros para conseguir los 100W de potencia (SUNFIELDS, 2020).

TIPOS DE PANELES SOLARES		
		
PANEL MONOCRISTALINO	PANEL POLICRISTALINO	PANEL AMORFO O DE CAPA FINA
Tomado de: https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/		

FIG. 1-2 Tipos de paneles solares

Inversor

La naturaleza del panel solar permite, por sus características, transformar la energía de un Fotón en una corriente eléctrica; esta corriente tiene una característica lineal y puede variar su valor de intensidad, pero no su sentido en el tiempo. Este tipo de corriente es conocida como directa o continua (CD) (Work, 2017), sin embargo, de acuerdo a la aplicación en la que se quiera utilizar la energía solar fotovoltaica se requerirá o no transformarla para que pueda alimentar las cargas eléctricas. La gran mayoría de las cargas residenciales, empresariales, del sector terciario, etc., utilizan corriente alterna (CA), la cual es una corriente cíclica, que cambia su sentido en el tiempo y posee un valor de intensidad, ángulo de fase y periodo (Guillén, 2018), como lo muestra la figura 1-3.

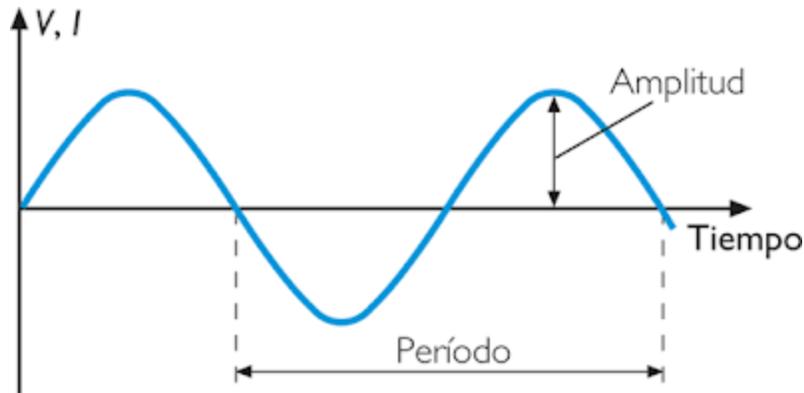


FIG. 1-3 Forma de onda corriente alterna

tomado de <https://sites.google.com/site/aleblogtecinc/home/2-electronica-1/corriente-alterna-motores-de-ca> (Guillén, 2018)

En Colombia los sistemas de distribución de instalación eléctrica comercial, según las normas NTC2050 y RETIE, están comprendidos entre los 120 V y 57.7 kV con una frecuencia de 60 Hz, mientras que el suministro eléctrico del sector residencial está normalizado entre 110/120 V y 220/230V a 60 Hz. Teniendo en cuenta que los captadores o paneles de energía solar no entregan corriente alterna y carecen de una intensidad constante para lograr los niveles de tensión que demandaría una aplicación normalizada para el uso cotidiano bajo estándares de alimentación a nivel global, hay que utilizar los dispositivos o componentes denominados Inversores.

Como se hace necesario realizar una transformación de esta corriente de DC a una senoide con periodo $1/60$ s, hay que realizar esta operación a través de un inversor. Este dispositivo, mediante un arreglo electrónico, es capaz de transformar la señal de corriente continua que recibe en la entrada en una señal periódica de CA sinusoidal, cuadrada o rectangular.

El inversor recibe desde el arreglo solar o desde el Regulador de Carga, una tensión de DC, y a través del circuito electrónico denominado oscilador, obtiene dos acciones opuestas en un período regular (Anónimo, 2015). Estos circuitos son construidos con resistencias, inductores y capacitores combinados con dispositivos semiconductores que realizan la labor de switch (sw) o interruptores al paso de la corriente de la onda negativa o positiva; los capacitores e inductores almacenan energía durante cada ciclo en forma de campo magnético y eléctrico y durante el ciclo siguiente entregan la energía al circuito de forma incremental lo que permite al transistor intercalar etapas de conducción y no conducción simulando una onda periódica cuadrada. La onda obtenida pasa por un transformador de corriente y un arreglo de capacitores que eliminan el rizado para convertirla en una señal senoide. La frecuencia de la misma depende de la

velocidad de conmutación del transistor y en la actualidad se utilizan circuitos basados en tiristores o transistores de efecto de campo para estas operaciones, figura 1-4.

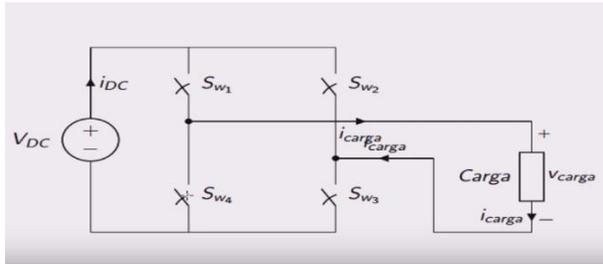


FIG. 1-4 Esquema básico de un inversor

Tomado de canal alexander bueno https://youtu.be/KF5n6Bdf_4 (Inversor: Tema 1 - YouTube, n.d.)

La figura 1-4 muestra el esquema básico de un inversor. Si los Sw 1 y 3 se cierran durante un tiempo determinado, va a fluir por la carga corriente eléctrica positiva de DC; si se cierran Sw 2 y 4, la corriente eléctrica que circula por la carga sería negativa. Si se sincroniza el movimiento de los Sw, la carga recibiría en sus bornes una señal periódica cuadrada como la que se muestra en color morado en la figura 1-5.

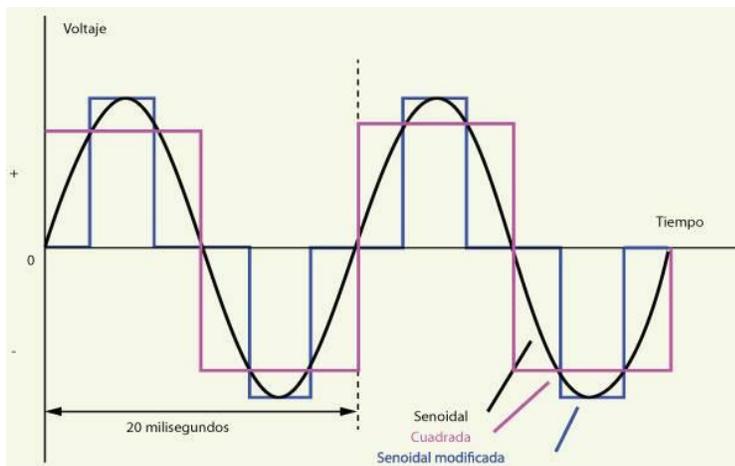


FIG. 1-5 Forma de onda de un inversor

Tomado de https://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/326/estabilizadores_work_inversores_corriente (Work, 2017)

Existen 3 tipos de inversores dependiendo del tratamiento de la señal DC y la fidelidad con que se replica una señal sinusoidal natural.

Inversores de onda cuadrada

En estos tipos de dispositivos, la corriente continua (CD) se hace pasar a través de un transformador, primero en una dirección y luego en la otra, mediante un sistema de conmutación.

La dirección del flujo de corriente a través de la cara primaria del transformador cambia muy bruscamente, de manera que la forma de onda del secundario es "cuadrada" Como muestra la línea morada de la figura 1-5 (Work, 2017).

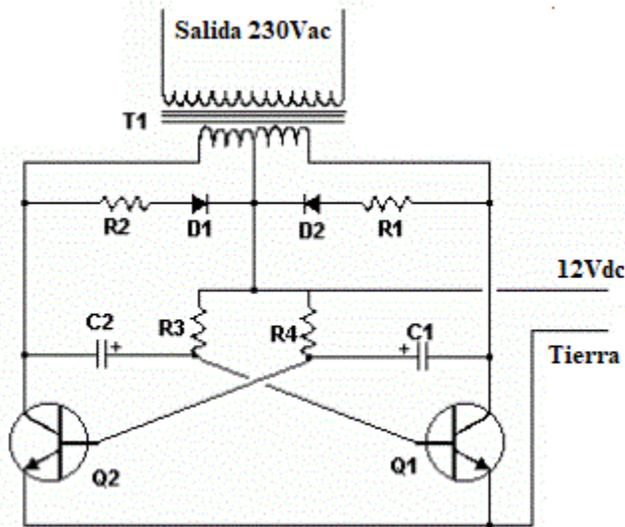


FIG. 1-6 Esquema de inversor de onda cuadrada tomado de <https://www.mppptolar.com/es/esquema-funcionamiento-inversor.html> (MPPSOLAR, 2012)

Inversores de onda senoidal modificada

Estos inversores utilizan técnicas de modulación de ancho de pulso (PWM) y se modifica el ancho de la onda para acercarla lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una señal senoidal pura, pero está bastante próxima. Respecto a los armónicos, su contenido es menor que en la onda cuadrada la línea azul de la figura 1-5 representa este tipo de convertidores (Work, 2017).

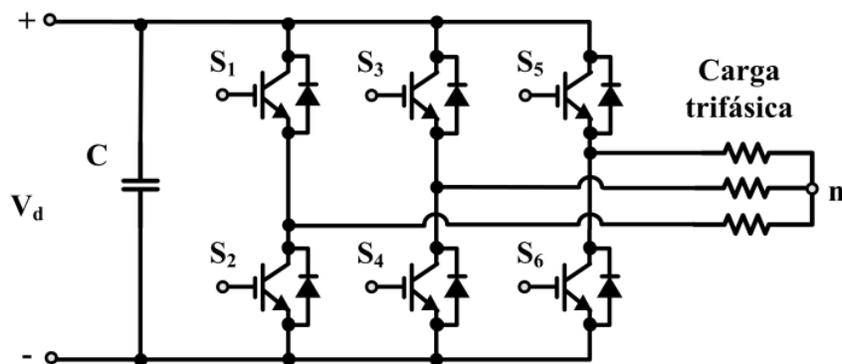


FIG. 1-7 Topología típica del inversor PWM trifásico con carga resistiva. (Una & Eólica, 2017)

Inversores de onda senoidal pura

Es un inversor con un circuito electrónico capaz de obtener una onda senoidal pura a la salida. Sus eficiencias típicas están por encima del 90%, dado que incorpora microprocesadores para realizar muestreo y reproducción de una onda sinusoidal en base a la energía recibida de los paneles solares.

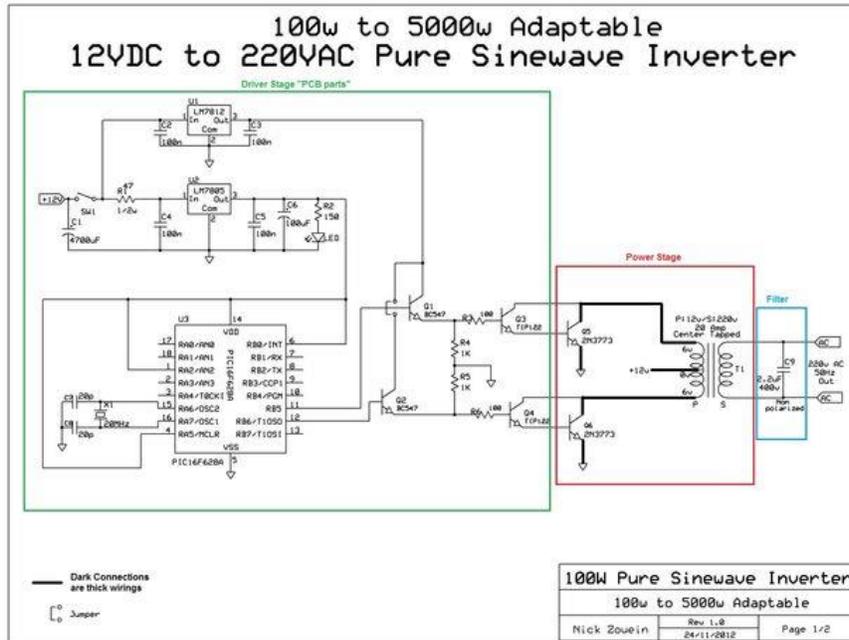


FIG. 1-8 Adaptable 12Vcc/220VCA inversor de onda sinusoidal pura tomado de <https://www.askix.com/adaptable-12vcc-220vca-inversor-de-onda-sinusoidal-pura.html> (Adaptable 12Vcc/220VCA Inversor de Onda Sinusoidal Pura - Askix.Com, n.d.)

El control del circuito del esquema anterior es realizado por el microcontrolador "PIC 16F628A" el cual muestrea cada entrada generando un tren PWM luego emite señales de conducción a los transistores que a su vez amplifican la señal AC en la salida.

1.3.2. Dispositivos De Almacenamiento

Los paneles fotovoltaicos pueden alimentar cargas de 3 formas; la primera de ellas sería entregando energía eléctrica de DC directamente a uno o varios dispositivos que trabajen con este tipo de corriente mediante un Regulador y Controlador de Carga (omás Díaz Corcobado, 2018); la segunda sería inyectando energía de AC a las cargas por medio de un inversor con conexión a la red eléctrica convencional (Aristizábal et al., 2016) y una tercera variante sería alimentar cargas de CD y CA al mismo tiempo utilizando los dispositivos requeridos para ello. Estos variantes de generación de energía eléctrica tienen el inconveniente de depender

directamente de la radiación solar que exista durante el día y del nivel de potencia que puede entregar el arreglo solar fotovoltaico.

Los sistemas solares fotovoltaicos también pueden tener un sistema de almacenamiento de energía, utilizando baterías solares, las cuales pueden suministrar electricidad en horarios nocturnos o en días en que el sistema no genere el valor de potencia permisible por la instalación (omás Díaz Corcobado, 2018).

Baterías Solares

Las baterías son dispositivos que se valen de un proceso químico para almacenar y generar una corriente eléctrica de CD, es decir, a partir de la reacción química que se produce cuando dos materiales diferentes, uno como placa positiva y otro como negativa, se sumergen en un electrolito compuesto por una solución de ácido sulfúrico y agua (VARTA, 2020).

Según la naturaleza de los materiales que utiliza la batería para realizar la reacción química que permite almacenar energía eléctrica se pueden clasificar como:

- Plomo Ácido (AGM, Gel)
- Níquel Cadmio
- Níquel Hierro
- Níquel Hidruro Metálico
- Ion de Litio
- Polímero de Litio

La diferencia entre cada una de las tecnologías radica en la cantidad de ciclos de carga y descarga que son capaces de soportar, además de los tiempos en que se pueden recargar los vasos de cada una de las baterías. La tabla 1-3 muestra diferentes características de baterías solares comerciales.

Tabla 1-3 Comparación de tecnologías en baterías

tomado de [https://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_\(electricidad\)#Celdas_primarias_y_la_ESO_\(Bater%C3%ADa_\(Electricidad\)\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_(electricidad)#Celdas_primarias_y_la_ESO_(Bater%C3%ADa_(Electricidad))) - Wikipedia, La Enciclopedia Libre, n.d.)

Tipo	Energía/ peso	Tensión por elemento (V)	Duración (número de recargas)	Tiempo de carga	Auto-descarga por mes (% del total)
Plomo	30-40 Wh/kg	2 V	1000	8-16h	5 %
Ni-Fe	30-55 Wh/kg	1,2 V	+ de 10 000	4-8h	10 %
Ni-Cd	48-80 Wh/kg	1,25 V	500	10-14h *	30 %

Ni-Mh	60-120 Wh/kg	1,25 V	1000	2h-4h *	20 %
Li-ion	110-160 Wh/kg	3,7 V	4000	2h-4h	25 %
Li-Po	100-130 Wh/kg	3,7 V	5000	1h-1,5h	10 %

Otro parámetro a tener en cuenta para realizar el dimensionamiento de un banco de baterías es la capacidad de almacenamiento de la batería. Los acumuladores comerciales tienen capacidades indicadas en Ah (amperios hora) y una clasificación de batería determinada por las normas técnicas como la IEC 60896-11, DIN 40736-1, entre otras, que son utilizadas para certificar la capacidad de una batería y comparar los valores proporcionados por los distintos fabricantes. La nomenclatura C expresa el régimen de descarga en horas de la batería solar. La capacidad de una batería generalmente se califica a 1C, lo que significa que una batería completamente cargada con un valor nominal de 1Ah debe proporcionar 1A durante una hora. Por ejemplo, si tenemos una batería con la nomenclatura de C100 y 900Ah quiere decir que durante 100h se tendrá un valor de corriente eléctrica de 9A si el consumo es constante, por lo tanto, la batería será capaz de suministrar 900Ah desde plena carga hasta agotar el 100% de su capacidad (Intervento, 2019).

- Si la batería es de 12V el consumo sería de 108W durante las 100 h.
(Ya que 9Ah x 12V = 108Wh). Total energía (en 100h) = 10,8 kWh
- Si la batería es de 24V el consumo sería de 216W durante las 100h.
(Ya que 9Ah x 24V = 216Wh). Total energía (en 100h) = 21,6 kWh

Si la misma batería se descarga a un régimen tal que implica una descarga completa en 10 horas (C10) los amperios/hora que podremos extraer será bastante inferior al valor de C100 (Monsolar, 2020).

De manera que para sistemas donde se necesiten grandes ciclos de descarga o descargas continuas, se requiere recurrir a baterías con capacidad C100, y si se necesitan grandes corrientes en instantes cortos de tiempo, como las baterías de los autos, nos podemos decantar por baterías con clasificación C20, la tabla 1-4 nos muestra los usos y características de cada clasificación.

Tabla 1-4 Capacidad de batería y Características

tomado de <https://bateriasyamperios.com/guia-e-instalacion/tipos-de-baterias-y-descripcion-general/> (Tipos de Baterías y Descripción de Las Mismas, n.d.)

CAPACIDAD	USO	CARACTERISTICAS
-----------	-----	-----------------

C5	Usado para baterías de tracción	Detalla la capacidad total en 5 de descarga "Es decir" una batería de (500Ah CS,) permite 100Ah de descarga por hora, con una autonomía de 5 horas
C10	Usado para baterías estacionarias	Detalla la capacidad total en 10 de descarga "Es decir" una batería de (500Ah C10,) permite 50 Ah de descarga por hora, con una autonomía de 10horas."Ojo" (puede indicar la otra capacidad mayor con descarga en c100) para darle valor comercial. Pero realmente será lo mismo.
C20	Descarga en 20 horas usado para baterías de arranque	Detalla la capacidad total en 20 de descarga "Es decir" una batería de (100Ah C20,) permite 5 Ah de descarga por hora, con una autonomía de 20 horas
C100	Descarga en 100 horas usado en baterías estacionarias	Al igual que c10, teniendo en cuenta que si el valor lo indica en C100 puede poner mas capacidad, pues indica los Ah de descarga en 100 horas.

1.3.3. Dispositivos De Protección

Los dispositivos eléctricos de protección tienen como principal función la de atenuar y detener los efectos de una falla en el suministro de corriente sobre los equipos y elementos del sistema eléctrico. En un sistema de generación fotovoltaico las fallas que se podrían presentar estarían dadas por sobretensiones, cortocircuitos, subtensiones, sobrecargas, corrientes de retorno y descargas atmosféricas.

Para cada una de estas condiciones adversas se considera la instalación de un dispositivo de protección especializado los cuales serán descritos a continuación.

Dispositivos De Protección Contra Sobretensión

Una sobretensión es un evento transitorio o permanente que ocurre sobre un medio conductor cuando el voltaje aumenta súbitamente por la línea de transmisión. Una sobretensión permanente es un aumento de tensión de centenas de voltios durante un período de tiempo indeterminado debido a la descompensación de las fases, normalmente causada por la rotura del neutro, mientras que un evento de sobretensión transitorio corresponde a un aumento de tensión muy elevado, en el orden de los kV de muy corta duración (μ s) originados por el impacto de un rayo o por conmutaciones en la red (CPT, n.d.).

Para contrarrestar estos efectos se cuenta con dispositivos de protección contra sobretensión que funcionan como conmutadores ante la ocurrencia de un evento que ocasione voltajes elevados

sobre las líneas de alimentación del circuito AC o DC. Estos dispositivos se ubican entre las líneas o redes de transmisión y la puesta a tierra, ver figura 1-9. Mientras no se presenten sobretensiones por encima de los rangos de la protección, la misma se comporta como una impedancia infinita forzando el paso de la corriente hacia el circuito, si algún evento rompe el rango de protección del dispositivo el mismo se convierte en un camino directo a tierra haciendo su impedancia igual a 0.

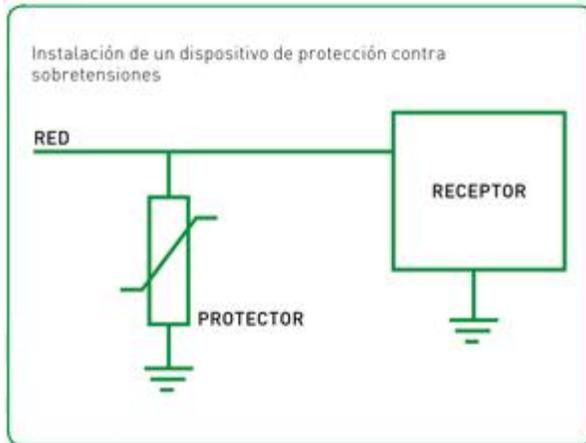


FIG. 1-9 Instalación de un DPS

Tomado de <http://www.cirprotec.com/es/Soporte/Area-de-conocimiento/Proteccion-contrasobretensiones/DPS/Sobretensiones-Transitorias-DPS/Funcionamiento-y-seleccion-de-un-protector-SPD>(Cirprotec, n.d.)

Los DPS se clasifican en 3 tipos, de acuerdo a la capacidad de despejar fallos ocasionados por sobretensiones; la protección máxima del sistema se consigue mediante la combinación de los 3 tipos de DPS dentro de la instalación; las características de cada tipo son las siguientes:

Tipo 1: Ensayados con un impulso en onda 10/350 μ s (ensayo clase I), que simula la corriente que se produce en caso de un impacto directo de rayo. Capacidad de derivar a tierra corrientes muy elevadas, ofreciendo un nivel de protección U_p alto. Deben ser acompañados con protectores Tipo 2. Concebidos para utilización en cuadros generales de instalaciones donde el riesgo de impacto de rayo es elevado, por ejemplo en edificios con sistema de protección externa.

Tipo 2: Ensayados con un impulso en onda 8/20 μ s (ensayo clase II), que simula la corriente que se produce en caso de una conmutación o de un impacto de rayo sobre la línea de distribución o en sus proximidades. Capacidad de derivar a tierra corrientes elevadas, ofreciendo un nivel de

protección Up medio. Concebidos para utilización en subcuadros aguas abajo de protectores tipo 1 o en cuadros generales de instalaciones donde el riesgo de impacto de rayo es reducido.

Tipo 3: Ensayados con un impulso en onda combinada 1,2/50 μ s - 8/20 μ s (ensayo clase III), que simula la corriente y la tensión que pueden llegar a los equipos a proteger. Capacidad de derivar a tierra corrientes medias, ofreciendo un nivel de protección Up bajo. Instalados siempre aguas abajo de una protección tipo 2, y concebidos para la protección de equipos sensibles o separados de éstos una distancia superior a 20 m. (Ciprotec, 2021)

Dispositivos De Protección Contra Sobrecargas

Las sobrecargas eléctricas están dadas por un aumento del valor de la intensidad de la corriente eléctrica que sobrepasa la capacidad nominal del sistema, las mismas se pueden presentar a causa de sobretensiones o aumento de la demanda de la carga que se está alimentando. Cuando se presenta una sobrecarga en el sistema, inmediatamente hay un aumento de temperatura en los conductores, barras y bornes de conexión, por tal motivo los dispositivos para realizar el despeje de este tipo de fallas son del tipo termomagnéticos o dispositivos térmicos.

Un dispositivo termomagnético consta de mecanismos de protección conectados en serie, y que reaccionan gracias a dos efectos que produce la corriente eléctrica cuando circula por un conductor: aumento de temperatura y generación de campos magnéticos. Es por ello, que estos dispositivos están equipados con un disparador térmico que actúa durante la aparición de sobrecorrientes (sobrecargas) y de un disparador magnético para las sobrecorrientes elevadas (cortocircuitos). De aquí proviene el nombre de "interruptor automático termomagnético" (Alvarado, 2011).

El disparador térmico está constituido por una lámina bimetálica que se curva por efecto del calor producido por la circulación de la corriente eléctrica. Esta deformación temporal de la lámina se produce debido a los diferentes grados de dilatación de los dos metales que la componen, y es la que provoca la apertura del interruptor. Por otro lado, el disparador magnético está constituido por una bobina (electroimán) que atrae el núcleo que está en su interior (pieza articulada). Cuando la corriente llega a un cierto valor, la bobina atrae completamente al núcleo, el cual acciona el dispositivo mecánico, produciendo la apertura de los contactos principales del interruptor. En la figura 6 se observan los componentes internos de un interruptor termomagnético para riel DIN (Alvarado, 2011).

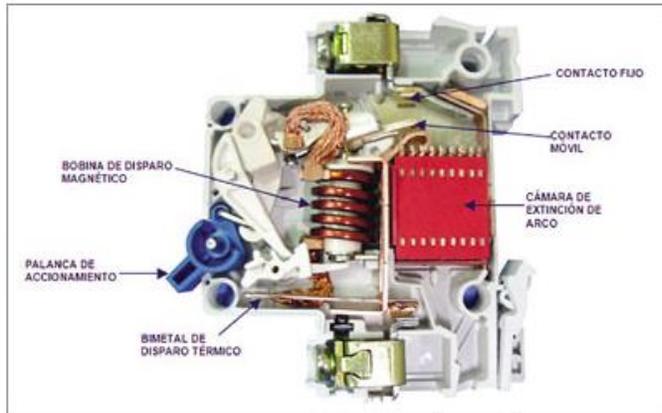


FIG. 1-10 Componentes de un Interruptor Automático según IEC 60898
Tomado de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1741> (Alvarado, 2011)

En las instalaciones solares este tipo de dispositivos se utilizan en las líneas que manejan la DC y que provienen del arreglo solar fotovoltaico, en los conductores de DC que conectan al sistema de almacenamiento, baterías solares y en las líneas de AC que alimenta la carga.

Otro tipo de dispositivo que se utiliza en la protección contra sobrecorriente de una instalación eléctrica es el fusible, este es un elemento que se utiliza para proteger un circuito eléctrico mediante la fusión de elementos que a ciertas temperaturas causan la interrupción del paso de la corriente eléctrica. Los fusibles pueden estar fabricados a partir de uno o varios elementos, siendo los más utilizados el estaño, el cobre y la plata.

Si se utiliza el estaño como elemento de protección, la temperatura máxima que alcanzaría el material sería del orden de 232°C, por tal motivo los fusibles construidos con este elemento son denominados de temperatura de fusión baja. Por otro lado, las temperaturas de fusión de la plata y el cobre son de 960°C y 1080 °C respectivamente y se clasifican dentro de la categoría de temperatura de fusión alta; sin embargo el estaño es capaz de soportar mayores valores de corriente dentro de sus rangos permisibles de temperatura.

Para lograr las curvas de interrupción deseadas para cada tipo de fusible, se realiza la combinación de las características térmicas de dos elementos. Cuando sucede una sobrecarga, trayendo consigo un aumento de la corriente eléctrica, la temperatura se eleva hasta que el fusible se funde en un tiempo muy corto, provocando la apertura del circuito eléctrico (Galicia Moreno et al., 2013).

Selección De Protecciones

La selección de una protección se realiza teniendo en cuenta los siguientes criterios:

$$I_{Ajustada} < I_{Proteccion} < I_{FCT}^* \quad (1)$$

$$Cargabilidad = \frac{I_{nominal}}{I_{Proteccion}} < 80\% \quad (2)$$

Donde:

I_{FTC} : Corriente nominal del conductor con corrección por temperatura asignada en la NTC 2050 sección 310

$I_{Ajustada}$: Corriente nominal de la instalación aumentada 25%

$I_{protección}$: Corriente nominal de la protección

$I_{Nominal}$: Corriente nominal de la instalación eléctrica con corrección del 25%

1.3.4. Conductores

Los conductores constituyen un elemento fundamental dentro de cualquier sistema de distribución de energía eléctrica. Las corrientes de DC que provienen de los paneles, al ser constantes en el tiempo, generan mucho más calor en la superficie del conductor, a diferencia de las corrientes de AC que a su vez presentan menor atenuación por las distancias, por tal motivo los conductores utilizados para paneles solares, baterías y salidas de AC presentan características diferentes, por lo que se pueden utilizar los dos tipos de conductores típicos en una instalación solar fotovoltaica, los cables y los alambres eléctricos.

Alambre

Un alambre eléctrico es un conductor metálico que se construye mediante estiramiento del material aprovechando su maleabilidad, los materiales pasan a través de un equipo llamado dado y son estirados mediante un proceso llamado trefilado. Este proceso consiste en disminuir el diámetro de un alambre de cobre o aluminio a través de un juego de dados que poseen forma cónica, es decir, una entrada grande y salida más pequeña.

El proceso, aunque mecánico en el momento inicial, debe adicionar un proceso de recocido donde el alambre que sale del último dado de trefilación debe someterse a un calentamiento para que recupere sus propiedades (CENTELSA, 2016)

La resistencia eléctrica de un conductor está dada por la siguiente ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (3)$$

Donde:

R: Resistencia eléctrica del material, Ω

ρ : Resistividad del material, Ωm

L: longitud, m

A: Área transversal del alambre, m^2

La resistencia se define como la oposición que presenta un material al paso de la corriente eléctrica. De acuerdo con la ecuación anterior un alambre al aumentar su área transversal o disminuir su longitud presenta menor oposición al flujo de la corriente. En ese sentido un alambre puede permitir cierta intensidad de corriente que permita la resistencia propia del conductor; si por algún motivo se excede este límite, la energía asociada al flujo de corriente en el tiempo se disiparía en forma de calor causando un aumento en la temperatura del conductor y por lo tanto pérdida del aislamiento del mismo (Irwin, 1997).

Cables

Un cable es un conductor eléctrico formado por varios alambres agrupados para formar un solo medio de transmisión eléctrica, un elemento aislante como recubrimiento para evitar que la corriente fluya a la parte externa del cable, un elemento de relleno que protege a los conductores del conjunto y una cubierta que protege al cable de las condiciones medioambientales, como la exposición al sol, la lluvia, la humedad, etc.

Al ser un conjunto de alambres, la resistividad del conjunto es aproximadamente igual a la suma de los pequeños filamentos dentro del área transversal ocupada, por tal motivo un cable con área transversal de 2mm y con 10 cm de longitud tendría la misma resistencia eléctrica que un alambre de las mismas dimensiones, pero con la gran diferencia de que el cable sería mucho más flexible que el alambre. (Aplicada, 2020)

Tipos De Cables / Alambres

Los cables y alambres pueden ser clasificados de acuerdo a su tipo de aislamiento o por el número de hilos conductores que componen el cable. Existen una amplia gama de cables para usos específicos, especialmente para el área de telecomunicaciones.

Rotulación De Cables / Alambres Por Tipo De Aislamiento

El National Electrical Code (NEC) de USA clasifica los alambres por tipo de revestimiento, otorgándole una letra a cada característica del mismo. Por ejemplo, los aislamientos THHN, THWN, XHHN, THW y LSZH, son comunes dentro del mercado y las letras representan lo siguiente:

T: Aislamiento termoplástico

H: Resistencia al calor

HH: Resistencia a altas temperaturas (hasta 194°C)

W: Para lugares húmedos

N: Recubrimiento de nylon resistente a daño por petróleo o gas

X: Polímero sintético resistente a llamas (Aplicada, 2020)

LSZH (Low Smoke Zero Halogen): corresponde a un tipo especial de revestimiento que no contiene elementos halógenos que emiten humos tóxicos.

Clasificación Por Número De Hilos Conductores O Uso Específico

Existen principalmente 5 tipos de alambres:

Tríplex: conformados por 2 alambres de aluminio desnudo envueltos por un alambre desnudo utilizado como línea de neutro, son ampliamente empleados para tendidos monofásicos.

Alambre principal para alimentador: Son utilizados para conectar el servicio de la red eléctrica al registro del recinto, este conductor se dimensiona para soportar 25% más carga que la requerida.

Alimentador del panel eléctrico: Son alambres THHN con aislamientos negro utilizado para la caja de conexiones principal y los paneles del interruptor.

Alambre con chaqueta no metálica: Posee dos o tres conductores, cada uno envuelto por un aislamiento de plástico y un alambre de conexión a tierra. Este alambre es utilizado en conexiones domésticas.

Alambre de un solo filamento: Está constituido por un filamento de conductor envuelto en una chaqueta de material dieléctrico, son utilizados en aplicaciones en las que se requiere usar tuberías para contener alambres

En el caso de los cables existen más de 50 tipos distintos para usos eléctricos y de telecomunicaciones. Para aplicaciones eléctricas los más comunes son los cables con revestimiento no metálico y metálico, los cables multiconductores y los alimentadores subterráneos (Aplicada, 2020).

Elección De Conductores

En el territorio colombiano existen dos normas por los cuales se regulan las instalaciones eléctricas en el país; el primero es el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el cual es expedido por el Ministerio de Minas y Energía, y exige el obligatorio cumplimiento del mismo en todas las edificaciones y trabajos eléctricos desarrollados en el territorio nacional.

El segundo documento es la Norma Técnica Colombiana 2050 que dicta recomendaciones para realizar trabajos eléctricos; la norma no es de obligatorio cumplimiento, sin embargo, muchos de los puntos contenidos en el RETIE son extractos y revisiones de la norma.

Para el caso de los conductores eléctricos, la norma NTC 2050 establece los valores de corrientes permisibles de acuerdo con los calibres de los conductores, por lo general para el sector residencial se toma como referencia la tabla 310-16, donde se encuentra la capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2000 V nominales y una temperatura entre los 60°C y 90°C. La norma también establece factores de corrección por temperatura en cada una de las tablas y factores de ajuste por cantidad de conductores dentro de la canalización en la sección 310 explicación a las tablas 310-16 a 310-19 inciso 8 (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 1998).

1.4. Fallas

Se define como falla a un cambio abrupto en las condiciones normales de funcionamiento de un sistema eléctrico; las mismas pueden ser de carácter transitorio, intermitente o permanente. Una perturbación transitoria es de corta duración, pero de parámetros significativos, ocasionados por baja tensión, sobrecarga, sobrevoltaje, descargas atmosférica, etc. Una falla permanente es aquella que por su duración e intensidad causa daños en aislamientos, conductores y protecciones, por ejemplo, los cortocircuitos (Galicia Moreno et al., 2013).

Las fallas transitorias ocurren una vez y después desaparecen. Elementos de protección como los reconectores podrían operar al detectar el transitorio logrando el aislamiento de la falla y luego volver a conectar el circuito. Si la falla se repite el dispositivo realizaría la misma operación, pero si por el contrario, la falla fuese intermitente el reconector aislaría el circuito y no permitiría el funcionamiento normal de la red. Un mal contacto de un conector causa con frecuencia una falla intermitente, las cuales son graves por su difícil diagnóstico. Una falla permanente es aquella que continúa existiendo hasta reparar el componente con el desperfecto (Aguas, 2021).

Los sistemas de baja tensión presentan tasas de falla más grandes que los sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos involucrados en el sistema.

Las probabilidades de ocurrencia de las fallas tipo derivación (Flameos) son:

El 72% de las fallas son monofásicas.

El 22% de las fallas involucran dos fases.

El 6% de las fallas son trifásicas.

Fallas tipo serie: circuito abierto por rotura de conductor o polo de protección (Ramirez, 2015).

Cortocircuito

Un cortocircuito es un evento que ocurre entre dos o varios elementos conductores entre los que existe una diferencia de potencial, los cuales se unen con un elemento de baja impedancia causando un aumento abrupto del valor de la corriente eléctrica causando daños por sobrecalentamiento a los conductores, aislamientos y rotura de protecciones.

Para dimensionar las protecciones y las fallas que se pueden presentar en cualquier punto del sistema de potencia se utilizan el análisis de flujo de carga y el análisis de cortocircuito (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 1998).

Sobretensión

Una sobretensión es un evento transitorio o permanente que ocurre sobre un medio conductor cuando el voltaje aumenta súbitamente por la línea de transmisión; una sobretensión permanente es un aumento de tensión de centenas de voltios durante un período de tiempo indeterminado debido a la descompensación de las fases normalmente causada por la rotura del neutro; mientras que un evento de sobretensión transitorio corresponde a un aumento de tensión muy elevado, en el orden de los kV, de muy corta duración (μ s) originados por el impacto de una descarga atmosférica o por conmutaciones en la red (CPT, n.d.).

Sobrecarga

Se entiende como sobrecarga eléctrica al incremento de la corriente por encima de la capacidad nominal del sistema. Las mismas se pueden presentar a causa de sobretensiones o aumento de la demanda de intensidad de la carga que se está alimentando; cuando se presenta una sobrecarga el efecto inmediato es el aumento de temperatura en los conductores y bornes de conexión (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 1998).

Análisis De Flujo De Carga

El análisis de flujo de carga permite determinar el comportamiento de un sistema de potencia eléctrica en condiciones normales de operación y el comportamiento del mismo ante la salida de funcionamiento de alguno de sus componentes. Los resultados de este análisis muestran valores de los principales parámetros eléctricos, condiciones de operación, simulación de maniobras de contingencia y flexibilidad del sistema eléctrico, entre otros (Stevenson, 1996).

Análisis De Cortocircuito

Este estudio permite determinar las magnitudes de las corrientes eléctricas en cualquier punto de una instalación ante un cortocircuito en cualquiera de sus componentes. Esta información permite realizar una correcta coordinación de las protecciones que se utilizaran dentro de la red eléctrica (Stevenson, 1996)

Capítulo II

2. Consideraciones Generales Del Proyecto

2.1. Condiciones Iniciales

Actualmente los resguardos indígenas cuentan con energía por medio de plantas eléctricas que trabajan en determinado horario y que son transportadas hasta el lugar para prestar el servicio de energía eléctrica para un fin determinado. Generalmente estas plantas eléctricas móviles prestan el servicio a sitios de interés y confluencia común de los habitantes del resguardo, pero no a las viviendas de sus habitantes debido a que la gran mayoría están dispersas y a grandes distancias unas de otras, lo que dificulta una solución centralizada.

2.2. Situación Geográfica

El proyecto está situado en el departamento del Vaupés, cuya capital Mitú tiene coordenadas Latitud: 1.2521739 y Longitud: -70.2511271.

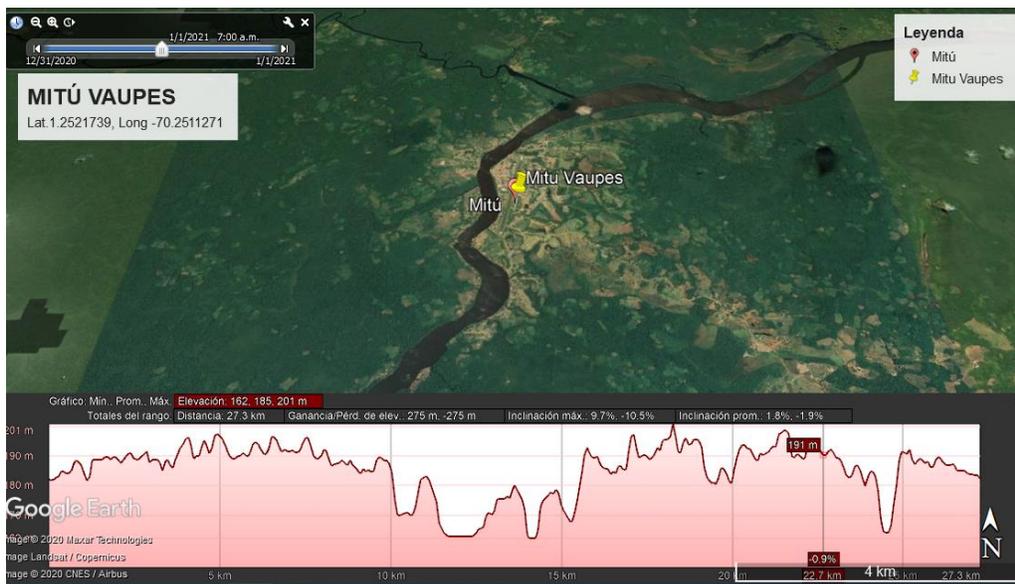


FIG. 2-1 Coordenadas Mitú-Vaupés

2.3. Características Ambientales

La tabla 2-1 muestra las características de las principales variables atmosféricas de la región de Mitú en el departamento del VAUPES.

Tabla 2-1 Características ambientales Mitu-Vaupes

CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES MITU VAUPES	
Descripción	Magnitud
Altura sobre el nivel del mar, m:	185
Temperatura:	
Máxima promedio anual, °C:	30,1
Media anual, °C:	24,7
Humedad relativa:	
Máxima promedio mensual, %:	86
Media mensual, %:	80
Nivel isocerámico, día /año	60
Presión atmosférica, Mbar	24
Presión básica de viento, Pa	1006
Precipitación media anual, mm	3256
Características sísmicas:	
Riesgo sísmico:	Bajo
Aceleración máxima del terreno, g	0,04
Velocidad del viento, m/s	2
Radiación solar:	
Irradiancia, kwh/m ²	4
Duración, h/día	4,1

2.4. Planimetría

En la actualidad se cuenta con los planos de planta y la vista 3D del prototipo de vivienda que se va a construir; los mismos se encuentran en el anexo 1. Las figuras 2-2 y 2-3 muestran las vistas en 3D de la vivienda modelo y de la distribución física de los diferentes espacios con que cuenta la vivienda, respectivamente.



FIG. 2-2 Vista 3d Vivienda Modelo suministrado por Quincar Cosntructores SAS

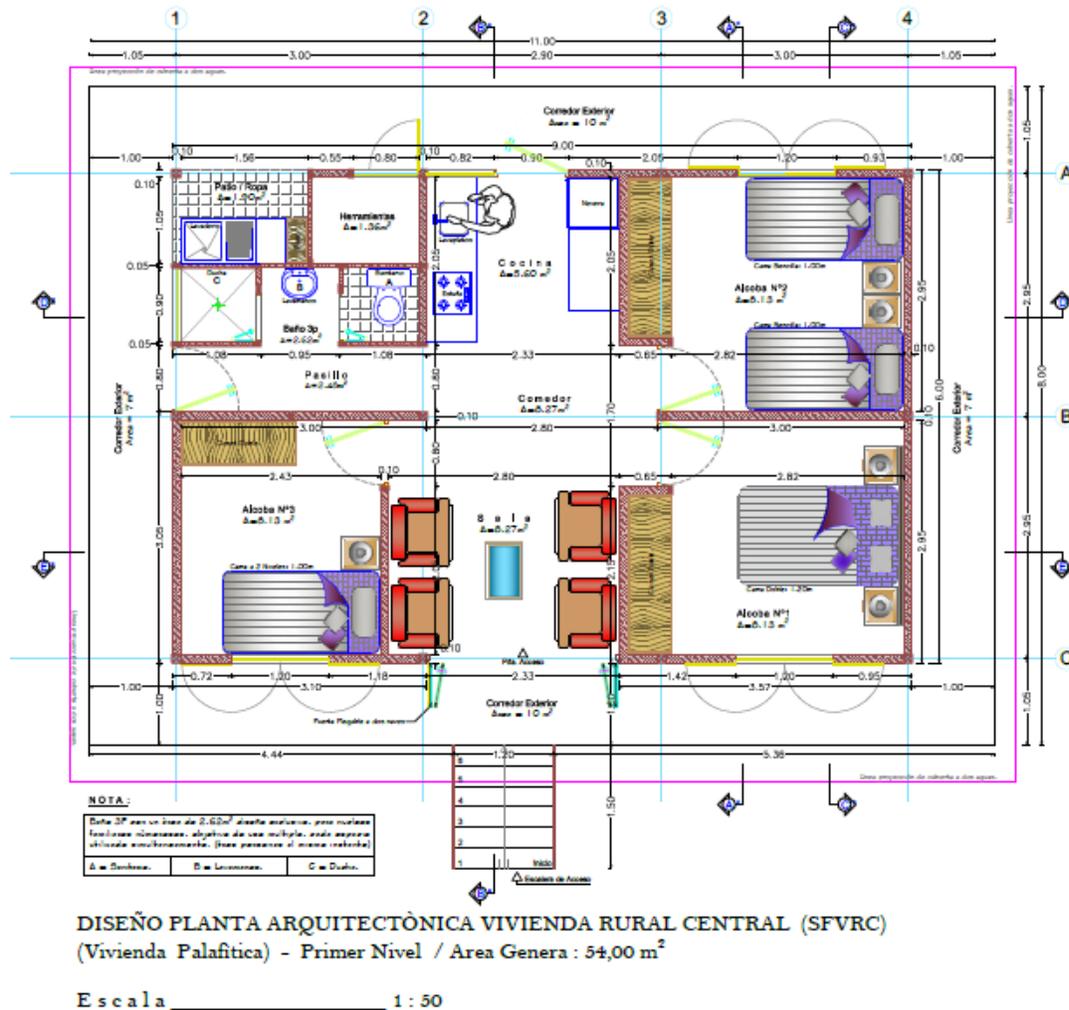


FIG. 2-3 Vista De Planta Vivienda Modelo Suministrado por quincar constructores SAS

Según las dimensiones que tienen los planos de la vivienda, la misma posee 54 m² de área útil construida. Además, existen 62.72 m² de área de tejados en forma de 2 aguas que serán utilizados para montaje de paneles solares. Según el estudio geográfico realizado de la ubicación física de las viviendas, el espacio para la ubicación de los paneles solares quedaría limitado a 50 m² por temas de sombras. Adicionalmente, la vivienda posee un espacio exterior de 1.36 m² para guardar equipos y herramientas de trabajo, que será destinada para el almacenamiento de las baterías y ubicación de los tableros DC y AC de la vivienda; la distribución eléctrica será descrita en el capítulo 3.

2.5. Condiciones De Instalación

Teniendo en cuenta que las placas fotovoltaicas serán instaladas en una superficie a 2 aguas y la ubicación geográfica del departamento del Vaupés, se realiza el cálculo de la inclinación óptima de un panel según la ecuación (4):

$$\beta_{opt} = \phi - 10 \quad (4)$$

Donde:

β_{opt} = Angulo de inclinación óptima

ϕ = Latitud del sitio

De acuerdo con la latitud del sitio (Latitud:1.2521739) la inclinación optima sería menor de 0°, en estos casos se podría decir, que la superficie podría estar totalmente horizontal y recibiría las mismas horas de sol durante todo el año, sin embargo se toma como referencia la latitud del sitio para determinar el angulo de inclinación; se extrajeron datos de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> donde el Ángulo óptimo de acuerdo al registro histórico de las mediciones de irradiación solar y las coordenadas geográficas del lugar es de 1.50 anual.

Tabla 2-2 Irradiacion solar sobre superficie inclinada datos nasa

LAT	LON	PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
125.211	-702.510	SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	5.12	4.57	4.70	4.37	4.13	3.87	3.95	4.41	4.76	4.71	4.59	4.75	4.49
125.211	-702.510	SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	4.62	4.30	4.57	4.39	4.25	4.04	4.09	4.48	4.68	4.47	4.22	4.27	4.36
125.211	-702.510	SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	5.16	4.59	4.70	4.36	4.10	3.85	3.92	4.39	4.76	4.72	4.62	4.79	4.50
125.211	-702.510	SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	5.44	4.66	4.62	4.13	3.76	3.48	3.57	4.10	4.60	4.75	4.80	5.08	4.42
125.211	-702.510	SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	3.02	2.16	1.65	1.41	1.31	1.27	1.25	1.34	1.42	2.01	2.55	2.98	1.87
125.211	-702.510	SI_EF_OPTIMAL	5.48	4.66	4.71	4.40	4.26	4.06	4.10	4.48	4.76	4.76	4.81	5.13	4.63
125.211	-702.510	SI_EF_OPTIMAL_ANG	24.00	13.5	3.50	-8.0	-17.0	-21.0	-19.0	-12.0	-1.5	10.5	20.5	26.0	1.50
125.211	-702.510	SI_EF_OPTIMAL_ANG_ORT	S	S	S	N	N	N	N	N	N	S	S	S	S

Donde :

- SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (kW-hr/m²/day)
- SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15 SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (kW-hr/m²/day)

- SI_EF_TRACKER SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Irradiance Tracking the Sun (kW-hr/m²/day)
- SI_EF_OPTIMAL_ANG SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
- SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (kW-hr/m²/day)
- SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15 SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (kW-hr/m²/day)
- SI_EF_OPTIMAL_ANG_ORT SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)
- SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (kW-hr/m²/day)
- SI_EF_OPTIMAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m²/day)

La carga estimada de la vivienda se determina mediante el trazado del plano eléctrico y elaboración de cuadro de carga del mismo; también se tiene en cuenta el diseño del sistema de iluminación asociado a la vivienda modelo según las normas vigentes; el sistema fotovoltaico debe ser económicamente viable y no incrementar el valor total de la vivienda en más del 25%.

CAPÍTULO III

3. Solución Propuesta

Teniendo en cuenta la información inicial del proyecto se procede a realizar el diseño de la solución en los siguientes pasos:

1. Realización del plano eléctrico del sitio bajo normativa RETIE
2. Realización del plano de iluminación del sitio bajo normativa Retilap con software Dialux
3. Realización de cuadro de cargas
4. Diseño de sistema fotovoltaico
5. Estimación de costos del sistema fotovoltaico

3.1. Realización Del Plano Eléctrico

Se determinan las rutas de los conductores para los tomacorrientes sobre plano de planta. Se tuvo en cuenta la norma eléctrica del RETIE y la disponibilidad del espacio para la ubicación de los mismo. En la figura 3-1 se muestra el plano eléctrico de la vivienda, los detalles del plano eléctrico se recogen en el anexo 1.4 VIVIENDA TIPO DE INDIGENAS - PLN Electrico.

SALA	TOMA DOBLE	1
ALCOBA 1	TOMA DOBLE	2
ALCOBA 2	TOMA DOBLE	2
ALCOBA 3	TOMA DOBLE	1
ALCOBA 3	TOMA DOBLE	1
PASILLO	TOMA DOBLE	1
COCINA	TOMA DOBLE GFCI	1
COCINA	TOMA DOBLE GFCI	1
COCINA	TOMA DOBLE GFCI	1
BAÑO 1	TOMA DOBLE GFCI	1
LAVADO	TOMA DOBLE GFCI	1

Para los conductos de los cables se considera la tubería Conduit PVC siguiendo los lineamientos establecidos en la norma técnica colombiana 2050, anexo C11. Los tableros de AC y DC se ubican en el área exterior, dentro del almacén de herramientas, según los requerimientos técnicos planteados en la norma NTC 2050 secciones 408.20 y 110.26. El tendido de las tuberías se realiza por la terraza exterior evitando las zonas húmedas de la casa.

3.2. Realización De Diseño De Iluminación

El diseño de iluminación se realiza mediante el software Dialux teniendo en cuenta los lineamientos del reglamento técnico de iluminación y alumbrado público RETILAP. Los resultados y el diseño se encuentran en el anexo 2 Iluminación. En el diseño se utilizaron 2 tipos de luminarias cuyas características son las siguientes:

13 Pieza PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830
 N° de artículo:
 Flujo luminoso (Luminaria): 1150 lm
 Flujo luminoso (Lámparas): 1250 lm
 Potencia de las luminarias: 11.6 W
 Clasificación luminarias según CIE: 100
 Código CIE Flux: 61 91 98 100 92
 Lámpara: 1 x LED10S/830/- (Factor de corrección 1.000).

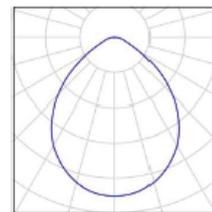


FIG. 3-2 Luminaria utilizada áreas internas

4 Pieza PHILIPS WL130V PSU D350 1 xLED12S/830
 N° de artículo:
 Flujo luminoso (Luminaria): 1200 lm
 Flujo luminoso (Lámparas): 1200 lm
 Potencia de las luminarias: 12.0 W
 Clasificación luminarias según CIE: 91
 Código CIE Flux: 42 74 92 91 100
 Lámpara: 1 x LED12S/830/- (Factor de corrección 1.000).

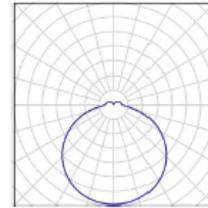


FIG. 3-3 Luminaria utilizada Balcones

Se toman como referencia los valores de intensidad luminosa de la sección 410.1 del Retilap, la cual establece los niveles de iluminancia para las áreas generales en las edificaciones y viviendas, tabla 3-2. En el diseño de sistema de iluminación de la vivienda, se estableció una altura de montaje de 2.80 metros y niveles de iluminación iguales o superiores a la media.

Tabla 3-2 Extracto tabla 410 retilap

TIPO DE RECINTO Y ACTIVIDAD	UGRL.	NIVELES DE ILUMINANCIA (lx)		
		Mínimo.	Medio	Máximo
Áreas generales en las edificaciones	28	50	100	150
Áreas de circulación, corredores Escaleras,escaleras mecánicas	25	100	150	200
Vestidores,baños.	25	100	150	200
Almacenes, bodegas.	25	100	150	200
Talleres de ensamble	25	200	300	500
Trabajo pesado,montaje de maquinaria pesada	22	300	500	750
Trabajo intermedio, ensamble de motores,ensamble de carrocerías de	19	500	750	1000
Trabajo fino, ensamble de maquinaria electrónica y de oficina	16	1000	1500	2000
Trabajo muy fino,ensamble de instrumentos				

La tabla 3-3 muestra el tipo, lugar de ubicación, número de luminarias y niveles de iluminación de las luminarias que se pretenden instalar en la vivienda.

Tabla 3-3 Luminarias seleccionadas

ESPACIO	LUMINARIA	CANTIDAD	Iluminancia
SALA	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	176
ALCOBA 1	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	192
ALCOBA 2	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	201
ALCOBA 3	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	203
COCINA	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	158
BAÑO	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	1	123
LABORES	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	1	164
BALCON TRASERO	PHILIPS WL130V PSU D350 1 xLED12S/830	2	111

BALCON FRONTAL	PHILIPS WL130V PSU D350 1 xLED12S/830	2	103
ALMACEN	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	1	176

Utilizando el software Dialux se insertaron las luminarias uniformemente y en la cantidad suficiente para cumplir con el requerimiento de luminosidad deseado en cada área; las vistas con la simulación, los cálculos de iluminación de la vivienda y el documento con las condiciones finales de diseño se encuentran en el anexo 2 Iluminación, como se muestra en la figura 3-4.

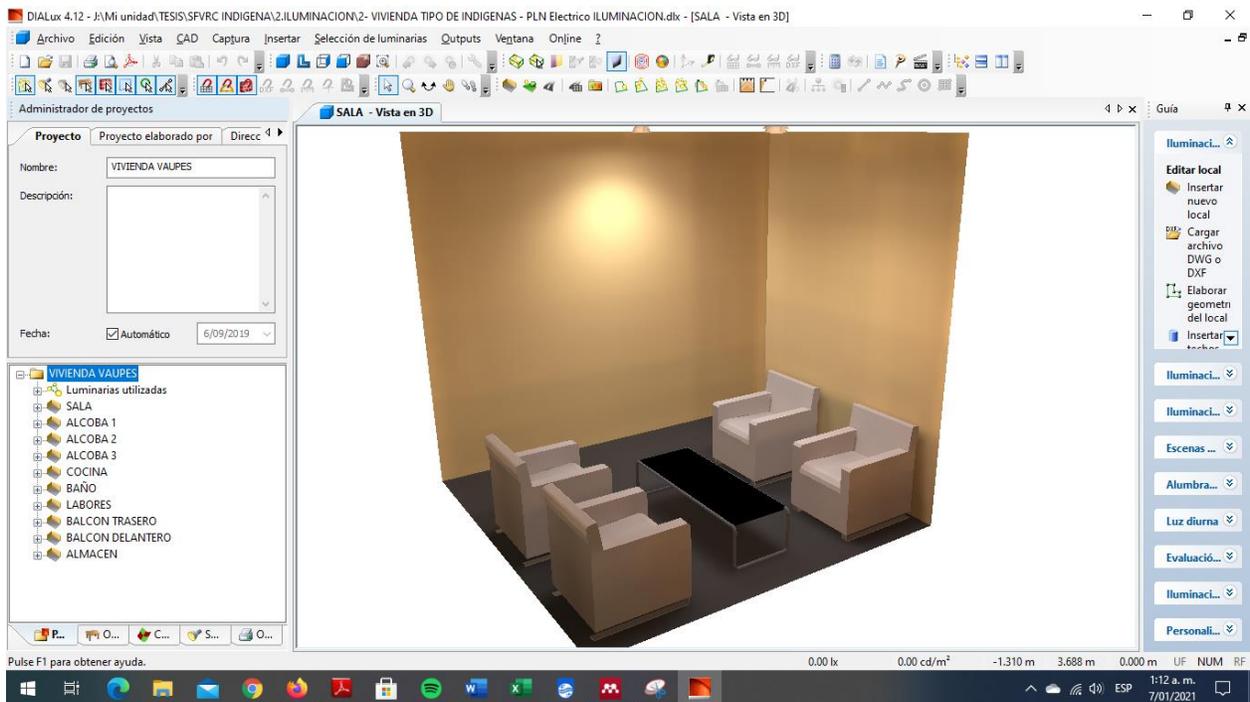


FIG. 3-4 Vista de la iluminación de un área utilizando el software Dialux

3.3. Realización De Cuadro De Cargas

Teniendo en cuenta el número de tomacorriente dispuestos para la edificación y el número de luminarias calculado por medio del software Dialux se realizó el cuadro de cargas en el cual se registran la demandas estimadas de cada elemento del circuito y con base a ello se escogen protecciones, conductores y tuberías para la instalación.

En primer lugar se calcularon las corrientes máximas de cada uno de los tomacorriente y luminarias teniendo en cuenta su potencia de operación Max y el voltaje de la red eléctrica (110V, 60Hz).

Como se trata de una red monofásica utilizamos la siguiente relación (5):

$$I = \frac{P}{V} \quad (5)$$

Donde:

I = Intensidad de corriente, A

P= potencia activa, W

V= Voltaje de fase, V

De acuerdo con lo anterior se obtienen los resultados de la tabla 3-4 y 3-5:

Tabla 3-4 Valores de la corriente demandada por áreas. Vivienda modelo

ESPACIO	TOMA	CANTIDAD	POTENCIA W	VOLTAGE	CORRIENTE
SALA	TOMA DOBLE	1	180	110	1,636363636
SALA	TOMA DOBLE	1	180	110	1,636363636
ALCOBA 1	TOMA DOBLE	2	180	110	3,272727273
ALCOBA 2	TOMA DOBLE	2	180	110	3,272727273
ALCOBA 3	TOMA DOBLE	1	180	110	1,636363636
ALCOBA 3	TOMA DOBLE	1	180	110	1,636363636
PASILLO	TOMA DOBLE	1	180	110	1,636363636
COCINA	TOMA DOBLE GFCI	1	180	110	1,636363636
COCINA	TOMA DOBLE GFCI	1	180	110	1,636363636
COCINA	TOMA DOBLE GFCI	1	180	110	1,636363636
BAÑO 1	TOMA DOBLE GFCI	1	180	110	1,636363636
LAVADO	TOMA DOBLE GFCI	1	180	110	1,636363636

Tabla 3-5 Valores de corriente eléctrica del sistema de iluminación

ESPACIO	LUMINARIA	CANTIDAD	POTENCIA W	POTENCIA TOTAL POR AREA	VOLTAGE	CORRIENTE
SALA	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	12	24	110	0,218181818
ALCOBA 1	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	12	24	110	0,218181818
ALCOBA 2	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	12	24	110	0,218181818
ALCOBA 3	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	12	24	110	0,218181818
COCINA	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	2	12	24	110	0,218181818
BAÑO	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	1	12	12	110	0,109090909

LABORES	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	1	12	12	110	0,109090909
BALCON TRASERO	PHILIPS WL130V PSU D350 1 xLED12S/830	2	12	24	110	0,218181818
BALCON FRONTAL	PHILIPS WL130V PSU D350 1 xLED12S/830	2	12	24	110	0,218181818
ALMACEN	PHILIPS DN130B D165 1xLED10S/830 (1.000)	1	12	12	110	0,109090909

Las cargas de AC de la vivienda modelo, tanto fuerza como iluminación, se dividieron en 4 circuitos eléctricos, quedando de la siguiente forma:

Tabla 3-6 Distribución circuitos vivienda modelo

CIRCUITO	TABLERO	NUMERO	CORRIENTE
CIRCUITO DE ILUMINACION	AC CASA	1	3,490909091
TABLERO AC CASA CXTO 2	TABLERO AC CASA	2	16,36363636
TABLERO AC CXTO 3	TABLERO AC CASA	3	4,909090909
TABLERO AC CXTO 4	TABLERO AC CASA	4	1,636363636

Para determinar la sección y el tipo de los conductores de cada una de las fases, se utilizó la tabla 310-15(B)(16) de la norma NTC 2050.

Tabla 3-7 tabla Tabla 310.15(B)(16) (Antes Tabla 310.16) Capacidades de corriente (Ampacity) permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2 000 V y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, o cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30 °C.

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHB, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XBHW, XBHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHB, RBW-2, USE-2, XBH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm ²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
0,82	–	–	14	–	–	–	18**
1,31	–	–	18	–	–	–	16**
2,08	15	20	25	–	–	–	14**
330	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	55	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	115	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,2	110	130	145	85	100	115	1
53,5	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	195	230	260	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHB, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XBHW, XBHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHB, RBW-2, USE-2, XBH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm ²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	350	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	315	375	425	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	445	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,7	455	545	615	375	445	500	1 000
633,38	495	590	665	405	485	545	1 250
760,05	525	625	705	435	520	585	1 500
886,73	545	650	735	455	545	615	1750
1013,4	555	665	750	470	560	630	2 000
<p>.*. Para los factores de corrección de Ja capacidad de corriente (<i>ampacity</i>) cuando la temperatura ambiente es distinta a 30 °C Ver Ja sección 310.15(B)(2). ConsulteJa sección 3JO. 15(B)(3)(a) para más detres conductom portadores de corriente.</p> <p>** Para limitaciones deprotección contra sobrecorriente del conductor Ver sección 240.4(D).</p>							

De acuerdo a los parámetros de la tabla 310-15 de la NTC 2050 y la demanda eléctrica de los diferentes circuitos, se seleccionan los conductores AWG 14 para el circuito de iluminación y AWG 12 para los circuitos que alimentan los tomacorrientes. La tabla añade la siguiente nota para los conductores AWG 14, 12 y 10 “Si no se permite otra cosa específicamente en otro lugar de este Código, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un

asterisco (*), no debe superar los 15 A para el conductor de sección transversal 2,08 mm²(14AWG); 20 A para 3,3 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,25 mm² (10 AWG), todos de cobre; o 15 A para 3,3 mm² AWG) y 25 A para 5,25 mm² (10 AWG) de aluminio y aluminio recubierto de cobre, una vez aplicados todos los factores de corrección por temperatura ambiente y por número de conductores”. (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 1998)

De acuerdo con la nota anterior las protecciones para los circuitos serían de 15 A para la iluminación y 20 A para los circuitos de fuerza (tomacorrientes).

Cada tomacorriente tendría 3 conductores, 1Fase + 1Neutro + 1Tierra. El conductor del neutro es del mismo calibre del conductor de fase, mientras que el calibre del conductor de tierra se extrajo de la tabla 250-95, teniendo en cuenta que las protecciones del circuito son de 15 y 20 amperios.

Tabla 3-8 tabla 250.66 NTC 2050 Calibre mínimo del conductor de puesta a tierra

Calibre del mayor conductor no puesto a tierra de entrada de la acometida o área equivalente para conductores en paralelo ^a				Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre		Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre ^b	
mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
33,62 o menor	2 o menor	53,2 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1 o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
61,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250	21,14	4	33,62	2
107,21 a 177,34	Más de 3/0 hasta 350	152,01 a 253,35	Más de 250 hasta 500	33,62	2	53,5	1/0
202,68 a 304,02	Más de 350 hasta 600	278,68 a 456,03	Más de 500 hasta 900	53,5	1/0	85,02	3/0

		kcmil	3/8	1/2	3/4	1	1" 1/4	1" 1/2	2	2" 1/2	3	3" 1/2	4	5	6
CONDUCTORES															
RHH, RHW, RHW-2	2,08	14	-	4	7	11	20	27	45	64	99	133	171	269	390
	3,03	12	-	3	5	9	16	22	37	53	82	110	142	224	323
	5,25	10	-	2	4	7	13	18	30	43	66	89	115	181	261
	8,36	8	-	1	2	4	7	9	15	22	35	46	60	94	137
	1.329	6	-	1	1	3	5	7	12	18	28	37	48	76	109
	21,14	4	-	1	1	2	4	6	10	14	22	29	37	59	85
	26,66	3	-	1	1	1	4	5	8	12	19	25	33	52	75
	3.362	2	-	1	1	1	3	4	7	10	16	22	28	45	65
42,2	1	-	0	1	1	1	3	5	7	11	14	19	29	43	
THHN, THWN, THWN-2	2,08	14	-	11	21	34	60	82	135	193	299	401	517	815	1178
	3,03	12	-	8	15	25	43	59	99	141	218	293	377	594	859
	5,25	10	-	5	9	15	27	37	62	89	137	184	238	374	541
	8,36	8	-	3	5	9	16	21	36	51	79	106	137	216	312
	13	6	-	1	4	6	11	15	26	37	57	77	99	156	225
	21,14	4	-	1	2	4	7	9	16	22	35	47	61	96	138
	26,66	3	-	1	1	3	6	8	13	19	30	40	51	81	117
	34	2	-	1	1	3	5	7	11	16	25	33	43	68	98

La tabla 3-9 nos indica que un tubo Conduit PVC de 1/2” pulgada puede contener 11 conductores de calibre 14 y 15 conductores de calibre 12, lo cual es suficiente para los circuitos que deseamos instalar. El resumen de los cálculos se muestra en la tabla 3-10.

Tabla 3-10 Resumen de cálculos acometidas protecciones y tuberías

CIRCUITO	TABLERO	NUMERO	C FASE	CNEUTRO	CTIERRA	PROTECCION	TUBERIA
CIRCUITO DE ILUMINACION	AC CASA	1	N14	14	12	15A	1/2"
TABLERO AC CASA CXTO 2	TABLERO AC CASA	2	N12	12	12	20A	1/2"
TABLERO AC CXTO 3	TABLERO AC CASA	3	N12	12	12	20A	1/2"
TABLERO AC CXTO 4	TABLERO AC CASA	4	N12	12	12	20A	1/2"

El cuadro de cargas formulado se encuentra en el Anexo 3. Cuadro de cargas.

3.4. Diseño Del Sistema Fotovoltaico

Para el diseño del sistema fotovoltaico se requiere realizar los siguientes análisis y cálculos.

1. Cálculo de la energía demandada en A/h
2. Cálculo de las horas solares pico del sitio
3. Cálculo del número de paneles solares
4. Cálculo de la capacidad necesaria del sistema de acumulación
5. Cálculo del inversor necesario
6. Cálculo de conductores
7. Cálculo de las protecciones
8. Diagrama de conexión.
9. Método de soporte

3.4.1. Cálculo De La Energía Demandada

Para realizar el cálculo de la energía demandada por el sistema durante un día se tuvieron en cuenta tres aspectos: en primer lugar, la distribución de las luminarias y los tomacorriente, luego se determinaron el consumo eléctrico de cada tomacorriente y de cada luminaria, y por último se estimaron los tiempos de utilización de cada tomacorriente y luminaria dando como resultado un consumo en Ah/día (Abella et al., 2017). A continuación se explica el procedimiento realizado.

Estimación De Consumos

Se estimó la demanda de corriente eléctrica, en amperios, de cada uno de los elementos del sistema siguiendo la siguiente relación.

$$I = \frac{P}{V} \quad (6)$$

Donde:

I = Intensidad de corriente en Amperios (consumo)

P= Potencia consumida en Watts (W)

V= Voltaje de la red en voltios (V)

Se consideró que en la vivienda estarían conectados los siguientes electrodomésticos:

Tabla 3-11 Consumos estimados electrodomésticos

ELECTRODOMESTICO	CONSUMO (W)	TIEMPO DE OPERACIÓN (HS)
TELEVISOR	100	8
LICUADORA	450	0.3
PARLANTE PORTATIL	40	4

VENTILADOR	45	6
PEQUEÑOS ARTEFACTOS	5	12
NEVERA CLASE A+++	36	24
RECEPTOR TV SALELITAL	35	8

Teniendo en cuenta los electrodomésticos conectados al sistema y la iluminación anteriormente determinada se distribuye el consumo en la vivienda de la siguiente forma:

Tabla 3-12 Distribución del consumo vivienda modelo

DESCRIPCION	NUMERO	VOLTAGE	CORRIENTE	POTENCIA AC (W)	CICLO DIARIO HS/DIA
TOMACORRIENTE SALA PARA TV LED	1	120	0,833333333	100	8
TOMACORRIENTE SALA PARA PARLANTE PORTATIL	1	120	0,333333333	40	4
TOMACORRIENTE RECEPTOR SATELITAL	1	120	0,291666667	35	8
TOMACORRIENTE ALCOBA 1	1	120	0,25	30	3
TOMACORRIENTE ALCOBA 2	1	120	0,25	30	3
TOMACORRIENTE ALCOBA 3	1	120	0,041666667	5	3
TOMACORRIENTE ALCOBA 3	1	120	0,25	30	3
TOMACORRIENTE COCINA 1 LICUADORA	1	120	3,75	450	0,3
TOMACORRIENTE COCINA 2	1	120	0,166666667	20	2
TOMACORRIENTE COCINA NEVERA CLASE A++	1	120	0,3	36	24
TOMACORRIENTE LAVADO	1	120	0,75	90	4

DESCRIPCION	NUMERO	VOLTAGE	CORRIENTE	POTENCIA AC (W)	CICLO DIARIO HS/DIA
TOMACORRIENTE BAÑO	1	120	0,25	30	1
TOMACORRIENTE PASILLO PEQUEÑOS ARTEFACTOS	1	120	0,416666667	50	1
ILUMINACION BAÑO	1	120	0,1	12	3
ILUMINACION ALCOBA 1	2	120	0,1	24	2,5
ILUMINACION ALCOBA 2	2	120	0,1	24	2,5
ILUMINACION ALCOBA 3	2	120	0,1	24	2,5
ILUMINACION SALA	2	120	0,1	24	3
ILUMINACION COCINA	2	120	0,1	24	3
ILUMINACION BALCON DELANTERO	2	120	0,1	24	5
ILUMINACION BALCON TRASERO	2	120	0,1	24	5
ILUMINACION LAVADO	1	120	0,1	12	2
ILUMINACION ALMACEN	1	120	0,1	12	2
POTENCIA TOTAL				1150	

Para algunos tomacorrientes se estimaron consumos para uso de pequeños artefactos por cortos instantes de tiempo, como planchas de cabello, secadores de pelo, laptops, cargadores de teléfonos móviles, entre otros. Para el cálculo del valor estimado de la carga no se tuvo en cuenta la conexión de electrodomésticos de elevado consumo como estufas, cocinas, hornos eléctricos, entre otros.

Luego de determinados los consumos, se estima el total del gasto diario de la vivienda teniendo en cuenta las potencias eléctricas calculadas y que se muestran en la tabla 3-12.

Para ello se utilizan las siguientes relaciones:

Descripción	Potencia (W)	Ciclo Diario (horas/día)	Ciclo Semanal Día/Semana	Rendimiento de Conversión	Voltaje Nominal del Sistema (V)	Consumo Ah/día
Carga	Potencia Calculada	Número de horas diarias de consumo	#Días de consumo/total días semana	Rendimiento por Conversión de AC a DC de las cargas	Voltaje Nominal del Sistema Fotovoltaico	Consumo total de la carga, Ah/día

De la siguiente manera:

Descripción	Potencia (W)	Ciclo Diario (horas/día)	Ciclo Semanal Día/Semana	Rendimiento de Conversión	Voltage Nominal del Sistema (V)	Consumo Ah/día
Carga	$P = I * V$	# Horas Al Día	#Días/#Total Semana	0.85: Convertor DC/DC. 0.80: Inversor DC/AC	Para Sistemas Aislados 12V-24V-48V	$((P_{AC} * C_D * C_S) / R_C) / V_n$

Para el consumo en Ah/día se utilizó la ecuación (7):

$$C_{Ahd} = \frac{(P_{AC} * C_D * C_S) / R_C}{V_{Nom}} \quad (7)$$

Donde:

C_{Ahd} = Consumo en Amperios/h Dia V_{Nom} = Voltaje nominal instalación fotovoltaica

P_{AC} = Potencia (W) R_C = Rendimiento de conversión

C_D = Ciclo diario en Horas C_S = Ciclo semanal

El cálculo para el tomacorriente del TV LED se realizó de la siguiente forma:

Tabla 3-13 Cálculo de consumo en Ah/Día. TV LED

Descripción	Ciclo Diario (horas/día)	Ciclo Semanal Día/Semana	Rendimiento de Conversión	Voltage Nominal del Sistema (V)	Consumo Ah/día
Tomacorriente Sala para TV Led	12	7días/7días	0,8	48	20.833

Siguiendo el modelo de cálculo anterior se realizó la proyección del consumo diario para cada carga del sistema; los resultados se muestran en la tabla 3-14.

Tabla 3-14 Consumo Ah/Día vivienda modelo

DESCRIPCION	POTENCIA AC (W)	CICLO DIARIO HS/DIA	CICLO SEMANAL DIA/SEMANA	RENDIMIENTO DE CONVERSION	VOLTAGE NOMINAL DEL SISTEMA (V)	CONSUMO Ah/DIA
TOMACORRIENTE SALA PARA TV LED	100	8	1	0,8	48	20,83333333
TOMACORRIENTE SALA PARA PARLANTE PORTATIL	40	4	0,428571429	0,8	48	1,78571429
TOMACORRIENTE RECEPTOR SATELITAL	35	8	1	0,8	48	7,29166667
TOMACORRIENTE ALCOBA 1	30	3	1	0,8	48	2,34375
TOMACORRIENTE ALCOBA 2	30	3	1	0,8	48	2,34375
TOMACORRIENTE ALCOBA 3	5	3	1	0,8	48	0,390625
TOMACORRIENTE ALCOBA 3	30	3	1	0,8	48	2,34375
TOMACORRIENTE COCINA 1 LICUADORA	450	0,3	1	0,8	48	3,515625
TOMACORRIENTE COCINA 2	20	2	1	0,8	48	1,04166667
TOMACORRIENTE COCINA NEVERA CLASE A++	36	24	1	0,8	48	22,5
TOMACORRIENTE LAVADO	90	4	0,285714286	0,8	48	2,67857143
TOMACORRIENTE BAÑO	30	1	0,571428571	0,8	48	0,44642857
TOMACORRIENTE PASILLO PEQUEÑOS ARTEFACTOS	50	1	0,571428571	0,8	48	0,74404762
ILUMINACION BAÑO	12	3	1	0,8	48	0,9375

DESCRIPCION	POTENCIA AC (W)	CICLO DIARIO HS/DIA	CICLO SEMANAL DIA/SEMANA	RENDIMIENTO DE CONVERSION	VOLTAGE NOMINAL DEL SISTEMA (V)	CONSUMO Ah/DIA
ILUMINACION ALCOBA 1	24	2,5	1	0,8	48	1,5625
ILUMINACION ALCOBA 2	24	2,5	1	0,8	48	1,5625
ILUMINACION ALCOBA 3	24	2,5	1	0,8	48	1,5625
ILUMINACION SALA	24	3	1	0,8	48	1,875
ILUMINACION COCINA	24	3	1	0,8	48	1,875
ILUMINACION BALCON DELANTERO	24	5	1	0,8	48	3,125
ILUMINACION BALCON TRASERO	24	5	1	0,8	48	3,125
ILUMINACION LAVADO	12	2	0,428571429	0,8	48	0,26785714
ILUMINACION ALMACEN	12	2	0,714285714	0,8	48	0,44642857
POTENCIA TOTAL	1150		CONSUMO TOTAL A/h			84,5982143

El consumo total corresponde a la suma de todos los consumos diarios de las cargas.

CONSUMO TOTAL (A/h)	84,5982143
----------------------------	-------------------

Se escogió un voltaje nominal de 48V de CD por criterios de diseño, teniendo en cuenta que si se utilizan tensiones de 12 V o 24 V la cantidad de paneles aumenta al requerir mayor cantidad de corriente para suplir la demanda diaria del sistema, tabla 3-15.

Tabla 3-15 Consumo a 12-24 y 48 V nominales

CONSUMO A 48 V	CONSUMO A 24V	CONSUMO A 12V
84,59821429	169,1964286	338,3928571

Hay que resaltar que la decisión final sobre el voltaje a utilizar fue criterio del diseñador del sistema, discriminando factores técnicos y económicos. Por ejemplo, para proyectos con potencias menores a 600 W no es recomendable utilizar voltajes de instalación de 48 V ya que se

incurriría en gastos innecesarios en cuanto a la capacidad de baterías; en estos casos resulta rentable económicamente utilizar sistemas a 12 V que pueden suplir estas potencias reduciendo la cantidad de componentes del sistema. Al aumentar la demanda de potencia requerida a valores mayores entonces se evalúa la utilización de sistemas de 24 y 48 V, teniendo en cuenta las condiciones económicas más favorables.

Por último, utilizando la ecuación 13, se determinó el valor de la corriente total pico del sistema, la cual corresponde a la intensidad requerida cuando todos los aparatos eléctricos están conectados simultáneamente. Este valor de corriente servirá para el dimensionamiento de todas las protecciones del sistema. También se introducen factores de corrección por las pérdidas en los conductores, las cuales no deben superar el 3%. Los valores típicos para estas caídas están entre 0.95 y 0.99; para el dimensionamiento de la vivienda modelo se asumió un valor de 0.98. Por otro lado, se tuvo en cuenta el rendimiento de la batería, el cual depende del modelo y tipo de batería y que corresponde a la razón entre la corriente de carga y descarga de la batería; para los cálculos se tomó un valor de 0.9 que es común en todos los tipos de baterías.

$$I_{PICO} = \frac{P_{TOTAL}}{V_{Nom}} \quad (8)$$

Donde:

I_{PICO} = Corriente total de pico

P_{TOTAL} = Potencia total conectada (suma de todos los potenciales del sistema tabla 3 – 14)

V_{Nom} = Voltaje nominal del sistema fotovoltaico (48V)

La corrección del consumo en Ah diario se realiza mediante la siguiente relación (9).

$$C_{Corregido} = C_{ahd} * FR_{Cableado} * EF_{Bateria} \quad (9)$$

Donde:

$C_{Corregido}$ = Consumo total corregido.

$FR_{Cableado}$ = Factor de rendimiento del cableado

C_{Ahd} = Consumo Amperios/h Dia

$EF_{Bateria}$ = Eficiencia de la batería

Tabla 3-16 Calculo del consumo total corregido y corriente de pico

CORRIENTE PICO (A)	Factor de Rendimiento Cableado	Factor de Rendimiento Batería	Consumo total Ah/Dia Corregido
$I_{PICO} = \frac{P_{TOTAL}}{V_{Nom}}$	0,98	0,9	$C_{Corregido} = C_{ahd} * FR_{Cableado} * EF_{Bateria}$

POTENCIA TOTAL	1150
----------------	------

Tabla 3-17 Corriente de pico y consumo corregido vivienda modelo

CORRIENTE PICO (A)	Factor de Rendimiento Cableado	Factor de Rendimiento Bateria	Consumo total Ah/Dia Corregido
23,95833333	0,98	0,9	95,91634273

Con el valor del consumo total corregido se procede a determinar la corriente necesaria para garantizar que en las horas de sol del sitio se pueda almacenar en baterías el potencial necesario para atender la demanda diaria.

3.4.2. Cálculo De Horas Solares Pico

Una hora solar pico es una unidad que determina la irradiancia solar que se recibiría sobre un plano en unidad de potencial sobre unidad de área si la irradiancia es constante (1000 W/m^2), en resumen este parámetro nos determina el número de horas en que la superficie en ese lugar de la tierra recibe una radiación constante de 1000 W/m^2 .

Para hallar las horas solares de pico para cualquier mes del año se utiliza la siguiente relación (10):

$$HSP = G_o(\beta_{OPT}) * FI \quad (10)$$

Donde

HSP = Hora solar pico

$G_a(\beta_{OPT})$ = Radiación global diaria sobre superficie inclinada a ángulo óptimo

FI = Factor de incidencia

Las radiación global diaria sobre una superficie inclinada a ángulo óptimo se obtiene a través de mediciones realizadas por entes de información climatológica (NASA, METEONORM, IDEAM) a través de los años y que pueden ser consultados de forma pública; se obtiene mediante la siguiente relación (11):

$$G_a(\beta_{OPT}) = \frac{G_{(0)}}{1 - 4.46 * 10^{-4} * \beta_{OPT} - 1.19 * 10^{-4} * \beta_{opt}^2} \quad (11)$$

Donde:

$G_a(\beta_{OPT})$ = Radiación global diaria sobre superficie inclinada a ángulo óptimo

$G_{(0)}$ = Radiación global sobre superficie horizontal (NASA, METEONORM, IDEAM)

β_{OPT} = Angulo de inclinación óptimo

Existen lugares en el globo terráqueo donde el sol cambia de orientación por la forma esférica de la tierra y los movimientos de rotación y traslación de la misma; esto obliga a tener que desplazar el panel solar de acuerdo a la longitud y latitud del sitio, sin embargo existe un ángulo en que se obtiene el mayor valor de la potencia del panel solar si se mantiene estático en esa posición, este corresponde al β_{OPT} que se obtiene mediante la siguiente relación (12) y (13):

$$\beta_{OPT} = \varphi - \delta \quad \text{Para solsticio de verano (12)}$$

$$\beta_{OPT} = \varphi + \delta \quad \text{Para solsticio de invierno (13)}$$

Donde

β_{OPT} = Ángulo de inclinación óptimo

φ = Latitud del sitio

δ = Declinación solar

La declinación solar corresponde al ángulo que forma el sol con la línea del ecuador a lo largo del año como muestra la figura 3-16.

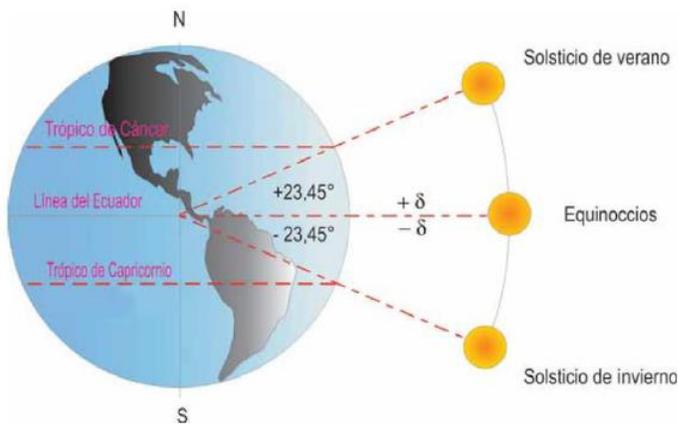


FIG. 3-5 Ángulo de declinación solar (Rojas, Ing Emerson Cortes, 2015)

La declinación solar se calcula mediante la siguiente relación (14):

$$\delta = 23.45 * \sin \left[360 - \frac{284+d_a}{365} \right] \quad (14)$$

Donde:

δ = Ángulo de declinación solar

d_a = día del año

El día del año es el número que ocupa el día en el cual se calcula la declinación; comenzando con 1 el 1ro de enero y terminando en 365 el 31 de diciembre como se muestra en la tabla

Tabla 3-18 Día del año para cálculo de declinación

Mes	n para el día i del mes
Enero	i
Febrero	31 + i
Marzo	59 + i
Abril	90 + i
Mayo	120 + i
Junio	151 + i
Julio	181 + i
Agosto	212 + i
Septiembre	243 + i
Octubre	273 + i
Noviembre	304 + i
Diciembre	334 + i

n corresponde al número del día en año no bisiesto.

Este cálculo se podría realizar día por día al año hasta hallar un promedio mediante el uso de una carta solar, sin embargo existe una herramienta de la NASA que permite descargar los datos promedio para diferentes inclinaciones de paneles a lo largo del año en un sitio determinado; esta herramienta de encuentra en la URL <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> y los datos se extraídos se muestran en la tabla 3-19:

Tabla 3-19 HSP Promedio Mitu WEB NASA

LAT	LON	PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1.25211	-70.2510	SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	5.12	4.57	4.70	4.37	4.13	3.87	3.95	4.41	4.76	4.71	4.59	4.75	4.49
1.25211	-70.2510	SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	4.62	4.30	4.57	4.39	4.25	4.04	4.09	4.48	4.68	4.47	4.22	4.27	4.36
1.25211	-70.2510	SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	5.16	4.59	4.70	4.36	4.10	3.85	3.92	4.39	4.76	4.72	4.62	4.79	4.50
1.25211	-70.2510	SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	5.44	4.66	4.62	4.13	3.76	3.48	3.57	4.10	4.60	4.75	4.80	5.08	4.42
1.25211	-70.2510	SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	3.02	2.16	1.65	1.41	1.31	1.27	1.25	1.34	1.42	2.01	2.55	2.98	1.87
1.25211	-70.2510	SI_EF_OPTIMAL	5.48	4.66	4.71	4.40	4.26	4.06	4.10	4.48	4.76	4.76	4.81	5.13	4.63
1.25211	-70.2510	SI_EF_OPTIMAL_ANG	24.00	13.5	3.50	-8.0	-17.0	-21.0	-19.0	-12.0	-1.5	10.5	20.5	26.0	1.50
1.25211	-70.2510	SI_EF_OPTIMAL_ANG_ORT	S	S	S	N	N	N	N	N	N	S	S	S	S

Teniendo en cuenta estos datos escogemos el peor caso para realizar el diseño que corresponde a al valor mínimo entre las HSP Max por inclinación; en este caso 5.12 HSP como lo muestra la tabla 3-20.

Tabla 3-20 HSP y corriente de diseño

Angulo	1,5
--------	-----

hora sol pico Min	Corriente Diseño max
5,16	27,5621675

La corriente de diseño corresponde a la intensidad que se requiere suministrar a las baterías durante las HSP disponibles para garantizar la demanda del sistema eléctrico diseñado; esta corriente se obtiene dividiendo el consumo total corregido (tabla 3-17) entre las HSP del peor caso de diseño (15).

$$CD_{Max} = \frac{C_{Corregido}}{HSP} \quad (15)$$

3.4.3. Cálculo De La Capacidad En Baterías

Para determinar la capacidad necesaria en baterías que requiere el sistema se tiene en cuenta la corriente total corregida que demanda el sistema, los días de autonomía, un factor que corresponde al porcentaje máximo de descarga de acuerdo con el tipo de batería seleccionado, acompañado de un factor de rendimiento por temperatura de operación de la batería en un valor típico del 90%. La capacidad estaría dada por la siguiente relación:

$$CAP_{bateria\ sistema} = \frac{C_{Corregido} * Dias_{Autonomia}}{PD_{bateria} * FD_{Temperatura}} \quad (16)$$

Donde:

$CAP_{bateria\ sistema}$: Capacidad necesaria en baterías del sistema

$C_{Corregido}$: Consumo corregido

$Dias_{Autonomia}$: Días de autonomía

$PD_{bateria}$: Porcentaje de descarga de batería

$FD_{Temperatura}$: Factor de operación por temperatura

Para el sistema se plantea una autonomía de 1 días con baterías de Ion de litio descargadas hasta el 80%; los resultados de la operación se muestran en la tabla 3-21.

Tabla 3-21 Capacidad de almacenamiento requerida por el sistema

Consumo total A-h Corregido	Días de autonomía	Maxima Profundidad de descarga	Correccion por Temperatura	Capacidad necesaria de bateria	Capacidad de bateria seleccionada	Baterias en Paralelo
95,9163427	1	0,8	0,9	107,905886	150	1

Queda por determinar el número de baterías necesarias para cumplir con la demanda; para ello se selecciona una batería de capacidad comercial y se evalúa el número de baterías en serie y paralelo totales que requeriría la instalación para cumplir con la demanda.

En este caso se seleccionó una batería de Litio SHOTO SDA10-48150 150 Ah lo cual sería suficiente para cubrir los 107.905 Ah que requiere el sistema; en ese sentido el número de baterías en paralelo se determina mediante la siguiente relación (17):

$$\#Bat_{Paralelo} = \frac{CAP_{bateria\ sistema}}{CAP_{bateria\ seleccionada}} \quad (17)$$

Donde:

$\#Bat_{Paralelo}$ = Número de baterías en paralelo

$CAP_{bateria\ sistema}$: Capacidad necesaria en baterías del sistema

$CAP_{bateria\ seleccionada}$: Capacidad batería comercial seleccionada

El resultado se redondea al valor entero superior.

Para determinar las baterías necesarias en serie se tienen en cuenta el voltaje de la batería y el voltaje de diseño del sistema. Las baterías comerciales para sistemas solares se encuentran en tensiones de 2, 6, 12, Para baterias en GEL y AGM; en Litio además de los volatges anteriormente mencionados podemos hallar tensiones de 24, 36 y 48V; la elección del voltaje depende exclusivamente del diseñador y el costo beneficio de utilizar una u otra tensión. Con estos valores de tensión es posible realizar diversas conexiones y lograr la tensión que se requiere. Por ejemplo, la tensión nominal del sistema diseñado en este proyecto es de 48V, por lo que 2 baterías de 24 V de tensión conectadas en serie serían suficiente, otra variante puede ser la utilización de 24 baterías de 2 V conectadas en serie, además, se puede usar una sola batería de 48V, siempre y cuando cumpla con la capacidad de corriente que demanda el sistema, entre otras variantes de conexión.

El número de baterías en paralelo se determina mediante la siguiente relación:

$$\#Bat_{serie} = \frac{V_{Nom}}{V_{bateria}} \quad (18)$$

Donde:

V_{Nom} = Voltaje nominal del sistema fotovoltaico (48V)

$V_{bateria}$ = Voltaje nominal batería escogida

En resumen para el sistema diseñado las cantidad de baterías sería el presentado en la tabla 3-22:

Tabla 3-22 Cantidad de baterías sistema

Voltaje Nominal sistema (V)	Voltaje nominal de la batería (V)	Baterias en serie	Baterias en Paralelo	# Total De baterias
48	48	1	1	1

Cuando se proyecta utilizar solo almacenamiento en baterías para satisfacer la demanda durante los momentos en que el generador fotovoltaico no es capaz de entregar la energía suficiente para realizar la carga y atender el sistema, se introduce un factor de profundidad de descarga estacional sobre la capacidad total del banco para limitar la carga Max que entrega el banco mientras no recibe energía del panel. En este caso establecimos un máximo del 75% de la capacidad del banco y se denomina capacidad útil.

Tabla 3-23 Cálculo de la capacidad útil del banco

capacidad del sistema de baterias (Ah)	Factor de profundidad de descarga estacional	capacidad util (Ah)
150,000000	0,75	113

Se utilizaron las siguiente relación para hallar la capacidad útil (19):

$$CAP_{UTIL} = CAP_{bateria\ seleccionada} * \#Bat_{Paralelo} * fpd \quad (19)$$

Donde:

$CAP_{bateria\ seleccionada}$: Capacidad batería comercial seleccionada

$\#Bat_{Paralelo}$ = Número de baterías en paralelo

fpd = Factor de profundidad de descarga estacional

3.4.4. Cálculo De La Capacidad En Paneles

Determinada la capacidad de la batería necesaria para el sistema fotovoltaico queda por determinar el número de paneles necesarios para alimentar la carga y mantener cargadas las baterías del sistema, para ello lo primero que se realizó fue hallar un factor de corrección para la corriente de diseño hallada en la sección 3.4.2 con la ecuación (15) $CD_{Max} = 27,5622$ Esta corriente se verá disminuida en los días en que la radiación solar no alcance sus valores pico; para ello se utiliza la siguiente relación (20):

$$FC_{ID} = \frac{CAP_{UTIL}}{des_{min} * HSP} \quad (20)$$

Donde:

FC_{ID} = factor de reducción estacional de corriente

CAP_{UTIL} = Capacidad útil batería

des_{min} = Días estacionales de sol mínimo

HSP = Horas sol pico

El factor se aplica a la corriente de diseño mediante la siguiente relación (21)

$$ID_{Corregida} = CD_{Max} - FC_{ID} \quad (21)$$

Donde:

$ID_{Corregida}$ = Corriente de diseño corregida

CD_{Max} = Corriente de diseño.

FC_{ID} = factor de reducción estacional de corriente

La tabla 3-24 registra los resultados obtenidos tras aplicar las ecuaciones 20 y 21.

Tabla 3-24 Cálculo de la corriente de diseño corregida

Capacidad Util	Horas Sol Pico	Días consecutivos estacionales sol minimo	Reduccion estacional de corriente	Corriente de Diseño	Corriente corregida
113	5,16	27	0,80749354	27,5622	26,7547

Según datos extraídos de (*Clima Promedio En Mitú, Colombia, Durante Todo El Año - Weather Spark*, n.d.) en mitu llueve alrededor de 31 días al año; lo que en promedio seria 2.58 veces al mes; se realizo un redondeo a 3 días por mes; por este motivo se indican 27 de los 30 días del mes como estacionales mínimos de sol.

La corriente corregida corresponde a la intensidad que debe entregar el módulo fotovoltaico continuamente para satisfacer la demanda del sistema fotovoltaico. En este sentido el número de

paneles a conectar en paralelo para obtener esta intensidad se determina mediante la ecuación (22):

$$\#Paneles_{paralelo} = \frac{ID_{Corregida} * FCM}{I_{NOMINAL\ MODULO}} \quad (22)$$

Donde:

$\#Paneles_{paralelo}$ = Número de paneles en paralelo

$ID_{Corregida}$ = Corriente de diseño corregida

FCM = factor de corrección del módulo

$I_{NOMINAL\ MODULO}$ = Corriente nominal del módulo en NOCT

El FCM corresponde a un factor de corrección por tipo de construcción del módulo; en paneles cristalinos este factor es de 0.9 y en paneles amorfos el valor es de 0.7 (Abella et al., 2017).

La $I_{NOMINAL\ MODULO}$ corresponde a la corriente nominal del módulo fotovoltaico seleccionado para la instalación fotovoltaica en condiciones de prueba estándar NOCT las cuales están referidas en hoja de datos de la placa seleccionada. La tabla 3-25 muestra las condiciones de operación estándar para el panel de 375 W seleccionado.

Tabla 3-25 Condiciones de operacion nominales panel seleccionado NOCT

MODULE TYPE	ZXM6-LD72-340/M	ZXM6-LD72-345/M	ZXM6-LD72-350/M	ZXM6-LD72-355/M	ZXM6-LD72-360/M	ZXM6-LD72-365/M	ZXM6-LD72-370/M	ZXM6-LD72-375/M
Maximum Power Pmax(Wp)	251,8	255,2	258,7	262,3	265,7	269,6	273,5	277,8
Maximum Power Voltage Vmpp(V)	35,4	35,5	35,8	35,9	35,9	36,3	36,5	36,6
Maximum Power Current Imp(A)	7,11	7,18	7,23	7,30	7,39	7,43	7,49	7,59
OpenCircuit Voltage Voc(V)	43,4	43,6	43,8	43,9	44,0	44,3	44,5	44,7
Short Circuit Current Isc(A)	7,61	7,68	7,73	7,80	7,92	7,94	8,00	8,06

De esta forma el número de paneles en paralelo necesarios para la instalación es (23):

$$\#Paneles_{paralelo} = \frac{27,5622\ A * 0.9}{8.06\ A} = 2.9874 \approx 3 \quad (23)$$

El número de paneles se aproxima al valor entero superior en este caso 3 paneles en paralelo.

El número de paneles en serie depende del voltaje nominal del sistema y el voltaje nominal del módulo fotovoltaico en NOCT mediante la siguiente relación (24):

$$\#Paneles_{serie} = \frac{V_{nom}}{VM_{nom}} \quad (24)$$

Donde:

V_{Nom} = Voltaje nominal instalación fotovoltaica

VM_{nom} = Voltaje nominal del módulo fotovoltaico

De esta forma la cantidad de módulos en serie que se conectaran en el sistema equivalen a:

$$\#Paneles_{serie} = \frac{48V}{36.6V} = 1.31 \approx 2 \quad (25)$$

La cantidad total de módulos equivale al producto entre el número de módulos en serie por el número de módulos en paralelo del sistema; en este caso sería (26):

$$\#Paneles_{Total} = \#Paneles_{serie} * \#Paneles_{paralelo} = 2 * 3 = 6 \quad (26)$$

Como práctica de diseño se aproxima el número total de paneles al próximo número entero par, la tabla 3-26 muestra los resultados de las operaciones anteriores con el total de módulos del sistema.

Tabla 3-26 Número de módulos a instalar

Tension nominal sistema	Tension nominal del modulo	Modulos en serie	modulos en paralelo	Total modulos a Instalar
48	36.6	2	3	6

3.4.5. Cálculo Del Inversor

Para seleccionar el inversor necesario para una instalación fotovoltaica se suele caer en el error de sumar las potencias nominales de los módulos a conectar lo cual no es lo que determina al final que inversor nos sirve para nuestra instalación; para realizar una elección asertiva se debe primero determinar de qué forma estarán conectados nuestros paneles; luego de esto determinar las corrientes y voltajes que ingresaremos por la entrada DC al inversor y finalmente elegir un equipo capaz de soportar esos rangos de voltaje.

En nuestro caso tendremos 6 paneles fotovoltaicos conectados en 2 STRINGS de 3 paneles en serie para limitar la corriente a ingresar en la entrada MPTT del equipo rectificador, recordemos que por teoría de circuitos los voltajes que se encuentran conectados en serie se suman entre sí y las corrientes permanecen iguales en la trayectoria cerrada; lo contrario ocurre con elementos conectados en paralelo cuya corriente total es la suma de todas las corrientes individuales y sus voltajes son iguales. Teniendo en cuenta lo anterior, si conectamos los 6 paneles en paralelo tendríamos una corriente total de 48.36 Amp a 44.7 V dado que el panel escogido tiene una I_{sc} de 8.06 Amp a 44.7 V, esta corriente podría ajustarse a los límites de un inversor comercial de 2000 a 3000 W pico las cuales oscilan entre los 18 y 80 Amp pero exigen voltajes de operación

mínimos sobre los 48 V; en este caso se deben revisar en los parámetros NOCT (nominal operating cell temperature) del panel los voltajes V_{mpp} del módulo los cuales corresponden a las vistas en la entrada MPTT cuando el sistema está en su máxima potencia bajo régimen de carga, estos voltajes por lo general corresponden al 80% del voltaje de circuito abierto V_{oc} del módulo por tal motivo se debe escoger un arreglo que se acople a las características del inversor seleccionado.

Para ello primero se determina la capacidad mínima que debe cumplir el módulo rectificador mediante la siguiente relación (27):

$$PI_{min} = \#Paneles_{Total} * I_{NOMINAL\ MODULO} * VM_{nom} * (100\% - \eta_{modulo}) \quad (27)$$

Donde:

PI_{min} = Potencia mínima del inversor

VM_{nom} = Voltaje nominal del modulo fotovoltaico

$\#Paneles_{Total}$ = Total de paneles de la instalación

$I_{NOMINAL\ MODULO}$ = Corriente nominal del módulo en NOCT

η_{modulo} = Eficiencia del módulo

De esta forma se obtiene la potencia mínima del inversor para la instalación que se muestra en la siguiente operación (28):

$$PI_{min} = 6 * 8.06 A * 44.7 V * (100\% - 19.11\%) = 1748,6 W \quad (28)$$

Los valores correspondientes a las características del módulo escogido se encuentran en la tabla 3-25.

De esta manera sabemos que se debe escoger un inversor Off – Grid para el voltaje de diseño del sistema fotovoltaico (48V) y de mínimo 1748,6 W. Comercialmente el inversor que se ajustaría a nuestra necesidad sería uno de 3000 W- 48 V; modelos de mas baja potencia reducen la capacidad del banco de baterias a 24 V la figura 3-22 muestra las características del inversor seleccionado para calculo.

MARCA		MUST
MODELO		PV18-3048 VHM
VOLTAGE NOMINAL DE LA BATERIA		48 VDC
SALIDA DEL INVERSOR	POTENCIA NOMINAL	3000 W
	SOBRETENSION	6000 W
	FORMA DE ONDA	ONDA PURA

MARCA		MUST
MODELO		PV18-3048 VHM
	REGULACION DE VOLTAGE (MODO DE BATERIAS)	(220AC-240AC) ± 5%
	EFICIENCIA	93%
	TIEMPO DE TRANSFERENCIA	10 ms (Para PC) 20 ms (Para aplicaciones en hogar)
ENTRADA AC	VOLTAGE	230 V
	RANGO DE VOLTAGE SELECCIONABLE	170 ~ 280 VAC (Para Pc) \ 90 ~ 280 VAC (Para aplicaciones en hogar) \ 184 ~ 253 VAC (VDE4105)
	RANGO DE FRECUENCIAS	50Hz\60Hz (Sensado Automatico)
BATERIA	VOLTAGE NOMINAL	48 VDC
	VOLTAGE DE CARGA EN FLOTACION	54 VDC
	PROTECCION DE SOBRECARGA	60 VDC
CARGADOR SOLAR Y CARGADOR AC	VOC MAXIMO EN ARREGLO PV	145 VDC
	RANGO MPTT EN ARREGLO PV	64~130 VDC
	CONSUMO EN STAND BY	2W
	POTENCIA DE ENTRADA PV	2880W\3840W
	CORRIENTE MAXIMA DE CARGA SOLAR	60A\80A
	EFICIENCIA MAXIMA	98%
	CORRIENTE MAXIMA DE CARGA AC	60A
	CORRIENTE DE CARGA MAXIMA	120A/140A

FIG. 3-6 Características del Inversor

Se selecciona un inversor cargador MUST PV1800-VHM para el sistema; se puede observar en la figura 3-22, el rango de entrada MPTT DC de este inversor va de 64V a 130V y la capacidad de corriente máxima en DC de la bornera MPTT es de 80 Amp, como se indicó anteriormente a simple inspección podría parecer que este inversor soportaría 6 placas en paralelo, sin embargo, si nos remitimos a la tabla 3-25 observamos que el V_{mpp} max del módulo seleccionado es de 36.6 V lo que quiere decir que mínimo debo conectar en serie 3 módulos para alcanzar 109.8 Vdc en NOCT en un string a 8.06 Amp.

Por lo anterior nuestra instalación sería como lo muestra la figura 3-23:

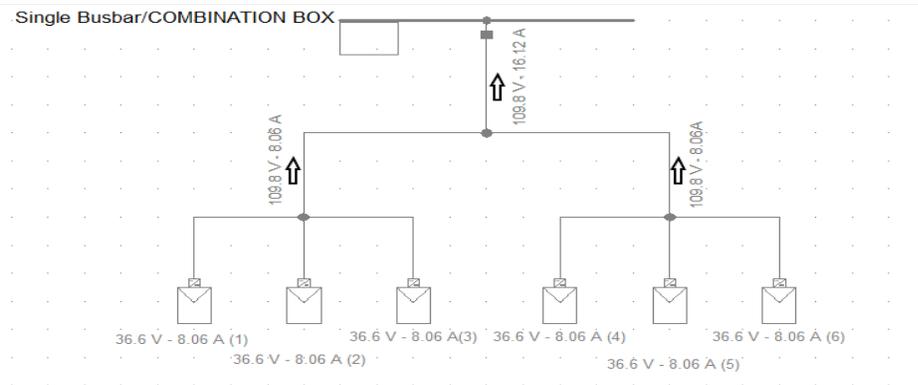


FIG. 3-7 Conexión de paneles al sistema

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 3-27,

Tabla 3-27 Características eléctricas generador fotovoltaico

VOLTAGE MINIMO MPTT INVERSOR (V)	VOLTAGE MAXIMO ARREGLO INVERSOR (V)	VOLTAGE MINIMO DEL PANEL (V)	VOLTAGE MAXIMO DEL PANEL (V)	MINIMO PANELES EN SERIE	MAXIMO DE PANELES EN SERIE	VOLTAGE STRING MIN NOCT	VOLTAGE MAX STRING NOCT	NUMERO DE STRING
64	145	36,6	44,7	2	3	73,2	109,8	2

3.4.6. Cálculo De Los Conductores

Para realizar el cálculo de las protecciones del sistema se tuvieron en cuenta las corrientes las longitudes de los tramos del sistema propuesto y las caídas de tensión permitidas por tramos (tabla 3-28) en cada uno de los tramos de la siguiente forma:

Tabla 3-28 Caídas de tensión permitidas

PORCENTAJE CAIDA TENSIÓN		
INICIO	FIN	CAÍDA
PANEL	REGULADOR	3%
REGULADOR	BATERÍA	1%
BATERÍA	INVERSOR	1%
REGULADOR	INVERSOR	1%
PANEL	INVERSOR	3%

Los calibres de los conductores se determinan por tramos como se indica en la tabla 3-28, y aplicando la siguiente relación (29).

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I'}{\Delta U \cdot K} \quad (29)$$

Donde:

S = Sección del cable en mm^2

L = Longitud del conductor en consideración (m)

ΔU = Caída de tensión permitida en el tramo en Voltios (V)

I' = Intensidad de corriente del tramo aumentada en un 25%

K = Conductividad del conductor

El valor K es una constante que depende del material del conductor y está asociada con la temperatura y el material del mismo como se muestra en la tabla 3-29.

Tabla 3-29 Conductividad Cobre y aluminio

Conductividad del Cobre-Cu ($\text{m}\Omega/\text{mm}^2$) Con la Temperatura T ($^{\circ}\text{C}$)							
20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
56	54	52	50	48	47	45	44
Conductividad del Aluminio-Al ($\text{m}\Omega/\text{mm}^2$) Con la Temperatura T ($^{\circ}\text{C}$)							
20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
35	34	32	31	30	29	28	27

El equipo utilizado dentro de la instalación es un inversor híbrido el cual realiza las veces de Inversor y Regulador de carga, por lo cual los tramos a evaluar serían los mostrados en tabla 3-30.

Tabla 3-30 Tramos de conductor a evaluar

PORCENTAJE CAÍDA TENSIÓN					
INICIO	FIN	CAÍDA	LONGITUD (m)	CORRIENTE (A)	VOLTAJE TRAMO (V)
BATERÍA	INVERSOR	1%	6	16.12	48
PANEL	INVERSOR	3%	10	16.12	109.8

De acuerdo con la distribución de los paneles mostrada en la figura 3-23 los paneles irán conectados en series de 3 hasta un tablero donde existirá un barraje DC para la conexión hacia el Inversor. Para ello se utilizarán conectores del tipo MC4 para interconectar el arreglo de paneles y salir con 2 cables de la sección calculada hasta las bornas del inversor; aplicando la relación 29 utilizando conductores de cobre con ampacidad a 70° Las secciones serían las siguientes (30) y (31):

$$S_{Bateria-Inversor} = \frac{2*6*16.12*1.25}{0.01*48*47} = 10.71 \text{ mm}^2 \quad (30)$$

$$S_{panel-Inversor} = \frac{2*15*16.12*1.25}{0.03*109.8*47} = 3.90 \text{ mm}^2 \quad (31)$$

Las secciones comerciales cercanas se muestran en la tabla 3-31.

Tabla 3-31 Secciones comerciales cableado

AWG	Diam. mm	Area mm ²
1	7.35	42.40
2	6.54	33.60
3	5.86	27.00
4	5.19	21.20
5	4.62	16.80
6	4.11	13.30
7	3.67	10.60
8	3.26	8,35
9	2.91	6.62
10	2.59	5.27
11	2.30	4.15
12	2.05	3.31
13	1.83	2.63
14	1.63	2.08
15	1.45	1.65

En resumen los conductores de los tramos del sistema tienen las características mostradas en las tablas 3-32 y 3-33.

Tabla 3-32 Características conductor Inversor a baterías

INVERSOR A BATERIAS							
LONGITUD A TABLERO	I MAX (A)	V NOM (A)	ΔV %	S mm2	CONDUCTOR EQUIVALENTE AWG	TEMPERATURA	RESISTIVIDAD A 20°
6	20,15	48,000	0,01	10,7180851	6	70°	0,017857143

Tabla 3-33 Características de conductor panel - Inversor

TABLERO DC A INVERSOR							
LONGITUD A TABLERO	I MAX (A)	V NOM (A)	ΔV %	S mm2	CONDUCTOR EQUIVALENTE AWG	TEMPERATURA	RESISTIVIDAD A 20°
15	20,15	109,800	0,03	3,90458474	11	70°	0,017857143

3.4.7. Selección De Protecciones

Para seleccionar las protecciones del sistema fotovoltaico se divide el análisis en AC (corriente alterna) y DC (corriente directa); las protecciones del tipo AC se utilizarán en el tablero general de distribución de la vivienda y las del tipo DC hacen parte del sistema de protección de la instalación fotovoltaica.

La relación utilizada para escoger una protección eléctrica es la siguiente:

$$I_{Ajustada} < I_{Proteccion} < I_{FCT}^* \tag{32}$$

$$Cargabilidad = \frac{I_{nominal}}{I_{Proteccion}} < 80\% \tag{33}$$

Donde:

I_{FCT} : Corriente nominal del conductor con corrección por temperatura asignada en la NTC 2050 sección 310

$I_{Ajustada}$: Corriente nominal de la instalación aumentada 25%

$I_{protección}$: Corriente nominal de la protección

$I_{Nominal}$: Corriente nominal de la instalación eléctrica son corrección del 25%

Para los tramos del sistema fotovoltaico se determinaron las siguientes protecciones basadas en las corrientes que fluyen por los tramos de conductor a lo largo de los string hasta el inversor y baterías los resultados se muestran en la tabla 3-34:

Tabla 3-34 Coordinación de protecciones DC

TRAMO	CORRIENTE AJUSTADA	CORRIENTE MAX CONDUCTOR	CORRIENTE CON CORRECCION TEMPERATURA	PROTECCION	TIPO
PANEL - CONECTOR MC4	10,08	40	38,4	15 A	FUSIBLE
INVERSOR-BATERIAS	20,15	75	72	63 x 2	TERMOMAGNETICO
CONECTOR MC4 - INVERSOR	20,15	75	72	63 x 2	TERMOMAGNETICO

Para las protecciones AC se tomaron las corrientes de cada uno de los circuitos trazados en la primera etapa del proyecto para la vivienda; los resultados se muestran en la tabla 3-35.

Tabla 3-35 Coordinación de protecciones AC

Circuito	Tablero	Corriente	C Fase	Protección
CIRCUITO DE ILUMINACIÓN	AC CASA	3,490909091	N14	15A
TABLERO AC CASA CXTO 2	TABLERO AC CASA	16,36363636	N12	20A
TABLERO AC CXTO 3	TABLERO AC CASA	4,909090909	N12	20A
TABLERO AC CXTO 4	TABLERO AC CASA	1,636363636	N12	20A

Se selecciona para el sistema un DPS tipo II de 20KA que será ubicado en el tablero AC y el tablero DC de la instalación dado que se desconoce el Lightning protection level del sitio en el que se realizaran las instalaciones como referencia la tabla 3-36.

Tabla 3-36 Nivel de proteccion del DPS

LPL**	Maxima corriente de rayo	2 conductores descendentes		≥ 4 conductores descendentes	
		Limp/Pole	Itotal	Limp/Pole	Itotal
I or Unknow	200 KA	10 KA	20 KA	5 KA	10 KA
II	150 KA	7,5 KA	15 KA	3,5 KA	7,5 KA
III or IV	100 kA	5 KA	10 KA	2,5 KA	5 KA
Planta fotovoltaica de campo libre		5KA	10 KA		

El calibre máximo de los conductores del sistema fotovoltaico es 6 AWG; remitiendonos a la tabla 3-8 del presente documento se observa que por norma el calibre del conductor de puesta a tierra seria del calibre 8 AWG

3.4.8. Diagrama De Conexión

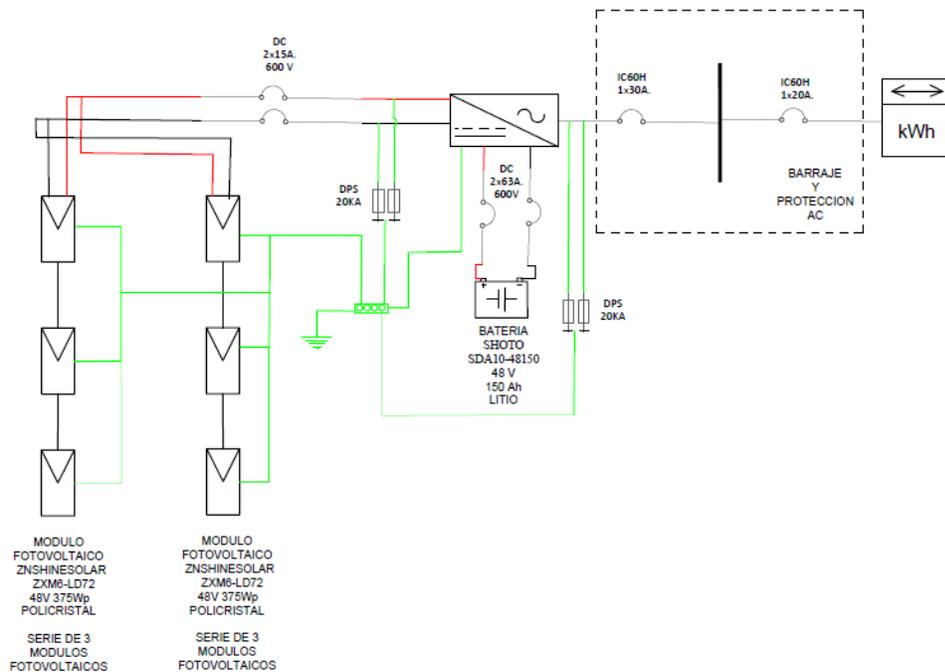


FIG. 3-8 Esquema de conexion sistema fotovoltaico

3.4.9. Metodo de soporte

Accesorios y metodo de anclaje

El sistema se soportara a las aguas del tejado mediante sistema de rieles en aluminio de forma coplanar; el angulo de inclinación se ajustara mediante retenedores en L a los cuales se puede varuar la altura de soporte; adicionalmente se utilizaran clamps para separaciones entre los paneles y terminaciones de Strings las figuras 3-9 a la 3-12

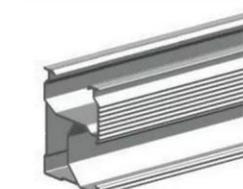
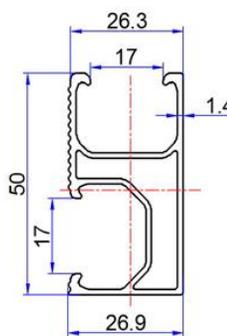
RIEL		DIMENSIONES
		
MARCA	GENERICO	
MATERIAL	ALUMINIO	
LONGITUD	4,20 MTS	

FIG. 3-9 Soporte en riel de aluminio

CLAMP INTERMEDIO		CLAMP FINAL	
			
MARCA	GENERICO	MARCA	GENERICO
MATERIAL	ALUMINIO	MATERIAL	ALUMINIO
LONGITUD		LONGITUD	

FIG. 3-10 Clamp de fijacion

RETENEDOR EN L	
	
MARCA	GENERICO
MATERIAL	ALUMINIO
LONGITUD	

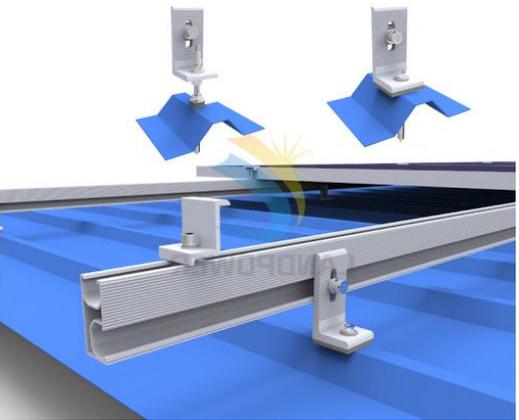


FIG. 3-11 Retenedor en L

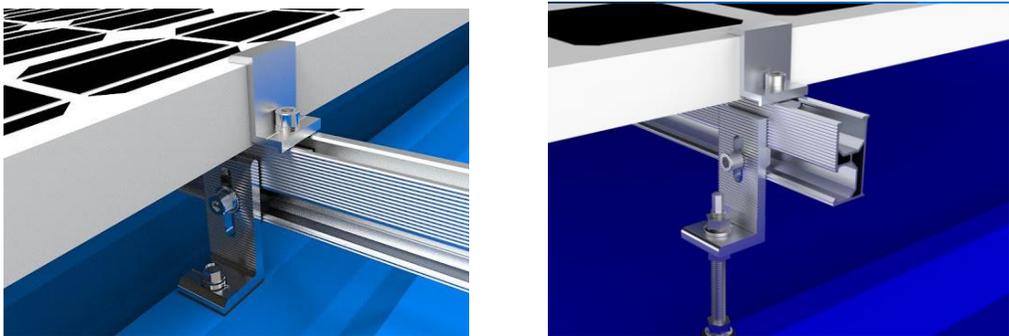


FIG. 3-12 Fijacion coplanar de panel

3.5. Estimación De Costos Del Sistema Fotovoltaico

Se realizó una estimación del costo del sistema fotovoltaico para determinar 3 aspectos fundamentales que determinan la viabilidad del proyecto:

1. ¿Cuánto es el costo del sistema fotovoltaico?
2. ¿En cuántos años se amortiza el sistema fotovoltaico?
3. ¿Cuál es el costo del KWh generado por el sistema fotovoltaico?

La primera interrogante viene dada por el costo de los elementos del sistema fotovoltaico; para este ejercicio se excluyeron costos administrativos y de mano de obra, ya que constituyen insumos adicionales al sistema de generación al igual que la utilidad cobrada por la empresa instaladora del sistema. Los impuestos y sus excepciones si están incluidos en el análisis.

Los costos asociados al sistema se muestran en la tabla 3-36:

Tabla 3-37 Costos sistema fotovoltaico

PROYECTO: SISTEMA SOLAR VIVIENDAS INDIGENAS					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT.	SUBTOTAL
1	BATERIAS DE LITIO 150 Ah 48 V Incluye CABLEADO 6mm + 10 mm + Conectores MC4	GL	1	\$ 8.023.984	\$ 8.023.984
2	SUMINISTRO E INSTALACION DE ESTRUCTURA PARA 6 PANELES	UN	1	\$ 389.480	\$ 389.480
3	SUMINISTRO DE GABINETE DE PROTECCIONES INCLUYE PROTECCIONES DC 63 -30 A PROTECCION AC	UN	1	\$ 500.000	\$ 500.000
	SUBTOTAL				\$ 8.913.464
	IVA			19%	\$ 1.693.558
ELEMENTOS EXCENTOS DE IVA					
4	PANEL SOLAR 375 Wp	un	6	\$431.147	\$2.586.879
5	INVERSOR MUST PV-18-3048 48 V 120V	un	1	\$2.890.000	\$2.890.000
	TOTAL				\$ 16.083.901

Este sistema posee 6 paneles de 375 Wp para en total poseer una potencia instalada de 2250 Wp; esta potencia de pico se debe afectar por la eficiencia del panel fotovoltaico que para el panel seleccionado es del 81%.

Así los kWh generados por esta instalación estarían dados por la siguiente relación (34).

$$kWh_p = \frac{W_{PG} * \eta_{Panel}}{1000} \quad (34)$$

Donde:

kWh_p = Kilowatts Hora pico generador

W_{PG} = Vatios pico Generador

η_{Panel} = Eficiencia del panel fotovoltaico

En nuestro caso nuestro generador estaría entregando al sistema (35):

$$kWh_p = \frac{2250 W * 0.81}{1000} = 1.8225 KWh \quad (35)$$

Esto significa que este generador estaría en capacidad de entregar en 5.16 HSP un promedio de 9.40 kW/día para un total anual de 3385.476 kWh/año

Para el departamento del Vaupés el costo de la energía puede rondar los \$ 3117 (Bogotá, 2018)

De esta manera el ahorro anual aproximado por los kWh/año instalado estaría dado por (36):

$$Ahorro_{anual} = 3385.476 \frac{KWh}{año} * \$ 3117 = \$ 10.552.529 \quad (36)$$

El retorno de la inversión se calcula en base a los ahorros generados de la siguiente forma (37):

$$Retorno\ inversión = \frac{Costo\ del\ sistema\ fotovoltaico}{Ahorro\ anual} = \frac{\$ 16.083.901}{\$ 10.552.529/Año} = 1,52 \approx 2\ Años \quad (37)$$

La vida útil del sistema fotovoltaico es de aproximadamente 25 años en los cuales este sistema

generara alrededor de $3385.476 \frac{kWh}{año}$ Para un total de 84636,9 KWh en 25 años; el costo del

kWh generado por el mismo sería el siguiente (38):

$$Costo\ kWh\ Generado = \frac{Costo\ sistema\ fotovoltaico}{kWh\ VU} = \frac{\$ 16.083.901}{84636,9\ kWh} = \$ 190/kWh. \quad (38)$$

Donde:

$kWh\ VU$ = Kilovatios hora generados durante vida útil

*En este costo no están incluidos los gastos asociados a mantenimiento del sistema.

En resumen el proyecto presenta económicamente las características mostradas en la tabla 3-38

Tabla 3-38 Evaluación económica sistema fotovoltaico

COSTO COMERCIAL VIVIENDA	COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	PORCENTAJE DEL SISTEMA SOLAR	COSTO COMERCIAL DE LA ENERGIA	GENERACION ANUAL kWh	AHORROS SISTEMA SOLAR F	RETORNO DE LA INVERSION (AÑOS)	COSTO DE LA ENERGIA SOLAR kWh
\$ 70.000.000	\$ 16.083.901	23%	\$ 3.117	3385,476	\$ 10.552.529	1,5241	\$ 190

De lo anterior se puede asegurar que la propuesta cumple con todos los requerimientos especificados para la alimentación de la misma tanto técnica como económicamente.

3.6. Simulación Condiciones De Funcionamiento En Pvgis

PVGIS es una herramienta online del The Joint Research Centre (JRC) que permite simular los potenciales energéticos captados por una instalación fotovoltaica instalada en cualquier lugar del mundo. En nuestro caso PVGIS nos servirá para determinar si la instalación anteriormente calculada es capaz de suministrar la energía suficiente para atender la demanda de la vivienda y cargar las baterías del sistema.

Ingresamos a la dirección web de PVGIS <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> y allí se utilizó el aplicativo PV PERFORMANCE TOOL para sistema FV autónomo; La tabla 3-39 muestra el resumen de la instalación calculada en el capítulo 3.

Tabla 3-39 Resumen Sistema Calculado

RESUMEN INSTALACION CALCULADA									
NUMERO DE PANELES	CAPACIDAD DEL PANEL (W)	CAPACIDAD DEL CAMPO FV (W)	CAPACIDAD DE BATERIA (Ah)	NUMERO DE BATERIAS	VOLTAGE NOMINAL DE BATERIA (V)	CAPACIDAD ACUMULADOR (W)	VOLTAGE NOMINAL DEL SISTEMA (V)	DEMANDA DE LA VIVIENDA (AH/DIA)	DEMANDA DE LA VIVIENDA (Wh)
6	375	2250	150	1	48	7200	48	84,5982143	4060.714

Luego de ubicar geográficamente las coordenadas de Mitú-Vaupés en el mapa el aplicativo solicita como datos de entrada, la potencia instalada en paneles en Wp que en este caso son 2250 W, la capacidad instalada en baterías, el límite de descarga, el cual se estableció en los cálculos anteriores al 80% y por último la demanda diaria del sistema en Wh/día, la inclinación y el azimuth al cual se van a colocar las placas solares en este caso 1.5° completamente orientados al norte es decir 0° de azimuth estos datos se encuentran resumidos en la tabla 3-39; la figura 3-13 muestra los datos ingresados al software.

Summary



Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	1.237, -70.260
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-NSRDB
PV installed [Wp]:	2250
Battery capacity [Wh]:	7200
Discharge cutoff limit [%]:	80
Consumption per day [Wh]:	4060.714
Slope angle [°]:	1.5
Azimuth angle [°]:	0
Simulation outputs:	
Percentage days with full battery [%]:	99.08
Percentage days with empty battery [%]:	100
Average energy not captured [Wh]:	4513.47
Average energy missing [Wh]:	1226.78

FIG. 3-13 Datos ingresados a PVGIS

En la gráfica de la fig. 3-14 podemos observar que existe energía no capturada por el sistema fotovoltaico, lo cual otorga la posibilidad de añadir más almacenamiento en baterías a futuro en la medida de que sea económicamente factible; según los datos extraídos la energía no capturada representa en promedio el 61% de la energía capturada por el sistema, lo que permitiría añadir un banco de iguales características al dimensionado.

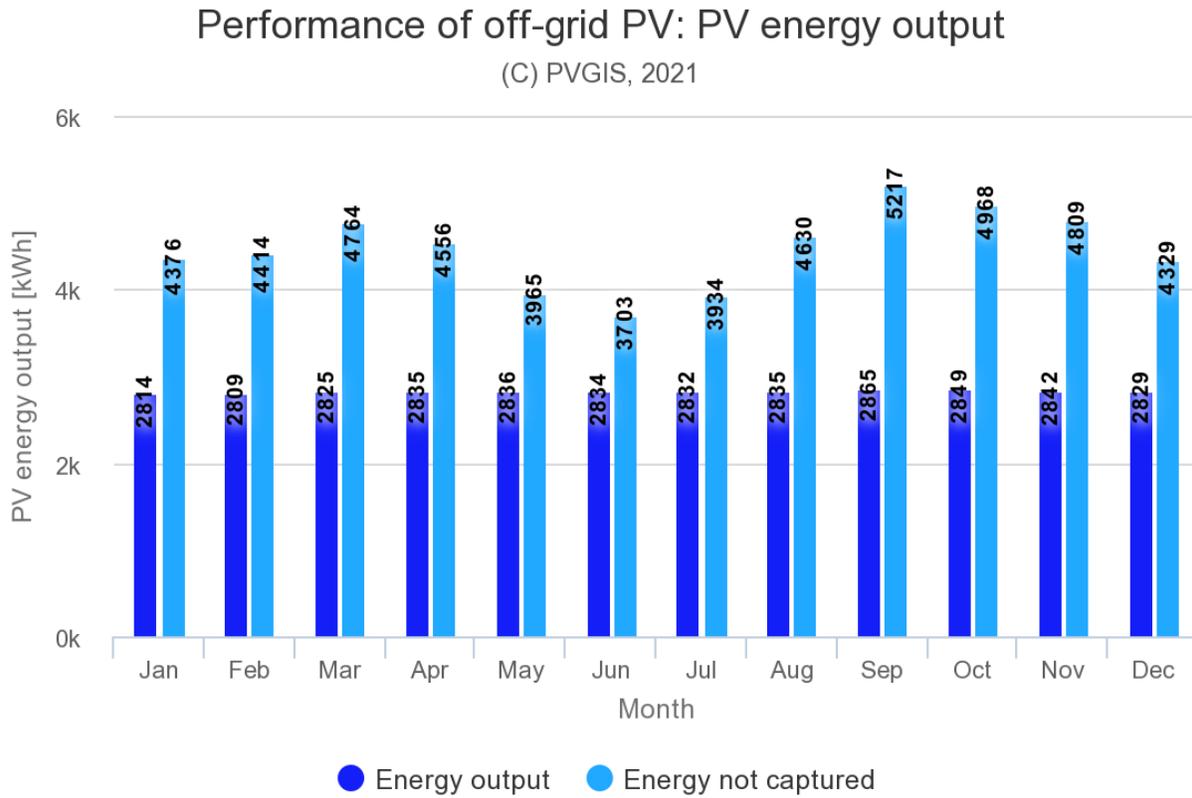


FIG. 3-14 Redimiento Del Sistema Fotovoltaico

En la tabla 3-40 se observan los valores graficados por el sistema en la figura 3-14

Tabla 3-40 Energia capturada por placas dimensionadas

Month	Energy output	Energy not captured	% no capturado
1	2814,21	4376,41	61%
2	2809,29	4414,1	61%
3	2824,63	4763,63	63%
4	2834,88	4555,75	62%
5	2836,38	3964,52	58%
6	2834,14	3703,03	57%
7	2831,86	3933,96	58%
8	2834,58	4629,71	62%
9	2864,91	5216,6	65%
10	2849,17	4968,46	64%
11	2842,46	4808,7	63%
12	2828,58	4329,41	60%
PROMEDIO	2833,76	4472,02	61%

La figura 3-15 muestra el rendimiento de la batería del sistema, en esta se puede observar que la batería podrá ser cargada 100 % durante todos los meses del año, por otro lado se debe recordar que la batería se dimensiono para descargarse hasta el 80% de su capacidad total esto con el fin de prolongar su vida útil por este motivo la carga demandara el 100% de este porcentaje diariamente.

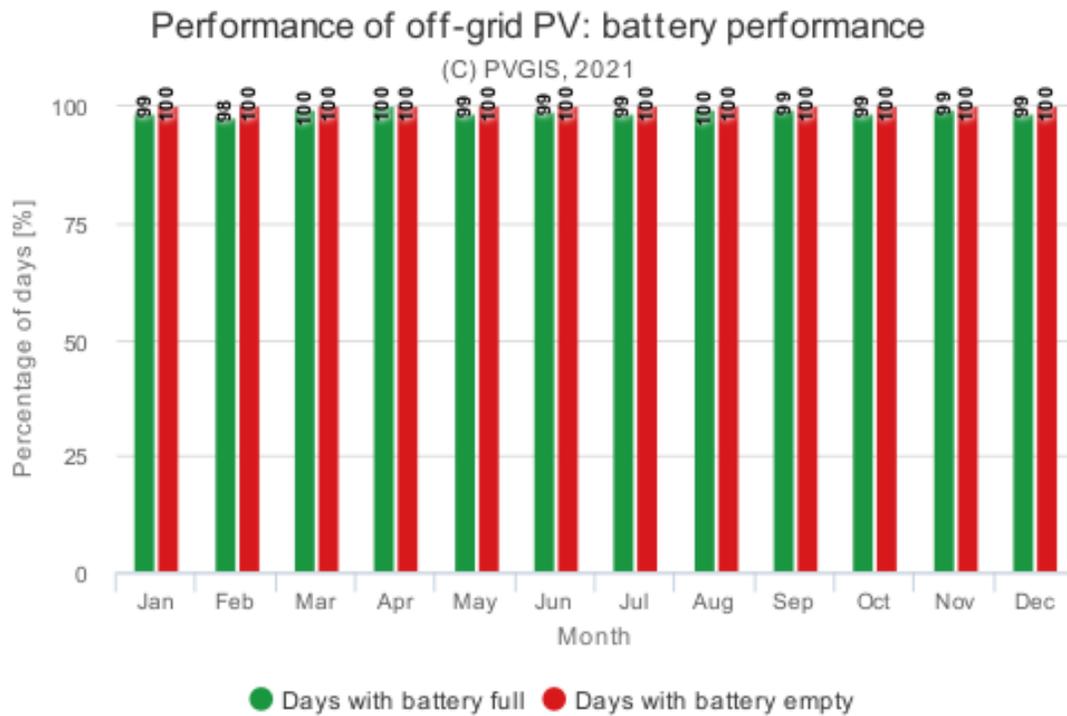


FIG. 3-15 Rendimiento Batería Sistema Solar Fotovoltaico

La tabla 3-41 muestra los valores de consumo graficados en la figura 3-15.

Tabla 3-41 Ciclos de carga y descarga de la bateria

Month	Days With battery full	Days With battery empty
1	98,83	100
2	98,05	100
3	99,71	100
4	100	100
5	98,53	100

6	99,09	100
7	98,53	100
8	99,71	100
9	99,39	100
10	98,83	100
11	99,39	100
12	98,79	100
PROMEDIO	99,07	100,00

Finalmente bajo el análisis realizado el porcentaje de días en que la batería posee cierta carga al final de la jornada; de allí se pudo extraer que la gran mayoría del tiempo la batería oscila entre el 80% y el 100% de su carga cuando terminal las horas de sol efectivas de la jornada, lo que le permitiría alimentar las cargas durante la noche como se aprecia en la figura 3-16.

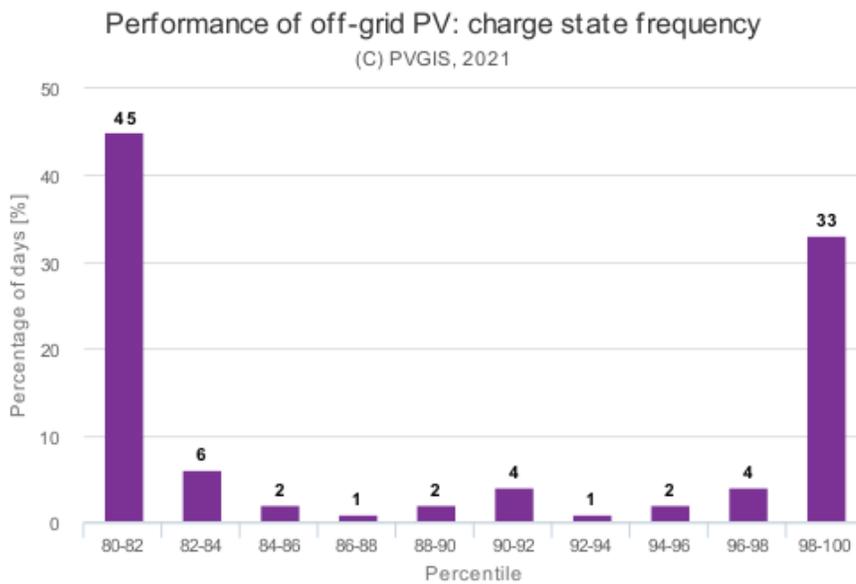


FIG. 3-16 Frecuencia Estado De Carga Bateria

los archivos de simulación se encuentran en el anexo 6.1. Simulación PVGIS.

3.7. Análisis de flujo de carga. Digsilent power factory

Por último se realizó un análisis de flujo de carga de la instalación fotovoltaica con el fin de analizar el comportamiento de los elementos seleccionados para proteger el sistema y a su vez analizar parámetros en condición de operación normal.

Para ello se simularon dentro del programa 2 barrajes; el primero corresponde a la entrada DC del inversor y el segundo al barraje AC del tablero de la casa. Adicionalmente se añade un fusible de 63 A a la salida del barraje DC y fusibles de 20 A en las cargas, como muestra la figura 3-17

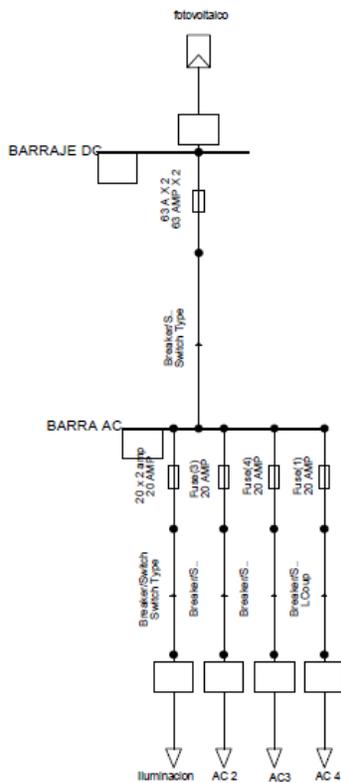


FIG. 3-17 Diagrama Simulación

Las cargas conectadas a la barra AC corresponden a los circuitos del tablero AC con los consumos que se encuentran en la tabla 3-40.

Tabla 3-42 Consumos circuitos vivienda

Circuito	Tablero	Número	Corriente	Protección
Circuito de Iluminación	AC Casa	1	3,490909091	15 A
Tablero AC Casa Cxto 2	Tablero AC Casa	2	16,36363636	20 A
Tablero AC Cxto 3	Tablero AC Casa	3	4,909090909	20 A

Tablero AC Cxto 4	Tablero AC Casa	4	1,636363636	20 A
-------------------	-----------------	---	-------------	------

Se realiza análisis de flujo de carga figura 3-18 la simulación del estado de barrajes y protecciones con las cargas conectadas de forma simultánea resultados en figura 3-19 y en la tabla 3-41; En el circuito AC 2 se añadió un consumo de energía reactiva que podría darse por elementos conectados al sistema que posean motores de inducción como ventiladores o licuadoras.

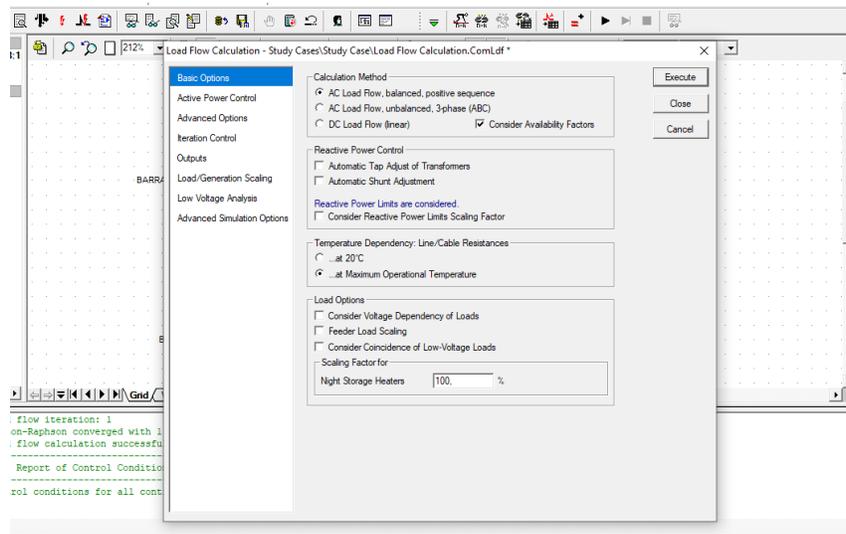


FIG. 3-18 Flujo de carga balanceado Digilent

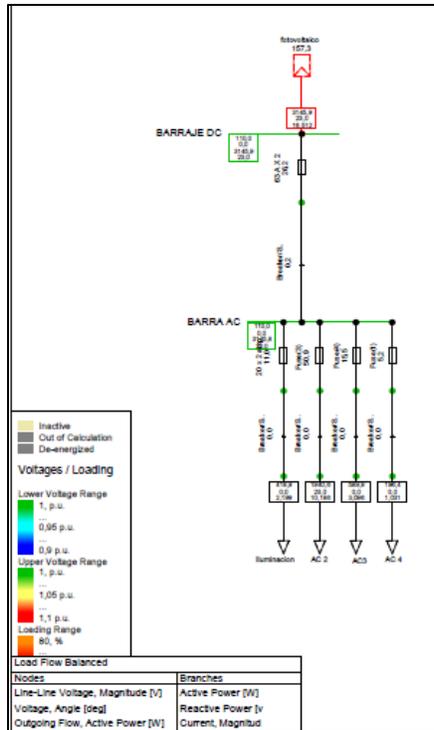


FIG. 3-19 Resultado Flujo de carga

Tabla 3-43 Resultados Flujo de carga Digsilent

CIRCUITO	TABLERO	CORRIENTE	PROTECCIÓN	% CARGA PROTECCIÓN
CIRCUITO DE ILUMINACIÓN	AC CASA	2,199	15A	14,7
TABLERO AC CASA CXTO 2	TABLERO AC CASA	10,186	20A	50,9
TABLERO AC CXTO 3	TABLERO AC CASA	3,096	20A	15,5
TABLERO AC CXTO 4	TABLERO AC CASA	1,031	20A	5,2
INVERSOR - TABLERO AC	TABLERO DC	16,512	63A	26,2

De acuerdo con el análisis todas las protecciones se encuentran perfectamente seleccionadas y con cargas por debajo del 80% de su capacidad nominal; los archivos de simulación se encuentran en el anexo 6.2. Simulación DIGSILENT.

Conclusiones Y Recomendaciones

Los cálculos anteriormente descritos y explicados en este trabajo corresponden a una ruta de diseño basada en el consumo en Ah de una instalación fotovoltaica. Cabe resaltar que existen métodos para dimensionar el sistema de acuerdo con la potencia demandada o el área disponible que son igualmente válidos para realizar la caracterización de un sistema de energía solar fotovoltaica.

Por otra parte es pertinente anotar que los resultados obtenidos durante el diseño son específicamente aplicables a las viviendas del proyecto y ubicación geográfica prevista en este caso de estudio; si se desea realizar una nueva vivienda con nuevas especificaciones o este mismo proyecto en otra región o ubicación es estrictamente necesario recalculer todos los componentes del sistema.

Los tiempos de uso, consideraciones de instalación, distribución de los circuitos y otras determinaciones de carácter físico y técnico que no están reglamentados y que son específicos de cada instalación en particular, están dadas por el criterio y responsabilidad del diseñador del sistema, teniendo en cuenta los parámetros de viabilidad técnica y económica del sistema.

En el sistema se utilizaron paneles de silicio monocristalino de 375 Wp; el sistema se puede optimizar utilizando paneles de mayor potencia pero implicaría recalculer inversor, streams y cableado por la sensibilidad de entrada que manejan los equipos seleccionados en este sistema.

En resumen, el sistema tiene una demanda estimada de 95.91 Ah/día; esta energía debe ser captada por el colector solar en las horas de sol mínimas que se presentan en el sitio (5.16 horas), es decir, que el sistema de almacenamiento debería recibir una corriente de 27.56 Ah para poder almacenar 95.91 Ah en 5.16 horas. Adicionalmente se tuvo en cuenta que la batería no se puede descargar al 100 %, por lo tanto, su capacidad debe ser superior a la demanda máxima del sistema y su vez realizar ajuste por temperatura de operación de la batería; esto conlleva a escoger una batería de 150 Ah para limitar el número de baterías a 1 sola en paralelo. En caso de escoger una batería de menor capacidad que la demandada, luego de aplicar factores de descarga y temperatura, habría la necesidad de colocar mas acumuladores en paralelo incrementando el costo final del sistema.

Las baterías en serie dependen exclusivamente del voltaje de operación de las mismas; en este caso se escogió una batería de 48 V para limitar su número a 1, con esto se obtiene al final un solo acumulador de 48 V a 150 Ah al que se le aplica un factor de descarga estacional, para

limitar la carga que entrega la batería mientras no recibe ninguna corriente del panel, en este caso se escogió el 75 % de la capacidad de la batería, lo que corresponde a una corriente útil de 113 Ah.

Con la capacidad útil obtenida se determina la corriente que debe recibir el captador en los días de sol para cargar el banco en 5.16 horas y alimentar el sistema las 24 hs con las demandas requeridas en la vivienda; se introdujo un factor de corrección por la discontinuidad de irradiación solar durante el día llegando a una corriente corregida de 26.75 A. La cantidad de los módulos depende de la corriente y el voltaje de la placa utilizada en NOCT (nominal operation cell temperature); en este caso 8.06 Amp a 36.6 V; los paneles en paralelo dependen de la corriente del módulo. En este caso para alcanzar 26.75 A se necesita de 3 módulos de 8.06 A si se tiene en cuenta que se utilizó un módulo cristalino y su FCM es del 90 % en este caso la corriente corregida estaría rondando los 24.079 A. De igual forma para alcanzar el voltaje mínimo del sistema que son 48 V de DC se debe disponer de 2 módulos en series para sumar 73.2 V, por tal motivo el sistema calculado posee 6 paneles solares.

La selección del inversor, cableado DC y protecciones dependen exclusivamente de la distribución que realice el diseñador y de las características de los equipos a conectar; en nuestro caso se tendría una potencia máxima instalada de 2250 W, por lo que se escogió un inversor de 3000 W cuya características nos permite voltajes de 64 a 130 V de DC y corrientes hasta 80 A en la entrada MPTT lo que es suficiente para recibir 2 stream de 3 paneles en paralelo.

Finalmente, validando el funcionamiento del sistema dimensionado para las cargas demandadas en cada una de las viviendas se pudo comprobar que el sistema es capaz de abastecer 100% la capacidad requerida y realizar correctamente los ciclos de carga y descarga de las baterías durante el año. Adicionalmente existe posibilidad de ampliar el mismo ya que existe un potencial solar que no está siendo captado por el colector solar; con respecto a las protecciones seleccionadas para el sistema, el flujo de carga realizado permitió determinar que se encuentran correctamente seleccionadas y con porcentajes de carga menores al 80 % .

Referencias

- Abella, M. A., Romero, F. C., & Fotovoltaico, S. D. B. (2017). Dimensionamiento De Sistemas Fotovoltaicos. *Dimensionamiento De Sistemas Fotovoltaicos*, 1(1), 73.
- Adaptable 12Vcc/220VCA inersor de onda sinusoidal pura - askix.com. (n.d.). Retrieved December 28, 2020, from <https://www.askix.com/adaptable-12vcc-220vca-inersor-de-onda-sinusoidal-pura.html>
- Aguas, N. (2021). Tolerancia a fallos. Retrieved November 27, 2020, from https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjr1sbfm5nxAhVAKVkFHQCFAL4QFjARegQIHhAE&url=http%3A%2F%2Fwww.geocities.ws%2Fnancy_aguas%2Ftolerancia.pdf&usg=AOvVaw14MauLJUFdfeEzB9xH4AUc
- Algarín, C.R., Llanos, A.P., & Castro, A.O. (2017). An Analytic Hierarchy Process Based Approach for Evaluating Renewable Energy Sources. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 7, 38-47.
- Alvarado, R. (n.d.). Revista ElectroIndustria - Interruptores termomagnéticos para uso domiciliario. Retrieved November 16, 2020, from 2011 Dec website: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1741>
- Anónimo. (2015). Osciladores electrónicos - Electrónica Unicrom. Retrieved November 4, 2020, from <https://unicrom.com/osciladores-electronicos/>

Aplicada, E. (2020). Cual es la diferencia entre **【cables vs alambres】** instalacion electrica.

Retrieved November 24, 2020, from <https://www.electricaplicada.com/cables-y-alambres-electricos-tipos-y-diferencias/>

Batería (electricidad) - Wikipedia, la enciclopedia libre. (n.d.). Retrieved November 10,

2020, [https://es.wikipedia.org/wiki/Batería_\(electricidad\)#Celdas_primarias_y_la_ESO](https://es.wikipedia.org/wiki/Batería_(electricidad)#Celdas_primarias_y_la_ESO)

Barrozo Budes, F.A., Valencia Ochoa, G., Obregon, L.G., Arango-Manrique, A., & Núñez

Álvarez, J.R. (2020). Energy, Economic, and Environmental Evaluation of a Proposed Solar-Wind Power On-grid System Using HOMER Pro: A Case Study in Colombia", *Energies*, 13(7), p. 1662.

Bogotá, D. C. (2018). Zonas No Interconectadas-Zni Diagnóstico De La Prestación Del

Servicio De Energía Eléctrica 2018 Superintendencia Delegada Para Energía Y Gas Dirección Técnica De Gestión De Energía.

CENTELSA. (2016). Proceso de Estirado-Trefilado - Centelsa - Cables de energía y

telecomunicaciones Centelsa – Cables de energía y telecomunicaciones. Retrieved November 24, 2020, from <https://www.centelsa.com/procesos-centelsa-proceso-de-estirado/>

Ciprotec. (2021). Parámetros de protección según IEC / Sobretensiones Transitorias (DPS) /

DPS / Protección contra sobretensiones / Área de conocimiento / Soporte / Inicio - Cirprotec. Retrieved May 16, 2021, from

<http://www.cirprotec.com/es/Soporte/Area-de-conocimiento/Proteccion-contrasobretensiones/DPS/Sobretensiones-Transitorias-DPS/Parametros-de-proteccion-segun-IEC>

Cirprotec. (n.d.). Funcionamiento y selección de un protector SPD / Sobretensiones

Transitorias (DPS) . Retrieved November 16, 2020, from

<http://www.cirprotec.com/es/Soporte/Area-de-conocimiento/Proteccion-contrasobretensiones/DPS/Sobretensiones-Transitorias-DPS/Funcionamiento-y-seleccion-de-un-protector-SPD>

Clima promedio en Mitú, Colombia, durante todo el año - Weather Spark. (n.d.). Retrieved

May 16, 2021, from <https://es.weatherspark.com/y/26638/Clima-promedio-en-Mitú-Colombia-durante-todo-el-año>

Congreso de la Republica. (2004). Leyes desde 1992 - Vigencia expresa y control de

constitucionalidad. Retrieved May 18, 2020, from Diario Oficial No. 45.628 de 2 de agosto de 2004 website:

http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/decreto_2811_1974.html%0A

[http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1733_2014.html%0Ahttp://](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1733_2014.html%0Ahttp://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/constitucion_politica_1991_pr007.html%0Ahttp://www.secretar)

[/www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/constitucion_politica_1991_pr007.h](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/constitucion_politica_1991_pr007.html%0Ahttp://www.secretar)

[tml%0Ahttp://www.secretar](http://www.secretar)

CPT. (n.d.). / *¿Qué son las Sobretensiones?*

Energía eólica en Argentina - Wikipedia, la enciclopedia libre. (2021). Retrieved December 25, 2020, from

https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_eólica_en_Argentina#Parques_eólicos_de_gran_escal_a_en_funcionamiento

Galicia Moreno, L.E., Garcia Ria, E.A., & Reyes Chavarría, R. (2013). Coordinación De

Protecciones Para Un Sistema Eléctrico Industrial. *Tesis Para Obtener El Titulo de Ingeniero Electricista*. Retrieved from

http://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/21515/Tesis_Protecciones_Sistelec.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Guillén, A. (2018). Motores de CA / Corriente alterna. Retrieved November 4, 2020, from

<https://sites.google.com/site/aleblogtecin/home/2-electronica-1/corriente-alterna-motores-de-ca>

Instituto Colombiano de Desarrollo Rural. (2013). Acuerdo número 304 de 2013, por el

cual se amplía el resguardo indígena Vaupés constituido mediante Resolución No.

086 de julio 27 de 1982, en beneficio de los grupos étnicos Desano, Tucano, Cubeo,

Pisamira, Piratapuyo, Tatuyo, Tuyuca, Barasano, Yurutí, T. Retrieved May 25, 2020,

from <https://diario-oficial.vlex.com.co/vid/pisamira-tatuyo-tuyuca-barasano-taiwano-440677126>

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (1998). Código eléctrico

colombiano NTC2050. *Código Eléctrico Colombiano*, 847.

Intervento, T. (2019). RITMO DE DESCARGA DE UNA BATERÍA - Tritec Intervento. Retrieved November 10, 2020, from <https://tritec-intervento.cl/que-es-el-ritmo-de-descarga-de-una-bateria/>

Inversor: Tema 1 - YouTube. (n.d.). Retrieved November 4, 2020, from https://www.youtube.com/watch?v=KF5n6Bdf-_4

Inversores de corriente para sistemas fotovoltaicos | Editores. (n.d.). Retrieved November 4, 2020, from https://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/326/estabilizadores_work_inversores_corriente

Iorio, P., & Sanin, M. E. (2019). Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe. *Acceso y Asequibilidad a La Energía Eléctrica En América Latina y El Caribe*, 1–71. <https://doi.org/10.18235/0002095>

Juan Pablo Meniconi. (2015). *Chile y su costa: Líder potencial de Energía Marina*. (October). <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.33531.26409>

LatinAmerican Post. (2019). América Latina también tiene Reactores Nucleares - LatinAmerican Post. Retrieved December 25, 2020, from <https://latinamericanpost.com/es/29112-america-latina-tambien-tiene-reactores-nucleares>

- Marriaga-Márquez, I. A., et al., (2020) Identification of critical variables in conventional transformers indistribution networks, *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 844, p. 012009
- Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible. (2012). Resolución número 2322 de 2012, por la cual se certifica el cumplimiento de lafunción ecológica de la propiedad para la ampliación del Resguardo Indígena "Vaupés", del municipio de Mitú, departamento de Vaupés - 30 de Diciembre de 2012 - Diario Oficial de. Retrieved May 25, 2020, from <https://diario-oficial.vlex.com.co/vid/certifica-lafuncion-vaupes-mitu-414217426>
- Monsolar. (2020). Significado capacidad de batería en C100, C20 o C5. Retrieved November 10, 2020, from <https://www.monsolar.com/blog/significado-capacidad-bateria-c100-c20-c5/>
- MPPSOLAR. (2012). Cómo Funciona un Inversor: Esquema y Funcionamiento. Retrieved December 28, 2020, from <https://www.mpptsolar.com/es/esquema-funcionamiento-inversor.html>
- Naciones Unidas. (2018). Energía - Desarrollo Sostenible. Retrieved May 25, 2020, from Objetivos de Desarrollo Sostenible website: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- Nuñez, J., Benítez Pina, I.F., Rodríguez Martínez, A., Díaz Pérez, S., & Luiz de Oliveira, D. (2019). Tools for the Implementation of a SCADA System in a Desalination

Process, *IEEE Latin America Transactions*, 17(11), pp. 1858-1864, November 2019,
doi: 10.1109/TLA.2019.8986424

Nuñez A., J.R., et al. (2020). Metodología de diagnóstico de fallos para sistemas fotovoltaicos de conexión a red. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 17(1), p. 94-105.

Nuñez-Alvarez, J.R., Benítez-Pina, I.F., & Llosas-Albuerne, Y. (2020). Communications in Flexible Supervisor for Laboratory Research in Renewable Energy. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 844, p. 012016

Paez, A.F., Muñoz Maldonado, Y., & Ospino Castro, A. (2017). Future Scenarios and Trends of Energy Demand in Colombia using Long-range Energy Alternative Planning, *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 7(5), p.178-190.

Palomino, K., et al. (2020). Wind Speed Prediction Based on Univariate ARIMA and OLS on the Colombian Caribbean Coast. *Journal of Engineering Science and Technology Review*, 13(3), p. 200 - 205

Planas, O. (2015). ¿Qué es un panel solar? Información, tipos y funcionamiento. Retrieved November 1, 2020, from <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/panel-solar>

Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas, I. de. (2011). IPSE - 24 horas de energía para Mitú. Retrieved May 26, 2020, from <http://www.ipse.gov.co/proyectos/9-noticias/460-24-horas-de-energia-para-mitu>

PVEducation. (2021). Silicio de Zona Flotante | PVEducation. Retrieved November 2, 2020,

from <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/fabricación-de-células-de-silicio/silicio-de-zona-flotante>

quimicas.net. (2021). La Regla del Octeto. Retrieved November 2, 2020, from

<https://www.quimicas.net/2015/09/la-regla-del-octeto.html>

Ramirez, S. J. (2015). *Protección de Sistemas Eléctricos*. (January 2003).

Rojas, Ing Emerson Cortes, M. A. (2015). *Conceptos Fundamentales De La Energia Solar*.

3(2), 54–67. Retrieved from <http://repositorio.unan.edu.ni/2986/1/5624.pdf>

SSPD. (2019). Zonas No Interconectadas - ZNI: Diagnóstico de la Prestación del Servicio de

Energía Eléctrica 2019. *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD*,

(1), 68. Retrieved from

https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico_de_la_prestacion_del_servicio_zni_-_07-11-2019-lo_1.pdf

Tipos de baterías y descripción de las mismas. (n.d.). Retrieved November 10, 2020, from

<https://bateriasyamperios.com/guia-e-instalacion/tipos-de-baterias-y-descripcion-general/>

Una, C. P., & Eólica, T. (2017). *Diseño Y Pruebas Experimentales De Un Prototipo De*

Interfaz De Potencia Cd-Ca Para Una Turbina Eólica. (January).

Unidad de planeación minero energética UPME. (2014). *Zonas no interconectadas en*

Colombia (p. 2). p. 2. Retrieved from

<http://www.upme.gov.co/zni/TemasdelInteres/Mapas/tabid/67/Default.aspx>

Universidad de la Costa. (2014). *REGLAMENTO PROPIEDAD INTELECTUAL.pdf*. Retrieved from <https://www.cuc.edu.co/universidad/normatividad/category/4-reglamentos>

UPME. (2016). Plan de Expansión de Referencia. Generación -Transmission 2015-2029.

Ministerio de Minas y Energía, 616.

Valencia, G., Nuñez, J., & Acevedo, C. (2019). Research Evolution on Renewable Energies Resources from 2007 to 2017: A Comparative Study on Solar, Geothermal, Wind and Biomass Energy. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(6), 242-253.

Valencia Ochoa, G., Núñez Alvarez, J., & Vanegas Chamorro, M. (2019). Data set on wind speed, wind direction and wind probability distributions in Puerto Bolivar - Colombia, *Data in Brief*, vol. 27, p. 104753.

VARTA. (2020). ¿Cómo funciona una batería? VARTA® describe con detalle el funcionamiento de las baterías de coches. Retrieved November 10, 2020, from <https://www.varta-automotive.es/es-es/soporte-para-baterias-varta/conceptos-basicos-sobre-baterias/como-funciona-una-bateria>

Venugopal, P. (1999). World Development Indicators 1997. The World Bank.

<https://doi.org/10.1177/0258042x9902400208>

Vinet, L., & Zhedanov, A. (2011). A "missing" family of classical orthogonal polynomials. In

Journal of Physics A: Mathematical and Theoretical (Vol. 44).

<https://doi.org/10.1088/1751-8113/44/8/085201>

Vivas, J. (2019). Los lugares que aún viven sin energía eléctrica en Colombia. *El Tiempo*, pp.

1–11. Retrieved from [https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-](https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiemp)

[lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-](https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiemp)

[325892%0Ahttps://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-](https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiemp)

[aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiemp](https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892%0Ahttps://www.eltiemp)

XM. (2021a). Capacidad efectiva por tipo de generación. Retrieved December 25, 2020,

from <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

XM. (2021b). Descripción sistema hidrológico SIN. Retrieved December 25, 2020, from

<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/hidrologia.aspx?q=descripcion>

XM. (2021c). Embalses. Retrieved December 25, 2020, from

<https://www.xm.com.co/Paginas/Hidrologia/Embalses.aspx>

Anexos

ANEXOS		
ITEM	CARPETA	DOCUMENTO
1	PLANOS	1. SFVRC INDÍGENA PLANTA
		2. SFVRC INDÍGENA SOMBRAS
		3. SFVRC INDÍGENA ARQUITECTÓNICO
		4. VIVIENDA TIPO INDÍGENAS - PLN Eléctrico
		5. VISTA 3D
2	ILUMINACIÓN	1- VIVIENDA TIPO INDÍGENAS - PLN Eléctrico 2010
		2- VIVIENDA TIPO INDIGENAS - PLN Eléctrico ILUMINACIÓN DIALUX
		3- VIVIENDA TIPO INDÍGENAS - PLN Eléctrico ESQUEMA ILUMINACIÓN
		4. INFORME ILUMINACIÓN
3	CUADRO DE CARGA	1. CUADRO CARGAS VAUPES
		2. DIAGRAMA UNIFILAR VIVIENDA
4	INSTALACIÓN SOLAR	1. INSTALACIÓN SOLAR SFVRC INDÍGENA CONSUMO MEDIO
		2. DIAGRAMA DE CONEXIÓN
5	ANÁLISIS ECONÓMICO	1. COSTOS SSFV
6	SIMULACIÓN	1. SIMULACIÓN PVGIS
		2. SIMULACIÓN DIGSILENT

1. Planos**1.1.Sfvrc indígena planta**

1. SFVRC INDIGENA PLANTA.pdf

1.2.SFVRC Indígena Sombras

2. SFVRC INDIGENA SOMBRAS.pdf

1.3. SFVRC Indígena Arquitectónico



3. SFVRC INDIGENA ARQUITECTONICO.pdf

1.4. Vivienda Tipo Indígenas - Pln Eléctrico



4. VIVIENDA TIPO DE INDIGENAS - PLN



4. VIVIENDA TIPO DE INDIGENAS - PLN Electrico pdf.pdf

1.5. Vista 3d



5. VISTA 3D.mp4

2. Iluminación

2.1. Vivienda Tipo Indígenas - Pln Eléctrico 2010



1- VIVIENDA TIPO DE INDIGENAS - PLN

2.2. Vivienda Tipo Indígenas - Pln Eléctrico Iluminación Dialux



2- VIVIENDA TIPO DE INDIGENAS - PLN Electrico ILUMINACION.dlx

2.3. Vivienda Tipo Indígenas - Pln Eléctrico Esquema Iluminación



3- VIVIENDA TIPO DE INDIGENAS - PLN

2.4. Informe Iluminación



4-ILUMINACION.pdf

3. Cuadro De Carga

3.1. Cuadro Cargas Vaupes



1. CUADRO
CARGAS VAUPES.xls:

3.2. Diagrama Unifilar Vivienda



2. UNIFILAR SFVRC
INDIGENA.dwg

4. Instalación Solar

4.1. Instalación Solar Sfvrc Indígena Consumo Medio



1. INSTALACION
SOLAR SFVRC INDIG

4.2. Diagrama De Conexión



3.Unifilar Estructura solar.pdf

5. ANALISIS ECONOMICO

5.1. Costos SSFV



1. COSTOS
SSFV.xlsx.xls

6. SIMULACIÓN

6.1. Simulación PVGIS



PVGIS-5_OffgridPV_1.237_-70.260_NS_2250Wp_7200Wh_80_4060.714Wh_1.5deg_0deg.pdf

6.2. Simulacion Digsilent Power Factory



ARCHIVO SIMULACION SOLAR.dz