REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Diseño de una micro red híbrida no conectada a la red para la comunidad de Chumbiriatza en la provincia de Zamora Chinchipe

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA

RAMÍREZ BUSTAMANTE LAYLA XIOMARA

layla.ramirez@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. ING. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

nelson.granda@epn.edu.ec

Quito, diciembre 2020

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Layla Xiomara Ramírez Bustamante bajo mi supervisión.

Dr. Ing. Nelson Granda G.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Layla Xiomara Ramírez Bustamante, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Layla Xiomara Ramírez Bustamante

DEDICATORIA

A Dios y a María por darme las mejores bendiciones y por darme sabiduría a lo largo de mi vida.

A mi madre por ser la persona más importante en mi vida, porque gracias a tí soy quien soy ahora, sin tú apoyo y dedicación no podría estar logrando mis sueños.

A mi familia, por estar siempre a mi lado y no dejarme sola en los momentos más difíciles.

AGRADECIMIENTO

A Dios y a la Virgen de El Cisne por todo el amor que me han dado, por su guía y bendiciones que recibo a dario.

A mi madre por ser mi inspiración diaria, por siempre estar cuando más la necesito, por ser mi fuerza y mi debilidad, por todo lo que me has enseñado a lo largo de mi vida, por su sacrificio y dedicación soy lo que soy ahora.

A mi prima María Belén por todo el apoyo y cariño que me ha dado, por siempre alentarme a ser mejor persona cada día.

A mis sobrinos, Julián y Joaquín que llegaron a dar luz y alegría a mi vida y por siempre sacarme una sonrisa.

A mis amigos, de manera especial a Gabriela y a Cristian. Worda, gracias por estar siempre conmigo, gracias por confiar en mí cuando ni yo lo hacía y por enseñarme a sonreírle a la vida. Cris, gracias amigo por toda la ayuda que me brindaste en la realización de este trabajo.

A mis profesores, de manera especial a mi director Dr. Nélson Granda por todo el apoyo brindado, al Ing. Mauricio Soria por sus consejos y enseñanzas y a la Empresa Eléctrica Regional del Sur por su ayuda para la realizar mi tesis.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL 1
DECLARACIÓN DE AUTORÍA 2
DEDICATORIA 3
AGRADECIMIENTO 4
ÍNDICE DE CONTENIDO 5
ÍNDICE DE TABLAS 8
ÍNDICE DE FIGURAS 9
TABLA DE ABREVIATURAS 11
RESUMEN 13
ABSTRACT 14
1 INTRODUCCIÓN Y MARCO TEÓRICO 15
1.1 INTRODUCCIÓN 15
1.2 OBJETIVOS 15
1.2.1 OBJETIVO GENERAL 15
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS: 15
1.3 ALCANCE 16
1.4 MARCO TEÓRICO 17
1.4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA 17
1.4.1.1 Energía Solar 17
1.4.1.2 Sistemas fotovoltaicos 18
1.4.1.3 Componentes del sistema fotovoltaico 20
1.4.2 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 29
1.4.2.1 Componentes del sistema híbrido. 29
1.4.2.2 Topologías de sistemas híbridos 32
1.4.2.3 Modelación sistema térmico (Diésel) 34
1.4.3 MICRO REDES ELÉCTRICAS 35
2 METODOLOGÍA PROPUESTA 37
2.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA 37
2.2. DETERMINACIÓN DE DEMANDA 38
2.2.1 CURVA DE CARGA 40
2.2.2 LOCALIZACIÓN 42

2.3. DETERMINACIÓN DEL RECURSO SOLAR 42
2.3.1 MAPA SOLAR DEL ECUADOR.....42
2.3.2 LABORATORIO NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE (NREL).....43
2.4. DIMENSIONAMIENTO DE LA MICRO RED 43
2.4.1 METODOLOGÍA HOMOLACIÓN MEER.....44
2.4.2 SISTEMA HÍBRIDO (FOTOVOLTAICO – TÉRMICO).....49
2.4.2.1 Modelado del sistema 49
2.4.2.2 Estrategias de operación del sistema 55
2.4.2.3 Programa de simulación propuesto..... 58
2.5. ANÁLISIS TÉCNICO 60
2.1 (CONDICIONES DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA) 62
2.2 (ANALIZAR VOLTAJES Y CARGABILIDAD DE ELEMENTOS) 63
2.6. ANÁLISIS ECONÓMICO..... 64
2.6.1 GASTOS E INGRESOS ESTIMADOS DEL PROYECTO 64
2.6.2 VAN.....64
2.6.3 TIR 65
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN 66
3.1 DEMANDA ELÉCTRICA 66
3.1.1 CURVA DE CARGA 67
3.2 RECURSO SOLAR 68
3.3 DIMENSIONAMIENTO DE MICRO RED 69
3.3.1 METODOLOGÍA HOMOLOGACIÓN MEER 69
3.3.2. SISTEMA HÍBRIDO (FV – DIÉSEL – BATERÍAS) 77
3.4 ANÁLISIS TÉCNICO 82
3.5 ANÁLISIS ECONÓMICO..... 88
3.5.1 GASTOS E INGRESOS EN EL PROYECTO.....88
3.5.1.1 Metodología Homologación MEER 88
3.5.1.2 Sistema Híbrido (FV – Diésel)..... 92
3.5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN) Y TASA INTERNA DE RETORNO 92
3.5.2.1 Metodología Homologación MEER 92
3.5.2.2 Sistema Híbrido (FV – Diésel)..... 93
3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS 93
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 95
4.1 CONCLUSIONES..... 95
4.2 RECOMENDACIONES 95

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 97
ANEXOS 99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Consumo eléctrico viviendas 39
Tabla 2.2 Consumos eléctrico escuela y vivienda profesor 39
Tabla 2.3 Consumos eléctrico cancha 39
Tabla 2.4 Consumo eléctrico alumbrado público 39
Tabla 2.5 Elección del voltaje nominal del sistema para circuitos en corriente continua..... 44
Tabla 2.6 Elección del voltaje nominal del sistema para circuitos en corriente alterna 44
Tabla 2.7 Máxima caída de voltaje permitida por cada tramo de conexión 47
Tabla 2.8 Tabla de conductivad del cable..... 48
Tabla 3.1 Demanda máxima 66
Tabla 3.2 Perfil de carga Chumbiriarza..... 67
Tabla 3.3 Horas solar pico Chumbiriatza 68
Tabla 3.4 Cálculo de selección del cable por tramos..... 72
Tabla 3.5 Cálculo de selección del cable para acometidas 74
Tabla 3.6 Cálculo de las protecciones por tramo de la instalación. 76
Tabla 3.7 Características económicas y técnicas de los componentes 77
Tabla 3.8 Cálculo del precio total de suministros y equipos 88
Tabla 3.9 Cálculo del precio total de cableado 88
Tabla 3.10 Cálculo del precio total de elemento de protección..... 89
Tabla 3.11 Cálculo del precio total de obras complementarias..... 90
Tabla 3.12 Cálculo del precio total del proyecto de micro red FV 91
Tabla 3.13 Ingresos por consumo de energía eléctrica 91
Tabla 3.14 Ingreso de beneficios exógenos 92
Tabla 3.15 Cálculo de VAN y TIR 92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Planta Fotovoltaica Salinas de Ibarra 17
Figura 1.2 Sistema fotovoltaico aislado a la red 18
Figura 1.3 Sistema fotovoltaico conectado a la red 19
Figura 1.4 Sistema fotovoltaico híbrido. 19
Figura 1.5 Paneles fotovoltaicos..... 20
Figura 1.6 Células silicio monocristalino, policristalino y amorfo (de izquierda a derecha) 21
Figura 1.7 Circuito eléctrico equivalente de la celda fotovoltaica 21
Figura 1.8 Curva característica con los parámetros característicos de un panel fotovoltaico [4]. 22
Figura 1.9 Regulador de carga Victron Energy [5]..... 23
Figura 1.10 Inversor Victron Energy [6] 24
Figura 1.11 Baterías Trojan [8] 25
Figura 1.12 Conexión en serie y paralelo en baterías. 26
Figura 1.13 Cables THHN para instalación fotovoltaica 27
Figura 1.14 Fusibles e interruptor termomagnético 28
Figura 1.15 Generador AC diésel. 30
Figura 1.16 Central Eólica Villonaco-Loja [12]..... 30
Figura 1.17 Central hidroeléctrica Agoyán-Baños 31
Figura 1.18 Sistema híbrido conectado a la red con baterías..... 32
Figura 1.19 Sistema híbrido conectado a la red sin baterías..... 33
Figura 1.20 Sistema híbrido aislado con baterías..... 33
Figura 1.21 Sistema híbrido aislado sin baterías..... 34
Figura 1.22 Esquema de una micro red híbrida..... 35
Figura 2.1. Diagrama de flujo de procedimiento de metodología. 38
Figura 2.2 Perfil de carga micro red Puyo [16] 40
Figura 2.3 Perfil de carga micro red Zamora 40
Figura 2.4 Perfil de carga micro red Macas 41
Figura 2.5 Ubicación comunidad Chumbiriatza. 42
Figura 2.6 Irradiación Solar Global (GHI) Anual en Ecuador [17] 43
Figura 2.7 Diagrama esquemático del sistema híbrido..... 49
Figura 2.8 Diagrama de flujo del nuevo programa de simulación propuesto. 59
Figura 2.9 Diagrama sistema FV en Simulink..... 60
Figura 2.10 Diagrama de bloques para el conversor Buck 60
Figura 2.11 Diagrama de bloques control batería..... 61
Figura 2.12 Diagrama de bloques para el conversor DC/AC..... 61
Figura 2.13 Diagrama sistema Híbrido en Simulink..... 61
Figura 2.14 Diagrama de bloques generador Diésel 62
Figura 2.15 Diagrama pasos de carga 62
Figura 2.16 Bloque Signal Builder 63
Figura 2.17 Diagrama de bloques para caída de voltaje 63
Figura 2.18 Diagrama de bloques para Cargabilidad 64
Figura 3.1 Curva de carga diaria para la comunidad. 68
Figura 3.2 Horas solar pico..... 69

Figura 3.3 Características panel Sun Power 70
Figura 3.4 Solar Sind 06 1225 Tojan Battery..... 71
Figura 3.5 Charge controller Victron Energy MPPT 150/85-Tr. 71
Figura 3.6 Victron Energy Quattro 72
Figura 3.7 Conductores de cobre THHN 73
Figura 3.8 Diagrama de acometidas..... 74
Figura 3.9 Intensidades máximas admisibles para cada tipo de cable y sección. 75
Figura 3.10 Perfil de carga horaria. 78
Figura 3.11 Radiación solar por hora. 78
Figura 3.12 Primera iteración del programa de optimización 79
Figura 3.13 Última iteración del programa de optimización..... 79
Figura 3.14 Resultados de la simulación en el caso óptimo durante un año..... 80
Figura 3.15 Aportes de potencia de cada componente en un día del año..... 80
Figura 3.16 Datos de irradiancia..... 82
Figura 3.17 Cargabilidad inversor..... 82
Figura 3.18 Cargabilidad del arreglo fotovoltaico 83
Figura 3.19 Cargabilidad del regulador de carga..... 83
Figura 3.20 Valor RMS de Corriente 84
Figura 3.21 Voltaje RMS en la carga..... 84
Figura 3.22 Estado de carga de la batería 85
Figura 3.23 Potencia de la batería en sistema híbrido 85
Figura 3.24 Potencia del Generador Diésel..... 86
Figura 3.25 Consumo de combustible en generador..... 86
Figura 3.26 Voltaje en la carga..... 87
Figura 3.27 Corriente en la carga 87

TABLA DE ABREVIATURAS

B_p	Precio del sistema de la batería por kilovatio hora [$/kWh]
C_{acum}	Capacidad de acumulación [Ah]
C_{bat}	Capacidad de cada batería [Ah]
CRF	Factor de recuperación de capital
C_{RC}	Capacidad de reemplazo del componente
C_U	Costo de reemplazo del compente
C_{PV}	Potencia nominal de la matriz PV [kW]
$D_{máx}$	Demanda máxima [kW]
$\overline{D}$	Demanda promedio [kW]
D_f	Consumo de combustible por hora [l/h]
DOD	Profundida de descarga de la batería [%]
DG_p	Precio generación diésel por kilo – vatios [$/kW]
DG_h	Total horas de funcionamiento del generador diésel [horas]
E_{PV}	Enegía generada por el sistema fotovoltaico [Wh]
E_L	Demanda de Energía [Wh/día]
$E_{B,máx}, E_{B,mín}$	Almacenamiento máximo y mínimo permitido por la batería
E_{BR}	Capacidad nominal de la batería [Ah]
f_s	Factor de simultaneidad
FS_r	Factor de simulataneidad residencial
FS_c	Factor de simultaneidad del servicio comunitario
f_c	Factor de carga
F_c	Factor de coincidencia
F_{seg}	Factor de seguridad
f_p	Factor de potencia
FC	Costo de combustible
F_s	Factor de seguridad que considera los posibles errores en los datos de irradiancia
H_t	Radiación solar que incide sobre la superficie inclinada [W/m^2]
H	Radiación global que incide sobre la superficie inclinada [W/m^2]
H_b	Radiación directa [W/m^2]
HSP	Horas sol pico [kWh/m^2-día
i	Tasa de inflación del reemplazo de componentes
I_c	Corriente que circula por el conductor [A]
I_{adm}	Corriente máxima admisible por el conductor [A]
I_{reg}	Corriente de entrada del regulador [A]
INV_p	Precio del inversor por kilovatios [$/kW]
IC	Costo inicial de capital de todos los componentes
K	Conductividad del cable [W/°Cm]
$LOLP$	Probabilidad de pérdida de carga
LEC	Costo nivelado de energía
LAE	Demanda anual de carga
N_r	Número de usuarios residenciales
N_c	Número de usuarios comunitarios
N_{rep}	Número de reemplazo de componentes
OMC	Costo de operación y mantenimiento
$P_{mín,gen}$	Potencia mínima del generador fotovoltaico [kW]
PR	Rendimiento del sistema

P_{mp}	Potencia pico del panel solar [W]
PD	Profundidad de descarga
P_{PV}	Potencia de salida del subsistema de energía fotovoltaica [kW]
PVA	Área total de los paneles solares [m^2]
P_{Dg}	Potencia generada por el grupo electrógeno [kW]
P_{Dr}	Potencia nominal del generador [kW]
PV_p	Precio PV por kilovatio [$/kW]
P_{inv}	Potencia del inversor [kW]
P_{DG}	Potencia nominal del generador diésel [kW]
P_{BC}, P_{BD}	Potencia de carga y descarga de la batería
$P_{diésel}$	Potencia requerida por el grupo electrógeno
P_L	Potencia de la carga [W]
P_f	Precio de un litro de combustible [$/l]
PV_p	Precio PV por kilovatio [$/kW]
RC	Costo de reemplazo de los componentes
R_b	Relación de irradiancia solr directa sobre la superficie inclinada en una superficie horizontal [W/m^2]
r	Tasa neta de interés
SV	Valor de rechazo de los componentes
SOC	Estado de carga de la batería
$SOC_{máx}, SOC_{mín}$	Máximo y Mínimo estado de carga de la batería
S	Ángulo de inclinación de los paneles [º]
T_{cr}	Temperatura teórica del panel solar [°C]
T_c	Temperatura ambiente del lugar [°C]
TPV	Valor presente del costo total del sistema
T	Vida útil del sistema [años]
TIR	Tasa interna de retorno
VAN	Valor actual neto
$V_{nom,sis}$	Voltaje nominal del sistema [V]
V_{mp}	Voltaje del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico [V]
V_{vaso}	Voltaje nominal cada vaso [V]
V_{reg}	Voltaje de entrada del regulador [V]
$V_{oc,reg}$	Voltaje en circuito abierto del regulador [V]
V_F	Factor de variabilidad que considera la variación de irradiancia de un año al año siguiente
α_D, β_D	Coeficientes de la curva de consumo de combustible [l/kWh]
β_t	Coeficiente de temperatura
ΔU	Máxima caída de voltaje [V]
δ	Ángulo de declinación [º]
η_c	Eficiencia de generación de los módulos fotovoltaicos
η_{cr}	Eficiencia del panel solar
η_{cp}	Eficiencia del sistema del acondicionamiento de energía
η_{BC}, η_{BD}	Eficiencia de carga y descarga de la batería
η_{inv}	Eficiencia del inversor
η_D	Eficiencia del generador diésel
ϕ	Latitud del lugar [º]
ρ	Reflectancia sobre la superficie que se instala el panel
σ	Tasa de autodescarga por hora
ω_s	Ángulo horario de la puesta del sol [º]

RESUMEN

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA), en su desarrollo de fuentes de energías alternativas y con el propósito de mejorar la calidad de vida de los ciudadanos, propone la implementación de un sistema de generación híbrida en base a energía fotovoltaica – diésel – baterías. Aprovechando los altos niveles de radiación solar en el país, al estar ubicado en la mitad del mundo lo cual permite usar este tipo de tecnología en zonas aisladas o de difícil acceso, este sistema es más atractivo porque el servicio eléctrico es continuo.

Los sistemas fotovoltaicos aislados en el país han sido financiados por empresas privadas o créditos internacionales como el BID, mientras que el diseño e implementación del sistema está a cargo de la empresa distribuidora.

Es por esto, el presente estudio realizará el diseño de una micro red híbrida (fotovoltaica-diésel – baterías) aislada y una micro red fotovoltaica usando una herramienta computacional desarrollada en el software Matlab, adicionalmente permitirá realizar el análisis económico de cada una de las alternativas técnica para determinar el mejor diseño del sistema desde el punto de vista técnico-económico.

Para el diseño de la micro red fotovoltaica se usa la metodología descrita por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en el diseño de la micro red híbrida se usa un algoritmo de optimización para determinar el tamaño óptimo de cada componente del sistema.

PALABRAS CLAVE: Híbrido, Fotovoltaica, Diésel, Matlab, algoritmo, optimización.

ABSTRACT

Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA), in its development of alternative energy sources and with the purpose of improving the quality of life of people, suggests the installation of a hybrid generation system using photovoltaic - diesel - batteries.

The photovoltaic systems off-grid in the country have been financed by private companies or international credits such as the BID, while the design and implementation of the system is the responsibility of the distribution company.

For this reason, this study will design a micro-hybrid grid (photovoltaic-diesel-batteries) off-grid and a micro-photovoltaic grid using a computer program developed in the software Matlab, additionally will make the economic analysis of each technical alternative to determine better system design from the technical-economic perspective.

For the micro-grid photovoltaic system is used the methodology defined by the Ministry of Electricity and Renewable Energy. In the hybrid system design, an algorithm of optimization is applied to determine the optimum system components size.

KEYWORDS: Hybrid, Photovoltaic, Diesel, Matlab, Algorithm, optimization.

1 INTRODUCCIÓN Y MARCO TEÓRICO

1.1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es de suma importancia para el desarrollo humano, por lo tanto, es necesario llevarla a todos los rincones del planeta y esto se ha convertido en un verdadero reto tecnológico, social y económico.

En la actualidad existen zonas aun sin servicio eléctrico y es por eso que es necesario usar otras tecnologías en tono al aprovechamiento y protección de recursos naturales, resultando importantes avances para el país.

Ecuador tiene altos niveles de radiación solar, pero la participación de esta fuente para cubrir la demanda energética nacional es mínima; al estar en la mitad del mundo, el potencial de aprovechamiento de la energía solar es inmensa y su uso extensivo ayudaría a alcanzar una independencia energética de largo plazo. Este tipo de tecnología es muy utilizada en zonas aisladas o de difícil acceso, y cuando se tiene sistemas de almacenamiento de energía, este sistema es más atractivo puesto que el servicio eléctrico podría ser continuo y, en determinadas circunstancias, se puede inyectar energía a la red principal de distribución [1].

Por esta razón, se ha dispuesto el estudio de un sistema hibrido de generación eléctrica (FV – diésel – baterías) usando una herramienta matemática para su diseño y análisis económico mediante indicadores financieros del proyecto.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el diseño de una micro red híbrida (fotovoltaica-diésel) no conectada a la red y una micro red fotovoltaica no conectada a la red para brindar el servicio de energía eléctrica a la comunidad Chumbiriatza de la provincia de Zamora Chinchipe.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Análisis bibliográfico de las metodologías propuestas el diseño de una micro red híbrida (fotovoltaica-diésel) aislada y una micro red FV aislada.
- Determinar la curva de demanda eléctrica de la comunidad de Chumbiriatza.
- Implementar una herramienta computacional para el diseño de una micro red híbrida y una micro red FV en base a la metodología descrita en la homologación.

- Realizar el análisis económico de las alternativas técnicas obtenidas en el diseño de una micro red hibrida y de la micro red fotovoltaica, empleando los indicadores VAN y TIR.

1.3 ALCANCE

Con el fin de conocer la demanda de potencia y energía de la comunidad Chumbiriatza, en primera instancia se realizará un levantamiento de la curva de carga, a través de encuestas en sitio a los habitantes de la comunidad.

Luego, se procederá a obtener los datos de horas sol pico en el sector a través de las mediciones de irradiancia obtenidas de National Solar Rational Database de National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Una vez obtenidos los datos de horas sol pico desde el año 1998 hasta el 2017, se hará un estudio estadístico con la ayuda de una herramienta computacional para obtener el mes con menor horas sol pico y usarlo para el diseño de las micro redes.

Posteriormente, se realizará el diseño de la micro red híbrida (fotovoltaica-diésel) aislada y una micro red fotovoltaica aplicando la metodología indicada en el estudio homologación de unidades de propiedad y unidades de construcción de sistemas fotovoltaicos no conectados a la red emitido por el MEER, la misma que se basa en la aplicación del sistema fotovoltaico, condiciones socioeconómicas, condiciones ambientales o climáticas y características funcionales de una instalación fotovoltaica.

Se desarrollará también una herramienta computacional propuesta en [2] en el software Matlab que implemente la metodología para el dimensionamiento de la micro red híbrida (fotovoltaica-diésel) aislada y una micro red fotovoltaica aislada. Adicionalmente, la herramienta computacional permitirá realizar el análisis económico de cada una de las alternativas técnicas, para finalmente permitir al usuario determinar el mejor diseño del sistema desde el punto de vista técnico-económico, empleando indicadores financieros como el VAN y el TIR del proyecto.

Cabe indicar que el presente trabajo no incluye un estudio de flujos de potencia, cortocircuitos o estabilidad dinámica de la micro red y la implementación de la micro red fotovoltaica.

1.4 MARCO TEÓRICO

1.4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Los sistemas fotovoltaicos transforman directamente la energía del sol en energía eléctrica con la ayuda de paneles solares y otros componentes dependiendo, la misma que es aprovechada por usuarios conectados a la red o aislados.

1.4.1.1 Energía Solar

Figura 1.1 Planta Fotovoltaica Salinas de Ibarra

La energía solar corresponde a la recibida directamente del sol en forma de radiación electromagnética, puede aprovecharse de dos maneras dependiendo de la tecnología utilizada por ejemplo: energía solar térmica, que utiliza directamente la energía recibida del sol para calentar un fluido de trabajo y usarlo en un ciclo termodinámico, Energía solar fotovoltaica, que aprovecha las propiedades físicas de materiales semiconductores para generar electricidad.

En Ecuador, desde el 2007 existe el “Atlas Solar con fines de Generación Eléctrica” el cual evidencia del potencial solar disponible para generar energía. Desde agosto de 2008 Ecuador cuenta con un Atlas de Irradiación Solar, el mismo que contiene datos georefenciados sobre radiación directa, difusa y global en Ecuador continental.

La ubicación geográfica de Ecuador lo beneficia en lo que respecta a recurso solar ya que el ángulo de incidencia de la luz solar es perpendicular durante todo el año. En el país, existen varios proyectos de generación fotovoltaica como: la Planta Fotovoltaica y de Almacenamiento de Energía ubica en la isla Baltra en Galápagos, Central Fotovoltaica Salinas en Ibarra, entre otros [3].

Ventajas de Energía Solar:

- No es contaminante puesto que no usa combustibles.

- Energía limpia, silenciosa, renovable e infinita.
- Sus equipos usados para su aprovechamiento tienen larga vida útil.
- Resistente a cambios climáticos.

1.4.1.2 Sistemas fotovoltaicos

Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Existen diferentes formas de aprovechar la energía solar en función de los elementos instalados, la capacidad de operación del sistema fotovoltaico, etc.

- **Sistemas fotovoltaicos aislados de la red.**

Figura 1.2 Sistema fotovoltaico aislado a la red

Son de baja potencia, hasta micro redes donde el sistema está centralizado y da energía a varios usuarios a través de redes de distribución. La corriente generada por los paneles se almacena en un banco de baterías a través del regulador de carga que controla la corriente y el voltaje del sistema. Si el sistema cuenta con cargas de corriente continua, la conexión es directa, para cargas de corriente alterna se necesita de un inversor.

Se los usa en localidades lejanas que no tiene acceso a red eléctrica, instalaciones rurales, iluminación de áreas aisladas. Utiliza la energía solar que es transformada en eléctrica la cual es consumida por la vivienda o almacenada por medio de bancos de baterías. Esta instalación depende únicamente del banco de baterías y del sistema FV.

- **Sistemas fotovoltaicos conectados a la red**

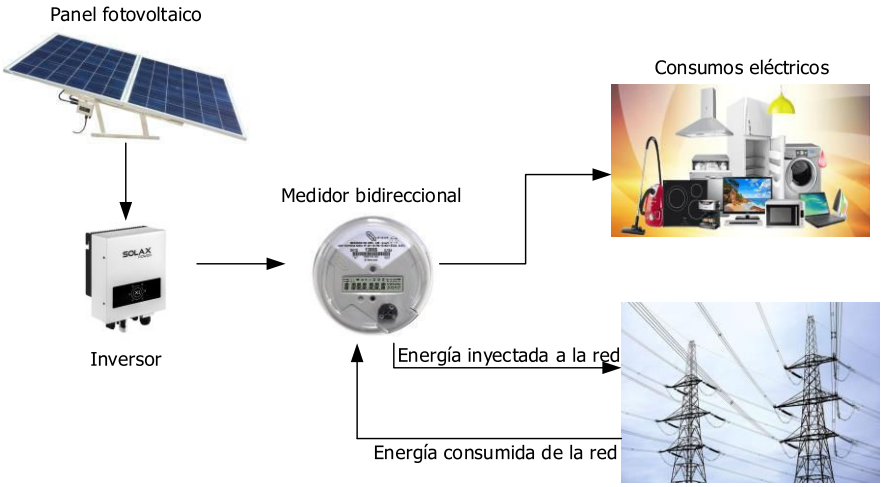


Figura 1.3 Sistema fotovoltaico conectado a la red

La producción de energía es realizada por el sistema fotovoltaico, con posibilidad de entregar energía eléctrica a la red de distribución; los elementos instalados en el sistema FV le permite consumir o inyectar energía a la red. Esto quiere decir que cuando haya una generación mayor al consumo, la energía sobrante es inyectada a la red, y al contrario, si la generación es menor a la demanda, la energía es absorbida de la red, pudiéndose contabilizar en un medidor bidireccional.

- **Sistemas fotovoltaicos híbridos.**

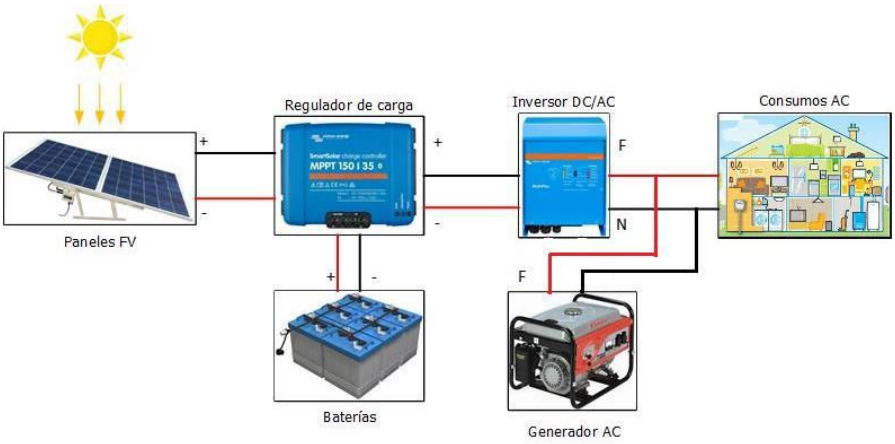


Figura 1.4 Sistema fotovoltaico híbrido.

Combinan los módulos fotovoltaicos con una o más fuentes energéticas auxiliares, por ejemplo: generadores de corriente alterna que usan algún combustible (gasolina, diésel, etc.) para su funcionamiento, aerogeneradores, mini central hidráulica. Este tipo de sistema

es más confiable que los anteriores, ya que si el sistema fotovoltaico falla, el otro sistema entra para la generación de electricidad.

1.4.1.3 Componentes del sistema fotovoltaico

Los componentes de un sistema fotovoltaico son: subsistema de generación o generador fotovoltaico, subsistema de regulación, subsistema de inversión, subsistema de acumulación, subsistema de cableado, subsistema de protección.

- *Subsistema de generación:*

Está formado por uno o varios paneles fotovoltaicos interconectados, que forman el subsistema de generación en corriente continua; cada panel está formado por varias células fotovoltaicas interconectadas eléctricamente en serie o paralelo para obtener corriente y voltaje deseados.

Figura 1.5 Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos están montados sobre una estructura metálica que esta orientada para optimizar el aprovechamiento de la radiación solar. La cantidad de energía eléctrica producida por el generador FV varía de acuerdo a la radiación solar en el lugar.

<u>CELDA FOTOVOLTAICA</u>

La energía fotovoltaica es la energía obtenida a través del fenómeno físico denominado “efecto fotovoltaico”, que consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de dispositivos semiconductores llamados celdas fotovoltaicas.

Las celdas fotovoltaicas están compuestas por un material semiconductor, por lo general de silicio (Si), con alto grado de pureza para lograr el efecto fotovoltaico, lo cual provoca que el costo de elaboración de las celdas fotovoltaicas sea alto.

TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS:

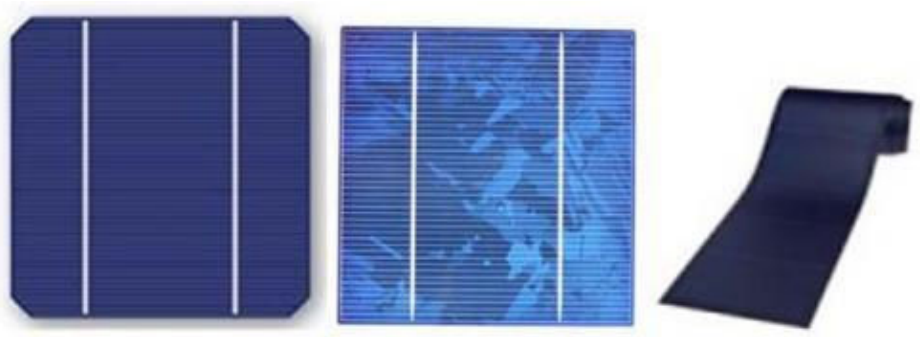


Figura 1.6 Células silicio monocristalino, policristalino y amorfo (de izquierda a derecha)

- Silicio amorfo: sin forma, formado por silicio hidrogenado no cristalino. El silicio se pone en forma de una capa delgada sobre un soporte transparente y forma una estructura cristalina ordenada. Permite crear células con poco espesor, y su costo de fabricación es bajo, su rendimiento energético es menor del 10%. Se los usa en calculadoras, relojes, etc.
- Silicio monocristalino: fueron las primeras en ser construidas, se conocen como cristalina. En el proceso de fabricación se requiere alto consumo de energía, tiene un rendimiento energético de 15 – 17%. Tienen un color azul oscuro con poco brillo.
- Silicio policristalino: formado por silicio colocado sobre otro sustrato. Tiene distintos tonos de azul, alcanzan un valor intermedio entre las de silicio monocristalino y amorfo. El rendimiento energético entre el 12 – 14%.

CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CELDA SOLAR:

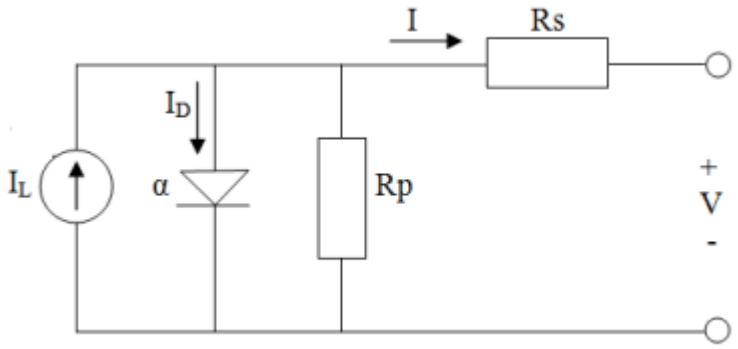


Figura 1.7 Circuito eléctrico equivalente de la celda fotovoltaica

La celda es una fuente de corriente, y un diodo pn ideal en paralelo. La resistencia Rp representa las pérdidas por fuga en los bordes de la célula o pequeños cortocircuitos

producidos. La resistencia Rs se debe a la malla metálica y a los contactos metálicos con el semiconductor.

La corriente I de la celda solar esta dado por:

$$I = I_L - I_D - \frac{(V - I * R_p)}{R_p} \tag{1.1}$$

Donde:

R_s = Resistencia serie, representa las pérdidas por fuga [Ω].

R_p = Resistencia paralelo, representa los efectos estructurales al inferior de la celda que producen pérdidas [Ω].

I_L = Corriente generada por los fotones en la celda [A].

I_D = Corriente del diodo [A].

V = Voltaje externo de la celda solar [V].

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN PANEL FOTOVOLTAICO:

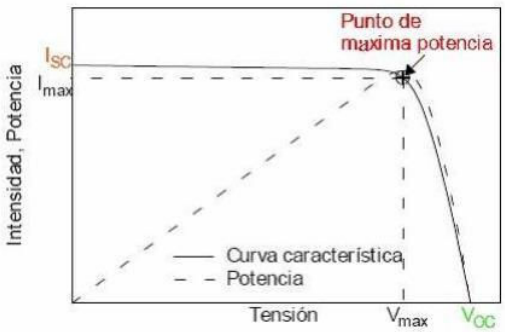


Figura 1.8 Curva característica con los parámetros característicos de un panel fotovoltaico [4].

Punto de máxima potencia (Pmáx): es el punto cuando el panel entrega la máxima potencia para una corriente y voltaje máximo. En este punto el panel entrega su máximo rendimiento.

Voltaje de circuito abierto (V_{OC}): es el voltaje máximo que genera un panel solar entre sus bordes cuando no tiene conectada carga. El valor es alrededor de 20 [V] en instalaciones de 12 [V], dependiendo del voltaje del sistema.

Corriente de cortocircuito (I_{SC}): es la corriente máxima generada cuando se han cortocircuitando los bordes del panel. Tiene un valor aproximado de 3 [A].

Factor de forma (FF): expresa la calidad del dispositivo fotovoltaico, entre más alto sea el valor del factor de forma.

$$FF = \frac{P_{máx}}{V_{oc} * I_{sc}} \tag{1.2}$$

Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmpp): es el valor de voltaje para la potencia máxima en condiciones de iluminación y temperatura determinadas.

Corriente en el punto de máxima potencia (Impp): es el valor de la corriente para la potencia máxima en condiciones de iluminación y temperatura determinadas.

Eficiencia (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel entrega y la potencia de la radiación solar incidente.

- *Subsistema de regulación*

Figura 1.9 Regulador de carga Victron Energy [5]

Sirve principalmente para preservar las baterías de un exceso de carga o descarga durante su uso. Ambas situaciones son peligrosas para el correcto funcionamiento de las baterías. Genera alarmas en función del estado de las cargas en las baterías.

Los reguladores actuales introducen micro-controladores para el funcionamiento del sistema fotovoltaico. Su programación permite un control capaz de adaptarse a distintas situaciones de forma automática, inclusive tienen la capacidad de guardar datos que permiten conocer el estado de la instalación en un tiempo determinado.

El regulador de carga considera algunos valores como: voltaje, temperatura, capacidad de baterías, corriente de carga y descarga. Asegura un voltaje constante en la salida del sistema fotovoltaico, garantizando el correcto funcionamiento de todas las cargas que se conecten al sistema.

La corriente máxima prevista por la línea de entrada al regulador desde el generador fotovoltaico corresponde a la corriente de cortocircuito (Isc) del panel solar, más un margen de seguridad (1.25%) para prevenir cambios de temperatura o picos de irradiancia.

Actualmente, la mayoría de los reguladores de carga disponen de una función que permite maximizar la energía capturada por el generador fotovoltaico mediante una tecnología específica de seguimiento y búsqueda del punto de máxima potencia de funcionamiento del generador (MPPT).

El regulador debe estar protegido frente a cortocircuitos que se produzcan en la línea de consumo de la instalación, además de la posibilidad de una desconexión de la batería mientras los paneles están generando.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deberán ser siempre inferiores al 3% del consumo diario de energía.

- *Subsistema de inversión*

Figura 1.10 Inversor Victron Energy [6]

Convierten la corriente continua (DC) de bajo voltaje (12V, 24V o 48V) generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (AC) de alto voltaje (100V, 220V) y de esta manera pueden ser usados por los consumos instalados en el sistema híbrido. Esta formado por materiales semiconductores como IGBT o MOSFET que generan una onda de corriente alterna a partir de otra onda de corriente continua.

La capacidad del inversor se determina por la potencia máxima continua que puede proporcionar, valor que está relacionado con la demanda eléctrica que debe alimentar.

Debe ser capaz de proveer potencia en cualquier instante de tiempo y en los picos de demanda.

Características importantes que deben cumplir:

- Estar protegido contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Cumplir con los requisitos para la instalacion del sistema, frecuencia y voltaje.
- Eficiencia alta.
- Admitir demandas instantáneas de potencia mayores al 200% de su potencia máxima.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática del sistema fotovoltaico en caso de pérdida de voltaje o frecuencia del sistema, con un relé de enclavamiento.
- Disponer de sistema de medida y monitoreo.
- Tener un bajo autoconsumo y una baja distorsión armónica.
- Protección de aislamiento, que detecta posibles fallos de aislamiento en el inversor.

Existen diferentes tipos de inversores en el mercado dependiendo de la forma de onda de la señal como: inversores sinusoidales, inversores semi-senoidales, inversores de onda cuadrada [7].

- *Subsistema de acumulación.*

Figura 1.11 Baterías Trojan [8]

Las baterías almacenan la energía eléctrica generada por los paneles solares en forma de energía química. El sistema de almacenamiento, en los sistemas aislados FV es usado para compensar los períodos en los que la radiación solar es insuficiente, esto puede ser,

cuando el clima está nublado o durante la noche. La mayoría de sistemas aislados o híbridos utilizan baterías, para el almacenamiento de energía eléctrica.

Existen varios tipos de baterías, el más común en sistemas aislados o híbrido son las baterías recargables de plomo y ácido, que tienen una buena relación rendimiento – precio y pueden soportar grandes y pequeñas corrientes de carga con un buen rendimiento.

Otros tipos de baterías son las de, níquel – cadmio, níquel e hidruro metálico y las de ión – litio, este último tipo se usa en electrónica o en telecomunicaciones y por esto no serían válidas para este diseño.

En un sistema híbrido, las baterías serán cargadas por los paneles fotovoltaicos; sin embargo, si las baterías no están completamente cargadas y es por la noche, se puede usar energía térmica.

El subsistema de acumulación está formado por conexión de baterías, en serie o paralelo, que permita para satisfacer las necesidades de voltaje o de corriente, según sea el caso. Mediante la conexión en paralelo de baterías se aumenta la capacidad del conjunto (Ah), sumando las capacidades nominales de cada batería y manteniendo el voltaje de cada batería. Por el contrario, mediante la conexión en serie de baterías se consigue aumentar el voltaje final respecto al voltaje de cada batería.

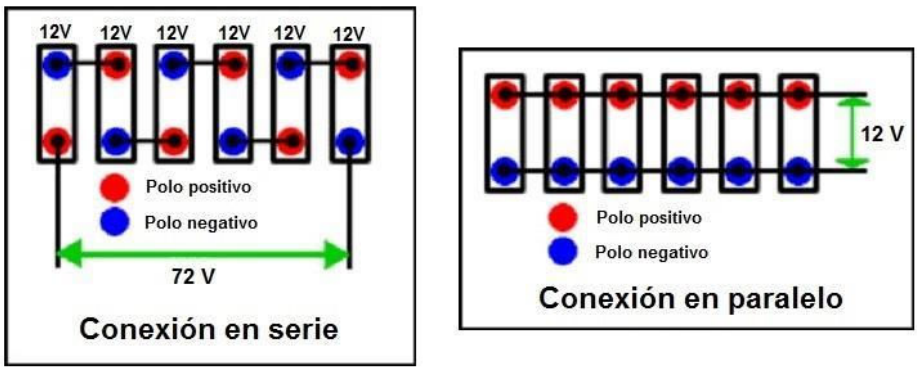


Figura 1.12 Conexión en serie y paralelo en baterías.

PARÁMETROS IMPORTANTES EN BATERÍAS:

Autodescarga: pérdida de carga de la batería cuando esta permanece en circuito abierto.

Régimen de carga (o descarga): relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la se realiza la carga (o la descarga). Se representa en horas, por ejemplo C_{20} = 100 Ah, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga en 20 horas.

Factor de rendimiento de la batería: es el cociente entre el valor de los amperios – hora que se puede descargar la batería dividido por el valor de los amperios – hora empleados en su carga.

Profundidad de descarga (DOD): cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal, se expresa en porcentaje (%).

Capacidad nominal, C_{20} (Ah): cantidad de carga eléctrica que es posible extraer de una batería en 20 horas, hasta que el voltaje entre sus terminales llegue a 1.8 V/vaso.

Capacidad útil: capacidad disponible de la batería, se calcula como el producto de la capacidad nominal por la profundidad de descarga permitida.

Profundidad de descarga máxima (PDmáx): es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes que se produzca la desconexión del regulador.

Estado de carga: es el cociente entre la capacidad residual de una batería y su capacidad nominal [9].

- *Subsistema de Cableado*

Figura 1.13 Cables THHN para instalación fotovoltaica

En un sistema fotovoltaico, el cableado queda expuesto al aire libre, deberá estar diseñado para resistir cambios extremos de temperaturas ambientales, radiación solar ultravioleta, lluvia, humedad, que condicionan la calidad de los materiales empleados.

Para instalaciones fotovoltaicas, se recomienda emplear cables con doble aislamiento, gran resistencia climática, excelente comportamiento y resistencia al fuego, que tengan la capacidad de transportar corriente continua de hasta 1.8 kV de manera eficiente y con gran durabilidad en el tiempo que dure la instalación.

Los materiales para el aislamiento y la cubierta deben ser de alta calidad, reticulados, resistentes a la abrasión, alta resistencia mecánica, flexibles y libres de halógenos. De igual manera, el conductor interior de los cables debe estar estañado, logrando así una mayor resistencia a una posible corrosión por oxidación.

En la instalación FV, los tramos de cables de corriente continua serán tramos compuestos por dos conductores más el conductor de protección. Se recomienda que el cableado que se emplee cumpla con el reglamento electrotécnico de baja tensión dependiendo al país en donde se esté instalando el sistema.

Para la conexión en corriente alterna, los tramos de la instalación van a alimentar la instalación interior de la vivienda, que depende del tipo de carga que se va a alimentar (monofásica, trifásica).

Para seleccionar un conductor se tienen que satisfacer dos condiciones en simultáneo:

- Máxima tensión permitida en los conductores: se limita las pérdidas por caída de tensión en el cable. Estos valores dependen del lugar en donde se vaya a hacer la instalación de las condiciones técnicas.
- Criterio térmico: establece que la intensidad que circule por el cable sea inferior a la máxima intensidad admisible, según la sección de cable.

- *Subsistema de protección*

Figura 1.14 Fusibles e interruptor termomagnético

El sistema de protección necesaria para la instalación fotovoltaica en la parte continua, situada antes del inversor, deberá detectar y eliminar cualquier incidente en la misma, de manera que garantice la protección de los equipos conectados y de las personas.

- Protección contra cortocircuitos:

La causa para que se produzca un cortocircuito está en una conexión incorrecta o en un defecto de aislamiento.

Para que la protección contra cortocircuitos sea eficiente, se debe cumplir que el tiempo de corte de toda corriente de cortocircuito que se produzca en un punto cualquier de la

instalación, no deberá ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.

- Protección contra sobrecargas:

Las sobrecargas se producen cuando existe un valor excesivo de corriente ocasionado por un daño de aislamiento, o una demanda excesiva de carga. Esto genera un calentamiento en los cables, ocasionando que se dañen más rápido, disminuyendo su vida útil.

Los dispositivos de protección contra sobrecargas pueden ser un interruptor automático o un fusible. Estos elementos deben cumplir con ciertas condiciones para que se pueda elegir correctamente, como por ejemplo: el voltaje nominal debe ser mayor o igual al voltaje de operación, el mismo caso es para la corriente, el tiempo de actuación del fusible debe ser menor a 0.1 s.

- Protección contra sobrevoltajes:

En una instalación fotovoltaica se producen sobrevoltajes por descargas atmosféricas, que inciden sobre la estructura metálica que soporta los paneles. La protección contra esto son los pararrayos.

Los pararrayos deben colocarse los más cerca posible del equipo a proteger, para que el exceso de voltaje originado por la descarga vaya a tierra, evitando así la perforación de los aislamientos [10].

1.4.2 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Los sistemas híbridos de generación eléctrica son los que se basan en más de una fuente de energía en cualquier combinación tanto de fuentes renovables como: eólica, fotovoltaica, hidráulica, biomasa, geotérmica, como también de fuentes convencionales (combustibles fósiles).

1.4.2.1 Componentes del sistema híbrido.

Un sistema híbrido puede funcionar conectado a la red eléctrica o aislado. Sus componentes son: fuente renovable, fuente convencional, baterías, protecciones, cableado.

- *Fuentes de energía no convencional:*

Son recursos no renovables han sido usados para producir energía eléctrica. Su disponibilidad geográfica es limitada, son finitas, baja tasa de generación en función de su velocidad de consumo. Las fuentes de energía convencionales más comunes son los

combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón, que son usados en las centrales de generación eléctrica, provocando la liberación de CO_2.

- *Generador AC diésel*

Figura 1.15 Generador AC diésel.

El generador transforma la energía mecánica en energía eléctrica, esta transformación es posible mediante la acción de un campo magnético sobre conductores eléctricos en un estator. El generador estará disponible y proporcionará la energía eléctrica que el sistema fotovoltaico no pueda generar por falta de irradiación solar. Por esta razón, se debe tener cuidado con el generador y conseguir que trabaje en óptimas condiciones. Los generadores a diésel trabajan a un nivel mínimo de carga, por encima de este nivel el generador trabaja en un estado óptimo, por debajo del este nivel, el generador trabaja al 30% de la potencia nominal.

Los generadores diésel producen energía de manera rápida y por esta razón pueden responder de manera adecuada a fluctuaciones en la demanda eléctrica. La vida útil de los generadores diésel pueden ser de 5 años [11].

- *Energía eólica*

Figura 1.16 Central Eólica Villonaco-Loja [12]

Es aquella que se obtiene del viento, es la energía cinética producida por el efecto del movimiento de masas de aire. Es un recurso renovable, ha avanzado en los últimos años debido a sus características. Una de las desventajas es la intermitencia del viento y el gran tamaño que ocupa para su instalación, lo que hace que disminuya su confidencialidad.

En Ecuador, este recurso no ha sido muy explotado, se refleja la inexistencia de la estimación potencial que puede ofrecer la energía eólica en el país. El primer parque eólico del país está ubicado en la isla San Cristóbal en Galápagos inaugurada en octubre de 2007 con una potencia instalada de 2.4 MW.

En Loja se impulsa el uso de energía eólica con un potencial de fuertes vientos cuya velocidad promedio es de 10 m/s, con características estables que permiten la instalación de una central de generación.

- *Energía hidráulica:*

Figura 1.17 Central hidroeléctrica Agoyán-Baños

Una central hidroeléctrica se definen como instalaciones mediante la cual se obtiene la energía contenida en una masa de agua a una cierta altura, transformándola en electricidad a través de turbinas. Existen dos tipos de centrales hidroeléctricas: las de tipo fluyente, cuando el salto es constante, y las centrales con presa en donde existe una mayor variedad del salto, dependiendo de la cantidad de agua almacenada.

Otra clasificación de centrales hidráulicas depende de las potencias: las microhidrálicas con potencia menor a 1 MW, las minihidrálicas que van desde 10 MW hasta 50 MW de potencia, y las centrales de gran potencia que son mayores de 50 MW de potencia instalada.

Las centrales depende principalmente de dos factores: caudal y la altura del salto, también depende de las pérdidas por rendimiento de la instalación. El caudal del río es variable y

se define como la cantidad de fluido que pasa por un punto de un río en un tiempo determinado. La medición del caudal en un río se realiza en las estaciones de aforo y se calculan los mínimos, máximos y medios diarios. El salto debe ser el máximo permitido por el terreno, teniendo en cuenta el impacto ambiental que puede causar su viabilidad económica. Para la medición de la altura del salto, se puede hacer con el método de levantamientos topográficos siendo este el más exacto.

1.4.2.2 Topologías de sistemas híbridos

Hay distintos tipos de sistemas híbridos dependiendo si están o no conectados a la red y si disponen o no de un sistema de almacenamiento:

- **Conectado a la red con baterías:**

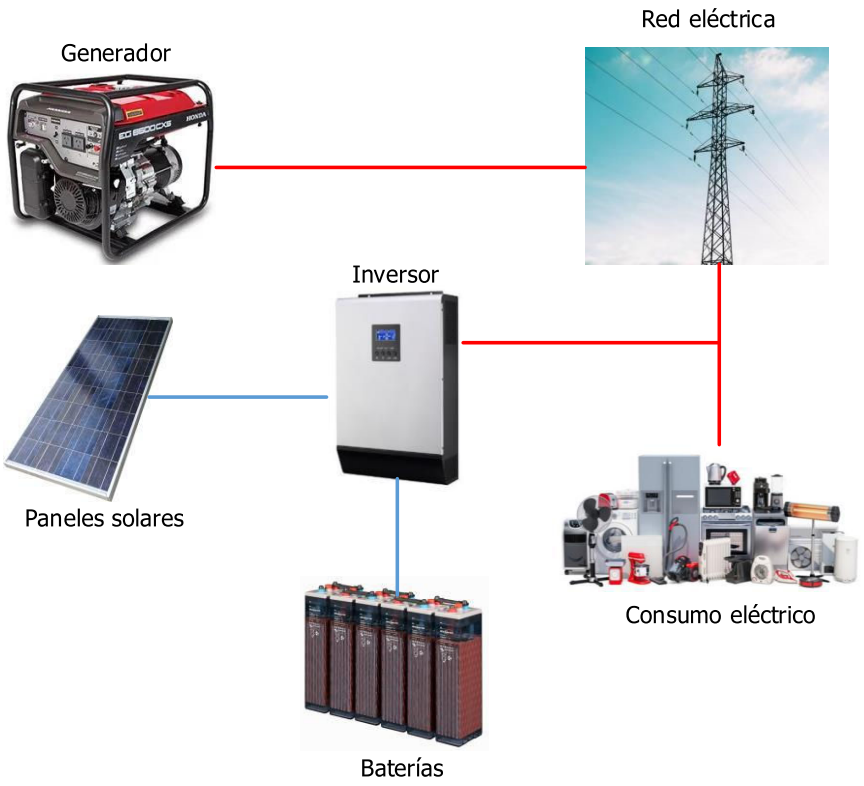


Figura 1.18 Sistema híbrido conectado a la red con baterías.

Estos sistemas aseguran el suministro puesto que pueden consumir energía del sistema híbrido o de la red, pueden almacenar energía cuando se tenga exceso de producción por parte de los paneles fotovoltaicos y se puede usar en la noche cuando no haya generación por parte de los paneles; cuando exista exceso de generación se puede vender energía a la red. Este sistema requiere de muchos equipos y por ende la inversión inicial es alta.

- **Conectado a red sin baterías:**

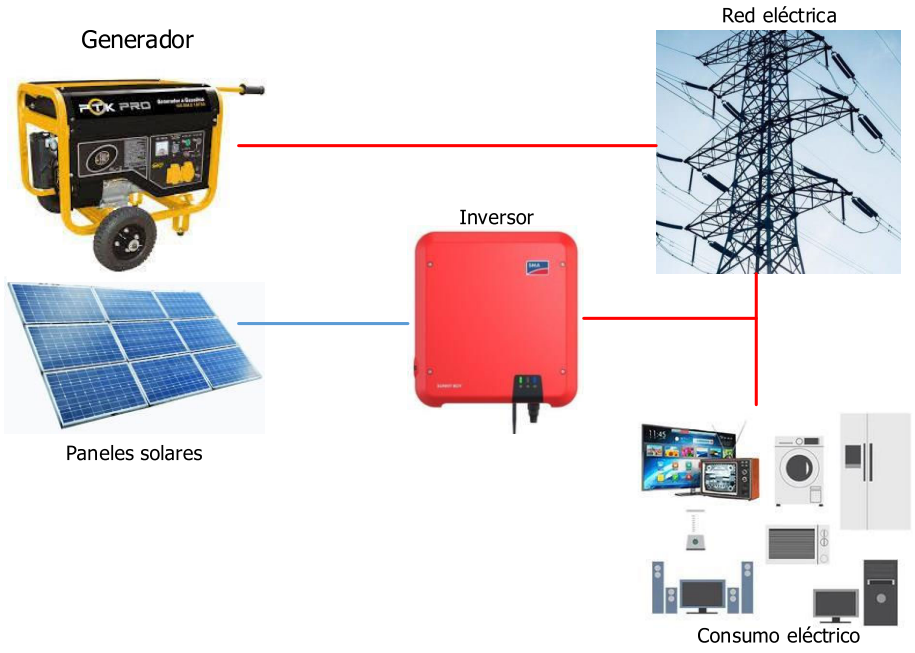


Figura 1.19 Sistema híbrido conectado a la red sin baterías.

Este sistema se utiliza para asegurar el suministro ya que se puede consumir energía directo de la red y aprovechar el sistema híbrido y consumir de los paneles fotovoltaicos. Es aconsejable usar este tipo de sistema en lugares en donde el suministro eléctrico no es fiable por parte de la red o tenga numerosas interrupciones.

- **Aislado con baterías:**

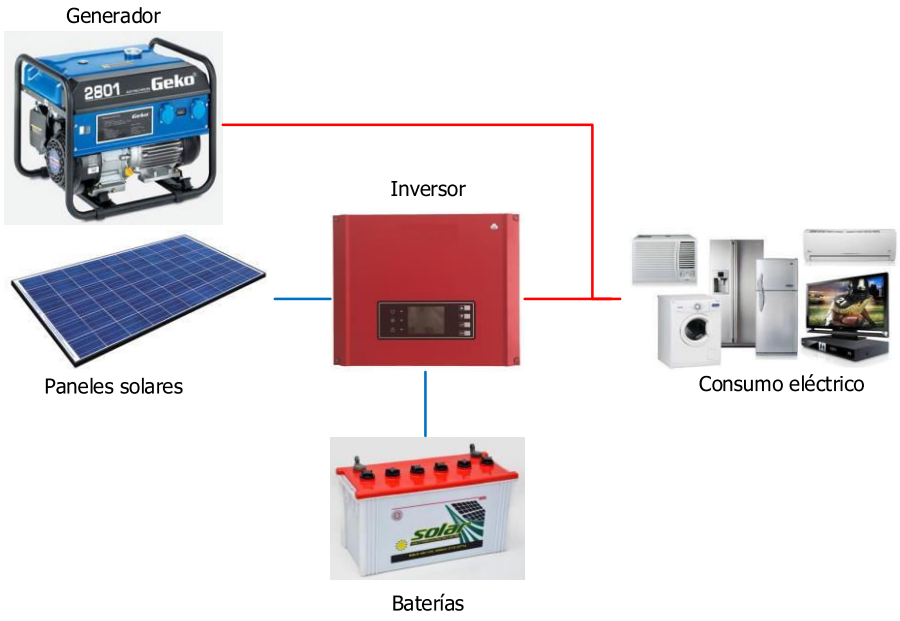


Figura 1.20 Sistema híbrido aislado con baterías.

Con este sistema se puede suministrar energía a través del generador eléctrico, a través de los paneles fotovoltaicos y por la noche a través del banco de baterías. El generador diésel funciona más tiempo para asegurar al 100% el suministro de energía eléctrica, dependiendo de la energía que se encuentre almacenada en las baterías.

- **Aislado sin baterías:**

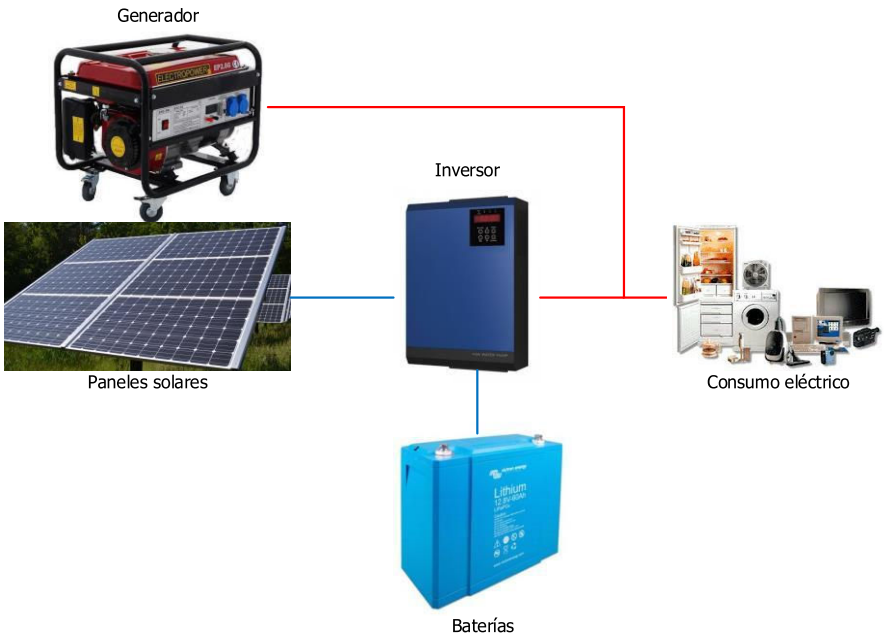


Figura 1.21 Sistema híbrido aislado sin baterías.

En este sistema, el generador diésel funciona continuamente y esto hace que haya mayor gasto en combustible. La inversión inicial de este sistema es la más barata en comparación a los otros sistemas, puesto que se necesita menos equipos para su funcionamiento [13].

1.4.2.3 Modelación sistema térmico (Diésel)

Uno de los sistemas que se debe modelar en el sistema híbrido es el sistema de generador diésel, el generador funciona cuando el banco de baterías se descarga a su profundidad permitida. El consumo de combustible del generador diésel depende de la potencia nominal de generador y la potencia de salida real suministrado por el mismo. Para calcular el consumo de combustible del generador diésel se usa la siguiente ecuación:

$$FC_G = A_G * P_G + B_G * P_{R-G} \qquad (1.\ 3)$$

Donde:

P_G = Potencia de salida [kW].

P_{R-G} = Potencia nominal [kW]

A_G, B_G son coeficientes de la curva de consumo de combustible [l/kWh].

Estos coeficientes son valores del consumo del combustible, que se ajusta bien con el consumo de la potencia nominal incluso para valores de baja potencia [14].

1.4.3 MICRO REDES ELÉCTRICAS

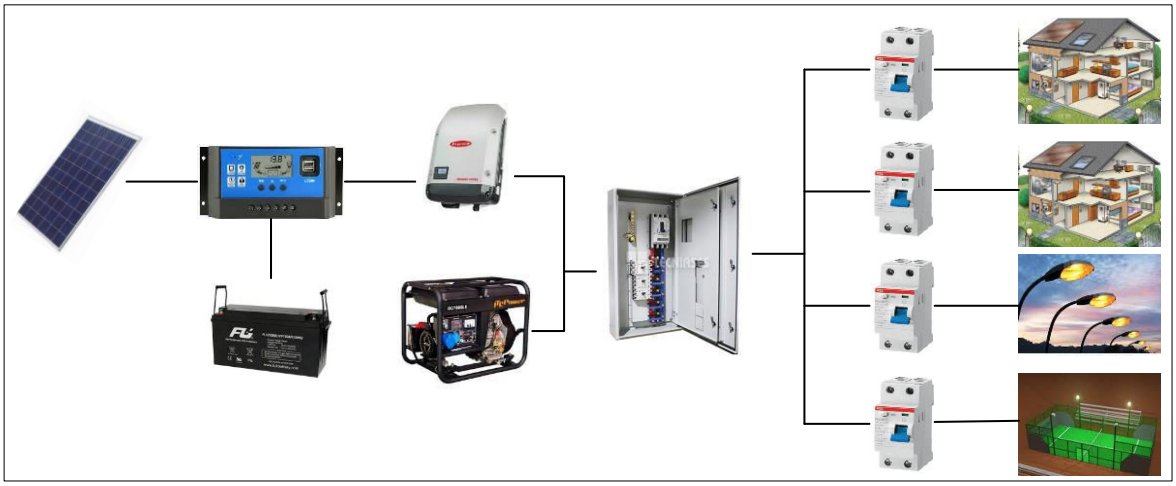


Figura 1.22 Esquema de una micro red híbrida.

Una micro red eléctrica es el conjunto de cargas, generadores y sistemas de almacenamiento de energía, interconectados a la red eléctrica o aislado, que puede ser monitoreada para suministrar energía de forma confiable. La construcción de micro redes tiene ventajas como reducción del impacto ambiental del sistema eléctrico, disminución de pérdidas en la red eléctrica, etc.

Las fuentes de generación que componen una micro red dependen de la potencia que se necesita para abastecer la demanda, del impacto ambiental, modo de uso, etc. Lo que está definido es que las fuentes de generación deben estar cerca del consumidor o los consumidores. Las tecnologías de las fuentes de generación que son implementadas en las micro redes tiene en cuenta que el suministro de energía sea fiable, tanto en confiabilidad como en calidad.

Las micro redes usan fuentes renovables que se acoplan a los recursos disponibles en el lugar de instalación, usando comúnmente el apoyo de grupo electrógenos que actúan cuando el recurso solar no es suficiente para abastecer la demanda o en la noche cuando la demanda es mayor.

Existen dos modos de operación para las micro redes; conectado a la red o aislado. Cuando se encuentra conectada a red, se puede intercambiar energía y otros servicios con otras

redes, y cuando se encuentra aislado, la energía es producida, consumida y almacenada dentro de la micro red [15].

2 METODOLOGÍA PROPUESTA

2.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

El proceso inicia con la determinación de la demanda, donde se realiza el levantamiento de carga a través de encuestas a los habitantes de la comunidad, seguido se debe determina el recurso energético solar y diésel, para el primero se consulta de dos bases de datos; del Laboratorio Nacional de Energía Renovable y Mapa Solar del Ecuador, eligiendo el de mayor precisión, y el segundo se analiza con respecto al consumo de energía eléctrica que tenga la comunidad.

Posterior, se realiza el dimensionamiento de las micro redes, para el caso de FV aislado se desarrolla con la metodología propuesta por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en 2015, usado el mes menos desfavorable de hora sol pico, consumo de energía eléctrico diario, rendimiento del sistema, etc. Luego se eligen los equipos que presentan las características requeridas.

Para el caso de sistema híbrido se usa la metodología de optimización iterativa propuesta en [2] para optimizar el tamaño de un sistema híbrido de energía fotovoltaica, batería y grupo electrógeno, sujeto al costo mínimo de inversión en los componentes del sistema. El enfoque utilizado en este programa está diseñado para que la probabilidad pérdida de carga y los límites de carga ficticia en el costo de energía nivelado sea mínimo para satisfacer la demanda de carga.

Una vez dimensionadas se hace un análisis económico – técnico de los dos diseños, finalmente se analizan los resultados y se concluye con la mejor opción.

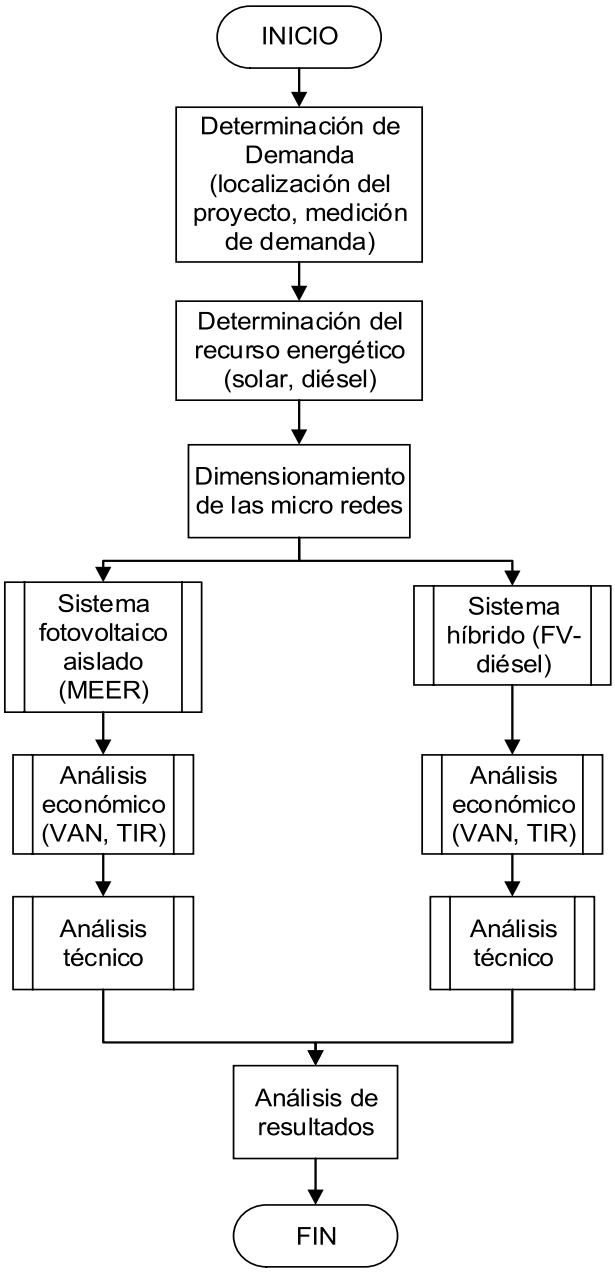


Figura 2.1. Diagrama de flujo de procedimiento de metodología.

2.2. DETERMINACIÓN DE DEMANDA

Para el cálculo de la demanda de energía eléctrica que proveerá la micro red se consideran 12 viviendas, una cancha de volley, alumbrado público, una escuela y vivienda para el profesor, con consumos eléctricos que se detallan en las siguientes tablas:

Tabla 2.1 Consumo eléctrico viviendas

Equipo	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de uso/día (h)	Energía (Wh/día)	Voltaje (V)
Focos led	10	5	4	200	110
Tv	80	1	4	320	110
Decodificador	15	1	4	60	110
Mini Nevera	110	1	8	880	110
Licuadora Oster	400	1	0.03	12	110
Total diario				1472	
Total viviendas				**17664**	

Tabla 2.2 Consumos eléctrico escuela y vivienda profesor

Equipo	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de uso/día (h)	Energía (Wh/día)	Voltaje (V)
Computadora	200	1	5	1000	110
Focos led	10	4	5	200	110
Focos led	10	1	4	40	110
Tv	80	1	4	320	110
Decodificador	15	1	4	60	110
Mini Nevera	110	1	8	880	110
Licuadora Oster	400	1	0.03	12	110
Total diario				**2512**	

Tabla 2.3 Consumos eléctrico cancha

Equipo	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de uso/día	Energía (Wh/día)	Voltaje (V)
Focos led	60	1	2	120	110
Total diario				**120**	

Tabla 2.4 Consumo eléctrico alumbrado público

Equipo	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de uso/día (h)	Energía (Wh/día)	Voltaje (V)
Focos led	60	3	12	2160	110
Total diario				**2160**	

Para el cálculo de consumo eléctrico diario, se hizo una visita al lugar en donde a través de encuestas a los consumidores y así se determinó los equipos eléctricos y el tiempo de uso al día que los utilizan.

2.2.1 CURVA DE CARGA

Para el cálculo de la curva de demanda diaria para la comunidad de Chumbiriatza, considerando un usuario típico residencial y se usa perfiles de consumo de micro redes instaladas en el Oriente (Zamora, Puyo, Macas), dos de estas instaladas por la EERRSA y la otra por EEASA.

A los habitantes de esta comunidad se les hizo una encuesta para poder determinar el comportamiento de la curva de demanda diaria, según su estilo de vida y las actividades que ellos realizan.

Proceso de cáculo:

1. Se calcula el factor de carga para cada miro red con la siguiente ecuación:

$$f_c = \frac{\overline{D}}{D_{máx}} \tag{3.1}$$

Donde: $\overline{D}$ = Demanda promedio [kW]

$D_{máx}$= Demanda máxima [kW]

- Micro red Puyo:

	0 h 12 h	1 h 13 h	2 h 14 h	3 h 15 h	4 h 16 h	5 h 17 h	6 h 18 h	7 h 19 h	8 h 20 h	9 h 21 h	10 h 22 h	11 h 23 h	
Hourly load	0.00 0.00	0.00 0.37	0.00 0.37	0.40 0.37	0.40 0.25	0.00 0.25	0.00 2.63	1.81 1.23	1.72 1.13	0.63 0.83	0.47 0.43	0.38 0.00	kW kW

Figura 2.2 Perfil de carga micro red Puyo [16]

$$f_c = \frac{\overline{D}}{D_{máx}} = \frac{0.5711\ kW}{2.63kW} = 0.217 \tag{2.2}$$

- Micro red Zamora

	0 h 12 h	1 h 13 h	2 h 14 h	3 h 15 h	4 h 16 h	5 h 17 h	6 h 18 h	7 h 19 h	8 h 20 h	9 h 21 h	10 h 22 h	11 h 23 h	
Hourly load	0.00 0.09	0.00 2.20	0.00 0.00	0.00 3.40	0.00 3.40	0.00 2.40	2.49 2.58	2.20 3.50	0.00 4.60	0.00 3.20	0.00 1.20	0.00 0.00	kW kW

Figura 2.3 Perfil de carga micro red Zamora

$$f_c = \frac{\overline{D}}{D_{máx}} = \frac{1.3041\ kW}{4.6\ kW} = 0.28 \tag{2.4}$$

- Micro red Macas

	0 h 12 h	1 h 13 h	2 h 14 h	3 h 15 h	4 h 16 h	5 h 17 h	6 h 18 h	7 h 19 h	8 h 20 h	9 h 21 h	10 h 22 h	11 h 23 h	
Hourly load	0.05 0.35	0.05 0.08	0.05 0.07	0.05 0.07	0.05 0.66	0.08 0.73	0.35 0.80	0.34 0.95	0.23 1.02	0.21 0.47	0.15 0.05	0.09 0.05	kW kW

Figura 2.4 Perfil de carga micro red Macas

$$f_c = \frac{\overline{D}}{D_{máx}} = \frac{0.292\ kW}{1.02\ kW} = 0.285 \tag{2.5}$$

2. Se promedia los tres factores de carga calculado con la ecuación 2.5.

$$f_{cpromedio} = \sum \frac{f_c}{3} = 0.262 \tag{2.6}$$

3. Se calcula la demanda promedio para la comunidad de Chumbiriatza con la ecuación:

$$\overline{D} = \sum Consumo\ total\ AC * fs \tag{2.7}$$

Donde: $\overline{D}$ = demanda promedio (kWh/día)

fs = factor de simulateidad

$$\overline{D} = 17.664 * 0.56 + 2.512 * 0.7 + 0.120 + 2.160 = 13.93\ kWh/día$$

4. Se calcula la demanda máxima para la comunidad de Chumbiriatza con la ecuación:

$$D_{máx} = \frac{\overline{D}}{f_{c\ promedio}} = \frac{\frac{13.93}{24}}{0.262} = 2.215\ kW \tag{2.8}$$

5. Finalmente, para obtener el perfil de carga para la comunidad, se promedian los perfiles de carga de las tres micro redes y se multiplica por el valor de la demanda máxima calculada para la comunidad de Chumbiriatza.

2.2.2 LOCALIZACIÓN

Figura 2.5 Ubicación comunidad Chumbiriatza.

La comunidad de Chumbiriatza es un barrio de la parroquia rural Zurmi perteneciente al cantón Nangaritza de la provincia de Zamora Chinchipe.

Las coordenadas de la ubicación de la comunidad son:

- Latitud: 4º13′57.98″ S
- Longitud: 78º44′51.43″ O

Esta información nos sirve para obtener los datos de irrandiancia solar del lugar y poder determinar el recurso solar del lugar.

2.3. DETERMINACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Para determinar el recurso solar que hay en la comunidad de Chumbiriatza se consultan dos bases de datos; Mapa Solar del Ecuador y del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL).

2.3.1 MAPA SOLAR DEL ECUADOR

En el presente mapa solar del Ecuador, el nuevo modelo de irradiación solar propuesto por el NREL fue comparado con mediciones de irradiación global horizontal (GHI) de 41 estaciones meteorológicas que pertenecen a la Secretaría de Medio Ambiente del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) y el ex – Instituto Nacional de Energías Renovables y Eficiencia Energética (INER), una

vez conocida la precisión de las estimaciones satelitales, estas fueron usadas para actualizar el mapa solar del Ecuador teniendo como resultado lo siguiente :

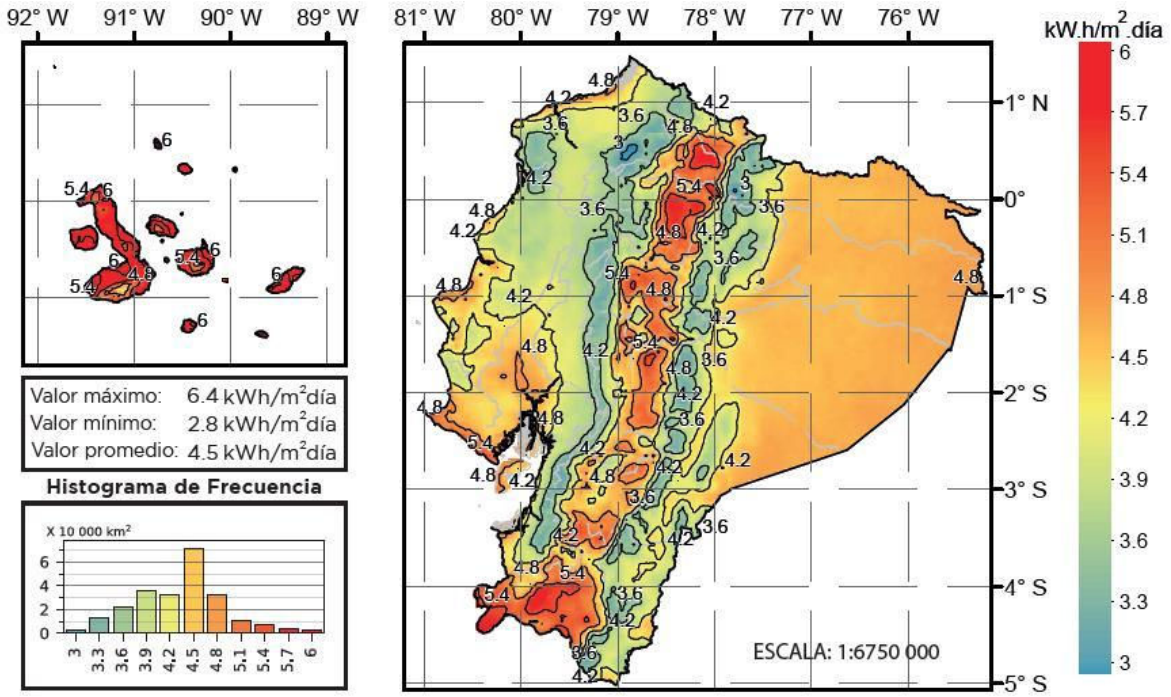


Figura 2.6 Irradiación Solar Global (GHI) Anual en Ecuador [17]

2.3.2 LABORATORIO NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE (NREL).

El laboratorio ubicado en Estados Unidos, cuenta con una serie completa de valores por hora y cada media hora de las tres mediciones más comunes de radiación solar: irradiancia horizontal global, irradiancia directa horizontal normal y difusa horizontal, y datos meteorológicos. Los datos actuales se modela utilizando mediciones multicanal de satélites geoestacionarios.

Utilizando los datos del NREL, es posible estimar la cantidad de energía solar que históricamente ha estado disponible en una ubicación basado en condiciones pasadas. El conjunto de datos espectrales se calculan en función de las especificaciones de inclinación y orientación que el usuario requiera.

2.4. DIMENSIONAMIENTO DE LA MICRO RED

El objetivo de este trabajo es hacer un análisis técnico – económico entre el diseño de la micro red fotovoltaica basándose en la metodología propuesta por el MEER con el diseño de una micro red híbrida (FV – diésel) usando una metodología de optimización iterativa hasta lograr el tamaño óptimo de los componentes y el menor costo del sistema.

2.4.1 METODOLOGÍA HOMOLACIÓN MEER

En diciembre de 2015, el entonces Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) emitió un estudio de homologación de unidades de propiedad (UP) y unidades de construcción (UC) de sistemas fotovoltaicos no conectados a la red. Con este estudio quedó estandarizada la normativa específica que regula los proyectos que se desarrollan con este tipo de sistemas [18].

- *Elección del voltaje nominal del sistema:*

Tabla 2.5 Elección del voltaje nominal del sistema para circuitos en corriente continua

Voltaje nominal	Consumo instantáneo
12 V	1.2 kW
24 V	2.4 kW

Tabla 2.6 Elección del voltaje nominal del sistema para circuitos en corriente alterna

Voltaje nominal	Consumo instantáneo
12 V	1 – 3 kW
48 V	>3 kW

- *Elección de la potencia mínima del generador fotovoltaico:*

$$P_{min.gen}(kW) = \frac{Consumo\ \left(\frac{kWh}{día}\right)}{HSP * PR} \qquad (2.8)$$

Donde:

$P_{min,gen}$ = Potencia mínima del generador fotovoltaico [kW]

Consumo = Consumo eléctrico diario [kWh/día]

HSP = Radiación solar del mes menos desfavorable [kWh/m^2-día]

PR = Rendimiento del sistema (0.6-0.7).

- *Cálculo del consumo total usando factores de simultateidad, usando la siguiente ecuación:*

$$Consumo_{diseño\ total} = N_r * Consumo_{residencial} * FS_r + \sum N_c Consumo_{comunitario*} FS_c \qquad (9.9)$$

Donde:

N_r = Número de usuarios o consumidores residenciales

N_c = Número de usuarios o consumidores comunitarios

$Consumo_{residencial}$ = [Wh/día]

$Consumo_{comunitario}$= escuelas o usos comunitarios [Wh/día]

FS_r = Factor de simultaneidad residencial.

FS_c = Factor de simultaneidad del servicio comunitario (escuela, casa comunal ,etc)

- *Configuración eléctrica del generador fotovoltaico con las siguientes ecuaciones:*

$$N_s = \frac{V_{nom,sis}}{V_{mp}} \tag{2.10}$$

$$N_p = \frac{P_{min,gen}}{N_s * P_{mp}} \tag{2.11}$$

Donde:

N_s = Número de paneles conectados en serie.

N_p = Número de paneles conectados en paralelo.

$V_{nom,sis}$ = Voltaje nominal del sistema (12, 24 o 48) [V].

V_{mp} = Voltaje del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico [V].

P_{mp} = Potencia pico en condiciones estándar de medida del panel fotovoltaico [W].

- *Cálculo del sistema de acumulación con la siguiente ecuación:*

$$C_{acum}(Ah) = \frac{Consumo\left(\frac{Wh}{día}\right) * N}{V_{nom,sis} * PD} \tag{2.12}$$

Donde:

$Consumo$ = Consumo eléctrico diario [kWh/día].

N = Número de días de autonomía (3 días).

$V_{nom,sis}$ = Voltaje nominal del sistema (12, 24 o 48) [V].

PD = Profundidad de descarga (descarga mínima 50%).

- *Configuración eléctrica del sistema de acumulación con las siguientes ecuaciones:*

$$N_s = \frac{V_{nom,sis}}{V_{vaso}} \tag{2.13}$$

$$N_p = \frac{C_{acum}}{C_{bat}} \tag{2.14}$$

Donde:

N_s = Número de vasos a conectar en serie.

N_p = Número de vasos a conectar en paralelo.

V_{vaso} = Voltaje nominal de cada vaso [V]

C_{bat} = Capacidad de cada batería [Ah].

- *Cálculo del regulador con las siguientes características:*

<u>Criterios mínimos de selección:</u>

$$V_{reg} = V_{nom,sis} \qquad V_{oc,reg} \geq V_{oc,gen} \qquad I_{reg} \geq 1.25 * I_{sc,gen} \tag{2.15}$$

V_{reg} = Voltaje de entrada del regulador [V].

$V_{oc,reg}$ = Voltaje en circuito abierto del regulador [V].

$V_{oc,gen}$ = Voltaje en circuito abierto del generador fotovoltaico (Ns*Voc) [V].

I_{reg} = Corriente de entrada del regulador [A].

$I_{sc,gen}$ = Corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico (Np*Isc) [A].

- *Cálculo del inversor:*

<u>Características mínimas:</u>

1. Voltaje nominal igual al voltaje del sistema.

2. Potencia de diseño nominal menor o igual a la potencia de las cargas AC.

$$Potencia\ de\ diseño = \frac{\sum Potencia\ cargas\ AC * Fs * Fc * Fseg}{fp} \tag{2.16}$$

Donde:

Fs = Factor de simultaneidad

Fc = Factor de coincidencia

$Fseg$ = Factor de seguridad

fp = Factor de potencia

3. Si existen arranque de motores se selecciona las potencias instantáneas que soporten los picos de arranque.

4. Voltaje de corte por sobre-carga ajustado al voltaje de descarga de las baterías.

- *Cálculo del cableado con los siguientes factores para su selección.*

Tabla 2.7 Máxima caída de voltaje permitida por cada tramo de conexión

Tramo	Caída de tensión
Generador-Regulador	ΔU<3%
Regulador-Acumulador	ΔU<1.5%
Acumulador-Inversor	ΔU<1.5%
Inversor – Cargas AC	ΔU<1.5%

1. Material Cobre (Cu.)

2. Temperatura de trabajo 56ºC.

3. Longitudes mínimas posibles entre equipos.

4. Cálculo de sección mínima por tramos según la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * L * I_c}{\Delta U * K} \tag{2.17}$$

Donde:

L = Longitud del tramo de conductor [m].

I_c = Corriente que circula por el conductor [A]

ΔU = Máxima caída de voltaje [V].

K = Conductividad del cable [W/ºCm].

S = Sección del conductor [mm^2]

Tabla 2.8 Tabla de conductivad del cable

K	20°C	70°C	90° C
Cobre (W/ºCm)	56	46.5	43.7

- *Cálculo de las protecciones según las siguientes características:*

$$I_c \leq I_{pro} \leq 0.9 * I_{adm} \tag{2.18}$$

Donde:

I_c = Corriente que circula por el conductor [A].

I_{pro} = Corriente nominal del elemento de protección [A].

I_{adm} = Corriente máxima admisible por el conductor [A].

- *Cálculo de puesta a tierra de acuerdo a las siguientes recomendaciones:*

1. Todas las estructuras y cajas de equipos deben ser puestos a tierra.

2. El electrodo de tierra deber ser una o varias varillas de acero recubierto de cobre de no menos de 16mm de diámetro y 1.8 m de longitud, enterrada verticalmente en su totalidad.

3. El cable del sistema de puesta a tierra de los equipos podrá ser de cobre desnudo o aislado y el calibre se debe dimensionar de acuerdo a las características eléctricas de la instalación.

- *Cálculo de generación de energía:*

$$Enegía\ anual\left(\frac{kWh}{año}\right) = P_{gen} * G(\alpha,\beta) * PR * 365 \tag{2.110}$$

Donde:

P_{gen} = potencia pico instalada del generador fotovoltaico [kWp]

PR = rendimiento del sistema (0.65)

$G(\alpha,\beta)$ = Radiación solar del mes menos desfavorable [kWh/m^2-día]

2.4.2 SISTEMA HÍBRIDO (FOTOVOLTAICO – TÉRMICO)

Esta metodología presenta una herramienta computacional de simulación de diseño y optimización para el dimensionamiento técnico – económico de un sistema híbrido (fotovoltaico – diésel – baterías) con sistema de almacenamiento utilizando un algoritmo iterativo optimización.

La función principal de la herramienta de simulación propuesta, es determinar el tamaño óptimo de cada componente que intervienen en el sistema híbrido para satisfacer la demanda de carga. Esta metodología cambia la relación de penetración de las fuentes de energía renovables en ciertos incrementos para cumplir la demanda en el lugar de estudio.

Esta herramienta está diseñada para seguir la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y límites de carga ficticia en costo de energía nivelado (LEC) mínimo, para satisfacer la demanda de carga; así como el área fotovoltaica (PVA), y LEC son los parámetros de optimización, el generador diésel de potencia nominal y el máximo y mínimo valores del estado de carga de la batería ($SOC_{máx}$ y $SOC_{mín}$) respectivamente, son dimensionados para satisfacer la demanda en un tiempo de generación insuficiente.

2.4.2.1 Modelado del sistema

La configuración utilizada para esta metodología consta de subsistemas de energía fotovoltaica, generador diésel, controlador de carga, inversor, carga principal y carga ficticia.

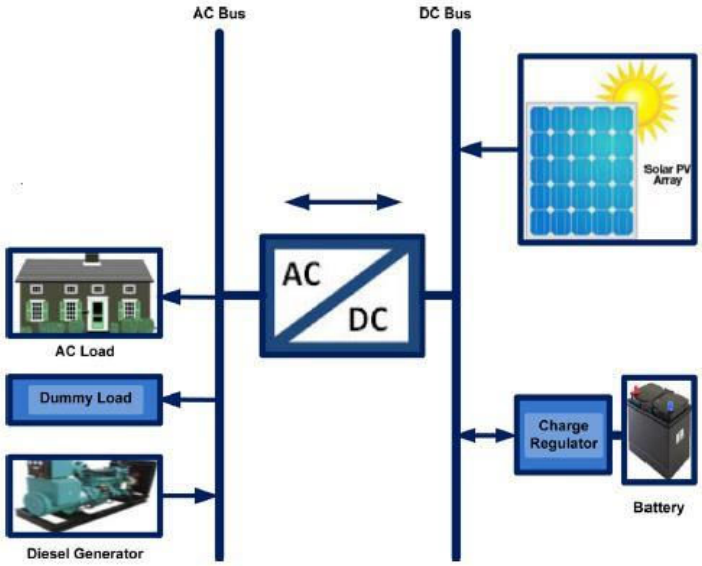


Figura 2.7 Diagrama esquemático del sistema híbrido

El funcionamiento del sistema se presenta en la figura 2.7, la carga principal se suministra desde el sistema fotovoltaico a través del convertidor bidireccional, los excesos de energía

del subsistema FV se almacenan en el banco de baterías, hasta que estén completamente cargadas. Si las baterías están completamente cargadas, se producirá un exceso de potencia (potencia ficticia) usada para suministrar ciertas cargas como refrigeración, calefacción, bombeo de agua, etc. Cuando la potencia requerida es mayor que la potencia generada, el déficit es compensado por las baterías hasta que alcancen el estado de carga mínimo de batería ($SOC_{mín}$), cuando la batería se agota y el sistema híbrido de energía renovable (HRES) no cumple con la demanda de carga se usa el generador diésel; para garantizar un buen rendimiento del sistema, cada componente se modela como se explica a continuación:

- **Modelado del subsistema de energía fotovoltaica:**

La potencia de salida del subsistema de energía fotovoltaica se puede determinar a partir de la radiación solar que incide sobre la superficie inclinada, los datos del fabricante de los paneles solares y la temperatura ambiente:

$$P_{PV} = H_t PVA \eta_c(t) \tag{2.20}$$

Donde:

P_{PV} = Potencia de salida del subsistema de energía fotovoltaica [kW].

H_t = Radiación solar que incide sobre la superficie inclinada [W/m^2].

PVA = Área total de los paneles solares [m^2].

$\eta_c(t)$ = Eficiencia de generación instantánea de los módulos fotovoltaicos.

Para el cálculo de H_t se usa la siguiente ecuación:

$$H_t = (H - H_b)R_b + \frac{H_d}{2}(1 + \cos S) + \frac{H}{2}\rho(1 - \cos S) \tag{2.21}$$

Donde:

H = Radiación global que incide sobre la superficie inclinada [W/m^2].

H_b = Radiación directa [W/m^2].

R_b = Es la relación de irradiancia solar directa sobre la superficie inclinada en una superficie horizontal [W/m^2].

S = Ángulo de inclinación de los paneles [°].

ρ = Reflectancia sobre la superficie que se instala el panel.

Para calcular R_b se usa:

$$R_b = \frac{\left(\cos(\emptyset - S).\cos(\delta)\,.\sin(\,\omega_s) + \left(\frac{\pi}{180}\right) * \omega_s \sin(\emptyset - S)\,.\sin\delta\right)}{\left(\cos\emptyset * \cos\delta * \sin\,(\,\omega_s) + \left(\frac{\pi}{180}\right) * \omega_s * \sin\emptyset.\sin\delta\right)} \tag{2.22}$$

Donde:

$\emptyset$ = Latitud del lugar [°].

δ = Ángulo de declinación [°].

ω_s = Ángulo horario de la puesta del sol [°].

Para encontrar δ se usa:

$$\delta = \emptyset - S \tag{2.23}$$

Para el cálculo de ω_s se utiliza la siguiente ecuación:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan\emptyset\tan\delta)^{\circ} \tag{2.24}$$

Para el cálculo de $\eta_c(t)$ se usa la siguiente expresión:

$$\eta_c(t) = \eta_{cr}[1 - \beta_t(T_c(t) - T_{cr})] \tag{2.25}$$

Donde:

β_t = Coeficiente de temperatura [(0.004 a 0.006)/ºC] para las células de silicio.

T_{cr} = Temperatura teórica de panel solar [ºC].

$T_c(t)$ = Temperatura ambiente del lugar [ºC].

η_{cr} = Eficiencia del panel solar.

Para calcular T_c se usa la siguiente ecuación:

$$T_c = T_a + 0.028 * H_t - 1 \tag{2.26}$$

Donde:

T_a = Temperatura ambiente [ºC].

El PVA requerido para alimentar la demanda de carga promedio $P_{L,AV}$, se calcula con la siguiente ecuación:

$$PVA = \frac{1}{24}\sum_{t=1}^{24}\frac{P_{L,AV}(t) * F_s}{H_t\eta_c(t) * \eta_{pc} * V_F} \tag{2.27}$$

Donde:

F_s = Factor de seguridad que considera los posibles errores en los datos de irradiancia.

V_F = Factor de variabilidad que considera la variación de irradiancia de uno al año siguiente (0.95).

η_{pc} = Eficiencia del sistema del acondicionamiento de energía.

- **Modelado del generador diésel.**

El generador diésel se incorpora como fuente de respaldo en el sistema híbrido de energía renovable para abastecer el déficit de energía que los subsistemas fotovoltaico y de almacenamiento no pueden suministrar. El consumo de combustible del generador diésel se expresa como:

$$D_f(t) = \alpha_D P_{Dg}(t) + \beta_D P_{Dr} \tag{2.28}$$

Donde:

$D_f(t)$ = Combustible por hora [l/h].

$P_{Dg}(t)$ = Potencia generada por el grupo electrógeno [kW].

P_{Dr} = Potencia nominal del generador [kW].

α_D y β_D = Coeficientes del consumo de combustible obtenidos de la curva (0.2461 y 0.084151) [1/kWh].

- **Modelado del almacenamiento.**

Según el balance energético entre el subsistema fotovoltaico y la demanda de carga, el estado de carga de la batería, después de un cierto período de tiempo, se puede calcular de la siguiente manera:

$$E_B(t+1) = E_B(t)(1-\sigma) + \left(E_{PV}(t)\eta_{inv} - \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}}\right)\eta_{BC} \text{ para el modo de carga} \tag{2.29}$$

$$E_B(t+1) = E_B(t)(1-\sigma) - \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{Bd}} - E_{PV}(t)\eta_{inv}\right)\eta_{BD} \text{ para el modo de descarga} \tag{2.30}$$

Donde:

$E_{PV}(t)$ = Energía generada por el sistema fotovoltaico [Wh].

$E_L(t)$ = Demanda de energía [Wh/día].

σ = Tasa de autodescarga por hora (0.2%).

η_{BC} y η_{BD} son la eficiencia de carga y descarga de las baterías (90%).

η_{inv} = Eficiencia del inversor.

En cualquier momento, la cantidad de carga de almacenamiento la batería tiene las siguientes restricciones:

$$E_{B,min} \leq E_B(t) \leq E_{B,max} \tag{2.31}$$

$$E_B(t+1) = E_B(t)(1-\sigma) \tag{2.32}$$

Donde:

$E_{B,max}$ y $E_{B,min}$ = Almacenamiento máximo y mínimo permitido por la batería.

El $E_{B,min}$ se obtiene de la siguiente manera:

$$E_{B,min} = DOD * E_{BR} \tag{2.33}$$

Donde:

E_{BR} = Capacidad nominal de la batería [Ah].

DOD = Profundidad máxima de descarga de la batería [%].

- **Modelado del inversor**

El inversor se usa en el sistema híbrido para convertir la potencia directa (DC) a potencia alterna (AC) y viceversa, para que haya un adecuado flujo de potencia en el sistema bidireccional.

Cuando la batería está en modo descarga, el inversor se calcula con la ecuación 2.34; cuando la potencia del sistema FV no supla la carga y el estado de la batería sea mayor al mínimo valor posible ($E_{B,min}$), el generador suplirá la carga faltante [19].

$$P_{inv} = (P_{PV} + P_{BD}) * \eta_{inv}, \qquad SOC > E_{B,min} \tag{2.34}$$

- **Modelo del costo de energía**

Varios métodos introducen técnicas económicas para determinar el costo de la generación; el costo de energía nivelado se puede obtener:

$$LEC = \frac{TPV * CRF}{LAE} \tag{2.35}$$

Donde:

LAE = Demanda de anual carga.

TPV = Valor presente del costo total del sistema.

LEC = Costo nivelado de energía.

CRF = Factor de recuperación de capital que se expresa de la siguiente manera:

$$CRF = \frac{r\,(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \tag{2.36}$$

$$TPV = IC + RC + OMC * FC - PSV \tag{2.37}$$

Donde:

r = Tasa neta de interés.

T = Vida útil del sistema en años,

IC = Costo inicial de capital de todos los componentes, se determina de la siguiente manera:

$$IC = 1.4PV_pC_{PV} + E_{BR}B_P + P_{inv}INV_p + P_{DG}DG_p \tag{2.38}$$

Donde:

PV_p= Precio PV por kilovatio [$/kW].

C_{PV} = Potencia nominal de la matriz PV [kW].

E_{BR} = Capacidad de la batería [kWh].

B_P = Precio del sistema de la batería por kilovatio-hora [$/kWh].

P_{inv} = Potencia del inversor [kW].

INV_p = Precio del inversor por kilovatios [$/kW].

P_{DG} = Potencia nominal de generador diésel [kW].

DG_p = Precio de la generación diésel por kilo – vatios [$/kW].

El RC es el costo de reemplazo de los componentes del sistema hibrido y se determina:

$$RC = \sum_{j=1}^{Nrep} C_{RC}C_U \left(\frac{1+i}{1+r}\right)^{Tj/(Nrep+1)} \tag{2.39}$$

Donde:

i = Tasa de inflación del reemplazo de componentes.

C_{RC} = Capacidad de reemplazo por unidad (conjunto fotovoltaico, generador diésel, inversor y kWh para el banco de baterías).

C_U = Costo de reemplazo de la unidad ($/kW conjunto fotovoltaico, generador diésel, inversor, y $/kWh para el banco de baterías).

$Nrep$ = Número de reemplazos de componentes durante el período de vida del sistema.

OMC es el costo de operación y mantenimiento de los componentes del sistema híbrido durante el tiempo de vida útil y se puede calcular de la siguiente manera:

$$OMC = OMC_0\left(\frac{1+i}{r-i}\right)\left(1-\left(\frac{1+i}{1+r}\right)^T\right), r \neq i, \tag{2.40}$$

$$OMC = OMC_0 T, r = i, \tag{2.41}$$

FC es el costo del combustible que usa el generador y puede calcularse como:

$$FC = D_f(t) DG_h P_f \tag{2.42}$$

Donde:

DG_h = Total de horas de funcionamiento del generador diésel en la vida útil del sistema [h].

P_f = Precio de un litro de combustible [$/l].

Donde SV es el valor del rechazo de los componentes del sistema híbrido.

- **Modelo de confiabilidad del sistema.**

La fiabilidad del sistema híbrido se desarrolla de acuerdo con el concepto de probabilidad de pérdida de carga, que considera una técnica para implementar un criterio para el dimensionamiento de un sistema híbrido, que se define como:

$$LOLP = \frac{\sum_0^t Deficit\ del\ tiempo\ de\ carga}{t} * 100\% \tag{2.43}$$

Donde t = 8784 horas.

2.4.2.2 Estrategias de operación del sistema

La función objetivo implementada aquí es el costo total del sistema $TPV_{(x)}$, que es igual a la suma del costo de capital total $IC_{(x)}$, la función de costo de mantenimiento $OMC_{(x)}$, el costo de reemplazo función $RC_{(x)}$, y el costo total del generador diésel (DG_c), durante toda la vida útil del proyecto. La función objetivo a minimizar se expresa como:

$$min_x TPV(x) = min_x\{IC(x) + OMC(x) + RC(x) + DG_C\} \quad (2.44)$$

Donde:

x = es el vector para dimensionar variables, x = PVA y E_{BR}

TPV = Valor presente total del costo de todo el sistema.

- **Estrategia de control**

Si la energía generada por las fuentes renovables excede la potencia requerida para la carga, la potencia excedente se almacena en las baterías y luego se calcula el nuevo estado descarga de la batería. Si el *SOC* de las baterías aumenta a su nivel máximo, $E_{B,máx}$, el exceso de potencia se utiliza para alimentar la carga ficticia, $P_{carga\ muerta}$. Esta lógica se resume de la siguiente manera:

$$Si\ (P_{PV}(t)\ * \eta_{inv}) > P_L(t)\ y\ SOC < E_{B,max}\ entonces$$

$$P_{BC}(t) = [(P_{PV}(t)\eta_{inv}) - P_L(t)]\eta_{inv} * \eta_{BC}\ proceso\ de\ carga \quad (2.45)$$

$$Si\ (P_{PV}(t)\ * \eta_{inv}) > P_L(t)\ y\ SOC > E_{B,max}\ entonces$$

$$P_{BC}(t) = 0 \quad (2.46)$$

$$P_{carga\ muerta} = [P_{PV}(t) * \eta_{inv}] - P_L(t) \quad (2.47)$$

Si la potencia requerida por la carga es mayor que la generada por las fuentes renovables, se usarán las baterías para satisfacer la demanda de carga y el nivel de carga de las baterías se calcula nuevamente. Si el SOC disminuye a su nivel mínimo, $E_{B,min}$, el déficit será compensado usando el generador térmico para abastecer la demanda de carga. Esta lógica se describe con las siguientes ecuaciones:

$$Si\ (P_{PV}(t)\ * \eta_{inv}) < P_L(t)\ y\ SOC > E_{B,min}\ entonces$$

$$P_{BD}(t) = \frac{P_L(t) - (P_{PV}(t) * \eta_{inv})}{\eta_{inv} * \eta_{BD}}\ proceso\ de\ descarga \quad (2.48)$$

$$Si(P_{PV}(t) * \eta_{inv} < P_L(t) y\ SOC < E_{B,min}\ entonces$$

$$P_{BD}(t) = 0 \quad (2.49)$$

$$P_{diésel}(t) = [P_L(t) - P_{PV}(t) * \eta_{inv}] * \eta_D \quad (2.50)$$

$$Si\ P_{diésel}(t) > P_{diésel,max}(t), entonces$$

$$LOLP = LOLP(t) + 1 \quad (2.51)$$

Donde:

P_L = Potencia de la carga [W].

$P_{BC}\ y\ P_{BD}$ = Potencia de carga y descarga de la batería.

$P_{diésel}$ = Potencia requerida generada por el grupo electrógeno.

$P_{diésel,max}$ = Potencia pico del generador (0.44 de la carga pico).

η_D = Eficiencia del generador de diésel.

SOC = Valor del estado de carga de la batería.

- **Estrategia de optimización**

Se presenta el modelo de optimización propuesto para determinar el tamaño óptimo de los componentes del sistema híbrido que satisface la demanda de carga. Unos de los objetivos en este estudio es maximizar la confiabilidad del sistema, que se expresa en este documento utilizando el concepto probabilidad de pérdida de carga (LOLP). Segundo es minimizar el precio de la energía generada, usando el concepto de costo de energía nivelado (LEC). Otro objetivo es minimizar la generación de energía ficticia, $E_{carga\ muerta}$, y permitir la explotación de $E_{carga\ muerta}$, alimentar una carga ficticia. Para este estudio, el valor permitido de LOLP es de 5% y el valor permitido de $E_{carga\ muerta}$ se toma en un 4% de la demanda anual. El modelo asegura que la energía total generada satisface los requisitos de carga; de lo contrario, el tamaño del subsistema fotovoltaico de ser aumentado por un cierto valor. El ciclo se repite hasta que la energía generada satisfaga los requisitos de carga para el año. Esta lógica se puede resumir en los siguientes pasos:

Si $E_{carga\ ficticia} \leq 0\ x\ demanda\ actual\ de\ carga\ (LAE)$, incrementa el tamaño de la matriz PV.

Si $E_{carga\ ficticia} > 0.04\ x\ LAE$, reduzca el tamaño de la matriz PV.

Si $LOLP\ >\ 0.05$, incrementa el tamaño de la matriz PV.

La decisión de aumentar o disminuir el tamaño de los componentes del sistema híbrido, se lleva a cabo cada hora de acuerdo con el balance de energía durante esa hora.

Si $0.0\ x\ LAE\ \leq\ E_{carga\ ficticia} < 0.04\ x\ LAE\ y\ 0.0\ <\ LOLP\ <\ 0.05$, entonces el tamaño óptimo de cada uno de los componentes del sistema híbrido se habrá obtenido. Después se calcula el costo de la energía utilizando la definición de LEC. La relación de penetración del subsistema fotovoltaico se modifica en un 10% y se calculará el precio del kWh

generado y se seleccionará y el precio mínimo para determinar la penetración óptima del sistema híbrido.

2.4.2.3 Programa de simulación propuesto

Este programa propone la simulación de los componentes del sistema híbrido mediante la realización de cálculos de balance de energía para cada hora durante el año. El programa fue desarrollado en el software MATLAB. Los datos requeridos para el programa son: módulos fotovoltaicos, baterías, el inversor y el generador diésel. Además, latitudes del sitio, datos por hora de la demanda de carga, radiación solar y temperatura del lugar. También, datos económicos de cada componente del sistema y la vida útil propuesta se utilizan como datos de entrada. Finalmente, el valor de LOLP y el valor requerido de $E_{carga\ ficticia}$.

El algoritmo de solución implementado se ilustra en el siguiente diagrama de flujo:

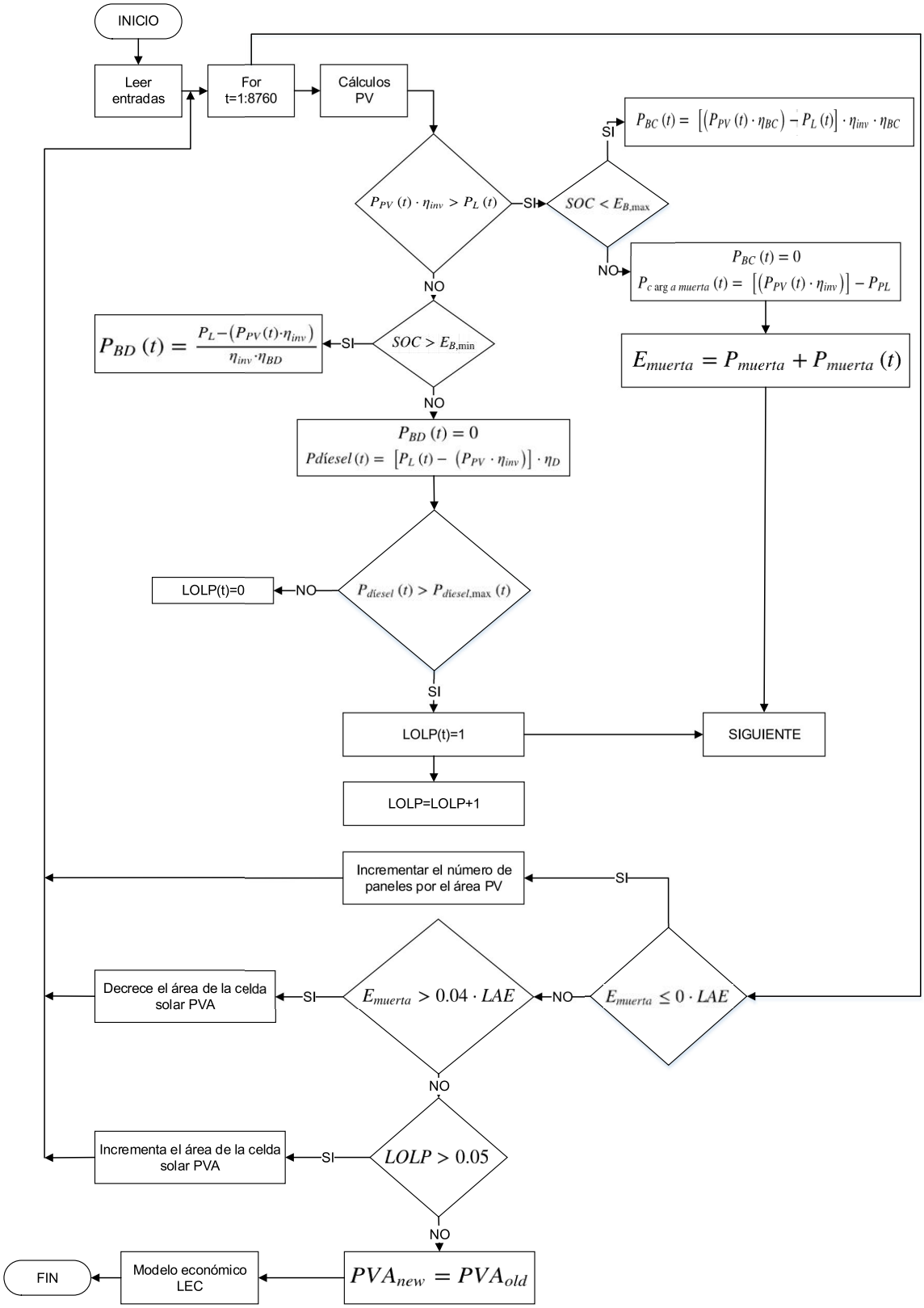


Figura 2.8 Diagrama de flujo del nuevo programa de simulación propuesto.

2.5. ANÁLISIS TÉCNICO

Para realizar el análisis técnico se ha utilizado la herramienta Simulink de Matlab, la misma que nos permite modelar sistemas dinámicos.

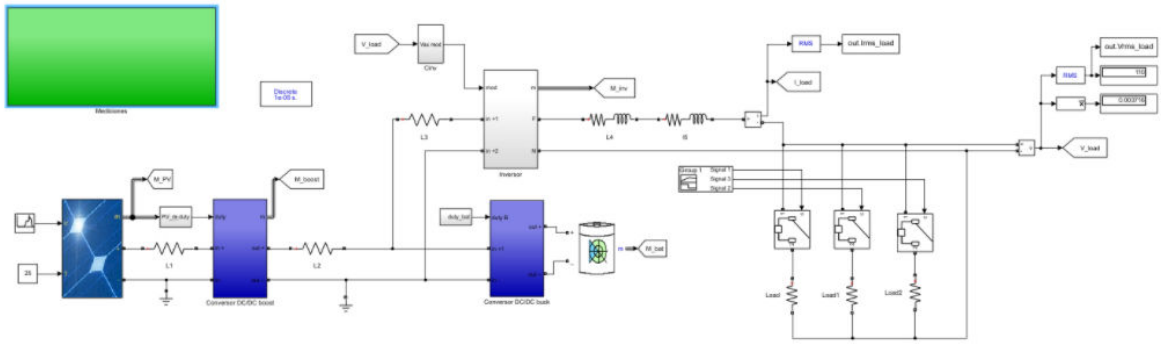


Figura 2.9 Diagrama sistema FV en Simulink

En la figura 2.9 se observa los componentes del sistema FV; paneles solares, conversores DC/DC para el punto máximo de potencia y el control de la Batería, el inversor DC/AC y cargas para el análisis.

Los datos de entrada para el arreglo de paneles son la irradiancia y la temperatura del lugar

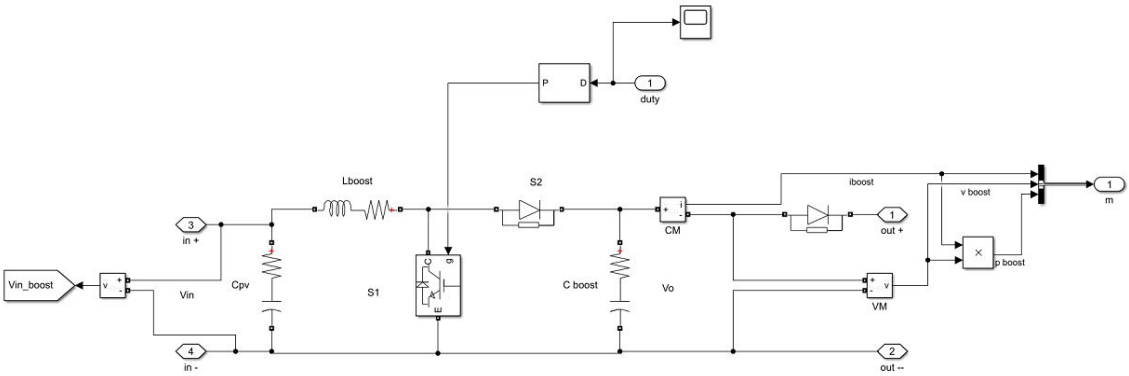


Figura 2.10 Diagrama de bloques para el conversor Buck

En la figura 2.10 se muestra el diagrama de bloques para la calibración del conversor DC/DC Buck.

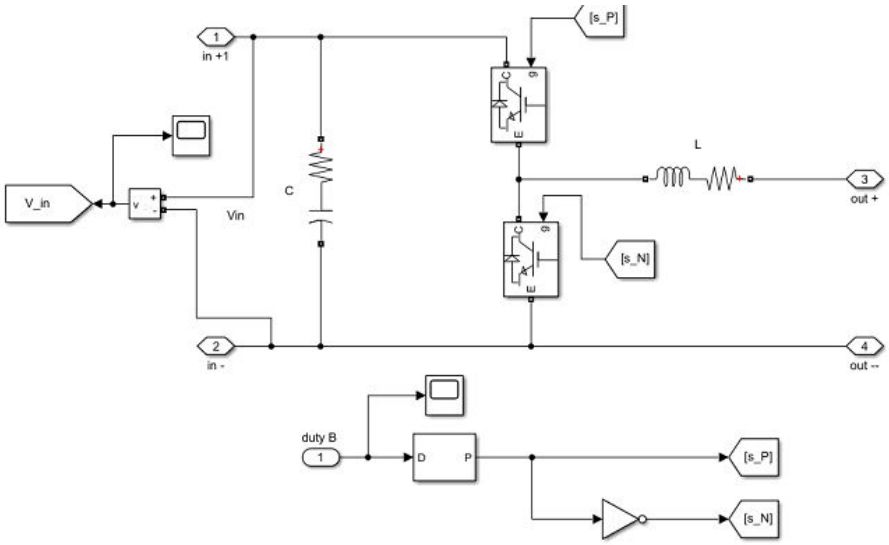


Figura 2.11 Diagrama de bloques control batería

La figura 2.11 se obseva el digrama de bloques para el control de la batería.

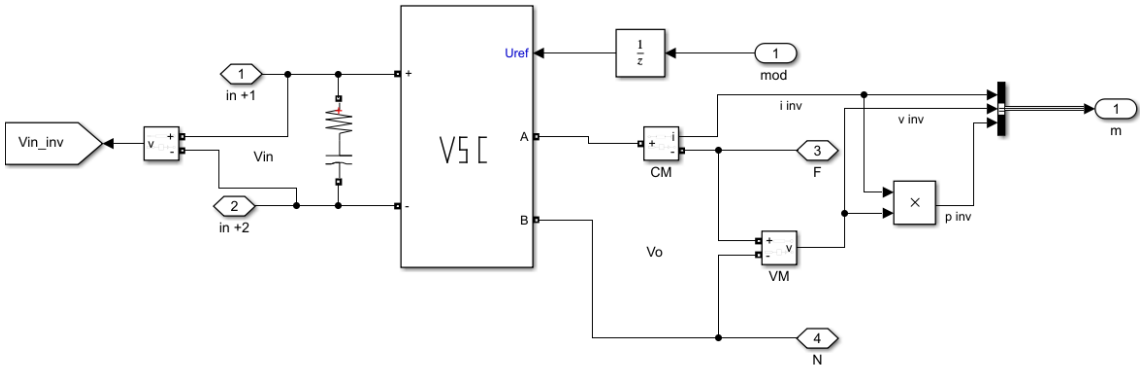


Figura 2.12 Diagrama de bloques para el conversor DC/AC

En la figura 2.12 se indica el diagra de bloques para la calibración del conversor DC/AC para su correcto funcionamiento.

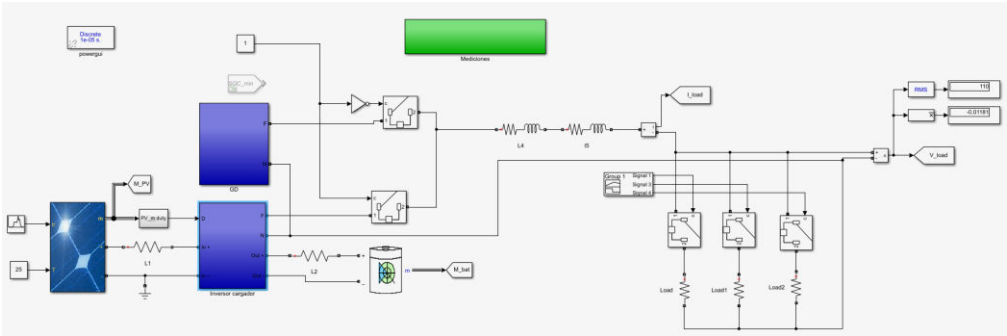


Figura 2.13 Diagrama sistema Híbrido en Simulink

La figura anterior se ve el diagrama del sistema híbrido en Simulink, aumentando el generador diésel para su funcionamiento.

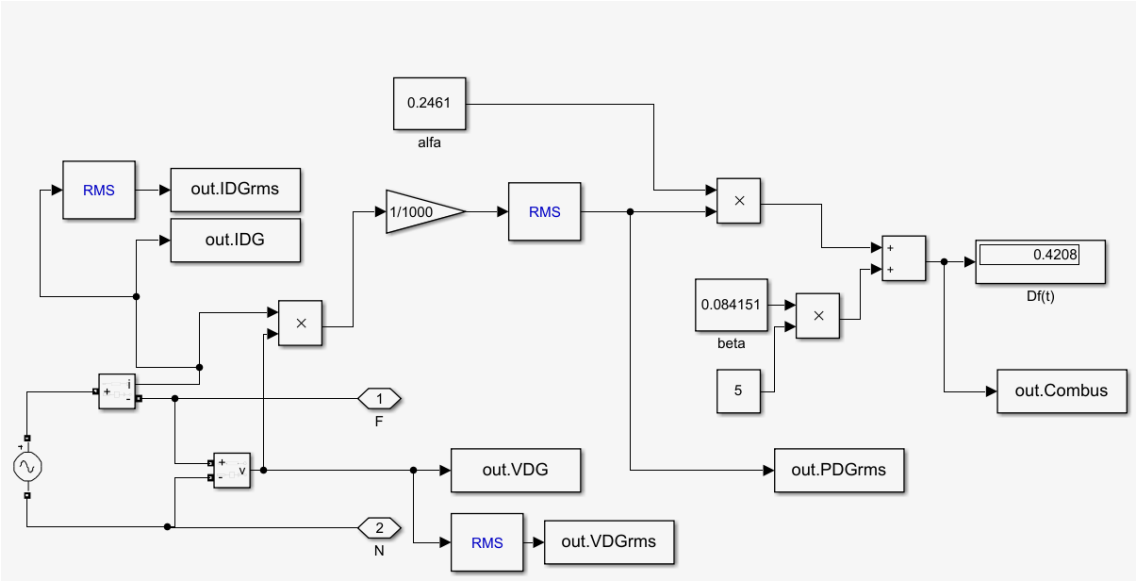


Figura 2.14 Diagrama de bloques generador Diésel

En la figura 2.14 se observa el diagrama de bloques para el generador diésel.

2.1 (CONDICIONES DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA)

Para realizar el análisis en condiciones de demanda máxima y mínima se realizó el siguiente diagrama:

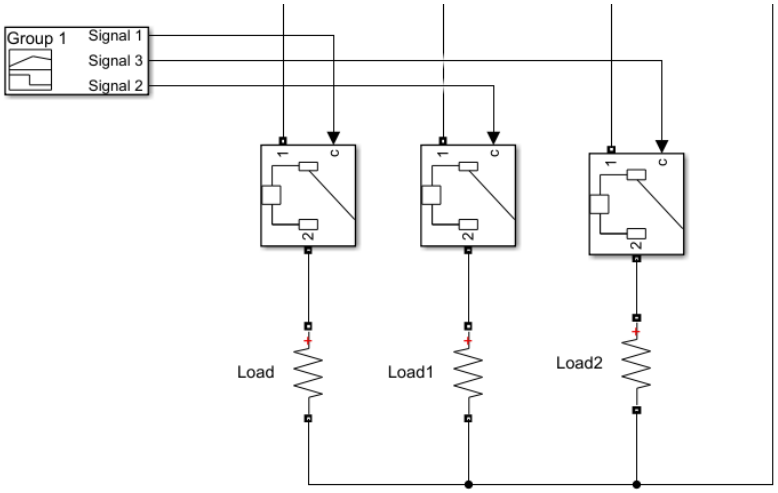


Figura 2.15 Diagrama pasos de carga

En la figura 2.16 se observa que tenemos un bloque signal builder como dato de entrada que hace que varíe la carga, tratando de simular la curva de demanda diaria.

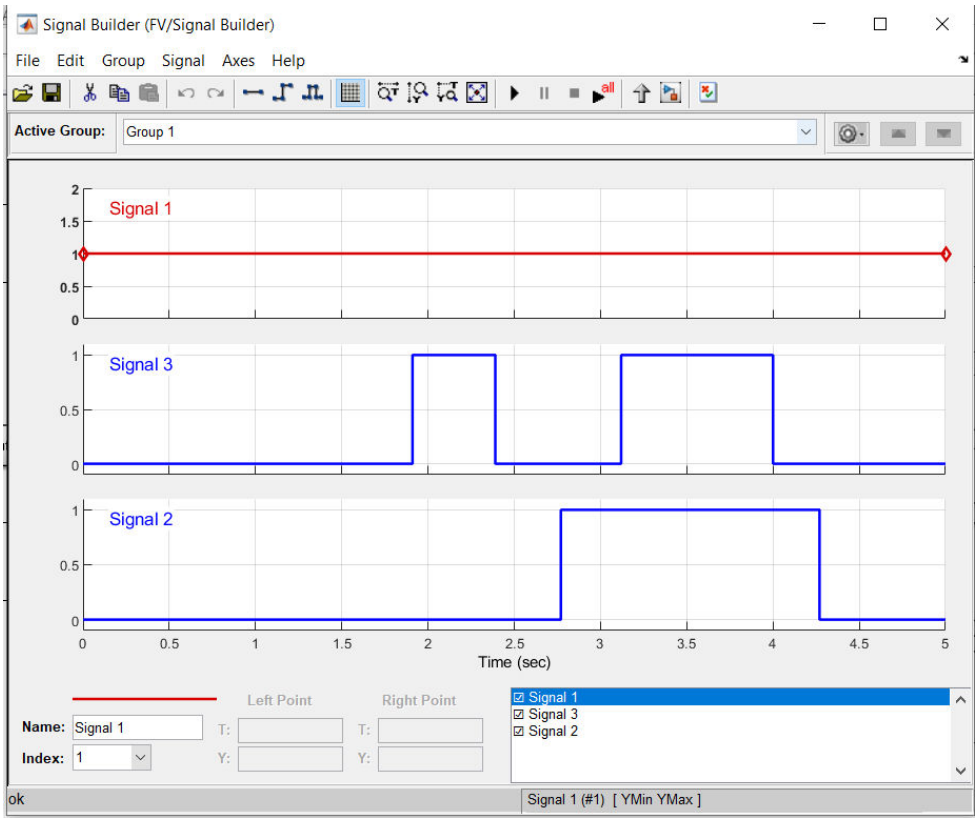


Figura 2.16 Bloque Signal Builder

2.2 (ANALIZAR VOLTAJES Y CARGABILIDAD DE ELEMENTOS)

En el análisis de voltajes y cargabilidad de elementos se utiliza los diagramas de bloques de Simulink, el mismo análisis se hace para el sistema híbrido (FV – diésel – baterías) a continuación se indica el diagrama para la caída de voltaje:

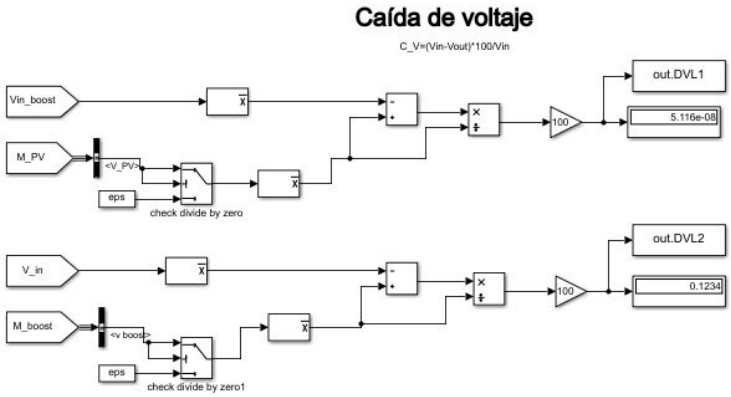


Figura 2.17 Diagrama de bloques para caída de voltaje

En la figura 2.17 indica el diagrama de bloques para la caída de voltaje, se utilizaron elementos de Simulink y a la salida se coloca un voltímetro para ver su comportamiento.

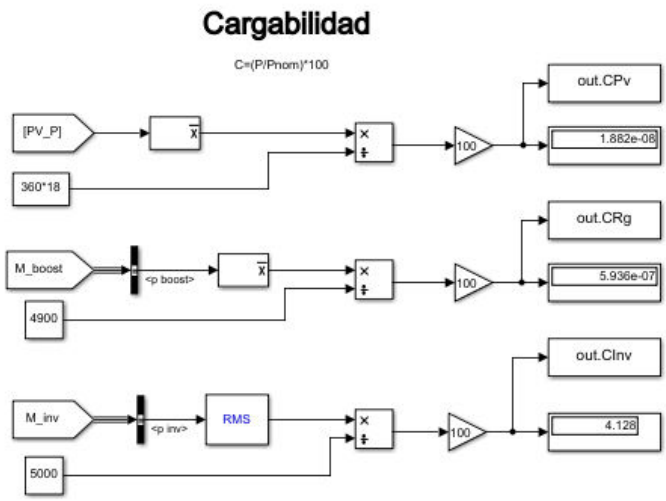


Figura 2.18 Diagrama de bloques para Cargabilidad

Al igual que en el análisis de caída de voltaje, para la cargabilidad se coloca un voltímetro a la salida para analizar la potencia en la carga.

2.6. ANÁLISIS ECONÓMICO

2.6.1 GASTOS E INGRESOS ESTIMADOS DEL PROYECTO

En un sistema fotovoltaico, ya sea aislado o híbrido se consideran 25 años de vida útil para el equipo y 35 años para las obras civiles. Los gastos que se consideran en este tipo de sistemas son equipos, obras civiles, transporte, y operación y mantenimiento (O & M).

Costo anual de operación y mantenimiento, se consideran como gastos anuales fijos e incluye los gastos de mantenimiento correctivo y preventivo del sistema fotovoltaico. Para el mantenimiento en este tipo de sistemas, solo se considera la limpieza de polvo u otras partículas que pueden ensuciar los paneles y bajar el rendimiento de los mismos, por lo tanto se considera:

$$Costo\ de\ (O\ \&\ M) = 1\% * Costo\ total\ de\ inversión \tag{2.52}$$

Un ingreso operacional que se tiene es la energía generada por la micro red. Cada familia pagará por el consumo mensual de su vivienda con una tarifa de dignidad descrita en el pliego tarifario expuesto por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).

2.6.2 VAN

El valor actual neto, es un indicador de evaluación económica de proyectos, determina el valor del dinero actual que va a recibir el proyecto en el futuro, a una tasa de interés y un periodo determinado, con el fin de comparar este valor con la inversión inicial. Corresponde al flujo neto de caja actualizado con una tasa de descuento determinada, la misma que se

puede calcular en función al aporte propio y al monto financiado. Este indicador es calculado con la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \tag{2.53}$$

Donde:

V_t = representa los flujos de caja en cada periodo t.

I_0 = Valor del desembolso inicial de la inversión.

n = es el número de períodos considerado para el proyecto.

k = es el tipo de interés o tasa de descuento.

De acuerdo al criterio de aceptación o rechazo de un proyecto se basa en:

- Si VAN > 0 se acepta el proyecto.
- Si VAN < 0 se rechaza el proyecto.

2.6.3 TIR

Tasa interna de retorno, es un indicador que permite conocer la viabilidad de un proyecto tomando como referencia los flujos de caja que se obtendrán en el futuro. El flujo de caja es la diferencia entre los ingresos y los gastos netos. Este indicador se calcula tomando el valor de desembolso inicial y los flujos de caja de cada año, con estos valores se obtiene un valor porcentual de los beneficios a futuro [20].

La tasa interna de retorno, es la tasa de interés que hace que el Valor Actual Neto de una inversión sea igual a cero, es decir; que el proyecto no presente ganancias ni tampoco pérdidas. El TIR se define con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0 \tag{2.54}$$

- Si TIR < 0, el proyecto pierde parte del capital invertido.
- Si TIR = 0, el proyecto solo devuelve el capital invertido, pero no genera ganancias adicionales.
- Si TIR > 0, el proyecto genera ganancias.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Después de aplicar las metodologías antes descritas para el diseño de la micro red tanto FV como híbrida (FV – diésel – baterías) se presentan los resultados obtenidos.

3.1 DEMANDA ELÉCTRICA

Al hacer las encuestas a los habitantes en la comunidad, se determina el siguiente consumo diario de energía (kWh/día):

Tabla 3.1 Demanda máxima

Consumo	Potencia kW
Viviendas	7.860
Escuela y vivienda profesor	0.855
Cancha	0.060
Alumbrado público	0.18
Total	**8.96**

- Viviendas:

$$Consumo_{total} = 12 * 17.664 * 0.56 = 9.891 \left(\frac{kWh}{día}\right)$$

- Escuela y vivienda del profesor:

$$Consumo_{total} = 1 * 2.512 * 0.7 = 1.758 \left(\frac{kWh}{día}\right)$$

- Cancha de volley:

$$Consumo_{total} = 0.12 \left(\frac{kWh}{día}\right)$$

- Alumbrado público:

$$Consumo_{total} = 2.160 \left(\frac{kWh}{día}\right)$$

Consumo total en la comunidad:

$$Consumo_{\ diseño\ total} = 13.93\left(\frac{kWh}{día}\right)$$

3.1.1 CURVA DE CARGA

Al realizar el análisis con los ejemplos de las micro redes instaladas en el Oriente por las diferentes empresas distribuidoras, tenemos el siguiente perfil de carga para la comunidad de Chumbiriatza:

Tabla 3.2 Perfil de carga Chumbiriarza

Hora	Carga (kW)
0	0.0362
1	0.0362
2	0.0362
3	0.1485
4	0.1485
5	0.0579
6	0.6530
7	1.1074
8	0.6494
9	0.3289
10	0.2405
11	0.1718
12	0.2678
13	0.5149
14	0.1545
15	0.7003
16	1.0937
17	0.9838
18	1.7315
19	1.5947
20	1.7939
21	1.0868
22	0.3495
23	0.0362

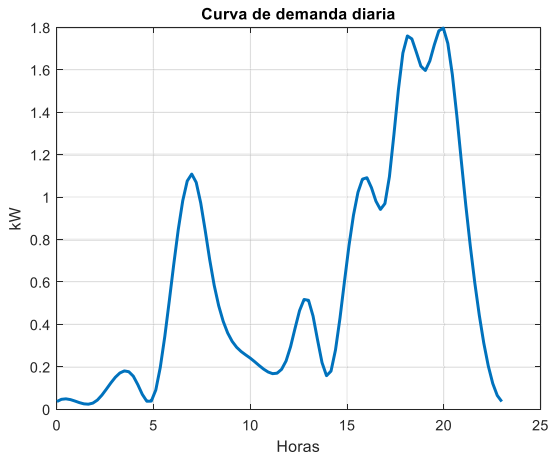


Figura 3.1 Curva de carga diaria para la comunidad.

3.2 RECURSO SOLAR

Para el cálculo del recurso solar que se puede aprovechar en la comunidad Chumbiriatza se obtienen mediciones de irradiancia global anual (GHI) y temperatura (ºC) obtenidas de National Solar Rational Database de National Renewable Energy Laboratory (NSRDB) [14].

Una vez obtenidos los datos de horas solar pico desde el año 1998 hasta el 2017, se hace un promedio de los mismos con la ayuda de la herramienta computacional desarrollada para obtener el mes con menor horas solar pico.

Se realiza el mismo procedimiento para calcular la temperatura ambiente en la comunidad Chumbiriatza.

Tabla 3.3 Horas solar pico Chumbiriatza

Mes	**Radiación solar en el plano inclinado a 10º (kWh/m^2-día)**	**Temperatura (ºC)**
Enero	3.87	22.74
Febrero	3.71	22.40
Marzo	3.97	22.05
Abril	4.02	21.85
Mayo	3.86	21.53
Junio	3.49	20.66
Julio	3.59	20.72
Agosto	4.13	21.78
Septiembre	4.55	22.84
Octubre	4.81	23.20
Noviembre	4.99	23.36
Diciembre	4.37	22.97

Con estos datos se obtiene la gráfica de las horas solar pico del lugar con 10º de inclinación para mantenimiento de paneles solares.

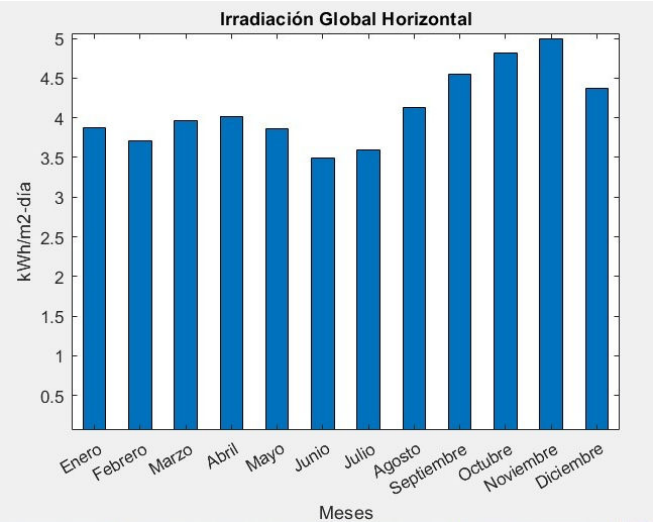


Figura 3.2 Horas solar pico.

Haciendo el promedio en los 17 años de datos de irradiancia se obtiene que el mes más desfavorable es Junio como se visualiza en la figura anterior, y con este dato se realiza el diseño de la micro red fotovoltaica

3.3 DIMENSIONAMIENTO DE MICRO RED

3.3.1 METODOLOGÍA HOMOLOGACIÓN MEER

Desarrollando la metodología que propone el MEER en su informe de estudio de homologación de sistemas fotovoltaicos no conectados a red, se obtiene:

- *Elección del voltaje nominal del sistema:*

De acuerdo a lo descrito en la homologación y puesto que el consumo es de 8.96 kW el voltaje nominal del sistema es de 48 V.

- *Elección de la potencia mínima del generador fotovoltaico:*

$$P_{min.gen} = \frac{13.93}{3.49 * 0.65} = 6.133\ (kW)$$

- *Configuración eléctrica del generador fotovoltaico:*

$$N_s = \frac{48}{59.1} = 1$$

$$N_p = \frac{6.133}{1 * 360} = 17$$

Los paneles fotovoltaicos estarán distribuidos 2 en serie y 9 en paralelo, por las características del regulador de carga, se usó el panel X-Series X22-360-COM Sun Power con las siguientes características:

X-Series: X22-360-COM SunPower® Commercial DC Panel

Electrical Data		
	SPR-X22-360-COM	SPR-X21-345-COM
Nominal Power (Pnom) [7]	360 W	345 W
Power Tolerance	+5/0%	+5/0%
Panel Efficiency	22.1%	21.2%
Rated Voltage (Vmpp)	59.1 V	57.3 V
Rated Current (Impp)	6.09 A	6.02 A
Open-Circuit Voltage (Voc)	69.5 V	68.2 V
Short-Circuit Current (Isc)	6.48 A	6.39 A
Max. System Voltage	1000 V IEC & 1000 V UL	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	−0.29% / °C	
Voltage Temp Coef.	−167.4 mV / °C	
Current Temp Coef.	2.9 mA / °C	

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	−40° C to +85° C
Impact Resistance	25 mm diameter hail at 23 m/s
Appearance	Class A
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, PV4S
Weight	18,6 kg
Max. Load	Wind: 2400 Pa, 244 kg/m² front & back Snow: 5400 Pa, 550 kg/m² front
Frame	Class 2 silver anodized; stacking pins

Tests And Certifications	
Standard Tests [8]	IEC 61215, IEC 61730, UL1703 (Type 2 Fire Rating)
Quality Management Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, Recycle Scheme, REACH SVHC-163
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver. "Declare." listed.
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	1000V: IEC 62804, PVEL 600 hr duration
Available Listings	TUV, UL, MCS, FSEC, CEC

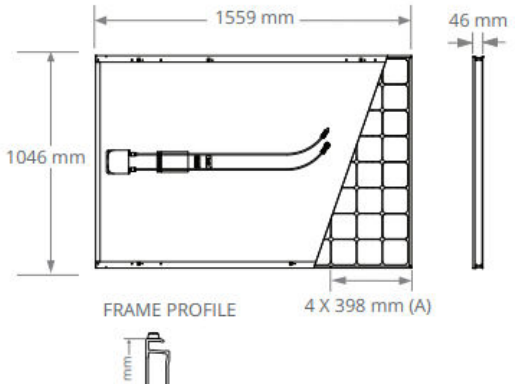


Figura 3.3 Características panel Sun Power

Se utiliza este panel solar, por las características que presentan y la alta eficiencia que presenta.

- *Cálculo del sistema de acumulación:*

$$C_{acum}(Ah) = \frac{13.93 * 3}{48 * 0.5} = 1741.28$$

Configuración eléctrica del sistema de acumulación:

$$N_s = \frac{48}{6} = 8$$

$$N_p = \frac{1741.28}{1225} = 2$$

Se decide instalar 2 baterías en paralelo y 8 en serie para suplir el consumo diario de energía, se indica las características de la batería en la siguiente figura:

TROJAN BATTERY COMPANY DATA SHEET **SOLAR SIND 06 1225**

MODEL	SIND 06 1225
VOLTAGE	6
CAPACITY	1225Ah @ 100Hr
MATERIAL	Polypropylene (internal cell container) Polyethylene (outer container)
BATTERY	Deep-Cycle Flooded/Advanced Lead Acid Battery
COLOR	Maroon
WATERING	Single-Point Watering Kit (Optional)
PRODUCT HIGHLIGHTS	Smart Carbon™ for Improved Performance 17 Years Battery Life Based on IEC 61427

MADE IN THE USA

WITH SMART CARBON TECHNOLOGY

6 VOLT

PHYSICAL SPECIFICATIONS

MODEL NAME	TERMINAL TYPE [B]	DIMENSIONS [A] INCHES (mm)			WEIGHT [E] LBS. (kg)	HYDROLINK OR SPWK	HANDLES
		LENGTH	WIDTH	HEIGHT [C]			
SIND 06 1225	14	27.13 (689)	10.44 (265)	24.01 (610)	415 (188)	SPWK	Molded

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

VOLTAGE	CAPACITY [A] AMP-HOURS (Ah)					ENERGY (kWh)
	10-Hr	20-Hr	48-Hr	72-Hr	100-Hr	100-Hr
6	835	942	1083	1159	1225	7.35

Figura 3.4 Solar Sind 06 1225 Tojan Battery

- *Cálculo del regulador con las siguientes características:*

V_{reg} = 48 [V].

$V_{oc,gen,min}$ = 139 [V].

$I_{reg,min}$ = 72.9 [A].

Se ha elegido un regulador Victron Energy MPPT 150/85-Tr de las siguientes características:

Controlador de carga SmartSolar	150/45	150/60	150/70	150/85	150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a12, 24 ó 48 V (Se precisa una herramienta de *software* para ajustar el sistema en 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 36V 1a,b)	1950W	2580W	3000W	3600W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50A (máx. 30A por conector MC4)			70A (máx. 30A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "ecualización"	Valores predeterminados: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regulable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretemperatura				
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Altura máxima de trabajo	5.000 m (fpotencia nominal completa hasta los 2.000 m)				
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados				
Grado de contaminación	PD3				
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth				
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)				
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm² / AWG2 (modelos Tr) Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)			35 mm² / AWG2 (modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de la batería	35mm² / AWG2				
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3 kg			4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm			Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	

Figura 3.5 Charge controller Victron Energy MPPT 150/85-Tr.

- *Cálculo del inversor:*

$$Potencia\ de\ diseño\ [\mathrm{kVA}] = \frac{8.96 * 0.7 * 0.6 * 1}{0.97} = 3.88$$

Se eligió un inversor Victron Energy Quattro con las siguientes características:

Quattro	48/3000/35-50/50 120V	12/5000/220-100/100 120V 24/5000/120-100/100 120V 48/5000/70-100/100 120V	48/10000/140-100/100 120V
PowerControl / PowerAssist	Yes		
Integrated Transfer switch	Yes		
AC inputs (2x)	Input voltage range: 90-140 VAC Input frequency: 45 – 65 Hz Power factor: 1		
Maximum feed through current	2x 50 A	2x 100 A	2x 100 A
INVERTER			
Input voltage range	9,5 – 17 V 19 – 33V 38 – 66 V		
Output (1)	Output voltage: 120 VAC ± 2% Frequency: 60 Hz ± 0,1%		
Cont. output power at 25°C (3)	3000 VA	5000 VA	10000 VA
Cont. output power at 25°C	2400 W	4000 W	8000 W
Cont. output power at 40°C	2200 W	3700 W	6500 W
Cont. output power at 65°C	1700 W	3000 W	4500 W
Peak power	6000 W	10000 W	20000 W
Maximum efficiency	94 %	94 / 94 / 95 %	96 %
Zero load power	25 W	30 / 30 / 35 W	55 W
Zero load power in AES mode	20 W	20 / 25 / 30 W	35 W
Zero load power in Search mode	12 W	10 / 10 / 15 W	20 W
CHARGER			
Charge voltage 'absorption' (V DC)	57,6 V	14,4 / 28,8 / 57,6 V	57,6 V
Charge voltage 'float' (V DC)	55,2 V	13,8 / 27,6 / 55,2 V	55,2 V
Storage mode (V DC)	52,8 V	13,2 / 26,4 / 52,8 V	52,8 V
Charge current house battery (A) (4)	35 A	200 / 120 / 70 A	140 A
Charge current starter battery (A)	4 A (12V and 24V models only)		
Battery temperature sensor	Yes		
GENERAL			
Auxiliary output (5)	32 A	50 A	50 A
Programmable relay (6)	3x		
Protection (2)	a-g		
VE.Bus communication port	For parallel, split phase and three phase operation, remote monitoring and system integration		
General purpose com. port	2x		
Remote on-off	Yes		
Common Characteristics	Operating temp.: -40 to +65°C Humidity (non-condensing): max. 95%		

Figura 3.6 Victron Energy Quattro

- *Cálculo del cableado:*

Ejemplo de cálculo:

$$S = \frac{2 * 10 * 8}{1.44 * 56} = 1.9841\ mm^2$$

Realizando el cálculo anterior para los otros tramos se obtiene la sección del cable como se presenta en la tabla 3.4:

Tabla 3.4 Cálculo de selección del cable por tramos

Tramo	Caída de Tensión (%)	Longitud del tramo (m)	ΔV	Intensidad (A)	Sección del cable AWG	Intensidad máxima admisible [A]
Generador - regulador (caja de conexiones)	3	10	1.44	8	14 (12 recomendado)	34
Generador-regulador (caja de conexiones-regulador)	3	24.5	1.44	72.9	6	159

Regulador-acumulador	1.50	8	0.72	72.9	6	110
Acumulador-inversor	1.50	8	0.72	117.5	2	133
Inversor-cargas AC	1.50	25	0.72	45.5	8	195

Cálculo de Intensidad para cada tramo:

- Generador – regulador (caja de conexiones): será la Isc del panel fotovoltaico (6.48 A), se prefiere por aumentar hasta 8A por seguridad.

- Generador – regulador (caja de conexiones – regulador): es la corriente mínima del regulador de carga.

- Regulador – acumulador: corriente mínima del regulador de carga.

- Acumulador – inversor: se calcula dividiendo el sumatorio de las cargas en AC entre el rendimiento del inversor (90%) y el voltaje nominal del sistema (48 Vcc).

- Inversor – cargas AC: se calcula dividiendo la potencia nominal del inversor para el voltaje de trabajo de las cargas (110 Vac).

Se seleccionan cables de cobre THHN:

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Espesor de Chaqueta (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm^2)	No. Hilos					
14	2,08	19	0,38	0,1	2,76	23,58	25
12	3,31	19	0,38	0,1	3,26	35,93	30
10	5,261	19	0,51	0,1	4,11	57,28	40
8	8,367	19	0,76	0,13	5,40	93,62	55
6	13,3	19	0,76	0,13	6,34	142,58	75
4	21,15	19	1,02	0,15	8,09	228,51	95
2	33,62	19	1,02	0,15	9,59	350,90	130
1	42,4	19	1,27	0,18	11,04	448,66	150
1/0	53,49	19	1,27	0,18	12,05	560,77	170
2/0	67,44	19	1,27	0,18	13,17	697,21	195
3/0	85,02	19	1,27	0,18	14,43	868,29	225
4/0	107,2	19	1,27	0,18	15,85	1083,04	260

Figura 3.7 Conductores de cobre THHN

Para el selección del cable para cada una de las viviendas se calcula la caída de voltaje para cada circuito, terminando con la última vivienda con la caída de voltaje admitida en Ecuador en las zonas rurales (3%), en la siguiente figura se indica como estarán distribuidos los circuitos:

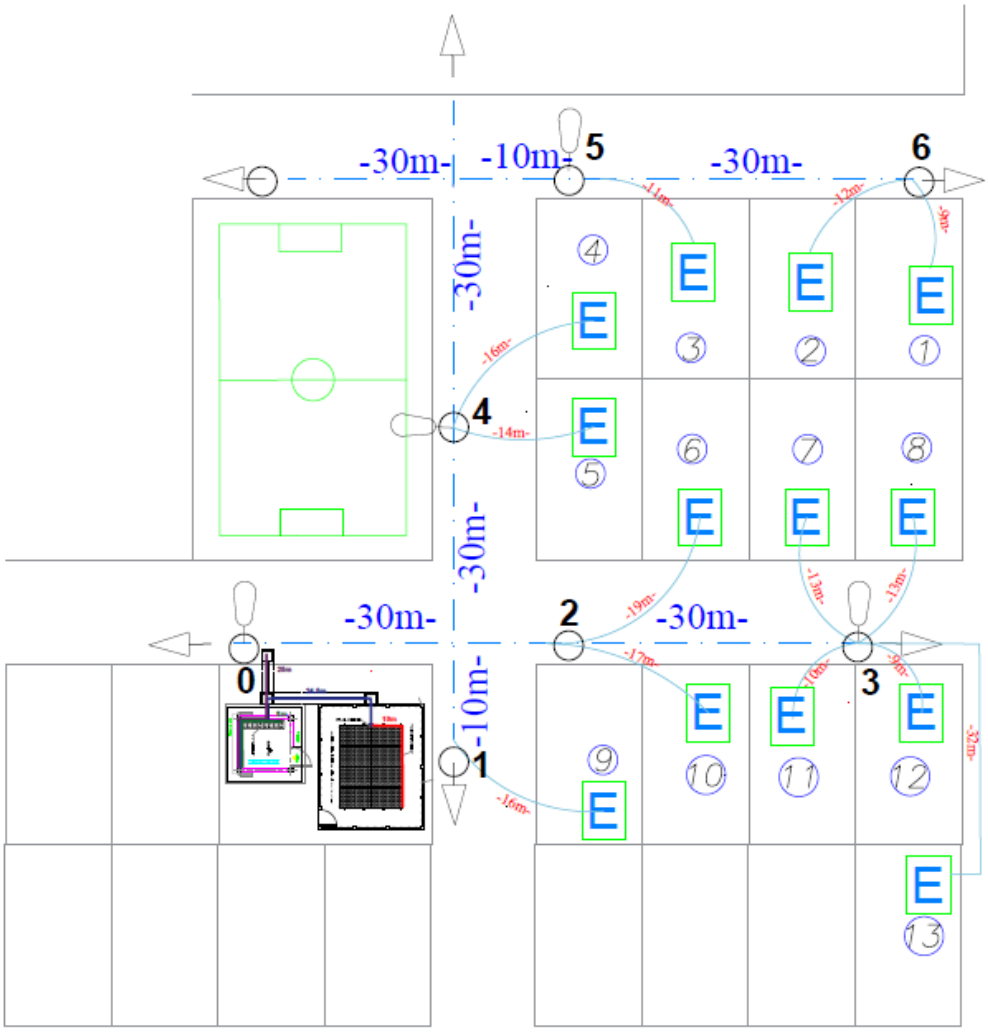


Figura 3.8 Diagrama de acometidas.

Tabla 3.5 Cálculo de selección del cable para acometidas

Tramo			Número usuarios	Demanda kVA	Conductor (Cu)		Tramo kVA-m	Cómputo – Caídas	
De	A	Long.(m)			Calibre	kVA-M		% Parcial	% Total
Inversor	0	25	13	5.00	8	1251	125.0	0.1	0.1
0	1	30	7	9.12	8	1251	273.5	0.2	0.3
0	2	40	1	2.43	8	1251	94.8	0.1	0.4
1	3	30	5	6.82	8	1251	204.6	0.2	0.6
0	4	50	5	9.12	8	1251	455.8	0.4	0.9
4	5	40	3	6.82	8	1251	306.9	0.2	1.1
5	6	30	2	3.89	8	1251	116.8	0.1	1.2

Hay que comprobar que la sección elegida soporta la intensidad máxima admisible (Iadm) por el cable, según la protección y el tipo de instalación. Para ello, en la siguiente figura se

proporciona la tabla del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión como se indica en la figura 3.9, se tiene que verificar que la intensidad máxima admisible por el conductor seleccionado sea mayor a la intensidad que circula por el tramo del cable seleccionado.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos2 en montaje superficial o empotrados en obra.				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared.					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0.3 D.						3x PVC		2x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D.							3x PVC			3x XLPE o EPR	
G		Cables unipolares separados mínimo D.									3x PVC		3x XLPE o EPR
		mm2	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
		1.5	15	11.5	13	13.5	15	16	-	18	21	24	-
		2.5	20	16	17.5	18.5	21	22	-	25	29	33	-
		4	25	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	34	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	45	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	59	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25		64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	Cobre	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		770				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	565	565	640	821

Figura 3.9 Intensidades máximas admisibles para cada tipo de cable y sección.

- *Cálculo de las protecciones y atmosféricas:*

Tabla 3.6 Cálculo de las protecciones por tramo de la instalación.

Tramo	Ic (A)	Ip (A)	0.9*Iadm	Fusible	Termomagnético
Generador -regulador (caja de conexiones)	8	10	30.60	10	-
Generador-regulador (caja de conexiones-regulador)	72.9	125	94.50	80	80
Regulador-acumulador	72.9	80	94.50	80	80
Acumulador-inversor	117.53	125	138.60	125	125
Inversor-cargas AC	45.454	50	54	0	50

1. Se debe poner a tierra el módulo fotovoltaico con la estructura del módulo y con la carcasa del inversor.

2. Se instalan interruptores termomagnéticos de corriente continúa como se indica en la tabla 3.4.

3. Se instala un varistor para la protección de descarga atmosférica.

4. Se instala interruptores termomagnéticos de corriente alterna como se indica en la tabla 3.4.

5. Se instala un interruptor general en la caja anti – hurto en cada una de las viviendas.

- *Cálculo de puesta a tierra:*

Todos los equipos de los sistemas fotovoltaicos de micro – redes y la estructura estarán conectadas íntegramente a un sistema de puesta a tierra en suelo vegetal húmedo (30 ohms-m). Y estará conformada por un conductor de cobre desnudo 4 AWG. Una malla de tierra compuesta por cuatro electrodos de acero recubierto de cobre (copperweld) de 16mm de diámetro y 2m de longitud, enterrados verticalmente en su totalidad, su distribución cubrirá área de 1m^2. La interconexión entre los electrodos y conductor se lo realizara con uniones termo soldadas.

- *Cálculo de generación de energía:*

$$Enegía\ anual = 6.48 * 3.49 * 0.65 * 365 = 5371.53 \left(\frac{kWh}{año}\right)$$

3.3.2. SISTEMA HÍBRIDO (FV – DIÉSEL – BATERÍAS)

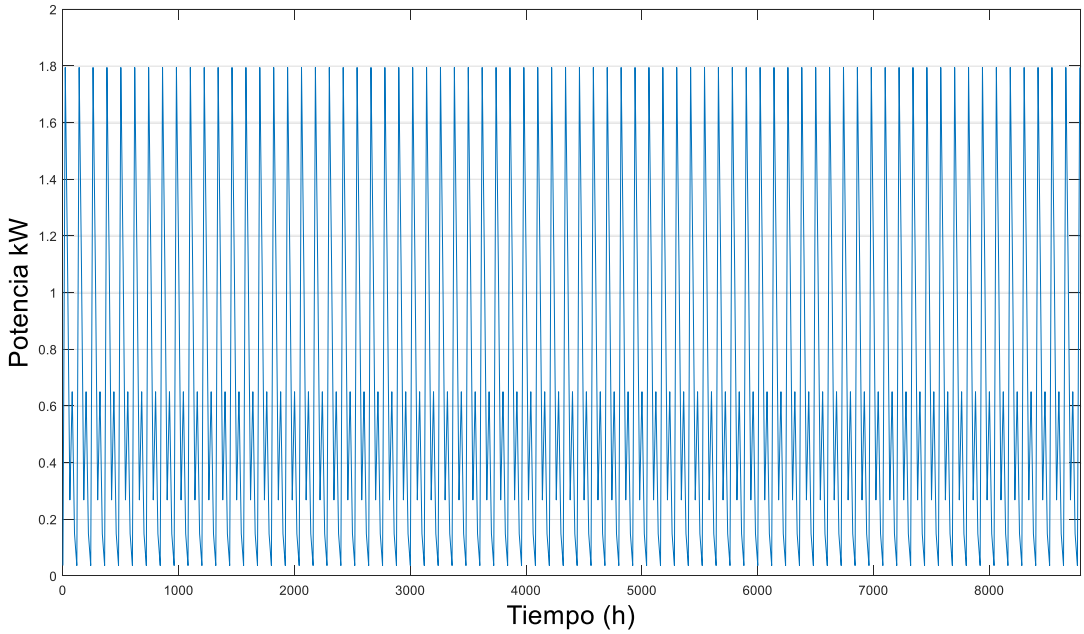
La metodología propuesta se aplicó para dimensionar y optimizar un sistema híbrido (fotovoltaico – diésel – batería) para suministrar una carga ubicada en la comunidad de Chumbiriatza. Los componentes del sistema estudiados son: subsistema FV, generador a diésel, baterías y un inversor. La tabla 3.7 da las características económicas y técnicas de estos componentes. Las simulaciones se realizaron utilizando datos horarios de radiación solar y la temperatura ambiente del lugar en estudio, durante un año.

Tabla 3.7 Características económicas y técnicas de los componentes

Item	Precio [$]	Costo reemplazo [$]	OMC [%]	Tiempo de vida [años]	Valor scrap [%]	Número de reemplazos	Tiempo derescate
PV (kW)	692.7	554.16	1	25	20	0	1
Inversor (kW)	321.34	292.13	1	10	10	1	3
Baterías (kWh)	136.34	109.07	3	4	10	6	7
DG (kW)	206.42	206.42	3	10	20	2	3

El programa de simulación propuesto determina el tamaño óptimo de cada componente del sistema híbrido dependiendo del costo mínimo de la energía generada. Los supuestos utilizados en el caso en estudio son de 5% en un año de probabilidad de pérdida de carga y la energía ficticia anual del 4% de demanda anual de carga. La vida útil del sistema elegido es de 25 años, la tasa de interés y de inflación en Ecuador en Julio 2020 es de 8% y -0.61%, respectivamente [21] .

La optimización se realiza mediante una técnica iterativa, y trata de seguir el sistema LOLP, $E_{ficticia}$ y LEC para seleccionar el tamaño óptimo de los componentes del sistema híbrido para satisfacer la demanda de carga anual. El generador diésel funciona durante las horas de generación insuficiente por el campo fotovoltaico y por las baterías que no puedan suministrar la energía de carga.



.

Figura 3.10 Perfil de carga horaria.

En la figura 3.10 se grafica la curva de carga del sitio en estudio, podemos observar que todos los días en un año tiene el mismo comportamiento, esto se debe a que no se tienen datos históricos por tanto se calculó una curva de carga diaria a partir de otros sitios de igual características.

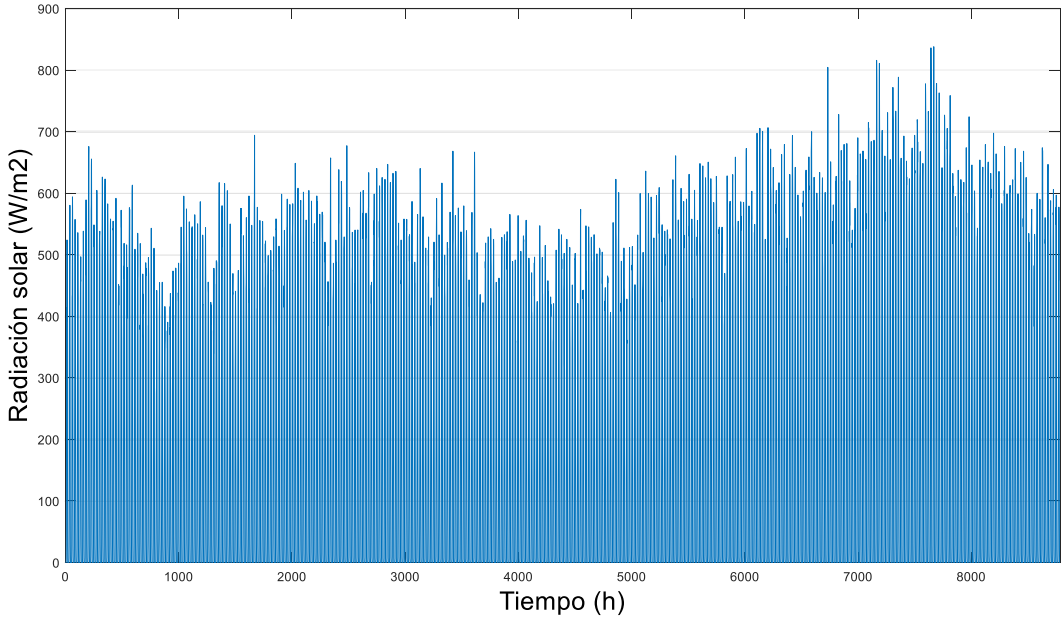


Figura 3.11 Radiación solar por hora.

La gráfica anterior representa la irradiancia solar a 10º del sitio en estudio, éstos valores fueron promediados desde el año 1997 hasta 2017.

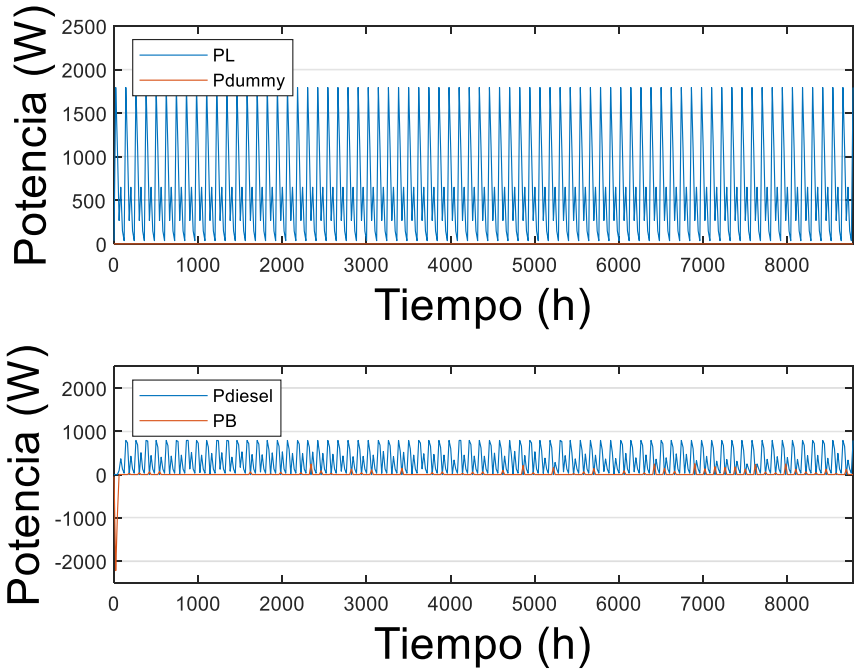


Figura 3.12 Primera iteración del programa de optimización

En la figura 3.12 se indica la primera iteración del programa, se observa que no existe carga ficticia y la batería no suple carga todo el tiempo.

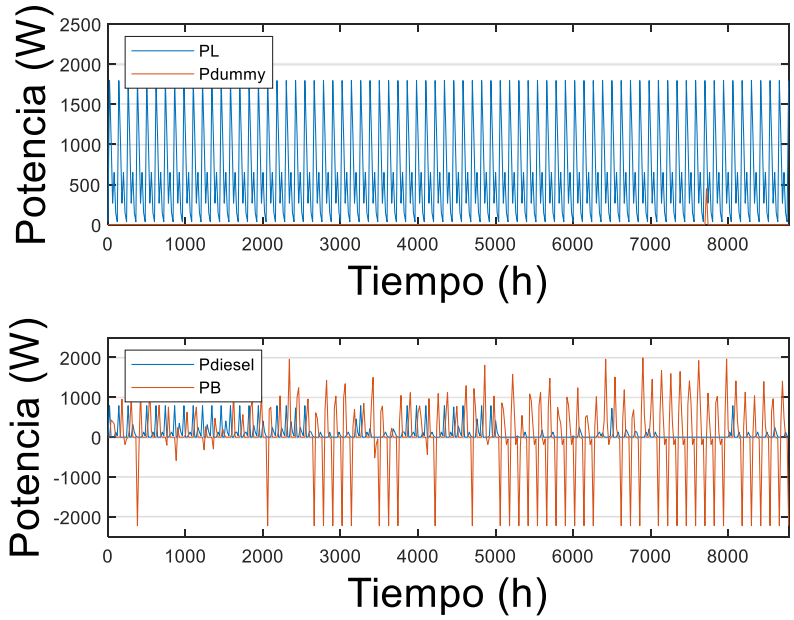


Figura 3.13 Última iteración del programa de optimización

Se puede observar en la figura 3.13, que existe carga ficticia absorbe la energía excedente renovable que sobrepasa la demanda de carga y la capacidad de las baterías. En el otro

caso la generación diésel y las baterías también suplen la carga, las baterías tienen su proceso de carga y descarga durante el año.

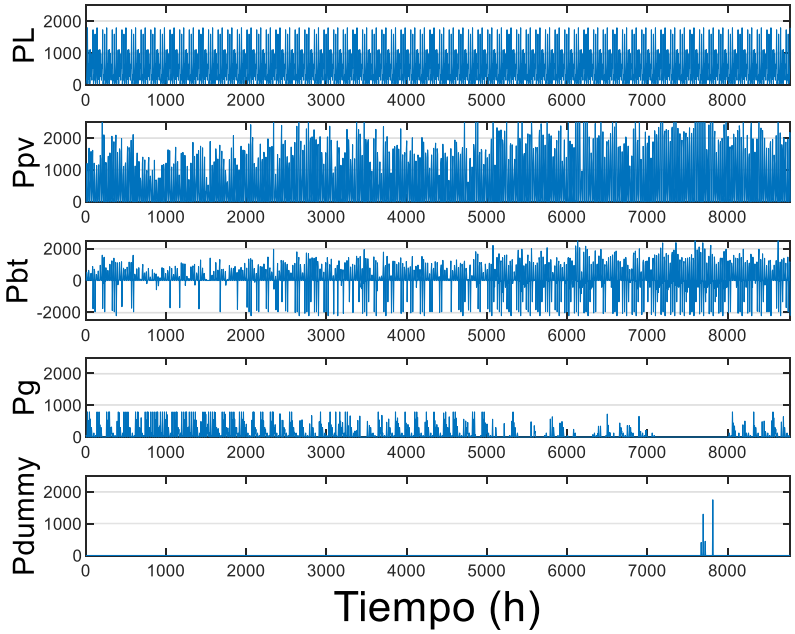


Figura 3.14 Resultados de la simulación en el caso óptimo durante un año

De acuerdo con la figura 3.14, la demanda de carga (P_L), la potencia generada por la matriz FV (Ppv), el estado de carga de la batería (P_{BSOC}) y la potencia generada por el generador diésel (Pdiésel), y la carga ficticia (Pdummy).

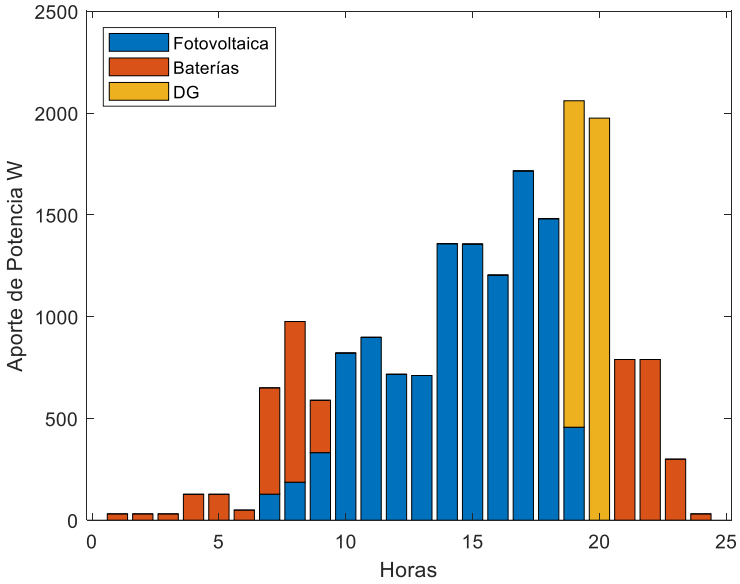


Figura 3.15 Aportes de potencia de cada componente en un día del año

La figura 3.15, se muestra 24 h de resultados de simulación para el caso óptimo. La figura presenta el rendimiento de la demanda de carga (P_L), la potencia generada por el sistema fotovoltaico (Ppv), potencia generada por la DG (Pdiésel) y el aporte de las baterías, en un día.

3.4 ANÁLISIS TÉCNICO

3.4.1 SISTEMA FV

En el análisis técnico del sistema FV aislado, el dato de entrada es la irradiancia solar y la temperatura, en este caso se han ingresado un rango de valores para la simulación: como se indica a continuación:

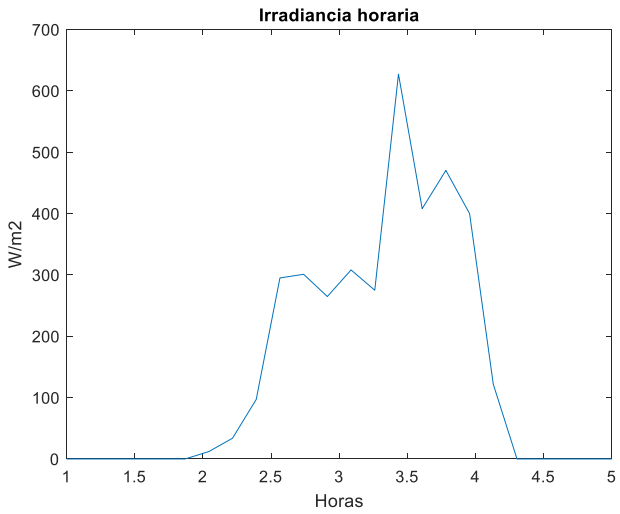


Figura 3.16 Datos de irradiancia

Haciendo la simulación del sistema se observa en la figura 3.17, que la potencia del inversor aumenta o disminuye dependiendo de la variación de la carga, los picos que se observan en la gráfica se debe al cambio brusco de carga.

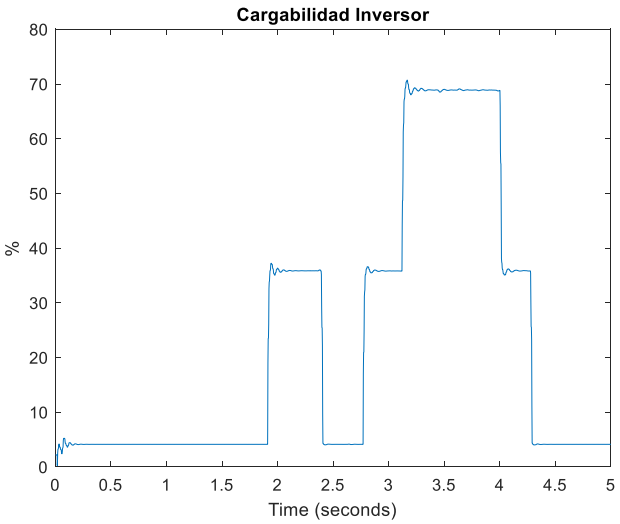


Figura 3.17 Cargabilidad inversor

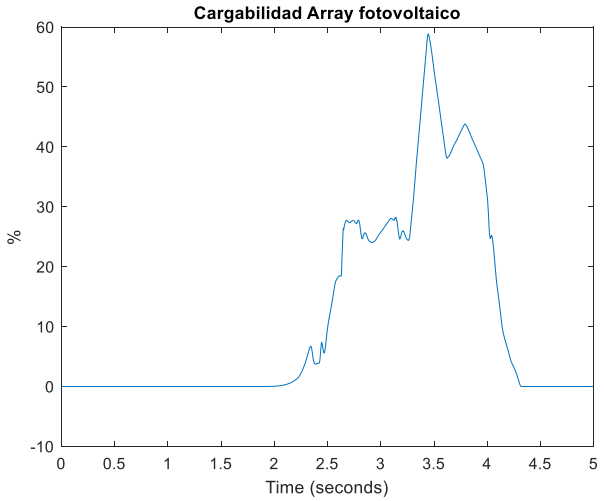


Figura 3.18 Cargabilidad del arreglo fotovoltaico

En la figura anterior tenemos la potencia del arreglo fotovoltaico, se asemeja a la figura 3.16, esto quiere decir que el control del máximo punto de potencia está actuando de manera coherente para hacer que el arreglo de su máxima potencia.

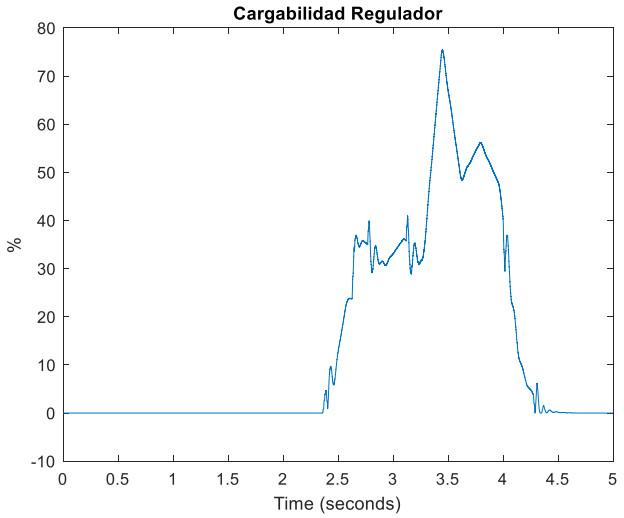


Figura 3.19 Cargabilidad del regulador de carga

La figura 3.19 corrobora que el control para el MPPT está actuando de manera correcta, haciendo que el total de paneles estén actuando a su máxima capacidad.

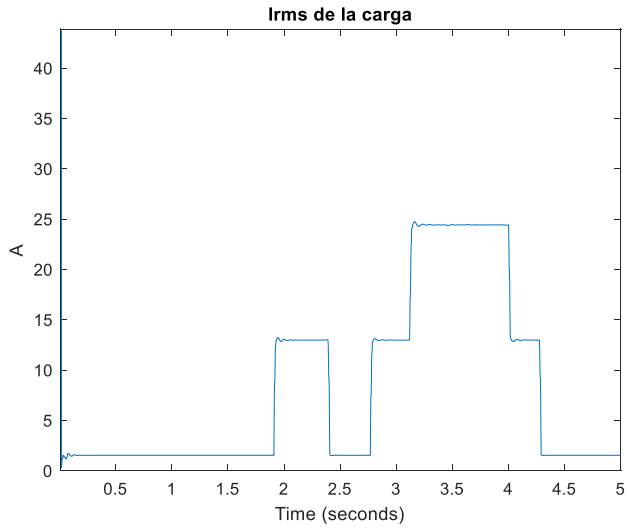


Figura 3.20 Valor RMS de Corriente

En la figura 3.20 vemos el valor de la corriente en la carga, la gráfica está relacionada a la figura 3.17 cargabilidad del inversor, se ve que cambia la corriente dependiendo si aumenta o disminuye la carga.

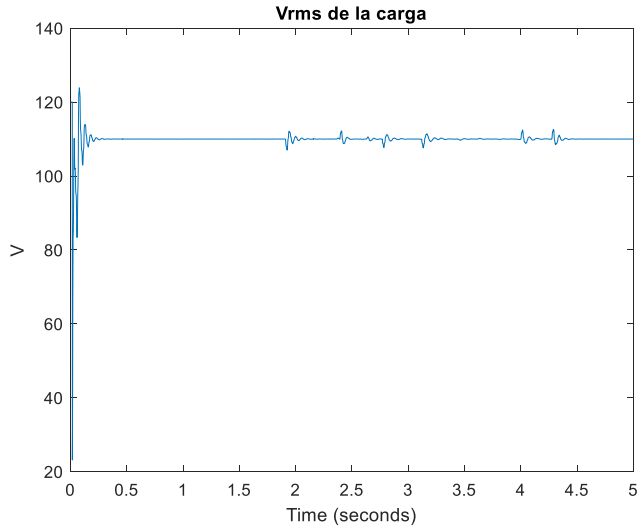


Figura 3.21 Voltaje RMS en la carga

La gráfica 3.21 indica que el valor del voltaje se mantiene constante en 110 V en la carga, al inicio empieza en 0 hasta que empiecen a actuar todos los controles, y el inversor pueda entregar 110 V que la carga necesita.

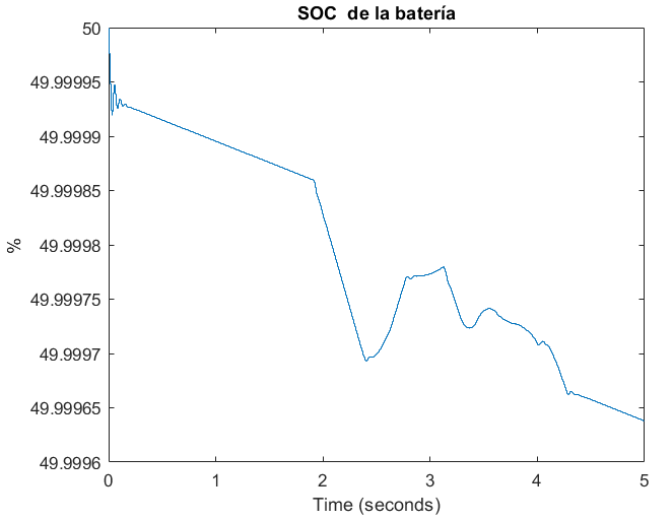


Figura 3.22 Estado de carga de la batería

En la figura anterior se muestra el estado de carga de la batería, el SOC empieza a disminuir cuando la generación fotovoltaica no abastece a la carga, y visualizamos que aumente el estado de carga de la batería cuando existe exceso de generación fotovoltaica.

3.4.2 SISTEMA HÍBRIDO (FV – DIÉSEL – BATERÍAS)

Al igual que el sistema fotovoltaico, los datos de entrada para el sistema híbrido son la temperatura y la irradiancia solar, con estos datos comprobamos el estado de algunos componentes.

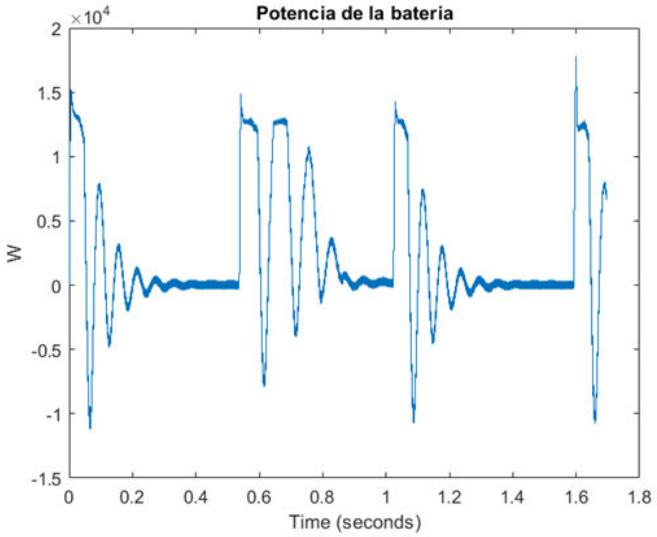


Figura 3.23 Potencia de la batería en sistema híbrido

En la figura anterior se aprecia que la potencia de la batería varía constantemente, esto se debe a que en periodos de tiempo el arreglo de paneles solares no abastece siempre a la

carga y necesita de la batería o del generador en caso de que la batería haya llegado a su máximo de descarga.

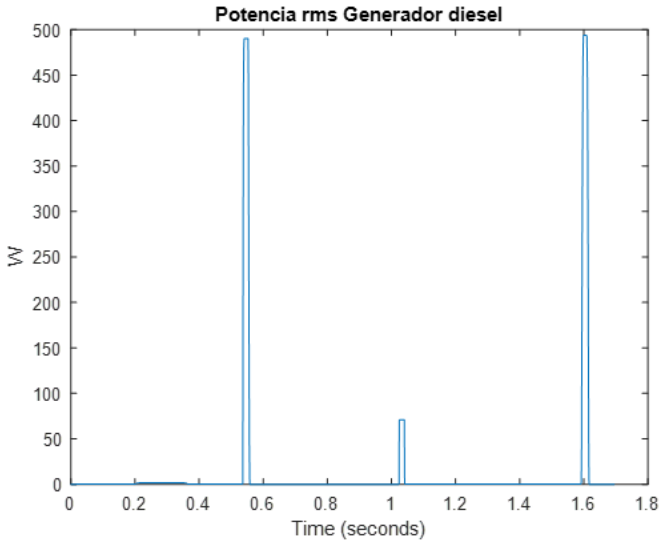


Figura 3.24 Potencia del Generador Diésel

En la gráfica 3.24 podemos ver la participación de potencia por parte del generador diésel para suplir la energía que no puede abastecer el arreglo fotovoltaico ni las baterías.

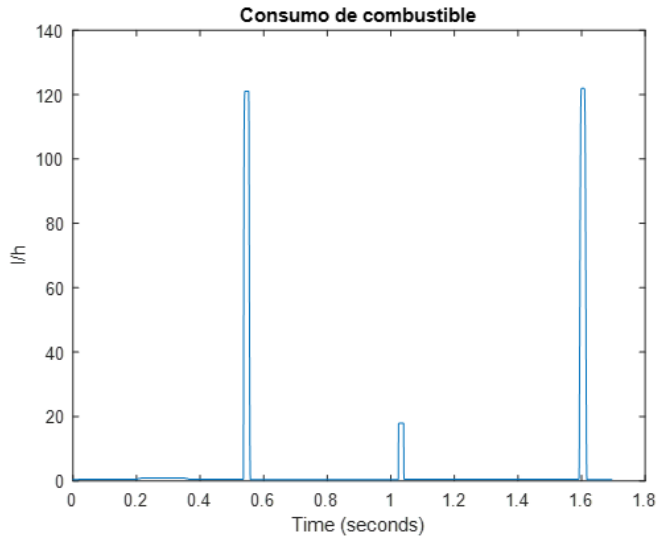


Figura 3.25 Consumo de combustible en generador

En la figura anterior, se observa el mismo comportamiento de la figura 3.24, se entiende que si el generador diésel funciona es porque consume combustible.

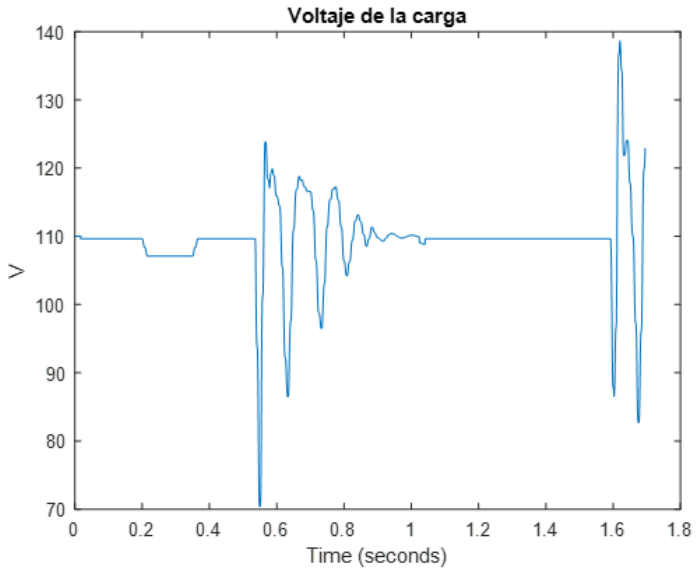


Figura 3.26 Voltaje en la carga

La gráfica 3.26 se observan oscilaciones por los cambios de aporte de energía entre FV, baterías y el grupo electrógeno.

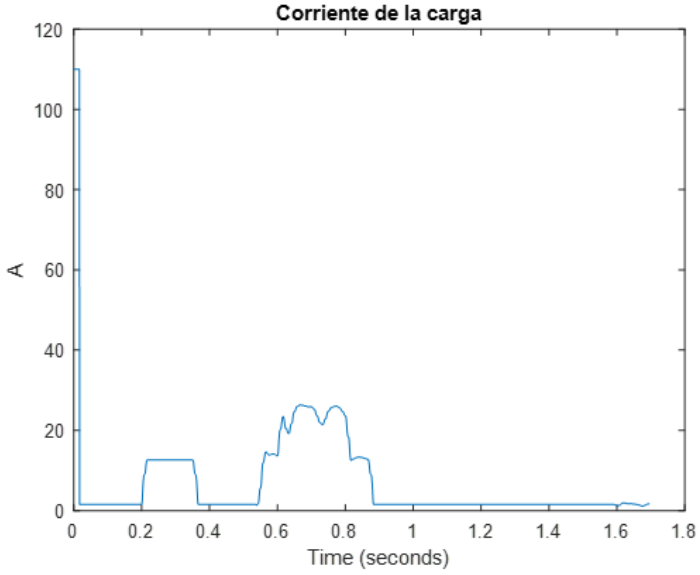


Figura 3.27 Corriente en la carga

La figura anterior indica que la corriente en la carga cambia por los pasos de carga que se implementa, se nota que en un periodo se mantiene constante y luego aumenta con el aumento de carga y por los transitorios en el aporte de energía de generador diésel.

3.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

3.5.1 GASTOS E INGRESOS EN EL PROYECTO

3.5.1.1 Metodología Homologación MEER

Se detallan los gastos que se tiene para la construcción de la micro red fotovoltaica, incluida la mano de obra, transporte y obra civil.

Tabla 3.8 Cálculo del precio total de suministros y equipos

Cantidad	Suministros & Equipos	UNI	Precio U	$ Total
18	Módulos FV	U	$418.72	$7,536.96
18	Soportes para paneles	U	$680.00	$12,240.00
1	Regulador de carga	U	$1,220.45	$1,220.45
1	Inversor	U	$3,379.60	$3,379.60
16	Baterías	U	$1,566.65	$25,066.40
18	Set de conectores MC4	U	$5.64	$101.52
39	Tomacorriente doble polarizado	U	$3.00	$108.00
65	Interruptor simple sobre pared	U	$10.00	$600.00
65	Boquiilas tipo platón	U	$2.50	$150.00
4	Luminaria tipo LFC de 60W	U	$55.00	$220.00
65	Luminaria tipo LFC de 10W	U	$5.50	$357.50
TOTAL				**$51,051.93**

Tabla 3.9 Cálculo del precio total de cableado

Cantidad	Cableado	UNI	Precio U	$ Total
24.5	Conexion entre paneles #12 THHN-caja de conexiones	m	$0.50	$12.25
10	Cable #12 THHN Generador -regulador (caja de conexiones)	m	$0.50	$5.00
24.5	Cable # 6 THHN Generador-regulador (caja de conexiones-regulador)	m	$3.00	$73.50
8	Cable #6 THHN Regulador-acumulador	m	$3.50	$28.00
8	Cable #2 ultraflexible Acumulador-inversor	m	$3.50	$28.00

25	Cable #8 AWG Inversor-cargas AC	m	$1.50	$37.50
360	Cable # 14 THHN para iluminación en viviendas	m	$0.45	$162.00
360	Cable # 12 THHN para circuitos de fuerza	m	$0.50	$180.00
7	Cables de conexión de baterías con terminales	m	$20.00	$140.00
1	Provisión e instalación Conductor pre-ensamblado aluminio 2X1/0	m	$5,169.05	$5,169.05
1	Provisión e instalación Cable concéntrico de Cu 1X6	m	$3,029.05	$3,029.05
1	Accesorios acomentida	U	$66.00	$66.00
TOTAL				**$8,930.35**

Tabla 3.10 Cálculo del precio total de elemento de protección

Cantidad	Elementos de protección y medida	UNI	Precio U	$ Total
1	Varistor (surge arrester) tipo 2, corriente de descarga 6.65kA, voltaje de trabajo 670/1000V	U	$50.00	$50.00
1	Fusible NH 10A	U	$7.65	$7.65
1	Fusible NH 50A	U	$7.65	$7.65
1	Fusible NH 80 A	U	$7.76	$7.76
1	Fusible NH 125 A	U	$14.38	$14.38
1	Interrumptor Termomagnético CC 80A	U	$43.00	$43.00
1	Interrumptor Termomagnético CC 125A	U	$50.00	$50.00
1	Interruptor Termomagnético CA 50A	U	$30.00	$30.00
1	Interruptor Termomagnético CA 125A	U	$60.00	$60.00

1	Caja IP65 para conexionado y protecciones de arreglo fotovoltaico	U	$20.00	$20.00
12	Caja para protecciones de los circuitos de fuerza e iluminación de las viviendas	U	$10.00	$120.00
12	Termomagnéticos para fuerza e iluminación en viviendas CA 10A	U	$10.00	$120.00
12	Medidor limitador de carga	U	$120.00	$1,440.00
12	Caja antihurto para medidor	U	$25.00	$300.00
TOTAL				**$2,270.44**

Tabla 3.11 Cálculo del precio total de obras complementarias

Cantidad	Obras complementarias	UNI	Precio U	$ Total
1	Misélaneos (tornillos)	U	$24.00	$24.00
156	Cajas plásticas dexon para toma corrientes e iluminación de viviendas	U	$4.00	$624.00
1	Adecuación de terreno	U	$62.00	$62.00
1	Instalación de cerramiento perimentral	U	$1,900.00	$1,900.00
1	Cimentación de la base de la estructura	U	$1,400.00	$1,400.00
1	Instalación de estructura para FV	U	$760.00	$760.00
1	Instalación de arreglo FV	U	$380.00	$380.00
1	Cuarto de control (cimientos, vereda, etc)	U	$4,800.00	$4,800.00
1	Bancada del acumulador	U	$300.00	$300.00
9	Provisión e instalación de las estructuras (tornillos, abrazaderas, etc	U	$550.00	$4,950.00

9	Postes fibra de vidrio 12m 500kg	U	$480.00	$4,320.00
TOTAL				**$19,520.00**

Tabla 3.12 Cálculo del precio total del proyecto de micro red FV

DESCRIPCIÓN	TOTAL
Suministros y Equipos	$51,051.93
Cableado	$8,930.35
Elementos de protección y medida	$2,270.44
Obras complementarias	$19,520.00
Puesta a tierra	$20.00
Transporte	$3,000.00
Mano de obra para instalación de acomentida	$180.00
Subtotal	$84,972.72
IVA 12%	$10,196.73
TOTAL	**$95,169.45**

Otro gasto que se tiene es el de Operación y Mantenimiento (O & M) anual, haciendo el cálculo se tiene:

$$Costo(O\&M) = \$951.69$$

El ingreso que se va a tener es el pago de los habitantes por el consumo que ellos tengan a la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA), a una tarifa de dignidad.

El consumo de cada vivienda promedio al mes es de 24.7296 kWh/mes que se obtuvo en el capítulo 2 determinación de demanda, la tarifa de dignidad es de $ 0.045 por kWh.

Tabla 3.13 Ingresos por consumo de energía eléctrica

Clientes del sistema Mini Red					
Tipo de Beneficiario	**Cantidad**	**Consumo [kWh/mes]**	**C fijo US$/mes**	**C Variable US$/kWh**	**Gasto [US$/mes]**
Viviendas	12	24.7296	0.7	0.045	1.812832
Escuela	1	35.1668	0.7	0.045	2.282506
Alumbrado Público	3	64.8	1.414	0.091	0
Cancha	1	0.96	1.414	0.091	0
Total facturación [US$/año]					**288.43788**

Existe otro ingreso económico, son los exógenos que se considera:

Tabla 3.14 Ingreso de beneficios exógenos

Beneficios exógenos cuantificados		
Beneficio exógeno de la disminución de enfermedades respiratorias	US$/vivienda-mes	2
Beneficio exógeno de la disminución de pérdida de alimentos por refrigeración	US$/vivienda-mes	2
	TOTAL	**4**

3.5.1.2 Sistema Híbrido (FV – Diésel)

Al desarrollar el programa de optimización se calcula el valor inicial del sistema, para el mismo se ha aumentado el 40% para obra civil de la instalación de la micro red híbrida y se tiene como resultado el siguiente valor:

$$IC = \$6329287$$

No se puede calcular ingresos,ya que en el país aún no hay este tipo de sistemas instalados.

3.5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN) Y TASA INTERNA DE RETORNO

3.5.2.1 Metodología Homologación MEER

Para el cálculo del VAN, se consideran aportes de facturación para sector residencial con un incremento del 20% por año, beneficio de exógenos, costo de (O & M), se hace un flujo de caja neto para 25 años de instalación de la micro red, para el TIR se usa una tasa del 10% como se indica a continuación:

Tabla 3.15 Cálculo de VAN y TIR

	Beneficios Sociales Cuantitativos			
Año	**Residenciales (USD)**	**Exógenos (USD)**	**Costo O&M (USD)**	**Flujo neto (USD)**
0				-95169.45
1	$288.44	$624.00	$951.69	-$39.26
2	$346.13	$624.00	$951.69	$18.43
3	$403.81	$624.00	$951.69	$76.12
4	$461.50	$624.00	$951.69	$133.81
5	$519.19	$624.00	$951.69	$191.49
6	$576.88	$624.00	$951.69	$249.18
7	$634.56	$624.00	$951.69	$306.87
8	$692.25	$624.00	$951.69	$364.56
9	$749.94	$624.00	$951.69	$422.24
10	$807.63	$624.00	$951.69	$479.93
11	$865.31	$624.00	$951.69	$537.62

12	$923.00	$624.00	$951.69	$595.31
13	$980.69	$624.00	$951.69	$652.99
14	$1,038.38	$624.00	$951.69	$710.68
15	$1,096.06	$624.00	$951.69	$768.37
16	$1,153.75	$624.00	$951.69	$826.06
17	$1,211.44	$624.00	$951.69	$883.74
18	$1,269.13	$624.00	$951.69	$941.43
19	$1,326.81	$624.00	$951.69	$999.12
20	$1,384.50	$624.00	$951.69	$1,056.81
21	$1,442.19	$624.00	$951.69	$1,114.49
22	$1,499.88	$624.00	$951.69	$1,172.18
23	$1,557.56	$624.00	$951.69	$1,229.87
24	$1,615.25	$624.00	$951.69	$1,287.56
25	$1,672.94	$624.00	$951.69	$1,345.25
			VAN	**-$91,620.54**
			TIR	**-9%**

Observando los resultados, el valor del VAN y TIR son negativos lo que nos indica que el capital en la inversión nunca se recupera, son proyectos de obra social que son financiados por el Ministerio de Energía y Recursos No Naturales Renovables (MERNNR) conjuntamente con el Banco Internacional de Desarrollo (BID).

3.5.2.2 Sistema Híbrido (FV – Diésel)

En el desarrollo del programa propuesto se calcula el valor presente total del costo del sistema (TPV), con ese valor se ha calculado el valor del TIR con un tasa de 10%:

$$TPV = \$482000000$$

$$TIR = \$7.39\%$$

3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el diseño de la micro red fotovoltaica se analiza que los equipos seleccionados para el sistema cumplen con las características para suplir la demanda de carga de la comunidad, se hizo el cálculo para dimensionar a los equipos y que cumplan con condiciones mínimas de diseño.

En el análisis técnico se visualiza en las gráficas que el sistema está trabajando de manera correcta, esto es gracias al control que se hace en los equipos del sistema y se visualizan los resultados en las figuras de las simulaciones.

En cuanto a la parte económica, en los 25 años no se logra recuperar la inversión del costo del sistema y por ende la tasa interna de retorno en negativa, el proyecto no es viable.

En cuanto al sistema híbrido (FV – diésel – baterías), para el diseño de la herramienta se requiere de un análisis más profundo del sitio en el que se va a instalar el sistema, por ejemplo para la parte económica se requiere saber tasas de inflación e interés del lugar, así como precio del combustible diésel, se necesitan tener datos de irradiancia, temperatura y curva de carga de todo un año.

En el análisis técnico, es similar al sistema FV, hay que aumentar el generador diésel y verificar si el inversor da el voltaje que requiere la carga, así también todas las fuentes de energía suplen a la carga.

El Valor presente total del costo del sistema híbrido es positivo, por lo que nos dice que es recomendable hacer dicha instalación el lugar, pero sería una pérdida de energía ya que la demanda en el sitio es pequeña y no hay cargas que siempre tengan que estar abastecidos de energía.

Asimismo, el TIR es negativo al igual que en el sistema fotovoltaico.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- De las simulaciones del análisis técnico del sistema fotovoltaico, la correcta calibración de los convertidores DC/DC controlados por un algoritmo MPPT hacen que se tenga un mayor provecho del arreglo de paneles fotovoltaicos haciéndolos trabajar a su máxima capacidad, logrando que el estado de la batería no varíe constantemente y tengan más vida útil.

- En la metodología desarrollada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable para sistemas fotovoltaicos aislados, la elección de las horas de sol pico del mes más desfavorable, permite que se asegure el correcto funcionamiento del sistema FV durante todo el año.

- El Valor Actual Neto (VAN) en el diseño del sistema fotovoltaico, es negativo, lo que se concluye que la inversión nunca se recupera en el transcurso de la vida útil, este tipo de proyectos tienen como objetivo un interés social para brindar una mejor calidad de vida a las personas en comunidades aisladas.

- En el desarrollo del sistema híbrido (FV – diésel – baterías), el programa de optimización garantiza que el grupo electrógeno tenga un mínimo porcentaje de participación en el aporte de energía, ya que conlleva mayor uso de combustible y el precio nivelado de energía es mayor, lo que no es conveniente para la implementación del mismo.

- Para la comunidad de Chumbiriatza y después de haber implementado las dos metodologías en la herramienta computacional; micro red fotovoltaica aislada y sistema híbrido, se concluye que es conveniente instalar la micro red fotovoltaica ya que en el lugar no existe una carga que siempre deba estar alimentada como lo son hospitales, subcentros de salud, etc.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda desarrollar el análisis con nuevas tecnologías alternativas que permitan sostener la confiabilidad de los sistemas aislados, así como tambien los efectos ambientales que pueden ocasionar el equipo al ser instalados.

- Para el mantenimiento de los equipos, especialmente de los paneles fotovoltaicos y de las baterías, se recomienda instalar el panel a 10º de inclinación al momento de caer alguna partícula al mismo esta caiga al suelo y no impida su correcto funcionamiento,

para las baterías se recomienda estar pendiente del líquido y hacer el mantenimiento cuando sea necesario.

- Para el análisis técnico en Simulink se recomienda hacer un control preciso de los conversores, caso contrario el sistema no rinde y no se obtienen los resultados que esperamos, por ejemplo que el sistema no genere la energía eléctrica que la demanda requiere.
- Se recomienda ir al sitio en estudio y analizar el espacio que se tiene para poder instalar el sistema ya sea híbrido (FV – diésel) o únicamente fotovoltaico, así mismo se necesita de una capacitación a los moradores de la comunidad explicándoles que el sistema solo está diseñado para los equipos que ellos más necesitan.
- Para tener un correcto funcionamiento del sistema y que no colapse, es recomendable instalar limitadores de carga en cada una de las viviendas; para cuando algún consumidor conecte otro equipo no esta dentro del estudio, no ocasione daños en la instalación de la micro red.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] J. E. Pilozo, "Diagnostico y Análisis de generación de energías renovables no convencionales en el Sistema Eléctrico del Ecuador", Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí, Manabí, 2017.

[2] M. A. Mohamed, A. M. Eltamaly, y A. I. Alolah, "Sizing and techno-economic analysis of stand-alone hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery power generation systems", Journal of Renewable and Sustainable Energy, vol. 7, n.o 6, nov. 2015.

[3] M. Pucachaqui, "Análisis del efecto sobre el crecimiento económico del incremento de la producción de energía renovable en el Ecuador para el periodo 1970-2016", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2019.

[4] J. F. Ferichola, "Caracterización de módulos fotovoltaicos", p. 153.

[5] Datasheet-SmartSolar-charge-controller-MPPT-150-45-up-to-150-100-ES.pdf. [En línea].Disponible en: https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-SmartSolar-charge-controller-MPPT-150-45-up-to-150-100-ES.pdf.

[6] Inversores-Cargadores-VICTRON-ENERGY-QUATTRO-48-10000-140-100-100-120V.pdf. [En línea]. Disponible en: https://www.renova-energia.com/wp-content/uploads/2019/07/Inversores-Cargadores-VICTRON-ENERGY-QUATTRO-48-10000-140-100-100-120V.pdf.

[7] F. Ugarte, "Implementación de un sistema de paneles fotovoltaicos (solares) para suministro de energía eléctrica en los exteriores de un condominio", Universidad Católica Santiago de Guayaquil, Guayaquil, 2014.

[8] Solar Industrial Line Flooded | Trojan Battery Company». Disponible en https://www.trojanbattery.com/es/industrial-line-flooded-2/

[9] K. Itaz, "Estudio de Factibilidad de un Sistema de Generación Fotovoltaico para brindar servicio al edificio sede de la Organización Latinoamericana de Energía", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2017.

[10] H. Rodríguez, "Cálculo y diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en vivienda·. 2017.

[11] I. Candial, "ANÁLISIS DE UN SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO", Universidad Carlos III de Madrid, Madrid-España, 2015.

[12] GENSUR - INICIO Disponible en: https://www.celec.gob.ec/gensur/

[13] J. Descalzo, "SISTEMA HÍBRIDO DIÉSEL-FOTOVOLTAICO: GESTOR ENERGÉTICO", Universidad Carlos III de Madrid, Madrid-España, 2014.

[14] "Advancing the Science of Solar Data | National Solar Radiation Database (NSRDB)". Disponible en: https://nsrdb.nrel.gov/.

[15] M. Galceran, "Optimización de la operación de plantas fotovoltaicas híbridas aisladas", Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona, 2016.

[16] MEER, "Resultados de Simulaciones MEER Taller", Quito, ene. 2016.

[17] D. Vaca y F. Ordóñez, "Mapa Solar del Ecuador", SCINERGY, Quito, 2019.

[18] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, "Estudio Homologación de Unidades UP) y Unidades de Construcción (UC) de Sistemas Fotovoltaicos no Conectados a la Red." dic. 2015.

[19] A. Eltamaly y M. Mohamed, "A Novel Design and Optimization Software for Autonomous PV/Wind/Battery Hybrid Power Systems", Mathematical Problems in Engineering, vol. 2014, pp. 1-16, jul. 2014.

[20] M. Diaz y C. Mora, "Gestión Energética Aplicada a la Operación del Edificio del Ministerio de Ambiente (Quito-Ecuador)", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2015.

[21] Banco Central del Ecuador, "ECUADOR REPORTE MENSUAL DE INFLACIÓN", jul. 2020. [En línea]. Disponible en: https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Notas/Inflacion/inf202007.pdf.

ANEXOS

ANEXO A. Manual de usuario

i. Descripción de la herramienta computacional

Esta herramienta está desarrolla mediante la metodología presentada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2015) para el diseño de micro redes fotovoltaicas aisladas en Ecuador, también desarrolla el programa de optimización para el cálculo de los componentes del sistema híbrido (FV – Diésel – baterías), el valor presente del costo del sistema.

Los datos técnicos de los equipos, irradiancia solar del lugar, temperatura ambiente, etc. El usuario los ingresa a través de un archivo en Excel llamado Datos_Programa.

ii. Diseño de micro redes.

Desarrollo de la herramienta para el diseño FV aislado

- Abrir la carpeta Herramienta computacional-LR

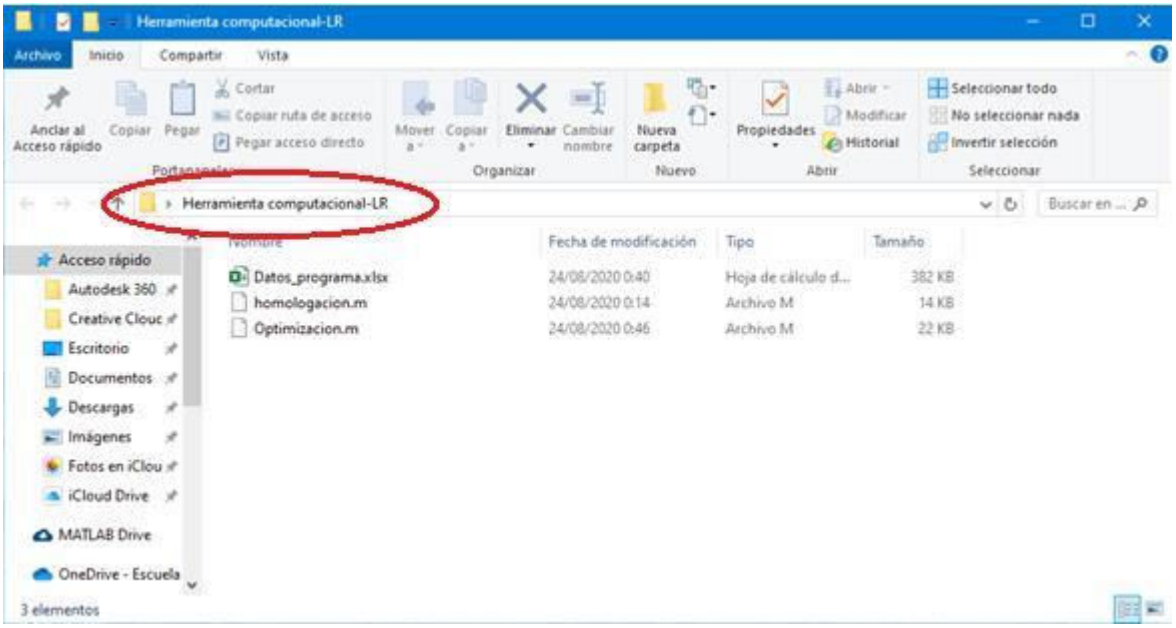


Figura ii.1 Carpeta Herramienta computacional

- Dar doble clic en el archivo homologación.m

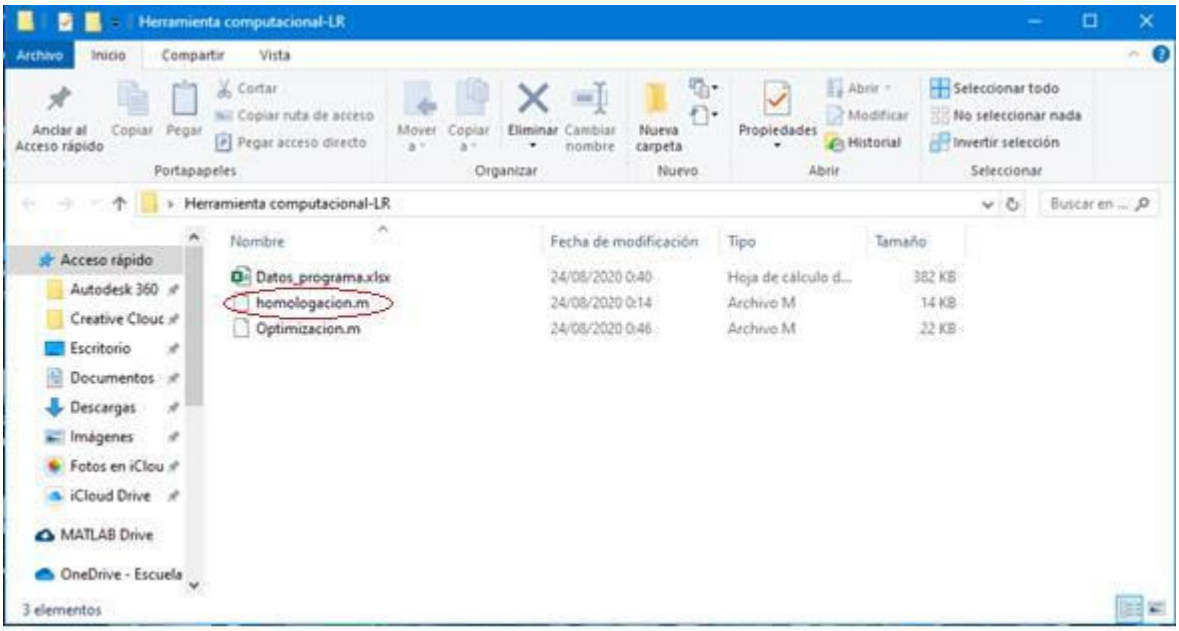


Figura ii.2 Programa homologación.m

- Posterior, se abre el programa en el software Matlab.

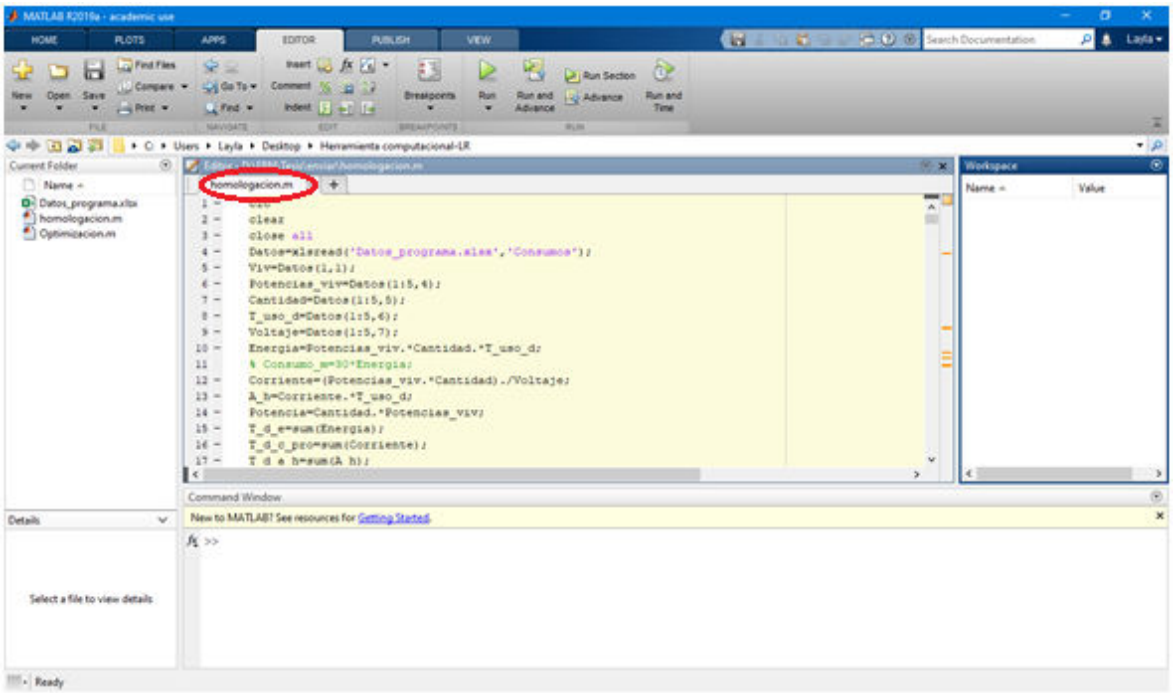


Figura ii.3 Programa homologación software Matlab

- Abrir el archivo Datos_programa.xlsx para ingresar datos técnicos de equipos

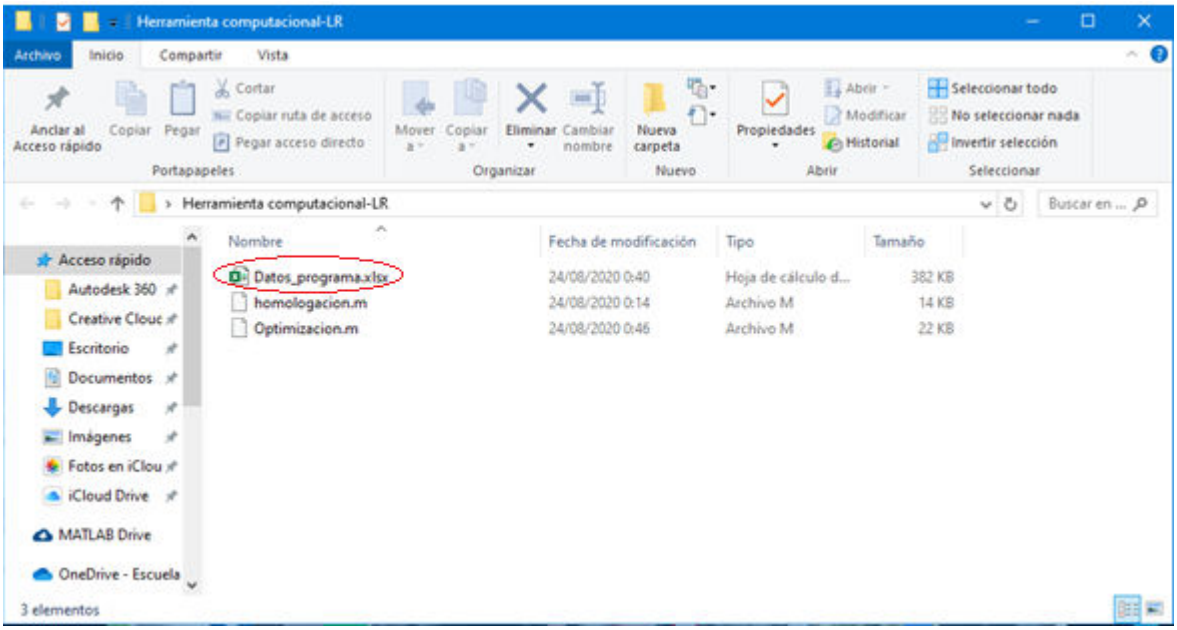


Figura ii.4 Archivo Datos_programa.xlsx

- Se empieza calculando la demanda de carga, para eso, se ingresan el consumo Wh/día de los equipos en la hoja del archivo Excel “Consumos”

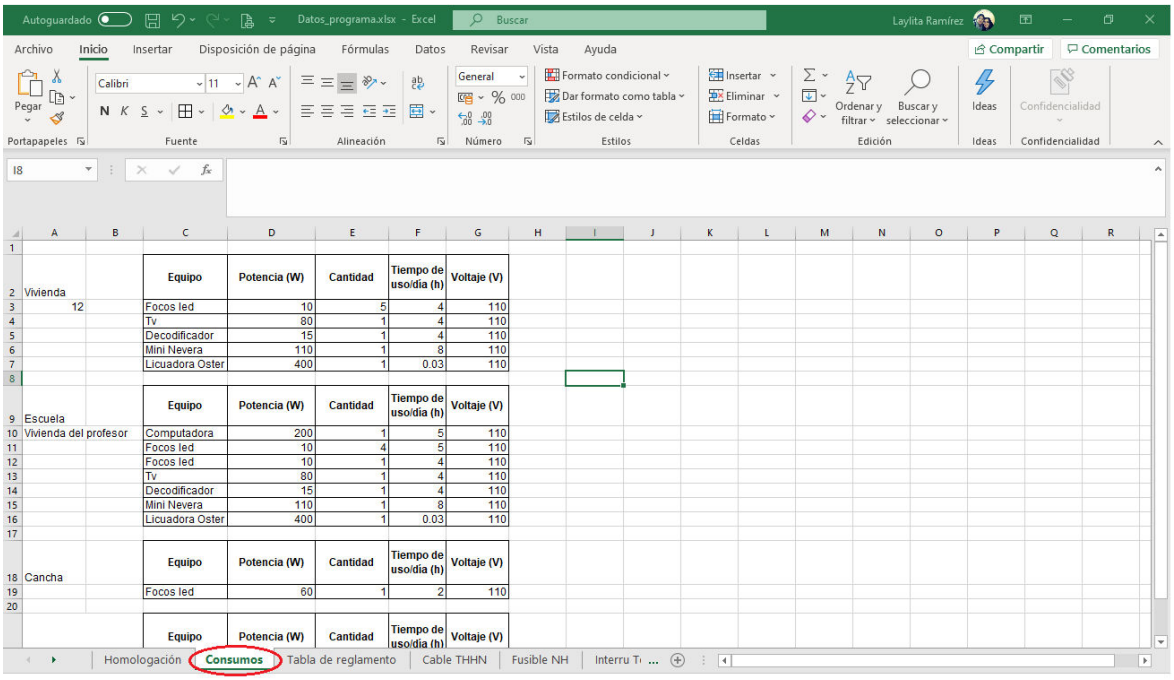
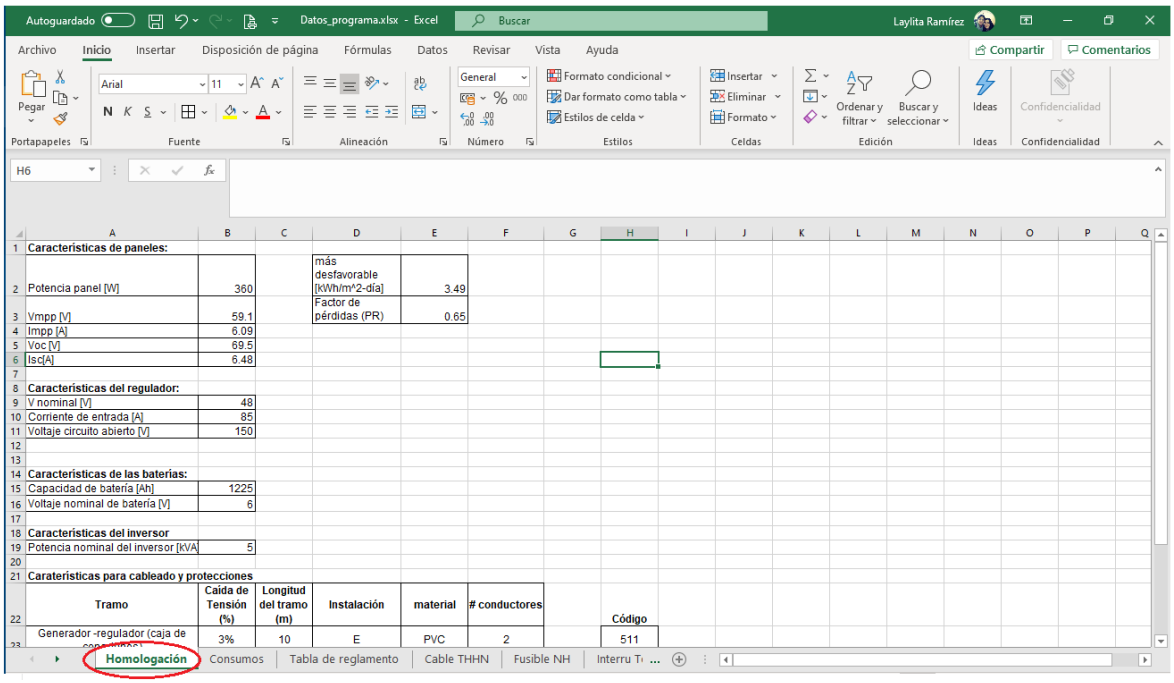


Figura ii.5 Hoja ‘Consumos’ en archivo Datos_programa.xlsx

- En la hoja ‘Homologación’ del archivo Excel Datos_programa, se deben ingresar las características técnicas de los equipos; panel FV, regulador de carga, inversor, baterías, las distancias del tramo entre los equipos para el cálculo de cables y protecciones



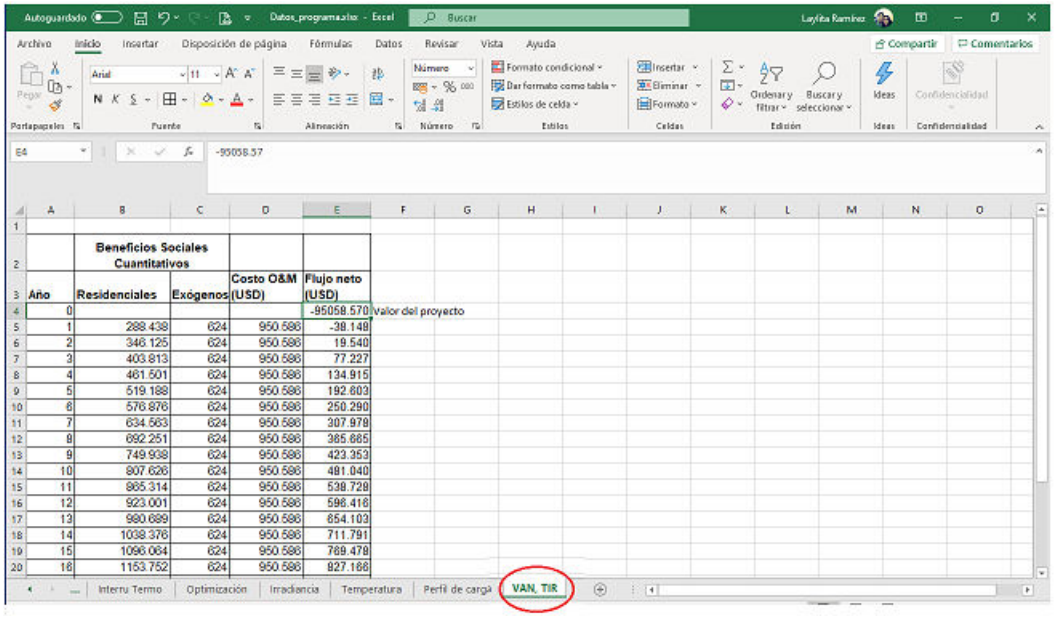
1	**Caracteristicas de paneles:**					
2	Potencia panel [W]	360		más desfavorable [kWh/m^2-día]	3.49	
3	Vmpp [V]	59.1		Factor de pérdidas (PR)	0.65	
4	Impp [A]	6.09				
5	Voc [V]	69.5				
6	Isc[A]	6.48				
7						
8	**Caracteristicas del regulador:**					
9	V nominal [V]	48				
10	Corriente de entrada [A]	85				
11	Voltaje circuito abierto [V]	150				
12						
13						
14	**Caracteristicas de las baterias:**					
15	Capacidad de batería [Ah]	1225				
16	Voltaje nominal de batería [V]	6				
17						
18	**Caracteristicas del inversor**					
19	Potencia nominal del inversor [kVA]	5				
20						
21	**Carateristicas para cableado y protecciones**					

22	Tramo	Caida de Tensión (%)	Longitud del tramo (m)	Instalación	material	# conductores	Código
23	Generador -regulador (caja de	3%	10	E	PVC	2	511

Figura ii.6 Hoja 'Homologacion' en archivo Datos_programa.xlsx

- En las hojas de: Tabla de reglamento, Cable THNN, Fusible NH, Interruptor Termo, se encuentran los valores para que se calculen los cables y las protecciones en la herramienta computacional.

- Finalmente, en la hoja VAN,TIR se encuentran los valores de flujo de caja para el cálculo en el software Matlab.



	Beneficios Sociales Cuantitativos				
Año	Residenciales	Exógenos	Costo O&M (USD)	Flujo neto (USD)	
0				-95058.570	valor del proyecto
1	288.438	624	950.586	-38.148	
2	346.125	624	950.586	19.540	
3	403.813	624	950.586	77.227	
4	461.501	624	950.586	134.915	
5	519.188	624	950.586	192.603	
6	576.876	624	950.586	250.290	
7	634.563	624	950.586	307.979	
8	692.251	624	950.586	365.665	
9	749.938	624	950.586	423.353	
10	807.626	624	950.586	481.040	
11	865.314	624	950.586	538.728	
12	923.001	624	950.586	596.416	
13	980.689	624	950.586	654.103	
14	1038.376	624	950.586	711.791	
15	1096.064	624	950.586	769.479	
16	1153.752	624	950.586	827.166	

Figura ii.7 Hoja 'VAN,TIR' en archivo Datos_programa.xlsx

Desarrollo de la herramienta para el sistema híbrido

- Abrir el archivo optimización.m

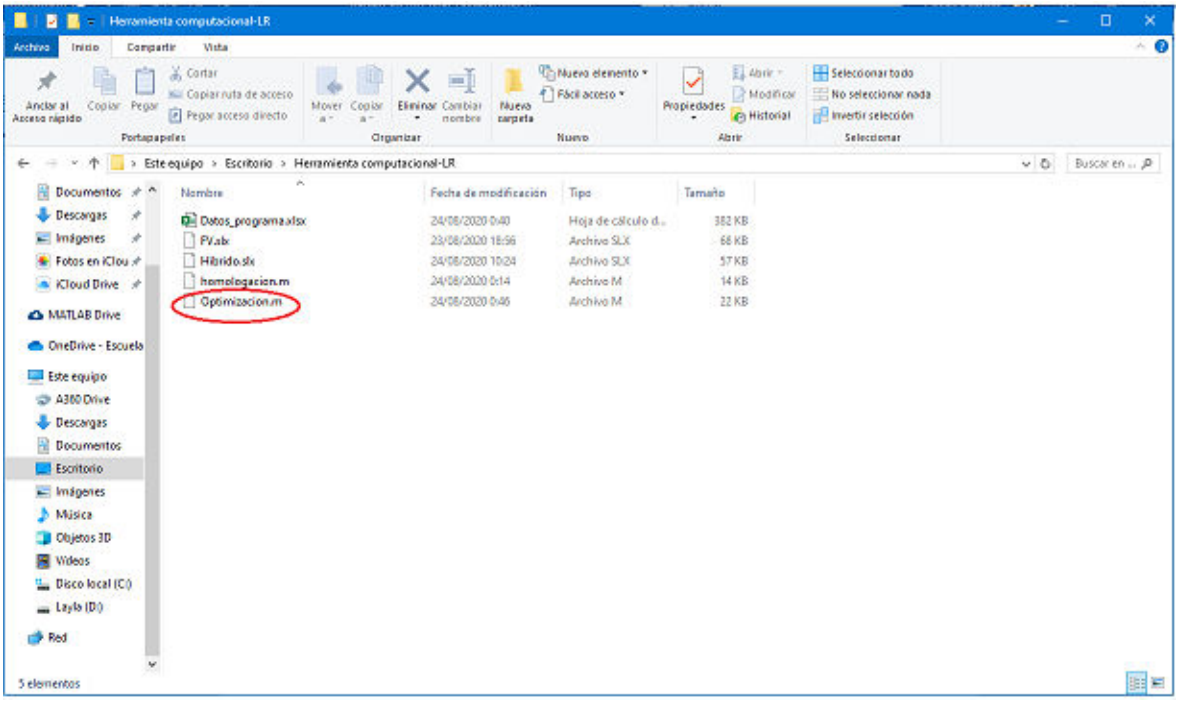


Figura ii.8 Programa Optimizacion.m

- Posterior, se abre el programa en el software Matlab.

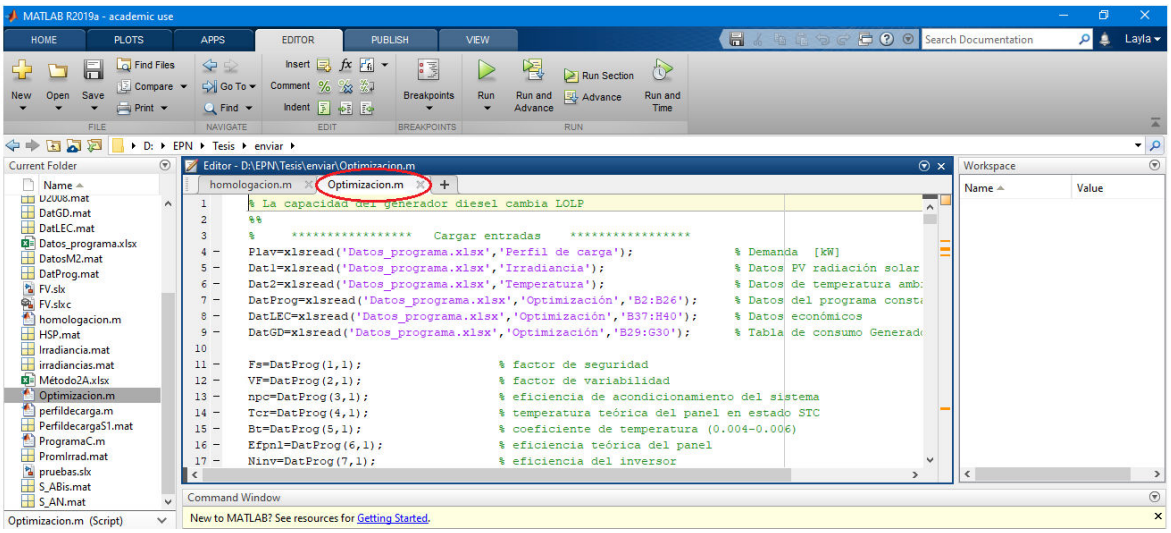
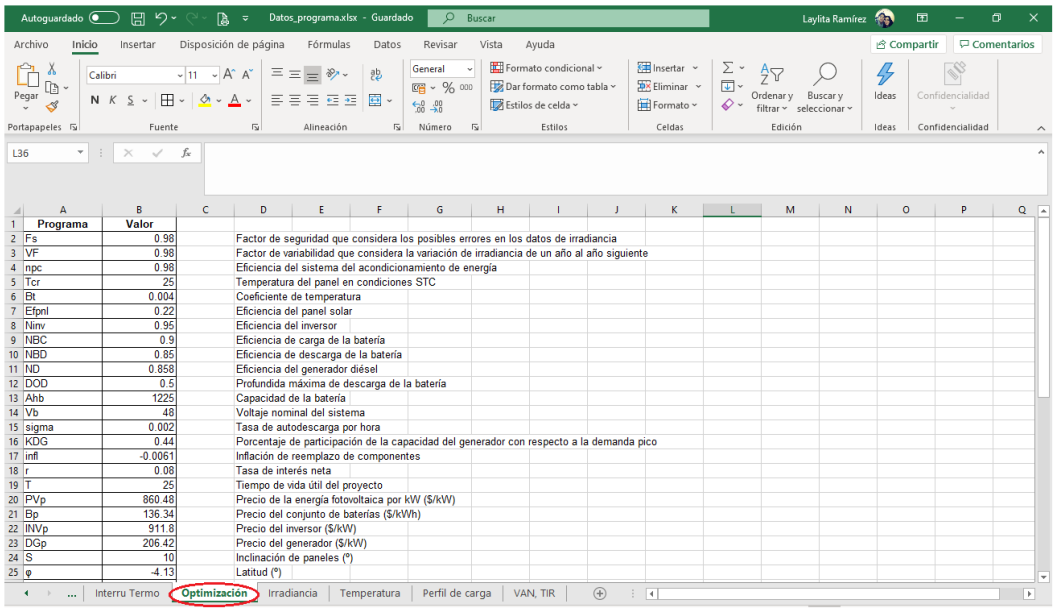


Figura ii.9 Programa Optimizacion software Matlab

- Después de abrir el archivo Datos_programa.xlsx, en la hoja de 'Optimización' se deberá ingresar datos de entrada como: temperatura ambiente, precios de equipos, datos característicos de los componentes, para enviarlos al programa optimización.m de Matlab y pueda desarrollar el análisis y obtener el resultado más óptimo.



Programa	Valor	
Fs	0.98	Factor de seguridad que considera los posibles errores en los datos de irradiancia
VF	0.98	Factor de variabilidad que considera la variación de irradiancia de un año al año siguiente
npc	0.98	Eficiencia del sistema del acondicionamiento de energía
Tcr	25	Temperatura del panel en condiciones STC
Bt	0.004	Coeficiente de temperatura
Efpnl	0.22	Eficiencia del panel solar
Ninv	0.95	Eficiencia del inversor
NBC	0.9	Eficiencia de carga de la batería
NBD	0.85	Eficiencia de descarga de la batería
ND	0.858	Eficiencia del generador diésel
DOD	0.5	Profundida máxima de descarga de la batería
Ahb	1225	Capacidad de la batería
Vb	48	Voltaje nominal del sistema
sigma	0.002	Tasa de autodescarga por hora
KDG	0.44	Porcentaje de participación de la capacidad del generador con respecto a la demanda pico
infl	-0.0061	Inflación de reemplazo de componentes
r	0.08	Tasa de interés neta
T	25	Tiempo de vida útil del proyecto
PVp	860.48	Precio de la energía fotovoltaica por kW ($/kW)
Bp	136.34	Precio del conjunto de baterías ($/kWh)
INVp	911.8	Precio del inversor ($/kW)
DGp	206.42	Precio del generador ($/kW)
S	10	Inclinación de paneles (º)
φ	-4.13	Latitud (º)

Figura ii.10 Hoja ‘Optimizacion’ en archivo Datos_programa.xlsx

- Otros datos que necesita el programa es el ingreso del perfil de carga, temperatura, irradiancia del sitio, estos datos se ingresan en las hojas ‘Perfil de carga’, ‘Temperatura’ e ‘Irradiancia’ respectivamente, en el archivo Datos_programa.xlsx

iii. Análisis Técnico

Para el análisis técnico de las micro redes se ha usado el programa de simulación Simulink.

- Abrir Simulink desde el programa Matlab.

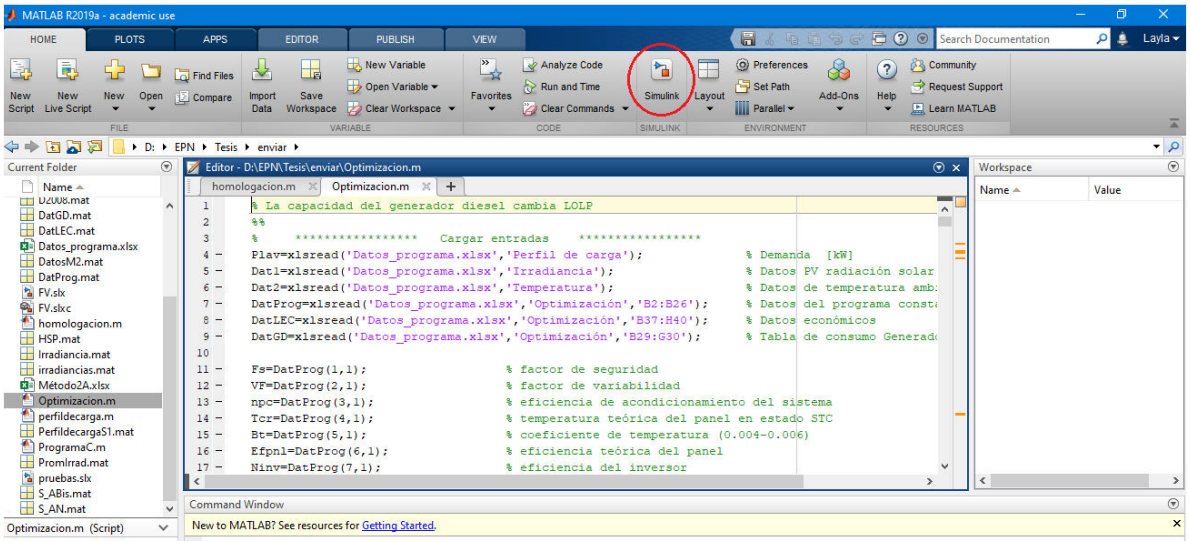


Figura iii.11 Software Simulink

- En la siguiente ventana, abrir el archivo FV.slx para el análisis de la micro red Fotovoltaica, así mismo abrir el archivo Hibrido.slx para analizar la micro red híbrida.

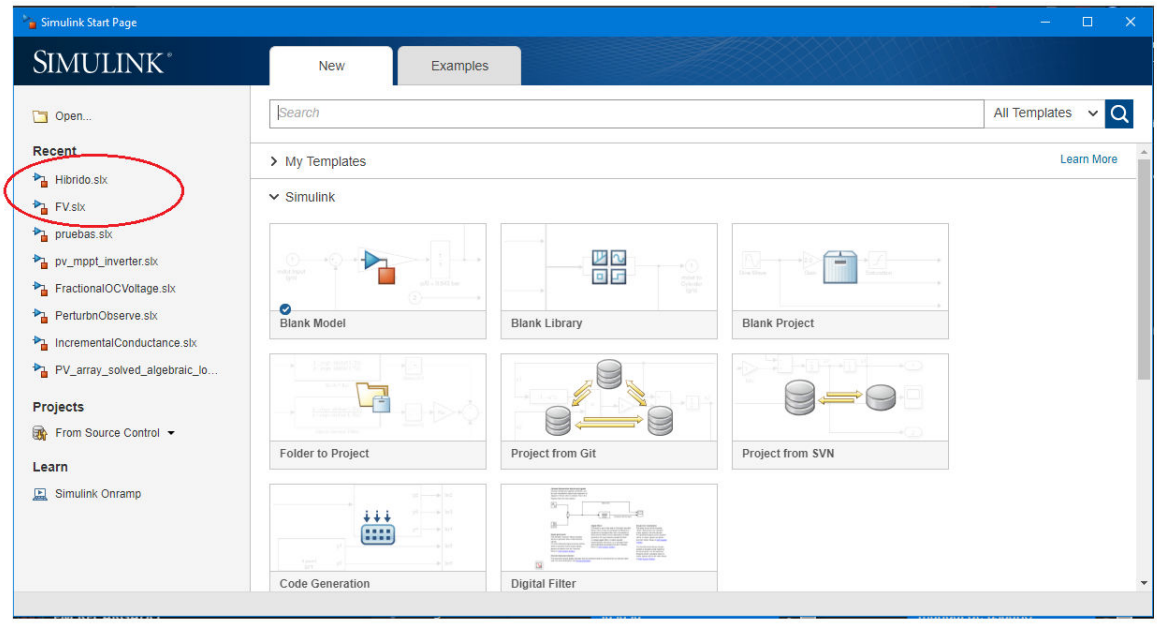


Figura iii.12 Programas FV.slx e Hibrido.slx en Simulink

- Asimismo los programas de Simulink constarán en la carpeta Herramienta Computacional-LR.

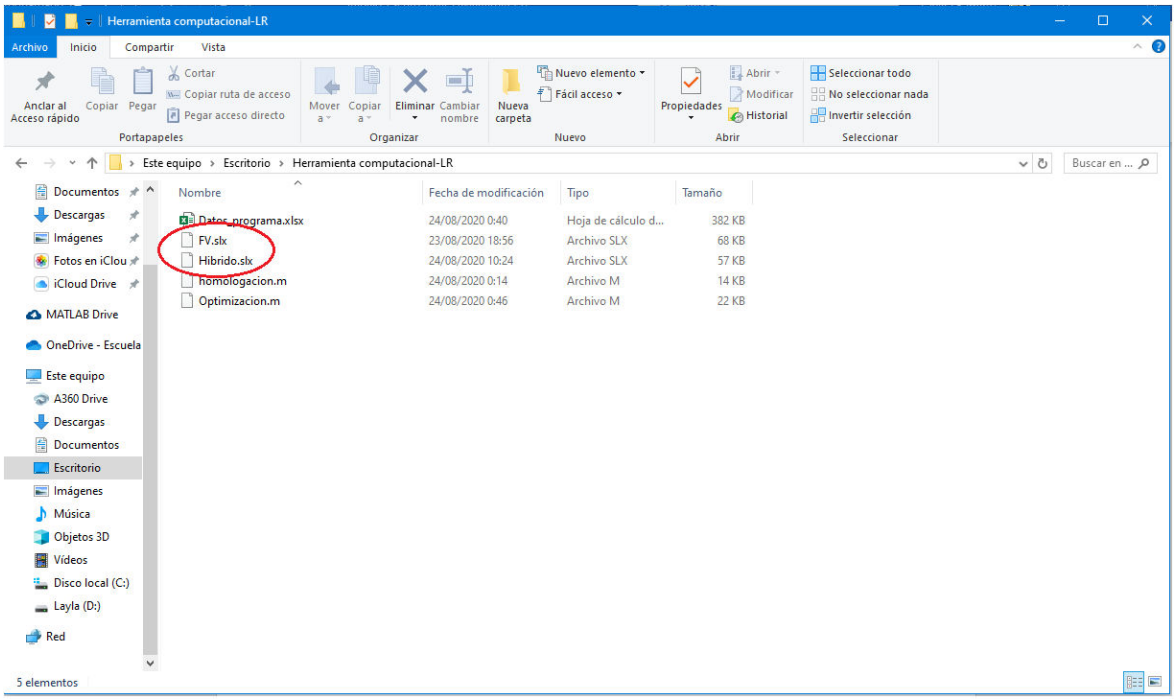


Figura iii.13 Programas FV.slx e Hibrido.slx en carpeta Herramienta computacional-LR

- Dentro del archivo FV.slx se encuentra el sistema fotovoltaico, con sus componentes para la simulación, cada componentes está calibrado para su funcionamiento, el análisis que podemos ver es de caída de voltaje, cargabilidad y demanda máxima y mínima del sistema. Lo mismo podemos hacer en el archivo Hibrido.slx en donde consta el generador diésel para su funcionamiento.

ORDEN DE EMPASTADO