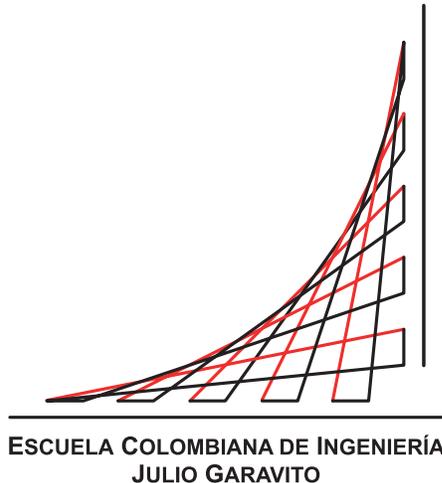


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Modelo para la gestión de energía de un sistema híbrido de generación conectado a la red

Autor:

Ing. Nicolás Alejandro Rojas Melo

Director:

Ing. Daniel José Gonzalez Trisancho

Bogotá D.C, Colombia

Noviembre, 2021

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Modelo para la gestión de energía de un sistema híbrido de generación conectado a la red

Nicolás Alejandro Rojas Melo

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Recursos Energéticos

Director(a):

Ing. Daniel José Gonzalez Trstancho, MEng

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

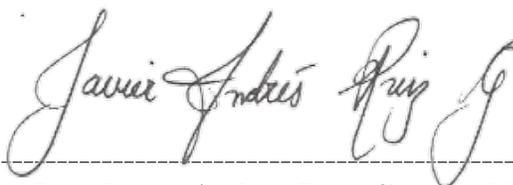
Noviembre, 2021

Aceptación del Jurado

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Modelo para la gestión de energía de un sistema híbrido de generación conectado a la red**, presentado por **Nicolás Alejandro Rojas Melo**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Recursos Energéticos.



Director(a): Ing. Daniel José Gonzalez Trisancho, MEng



Jurado: Ing. Javier Andrés Ruiz Garzon, MSc.



Jurado: Ing. Henry Camilo Torres Valderrama,Phd

Bogotá D.C, Colombia
Noviembre, 2021

A Dios, gracias a él todo es posible. A mi amada familia, a mi papá, a mi mamá, a mi abuela materna, a todas las personas que me apoyaron siempre y creyeron en mí, y en mi Escuela, que fue y será como mi segundo hogar.

Agradecimientos

Quiero agradecer primeramente a la vida, a Dios a quien me aferraba pidiéndole ser la persona exitosa que soy ahora, y mi familia que sé que siempre puedo contar con su apoyo incondicional para cualquier proyecto que me proponga. Gracias a su apoyo, amor, palabras de aliento, paciencia, sabiduría y fortaleza que me brindaron durante este proceso, nada hubiese sido posible. Agradezco a la ingeniera Paula por ser siempre esa persona con la que pude contar brindandome siempre su apoyo, a los ingenieros Agustín e Iván y especialmente al ingeniero Daniel quien con sus palabras constantes de aliento y sus conocimientos, este proyecto salió adelante. Finalmente quiero dar gracias a mis amigos y personas especiales que me aportaron su amistad y sus consejos cuando no sabia que hacer, a Sebastián, Andrea, y especialmente a Diego por ser para mi un ejemplo a seguir y por aportarme herramientas fundamentales que sé me serán de gran ayuda en mi vida profesional.

Resumen

A nivel mundial se encuentran lugares como caseríos o comunidades aisladas, en donde no es posible ubicar una instalación eléctrica, o bien sea que el acceso a la misma se encuentra bastante limitado y presenta muchas interrupciones o problemas de calidad, tampoco llevar el tendido de una línea de transmisión o incluso realizar la construcción de una subestación, y una de las necesidades primordiales es la entrega del servicio de energía eléctrica confiable y además, mediante una gestión previa de la misma para luego ser entregada a estos sitios; a consecuencia de esta problemática se ha visto la importancia de usar las distintas fuentes de energía renovable no convencionales (FNCER) funcionando conjuntamente, el cual recibe por nombre sistema híbrido (SH). Numerosos estudios indican que las condiciones meteorológicas en las zonas donde no se cuenta con el servicio eléctrico o también llamadas zonas no interconectadas (ZNI), son favorables y no presentan mayor variación con lo cual se puede prescindir de que dicho flujo sea constante en gran proporción. Este trabajo tiene principalmente dos finalidades: en primer lugar, incentivar el uso de las FNCER en el país y en regiones en donde se pueda aprovechar el potencial renovable; en segundo lugar, entender mejor la gestión de la generación de las fuentes que conforman el SH ya que no siempre se tendrá disponibilidad del recurso climático, en estos casos se verá necesario tomar energía de la red eléctrica.

Para la consecución de los objetivos se empleó, en primer lugar, la deducción e implementación de dos perfiles de carga: residencial e industrial, los cuales se dispondrán a manera de carga resistiva del SH para poder considerar un factor de potencia unitario. En segundo lugar, se realizó una metodología basada principalmente en la aplicación, desarrollo y articulación de un modelo autorregresivo estacionario basado en la caracterización de los equipos previamente establecidos para representar el comportamiento de cada fuente de energía renovable, que para este caso se utilizaron paneles solares y una turbina eólica de eje vertical. Finalmente, en tercer lugar, con ayuda de un software se realizó el análisis financiero y económico del comportamiento del SH, mostrando variables que determinan el retorno de la inversión, ingresos y egresos del proyecto en concordancia con la ubicación geográfica del mismo.

Los resultados obtenidos por un lado indican una aproximación bastante acertada de la energía generada, por fuente, a una hora específica del día siguiente con el objetivo de realizar así la gestión del recurso energético en estado estacionario, es decir, que, si la generación se ve afectada por alguna razón, en el modelo no se verían reflejadas las variables que sufrieron dicha perturbación. Por otro lado, los resultados de viabilidad financiera muestran el retorno de la inversión del proyecto a largo plazo por el tamaño y la capacidad instalada del mismo, debido a lo anterior se concluyó que con base a la potencia instalada del SH se puede acelerar el retorno de la inversión ya que no será necesario tomar energía de la red eléctrica.

Abstract

Worldwide, there are places such as hamlets or isolated communities, where it is not possible to locate an electrical installation, or else access to it is quite limited and presents many interruptions or quality problems, nor do you have the laying of an electrical installation, transmission line or even carry out the construction of a substation, and one of the primary needs is the delivery of reliable electric power service and also, through a prior management of it and then be delivered to these sites; as a result of this problem, the importance of using the different non-conventional renewable energy sources (FNCER) working together, which is called the hybrid system (SH). Numerous studies indicate that the meteorological conditions in the zones where the energy fluid is not available, or also called non-interconnected zones (NIZ), are favorable and do not present greater variation, which means that this constant flow on a large scale can be dispensed with. This work has two main purposes: firstly, to encourage the use of FNCER in the country and in regions where renewable potential can be included; secondly, to better understand the management of the generation of the sources that make up the SH, since the climatic resource will not always be available, in these cases it will be necessary to take energy from the electricity grid.

To achieve the objectives, firstly, the deduction and implementation of two load profiles were used: residential and industrial, which will be arranged in a form of resistive load of the HS to be able to consider a unit power factor. Secondly, a methodology based mainly on the application, development and articulation of a stationary autoregressive model based on the characterization of the previously established equipment to represent the behavior of each renewable energy source was carried out, which in this case will be used in panels solar and a vertical axis wind turbine. Finally, in the third place, with the help of a software, the financial and economic analysis of the behavior of the SH was carried out, showing variables that determine the return on investment, income and expenses of the project in accordance with its geographical location.

On one hand, results obtained display a fairly accurate approximation of the energy generated, by source, at a specific time the following day in order to carry out the management of the energy resource in the steady state, that is, if the generation is affected for some reason, the model would not reflect the variables that suffered this disturbance. On the other hand, the financial viability results determined the return on investment of the long-term project due to its size and installed capacity, due to the foregoing, it was concluded that based on the installed capacity of the SH, the return can be accelerated of the investment since it will not be necessary to take energy from the electrical network.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VI
Abstract	VIII
Contenido	IX
Lista de figuras	XIV
Lista de tablas	XV
Lista de símbolos	XVII
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.1.1. Antecedentes	2
1.1.2. Descripción del problema	3
1.1.3. Formulación del problema	4
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo general	5
1.2.2. Objetivos específicos	5
1.3. Alcance y limitaciones	5
1.4. Organización del documento	6
2. Marco teórico	7
2.1. Introducción a los sistemas eléctricos híbridos	7
2.2. Estado del arte	7
2.3. Tipos de sistemas híbridos	9
2.3.1. Sistemas híbridos monofásicos	10
2.3.2. Sistemas híbridos monofásicos y trifásicos	10
2.4. Topologías de los sistema híbridos	11
2.4.1. Aisladas de la red (Off grid)	11
2.4.2. Interconectadas a la red (On grid)	12
2.5. Paneles solares fotovoltaicos	12
2.5.1. Circuito equivalente	13
2.5.2. Paneles solares monocristalinos	14
2.5.3. Características de los paneles solares	14
2.6. Controlador regulador CC-CC	15
2.6.1. Regulador MPPT	15
2.6.2. Características del controlador regulador Vario-Track	16

2.7. Inversor Xtender	17
2.8. Turbina eólica	18
2.8.1. Turbina de eje vertical	18
2.9. Conversor CA-CC	18
2.10. Banco de baterías plomo-ácido	19
2.10.1. Características de las baterías	19
2.10.2. Gestión de carga de baterías-BSP	20
2.11. Centro de control remoto del sistema híbrido	21
2.12. Herramientas matemáticas	21
2.12.1. Modelo de Flujo de Carga	21
2.12.2. Modelo de Control Predictivo	23
2.12.3. Predicción de la generación solar	24
2.12.4. Predicción de la generación eólica	26
2.12.5. Estimación de la carga de la batería	28
2.12.6. HOMER energy y RETScreen Expert	30
3. Metodología	31
3.1. Modelado de los Perfiles de Carga	32
3.1.1. Descripción de la obtención de los perfiles	33
3.2. Modelo Eléctrico del SH	34
3.2.1. Modelo realizado en ETAP	35
3.2.2. Modelamiento en DigSilent	36
3.3. Modelo de Control Predictivo	37
3.3.1. Predicción de la generación solar	38
3.3.2. Predicción de la generación eólica	39
3.3.3. Estimación de la carga de la batería	44
3.3.4. Predicción de la energía demandada	45
3.4. Modelo Financiero y Económico del SH	45
3.4.1. Modelamiento en HOMER energy	45
3.4.2. Modelamiento en RETScreen expert	48
3.5. Modelo de validación del sistema	48
4. Casos de estudio	53
4.1. Resultados perfiles de demanda	54
4.1.1. Perfil residencial	54
4.1.2. Perfil industrial	55
4.2. Resultados del modelo eléctrico	56
4.2.1. Resultados de ETAP	56
4.2.2. Resultados de DigSilent	57
4.3. Resultados de la potencia demandada	58
4.3.1. Controlador MPC	59
4.4. Resultados Modelo financiero y economico del SH	63
4.4.1. Resultados HOMER energy	64
4.4.2. Resultados RetScreen expert	67
4.5. Resultados modelo de validación	69

<i>CONTENIDO</i>	XI
5. Análisis de resultados	71
6. Conclusiones	75
6.1. Conclusiones generales	75
6.2. Aportes	77
6.3. Trabajos futuros	77
7. Anexos	83
Anexos	83

Lista de Figuras

1.1. Comunidades que no cuentan con el servicio[10].	4
2.1. Sistema híbrido planteado.	8
2.2. Sistema híbrido monofásico [18].	10
2.3. Sistema híbrido trifásico[19].	11
2.4. Sistema híbrido AC-DC aislado de la red [20].	12
2.5. Sistema híbrido AC-DC conectado a la red [21].	13
2.6. Circuito equivalente de una celda solar[22].	13
2.7. Panel solar monocristalino.	14
2.8. Gráficas: Curvas de máxima potencia del regulador (a) Corriente Vs. Tensión y (b) Potencia entregada Vs. Tensión.	16
2.9. Regulador-controlador de carga [25].	16
2.10. Inversor marca Xtender [26].	17
2.11. Turbina eólica de eje vertical [29].	18
2.12. Conversor AC-DC [30].	19
2.13. Baterías de plomo-ácido [32].	20
2.14. Gestor de Carga [33].	20
2.15. Controlador del Sistema [34].	21
2.16. Principio del método de Newto-Raphson.	22
2.17. Modificado. Diagrama de modelo de control predictivo discreto.	24
2.18. Diagrama de bloques del modelo de control predictivo.	24
2.19. Área y radio usados según características constructivas de la turbina usada.	27
3.1. Diagrama de flujo para determinar la gestión de la energía en el SH.	32
3.2. Modelo realizado en ETAP.	36
3.3. Diagrama unifilar en el software DigSilent para hallar las condiciones iniciales.	37
3.4. Diagrama de bloques del modelo MPC en Simulink.	38
3.5. Diagrama de bloques del modelo de planta en Simulink.	38
3.6. Curvas características de los paneles solares usados.	39
3.7. Metodología para implementación de la predicción de irradiancia con modelo ARMA.	40
3.8. Diagrama de flujo modelo predicción turbina eólica.	41
3.9. Curva P V.s. Velocidad angular de la turbina usada.	42
3.10. Diagrama de bloques del aerogenerador.	43
3.11. Diagrama de bloques del aerogenerador.	43

3.12.	Diagrama de bloques en software HOMER energy.	46
3.13.	Irradiación mensual registrada en la ciudad de Bogotá modelada por HOMER energy.	46
3.14.	Velocidad del viento promedio mensual en la ciudad de Bogotá modelada en HOMER energy.	47
3.15.	Flujo de caja del SH en un horizonte proyectado de 25 años.	47
3.16.	Energía ahorrada tomada de la red por la implementación del SH.	49
3.17.	Flujograma para la validación del SH.	50
4.1.	Ubicación del sistema híbrido analizado [35].	53
4.2.	Perfil de carga residencial.	55
4.3.	Perfil de carga industrial.	56
4.4.	Resultados del modelo en ETAP.	57
4.5.	Diagrama unifilar del SH realizado en DigSilent.	59
4.6.	Resultados obtenidos por el MPC bajo el perfil residencial.	61
4.7.	Resultados obtenidos por el MPC bajo el perfil industrial.	63
4.8.	Resultados simulación HOMER energy del perfil residencial.	64
4.9.	Generación de energía mensual.	64
4.10.	Resultados simulación HOMER energy del perfil industrial.	66
4.11.	Generación de energía mensual.	66
4.12.	Flujo efectivo anual del proyecto antes de impuestos.	67
4.13.	Flujo efectivo acumulado del proyecto.	68
4.14.	Ahorros generador del proyecto a lo largo del año evaluado.	68
4.15.	Electricidad promedio generada por el proyecto en el año evaluado.	69
4.16.	Electricidad promedio generada.	69
4.17.	Resultados del modelo de validación.	70
5.1.	Potencia de los paneles en el día evaluado.	71
5.2.	Potencia de la turbina en el día evaluado.	72
5.3.	Potencia de las batería durante el día evaluado.	72
5.4.	Potencia de la red durante el día evaluado.	72
7.1.	Referencia de panel solar usado.	83
7.2.	Referencia de panel solar usado.	84
7.3.	Referencia de turbina eólica de ejer vertical usada.	85
7.4.	Referencia de regular de tensión usado.	86
7.5.	Referencia de regular de tensión usado.	87
7.6.	Referencia del procesador del estado de la batería.	88
7.7.	Referencia del procesador del estado de la batería.	89
7.8.	Referencia de inversor usado.	90
7.9.	Referencia de inversor usado.	91
7.10.	Referencia de las baterías usadas.	92
7.11.	Referencia del sistema de control de monitoreo RCC.	93
7.12.	Referencia del PLC.	94
7.13.	Referencia del esquema planteado por medio de PLC.	95

Lista de tablas

3.1. Capacidad instalada del SH.	34
3.2. Parámetros de la Red eléctrica.	35
3.3. Variables curva de Potencia V.s. Velocidad angular de la turbina eólica.	42
3.4. Variables aerodinámicas de la turbina eólica.	43
3.5. Parámetros seleccionados de la batería por celda.	44
3.6. Variables de la batería.	44
3.7. Objetivo del proyecto.	49
4.1. Valores de resistencia y potencia-Perfil residencial.	54
4.2. Valores de resistencia y potencia-Perfil industrial.	56
4.3. Resultados en AC	58
4.4. Resultados en DC	58
4.5. Resultados DigSilent en condiciones iniciales (t=0).	58
4.6. Resultados control MPC.	60
4.7. Resumen de costos	65
4.8. Métricas económicas del proyecto	65
4.9. Resumen de costos	66
4.10. Métricas económicas	66
5.1. Resumen de los efectos sobre los indicadores	73
7.1. Magnitud del Perfil Residencial	95
7.2. Magnitud del Perfil Residencial	95

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Descripción
AC	Corriente alterna
AGPE	Autogeneración a pequeña escala
AR	Autorregresivo
AEMET	Agencia Estatal de Meteorología
BSP	Procesador de estado de batería
CC	Corriente continua
CE	Costo de la energía comprada
CI	Costo de la inversión
CO	Costo de operación
DOD	Profundidad de descarga de la batería
ECMWF	Centro Europeo de Predicciones
FNCER	Fuentes no convencionales de energía
GD	Generación distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
IDEAM	Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales
MA	Media móvil
MD	Perturbaciones medibles
MO	Salidas medibles
MPC	Modelo de control predictivo
MPPT	Seguidor del máximo punto de potencia
MR	Micro-red
MV	Variables manipuladas
NPC	Costo presente neto
NPP	Número de placas positivas
NTP	Número total de placas
PC	Perfil de carga
PLC	Controlador lógico programable
RF	Fracción de energía renovable
ROI	Retorno de la inversión
RPM	Revoluciones por minuto
SDL	Sistema de distribución local
SG	Gravedad específica

SH	Sistema híbrido
SIN	Sistema interconectado nacional
SOC	Estado de carga de la batería
SOH	Estado de salud de la batería
STC	Condiciones estandar de prueba
PIEC	Expansión de la cobertura de energía eléctrica
PLC	Controlador lógico programable
TIR	Tasa interna de retorno
TO	Tasa de oportunidad
TONC	Temperatura de operacion normal de la célula
UD	Distorciones inmedibles
UO	Salida inmedibles
UPME	Unidad de planeación minero energética
VPC	Voltaje nominal por celda
VPN	Valor presente neto
ZNI	Zonas no interconectadas

Capítulo 1

Introducción

Al rededor del mundo se van a encontrar zonas en donde habitantes de comunidades aisladas toman la energía eléctrica de la red local para abastecer sus necesidades, pero este circuito del cual es tomado el recurso cuenta con pérdidas elevadas y con equipos viejos e insuficientes para su distribución y consumo, a raíz de la falta de mantenimiento. Hoy en día se cuenta con múltiples avances tecnológicos como lo son aquellas invenciones que generan energía por medio de recursos renovables y cuyo propósito es convertir la radiación solar y la energía cinética del viento en el recurso eléctrico. Estas tecnologías son conocidas como paneles solares fotovoltaicos y turbinas eólicas, que cuando son utilizadas en un mismo conjunto, este es denominado como un sistema híbrido de generación (SH).

Una definición de un SH es: un sistema de distribución de electricidad que contiene cargas y recursos energéticos distribuidos (como generadores distribuidos (GD), dispositivos de almacenamiento o cargas controlables) que se pueden operar de forma controlada y coordinada, ya sea mientras están conectados a la red de energía principal o mientras están aislados [1]. Los SH están diseñados para alimentar cargas eléctricas y de calor para pequeñas comunidades, como urbanizaciones, universidades, áreas comerciales, instalaciones y parques industriales, entre otros. Estos, son esencialmente redes de distribución activas, porque se conglomeran sistemas de generación distribuida y diferentes cargas en niveles de tensión de distribución.

La razón por la cual se implementan estos sistemas, y también es consecuencia de una necesidad, es brindar confiabilidad, estabilidad y ahorro a aquellas personas ubicadas geográficamente en donde resulta difícil llevar a cabo una instalación eléctrica como una subestación o la construcción de torres de transmisión. Con esta solución, que actualmente algunos países como Brasil, Chile y Mexico [2] ya están aprovechando, aquellos municipios, corregimientos, localidades y caseríos que no están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) sino a redes locales limitadas, serian beneficiados con el fluido eléctrico continuo proporcionado por el SH y cuyo propósito es aprovechar la generación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para que sea consumida por las cargas, y además, previendo una falla del SH en uno o varios de sus circuitos, la red suplirá la energía faltante si se tiene acceso a la misma, de lo contrario, un banco de baterías funcionarán como respaldo.

La inclusión de las FNCER trae consigo un desafío en cuanto a la operación y la gestión del recurso energético del propio SH. Este reto exige gestionar un modelo que indique la generación estimada de cada fuente dada una demanda determinada en el lugar donde se implemente el sistema para que funcione de manera confiable, continua y evitando problemas de suministro.

1.1. Planteamiento del problema

1.1.1. Antecedentes

Hoy en día se busca abastecer por medio de la prestación del servicio eléctrico a más personas, por medio de la implementación como un solo conjunto de recientes tecnologías limpias de generación de energía, como lo son los SH que cuentan con características importantes como lo son: ventajas medioambientales, reducción en las emisiones de partículas y gases; debido a que no emite gases de efecto invernadero y así ayudarían a combatir el calentamiento global. Además, la proximidad física de los usuarios con las microfuentes pueden ayudar a incrementar la conciencia de los usuarios hacia un uso adecuado de la energía; ventajas en la inversión y la operación, compensación de reactivos del mismo sistema y la reducción de la congestión de los alimentadores de transmisión y distribución. Finalmente, ventajas en la calidad de la energía, descentralización de suministro, mejor adecuación de la oferta y de la demanda, reducción del impacto de los cortes en la generación. De manera general, se identifica una fuente de energía potencial en el lugar donde se desea hacer la instalación por medio de un equipo capaz de convertir dicho recurso medioambiental en fluido eléctrico generada. Sin embargo, si se desea complementar, dar confiabilidad y aumentar la capacidad instalada se pueden combinar múltiples fuentes de generación formando así un SH.

Actualmente, se cuentan con más de 400 proyectos en todo el mundo sobre microrredes. Estudios anteriores aseguran que la capacidad instalada anual aumentará de 685 MW en el 2013 a 4.000 MW en 2020[3]. Se enumeran a continuación algunos de los proyectos que se han desarrollado a nivel mundial:

1. En Puerto Rico, tras el paso del huracán María del 16 de Septiembre de 2017 al 2 de Octubre de 2017, se afectó el 85 % de la red eléctrica dejando daños en principales hospitales y viviendas. Se diseñó y puso en servicio la primera microrred que cuenta con paneles solares capaces de generar aproximadamente 200 kWh y un sistema de almacenamiento de tres baterías Powerpack de 210 kWh y algunas Powerwall de 13,5 kWh y, cuyo propósito es atender la demanda de un hospital llamado Hospital del Niño en Guaynabo[4].
2. Se desarrolla la primera Micro-red inteligente basada en energéticos renovables cuyo objetivo es alimentar eléctricamente al poblado de Huatacondo en la región de Tarapacá (Chile), durante las 24 horas del día. La intervención social del proyecto ha considerado la participación directa de la comunidad en la toma de decisiones, empoderando al pueblo del proyecto, convirtiendo a sus habitantes en operadores y encargados de la mantención menor y del uso eficiente de la energía[5].
3. Se diseñó la Microrred de Hachinohe (Japón) con el fin de alimentar una planta de aguas residuales cuyo objetivo es minimizar los costos de operación y las emisiones de CO₂, manteniendo constante el flujo de potencia en el punto común de conexión (PCC), se encuentra conectada a la red y adicionalmente puede funcionar de forma aislada[6].

La predicción más reciente, divulgada por el Consejo Mundial de energía eólica, indica que para 2020 el aporte al suministro mundial de electricidad con equipos de esta tecnología estará entre el 8 % y 12 %; y para 2030 alcanzará el 20 %. Los diez países con mayor nivel de penetración de energía eólica en su canasta, en orden de potencia instalada son China, Estados Unidos, Alemania, India, España, Reino Unido, Francia, Brasil, Canadá e Italia [7].

Contemplando también el caso de America Latina, el total de la capacidad eólica eléctrica sumaba 18 gigavatios a finales de 2017. Un aumento considerable si se tiene en cuenta que en 2008 la cifra era de 550 megavatios. Brasil es el líder regional con el 66 % de la capacidad instalada (12,7 gigavatios), le sigue México (4 gigavatios). Chile ha demostrado un rápido crecimiento, a finales del año pasado contaba con 1.540 megavatios instalados; lo sigue Uruguay, con 1.505 megavatios. Un pronóstico moderado nos hace pensar que para 2020 el aporte de América Latina en esta tecnología será de, al menos, 20 gigavatios[7]. Ahora bien, la información más reciente con la que el Global Wind Energy Council contaba a febrero del año 2020 era la adjudicación de los siguientes proyectos que funcionan con la potencia extraída del viento: México (1.284 megavatios,MW), Argentina (931 MW) y Brasil (745 MW) el liderazgo en la nueva capacidad eólica instalada en Latinoamérica (a años luz en todo caso es Estados Unidos). En total, en todo el continente se instalaron 13.427 MW de potencia eólica on-shore en 2019, esto significa un aumento del 12 % respecto al año anterior cuando se alcanzaron los 11.892 MW instalados. Estados unidos añadió a su parque eólico nacional casi 10.000 MW en 2019 [8].

En cuanto a Colombia, un potencial es el aprovechamiento solar, que se encuentra en las regiones de la Costa Atlántica y Pacífica, la Orinoquía y la Región Central y los valores altos de irradiancia se pueden alcanzar en superficie de ciudades como Bogotá, Tunja, Cali, Medellín, que pueden garantizar la generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos y cuya implementación genera más inversión en las ZNI [9]. Por otra parte, para el año 2020 fueron 14 proyectos de energía eólica registrados en el país: cinco de ellos están ubicados en La Guajira, se encuentran en fase 2 y aportarían 569 megavatios de potencia instalada (todos cuentan con capacidades superiores o iguales a 20 megavatios)[7].

1.1.2. Descripción del problema

Actualmente se están registrando aproximadamente 1.710 localidades rurales en Colombia en donde se calcula que 128.587 personas solo tienen acceso a la energía eléctrica entre cuatro y doce horas al día [10]. Se tratan de comunidades que, aunque se encuentren ubicadas cerca a una línea de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), no cuentan con electricidad. En la figura 1.1, se presentan dichas localidades distribuidas en la geografía colombiana:

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, se afirma el hecho de que los sistemas híbridos de generación llegarán a estar presentes en las redes de distribución locales colombianas, a manera de autogeneradores a pequeña escala (AGPE) o generación distribuida (GD) brindando estabilidad y soporte a la red a aquellos circuitos que llegan a estas localidades rurales que no se encuentran conectadas al STN. Esto se puede realizar siempre y cuando se tengan en cuenta los lineamientos de las resoluciones CREG-030 del 2018 [11], la cual establece que el nivel máximo permitido de la potencia de los GD o AGPE debe ser igual o menor al 15 % de la capacidad nominal del transformador de la instalación y CREG 038 de 2018 [57], la cual indica en el Artículo 11-Capítulo 3, las obligaciones que tienen los autogeneradores conectados a la red de distribución sin entrega de excedentes; sabiendo que la configuración de la misma puede tener un impacto en la capacidad máxima que puede integrar sin presentar problemas de calidad de potencia.

A pesar de que Colombia cuenta con una de las mejores matrices energéticas de la región, limpia y confiable, el país tiene una tarea muy grande por delante para poder llevar energía a por lo menos 2,5 millones de nacionales que se encuentran en la plena oscuridad al no tener el servicio [12].



Figura 1.1: Comunidades que no cuentan con el servicio[10].

La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgen) destaca que la matriz energética del país ocupa la posición número cuatro en cuanto a temas ambientales y de emisiones de gases de efecto invernadero, además, de estar posicionada de octava en cuanto a confiabilidad. Sin embargo, unas 470.000 viviendas no tienen acceso al servicio de electricidad [12].

Según el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) realizado en 2013 por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) destaca que del total de viviendas sin servicio obtenidas a diciembre de 2012, cerca del 89 % son susceptibles de interconectarse al SIN, es decir, 414.435 viviendas sin servicio [12].

1.1.3. Formulación del problema

Para efectos de la implementación del modelo de gestión en el sistema híbrido y aprovechando las condiciones solares y de viento de la ciudad de Bogotá, se encuentran disponibles los equipos en el laboratorio de energía de la universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, y así, se podrá realizar el respectivo ejercicio computacional del mismo bajo unas condiciones climatológicas determinadas por medio de: simulación de las variables eléctrica en ETAP y DigSilent, simulación en software HOMER energy, simulación en software RETScreen y un método de proyección planteado.

La solución que se propone en este documento es la realización de un modelo de gestión de la energía basados en un SH a nivel de laboratorio, aprovechando la energía del sol por medio de paneles solares fotovoltaicos y a su vez, la energía del viento, por medio de una turbina eólica de eje vertical. La idea principal de este trabajo, es lograr brindar una predicción de la energía, con fin de tener un mayor control sobre el mismo recurso, tener ahorros tanto energéticos como económicos y no contar con excedentes a la red.

El sistema se comportaría de manera autónoma e independiente por medio de un control remoto cuya función será gestionar la generación de cada fuente de acuerdo a determinada hora del día y la demanda propuesta, para cuya única función sea satisfacer la demanda de unos perfiles de carga preestablecidos. Con base en los resultados obtenidos, podría pensarse posteriormente en implementarse en alguna comunidad que no cuente con el servicio eléctrico estable, de acuerdo a las razones anteriormente expuestas es necesario preguntarnos: ¿Por qué es una necesidad hoy en día la gestión de la energía en sistemas híbridos de generación?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Proponer un modelo de gestión de energía para un sistema híbrido conectado a la red por medio de un software computacional, utilizando fuentes no convencionales de energía renovable, de tal manera que se determine la cantidad de energía generada por cada fuente.

1.2.2. Objetivos específicos

- Caracterizar el sistema híbrido, por medio de documentación y especificaciones de los equipos.
- Determinar dos perfiles de carga a usar en el sistema, para poder calcular la generación necesaria teniendo en cuenta la disponibilidad de los recursos.
- Definir el modelo de gestión de la energía, en modo interconectado a la red que permita cuantificar los costos de producción de la energía.
- Modelar eléctricamente el sistema híbrido en el software DigSilent.
- Evaluar el comportamiento de la gestión del sistema en los diferentes escenarios planteados.

1.3. Alcance y limitaciones

Este tema a desarrollar es bastante amplio ya que los sistemas híbridos pueden integrar múltiples fuentes, adicionalmente son sistemas que pueden operar independientes o conectadas a la red, para un objetivo principal, suministrar energía eléctrica a personas que actualmente no tienen el servicio o bien, pretenden mejorar la calidad del mismo. A continuación, se describen el alcance del proyecto junto con sus limitaciones:

Alcance

1. El presente trabajo, diseñará y analizará la gestión de energía presente en un sistema híbrido. Se podrá realizar por medio de los datos de irradiancia solar y velocidad del viento proporcionados por la estación meteorológica que se encuentra ubicada en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

2. Se desarrollará un análisis de los dispositivos que posteriormente van a conformar el sistema híbrido, para este caso solo se contará con dos paneles solares y una turbina eólica de eje vertical. Dadas las características de cada uno de estos equipos, el sistema estaría sujeto a ciertas condiciones de operación.
3. Se realizará una simulación en el *software* HOMER energy, con el propósito de analizar el comportamiento de las diferentes fuentes de energía en un marco económico.
4. Se realizará una simulación en el *software* RETScreen, con el propósito de verificar la viabilidad financiera del sistema.
5. Se desarrollará un modelo computacional que describa la gestión de energía en el sistema, con el propósito de graficar y comprar los resultados obtenidos.

Limitaciones

Este trabajo estará limitado en diferentes temas los cuales se explicarán a continuación:

1. **Disponibilidad de datos:** La obtención de datos reales del sistema, dependerá de la institución dueña de los equipos y dependerá también de los tiempos que ellos dispongan para el préstamo de los mismos.
2. **Disponibilidad de equipos:** La prestación de los equipos por parte de la institución dueña, dependerá también de los tiempos que ellos dispongan para el préstamo de los mismos.

1.4. Organización del documento

Los capítulos del documento se organizan de la siguiente manera: en el capítulo 1 se presenta la introducción del documento.

En el capítulo 2 se contextualiza el marco teórico referente a aspectos eléctricos, configuración y caracterización de los equipos presentes que conformarán el sistema híbrido a ser evaluado.

En el capítulo 3 se presenta el estudio, análisis y diseño de los modelos y los conceptos base, utilizados en el desarrollo del trabajo; la sección 3.1 presenta la teoría de cómo se obtuvieron los dos perfiles de carga de alimentación del SH, la sección 3.2 presenta el modelamiento eléctrico del mismo basado en un algoritmo de flujo de carga que nos indicará la generación de energía de cada fuente en un hora especificada, la sección 3.3 también nos indica la cantidad de energía generada por recurso, pero a diferencia del anterior, los datos son mostrados bajo una predicción a corto plazo con la finalidad de tener en cuenta la cantidad de energía a ser despachada o generada, y en la sección 3.4 se llevó a cabo el desarrollo de modelos económicos y financieros con el propósito de indagar sobre la viabilidad del proyecto, averiguando las variables que describen el mismo en términos de flujo de efectivo, ahorros e inversión para futuros proyectos.

En el capítulo 4 se desarrolló el caso de estudio, que consistió en la muestra de los resultados obtenidos en cada una de las secciones anteriores. En el capítulo 5 se realizó el análisis de los resultados obtenidos, y finalmente, en el capítulo 6 se muestran las conclusiones del trabajo.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se presenta el marco teórico donde se abordan elementos conceptuales y teóricos de tres temas importantes para el desarrollo de este trabajo de grado. En primer lugar, se define el concepto de sistema híbrido y también se mencionan los equipos que van a conformar el mismo junto con sus características técnicas y de operación.

Como el sistema va a ser diseñado mediante un modelo, cada equipo será descrito matemáticamente dependiendo de sus características proporcionadas por el fabricante. Así, se podrá realizar un modelo más aproximado.

Por último, revisando el modelo diseñado y analizando los resultados obtenidos, se procede a determinar las horas del día en donde la generación se puede aprovechar al máximo.

2.1. Introducción a los sistemas eléctricos híbridos

Un sistema híbrido se considera como un conjunto de componentes que se encuentran interrelacionados o enlazados entre sí, llevando a cumplir una función específica por fuente. Con base en lo dicho anteriormente, su característica principal es el uso de dos o más fuentes de alimentación diferentes. La tecnología híbrida es un sistema automático e inteligente que prioriza con base al ahorro entre diferentes fuentes de energía, es decir, cuando los paneles solares o bien sea la turbina eólica estén generando electricidad, el sistema automáticamente reducirá la demanda energética proporcionada por el resto de fuentes centrándose en la fuentes de generación renovable y en el momento en que no estén presentes los recursos climáticos, el banco de baterías brindará sustento de energía y estabilidad al sistema. El anterior comportamiento sucede de forma ininterrumpida lo que garantiza un suministro estable y continuo.

A continuación, en la figura **2.1** se muestra el correspondiente diagrama de bloques que describe el sistema híbrido a trabajar:

2.2. Estado del arte

En Colombia se encuentran proyectos que actualmente se encuentran en funcionamiento que usan los siguientes tipos de tecnologías: energía solar fotovoltaica, energía eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas

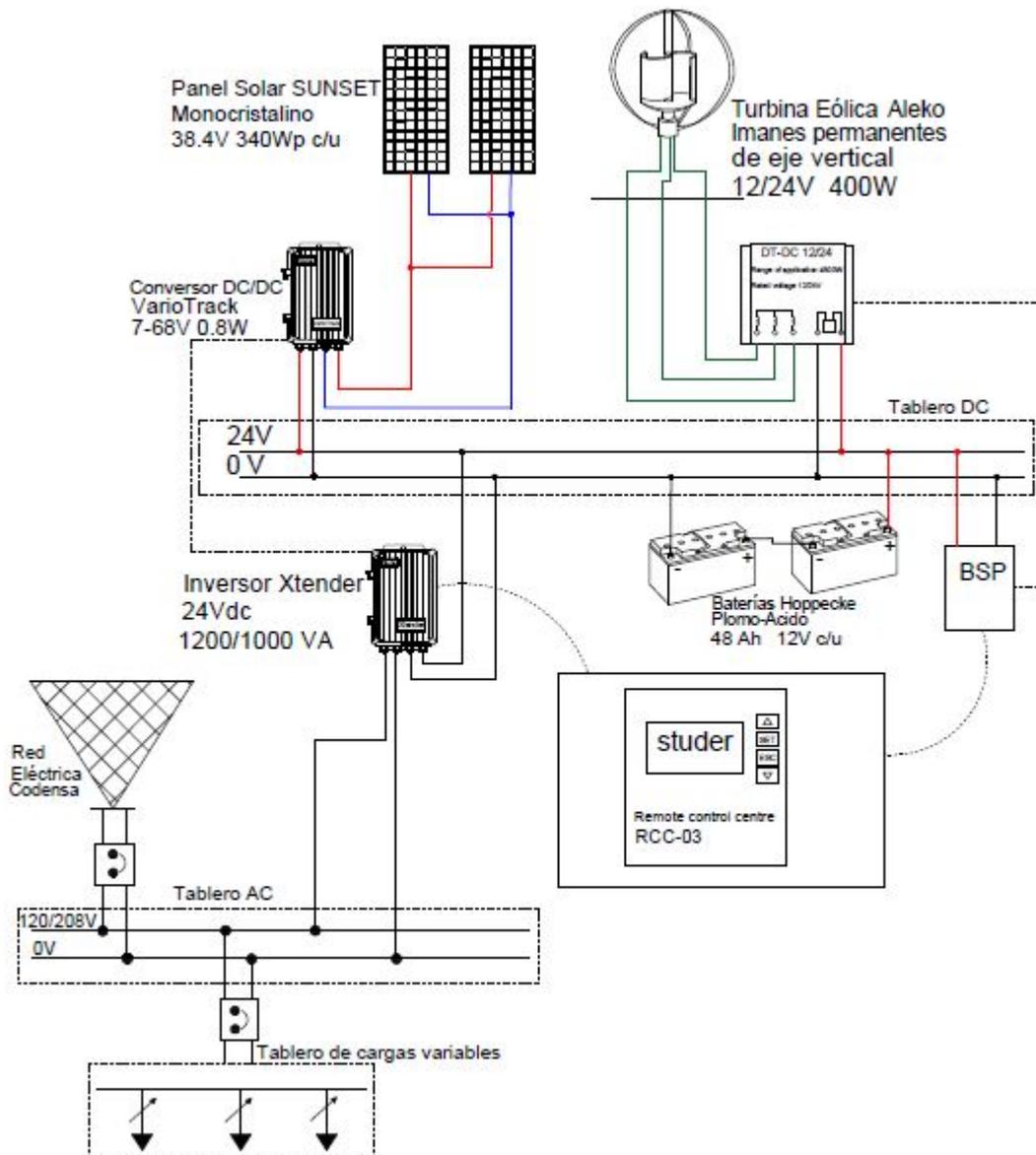


Figura 2.1: Sistema híbrido planteado.

(PCH's) y biomasa.

Algunos de los proyectos que involucran la energía solar fotovoltaica son los siguientes:

1. **Granja solar en Yumbo:** Se encuentra ubicado en el departamento del Valle del Cauca, en el municipio de Yumbo, tiene una capacidad instalada de 9,8 MW y generará cerca de 16,5 GWh de energía al año (equivalentes al consumo de 8 mil hogares), cuenta con 35.000 módulos fotovoltaicos instalados y 9 inversores que transforman la energía continua en energía alterna, entró en operación el 3 de Septiembre de 2017 [13].

2. **Granja solar Bolívar:** En el 2018 se inició la construcción de una segunda granja solar en Colombia, esta vez en el municipio de Santa Rosa de Lima, en el departamento de Bolívar, en un terreno de 12 hectáreas. Cuenta con una capacidad instalada de generación de 8,8 MW y se estima generará 15.542 MWh al año [12].

Por otra parte, el parque eólico Jepírachi se encuentra ubicado en el departamento de La Guajira, en las localidades del Cabo de la Vela y Puerto Bolívar en Colombia. El parque eólico es el primero de su tipo en Colombia, posee 15 aerogeneradores cada uno con 1,3 MW, lo cual genera una capacidad instalada de 19,5 MW de potencia nominal. El parque entró en operación el 19 de abril de 2004 [14].

También se cuentan en una pequeña participación con proyectos de PCH's. Un ejemplo es Santa Ana, se encuentra ubicada en los cerros de Suba en la ciudad de Bogotá, cuenta con un flujo de $13,5 \text{ m}^3/\text{s}$ y una capacidad instalada de 13,43 MW [15].

Un ejemplo de generación con biomasa es el Ingenio Incauca S.A. ubicado en el Valle del Cauca que trabaja cogeneración con una capacidad instalada de 70MW, de los cuales genera en promedio 33MW de los cuales 10 MW son excedentes para la red eléctrica [14].

Por último, una estación de policía ubicada en la ciudad de Florida, Valle del Cauca cuenta con 144 paneles solares fotovoltaicos los cuales atenderán las necesidades de autoconsumo del lugar de la instalación beneficiando a 58.000 habitantes que tiene esta población [16].

2.3. Tipos de sistemas híbridos

Con el propósito de obtener una reducción de las emisiones de CO_2 y el avance hacia la descarbonización de la energía son dos metas principales para salvaguardar las condiciones ambientales del planeta. Para tal fin, se han implementado diferentes tipos y combinaciones de sistemas de energía renovables más competitivos, como lo son la energía eólica, fotovoltaica o la hidráulica, en instalaciones híbridas que a su vez pueden estar conformadas por sistemas de almacenamiento, lo que se revela como una herramienta eficaz para poder suministrar energía limpia.

Diferentes configuraciones se han establecido dentro del marco de la integración tanto de fuentes renovables como no renovables para establecer un punto de generación más cerca del punto de consumo del cliente, utilizando fuentes respetuosas con el medio ambiente y de carácter inagotable, las cuales costean el esfuerzo por alcanzar los objetivos fijados en el Acuerdo de París y en los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) de la ONU (Organización de las Naciones Unidas); en especial, aquellos que se refieren a la lucha contra el cambio climático y al acceso universal de la energía [17]. Un ejemplo de la implementación de dichas configuraciones, es un proyecto realizado en el corregimiento de Nazareth en el municipio de Uribía en el Departamento de La Guajira, en donde a mediados del año 2011, los habitantes ahora gozan de un ahorro energético permitiendo contar con una red estable y ahorrando al máximo el consumo de diesel gracias a la instalación de dos aerogeneradores autotimonantes basculantes de 100 kW fabricados por ADES, una planta fotovoltaica de 100kW, tres grupos electrógenos, un banco de baterías y un centro de gestión de demanda y consumo de energía para priorización de fuentes de generación, balance del sistema, mini redes y accesorios de sincronización de fuentes con banco de baterías [55].

A continuación se van a explicar la configuración de los sistemas que más se presentan en la actualidad por su flexibilidad y también dependiendo de su aplicación:

2.3.1. Sistemas híbridos monofásicos

Son todos aquellos sistemas que combinan dos o más fuentes de generación cuya característica es que tanto sus fuentes de energía como sus cargas son monofásicas, es decir, funcionan con una fase y un neutro. En la Figura 2.2 se muestra el diagrama de bloques del sistema híbrido monofásico:

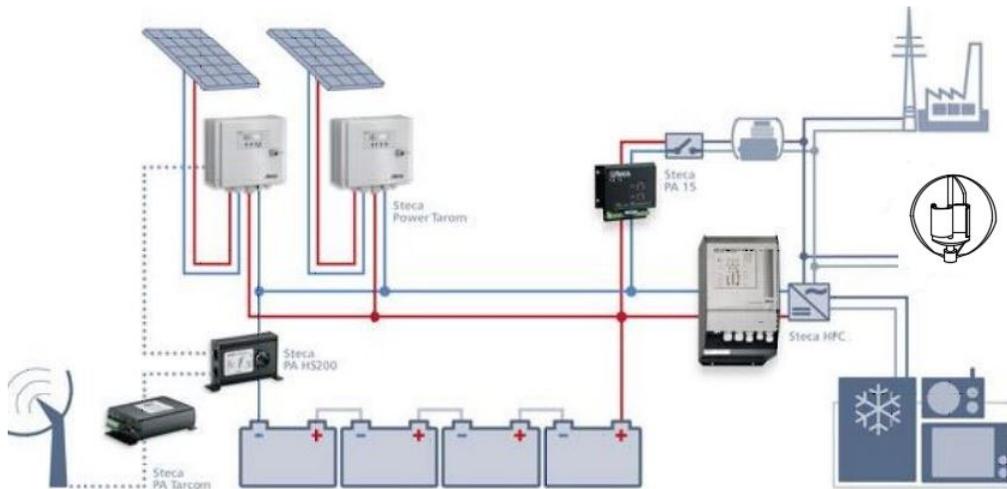


Figura 2.2: Sistema híbrido monofásico [18].

Tiene muchas desventajas en cuanto al número de aplicaciones, ya que se destinaría para aplicaciones de tipo domiciliario. Aún así, no son muy usadas para este tipo de aplicaciones, ocupan un espacio considerable como para instalarlos en una residencia, además de que en sitio las condiciones meteorológicas sean desfavorables.

2.3.2. Sistemas híbridos monofásicos y trifásicos

A diferencia del sistema anterior, en este nuevo se puede evidenciar que la turbina eólica y la conexión hacia la red de distribución pública son de característica trifásica (Figura 2.3). Esto lo hace un sistema mucho más flexible, confiable y balanceado. Por lo tanto, es la configuración más usada ya que permite una cantidad mayor de tipos de conexiones y puede cobijar a cualquier tipo de carga y de generación.

Gracias a su flexibilidad, este tipo de sistemas puede integrar muchos más tipos de fuentes, bien sean de carácter renovable o no, volviéndose más robusta, segura y confiable ante una determinada falla que pueda afectar gran parte del sistema. Por lo tanto, son sistemas que pueden ser usados en lugares en los que se requiere, por obligación, la continuidad del servicio eléctrico, como: hospitales, bancos de refrigeración, bancos de bases de datos, entre otros.

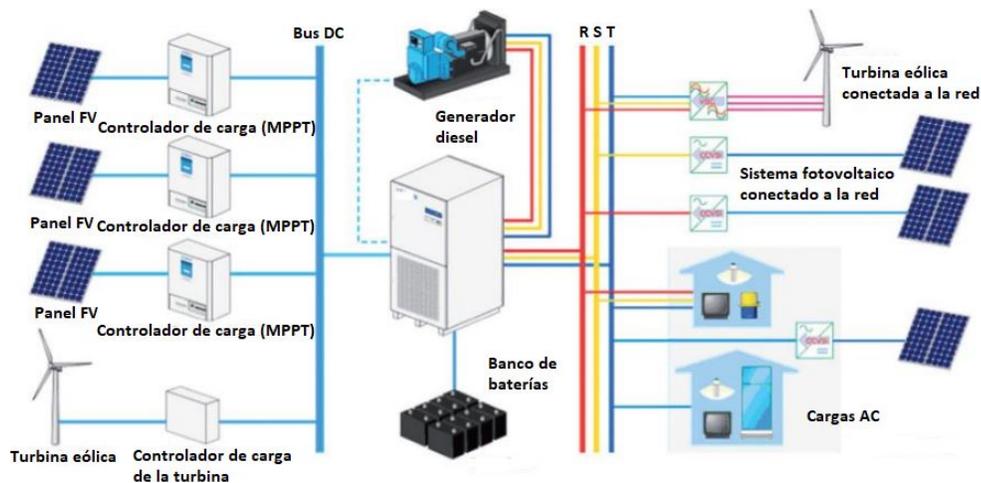


Figura 2.3: Sistema híbrido trifásico[19].

2.4. Topologías de los sistema híbridos

2.4.1. Aisladas de la red (Off grid)

Este tipo de sistemas son usados cuando las condiciones tanto geograficas como del terreno, no permiten instalar una torre de transmisión, ni incorporar equipos de sub-estaciones en el lugar donde se desea cubrir con el servicio. Con el fin de aprovechar las ventajas medioambientales y técnicas ofrecidas por los sistemas híbridos eléctricos, estas son una alternativa en donde se plantea la viabilidad economica de su funcionamiento, es de forma aislada. Es un sistema caracterizado por ser autonomo e independiente, brindando el servicio eléctrico a aquellas comunidades que estan en las ZNI [20].

Para esta configuración, el sistema debe ser diseñado de tal forma que suministre energía necesaria para alimentar una determinada carga, si dicha carga es cambiada, el SH tendría que rediseñarse, ya que el SH esta diseñado a alimentar un tipo de carga en particular. De lo contrario, podrían presentarse dos situaciones criticas: que se presenten excedentes de energía o que haya cierta cantidad de recurso faltante.

Cuando el SH funciona en modo aislado de la red principal, los generadores tienen que ser capaces de responder con rapidez a los cambios en el consumo para que así tanto la tensión como la frecuencia se mantengan estables. Además, los generadores del SH suelen tener una respuesta lenta, caso por ejemplo de las microturbinas y pilas de combustible, del orden de decenas de segundos, lo que puede ocasionar problemas de seguimiento de la demanda del SH y provocar por tanto problemas de estabilidad al no mantenerse la frecuencia dentro de los márgenes de seguridad establecidos. Así, un conjunto de generadores del SH necesitará una serie de sistemas de almacenamiento para asegurar el balance energético inicial [20].

A continuación, la Figura 2.4 muestra un ejemplo en cuanto a infraestructura de un sistema híbrido, aislado de la red, o también llamado, sistema off-grid.

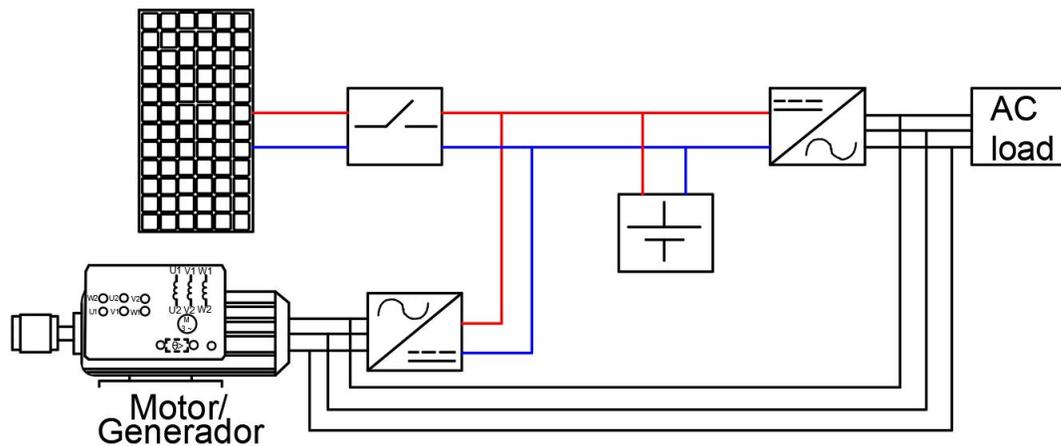


Figura 2.4: Sistema híbrido AC-DC aislado de la red [20].

2.4.2. Interconectadas a la red (On grid)

En modo conectado a red, bajo condiciones normales, el SH absorbe o entrega energía a la red principal. Sin embargo, suelen aparecer diferentes problemas relacionados con la calidad de potencia, debido principalmente a operaciones anormales de la red. Bajo esta situación, el SH debe decidir si se desconecta de la red y opera en modo aislado, o si continúa conectada a la red. Esta decisión requiere de control y coordinación entre las diferentes unidades.

Adicionalmente, no solo se debe asegurar que esta permita el flujo de potencia activa, también se debe considerar la calidad de potencia en el punto de acople común. Por ejemplo, si se presenta una caída de tensión, las unidades conectadas a el SH deben coordinar la acción adecuada para la inyección de potencia reactiva a la red principal.

Cuando el SH funciona en modo conectado con la red principal, éste proporcionará las referencias de tensión y frecuencia necesarias para que el resto de elementos de generación de la microrred funcionen sin ningún problema. Así pues, no existirán problemas de estabilidad en la microrred cuando ésta funcione conectada a la red principal [21].

La Figura 2.5 presenta un esquemático del diagrama de bloques de una configuración de un sistema híbrido conectado a la red, o también llamado, sistema on-grid [21]:

2.5. Paneles solares fotovoltaicos

Los paneles o módulos solares fotovoltaicos están diseñados para ser capaces de aprovechar la energía solar fotovoltaica y transformarla en electricidad. La placa fotovoltaica está diseñada para soportar las condiciones que se dan al aire libre y poder formar parte del edificio o campo rural donde se llevara a cabo su instalación.

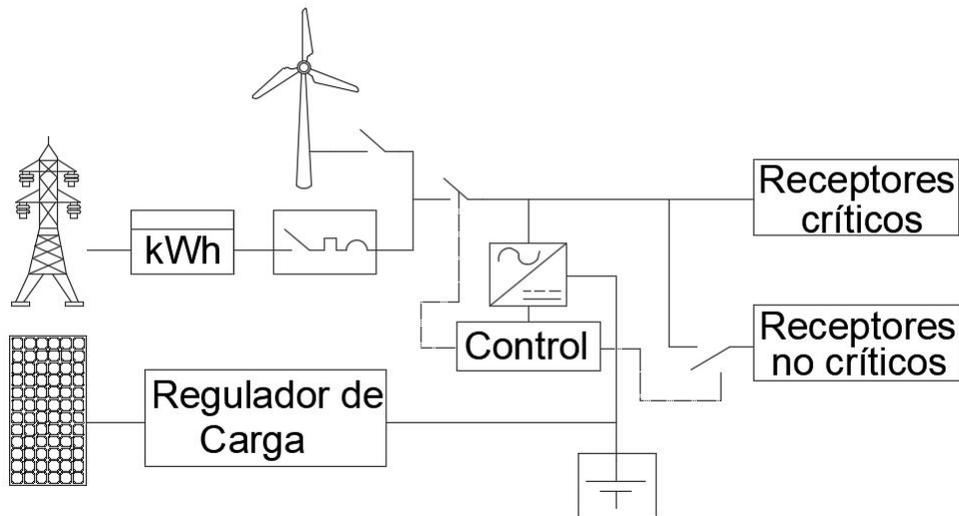


Figura 2.5: Sistema híbrido AC-DC conectado a la red [21].

2.5.1. Circuito equivalente

El circuito equivalente de un panel solar consta del modelo matemático ideal de un diodo clásico de unión p-n que, por medio del efecto fotoeléctrico, convierte la radiación solar en energía eléctrica, junto con componentes electrónicos como fuentes y elementos resistivos que emulan las pérdidas que se presentan en un entorno real. La fuente I_{ph} es la corriente fotogenerada a un valor fijo de radiación solar, la resistencia Shunt (R_{sh}) representa la pérdida por corriente de fuga, la resistencia serie (R_s) se utiliza para representar la caída de voltaje a la salida y la resistencia de carga (RL) representa la carga usada para la medición.

La descripción anterior, corresponde a la Figura 2.6:

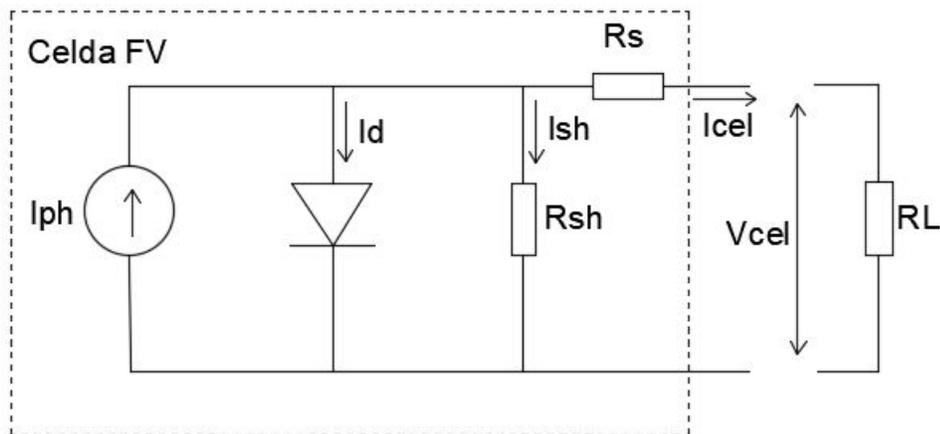


Figura 2.6: Circuito equivalente de una celda solar[22].

2.5.2. Paneles solares monocristalinos

Este tipo de paneles son considerados como los más efectivos para lugares donde las altas temperaturas y los fuertes rayos del sol no son muy habituales en esos lugares, siendo muy eficientes para estas condiciones. Por lo general, los paneles de este tipo no están diseñados para soportar sobrecalentamientos ni temperaturas muy elevadas. Son idóneos para lugares cálidos pero de una manera moderada, donde el mismo no se vea en peligro de sufrir un sobrecalentamiento.

Cuentan con un 17% de eficiencia, aunque actualmente hay modelos que pueden ofrecer hasta un 20% de productividad. El espacio que requieren es muy poco y comparado con la efectividad de su productividad se puede decir que es una de los más eficientes si unimos su eficacia y espacio a necesitar [23].

Adicionalmente, cuenta con las siguientes características:

- Excelente rendimiento.
- Cada vez son más quienes fabrican este tipo de paneles en el mercado, haciendo que su instalación y mantenimiento no sea un inconveniente.
- Es considerada una de las opciones más eficientes que existe en la actualidad.
- Requieren de poco espacio para poder ser instalados.
- Cuentan con 25 años de vida útil.

2.5.3. Características de los paneles solares

El sistema de generación fotovoltaico cuenta con 2 paneles solares monocristalinos (Anexo 1) y un controlador-regulador de inyección. Los paneles son conectados en paralelo y el regulador-controlador opera su generación con el MPPT (seguidor del máximo punto de potencia), en la salida del regulador se obtiene una tensión constante de 24 V. La Figura 2.7 muestra uno de estos paneles físicamente:



Figura 2.7: Panel solar monocristalino.

Cada panel solar cuenta con las siguientes características:

- Tecnología: Monocristalino.
- Cantidad de celdas: 72.

- Medidas: 997x1973x46 [mm].
- Potencia nominal en STC: 340 [Wp].
- Eficiencia: 18,6 %.
- Tensión nominal en STC: 38.4 [V].
- Corriente nominal en STC: 8.84 [A].
- Tensión nominal de circuito abierto en STC: 47.4 [V].
- Corriente nominal de cortocircuito en STC: 9.35 [A].
- Coeficiente de temperatura respecto a I_{sc} , $\alpha = +0.04$ [%/K].
- Coeficiente de temperatura respecto a V_{oc} , $\beta = -0.332$ [%/K].
- Coeficiente de temperatura respecto a P_{mpp} , $\gamma = -0.47$ [%/K].

2.6. Controlador regulador CC-CC

2.6.1. Regulador MPPT

Un regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking, o seguidor del punto de máxima potencia), está compuesto por un convertidor de tensión CC-CC y de un seguidor del punto de máxima potencia (Anexo 2). Con esto se consigue que se pueda trabajar a diferentes potencias (voltaje y amperaje) en el campo fotovoltaico y en las baterías (convertidor de tensión CC-CC). A su vez el seguidor MPPT adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia [24].

Por lo tanto, se cumple la siguiente expresión:

$$P_{pmp} = V_{pmp} * I_{pmp} \quad (2.1)$$

Donde:

- P_{pmp} es la potencia máxima.
- V_{pmp} es la tensión en el punto de potencia máxima.
- I_{pmp} es la corriente en el punto de potencia máxima.

En la figura **2.8** se observa el punto de máxima potencia que el regulador MPPT mantiene cuando existe una cantidad significativa de generación solar delimitada por unos rangos, los cuales son especificados el fabricante:

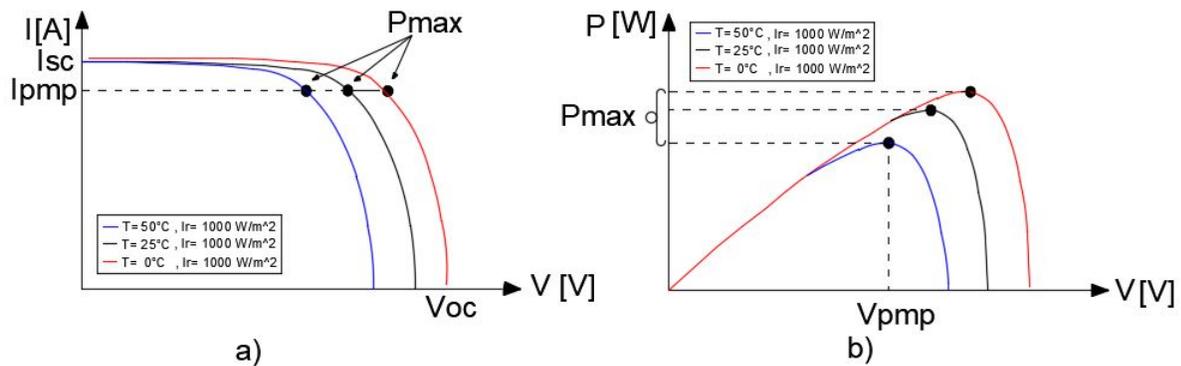


Figura 2.8: Gráficas: Curvas de máxima potencia del regulador (a) Corriente Vs. Tensión y (b) Potencia entregada Vs. Tensión.



Figura 2.9: Regulador-controlador de carga [25].

2.6.2. Características del controlador regulador Vario-Track

Vario-Track es la firma encargada de fabricar este tipo de equipos para aplicaciones constituidas por paneles solares fotovoltaicos.

Es el equipo encargado de tomar la generación del sistema fotovoltaico y entregarla en este caso al barraje DC, permite diferentes configuraciones de paneles solares y es flexible dentro de la configuración del sistema híbrido. Gracias a su algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) permite aprovechar la máxima generación posible del sistema solar. Un ejemplo de este equipo es el que se observa en la Figura 2.9 mostrada anteriormente.

El convertidor tiene las siguientes características:

- Voltaje nominal de salida a las baterías: 24V.

- Eficiencia pico: >99 %.
- Consumo de potencia: Operacional/Modo nocturno: <5W / <1W.
- Máximo voltaje de operación de generación solar y baterías de 24V: 145V.

2.7. Inversor Xtender



Figura 2.10: Inversor marca Xtender [26].

Es el equipo encargado de convertir DC en AC que se muestra en la Figura 2.10, para poder interconectar los elementos generadores de energía DC con la red y las cargas AC (Anexo 3). Por otra parte, otra función con la que cuenta este equipo, es mantener entre ciertos límites la tensión AC de salida para el correcto funcionamiento de las cargas a alimentar. Gracias a que cuenta con una entrada de tensiones flexibles, permite ser utilizado en la mayoría de sistemas cuyas tensiones se encuentran entre 19 y 34 Vdc.

El inversor tiene las siguientes características:

- Tensión nominal de batería: 24 Vdc.
- Rango de tensión de entrada: 19-34Vdc.
- Potencia continua: 800/650 VA.
- Carga máxima: Hasta corto circuito.
- $\cos \varphi$: 0.1-1
- Frecuencia de salida: Ajustable entre 45-65 Hz.
- Rendimiento máximo: 93 %.

2.8. Turbina eólica

2.8.1. Turbina de eje vertical

En este tipo de aerogeneradores las palas rotan en torno a un eje central vertical, presentando por lo tanto tres ventajas fundamentales con respecto a los de eje horizontal, los cuales son utilizados de forma más asidua: la sujeción de las palas es de fácil diseño y ejecución, no precisan sistema de orientación para captar la energía del viento y fácil ubicación del tren de potencia, generador y transformador, a nivel del suelo [27]. Se conocen dos tipos principalmente de turbinas de eje vertical: las tipo Savonius, que son usadas para convertir el poder del viento en torsión sobre un eje rotatorio y pueden arrancar con poco viento, siendo muy sencilla su fabricación; tiene una velocidad de giro pequeña y su rendimiento es relativamente bajo; y las tipo Darrieus la cual requiere vientos de 4 a 5 m/s, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento y está constituida por 2-4 palas de perfil biconvexo unidas la una con la otra produciendo el giro del eje al que están unidas [28].



Figura 2.11: Turbina eólica de eje vertical [29].

Se cuenta con una turbina eólica de eje vertical tipo Savonius y a la vez, tipo Darrieus la cual se observa en la Figura 2.11, con un generador trifásico de imanes permanentes, donde su potencia nominal de salida es de 400 [W]. Para el funcionamiento dentro del sistema híbrido y en especial para su conexión al barraje DC, la tensión trifásica es rectificadora y regulada a 24 [V] en corriente continua.

2.9. Convertor CA-CC

El convertidor AC-DC, Figura 2.12, en esencia es un rectificador trifásico, tiene la función de adaptar la generación trifásica generada en la turbina eólica en corriente alterna a corriente continua, específicamente para la conexión en el barraje de 24 V.



Figura 2.12: Conversor AC-DC [30].

El conversor AC-DC tiene las siguientes características:

- Rango de aplicación: $\leq 500\text{W}$.
- Voltaje de operación nominal: 12/24V.
- Consumo estático: $\leq 15\text{mA}$.
- Clase de protección: IP 67.

2.10. Banco de baterías plomo-ácido

Es un tipo de batería húmeda muy común en vehículos convencionales, como batería de arranque, aunque también se utilizan para la tracción de vehículos eléctricos. Suele proporcionar una tensión de 6 V, 12 V u otro múltiplo de 2, ya que la tensión que suministra cada celda es de 2 V (Anexo 4). Pueden suministrar unas intensidades de corriente relativamente grandes, lo que las hacen ideales para los motores de arranque [31].

Estos son rangos generales de voltaje para baterías de 6 celdas de plomo y ácido:

1. Circuito abierto a plena descarga: 11,8 V - 12,0 V.
2. Cargado a plena descarga: 10,5 V.
3. Carga de ecualización: 15 V para no más de 2 horas.
4. Después de plena carga la tensión de terminales caerá rápidamente a 13,2 V y luego lentamente a 12,6 V.

2.10.1. Características de las baterías

Se cuenta con un sistema de almacenamiento de dos baterías de plomo-ácido como las mostradas en la Figura 2.13. Se escogieron este tipo de dispositivos de almacenamiento ya que son capaces de suministrar intensidades de corriente relativamente grandes.

En cuanto a mantenimiento es importante resaltar que existen modelos de dichas baterías que lo requieren, uno de ellos es la ecualización o igualación de carga. La aplicación de esta carga se debe realizar después de

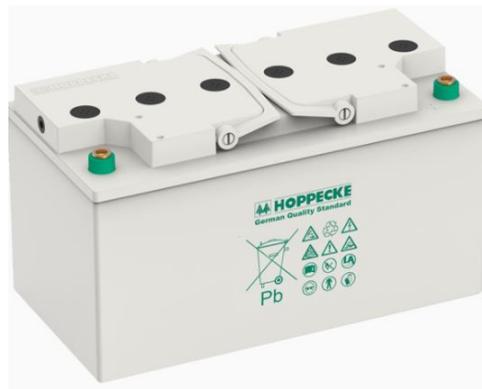


Figura 2.13: Baterías de plomo-ácido [32].

20 ciclos o aproximadamente cada dos semanas para hacer que todas las células estén a niveles similares de carga y densidad, esto se logra aumentando la tensión a 2,6V por celda a una temperatura de 25°C.

Cada batería cuenta con las siguientes características:

- Tecnología: Plomo-Ácido.
- Capacidad: 48 [Ah].
- Tensión nominal: 12 [V].

2.10.2. Gestión de carga de baterías-BSP



Figura 2.14: Gestor de Carga [33].

En la Figura 2.14 se muestra el dispositivo llamada procesador del estado de la batería (BSP por sus siglas en inglés, Battery Status Processor) cuya función es gestionar el estado de carga del sistema de almacenamiento, en este caso el banco de baterías de plomo-acido. A la vez, ofrece una medida muy precisa y un algoritmo extremadamente eficaz que calcula el estado de carga de la forma más exacta. El BSP ofrece medición de tensión para baterías de 12, 24 y 48 V (caso de las baterías a usar), así como medición de corriente con derivación resistiva. Al usar el bus de comunicación Xtender, el BSP puede comunicarse con los otros dispositivos del sistema. Además, los inversores/cargadores Xtender tienen la capacidad de adaptar su funcionamiento de acuerdo con los datos proporcionados por el BSP.

2.11. Centro de control remoto del sistema híbrido



Figura 2.15: Controlador del Sistema [34].

El controlador del sistema y centro de programación RCC-03, mostrado en la figura 2.15, permite al usuario supervisar el sistema y adaptarlo totalmente a sus necesidades permitiendo ajustar diferentes parámetros disponibles en los equipos como: Xtender, VarioTrack, procesador de estado de batería (BSP), entre otros. La interfaz gráfica del RCC-03 muestra indicaciones claras y completas sobre el estado del sistema híbrido.

El equipo almacena y monitorea los eventos que han pasado en la instalación. El controlador tiene un lector de tarjeta SD que permite el almacenamiento de los parámetros, pero también la descarga de los diferentes preajustes y las diferentes actualizaciones futuras. Es posible también, configurar el BSP y mostrar sus valores con el control remoto RCC-02/-03.

2.12. Herramientas matemáticas

En esta sección se describen múltiples herramientas matemáticas que fueron necesarias para desarrollar el modelo consolidado, se da inicio con la averiguación de las condiciones iniciales por flujo de carga usando el método de Newton-Raphson, en este procedimiento se relaciona la tensión de los nodos de funcionamiento del sistema con las admitancias de línea, posteriormente, se define el modelo de control predictivo en el cual se tiene un pronóstico a corto plazo de la generación de cada una de las fuentes que conforman el SH, seguidamente, los métodos económicos y financieros establecidos serán de ayuda para poder estudiar la viabilidad del proyecto. La aplicación de cada una de estas herramientas se describe en la metodología (Capítulo 3).

2.12.1. Modelo de Flujo de Carga

Cuando hablamos del método de Newton-Raphson, nos estamos refiriendo a un método abierto, es decir, no se encuentra garantizada su convergencia global. Actualmente la única manera de alcanzar la convergencia es seleccionar un valor inicial lo suficientemente cercano a la raíz que se requiere encontrar. Una vez se ha

hecho esto, el método linealiza la función por la recta tangente en ese valor tomado inicialmente. La abscisa en el origen de dicha recta será, según el método, una mejor aproximación de la raíz que el valor anterior. Siguiendo esta metodología, se realizan sucesivas iteraciones hasta que el método haya convergido lo suficiente [54].

Dada sus ventajas en tiempo de convergencia, tanto la teoría como la industria en sí han propuesto algunos desarrollos para disminuir las periodos de ejecución. El proceso de convergencia se puede apreciar en la Figura 2.16, donde la tangente en el punto inicial $X(0)$ encuentra el primer estimado $X(1)$, después de añadirle la corrección ΔX

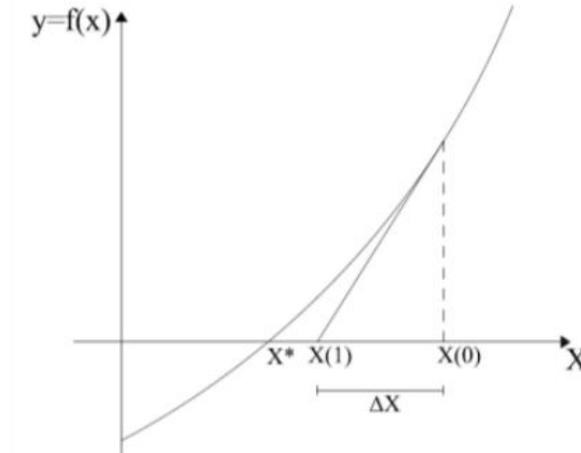


Figura 2.16: Principio del método de Newton-Raphson.

El sistema de ecuaciones en su forma matricial compacta esta dada por la Ecuación 2.2; donde para cada iteración k , ΔS corresponde al vector de errores de potencias de barra, J es la matriz de sus derivadas parciales respecto a las variables de estado desconocidas, denominada Jacobiano del sistema, y ΔX es el vector de correcciones de variables de estado, Ecuación 2.3.

$$\Delta S = [J].\Delta X \quad (2.2)$$

$$\Delta X = X^k - X^{k-1} \quad (2.3)$$

Finalmente, se cuentan con las siguientes ecuaciones para poder averiguar los valores calculados de la potencia real P_i y la potencia reactiva Q_i totales que entran al SH a través del barraje AC en el cual se le denomina barra típica i , y que a su vez se encuentra la red conectada:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.4)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.5)$$

Luego, se nombra al valor calculado de P_i como $P_{i,calc}$ y se llega a la definición del error ΔP_i como el valor programado $P_{i,prog}$ menos el valor calculado $P_{i,calc}$,

$$\Delta P_i = \underbrace{P_{i,prog}}_{MatLab} - \underbrace{P_{i,calc}}_{DigSilent} \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_i = \underbrace{Q_{i,prog}}_{MatLab} - \underbrace{Q_{i,calc}}_{DigSilent} \quad (2.7)$$

2.12.2. Modelo de Control Predictivo

Un modelo de control predictivo (MPC) es un método avanzado de control de procesos que ha sido utilizado por la industria en numerosos procesos desde la década de 1980, en años recientes también ha sido utilizado en modelos de estabilidad para sistemas eléctricos de potencia. La ventaja principal del MPC es el hecho de que permite que la ranura de tiempo inmediata sea optimizada, mientras tiene en cuenta también las ventana o intervalos de tiempo futuros. El MPC tiene bases en cuanto a la optimización iterativa de procesos y de horizonte finito basado en un modelo de planta. En el tiempo t , el estado actual de la planta es muestreado y una estrategia de control que minimice el costo es computada para un horizonte de tiempo a futuro relativamente corto: $[t, t+T]$ [39].

Con base en a la explicación anterior, el objetivo del MPC consiste en hallar una trayectoria futura de la variable que se escogió para ser manipulada. Se fija un horizonte de predicción N para el cual se van a predecir en cada instante k_i las salidas futuras. Esto es posible implementando un modelo de predicción que describe el comportamiento de las variables del proceso a controlar y el cual reside en el controlador. Las predicciones dependen de los valores conocidos hasta el instante k_i y de las señales de control futuras. La solución del problema devuelve como resultado un vector que contiene las acciones de control a futuro cuya dimensión depende del horizonte de control, sin embargo, únicamente el primer elemento de este nuevo vector deber ser enviado a la planta. Este proceso se vuelve a repetir en cada instante k_i . La estrategia MPC y la idea de algunos términos involucrados se muestran en la Figura 2.17[39].

La perturbación no medida siempre está presente. Como se encuentra en la figura 2.18, es una entrada independiente, no afectada por el controlador de la planta. Representa todos los eventos desconocidos e impredecibles que perturban la operación de la planta. El modelo MPC utiliza potentes herramientas de modelado dinámico lineal que se encuentran en los sistemas de control y la identificación del sistema. El modelo consta de:

- Un modelo de planta para ser controlado, cuyas entradas son variables que se pueden manipular, perturbaciones que pueden ser medidas y perturbaciones que no pueden ser medidas.
- Un modelo que permita generar dichas perturbaciones no medibles.

El modelo de la planta es un sistema lineal invariable en el tiempo descrito por las siguientes ecuaciones:

$$x(k+1) = Ax(k) + B_u u(k) + B_v v(k) + B_d d(k) \quad (2.8)$$

$$y_m(k) = C_m x(k) + D_{vm} v(k) + D_{dm} d(k) \quad (2.9)$$

$$y_u(k) = C_u x(k) + D_{vu} v(k) + D_{du} d(k) + D_{uu} u(k) \quad (2.10)$$

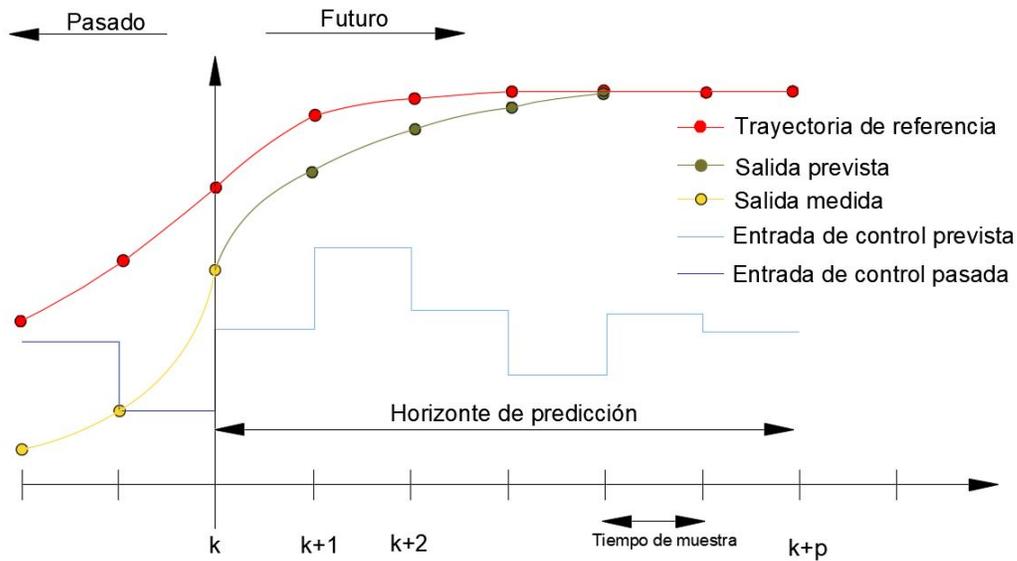


Figura 2.17: Modificado. Diagrama de modelo de control predictivo discreto.

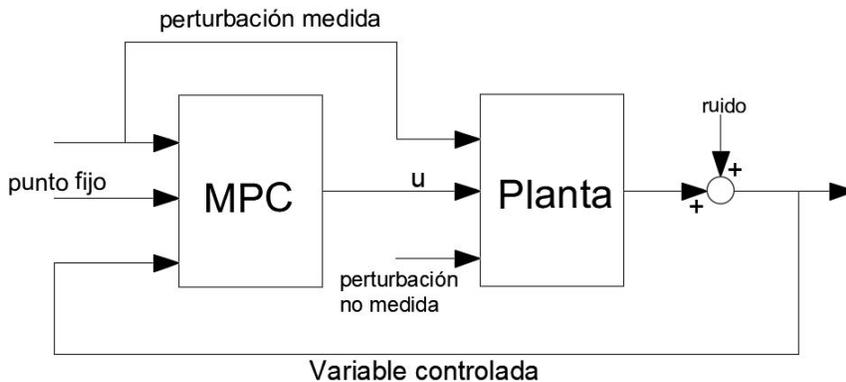


Figura 2.18: Diagrama de bloques del modelo de control predictivo.

donde $x(k)$ es el vector de estado de dimensión n_x de la planta, $u(k)$ es el vector de dimensión n_u de las variables manipuladas (MV), $v(k)$ es el vector de dimensión n_v de las perturbaciones medibles (MD), $d(k)$ es el vector de dimensión n_d de las perturbaciones que no pueden ser medibles, de sus iglas en inglés, unmeasured disturbances (UD) entrando en la planta, $y_m(k)$ es el vector de las salidas que son medibles (MO), y $y_u(k)$ es el vector de las salidas que no son medibles (UO). Por lo que debido a lo anterior, el vector de salida general, $y(k)$, recoge la información de $y_m(k)$ y $y_u(k)$ [40].

2.12.3. Predicción de la generación solar

Teniendo en cuenta que se realizará una estimación a corto plazo, es decir, se decidió poder determinar la irradiancia solar en un horizonte de un día y que el modelo que se adapta a las necesidades es el algoritmo autoregresivo ARMA, otra razón por la cuál se decidió implementar este algoritmo es debido a que es

ampliamente usado para series de tiempo autocorrelacionadas, un software que cuenta con este algoritmo es MatLab. Este modelo es una herramienta excelente para pronosticar valores futuros de series de tiempo específicas. Por lo tanto, este modelo se conoce comúnmente como modelo ARMA (p, q) donde p y q son órdenes de autoregresión (AR) y otra de media móvil (MA por sus siglas en inglés), respectivamente [41].

En cuanto a la notación AR(p) del modelo de orden p la Ecuación 2.11 descrita de manera general, es la que se muestra a continuación:

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-i} + \varepsilon_t \quad (2.11)$$

Donde $\varphi_1, \dots, \varphi_p$ son parámetros, c es una constante, y la variable aleatoria ε_t es un término de error. Algunas restricciones son necesarias en los valores de los parámetros para que el modelo permanezca de forma estacionaria. Por ejemplo, aquellos procesos en el modelo AR(1) con $|\varphi_i| \geq 1$ no son considerados como estacionarios.

Por otra parte, la notación MA(q) de orden q es la que describe la Ecuación 2.12:

$$X_t = \mu + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i} \quad (2.12)$$

Donde $\theta_1, \dots, \theta_q$ son parámetros del modelo, μ es la expectativa de X_t (generalmente se asumen igual a cero), y las variables $\varepsilon_t, \varepsilon_{t-1}, \dots$ son de nuevo, terminos de errores.

El modelo general ARMA(p,q) contiene los modelos AR(p) y MA(q) como lo muestra la Ecuación 2.13.

$$X_t = c + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i} \quad (2.13)$$

Para este problema en particular las variables de la Ecuación 2.13

$$S(t) = \sum_{i=1}^p \alpha_i S(t-1) + \sum_{j=1}^q \beta_j \varepsilon(t-j) \quad (2.14)$$

En donde $S(t)$ representa la irradiancia solar en el tiempo t , α_i es el i -ésimo coeficiente de la notación AR, β_j es el j -ésimo coeficiente de la notación MA y finalmente, $\varepsilon(t)$ son los errores que se refieren a parámetros aleatorios no correlacionados con media cero y varianza constante.

Una vez el valor $S(t)$ sea conocido, y al tratarse de una variable simulada computacionalmente a pesar de obtener información aproximada a la realidad, se debe tener certeza de que el resultado de la ecuación 2.14 sea un dato que se acerque a datos realizados mediante mediciones en sitio. La ecuación 2.15 sirve como base para calcular los valores de corriente, potencia y tensión, variables en función de la temperatura de la célula e irradiancia.

$$T_{cell} = T_{amb} + (TONC - 20) * \frac{E}{800} \quad (2.15)$$

Donde, TONC corresponde a la temperatura de operación nominal de la célula. Este valor sule estar entre 43°C y 47°C, cuanto menor sea es mejor. En esta ocasión vamos a usar de valor de referencia de 45°C. La variable E es la irradiancia en el tiempo t medida en $[W/m^2]$. Las ecuaciones 2.16, 2.17 y 2.18 son las

formulas características si se quiere tener conocimiento y llevar trazabilidad de las variables V, I y P de los paneles cuando se encuentra expuestos a la intemperie.

$$V_{PMP_{Tcell}} = V_{PMP-25^{\circ}C} * \left(1 + \frac{\beta\%/^{\circ}C}{100} * (T_{cell} - 25) \right) * \frac{E}{1000} \quad (2.16)$$

$$I_{PMP_{Tcell}} = I_{PMP-25^{\circ}C} * \left(1 + \frac{\alpha\%/^{\circ}C}{100} * (T_{cell} - 25) \right) * \frac{E}{1000} \quad (2.17)$$

$$P_{PMP_{Tcell}} = P_{PMP-25^{\circ}C} * \left(1 + \frac{\alpha\%/^{\circ}C}{100} * (T_{cell} - 25) \right) * \frac{E}{1000} \quad (2.18)$$

2.12.4. Predicción de la generación eólica

Actualmente se cuentan con varios métodos para obtener la curva de potencia contra velocidad del viento de un aerogenerador, bien sea de eje horizontal o vertical. Entre ellos están el Análisis preliminar de curva de potencia y la Obtención de frecuencias de velocidad. La primera metodología, estudia el comportamiento de la generación de la turbina en el día, resaltando cualquier anomalía de funcionamiento en la transmisión de la curva de torque (brindada por el fabricante) y sirviendo como primera instancia para poder relacionar la potencia obtenida con la velocidad del viento en un minuto. Adicionalmente, es recomendable graficar la frecuencia de la potencia usando intervalos de la misma magnitud que los que se usaron para la frecuencia de viento. De esta manera, se podrá comparar las frecuencias de los datos de viento y las revoluciones con las de potencia.

En el segundo, se toma un perfil de velocidades de viento y se clasifica según diferentes intervalos de rangos de 0,5 m/s y también se toman las horas de viento que hubo a esa velocidad durante el período de análisis diario. La norma IEC 61400-12-1: 2017 [53]; especifica un procedimiento para medir las características de rendimiento energético de una sola turbina eólica y se aplica a las pruebas de turbinas eólicas de todos los tipos y tamaños conectadas a la red de energía eléctrica. Además, esta norma describe un procedimiento que se utilizará para determinar las características de rendimiento energético de las turbinas eólicas pequeñas (como se define en IEC 61400-2) cuando se conectan a la red de energía eléctrica o a un banco de baterías. El procedimiento se puede utilizar para la evaluación del rendimiento de aerogeneradores específicos en ubicaciones específicas, pero igualmente la metodología se puede utilizar para hacer comparaciones genéricas entre diferentes modelos de aerogeneradores o diferentes configuraciones de aerogeneradores cuando se tienen en cuenta las condiciones específicas del sitio y las influencias del filtrado de datos [42]. Otro aspecto a tener en cuenta en el modelo son las revoluciones por minuto (RPM) que el rotor de la máquina pueda llegar a alcanzar cuando está actuando en condiciones nominales, el cálculo se realizó como se muestra en la Ecuación 2.19, en donde se toma la velocidad tangencial nominal de la placa del equipo y realizando la respectiva conversión de unidades tal como se indica la Ecuación 2.20.

$$w_G(t) = \frac{v}{R} = \frac{11,5 \frac{m}{s}}{0,7m} = 16,428 \frac{rad}{seg} \quad (2.19)$$

$$w_G(t) = 16,428 \frac{rad}{s} \left(\frac{1rev}{2\pi rad} \right) \left(\frac{60s}{1min} \right) = 156,875RPM \quad (2.20)$$

La figura **2.19** muestra el radio R que se usó en la Ecuación 2.19 para calcular la velocidad angular de giro nominal de la turbina.

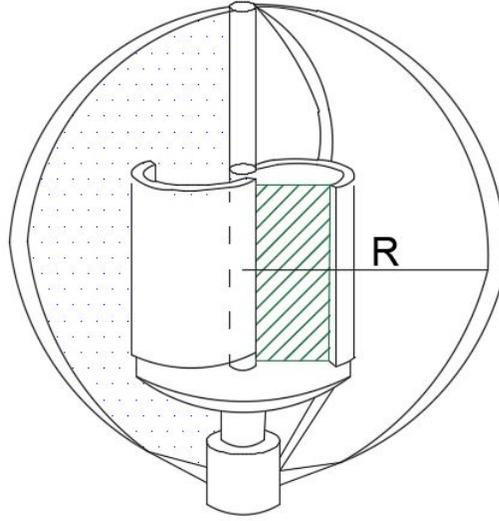


Figura 2.19: Área y radio usados según características constructivas de la turbina usada.

Por medio de la ecuación 2.21 se obtiene la potencia obtenida por el viento P_v en vatios.

$$P_v(V_v(t)) = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 C_p \quad (2.21)$$

donde ρ es la densidad del aire en $[kg/m^3]$, A es el área resaltada con puntos azules (Darrieus) y líneas verdes diagonales (Savonius) que el viento atraviesa dentro del margen de la turbina, como se muestra en la figura 2.19 y el cual es aprovechado para que la máquina genere un movimiento rotacional, V_v la velocidad del viento en $[m/s]$ y C_p es el coeficiente de Betz.

El modelo comienza con la Ecuación 2.22 la cual nos arroja como resultado el par aplicado por el viento $\tau AV(V_v, \beta)$ a partir de las variables de entrada: velocidad del viento y el ángulo de calaje (β) que, para este caso en específico al tratarse de una turbina de eje vertical, dicho ángulo no será tenido en cuenta.

$$\tau AV(V_v, \beta) = \frac{\pi \rho R^3 V_v^2}{2 \lambda_{op}} * \left(C_0 \left(C_1 \left(\frac{1}{\lambda_{op} + d_0 \beta} - \frac{d_2}{1 + \beta^2} \right) + C_2 \beta + C_3 \beta^{C_4} + C_5 \right) e^{C_6 \left[\frac{1}{\lambda_{op} + d_0 \beta + d_1} - \frac{d_2}{1 + \beta^2} \right]} + C_7 \right) \quad (2.22)$$

El coeficiente de potencia (C_p) depende de la velocidad específica de la punta del aspa (λ_i), del ángulo de calaje en grados y de las constantes C_1 a C_9 que contribuyen a que el valor de C_p se aproxime al límite de Betz en donde, para el caso de esta turbina en específico, solamente cerca del 30% de la energía cinética del viento es convertida en energía eléctrica [43]. Donde λ_i esta dada por la Ecuación 2.23

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + d_0 \beta + d_1} - \frac{d_2}{1 + \beta^2} \quad (2.23)$$

donde d_0 , d_1 y d_2 son constantes y λ el coeficiente de la velocidad específica de la rotación de las aspas, que depende de la velocidad angular de la turbina w en $[rad/s]$, el radio del rotor R en $[m]$ y la velocidad del

viento V_v en [m/s].

En segundo lugar, el par mecánico, resultado de la ecuación anterior, y el par inducido alimentan la Ecuación 2.24 y cuya salida es la frecuencia angular $\omega_G(t)$.

$$\frac{d\omega_G(t)}{dt} = -6,3 \times 10^{-3} \omega_G(t) - 56,962 \tau_{ind}(t) + 18,9873 \tau_{AV}(t) \quad (2.24)$$

En tercer lugar, una vez se ha obtenido la frecuencia angular, el comportamiento eléctrico del aerogenerador se describe por las ecuaciones 2.25, 2.26 y 2.27 donde las entradas son $\omega_G(t)$ y cuyas salidas obedecen a la magnitud de la corriente de eje directo (I_d), magnitud de la corriente del eje de cuadratura (I_q) y el par inducido τ_{ind} .

$$\frac{dI_d(t)}{dt} = - \left(\frac{1,42 + R_{ge}}{0,021} \right) I_d - 2\omega_G I_q \quad (2.25)$$

$$\frac{dI_q(t)}{dt} = 44,057 \omega_G - \left(\frac{1,42 + R_{ge}}{0,021} \right) I_q + 2\omega_G I_d \quad (2.26)$$

$$\tau_{ind}(t) = 1,3878 I_q \quad (2.27)$$

En cuarto y último lugar, se obtiene la potencia en [W] generada por la turbina, P_{ge} , de acuerdo con la Ecuación 2.28. El valor seleccionado de la variable R_{ge} es de $5,7 \Omega$ (valor típico en una turbina de eje vertical) [51], sabemos que es correcto este valor ya que si es un valor resistivo mayor el generador eléctrico estaría sometido a esfuerzos mecánicos, y por el contrario, si se trata de una resistencia de carga menor, se vería reflejado en pérdidas eléctricas mayores [44].

$$P_{ge} = \frac{3}{2} R_{ge} (I_d^2 + I_q^2) \quad (2.28)$$

2.12.5. Estimación de la carga de la batería

Es importante tener en cuenta que, debido el material que están elaboradas la batería seleccionada (Plomo-Ácido), presenta pérdidas eléctricas internas dentro de sus celdas y por lo tanto procesos de degradación. La corriente y el estado de carga influyen en el rendimiento de la batería. Esto quiere decir que a mayor corriente, son mayores las pérdidas, y por tanto el rendimiento disminuirá. A altos valores del estado de carga (SOC por sus siglas en inglés), aproximadamente por encima del 90 %, las pérdidas que predominan son las de activación; entre el 90 % y el 20 % las pérdidas predominantes son las óhmicas, y por debajo del 20 % predominan las pérdidas por concentración. La razón por la que no se deja caer el valor del SOC por debajo del 20 % aproximadamente, es por las razones anteriores. Por otra parte, existen procesos que afectan seriamente el estado de salud (SOH) de la batería, como lo son la estratificación, la sulfatación y la corrosión.

A continuación se describe un método llamado, Estimación del SOC basada en la intensidad, o también conocido como contador amperios-hora de Coulomb (Coulomb Counting) [45]. El método consiste en integrar la intensidad suministrada y absorbida de la batería. La Ecuación 2.29 describe este comportamiento del SOC.

$$SOC(t) = SOC_0 - \frac{\eta}{C} \cdot \int_{t_0}^t I(t) \cdot dt \quad (2.29)$$

Donde SOC_0 es el estado inicial de carga, η es la eficiencia de la batería, t_0 es el instante inicial, $I(t)$ es la corriente en el instante t , C es la capacidad de la batería y finalmente, se obtiene el porcentaje de carga después de haber transcurrido un tiempo t .

Un dato que se debe tener siempre presente es la capacidad nominal del banco de baterías [6], la cual se puede calcular por medio de las ecuaciones 2.30 y 2.31

$$C_r = \frac{1,1 * E_g * A}{Pd * V_r} \quad (2.30)$$

$$E_g = \frac{C_r * Pd * V_r}{1,1 * A} = \frac{48Ah * 0,5 * 24V}{1,1 * 1} = 523,63Wh \quad (2.31)$$

A pesar de que el modelo es muy fácil de implementar, presenta varios inconvenientes, como lo son en primera instancia, conocer el SOC inicial, pero este problema es fácilmente solucionado en este caso en particular ya que esta información es proporcionada al usuario por el BSP. Otro inconveniente es que el error de estimación aumenta con el tiempo, debido principalmente al envejecimiento, reacciones no deseadas y a errores de lectura. La ecuación 2.32 muestra el número de placas totales de cada batería en función al número de placas positivas por las que esta se encuentre conformada, la ecuación 2.33 calcula la corriente de corto por batería y finalmente, la ecuación 2.34 relaciona el factor K que depende de aspectos constructivos y de las características químicas de la batería.

$$NTP = 1 + (2 * NPP) = 1 + (2 * 3) = 7placas \quad (2.32)$$

$$I_{sc} = \frac{VPC}{R_p} = \frac{2}{0,00088} = 2272,7A_{SC} \approx 2273A_{SC} \quad (2.33)$$

$$k = \frac{I_{cc}}{1minA} * 100 = \frac{2273A_{SC}}{48} * 100 = 4735,4\% \quad (2.34)$$

Los catalogos generalmente indican datos nominales de la batería por cada celda que conforma a la misma, por ejemplo, se buscó la siguiente información:

- Voltaje nominal por celda (VPC).
- Gravedad específica (SG): Es la densidad de un líquido comparada con la densidad del agua:
 - Ácido sulfúrico concentrado = $1,8 \frac{kg}{m^3}$
 - Ácido nítrico concentrado = $1,4 \frac{kg}{m^3}$
 - Ácido hidro-clorhídrico concentrado = $1,2 \frac{kg}{m^3}$
- Temperatura base de las pruebas: Valor de temperatura sobre la cual se realizan pruebas en la batería, estos valores pueden encontrarse entre 20 a 25 °C
- Tiempo de descarga nominal: Tiempo en el cual se descarga la batería entregando una tensión constante.

2.12.6. HOMER energy y RETScreen Expert

Para el modelado económico del SH se utilizó el *software* HOMER energy, herramienta que permite diseñar proyectos de energías renovables, orientados a SH's, el cual como resultado muestra una comparación y optimización de diferentes fuentes de energía o alternativas, bajo ciertos parámetros técnicos y financieros establecidos, del sistema que se desea considerar. Esto quiere decir que se realizan los cálculos de acuerdo con los equipos que conformen el sistema y únicamente para las fuentes disponibles en el SH presentado en la figura 2.1. El costo actual neto (NPC) total unifica todos los costos e ingresos que ocurren durante la vida útil del proyecto, con los flujos de efectivo futuros descontados al presente utilizando la tasa de descuento. Los ingresos están constituidos por venta de energía a la red, más cualquier valor de salvamento que pueda llegar a producir el sistema al final de su vida útil. Para calcular el valor de salvamento de cada componente al final del ejercicio, el software usa la Ecuación 2.35

$$S = C_{rep} \frac{R_{rem}}{R_{comp}} \quad (2.35)$$

donde S es el valor del salvamento, C_{rep} el costo de reemplazo de cada componente, R_{rem} la vida útil restante del componente y R_{com} la vida útil del componente. HOMER usa la Ecuación 2.36 para calcular el costo presente neto

$$C_{NPC} = \frac{C_{an,tot}}{CRF_{i,N}} \quad (2.36)$$

donde $C_{an,tot}$ es el costo total anualizado, i es la tasa de descuento, N es la vida útil del proyecto, y CRF es el factor de recuperación del capital, dado por la Ecuación 2.37

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2.37)$$

Por otra parte, HOMER calcula el costo de la energía por medio de la Ecuación 2.38

$$COE = \frac{C_{an,tot}}{E_{prim} + E_{def} + E_{ventasred}} \quad (2.38)$$

donde E_{prim} y E_{def} son las cantidades totales de carga primaria y diferible, respectivamente, que el sistema atiende por año, y $E_{ventasred}$ es la energía vendida a la red [48].

Capítulo 3

Metodología

Plantear y tener presente una gestión de la energía en el SH contribuye a varios aspectos positivos como lo son un ahorro mensual en la factura de energía, alargar la vida útil de las fuentes presentes, disminución en las pérdidas y brindar mayor estabilidad y soporte a la red la cual se encuentra conectada.

Para determinar la gestión y proyección de la generación, es necesario tener en cuenta tres aspectos fundamentales en el comportamiento de este tipo de sistemas, como lo son en primer lugar, las condiciones ambientales, en segundo lugar, las condiciones de demanda bajo determinada hora del día y, en tercer lugar, el modelamiento del SH en las condiciones que se verá inmerso. La Figura **3.1** muestra la metodología utilizada en este trabajo para modelar estos tres aspectos de los sistemas híbridos de generación, con los cuales es posible determinar una gestión de la energía mediante una predicción con horizonte de 24 horas, y a su vez, determinar las variables que indican viabilidad del proyecto; también se observan tres grande bloques: el flujo de carga, el modelo de control predictivo y el análisis económico y financiero.

Otro aspecto a considerar, las resoluciones CREG-030 [11] y CREG 038 de 2018 [56] propone medir el nivel de un AGPE o un sistema de GD en función de la potencia instalada del transformador inmediatamente aguas arriba de donde se encuentra ubicado el SH, por lo cual, para el desarrollo del presente trabajo se decidió realizar dos perfiles de carga: residencial e industrial en las conexiones de baja tensión de la red, simulando la gestión de la energía y viabilidad para cada perfil, de tal manera que se modele el comportamiento esperado de los SHs en Colombia.

Con la finalidad de modelar los efectos y factores que influyen en el impacto de la carga, condiciones de irradiancia y temperatura y condiciones de velocidad del viento sobre el SH, se identificó la necesidad de modelar e implementar los siguientes modelos: un modelo que a partir de la capacidad instalada del SH, permita identificar dos perfiles de carga (residencial e industrial). Un modelo que permita determinar las condiciones eléctricas y comportamiento de las fuentes que integran el SH con la obtención de un flujo de carga para tener conocimiento de las variables: voltaje, corriente y potencia. Un modelo predictivo de control, que permita diagnosticar la generación de cada fuente a corto plazo. Un modelo financiero, que permita calcular la rentabilidad y factibilidad del proyecto, otro que permita determinar la cantidad de energía entregada de cada fuente según los equipos con los que se cuenta.

Las siguientes secciones muestran el estudio de alternativas, selección e implementación de los modelos anteriormente descritos de la siguiente manera:

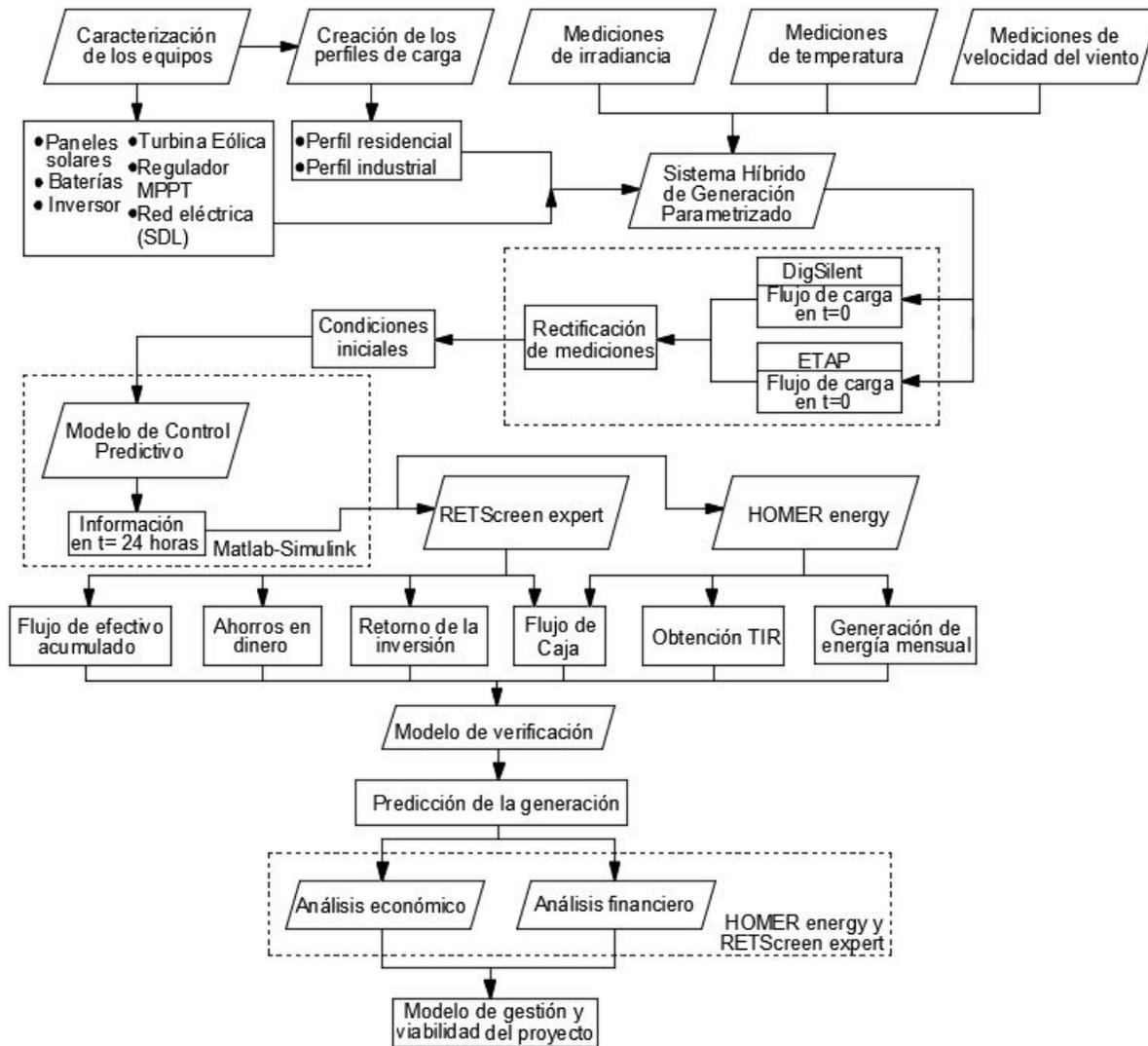


Figura 3.1: Diagrama de flujo para determinar la gestión de la energía en el SH.

3.1. Modelado de los Perfiles de Carga

Los cambios en la generación de las fuentes que conforman el SH son consecuencia también de la variación de la magnitud de la carga con resolución horaria, considerando también las condiciones meteorológicas. Para poder conseguir el objetivo de evaluar la gestión de la energía, se decidió realizar simulaciones computacionales de variables eléctricas a medir como lo son: tensión, demanda de energía, potencia activa. Con base en esta información, igual para todos los días en los que se obtuvo información climática, se implementó un modelo que caracterice el comportamiento de cada fuente horariamente. Por las razones expuestas anteriormente, se consideraron para este caso en particular dos perfiles de carga fijos de carácter residencial e industrial encargados de demandar la potencia proveniente de las fuentes. Cabe aclarar que para efectos del trabajo, se utilizaron perfiles fijos ya que de manera experimental, la demanda va a estar siempre variando dependiendo

de las necesidades de consumos del lugar de la instalación y por lo tanto del cliente final.

3.1.1. Descripción de la obtención de los perfiles

Pueden encontrarse estudios en donde a un nivel de tensión más alta, del que se maneja en el SH de este trabajo, los perfiles de carga pueden determinarse por medición directa, de puntos de suministro pequeños, como son los transformadores de una red de distribución donde no se suele tener tal nivel de detalle. En su lugar, se puede inferir un perfil de carga a partir de la facturación total del cliente y patrones habituales. Un ejemplo de un cálculo práctico utilizado por las empresas de servicios públicos es utilizar la lectura de demanda máxima de un transformador y tener en cuenta el número conocido de cada tipo de cliente proporcionado por estos transformadores. Este proceso se llama investigación de carga.

Para este caso en particular, inferir ambos perfiles de carga basados en datos históricos cargados en la página web de la empresa XM-Expertos en mercados [49] fue el procedimiento que se realizó. No hubiera sido posible contemplar colocar los mismos como demanda del SH estudiado ya que los perfiles que se encontraron corresponden a clientes finales residenciales e industriales que consumen una mayor cantidad de energía por hora, por lo tanto, se tuvo en consideración el valor máximo el cual la carga llegase a demandar en determinado momento y se ajustó por debajo con una holgura del 20 % respecto a la capacidad instalada del conjunto. Ahora bien, también la resolución de ambos perfiles fue reducida quedando un gráfico de barras en donde se simulará usando 8 y 5 magnitudes de resistencia para el cliente residencial como para el industrial, respectivamente. La anterior operación se realizó con el propósito de lograrla construir de manera física realizando toma de mediciones en campo, pero por motivo de la pandemia por el COVID-19 se procedió a estudiar el SH con los perfiles obtenidos.

Es de aclarar que la demanda eléctrica de un sistema es la intensidad de corriente, o potencia eléctrica, relativa a un intervalo de tiempo específico, que absorbe su carga para funcionar. Ese lapso se denomina intervalo de demanda, y su indicación es obligatoria a efecto de interpretar un determinado valor de demanda [36].

Los intervalos de demanda, son típicamente de 15, 30 o 60 minutos (intervalo de tiempo el cual fue seleccionado para la realización de los perfiles). Los lapsos de 15 o 30 minutos se aplican comúnmente en facturación, selección de la capacidad de equipos, estudios de balanceo y transferencia de carga. El intervalo de 60 minutos, permite construir “Perfiles de Carga Horarios”, con la realización de una estimación de la demanda, para el análisis de consumo de energía, determinar el rendimiento de dispositivos, y también para elaborar un completo de un posible plan de expansión del consumo energético y por lo tanto de las redes del sistema de distribución [35].

Para tener un valor aproximado de las variables eléctricas del SH durante el día se realizó la caracterización de los equipos que conforman el sistema, tomando de allí su potencia nominal. Se van a utilizar: dos paneles solares fotovoltaicos marca Sunset de 340 Wp, una turbina eólica marca Aleko de 400W, dos baterías conectadas en serie marca Hoppecke de 12V y 48 Ah cada una.

Según las especificaciones de las baterías del anexo número 4, podemos obtener los siguientes datos principales:

- Marca: Hoppecke.
- Tecnología: Plomo-ácido.
- Capacidad Máxima (C_{10}): 48 Ah
- Tensión nominal: 12 Vdc/cu. Se conectaron dos baterías en serie para obtener 24 Vdc en bornes.
- Profundidad de descarga (Pd): 50 %.
- Autonomía (A): 1 día

Por lo tanto, tomando los valores mencionados anteriormente y considerando la potencia nominal que cada FNCER en un momento dado de su operación llegaría a entregar a la instalación, a continuación se muestra la capacidad instalada del SH en la tabla **3.1**, considerando el cálculo realizado mediante las ecuaciones 2.30 y 2.31 donde se obtiene la capacidad del banco de baterías nominal de operación:

Tabla 3.1: Capacidad instalada del SH.

Tipo de fuente	Unidades	Potencia por fuente(W)	Potencia total
Panel Solar	2	340	680 W
Turbina eólica	1	400	400 W
Batería	2	261.815	523.63 W
Total			1603.63 W

3.2. Modelo Eléctrico del SH

Para cumplir el objetivo propuesto de gestionar y dar una predicción desde un punto de vista eléctrico del comportamiento del SH cuando en él influyen perfiles de irradiancia, temperatura, velocidad del viento y carga, es necesario caracterizar el estado inicial bajo ciertas condiciones meteorológicas, estado de carga de las baterías y valor de la carga resistiva en la hora cero previo a que dichas condiciones y la misma empiece a variar hora a hora. Esto significa que el modelo se basa en unas condiciones iniciales del SH para poder calcular un flujo de potencia. Puede pasar que depende de la carga en una hora especificada, si el SOC (State Of Charge) de la batería es alto, junto con la generación de las otras dos fuentes sea posible cubrir esta demanda; de lo contrario, si el SOC es bajo, aún con la generación de las fuentes renovables, es posible que tenga que comprar energía de la red.

A continuación se explicarán los modelos que se realizaron en ETAP y en DigSilent con el fin de obtener dichas condiciones iniciales, las cuales van a alimentar posteriormente el modelo de control predictivo y así, realizar una gestión y predicción de la energía en un lapso de las 24 hora siguientes.

3.2.1. Modelo realizado en ETAP

Con ayuda del software ETAP 18.1.1, por sus siglas en inglés Electrical Transient and Analysis Program, se puede tener una aproximación bastante acertada del comportamiento real de cada fuente y por lo tanto del sistema hablando en términos generales cuando ejecutamos un flujo de carga en un determinado instante del día que se requiriere analizar. Inicialmente se tenía pensado tomar mediciones en sitio para poder contrastar con los resultados obtenidos de la predicción del modelo en MatLab y del modelo eléctrico realizado en DigSilent pero fue imposible debido a la pandemia causada por el COVID-19, ya que las instalaciones se encontraban cerradas por orden del gobierno nacional, en el momento en que se iba a hacer la adquisición de los datos. Debido a lo anterior y teniendo en mente una segunda alternativa ante dicha problemática, se procedió a realizar un modelo del SH con ayuda del software ETAP para poder contar con una tercera base de resultados que se compararán y se podrá determinar la exactitud de los datos obtenidos reemplazando así, las mediciones físicas. Este software es una plataforma integral para el diseño, simulación y protección de redes eléctricas. ETAP no solo brinda soluciones para diseño de subestaciones, sino que también se especializa en generación, transmisión y distribución de sistemas de energía. El software se basa en la simulación predictiva, esto permite al usuario realizar análisis utilizando parámetros del sistema en tiempo real y también puede simular escenarios de "¿Qué pasaría si...?" para predecir si un equipo se encuentra funcionando de manera incorrecta, por ejemplo. ETAP también utiliza simulación preventiva, que permite al usuario ver cualquier alarma y advertencia automatizada, estas alarmas y advertencias se basan en eventos que podrías ocurrir potencialmente (cortes/tipos de contingencias) y se sugerirá una acción correctiva. Esta herramienta computacional utiliza el mismo planteamiento anterior explicado en el modelo eléctrico del SH (ver sección 3,2) por lo tanto, es basado también en las Ecuaciones 2.4 - 2.7.

Se seleccionó este software porque sus análisis siempre se verifican y validan con resultados de campo, mediciones reales del sistema y cálculos manuales. Además, permite el uso de fuentes en modo swing, tensión controlada y no controlada, pudiendo realizar múltiples conexiones entre los mismos equipos. La Figura 3.2 muestra el modelo realizado en donde la red eléctrica fue modelada con modo de operación de control de tensión ya que será la encargada de garantizar la magnitud de tensión en el bus donde se encuentra conectada la carga, el inversor X-tender se configuró en modo swing para que tomara la holgura de los flujos de energía en el sistema, es decir, la magnitud del voltaje y el ángulo de los terminales de las fuentes rotativas generadoras de energía permanecerán en los valores operativos especificados.

ETAP ofrece una gran variedad de elementos usados hoy en día en el ámbito eléctrico lo que permite diseñar con mayor detalle y flexibilidad un determinado sistema. A lo largo del documento se han mencionado las especificaciones de los equipos que conforman el SH, la Tabla 3.2 muestra las características tomadas del equivalente de red eléctrica simulado en el programa.

Tabla 3.2: Parámetros de la Red eléctrica.

Red eléctrica ID	Clasificación		Impedancia de sec. positiva			Impedancia de sec. cero		
	kVAsc	V	X/R	R	X	X/R	R_0	X_0
Red SDL	120	208	0,148	82435,38	12200,44	0,15	6671,06	987,3169

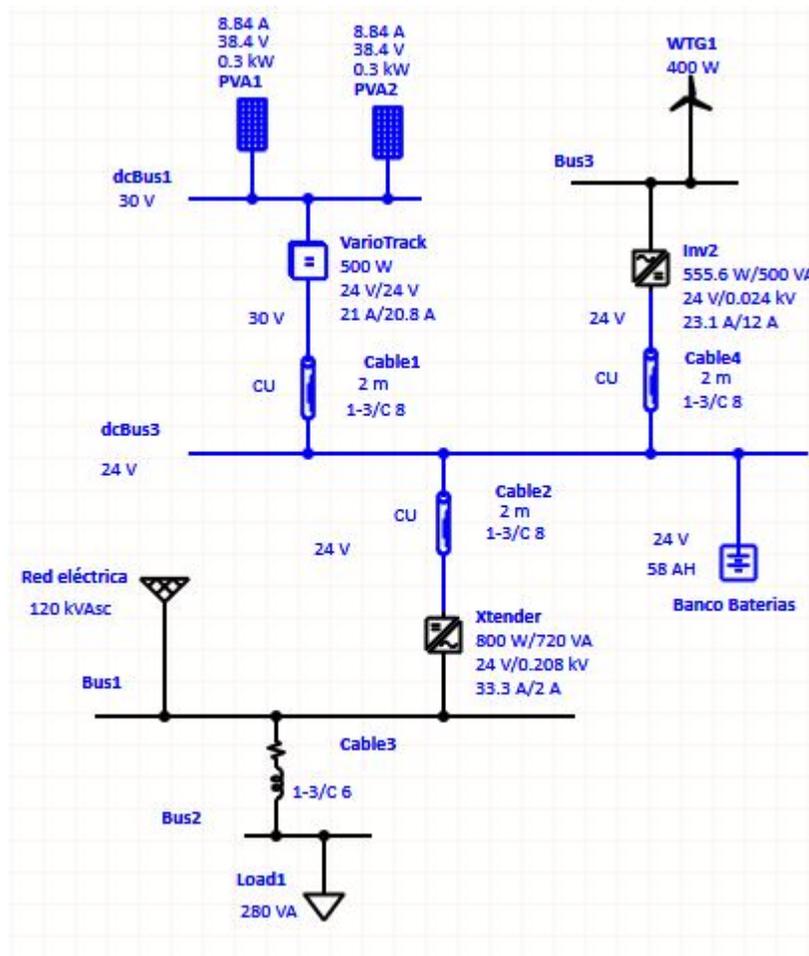


Figura 3.2: Modelo realizado en ETAP.

3.2.2. Modelamiento en DigSilent

Para el modelado eléctrico del sistema híbrido se utilizó el *software* DigSilent, el cual es capaz de simular los equipos y fuentes integradas en el SH, dictaminando así, con base en las características de los mismos, un flujo de potencia y condiciones de estabilidad del sistema. El SH es una red inteligente que posee grandes ayudas en los sistema eléctricos de potencia, que específicamente se trabajará en un sistema de distribución.

El SH es también conocido como una fuente de energía eléctrica que puede funcionar en dos escenarios principalmente: modo isla o interconectado a la red. El primero, es cuando la agrupación se encuentra separada del sistema eléctrico principal y de esta manera puede funcionar autónomamente según las condiciones de su infraestructura de operación. El segundo caso, es el que tratará este documento, en donde la agrupación de los equipos se encuentra conectada al sistema de distribución local (SDL) con el objetivo de considerar una estructura de distribución más eficiente y segura [38]. La Figura 3.3 muestra el diagrama unifilar plasmado en el correspondiente *software* con el fin de ejecutar un flujo de carga en el instante $t=0$, es decir, el día en el que se realizó la medición a determinada hora para posteriormente, la información suministrada por el

software sea introducida en el modelo de gestión de energía y sea evaluada la predicción del día siguiente de generación de energía.

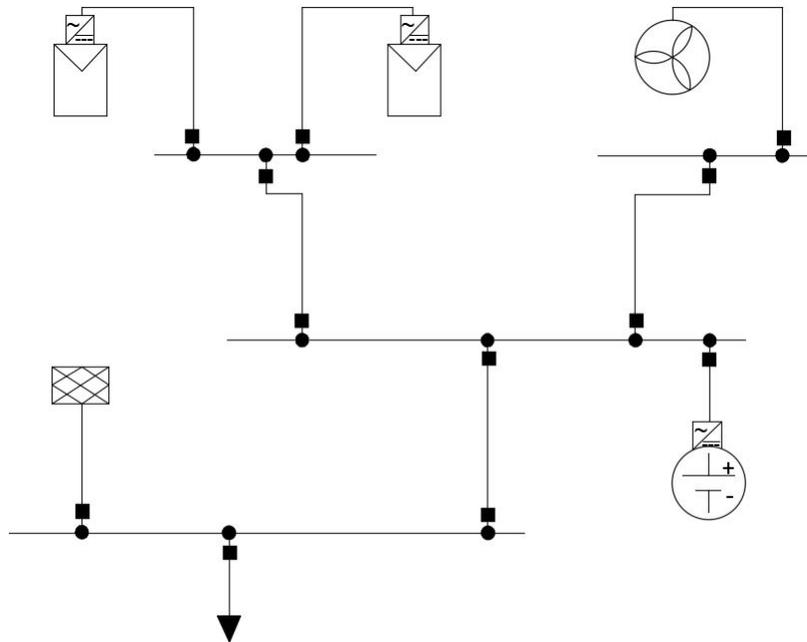


Figura 3.3: Diagrama unifilar en el software DigSilent para hallar las condiciones iniciales.

El *software* DigSilent se puede programar para que dicho flujo de potencia sea realizado por el método de Newton-Raphson ya que se desea averiguar la solución a un sistema de ecuaciones no lineales en un instante del día específico.

3.3. Modelo de Control Predictivo

Los insumos que se usan para alimentar este modelo de predicción son las condiciones iniciales proporcionadas por los resultados del flujo de carga realizado tanto con la herramienta computacional DigSilent como con ETAP gracias, a su vez, a los perfiles de irradiancia, temperatura y velocidad del viento usados en el modelo de Newton-Raphson como se muestra en la sección 2.12.2.

Por una parte, el modelo se compone de dos estructuras fundamentales para su correcto funcionamiento: un bloque MPC encargado de realizar el pronóstico de la generación por fuente del día siguiente y un bloque de planta, en el cual se muestra de forma gráfica el sistema teniendo en cuenta todos los elementos que conforman el mismo y conexiones entre sí. Es de aclarar que los datos usados en la Figura 3.4 fueron medidos y usados en la presente simulación.

Por otra parte, el modelo de la planta es el que se muestra en la Figura 3.5, en donde posteriormente se procederá a explicar cada componente que conforman el mismo. Cada elemento fue dispuesto de manera tal que cuando se compile la simulación, cada fuente de energía actúe bajo el modelo propuesto de predicción, obteniendo así resultados de la generación a corto plazo y en el tiempo estipulado.

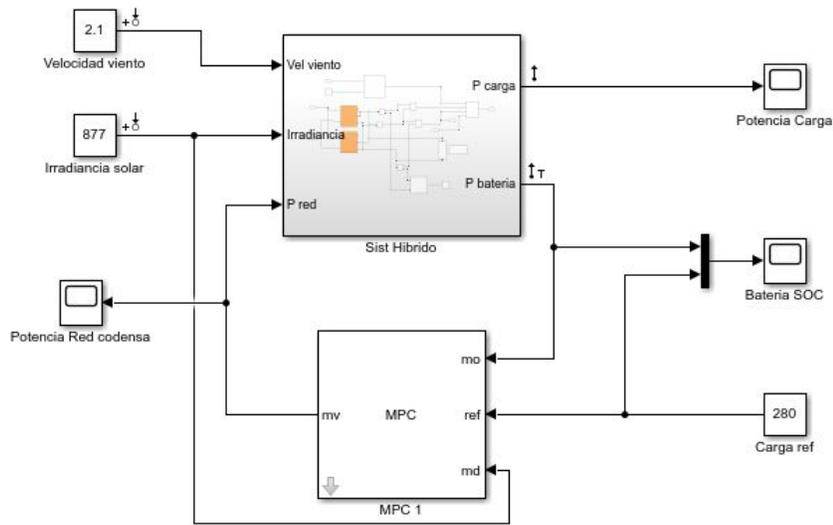


Figura 3.4: Diagrama de bloques del modelo MPC en Simulink.

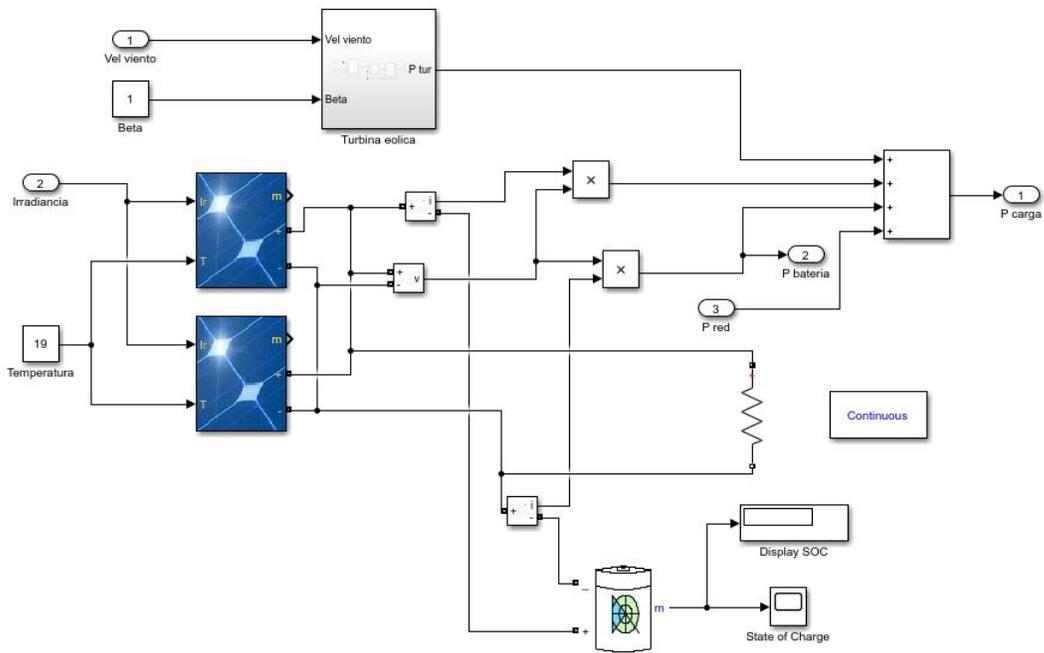
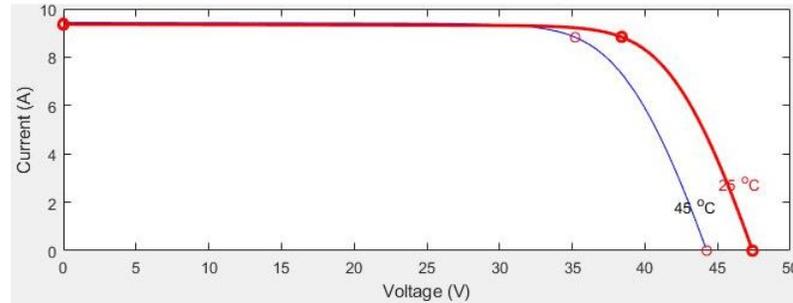


Figura 3.5: Diagrama de bloques del modelo de planta en Simulink.

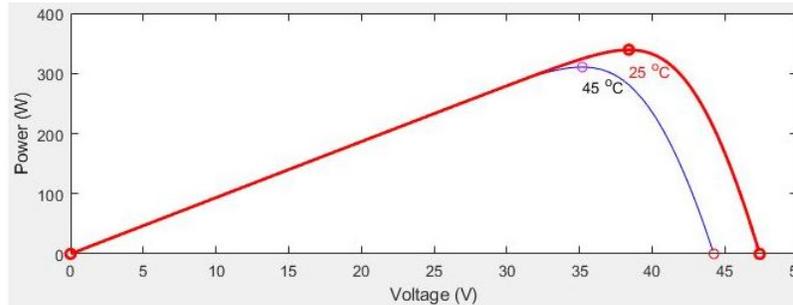
3.3.1. Predicción de la generación solar

Los paneles solares cuentan con dos curvas características que describen el comportamiento de sus variables de salida: tensión en bornes, corriente y potencia activa suministrada al SH. Dichas variables pueden ser calculadas y por lo tanto predecidas partiendo de un perfil de condiciones ambientales determinadas. La Figura 3.6 muestra estas curvas de los paneles fotovoltaicos que conforman la instalación bajo condiciones

STC (Standard Test Conditions), esto quiere decir que las mismas fueron obtenidas en base a una radiación solar o irradiancia (magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida como una potencia instantanea por unidad de superficie) de 1000 W/m^2 , temperatura de la célula fotovoltaica de 25°C y un valor espectral de 1,5 AM.



(a) Curva de Corriente V.s. Tensión de los paneles solares usados



(b) Curva de Potencia V.s. Tensión de los paneles solares usados

Figura 3.6: Curvas características de los paneles solares usados.

Por lo tanto, para calcular las condiciones reales de operación de los paneles se deben tener presente límites de variables climatológicas como lo son la temperatura ambiente y la irradiancia. La temperatura de la célula del panel se ve seriamente afectada cuando dichas condiciones cambian afectando la operación de los paneles solares. Las variables mencionadas anteriormente, se convertirán en los insumos principales del modelo, los cuales hacen referencia a la casilla Datos de entrada, en donde la Figura 3.7 resume la metodología descrita en la sección 2.12.3.

Las variables que se pueden hallar mediante las Ecuaciones 2.16, 2.17 y 2.18 varían y son directamente dependientes de las características de fabricación de los paneles, y principalmente de la irradiancia. El modelo autorregresivo seleccionado en la herramienta mide las correlaciones entre parámetros dependientes e independientes [41].

3.3.2. Predicción de la generación eólica

De la mano con la norma mencionada en [53], se acogen a ella varios modelos de predicción de la energía eólica. La Figura 3.8 explica el modelo seleccionado el cual también necesita predicciones meteorológicas para

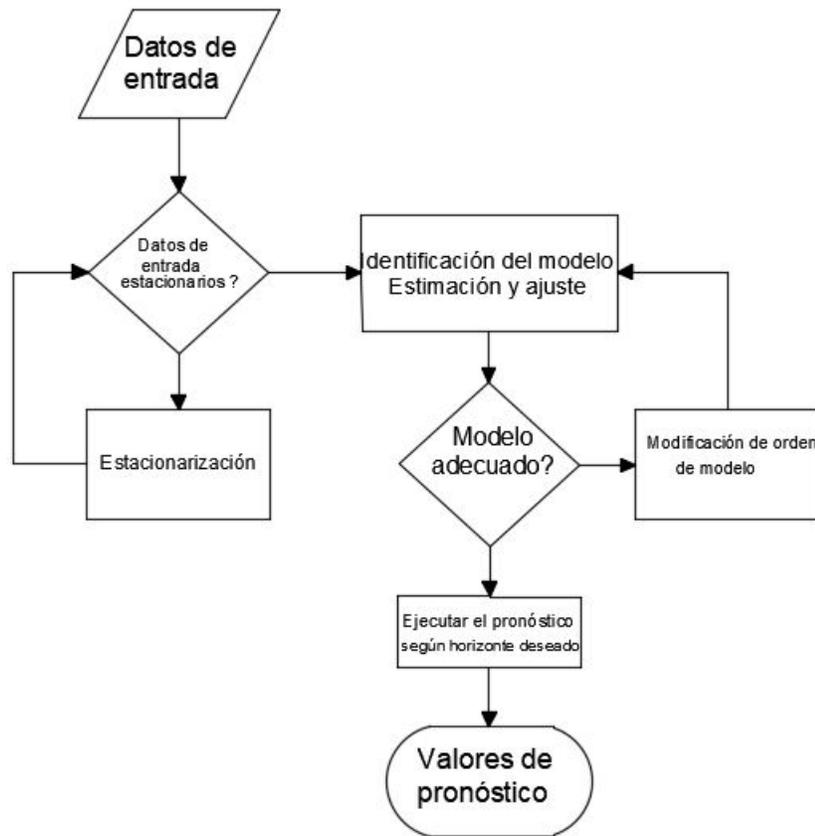


Figura 3.7: Metodología para implementación de la predicción de irradiancia con modelo ARMA.

el cálculo de la predicción de potencia eléctrica. Estas predicciones meteorológicas incluyen las previsiones de velocidad y dirección del viento en una serie de coordenadas geográficas, y cercanas a los emplazamientos de la turbina, pero para este proyecto solo se va a realizar la estimación de la potencia.

Si muchas de las turbinas eólicas se encuentran cercanas unas a otras, no es necesaria una predicción de viento específica para las coordenadas de cada turbina, sino que se pueden compartir coordenadas de previsión de viento. Actualmente, se utilizan previsiones meteorológicas de dos agencias principalmente: Las provenientes de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), que proporciona cada 6 horas predicciones de velocidad y dirección del viento con un horizonte de 56 horas, calculadas por el modelo atmosférico HIRLAM de 0.16 grados de resolución espacial e interpoladas a las coordenadas de interés, y las previsiones de viento generadas cada 12 horas por el modelo atmosférico del Centro Europeo de Predicciones (ECMWF), que proporciona predicciones con un horizonte de hasta 4 días. [42].

De acuerdo con lo anterior, se construye la gráfica de potencia contra velocidad del viento, es la que se muestra en la Figura 3.9 de color azul claro cuya Cut-off speed es de 11,5 m/s según las características de placa de la máquina [43].

A continuación, se muestra un paso a paso de cómo se construyó el modelo matemático del aerogenerador

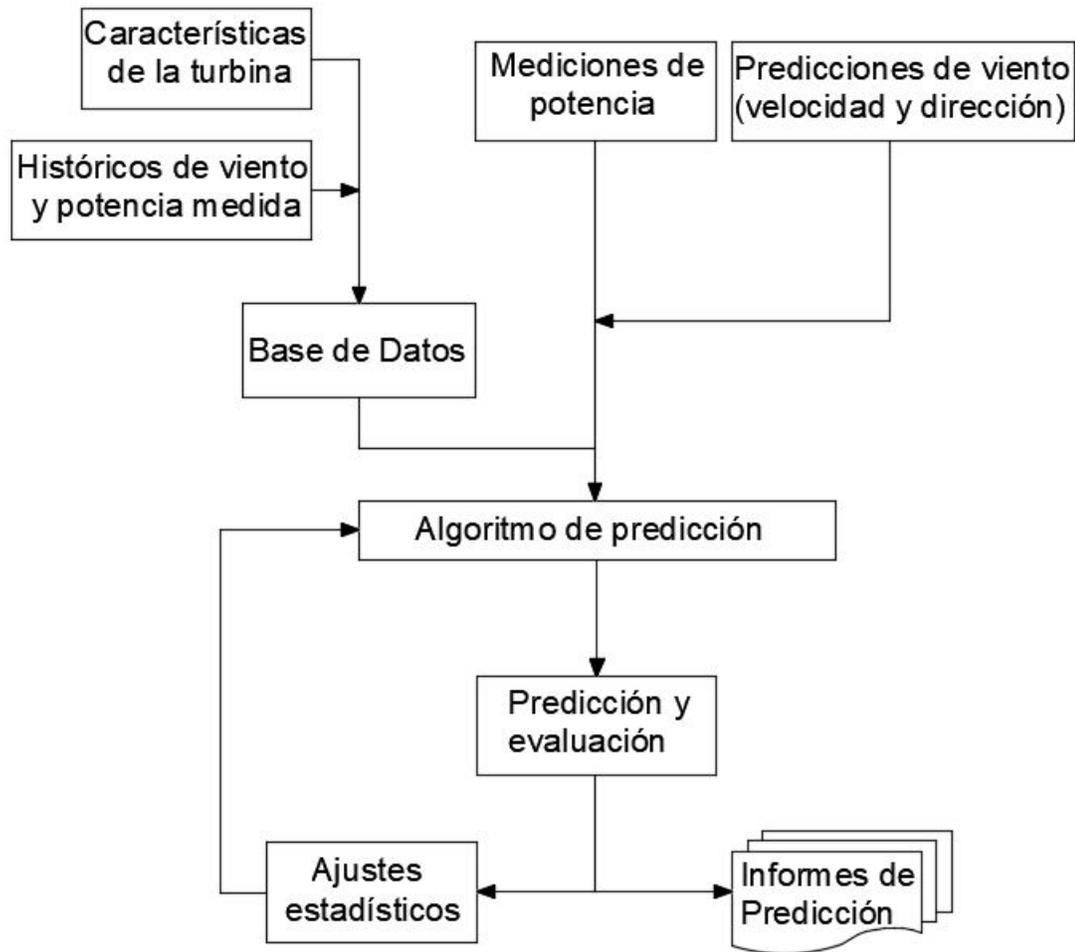


Figura 3.8: Diagrama de flujo modelo predicción turbina eólica.

de eje vertical para que por medio de la herramienta MPC de MatLab sea posible realizar un pronóstico de la generación de potencia. La Figura 3.10 muestra el diagrama de bloques resultante, que describe el comportamiento del aerogenerador usado. La caracterización de la máquina eólica tiene en cuenta dos variables fundamentales que el usuario tiene que digitar, se tratan de la velocidad del viento, con base a la explicación anterior este dato puede ser tomado de una estación meteorológica la cual cuenta con anemómetros, y adicionalmente, el ángulo pitch, es aquel ángulo que indica la desviación del eje de la turbina a como la dirección del viento atraviesa sobre la misma, variable que no se tiene en cuenta para este caso ya que se trata de una turbina de eje vertical.

La Tabla 3.3 muestra las variables que se tuvieron en cuenta para la elaboración de la gráfica mostrada en la Figura 3.9 la cual se adecua al comportamiento del aerogenerador usado. Cabe aclarar que se encuentra incluido el resultado obtenido de la ecuación 2.20 referente a las revoluciones por minuto nominales de la turbina.

El modelo se encuentra basado en ecuaciones características de una turbina de eje vertical. Se decidió

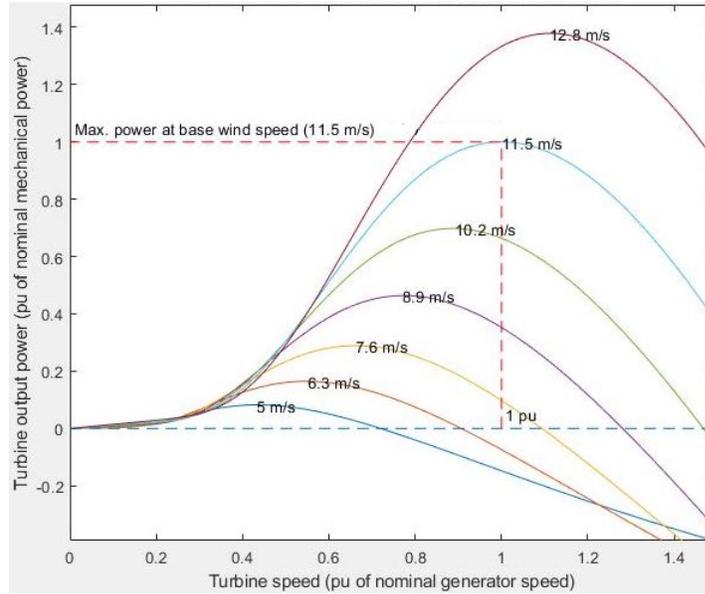


Figura 3.9: Curva P V.s. Velocidad angular de la turbina usada.

Tabla 3.3: Variables curva de Potencia V.s. Velocidad angular de la turbina eólica.

Parámetro	Valor
Voltaje nominal[V]	12/24
Velocidad de corte inicial[m/s]	2
Velocidad de corte final[m/s]	11,5
Densidad del aire[kg/m^3]	0,9625
Diametro[m]	1,4
RPM	156,87

presentar un desglosamiento del comportamiento de la máquina descrita bloque por bloque, lo que lo hace más flexible, para poder identificar y explicar las variables internas de funcionamiento de la misma y por lo tanto, poder llegar a describir su comportamiento bajo determinadas condiciones de velocidad del viento que van a ir cambiando a lo largo del día de medición. Se describen las variables de entrada y salida de cada bloque las cuales por medio de operaciones matemáticas y a partir de condiciones iniciales de funcionamiento se pueden establecer los resultados finales del modelo de bloques, que para este caso sería la potencia eléctrica entregada por la turbina dadas unas velocidades de viento como parámetro de entrada al primer bloque el cual corresponde al cálculo del par aplicado por el viento al eje de la turbina.

La Figura 3.10 muestra el diagrama de bloques consolidado, que describe el comportamiento del aerogenerador usado, simulando y relacionando variables mecánicas como lo son el par generado, el par inducido y la velocidad angular; como variables eléctricas como lo son la tensión, corriente y potencia generada por la rotación de la máquina. El modelo tiene en cuenta las variables que más afectan el desempeño de la turbina

eólica en terminos generales, ya que por el contrario, se cuentan con modelos de control que modelan la misma pero para este proyecto en particular se requiere explicar las variables que contempla el modelo.

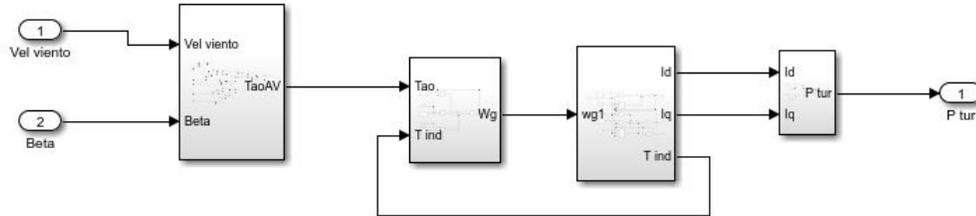


Figura 3.10: Diagrama de bloques del aerogenerador.

La Tabla 3.4 representa las constantes y parámetros entregados por el fabricante del equipo y que posteriormente serán reemplazados en la Ecuación 2.22.

Tabla 3.4: Variables aerodinámicas de la turbina eólica.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
C_1	0,73	C_6	13,2	d_1	0
C_2	151	C_7	18,4	d_2	0,06
C_3	0,58	C_8	-0,02	λ_{op}	6,28
C_4	0,002	C_9	-0,003		
C_5	2,14	d_0	0,02		

En segundo lugar, la Figura 3.11 representa la Ecuación 2.24 descrita por bloques, cuya función es describir el comportamiento mecánico del aerogenerador.

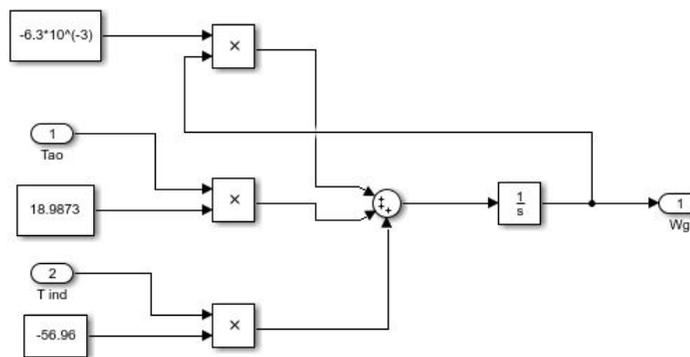


Figura 3.11: Diagrama de bloques del aerogenerador.

Posteriormente, gracias a la velocidad angular entregada a la máquina, se crea una corriente la cual se divide en I_d e I_q las cuales son descritas por medio de las ecuaciones 2.25, 2.26 y 2.27, haciendo referencia a

que la turbina convierte el movimiento rotatorio mecánico en energía eléctrica.

Finalmente, la corriente inducida genera una tensión y por lo tanto una potencia eléctrica la cual será entregada al SH y es descrita por la ecuación 2.28 en función de las corrientes ya que la tensión se deberá en lo posible mantener en su valor nominal.

3.3.3. Estimación de la carga de la batería

Teniendo en cuenta la caracterización inicial que se realizó en el capítulo 2, la Tabla 3.5 muestra los valores que se usaron para posteriormente, realizar un modelamiento de la batería usada.

Tabla 3.5: Parámetros seleccionados de la batería por celda.

VPC [V]	SG [$\frac{kg}{m^3}$]	Temperatura base de pruebas[°C]	Tiempo de descarga nominal [Horas]
2	1,8	25	10

Con base en la norma IEEE Std 485-1997 [46], la cual establece métodos para definir la carga con corriente continua (CC) y para dimensionar una batería de plomo-ácido para suministrar esa carga para aplicaciones de baterías estacionarias en operaciones de flotación completa. La instalación, el mantenimiento, la calificación, los procedimientos de prueba y la consideración de tipos de baterías que no sean de plomo-ácido están fuera del alcance de esta práctica recomendada. La norma cuenta con la Ecuación 2.32, donde NTP es el número total de placas y NPP es el número de placas positivas contenidas en la batería que para este caso es de 3 placas. La corriente de corto-circuito de la batería (I_{sc}) se encuentra especificada en el catalogo del fabricante o si no por el contrario no se encuentra este dato, se puede calcular con ayuda de la Ecuación 2.33 en donde en el mismo documento se puede encontrar la resistencia interna del dispositivo (R_p) medida por el orden de $m\Omega$ y la cual para este caso es de $0,88 m\Omega = 0,00088 \Omega$. Como ultima variable a tener en cuenta, el factor k es fácilmente calculable por medio de la Ecuación 2.34 una vez se ha calculado el valor de la corriente de corto-circuito y el cual representa el factor de conversión para transformar la corriente demandada de 1-minuto en amperios-hora, por ende, dicho factor es un valor adimensional estadístico y también depende de aspectos constructivos y de las características químicas de la batería.

La Tabla 3.6 muestra un resumen de los valores que se usaron para complementar el modelamiento de la batería.

Tabla 3.6: Variables de la batería.

NTP	Capacidad[Ah]	$C_{10}/1,8V$ [Ah]	k[%]	SCA[A]	R_p [Ω]
7	56	48	4735,4	2273	0,00088

3.3.4. Predicción de la energía demandada

La potencia resultante se va a encontrar variando dado a que las condiciones de los recursos solar y eólico no son constantes en el transcurso de un periodo previamente establecido. Dicha energía generada se va a encontrar variando también a medida que la carga varíe, es por esto que se realiza una estimación del fluido que se consumirá para poder proveer posibles contingencias si las condiciones meteorológicas no son favorables. Tanto los datos de irradiancia solar como la velocidad del viento fueron tomados de la página del Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). Dichos datos se tomaron con resolución mensual para poder tener un concepto más general del comportamiento del SH a lo largo del año [47].

Está claro, que el primer paso para diseñar un sistema híbrido consiste en determinar la potencia, el tipo de carga y el tiempo de trabajo de las cargas que serán conectadas al sistema. Agrupando por un lado las cargas de corriente continua y por otro las cargas de corriente alterna. Este proceso permite determinar la carga eléctrica total, y en consecuencia establecer el “caso más desfavorable” para la misma. El consumo eléctrico impone muchas de las características de la instalación, por lo que en la planificación de las necesidades se debe anotar todo lo relacionado con los diferentes aparatos eléctricos que serán la carga del sistema, en este caso se contará con una carga de tipo resistivo [47].

3.4. Modelo Financiero y Económico del SH

Cuando se realiza un análisis financiero se emplean ciertos métodos, técnicas y procesos para analizar la información contable. Con dicha información, se puede tener una impresión más clara de la situación actual y poder así ofrecer un pronóstico de la misma. Gracias al análisis financiero-económico se puede descubrir la solvencia y liquidez del proyecto para poder tomar decisiones sobre futuras inversiones. Este aspecto es muy importante a tener en cuenta ya que consiste en el análisis de los datos económicos y financieros obtenidos en cuanto a la viabilidad de la construcción del proyecto. Los siguientes indicadores señalan la razón de ser y viabilidad de cualquier proyecto: tasa interna de retorno (TIR), tasa de oportunidad (TO), tiempo de retorno de la inversión y valor presente neto (VPN).

En base a los resultados obtenidos se realizará una comparación entre la tasa de interés del mercado y la obtenida para poder estimar que tan viable y factible el proyecto es considerado. La tasa de interés del mercado representa el promedio general de la tasa de interés de oportunidad de las entidades y personas naturales que constituyen un grupo económico o el rendimiento que obtiene la mayor parte de las partes interesadas de dicho mercado. Una variable importante a tener en cuenta es cuando dichas tasas son muy altas, significa que se trata de inversiones en proyectos de alto riesgo.

La sección se organiza como sigue: En la subsección 3.4.1 se presenta la descripción y explicación en HOMER energy, y en la subsección 3.4.2 se presenta el modelo en RETScreen.

3.4.1. Modelamiento en HOMER energy

Dado que se realiza un estudio uninodal, el diagrama de bloques correspondiente del conjunto de equipos es el que se muestra en la figura 3.12.

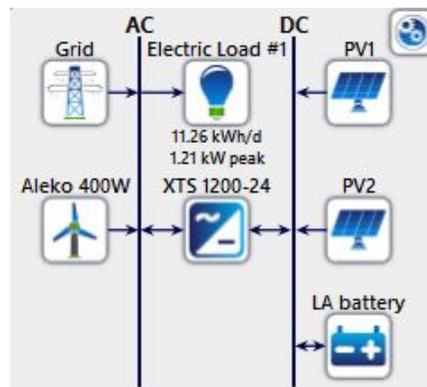


Figura 3.12: Diagrama de bloques en software HOMER energy.

Para proceder con el análisis económico mensual del SH, se tomaron los datos de irradiación del 2019, en la ciudad de Bogotá, que son mostrados en la Figura 3.13, de una estación meteorológica ubicada en seguida de los equipos. Según el parámetro de radiación solar global, entre los meses de enero a marzo, se presenta un aumento en esta variable, donde su promedio historico se registra en 4821 Wh/m^2 por día [49]. El índice de claridad registrada se sitúa aproximadamente en 0,5 debido a que los datos no presentan una desviación significativa.

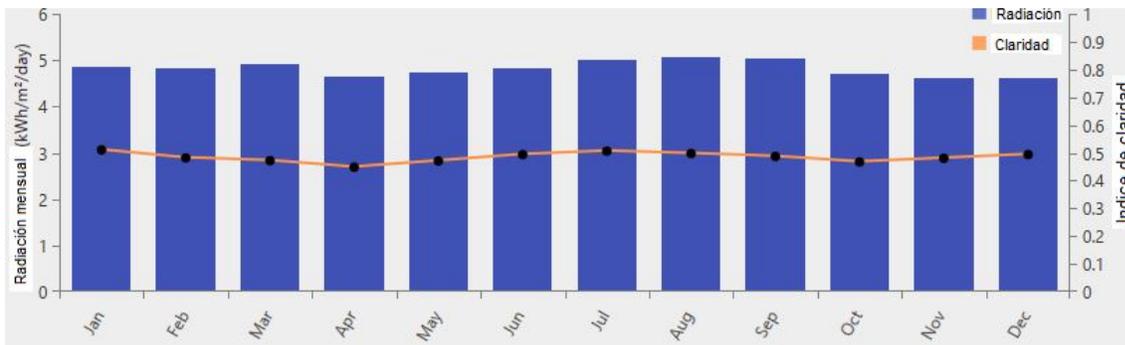


Figura 3.13: Irradiación mensual registrada en la ciudad de Bogotá modelada por HOMER energy.

En la Figura 3.14 se pueden observar datos históricos del año 2019 de la velocidad del viento y que entre los meses comprendidos de junio a septiembre se pudieron registrar velocidades de viento promedio de $2,5 \text{ m/s}$, esto es debido a que la Sabana de Bogotá, sitio donde se encuentra instalado el SH, está ubicada a gran altura y por eso recibe el impacto de vientos con velocidades superiores a la velocidad promedio anual.

Teniendo en cuenta que el flujo de caja del proyecto es un informe financiero que ilustra los movimientos de dinero ingresado y egresado de la caja, que ha tenido una empresa durante un periodo de tiempo determinado. Sin embargo, es posible también que un flujo muestre los movimientos de ingresos y egresos de efectivo neto que una empresa esperarí tener para un horizonte de tiempo determinado. El caso anterior, es conocido como flujo de caja proyectado, ya que muestra una proyección de los ingresos y egresos de efectivo, más no de los ingresos y egresos que ya ha tenido.



Figura 3.14: Velocidad del viento promedio mensual en la ciudad de Bogotá modelada en HOMER energy.

Al tener en cuenta las entradas y salidas de dinero que ha tenido el proyecto durante un intervalo de tiempo especificado, permite saber cómo el proyecto ha obtenido y gastado su efectivo. Con base a estos flujos es posible determinar: si es necesario reducir gastos, si es necesario aumentar el efectivo disponible. Por ejemplo, para una eventual oportunidad de inversión de nuevos equipos generadores de energía limpia, si es necesario pagar deudas, entre otros aspectos.

La Figura 3.15 muestra el flujo de caja del SH en un horizonte proyectado de 25 años, es el comportamiento ideal de un flujo de caja ordinario, ya que para cada año, se presentan ingresos muy minimos, esto es por influencia de capital de inversión inicial, costos de operación, costos de reemplazo y mantenimiento de equipos, costos que restan al ingreso. En el año cero, la inversión inicial del proyecto es de \$ 1.395.410 COP, para el resto de años de duración del proyecto se observa que sale dinero de la caja por concepto de operación y funcionamiento del SH. Al final del ejercicio, en el año número 25, el valor de salvamento de los paneles fotovoltaicos se esperaría que fuese de \$ 81.019 COP, valor que representa el importe estimado que el proyecto podría obtener actualmente por la venta del activo, una vez hubiera alcanzado la antigüedad o vida útil esperada.

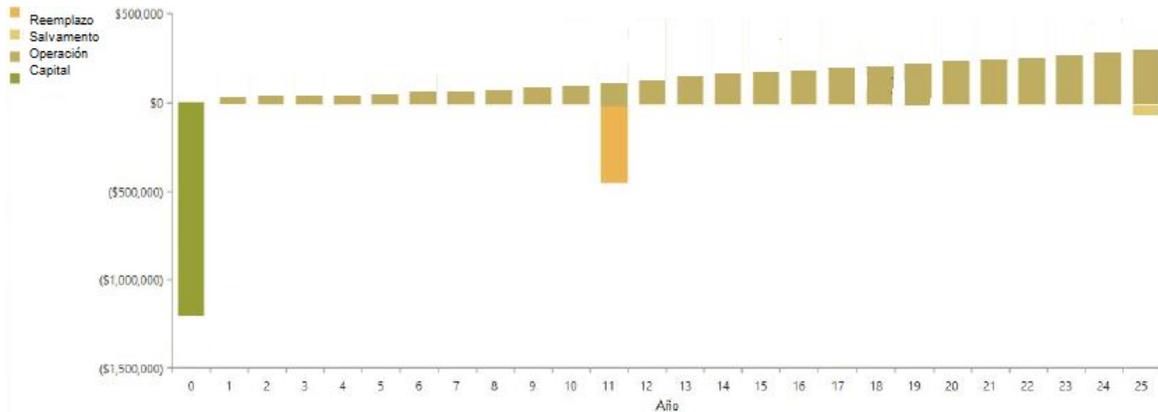


Figura 3.15: Flujo de caja del SH en un horizonte proyectado de 25 años.

Cabe aclarar que los datos introducidos respecto al perfil de carga residencial son los que se presentan

en la Figura 4.2 y los datos que se usaron para realizar la simulación en cuanto al perfil industrial son los de la Figura 4.3.

3.4.2. Modelamiento en RETScreen expert

Para el modelado financiero del SH se utilizó el *software* RETScreen expert, desarrollado por el Gobierno de Canadá. Permite modelar y analizar todo a que proyecto que involucre energías limpias. Así, se pueden llevar a cabo un conjunto de análisis: energético, de costos, de emisiones, financiero y de sensibilidad y de riesgo. RETScreen permite seleccionar la ubicación del proyecto de entre una diversidad de ciudades del país, y asocia a cada una datos meteorológicos extraídos de la base de datos de la NASA, por lo que le es posible realizar los cálculos pertinentes para adaptar las demandas energéticas del lugar seleccionado. Los sistemas fotovoltaicos tienen pocos componentes y su comportamiento no es lineal por lo que se vuelve un poco más complicado de modelar, sin embargo, RETScreen utiliza algoritmos simplificados para minimizar los requerimientos de los datos y para acelerar los cálculos, manteniendo al mismo tiempo un nivel aceptable de precisión. A su vez, los sistemas eólicos son otra tecnología compleja de modelar ya que disponen de más partes y son la razón por la cual el proyecto puede encarecer el capex inicial.

Los modelos de proyectos que se pueden realizar en el software incluyen: eficiencia energética (desde grandes instalaciones industriales hasta viviendas individuales), calefacción, enfriamiento (por ejemplo, biomasa, bombas de calor y calefacción solar de aire/agua), energía (incluyendo energías renovables como solar, eólica, hidráulica, geotérmica, etc. y las tecnologías convencionales como las turbinas de vapor/gas y los motores recoprocantes) y calor y energía combinados (o cogeneración).

El software permite crear un caso base, un modelo ideal el cual después de realizar las simulaciones respectivas, los resultados deberían estar cada vez más cerca a los datos ideales generados bajo unas características técnicas de instalación de los equipos, condiciones climáticas, costo de inversión de los equipos y costos de operación y mantenimientos de los mismos. El SH implementado se trata de un modelo On-Grid con el único propósito de generar ahorros a lo largo del tiempo en el consumo de los usuarios finales, ya que debido a su tamaño no es posible generar una mayor cantidad de energía para autoconsumo. La Figura 3.16 muestra un escenario base en donde realiza la simulación como si toda la energía se estuviera tomando de la red, un escenario propuesto por el usuario o la persona dispuesta a invertir y construir el proyecto, es decir, el SH planteado en este documento, y por último, un tercer escenario en donde se muestra ahorrada en MWh/año.

La Tabla 3.7 muestra en valores numéricos la predicción de la gráfica anterior teniendo en cuenta una disminución en la toneladas de dióxido de carbono producida por los gases de efecto invernadero (GEI).

3.5. Modelo de validación del sistema

Existen varias formas de dar una validación apropiada a modelos desarrollados en ordenadores con el propósito de verificar y dar fe de que la estructuración y paso a paso que se siguió fueron correctos y por lo tanto sus resultados fueron bastante aproximados a unos datos esperados. La verificación y la validación de los modelos de simulación realizados en un ordenador se llevan a cabo durante el desarrollo de una simulación

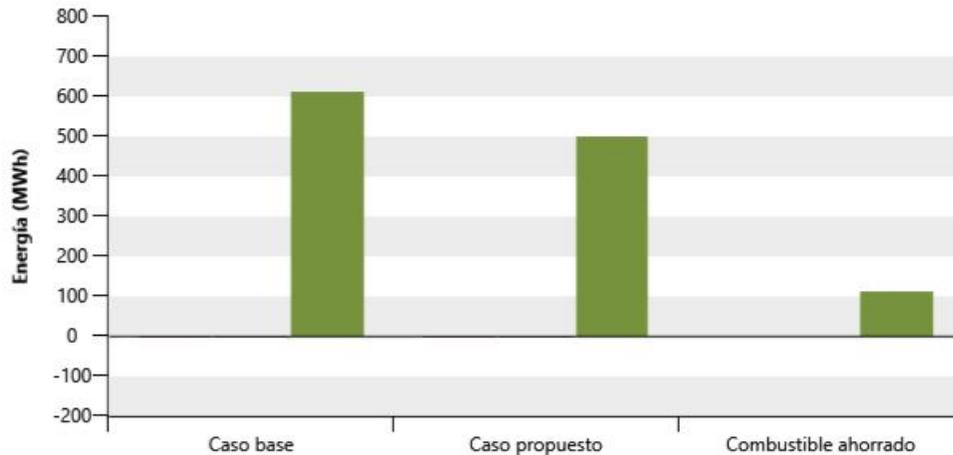


Figura 3.16: Energía ahorrada tomada de la red por la implementación del SH.

Tabla 3.7: Objetivo del proyecto.

Concepto	Energía tomada de la red[MWh]	Costo del combustible[\$]	Emisiones GEI[tCO ₂]
Caso Base	609	29.590	72,6
Caso Propuesto	486	23.683	56,5
Ahorros	123	5.907	16,1
%	20,2%	20%	22,2%

con el objetivo final de producir algoritmos matemáticos capaces de describir una situación física en formulas siendo precisas y creíbles. Los modelos de simulación se utilizan cada vez más para resolver problemas y ayudar en la toma de decisiones. Los desarrolladores y usuarios de estos modelos, los tomadores de decisiones que utilizan la información obtenida de los resultados de estos modelos y los individuos afectados por las decisiones basadas en dichos modelos son: todos con razón preocupados por si un modelo y sus resultados son correctos. Esta preocupación se aborda a través de la verificación y validación del modelo de simulación. Los modelos de simulación son imitaciones aproximadas de los sistemas del mundo real y nunca imitan exactamente el sistema del mundo real. Debido a eso, un modelo debe verificarse y validarse hasta el grado necesario para el propósito o la aplicación previstos de los modelos. La verificación y validación del modelo de simulación se inicia después de que se hayan documentado las especificaciones funcionales y se haya completado el desarrollo inicial del modelo. La verificación y validación es un proceso iterativo que tiene lugar a lo largo del desarrollo de un modelo.

El flujograma que se muestra, según la Figura 3.17, se muestra de forma gráfica la metodología que se siguió para comprobar la validez del modelo.

La validación verifica la precisión de la representación del modelo del sistema real. De esta manera, se define como "justificación de que un modelo computarizado dentro de su dominio de aplicabilidad posee un

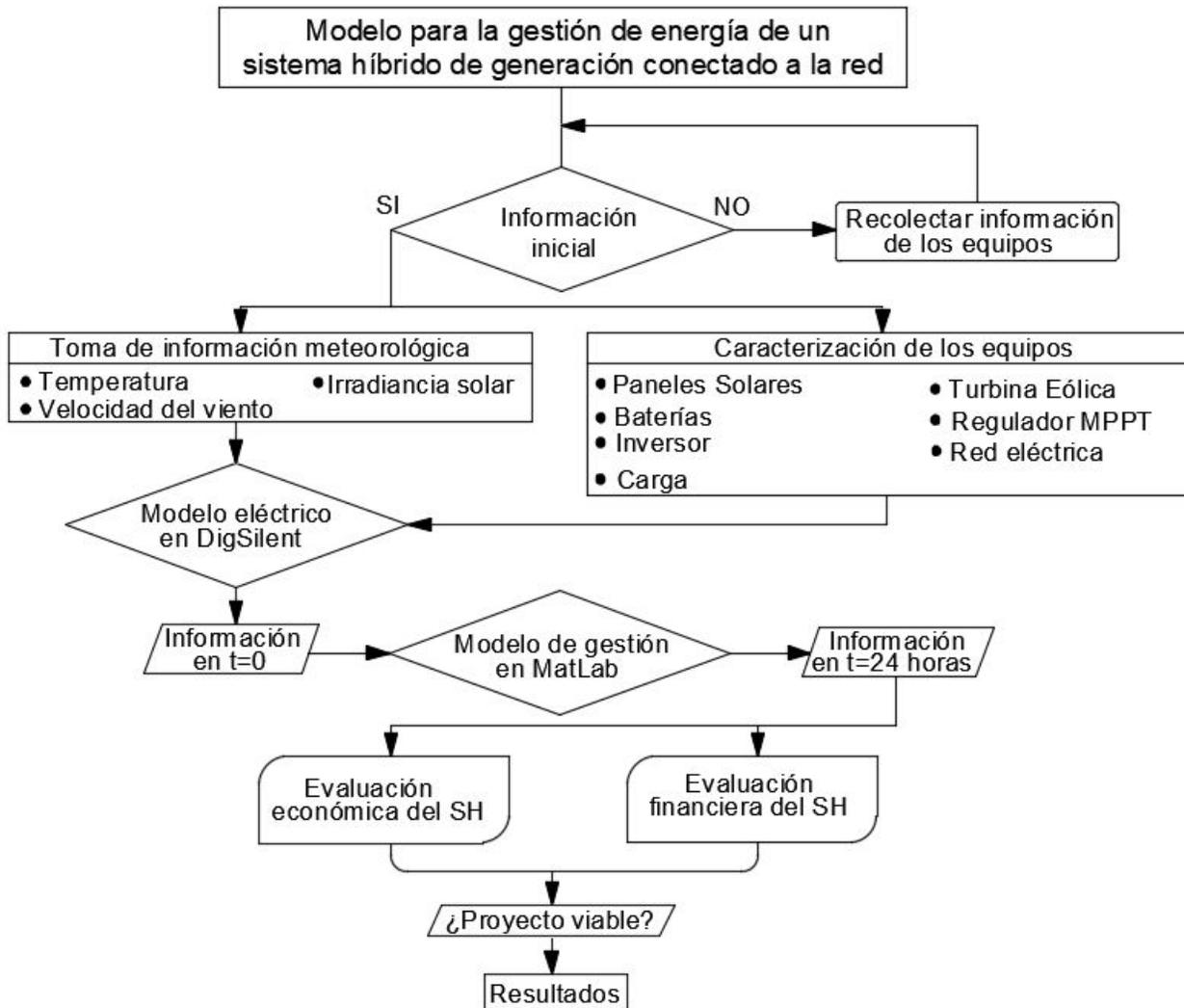


Figura 3.17: Flujograma para la validación del SH.

rango de precisión satisfactorio consistente con la aplicación prevista del modelo” [50]. Lo anterior se refiere a que un modelo debe construirse para un propósito específico o un conjunto de objetivos y su validez debe determinarse para ese propósito.

Hay muchos enfoques que se pueden utilizar para validar un modelo de computadora. Los enfoques van desde revisiones subjetivas hasta pruebas estadísticas objetivas. Un enfoque que se usa comúnmente es hacer que los constructores del modelo determinen la validez del modelo a través de una serie de pruebas.

Para consecuencia de este trabajo, se siguieron los siguientes tres pasos:

Paso 1. Construye un modelo que tenga una alta validez facial.

Paso 2. Valida suposiciones del modelo.

Paso 3. Compare las transformaciones de entrada-salida del modelo con las transformaciones de entrada-salida correspondientes para el sistema real.

Capítulo 4

Casos de estudio

Con la finalidad de estudiar la gestión de la energía y el comportamiento de fuentes de generación integrados en un SH conectado a la red en la ciudad de Bogotá, se propuso analizar el sistema mediante modelos eléctricos, de control predictivo de simulación, económico y financiero para poder determinar la viabilidad del mismo.

El capítulo se organiza como sigue: en la sección 4.1 se realiza la caracterización de los perfiles de carga, residencial e industrial, que harán parte de las simulaciones. En la sección 4.2 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de los modelos: control por medio de un MPC (ver sección 3.3) y eléctrico en Dig-Silent (ver sección 3.2) al SH conectado a la red. En la sección 4.3 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de los modelos: energético y económico realizado en HOMER energy (ver sección 3.4.1) y financiero realizado en RETScreen (ver sección 3.4.2). En la sección 4.4 se presentan los resultados tras realizar la simulación en ETAP, al no poder realizar mediciones físicas por causa de la pandemia causada por el COVID-19, sin embargo, se presenta el planteamiento para la implementación de las las cargas físicas resistivas haciendo uso del PLC. En la sección 4.5 se muestra los resultados de validación del modelo y el seguimiento que se tuvo en cuenta para la realización del proyecto. El sistema híbrido esta ubicado según lo muestra la Figura 4.1.



Figura 4.1: Ubicación del sistema híbrido analizado [35].

Los resultados obtenidos indican que el impacto en la generación de cada fuente depende del SOC de las baterías y principalmente de las condiciones meteorológicas. De esta forma si al iniciar la predicción se

tuviera un SOC bajo es más alto el impacto en la red que en el caso de tener un SOC alto. Debido al tamaño de la instalación son pocas veces en las que se contempla que el sistema generó energía adicional y por lo tanto debería ser inyectada a la red.

4.1. Resultados perfiles de demanda

Obtener e implementar los perfiles de demanda en el SH resulta de gran importancia en el momento de realizar la simulación del modelo de gestión ya que si se conectara una carga de poca magnitud, se alimentaría fácilmente de la fuente que en su momento le está proporcionando energía al sistema, por lo tanto no se vería una verdadera gestión del fluido energético dentro del SH. Ahora bien, si por el contrario se considera una carga de gran magnitud, tampoco se podría visualizar ni llevar a cabo determinada gestión ya que simplemente la red eléctrica se vería obligada a cubrir la demanda que exige la carga en todas las horas, dejando de alguna manera por fuera las demás fuentes de generación. A continuación, se muestran los perfiles de característica residencial e industrial obtenidos.

4.1.1. Perfil residencial

La Figura 4.2 muestra el perfil escogido, que describe de una manera aproximada un comportamiento residencial. La forma guía de dicho perfil fue tomada de la información pública de la página de la compañía XM-Expertos en Mercados[51]. Esta curva podría describir la demanda de energía de una casa, y para predecir con exactitud su consumo de electricidad, es esencial comprender los factores determinantes que la afectan, como lo son los dispositivos más comunes utilizados en el hogar, los hábitos de consumo de sus habitantes, el lugar en donde viven, entre otros factores [52]. La gráfica fue dimensionada teniendo en cuenta la capacidad instalada del sistema, dejando una holgura estimada del 20% por debajo y obteniendo así un valor de potencia máxima de 1400 W.

Simular este perfil es importante porque es el más común que se puede encontrar, además, hay varios ejemplos en los que los residentes quieren implementar un sistema que utilice FNCER para poder abastecer del fluido energético su propia vivienda, por lo que, este tipo de consumo responde mayoritariamente a las costumbres de vida de una familia en donde el consumo comienza a incrementarse desde la hora 6 hasta la 13, a partir de la cual se da un valle que dura hasta la hora 16 y luego se incrementa hasta alcanzar un pico máximo cerca de la hora 19 para comenzar a disminuir y llegar al nivel de valle nocturno.

El perfil a su vez se encuentra distribuido en ocho valores de resistencias, según lo muestra la Tabla 4.1, para poder observar cambios drásticos en la demanda como en el comportamiento de la generación.

Tabla 4.1: Valores de resistencia y potencia-Perfil residencial.

Hora	0-4	5	6-13	14-16	17	18-20	21	22	23
R[Ω]	25,71	20,57	13,89	18,04	12,85	10,28	12,85	16,07	20,57
P [W]	560	700	1036	798	1120	1400	1120	896	700

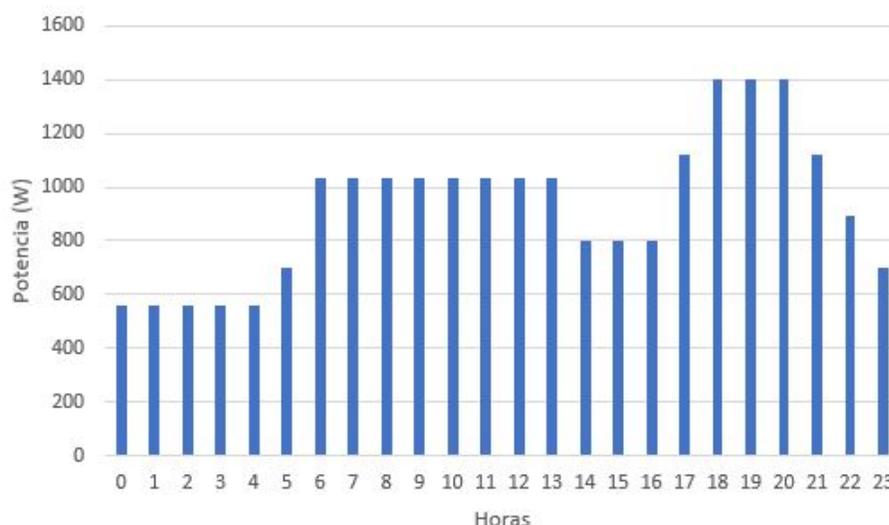


Figura 4.2: Perfil de carga residencial.

4.1.2. Perfil industrial

En términos generales, cuando hablamos de industria nos referimos a grandes procesos con múltiples equipos de generación, transformación y de carga en las cadenas de producción para poder obtener un producto final que será vendido a los clientes de la compañía. El objetivo ideal es contar con un perfil lo más uniforme posible como se muestra en la figura 4.3 con el propósito de planificar su producción, almacenar energía, introducir medidas de eficiencia energética específicamente enfocadas en el momento de consumo pico y así reducir la potencia reactiva y corregir el factor de potencia. Los desbalances intrahorarios presentados a lo largo del día, son consecuencia de: máquinas utilizadas en el proceso, horario de producción, mantenimientos programados, entre otros.

Al igual que el perfil anterior, la forma guía de este perfil fue tomada de la información publicada de la página de la compañía XM-Expertos en Mercados [51], la Figura 4.3 fue dimensionada de acuerdo con la capacidad instalada del sistema, dejando una holgura estimada del 20% por debajo y obteniendo así un valor de potencia máxima de 1400 W.

El perfil se encuentra distribuido en cinco valores de magnitudes de resistencias como se observa en la Tabla 4.2, para observar y realizar las mediciones pertinentes del comportamiento de las fuentes renovables. La efectividad de las medidas de gestión de carga depende del grado en el que sea posible incrementar, decrementar o reprogramar la magnitud de las cargas. La identificación de las cargas que pueden ser gestionadas y hasta qué extensión es una operación fundamental que será realizada antes de la implementación de cualquier programa de gestión de carga.

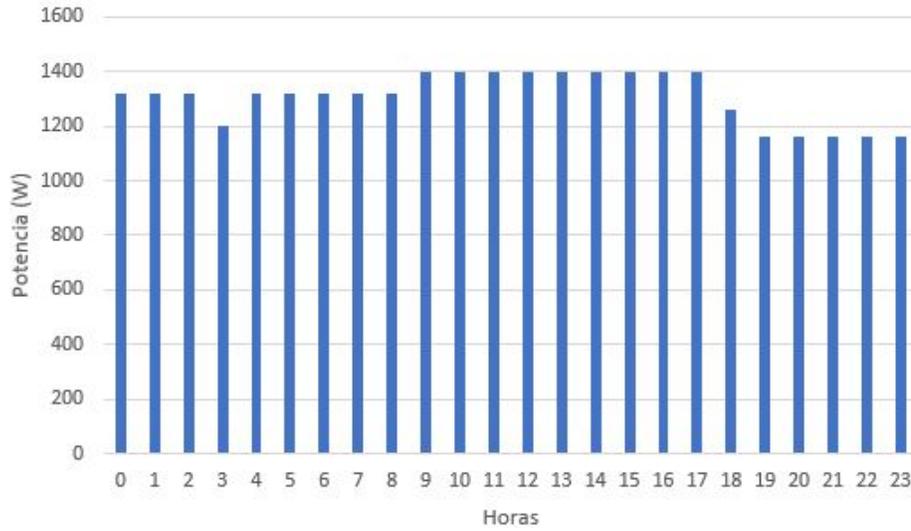


Figura 4.3: Perfil de carga industrial.

Tabla 4.2: Valores de resistencia y potencia-Perfil industrial.

Hora	0-2	3	4-8	9-17	18	19-23
R[Ω]	10,91	12	10,91	10,3	11,43	12,41
P [W]	1320	1200	1320	1400	1260	1160

4.2. Resultados del modelo eléctrico

Los resultados obtenidos en este punto son de gran importancia ya que se comportarán como los insumos del modelo de simulación MPC. Por la razón anterior, es necesario tener en cuenta realizar dichas simulaciones con herramientas computacionales fiables con el propósito de obtener alta precisión y exactitud en los datos obtenidos. Para el caso de estudio de este trabajo, los *softwares* ETAP y DigSilent fueron seleccionados para llevar a cabo tal fin.

4.2.1. Resultados de ETAP

La Figura 4.4 muestra de forma gráfica los resultados obtenidos por el software ETAP para un momento en específico ($t=0$ horas), en esta oportunidad, se tratan de los datos obtenidos si se harían mediciones horarias el día 01 de enero del 2019, ya que este software es capaz de tener una aproximación bastante acertada a las mediciones como si fueran tomadas físicas en sitio.

Cabe aclarar que tanto DigSilent como este programa tiene una manera diferente de calcular los resultados pero de igual manera se tratan de datos confiables y precisos en los que se puede tener una alta confiabilidad. Es de aclarar que los resultados obtenidos por el flujo de carga son reflejo del modelo de Newton-Raphson utilizado, al igual que con DigSilent, es un modelo usado comúnmente para realizar flujos de carga en sistemas

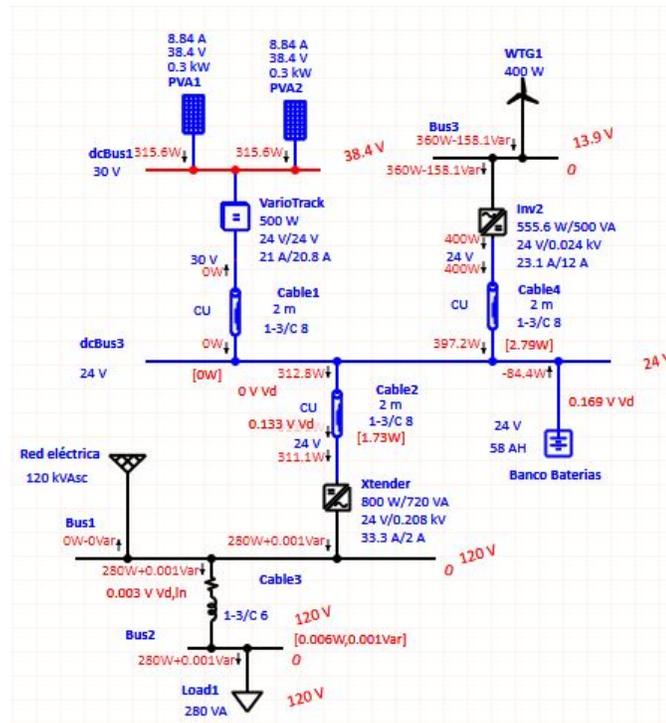


Figura 4.4: Resultados del modelo en ETAP.

de potencia que involucren numerosas fuentes, líneas y cargas. Al tratarse de un software bastante usado hoy en día, los resultados obtenidos fueron comparados con los obtenidos con el software DigSilent, ya que se planteó una manera de verificar los resultados después de ejecutar el flujo de carga y verificando que ambas herramientas computacionales arrojaran números similares, ya que posteriormente, dichos datos representan las condiciones iniciales del modelo de control predictivo.

En primera instancia, la Tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos después de ejecutar el flujo de carga AC del SH.

En segunda instancia, la Tabla 4.4 muestra los resultados obtenidos después de ejecutar el flujo de carga DC del SH.

4.2.2. Resultados de DigSilent

Como base para poder realizar la proyección a corto plazo, bajo el modelo MPC, es necesario saber la generación actual como un dato $t=0$, es decir, en un instante inicial o también y más comúnmente llamadas condiciones iniciales. La Figura 4.5 y la Tabla 4.5 muestran los resultados del día anterior de la estimación diaria al realizar el respectivo flujo de carga del SH utilizando el método de Newton-Raphson, donde se observa la generación de cada fuente y la energía demandada por la carga realizado en una hora determinada, pero para efectos del modelo descrito en la sección 3.3, se toma una simulación realizada horariamente a lo largo de un día de simulación. En esta oportunidad se logró simular un instante en donde se tiene una generación promedio por parte de los paneles solares fotovoltaicos, la máxima generación proporcionada por la turbina

Tabla 4.3: Resultados en AC

Bus		Bus de Carga				
ID	Tensión[V]	Fase	P.Activa[W]	P.Reactiva[kVAR]	%FP	Corriente[A]
Bus 1	208	A	288,21	0	100	0,8
		B	259,39	0	100	0,8
		C	288,21	0	100	0,8
Bus 2	208	A	288,21	0	100	0,8
		B	259,39	0	100	0,8
		C	288,21	0	100	0,8
Bus 3	24	A	329,08	0,1	91,6	9,5
		B	394,91	0,1	91,6	9,5
		C	329,08	0,1	91,6	9,5

Tabla 4.4: Resultados en DC

Bus de Carga				
ID	Tensión[V]	Fase	P.Activa[kW]	Corriente[A]
dcBus1	38,4	A	631,2	8,2
dcBus3	24	A	312,8	13

eólica y casi el máximo aporte de las baterías, por lo tanto es posible cubrir la demanda que exige la carga en una hora determinada y además, tendríamos un sobrante de energía. Debido a la razón anterior, dicha energía que no puede ser utilizada ni consumida por la carga, tiene que ser destinada a la carga de las baterías o bien, como última instancia deberá ser inyectada a la red.

Tabla 4.5: Resultados DigSilent en condiciones iniciales (t=0).

Elemento	Paneles	Turbina	Baterías	Red	Carga
Potencia [W]	421,8	400	520	1061,7	280
Entrega potencia al SH	✓	✓	✓	✓	
Toma potencia del SH			✓		✓

4.3. Resultados de la potencia demandada

A continuación se muestran los resultados obtenidos de las respectivas simulaciones que son objeto de estudio de este proyecto. Debido a que los resultados para ambos perfiles de carga son bastante similares, presentando una diferencia del 8,5%, se muestran únicamente los resultados del perfil residencial utilizado como un perfil promedio de comportamiento de demanda tal como se muestra en la Figura 4.2.

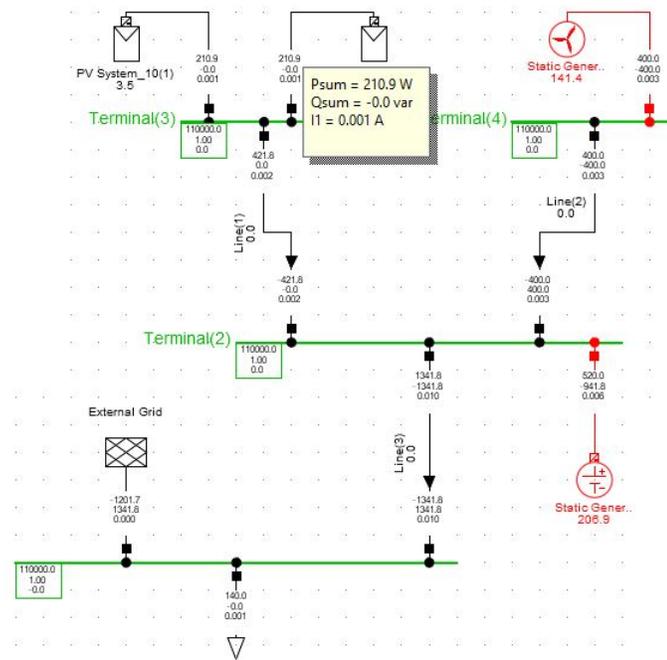


Figura 4.5: Diagrama unifilar del SH realizado en DigSilent.

4.3.1. Controlador MPC

La información obtenida después de compilar el modelo MPC muestra una predicción de la generación a corto plazo, para ser más precisos, del día siguiente, basados en tres perfiles principalmente: perfil de irradiancia, perfil de la velocidad del viento y el perfil de la demanda, todos con característica horaria. Dichos perfiles se refieren a los datos iniciales ingresados en el modelo correspondientes al día 01 de Enero de 2019. La Tabla 4.6 muestra los datos promedios tomados de la irradiancia y de la velocidad del viento de forma horaria en la ciudad de Bogotá, los cuales el modelo los requiere como las condiciones iniciales para poder empezar la simulación.

Ahora bien, para poder realizar la estimación de los datos del día siguiente, estos se deben tomar de manera horaria para poder incrementar la exactitud y así, disminuir el error. En primera medida, se halla la temperatura de la célula con ayuda de la irradiancia y del TONC que para este proyecto será de 45°C por medio de la Ecuación 2.15. En segunda medida, se procede a averiguar la potencia generada de los paneles solares fotovoltaicos por medio de la Ecuación 2.18 la cual es utilizada cuando el panel se encuentra con temperatura e irradiancia diferentes a las especificadas en un laboratorio de prueba en donde se generan las condiciones STC. En tercera medida, la potencia de la turbina eólica se ajusta de acuerdo a su curva de potencia contra velocidad del viento proporcionada por el fabricante, en cuarta medida, el conjunto de baterías puede proporcionar energía o bien pueden ser cargadas durante cierto tiempo dependiendo el comportamiento de las fuentes solar y eólica. Finalmente, la red entraría como última instancia a inyectar energía al SH en dado caso de que la generación renovable no fuera suficiente para cubrir la demanda de la carga. La Tabla 4.6 muestra las variables que se tomaron como base en un instante $t=0$ horas y también, las variables generadas por el MPC, es decir, en un instante $t=24$ horas.

Tabla 4.6: Resultados control MPC.

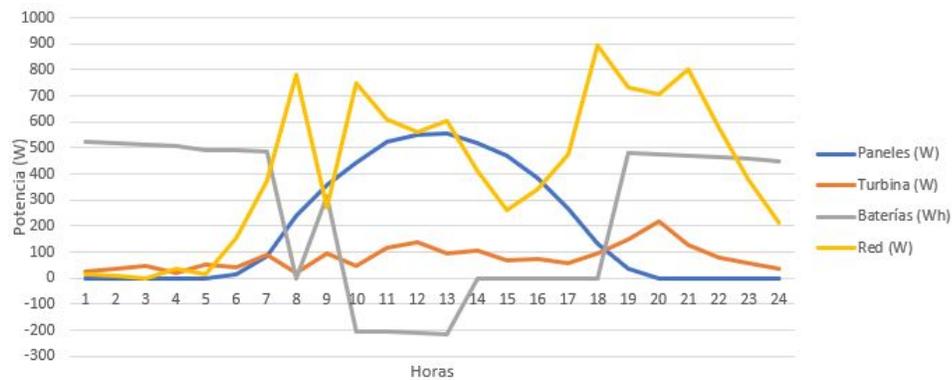
En t=0 horas				En t=24 horas			
Irradiancia [W/m^2]	Velocidad del viento [m/s]	T.amb [°C]	T.célula [°C]	Irradiancia [W/m^2]	Velocidad del viento [m/s]	T.amb [°C]	T.célula [°C]
0	2,9	11	11	0	6,9	11	11
0	3,2	10,7	10,7	0	6,2	13,7	13,7
0	3,5	10,5	10,5	0	3,5	16,5	16,5
0	2,7	9,9	9,9	0	2,7	18,9	18,9
0	3,6	10,2	10,2	0	7,6	16,2	16,2
20	3,3	10,1	10,72	27	4,3	17,1	17,94
120	4,3	12,3	16,05	120	5,3	12,3	16,05
350	2,7	14,9	25,83	360	3,7	24,9	36,15
550	4,4	16,3	33,48	552	5,4	18,3	35,55
705	3,5	18,3	40,33	706	6,5	19,3	41,36
850	4,8	19,2	45,76	858	6,8	27,2	54,01
900	5,2	18,8	46,92	913	6,2	31,8	60,33
920	4,4	19,4	48,15	924	5,4	23,4	52,27
850	4,6	19,9	46,46	851	8,6	20,9	47,49
750	3,9	19,1	42,53	758	7,9	27,1	50,78
600	4,0	17,7	36,45	612	4	29,7	48,82
400	3,7	16,1	28,6	412	6,7	28,1	40,97
190	4,4	14,1	20,03	194	7,4	18,1	24,16
50	5,4	13,7	15,26	56	9,4	19,7	21,45
0	6,5	13,2	13,2	0	7,5	25,2	25,2
0	5,0	12,9	12,9	0	9	17,9	17,9
0	4,1	12,7	12,7	0	6,1	19,7	19,7
0	3,7	12,2	12,2	0	6,7	19,2	19,2
0	3,2	12,2	12,2	0	3,2	17,2	17,2

Debido al tamaño del SH, se encuentra que no tiene la capacidad suficiente para atender la demanda solo con la generación de las fuentes y las baterías, si no que tiene que tomar energía de la red en la mayoría de las horas, sin embargo, hay horas en las que la generación presenta un aumento debido a un aumento de los recursos solar y eólico lo que permite cargar las baterías y considerando también el caso contrario, gracias al sistema de control RCC-03 se encarga de no dejarlas descargar a más de su profundidad de descarga, es decir, cuando las baterías llegan a un 70% de su carga total (366,54 Wh) el controlador las saca de funcionamiento

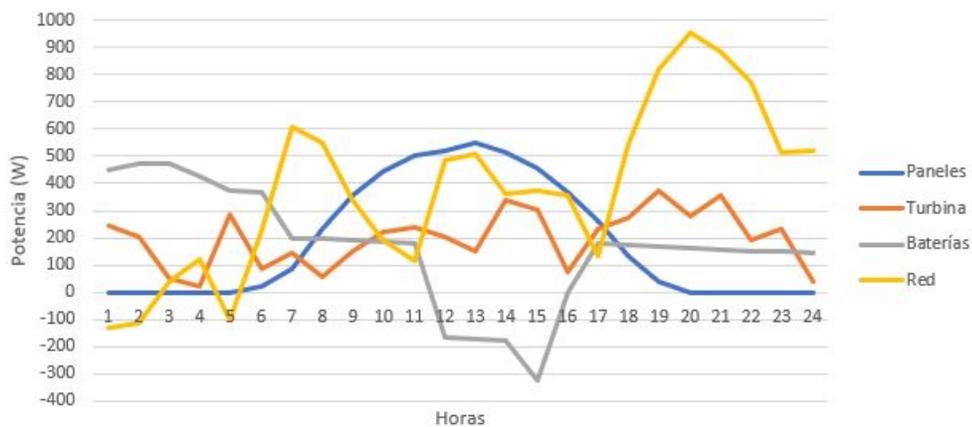
a no ser que en ese instante empiecen a tomar carga de alguna fuente de generación o de la red. Adicionalmente, a manera de simulación se considera para ambos instantes que la batería se encuentra cargada completamente en la hora cero, esto quiere decir que se tendrá que tomar más energía de la red por cada vez que la batería llegue a su mínimo SOC. Considerando ahora dos casos reales, el primero el cual en la hora cero no se tenga disponibilidad de las baterías, bien sea por presentar un SOC igual o inferior al estipulado en el manual del fabricante en donde no se vería reflejados aportes por parte del elemento almacenador, por su parte se tendría que contar con más energía tomada de la red; y el segundo caso, si el SOC se encontrará entre el 70% y 100% en cuyo caso el SH podría disponer de energía proporcionada por las baterías. A continuación, se presentan los resultados obtenidos del MPC para el perfil residencial y para el perfil industrial:

Caso perfil residencial

Por una parte, la Figura 4.6 a) muestra el comportamiento de las fuentes y de la red en un instante $t=0$ horas, es decir, se tratan de las condiciones iniciales del SH a lo largo del día estudiado bajo el perfil residencial; por otra parte, en la Figura 4.6 b) se muestra el comportamiento de las fuentes a corto plazo.



(a) Curva P V.s. Horas de cada fuente en instante $t=0$. usados



(b) Curva P V.s. Horas de cada fuente en instante $t=24$ horas. usados

Figura 4.6: Resultados obtenidos por el MPC bajo el perfil residencial.

Una vez se cuenta con las condiciones iniciales de operación, obtenidas por medio de los *softwares* ETAP y DigSilent, el modelo MPC realiza la predicción de la energía entregada al SH o bien, para el caso de las baterías, la energía entregada como almacenada. Al tratarse de un perfil cuya característica es residencial, en un instante $t=0$, se contarán con horas de demanda pico como horas en las cuales la misma no será tan elevada, es decir, se hablaría de una demanda tipo valle. Aquellos instantes en donde se cuente con demanda tipo valle, las baterías aportarán soporte al sistema en gran cantidad considerando poca generación solar en la mañana y entrada la tarde del día, ya que en donde se presenta una amplia ventana solar, los paneles empiezan a cubrir dicha carga, quedando un pedazo sobrante entre las 9:00 de la mañana y la 1:00 de la tarde, el cuál será destinado para carga de los elementos almacenadores. Por su parte, la turbina eólica se va a encontrar aportando solo en una porción dado que las condiciones de viento para ese día no fueron lo suficientemente favorables.

Ahora considerando el escenario $t= 24$ horas, el comportamiento de las fuentes es bastante similar al estudiado en el escenario anterior. Para este caso, se observa nuevamente cómo las baterías se encuentran cargándose a mediados del día en donde se tiene una generación solar y eólica importantes, así la energía proporcionada por la red es menor. De las horas 18 a 24 el aporte de las baterías es considerable pero ya no se cuenta con recurso solar, por esta razón en cuanto a la energía tomada de la red se refleja un aumento significativo de consumo.

Cabe aclarar que este tipo de demanda es variable ya que presenta tanto momentos de mayor consumo como de menor consumo a lo largo del día. En la práctica, no se presentará este comportamiento lo que hace que la gestión diaria del sistema sea cambiante a medida que la demanda también lo haga, por lo que, en situaciones así, se reflejará mayor dinamismo en el comportamiento y en la gestión del sistema, con diferencia al perfil industrial.

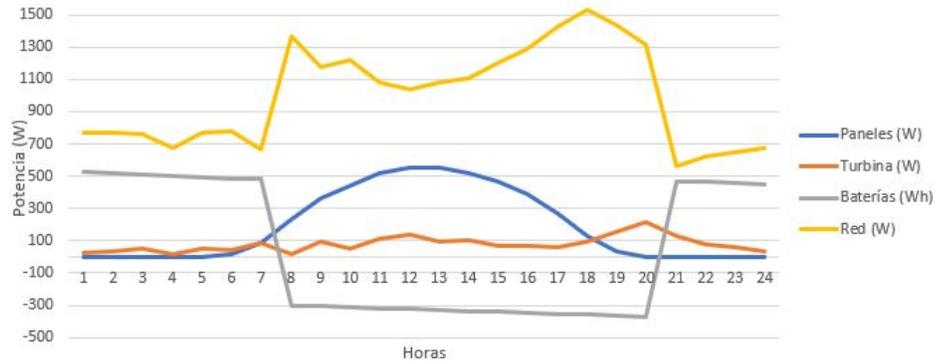
Caso perfil industrial

La Figura 4.7 a), al igual que el caso anterior, son los resultados obtenidos, bajo el perfil industrial, en condiciones iniciales. Al tratarse de este tipo de comportamiento en la demanda, el SH va a tener mayor exigencia en cuanto a la demanda de las baterías y la red. La potencia entregada por los paneles solares y por la turbina eólica son idénticos a los estudiados en el capítulo anterior ya que fueron simulados el mismo día bajo las mismas condiciones meteorológicas, lo que obliga a las baterías y a la red a cubrir la cantidad de demanda sobrante. En la hora 7 se observa que los elementos almacenadores alcanzaron un SOC del cual no pueden seguir proporcionando energía al sistema, por lo que es trabajo de la red cubrir la demanda faltante y empezar con el cargue de las baterías.

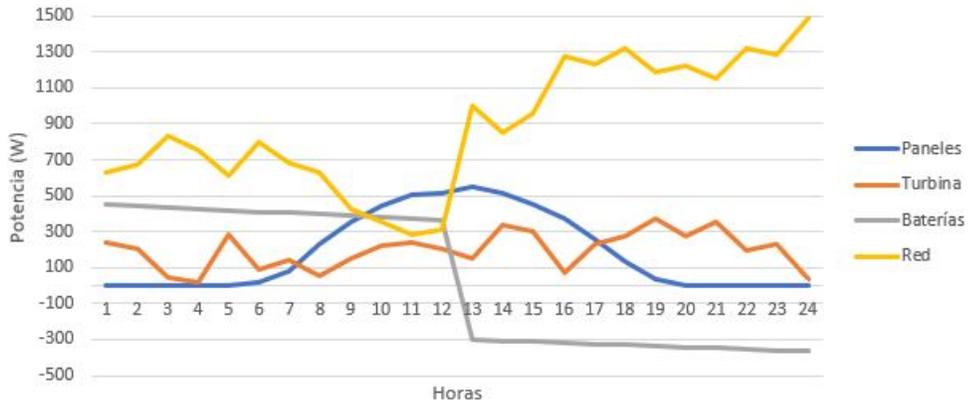
Los resultados de la Figura 4.7 b), se encuentran ubicados en un instante $t =24$ horas. Al igual que bajo las condiciones iniciales, la batería puede proporcionar energía hasta que llegue a su SOC de fabricación, por lo tanto de la hora 13 a la 24 se observa un aumento significativo en la energía tomada de la red ya que dichos consumos están destinados a cubrir la carga faltante y adicionalmente, a empezar a cargar las baterías para dar continuidad a un ciclo siguiente.

Una ventaja de este tipo de demanda, a diferencia del tipo de demanda anteriormente estudiado, es que al ser la mayoría de las horas constante y sobretodo si analizamos el comportamiento de generación de las fuentes, se va a contar con un aporte similar, teniendo en cuenta el total de generación diaria, en comparación

a los tomados en $t=0$ con los datos proyectados en $t=24$ horas. La turbina eólica va a jugar un papel como soporte de la generación, pero cuando se encuentren entregando energía los paneles solares y las baterías se verá reflejada una disminución en la cantidad de energía tomada de la red. Por el contrario, si estos dos tipos de generación no se encuentran presentes, el SH tomará mayor cantidad de energía de la red de distribución.



(a) Curva P V.s. Horas de cada fuente en instante $t=0$. usados



(b) Curva P V.s. Horas de cada fuente en instante $t=24$ horas. usados

Figura 4.7: Resultados obtenidos por el MPC bajo el perfil industrial.

4.4. Resultados Modelo financiero y economico del SH

En todo proyecto resulta importante tener conocimiento de las variables económicas y financieras para poder llevar trazabilidad de lo que en un inicio se calculó, tenga similitud después del tiempo de ejecución y puesta en marcha del SH. Dichos resultados dan un panorama amplio si se quiere llevar un seguimiento en donde, dado el comportamiento del SH bajo determinadas variables climáticas, se pueda hacer la debida trazabilidad de los costos versus los ingresos generados a lo largo del ejercicio. Cabe resaltar, que dicha clase de sistemas son implementados para brindar estabilidad, confiabilidad a la red, generando ahorros tanto

económicos como en la cuantificación de la energía. Para tal fin, se obtuvieron el valor de las variables y métricas tanto para el perfil de demanda residencial como para el industrial.

4.4.1. Resultados HOMER energy

Perfil residencial

Debido a los condiciones de irradiancia por mes, presentadas en la Figura 3.13 , es más rentable realizar la generación de energía tomada de los paneles fotovoltaicos y de la red de distribución para cubrir la demanda residencial. Lo anterior, es debido a que la generación solar se caracteriza por ser un poco más estable que la generación eólica. No es rentable la utilización de la turbina eólica ya que no se justifica entrar en gastos de mantenimiento para que dadas las condiciones de viento, no proporcione una cantidad de energía significativa al sistema y así, ahorrar costos al comprar energía de la red. La Figura 4.8 muestra esta opción como la más viable entre muchas otras, es decir, es la configuración adecuada para ahorrar costos de generación, costos de operación y mantenimiento. El *software* HOMER energy nos entrega como resultados del modelo planteado varias opciones, mostrando para cada una de ellas: costo presente neto, costo de la energía comprada (CE), costo de operación (CO) , costo de inversión (CI) y la fracción de energía renovable (RF por sus siglas en inglés).

Arquitectura						Costo				Sistema
						CPN(\$)	CE(\$)	CO(\$/año)	CI(\$)	RF(%)
✓	✓	✓	✓	✓	✓	\$15.4M	\$ 290.13	1.084907M	\$1.395411M	18.90
✓		✓	✓	✓	✓	\$15.7M	\$ 295.14	1.158714M	\$0.6991021M	9.47
	✓		✓	✓	✓	\$15.7M	\$ 295.14	1.158714M	\$0.6991021M	9.47
			✓	✓	✓	\$15.9M	\$ 300.00	1.232736M	\$0	0.00
✓	✓		✓	✓	✓	\$17.6M	\$ 330.61	1.1735M	\$2.401633M	18.96
✓		✓	✓	✓	✓	\$17.8M	\$ 335.65	1.24785M	\$1.698269M	9.46
	✓		✓	✓	✓	\$17.8M	\$ 335.65	1.24785M	\$1.698269M	9.46
			✓	✓	✓	\$18.2M	\$ 341.89	1.323864M	\$1.046958M	0.00
✓	✓	✓	✓	✓	✓	\$18.2M	\$ 341.69	1.142564M	\$3.398092M	20.84
✓	✓	✓	✓	✓	✓	\$20.3M	\$ 382.17	1.232411M	\$4.388132M	20.74

Figura 4.8: Resultados simulación HOMER energy del perfil residencial.

Aunque dada la pequeña capacidad nominal de potencia de los paneles y la turbina, es de esperar que aproximadamente el 80 % de la demanda sea cubierta con energía tomada del SDL según se muestra en la Figura 4.9. La generación promedio por mes se estima en 0,35 *MWh/mes* para las fuentes de generación solar y la red eléctrica.

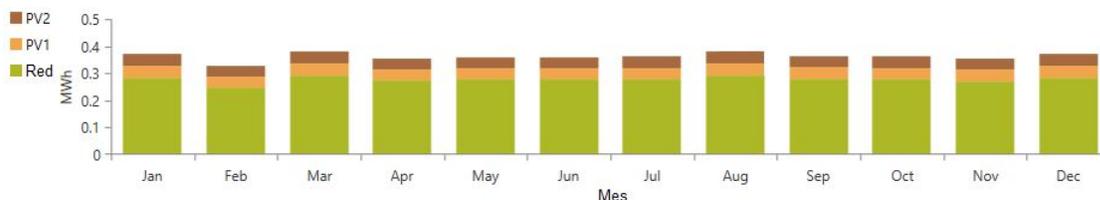


Figura 4.9: Generación de energía mensual.

A pesar de que el sistema alimentaría una demanda residencial, tal vez no se vería expuesto a los costos por mantenimiento preventivo frecuentemente en cuanto a la turbina y la periodicidad de eualización de las baterías. Se realizó la comparación entre un caso base y un sistema cuya característica es comportarse de la manera más económica, brindando el mismo comportamiento y viabilidad del caso planteado. La Tabla 4.7 muestra los resultados de los datos obtenidos en base a lo anterior mencionado.

Tabla 4.7: Resumen de costos

	Caso Base	Sistema de menor costo
Capital Inicial	\$0.00	\$410.102
Costo de operación	\$231.702	\$165.712
Costo de la energía	\$400.00	\$329.09

Por otra parte, la Tabla 4.8 muestra tres métricas principales que describen la viabilidad del proyecto. La TIR nos muestra una medida relativa de la rentabilidad, el principal problema es que en base al número de periodos, corresponderá el orden de la ecuación a resolver, entre más alto sea este porcentaje en menor tiempo es recuperada la inversión inicial. Es un proyecto viable ya que en base a la inversión inicial, la TIR es lo suficientemente alta para recuperar el total de lo invertido inicialmente en periodo menor a 5,7 años. La variable retorno de la inversión (ROI de sus siglas en inglés) se encuentra ubicada en un valor importante ya que por cada peso invertido en el proyecto se esta recuperando 0,121 pesos de beneficio.

Tabla 4.8: Métricas económicas del proyecto

Métricas económicas	
TIR(%)	16,3
ROI(%)	12,1
Retribución (años)	5,7

Perfil industrial

Los resultados obtenidos para este perfil son bastante similares a los obtenidos anteriormente para el perfil residencial porque se establece la misma configuración como el SH viable: dos paneles solares y red de distribución. A diferencia del anterior, la Figura 4.10 muestra un aumento en la energía tomada de la red, ya que en comparación al perfil anterior, hay horas en las que se esta consumiendo mayor cantidad de energía durante el día de medición.

La generación fotovoltaica permanece constante pero es necesaria la ayuda de la red nuevamente para poder cubrir la demanda industrial. En la Figura 4.11 se observa que la carga es alimentada únicamente bajo el mando de estas dos fuentes de energía de la misma manera que en el caso residencial.

Se realiza nuevamente la comparación entre un caso base y un sistema de menor costo, como lo muestra la Tabla 4.9, en donde se observa un aumento significativo en el aumento del capital inicial y en el costo de operación del SH. Lo anterior es porque la demanda exige una potencia demandada mayor, acelerando la vida útil de los equipos, esto se refleja en que se tiene que incurrir en costos de mantenimiento con mayor frecuencia que el caso residencial.

Arquitectura										Costo				Sistema		
						PV1(kW)	PV2(kW)	Aleko(W)	Bateria(kW)	Red(kW)	Xtender(kW)	CPN(\$)	CE(\$)	CO(\$/año)	CI(\$)	RF(%)
✓	✓		✓	✓		0.34	0.34			999,999	0.29	\$15.4M	\$ 290.17	1.08M	\$1.40M	18.90
✓			✓	✓		0.34				999,999	0.145	\$15.7M	\$ 295.15	1.16M	\$699,102	9.47
	✓		✓	✓			0.34			999,999	0.145	\$15.7M	\$ 296.15	1.16M	\$699,102	9.47
			✓	✓						999,999		\$15.9M	\$ 300.00	1.23M	\$0	0.00
✓	✓		✓	✓		0.34	0.34		0.52	999,999	0.292	\$17.6M	\$ 330.64	1.17M	\$2.40M	19.00
✓			✓	✓		0.34			0.52	999,999	0.145	\$17.8M	\$ 335.65	1.25M	\$1.70M	9.46
	✓		✓	✓			0.34		0.52	999,999	0.145	\$17.8M	\$ 335.65	1.25M	\$1.70M	9.46
			✓	✓					0.52	999,999	0.0134	\$18.2M	\$ 341.89	1.32M	\$1.05M	0.00
✓	✓	✓	✓	✓		0.34	0.34	400		999,999	0.291	\$18.2M	\$ 341.76	1.14M	\$3.40M	20.84
✓	✓	✓	✓	✓		0.34	0.34	400	0.52	999,999	0.288	\$20.3M	\$ 382.25	1.23M	\$4.39M	20.74

Figura 4.10: Resultados simulación HOMER energy del perfil industrial.

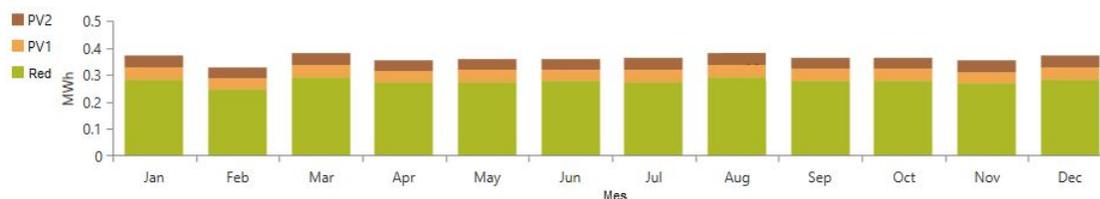


Figura 4.11: Generación de energía mensual.

Tabla 4.9: Resumen de costos

	Caso Base	Sistema de menor costo
Capital Inicial	\$0.00	\$1,40M
Costo de operación	\$1,23M	\$1,08M
Costo de la energía	\$300	\$290,17

El perfil exige mayor energía demandada, es por eso que a pesar de que los paneles cumplir con proporcionar gran parte de su generación, se tiene que extraer obligatoriamente energía de la red para cubrir estos vacíos de energía faltante, incurriendo en costos adicionales al adquirir este recurso. La Figura 4.10 muestra una TIR de 9,8 %, la cual es precisamente un valor esperado para una buena viabilidad del proyecto ya que se recuperaría la inversión inicial en ocho años. La tasa de retorno de la inversión indica, para este caso, que al finalizar el periodo de horizonte establecido, 25 años, se tendrá de ganancia \$ 0,066 por cada peso invertido, lo cual presente un comportamiento más lento que el perfil residencial.

Tabla 4.10: Métricas económicas

Métricas económicas	
TIR(%)	9,8
ROI(%)	6,6
Retribución (años)	8,0

4.4.2. Resultados RetScreen expert

En el horizonte de los veinte años, la Figura 4.12, muestra indicadores que dan cuenta de la superación del margen cero, es decir la línea abscisa. En consecuencia, bien sea la estructura de costos del negocio no se encuentra desfasada con respecto a las realidades del mercado ó la financiación por parte de los accionistas ha sido suficiente. Es un indicador del resultado de una empresa al tener presentes los intereses y costes financieros, que dependen de la forma en que está financiado el proyecto y los tipos de interés.

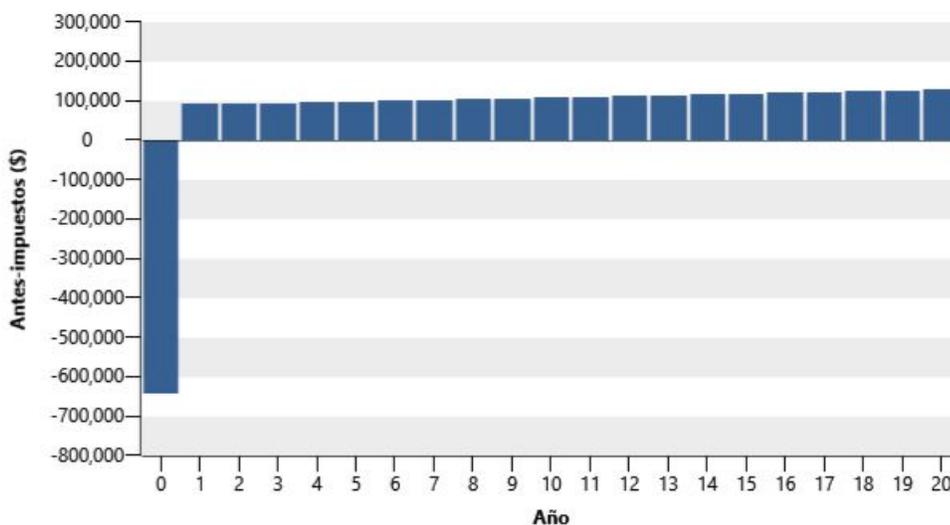


Figura 4.12: Flujo efectivo anual del proyecto antes de impuestos.

Si nos referimos al flujo acumulado del efecto durante el ejercicio, Figura 4.13, se observa un incremento en el flujo de efectivo, proporcional a lo demostrado en la distribución antes de impuestos, lo cual se deriva del ahorro generado por el sistema en el horizonte de tiempo estipulado.

Se evidencia que la distribución anual del valor presente neto es positiva en todo el tiempo, esto es porque la carga demanda la energía generada de las fuentes renovables y no hubo necesidad de tomar electricidad de la red, generando así ahorros en la facturación mensual.

El proyecto genera a lo largo de su trayectoria de funcionamiento un ahorro considerable, esto es porque, si el SH es implementado de manera residencial, la demanda de la misma se ve afectada por el sistema generando ahorros mensuales los cuales se pueden ver reflejados en el flujo de caja. La Figura 4.14 refleja este comportamiento de dinero ahorrado para el caso residencial. Guardadas las proporciones, considerando el mismo sistema, pero ahora para un tipo de demanda industrial, tal vez el consumo del fluido se verá afectado tan solo en una pequeña proporción. Las fuentes renovables proporcionan energía al sistema de tal manera que que la demanda total será atendida tanto por ellas como por la red, por esta razón, la energía tomada de la red será menor. Cabe aclarar que, dadas las características de las FNCER y la carga, no será posible generar energía excedente para posterior ser inyectada a la red en base a los lineamientos de la resolución CREG [11], el sistema esta diseñado y planeado para obtener ahorros económicos mensuales.

El pronóstico de la energía generada, en la Figura 4.15 concuerda en gran trayectoria de la vida de funcionamiento del proyecto con respecto a la generación real del mismo.

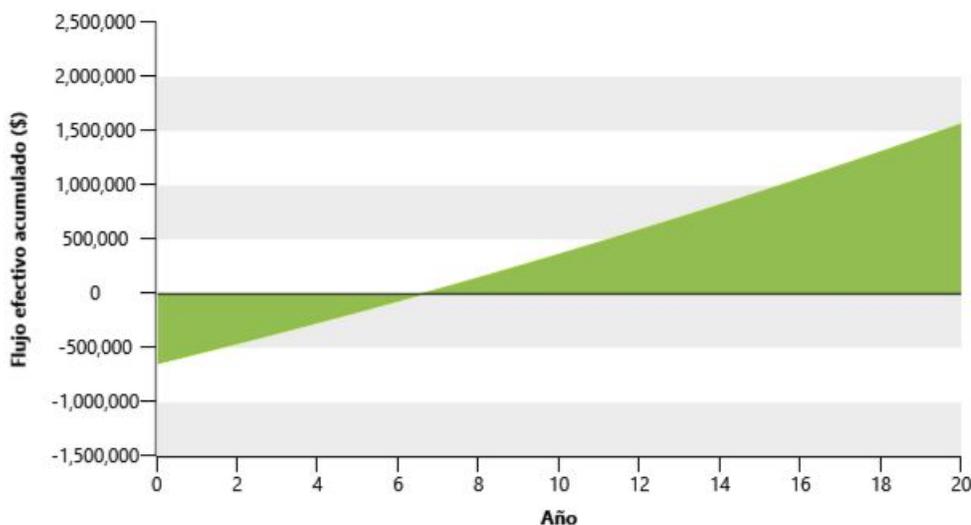


Figura 4.13: Flujo efectivo acumulado del proyecto.

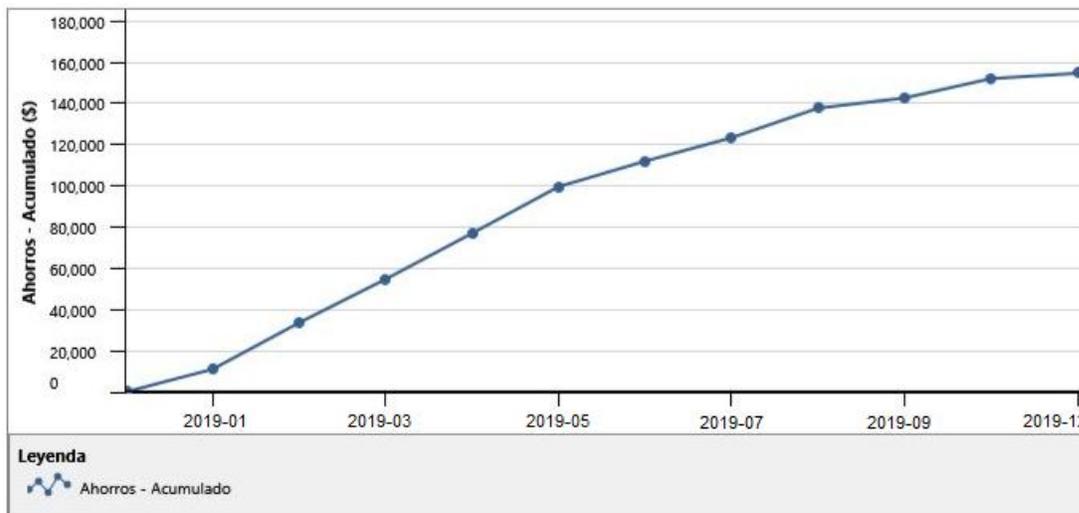


Figura 4.14: Ahorros generador del proyecto a lo largo del año evaluado.

El proyecto se encuentra expuesto a unos riesgos como los que muestra la Figura 4.16. Se tienen en cuenta los principales riesgos en el momento de la unificación del SH, en cuanto a escenarios operativos, indicadores económicos y financieros y escenarios técnicos, llevados todos a VPN. Como era de esperarse, el costo inicial causa un gran impacto en el momento inicial de la planificación, pero a lo largo de que transcurre la vida útil del proyecto, se tendrán que realizar mantenimientos preventivos, costos que afectan en su momento, pero que se ven reflejados cuando la vida útil se alarga y genera mayores beneficios por su energía exportada a la red.

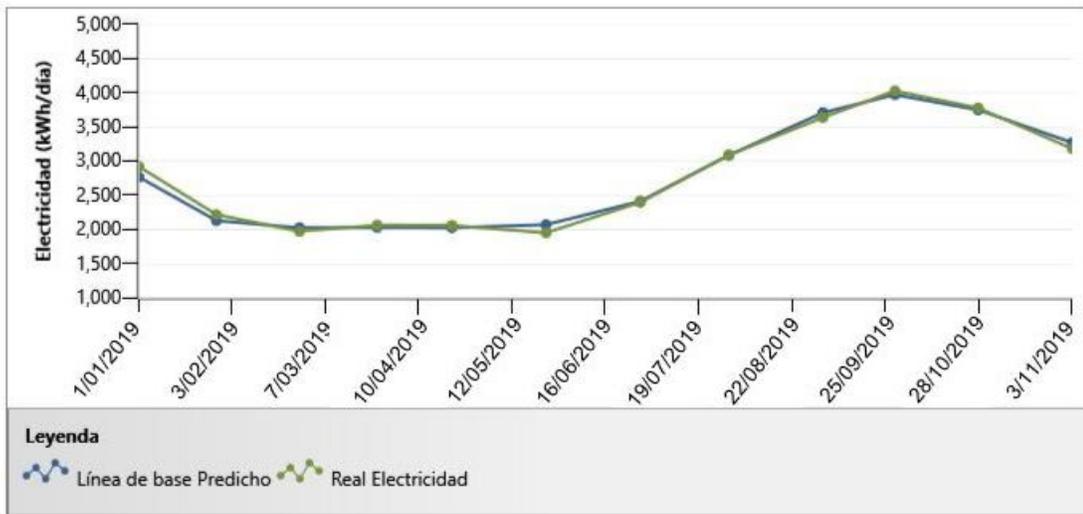


Figura 4.15: Electricidad promedio generada por el proyecto en el año evaluado.

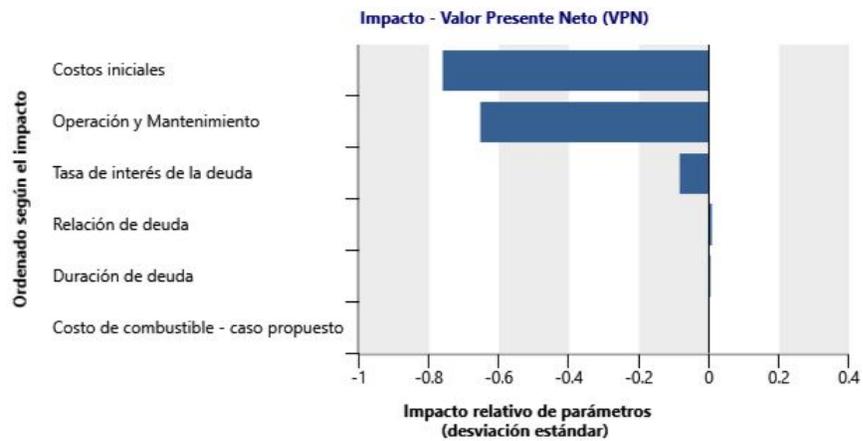


Figura 4.16: Electricidad promedio generada.

4.5. Resultados modelo de validación

Si nos situamos en un contexto en donde las simulaciones de realizaron por medio de una computadora u ordenador, la verificación de un modelo es el proceso de confirmar que se implementa correctamente con respecto al modelo conceptual, es decir, coincide con las especificaciones y los supuestos que se consideran aceptables para el propósito de la aplicación o el modelo. Durante la verificación, el modelo se prueba para encontrar y corregir errores en la implementación del mismo. Sin embargo, se utilizan también diversos procesos y técnicas para asegurar que el modelo coincida con las especificaciones y los supuestos con respecto del modelo, por tanto, el objetivo de la verificación del modelo es garantizar que la implementación del modelo sea la adecuada tal como lo muestra la Figura 4.17 a continuación.

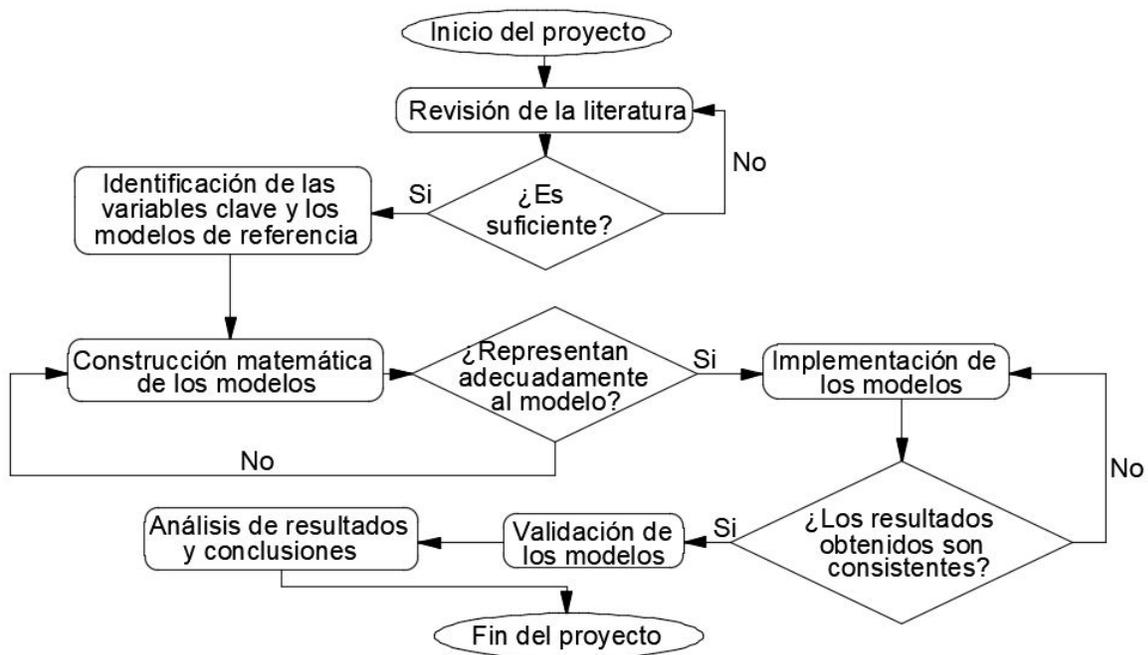


Figura 4.17: Resultados del modelo de validación.

Capítulo 5

Análisis de resultados

A partir de los resultados obtenidos en el capítulo 4 se puede apreciar que para este caso de estudio, en promedio numerosas configuraciones en el momento de implementar un SH presentan diferencias de unas a otras, por lo cual se deben analizar por separado ya que la gestión de las distintas fuentes depende de la potencia instalada de cada una de ellas, lo que hará que se determine el comportamiento de todo el sistema bajo determinadas condiciones meteorológicas: irradiancia, temperatura y velocidad del viento. Considerando dos días consecutivos con condiciones climáticas muy similares, algunas variables como la potencia producida por los paneles solares, la potencia producida por la turbina eólica y la potencia entregada o absorbida por la red se mantuvieron prácticamente invariables respecto a las condiciones iniciales.

Los resultados obtenidos por las herramientas computacionales MatLab, DigSilent y ETAP son presentados gráficamente en las Figuras 5.1 - 5.4, donde se muestran los datos obtenidos de la generación tanto de elementos activos como pasivos durante un día determinado ($t=0$) y seleccionado en base a datos de irradiancia y velocidad del viento promedios evaluados en la zona en donde se encuentra instalado el SH.

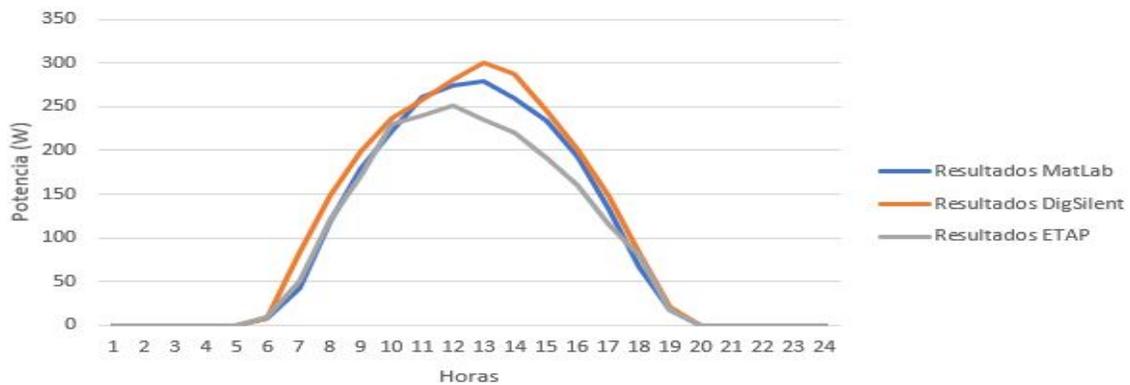


Figura 5.1: Potencia de los paneles en el día evaluado.

Por otro lado, la Tabla 7.2 presenta de manera resumida el impacto sobre los indicadores eléctricos y económicos.

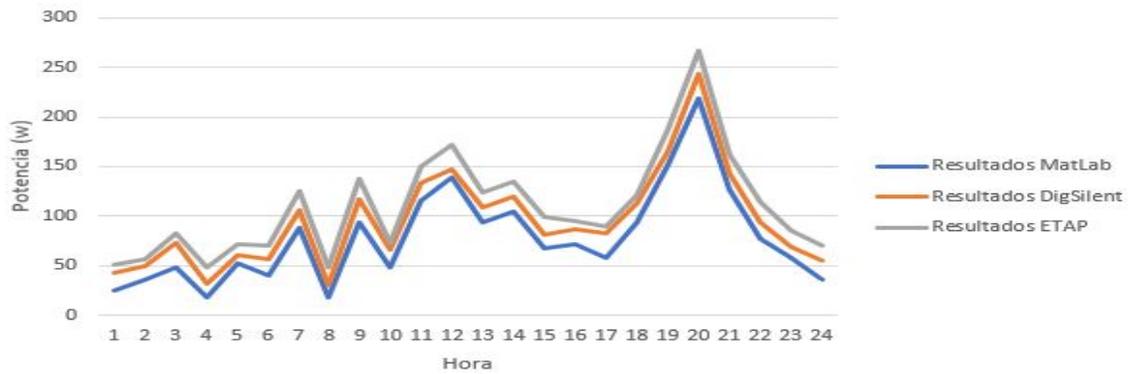


Figura 5.2: Potencia de la turbina en el día evaluado.

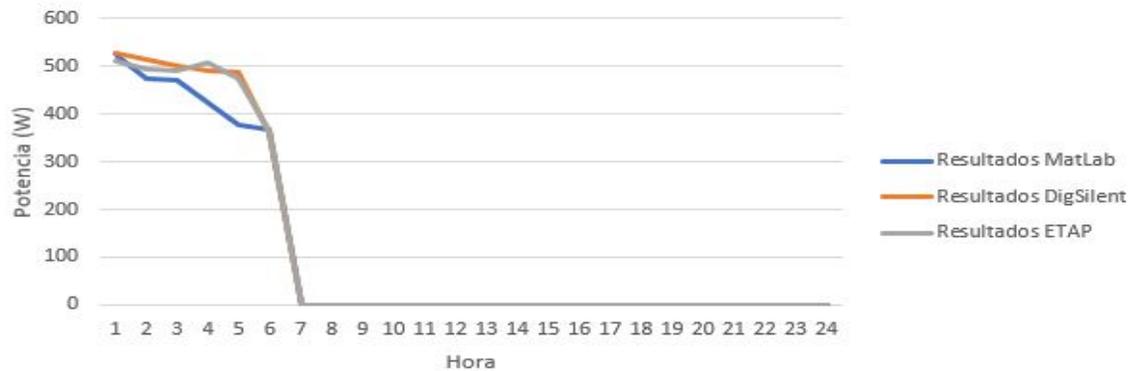


Figura 5.3: Potencia de las batería durante el día evaluado.



Figura 5.4: Potencia de la red durante el día evaluado.

Tabla 5.1: Resumen de los efectos sobre los indicadores

Indicador	Resumen del resultado observado
Resultados predictivos	La confiabilidad de los valores obtenidos por el modelo es mayor si se establece un horizonte de tiempo más corto, de esta manera, el error será mayor entre mayor sea el tiempo de la predicción. La ventaja principal del modelo aplicado es que es capaz de linealizar el modelo propuesto, convirtiendolo así en un sistemas más sencillo de resolver.
Resultados flujo de carga	El modelo seleccionado para determinar los resultados del flujo de carga es el de Newton-Raphson el cual para ambos <i>software</i> presentan resultados bastante similares. Lo anterior para tenerlo como base del modelo predictivo, es decir, las condiciones iniciales del SH en su periodo de evaluación.
Tasa interna de retorno	El valor de la TIR se encuentra en un valor más alto si hablamos del perfil residencial ya que hay horas que no requerieren tanto consumo. dichas horas pueden ser cubiertas con fuentes que conforman el sistema generando un porcentaje de ahorro. Por otra parte, si tenemos en cuenta el perfil industrial, se tienen consumos considerables en cada hora por lo que se puede tener una pequeña porción de generación por parte del SH pero se tendrá que adquirir energía directamente de la red para poder abastecer la demanda en una hora determianda.
Retorno de la inversión	Dado que el perfil residencial tiene horas que pueden ser cubiertas facilmente con generación de las fuentes, éste genera un mayor porcentaje de ahorro en comparación con el perfil industrial. De igual manera, el retorno de la inversión obedece a un menor tiempo si tenemos en cuenta en primera instancia el perfil residencial que el industrial.
Participación de los equipos	Los paneles solares fotovoltaicos, en su ventana solar, son los que mayor cantidad de energía suministran al sistema seguido de la turbina eólica, la cual siempre se encontrará generando energía pero en menor cantidad. La red eléctrica siempre será tenia en cuenta para aquellas horas en donde la generación renovable no sea capaz de cubrir la demanda de la carga horariamente.

Capítulo 6

Conclusiones

En este trabajo se evaluó el comportamiento de la generación de energía en un sistema híbrido conectado a la red, considerando un instante de tiempo específico e ideal, bajo ciertas condiciones meteorológicas, además de realizar una predicción de la generación de cada una de las fuentes que conforman el sistema en un horizonte de corto plazo. Para esto se realizó la caracterización de paneles solares fotovoltaicos, una turbina eólica de eje vertical, baterías de plomo-ácido y dos perfiles de carga: residencial e industrial. Adicionalmente, se caracterizó la generación de energía y comportamiento del sistema por medio de un modelo eléctrico y posteriormente en base a dicho modelo, se generó la predicción de los datos en un horizonte de tiempo de 24 horas. Finalmente, se incorporaron los anteriores modelos usando HOMER energy y RETScreen expert para evaluar el comportamiento de las variables económicas y financieras del proyecto. Es de gran importancia realizar una gestión de la energía tanto para grandes sistemas pertenecientes al SIN como para pequeños proyectos conectados o aislados de la red para tener un control y monitoreo continuo del sistema, reaccionando a las perturbaciones tanto en la generación renovable como en la demanda, optimización de costos a nivel de una instalación generadora de ahorros, incremento de la confiabilidad y continuidad en la prestación del fluido eléctrico.

6.1. Conclusiones generales

Se evaluó el comportamiento en cuanto a la generación de energía eléctrica de un sistema híbrido conectado a la red bajo determinadas condiciones de irradiancia, temperatura y velocidad del viento tanto en un instante inicial como en un instante a corto plazo. Los resultados encontrados indican que la gestión del fluido eléctrico varía muy poco, tan solo el 7,4%, respecto del día inicial a la del día pronosticado debido a el comportamiento histórico de los datos. Sin embargo, se trata de un modelo que debería ser compilado horariamente con la finalidad de contar con mayor precisión en la predicción.

Se realizó el modelado de dos perfiles de carga con características residenciales e industriales, los cuales fueron adaptados de acuerdo a la capacidad instalada del SH. Se encontró que si se escogía un perfil de demanda con una magnitud por encima de la capacidad instalada del sistema, significaría incurrir en mayores costos, afectaciones económicas y eléctricas llevando al proyecto a ser no viable en cuanto económicamente se refiere. Por el contrario, se si consideraba una carga mucho más pequeña que el caso anterior, el proyecto se vería involucrado también en problemas de tipo económico al tener una inversión inicial en equipos alta en comparación a la carga a alimentar. Por las razones anteriormente expuestas, se tomó la determinación de implementar una holgura del 20% menor respecto a la capacidad neta instalada del SH con la finalidad

de lograr cubrir la demanda calculada.

Además, se realizó el modelo y análisis respectivo del SH por medio de la herramienta computacional DigSilent con la finalidad de establecer las condiciones iniciales en un periodo de evaluación de 24 horas del sistema. Para esto, se solucionó un flujo de carga usando el método de Newton-Raphson, con ayuda del software, dado un estado inicial de operación del sistema bajo determinados parámetros de irradiancia, temperatura y velocidad del viento de la zona que gracias al desempeño de esta herramienta, dichos datos son tomados y arrastrados de una base de datos con las que el programa cuenta y posteriormente los utiliza para sus cálculos internos.

Se llevó a cabo la implementación de un modelo de control predictivo mediante la herramienta computacional MatLab-Simulink. Tras realizar el análisis y modelamiento de los bloques de control predictivo se encontró que dada la situación que se requería simular, se optó por el modelo y horizonte de tiempo adecuados de manera que el error afecta en pequeñas proporciones los valores pronosticados; esto es porque el modelo tiene como punto de referencia un punto fijo el cuál debe ser ajustado por el usuario y la hora inicial de simulación no presentaba en mayor cantidad perturbaciones considerables que pudieran llegar a afectar los resultados obtenidos. Esto aplica especialmente para días en los cuales las condiciones meteorológicas no son tan cambiantes.

Se realizó como segunda alternativa el modelamiento eléctrico del SH con la herramienta computacional ETAP ya que fue imposible tomar mediciones en sitio debido a la pandemia causada por el COVID-19. Se escogió esta herramienta con la finalidad de reemplazar dichas mediciones ya que unas de las principales características con las que cuenta, es que los resultados que arroja son bastante aproximados a la realidad. Para esto se implementó y se desarrolló el modelo eléctrico en donde los resultados del caso de estudio mostraron que aproximadamente la generación de: los paneles solares fue de 95,36Wh, la turbina eólica fue de 78,23Wh, las baterías fue de 109,88Wh y la red fue de 642,27Wh en un instante en donde los datos de las condiciones climatológicas reflejaban datos promediados.

Se implementaron las herramientas computacionales HOMER energy y RETScreen expert con el propósito de observar variables económicas y financieras presentadas en el proyecto. Los resultados del caso de estudio mostraron que bajo el escenario de perfil residencial tanto la TIR como el ROI (16,3% y 12,1% respectivamente) son más elevados que si consideramos el caso del perfil industrial (9,8% y 6,6% respectivamente), esto es porque en el perfil residencial hay horas que pueden ser cubiertas solamente con generación renovable, dependiendo también si se consideran condiciones climatológicas importantes. Por otra parte, si se conecta una carga con características industriales al SH, se tendrán más horas en donde la demanda de energía es plana llevando al sistema a un estado más crítico, extrayendo mayor cantidad de fluido eléctrico de la red.

Los resultados obtenidos para ambos perfiles de carga o demanda indican que el SH debe estar trabajando en modo conectado a la red, sobre todo en el momento en que la carga demanda mayor cantidad de energía ya que los aportes de las fuentes no serían suficientes para abastecer dicho consumo del usuario final. En contraste con lo anterior, este SH tal y como fue descrito en este documento, se reduce tan solo a un proyecto que puede llegar a generar ahorros importantes en el momento de implementarse, y como una alternativa en caso de que la generación del SH no sea suficiente se tomará la red a manera de respaldo.

6.2. Aportes

En términos generales, este trabajo contribuye a la extensión del reducido estado del arte sobre sistemas híbridos en Colombia y presenta las ventajas y desventajas que poseen estos sistemas en su implementación. Una de las principales ventajas es su adaptación en zonas remotas que, si bien permite llevar el servicio de energía eléctrica, también permite generar ahorros en los costos del servicio de la energía si se tiene en cuenta un SH conectado a la red, mejorando variables en la calidad y la gestión del flujo energético evitando posibles derroches a futuro del recurso.

Por otra parte, se brinda una perspectiva del rendimiento que tiene la instalación bajo las condiciones climáticas en la ciudad de Bogotá utilizando dos perfiles de demanda, lo cual brinda al sistema ciertas condiciones de funcionamiento que van a encontrarse en paralelismo de acuerdo a los cambios presentados tanto en la irradiancia, temperatura y velocidad del viento. De la misma manera, se pone a disposición el análisis del impacto que tienen las variables climáticas bajo dichas características sobre la producción de energía.

Se presentan resultados a partir de software de simulación y se realiza el respectivo análisis de las diferencias existentes entre una herramienta computacional y otra, para que en eventuales diseños puedan tenerse en cuenta estas particularidades y obtener estimaciones más precisas. Además, un análisis adecuado podría ser llevado a cabo tomando datos extraídos de la estación meteorológica y posteriormente introducirlos en el modelo MPC de simulación predictivo, que se usaron durante el periodo de estudio, con el fin de lograr obtener resultados en la estimación de generación de energía más aproximados con datos reales

Finalmente, dentro de los aportes se pueden encontrar los modelos para hallar la potencia producida por las fuentes del SH en un horizonte a corto plazo en función de tres variables meteorológicas principales ya mencionadas anteriormente. Estos modelos permiten calcular mayores niveles de precisión en diseños y brindar al usuario estimaciones más cercanas a la producción de energía real.

6.3. Trabajos futuros

Con el propósito de poder dar una estimación en cuanto a la energía ideal que se podría obtener determinadas condiciones climáticas de la instalación ubicada en la ciudad de Bogotá, se podría contemplar como un trabajo a futuro, la comparación de la instalación ya simulada pero teniendo en cuenta una inclinación óptima de los paneles solares fotovoltaicos, reubicación de la turbina eólica de eje vertical en el techo del edificio, aumentar la capacidad del banco de batería, para poder aprovechar los recursos en mayor cantidad y por lo tanto poder generar algo más de energía por fuente, así como la disposición de equipos de la instalación que generen las menores pérdidas posibles, entre ellos los inversores y los cables.

Inicialmente se tenía pensado realizar la toma de datos en el lugar de la instalación por lo cual se dejó un diseño preliminar de las cargas resistivas haciendo uso de un PLC. Por consecuencia de la pandemia causada por el COVID-19 no fue posible. A manera de trabajo futuro, se puede llevar a cabo dichas mediciones y posteriormente a realizar este procedimiento se puede proceder con la comparación respectiva de los resultados observados tanto en sitio como con el software DigSilent en un instante de condiciones iniciales o como con el software Matlab-Simulink en un tiempo 24 horas posterior.

Este trabajo presenta el comportamiento de un SH previamente determinado junto con una predicción de la generación a corto plazo, sin embargo, este tema es extenso y existen múltiples combinaciones y adaptaciones que se puede implementar. Si se considera una demanda de mayor magnitud, la capacidad instalada del sistema debe aumentar, considerando de esta manera integrar más fuentes solares o turbinas, haciendo una evaluación previa tanto financiera como de la disponibilidad de ambos recursos. Adicionalmente, considerando los factores que se estudiaron en este proyecto, se podría pensar en involucrar otro tipos de fuentes de generación como lo puede ser un grupo electrógeno en donde generar con este tipo de combustible resulte más económico que si se tomara energía de la red en determinadas horas del día; o también se puede pensar en incluir generación por medio de hidrógeno a través de una pila de combustible.

Si bien, considerar todas las variables que afectan directa o indirectamente la producción de la energía eléctrica a partir de fuentes integradas en un SH es bastante complejo, por tanto es necesario desarrollar y probar herramientas computacionales más avanzadas, con la finalidad de realizar numerosos estudios y análisis de parámetros como el rendimiento, comportamiento bajo determinadas condiciones climáticas, variables financieras y económicas de la instalación, de tal manera que dicha información pueda ser utilizada en la implementación de futuros proyectos. Así mismo, la implementación de un PLC WAGO 750-881 [37] sería ideal para poder simular de manera horaria un perfil de demanda previamente establecido, utilizando cargas físicas determinadas bajo los valores requeridos en cada hora de simulación, volviendo la misma más completa y precisa.

Se espera que en estudios posteriores se realicen investigaciones sobre la gestión de la energía de sistemas híbridos y puedan ser llevados a cabo a nivel nacional, con el proposito de acceder a resultados obtenidos en diferentes instalaciones en Colombia. Considerando las importantes condiciones climáticas con las que cuenta el país, se podría pensar en implementar el SH estudiado en este proyecto, para poder aumentar su generación ya que se contaría con mayor recurso solar y eólico.

Referencias

- [1] C. Marnay, “Microgrids: Finally Finding their Place,” *Futur. Util. - Util. Futur. How Technol. Innov. Distrib. Energy Resour. Will Reshape Electr. Power Sect.*, no. February, pp. 51–74, 2016.
- [2] M. Osorio. (2012, Octubre 3). Micro-redes híbridas autónomas, opción para la electrificación rural en Latinoamérica (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <http://latinoamericarenovable.com/2012/10/03/micro-redes-hibridas-autonomas-opcion-para-la-electrificacion-rural-en-latinoamerica/>
- [3] Mundo contact. (2019, Abril 2). Microrredes eléctricas: la puerta hacia un futuro renovable (2 nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://mundocontact.com/microrredes-electricas-la-puerta-hacia-un-futuro-renovable/>
- [4] R. Álvarez. (2017, Octubre 26). Así es la primera microrred solar de Tesla con la que restablecerán la energía de un hospital infantil en Puerto Rico (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.xataka.com/energia/asi-es-la-primera-microrred-solar-de-tesla-con-la-que-restableceran-la-energia-de-un-hospital-infantil-en-puerto-rico>
- [5] A. Rosenberg. (201, Septiembre 19). Huatacondo: Primera localidad chilena con 100 % de energía renovable (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <http://www.plataformaurbana.cl/archive/2010/09/19/huatacondo-primera-localidad-chilena-con-100-de-energia-renovable/>
- [6] D. E. Ingenier, “De ingeniería,” 2012.
- [7] A. Pinilla. (2018, Abril 25). El futuro de la energía de Colombia está en el viento (2nd ed) [En línea] Disponible en: <https://www.semana.com/contenidos-editoriales/la-nueva-era-de-las-renovables/articulo/el-futuro-de-la-energia-de-colombia-esta-en-el-vien-to/564840>
- [8] Energía renovables El periodismo de las energías limpias. (2020, Febrero 05). Líderes en nueva capacidad eólica en 2019 en Latinoamérica (2nd ed) [En línea] Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/eolica/lideres-en-nueva-capacidad-eolica-en-2019-20200205text=LC3ADderes20en20nueva20capacidad20eC3B3lica20en20201920en20LatinoamC3A9ricaMiC3A9rcoles20C200520detext>
- [9] Celsia. (2018, Julio 3). Energía solar en Colombia: así es el panorama en cifras (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.celsia.com/es/sala-de-prensa/noticias/energia-solar-en-colombia-asi-es-el-panorama-en-cifras>
- [10] J. Vivas. (2019, Febrero 10). Los 1.710 poblados de aún se alumbran con velas en el país (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892>

- [11] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución No 030 de 2018,” [En línea]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f0525/FILE/Creg030-2018.pdf>
- [12] J.Saenz. (2017, Agosto 7). En penumbras: 2.5 millones de colombianos no tienen energía eléctrica (2nd ed) [En línea] Disponible en: <https://www.elespectador.com/economia/en-penumbras-25-millones-de-colombianos-no-tienen-energia-electrica-articulo-706-892>
- [13] Celsia. (2017, Septiembre 3). Empezó a generar energía Celsia Solar Yumbo, primera granja fotovoltaica de Colombia (2nd edición) [En línea] Disponible en: <https://www.celsia.com/es/granjas-solares>
- [14] EPM.(2019, Octubre 10). Parque eólico Jepírachi (2nd ed) [En línea]. Disponible en:<https://ejatlas.org/conflict/parque-eolico-jepirachi-colombia>
- [15] L. D. E. Energía, D. E. L. A. Escuela, R. D. E. L. Proyecto, and I. D. E. L. Problema, “MAESTRÍA INGENIERÍA ELECTRÓNICA Tabla de contenido,” 2016.
- [16] El País. (2019, Febrero 25). Florida, Valle, tiene la primera estación de Policía del país que opera con energía solar (2nd ed) [En línea] Disponible en: <https://www.elpais.com.co/valle/florida-valle-tiene-la-primera-estacion-de-policia-del-pais-que-opera-con-energia-solar.html>
- [17] IBERDROLA. (SF). Energía eléctrica por hibridación: cuando la unión de las renovables hace la fuerza (3er ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/innovacion/energia-hibrida>
- [18] Blog. (2009, Julio 13). Sistemas híbridos monofásicos (2nd ed) [En línea]. Disponible en:<http://sistemas-hibridos.blogspot.com/2009/07/sistemas-hibridos-monofasicos.html>
- [19] “Escuela Técnica Superior de Ingeniería INSTALACIÓN HÍBRIDA FOTOVOLTAICA-GRUPO,” 2016.
- [20] G. Barrales, A. Directores, L. Sigrist, L. Rouco, and R. Madrid, “Escuela Técnica Superior De Ingeniería (Icaí) Micro-Redes Aisladas: Un Desafío Para Los Dso,” 2016.
- [21] CENER. (SF). INTRODUCCIÓN A LAS MICRORREDES (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <http://www.cener.com/introduccion-a-las-microrredes/>
- [22] A. G. Vera-Dávila, J. C. Delgado-Ariza, and S. B. Sepúlveda-Mora, “Validación del modelo matemático de un panel solar empleando la herramienta Simulink de Matlab,” Rev. Investig. Desarro. E Innovación, vol. 8, no. 2, p. 343, 2018.
- [23] Laenergiasolar. (2016, Septiembre 15). Panel Solar Monocristalino (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.laenergiasolar.org/placa-solar/panel-solar-monocristalino/>
- [24] R.Serrano. (2016, Marzo 20). DIFERENCIA ENTRE CONTROLADOR DE CARGA PWM Y MPPT (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <http://www.tritec-intervento.cl/produccion-tritec/diferencia-entre-controlador-de-carga-pwm-y-mppt/>
- [25] VigorSystems. (2018, Junio 11). Studer Vario-Track-80 (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.vigorwebshop.nl/product/studer-vario-track-80-laadstroomregelaar/>
- [26] Studer. (2018, Junio 11). Gama Xtender (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.studer-innotec.com/es/productos/gama-xtender/>

- [27] Wikipedia. (2019, Agosto 20). Turbina eólica (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/TurbinaeC3B3lica>
- [28] Structuralia. (2018, Julio 16). Aerogeneradores de eje vertical y horizontal: tipos, ventajas e inconvenientes (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-de-eje-vertical-y-horizontal-tipos-ventajas-e-inconvenientes>
- [29] ETNEO (SF). El único híbrido en el mercado microeólico (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.etneo.com/es/turbina-ds300/>
- [30] Banggood. (2017, Noviembre 12). 100W-500W DC 12V/24V Wind Turbine Wind Generator Controller Battery Charger Controller Regulator (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.banggood.com/100W-500W-DC-12V24V-Wind-Turbine-Wind-Generator-Controller-Battery-Charger-Controller-Regulator-p-1283003.html?currency=CN>
- [31] Wikipedia. (2019, Octubre 23). Batería de plomo y ácido (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa-de-plomo-y-%C3%A1cido>
- [32] HOPPECKE (SF). rail — power AGM. (2nd ed) [En línea] Disponible en: <https://www.hoppecke.com/es/producto/rail-power-agm/>
- [33] Studer. (2018, Junio 11). Battery Status Processor BSP (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <https://www.studer-innotec.com/en/accessoires/variortrack-series/battery-status-processor-bsp-769>
- [34] Studer. (2018, Junio 11). Control remoto y centro de programación RCC-03 (2nd ed) [En línea] Disponible en: <https://www.studer-innotec.com/es/accessoires/gama-xtender/control-remoto-y-centro-de-programacion-rcc-03-768>
- [35] SunEarthTools. (SF). [En Línea] Disponible en: <http://www.sunearthtools.com/>
- [36] J.Espina. (2017,Abril 30). Carga, demanda y energía eléctrica: Conceptos fundamentales para la distribución de electricidad. (3 ed) [En línea]. Disponible en: <http://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad/>
- [37] Wago, Manual Programmable Logic Controller 750-881. [En línea]. Disponible en: <https://global.wago.com/media/2products/m07500881000000000en.pdf>
- [38] B. I. A. SANTANDER, “Operación de protecciones en micro-redes basado en flujos óptimos de potencia ac.”
- [39] J. Zambrano and A. González, “Implementación de un algoritmo de control predictivo en espacio de estados sobre una plataforma de simulación desarrollada en Matlab,” *Ingenius*, no. 9, pp. 5–14, 2013.
- [40] M. Morari and N. L. Ricker, “Model Predictive Control Toolbox For Use with MATLAB,” *Control*.
- [41] S. Sobri, S. Koochi-Kamali, and N. A. Rahim, “Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 156, no. May 2017, pp. 459–497, 2018.
- [42] M. García Lobo, “Métodos de predicción de la generación agregada de energía eólica,” p. 267, 2010.
- [43] Administrador. (2012, Septiembre 16). Aerogenerador mixto darrieus savonius. (2nd ed) [En línea] Disponible en: <https://saberesyciencias.com.mx/2012/09/16/aerogenerador-mixto-darrieus-savonius/>
- [44] J. Gutierrez, P.Sánchez, “Diseño y simulación de un sistema de control para un aerogenerador de eje horizontal,” 2018

- [45] I. Baccouche, A. Mlayah, S. Jemmali, B. Manai, and N. E. Ben Amara, “implementation of a Coulomb counting algorithm for SOC estimation of Li-Ion battery for multimedia applications,” 12th Int. Multi-Conference Syst. Signals Devices, SSD 2015, pp. 1–6, 2015.
- [46] IEEE. (2003, Noviembre 09). Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications. (2nd ed). [En línea]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/621111/figuresfigures>
- [47] IDEAM. (2016, Febrero 02). Altos valores de radiación solar en Bogotá y gran parte de la región Andina (2nd ed) [En línea] Disponible en: <http://ideam.gov.co/web/sala-de-prensa/noticias/-/assetpublisher/LdWW0ECY1uxz/content/el-ideam-advierte-por-altos-valores-de-radiacion-ultravioleta-en-el-primer-semester-de-2018>
- [48] T. Lambert, P. Gilman, and P. Lilienthal, “Micropower System Modeling with Homer,” Integr. Altern. Sources Energy, pp. 379–418, 2006.
- [49] Empresa XM-Expertos en Mercados, ”Portal BI.” [En línea]. Disponible en: <http://portal.bissrs.xm.com.co/dmnd/layouts/15/WopiFrame.aspxsourcedoc=141CA848-89B2-4ED5-BC73-293E49C7770Bfile=DemandaComercialPorComercializador2000SEM2.xlsxaction=default>
- [50] J. O. Westgard and V. Básica de Método Edición Wallace Coulter, Entrenamiento en Gestión de la Calidad Analítica para Laboratorios Clínicos. 2013.
- [51] E. G. Cruz Lazo, “Diseño y simulación del comportamiento de un sistema híbrido de potencia,” Univ. Piura, 2010.
- [52] K.Hernandez,y J.Carrillo, .Análisis de la curva de demanda eléctrica para usuarios residenciales estrato 4 en la ciudad de Bogotá ante diferentes escenarios de los hábitos de consumo”, UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS, pp.60-75, 2017.
- [53] ISO-354, “International Standard International Standard,” 61010-1 © Iec2001, vol. 2003, p. 13, 2003.
- [54] E. Tenelema, “Simulación de flujos de potencia en sistemas eléctricos de potencia usando métodos completos, desacoplados y linealizados,” p. 19, 2019.
- [55] Ades Tempero Group. (2011) PROYECTO NAZARETH (LA GUAJIRA COLOMBIANA). (2nd ed) [En línea]. Disponible en: <http://www.ades.tv/es/idi/proyectos/proyecto-nazareth-la-guajira-colombiana/id/30>
- [56] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG),Resolución No 038 de 2018,” [En línea]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e?OpenDocument>

Capítulo 7

Anexos

Anexo 1: Paneles solares marca SUNSET



SUNSET
AS Series 310 - 340 W_p

As a solar specialist with over 35 years of experience, SUNSET Energietechnik GmbH makes a significant contribution to a ground breaking progress in solar technology. A result of our long term experience is the AS series, a photovoltaic module with mono crystalline cells. The AS series is designed for applications with high power requirements. These outstanding modules produce a continuous and reliable yield, even under extreme conditions. The permanently sealed laminate protects the cells from humidity, allows thermal expansion and provides electrical insulation. The modules of the SUNSET AS series are suitable for on-grid and special off-grid applications.

SUNSET AS series at a glance

- 72 high-performance mono crystalline silicon solar cells made from SUNNalicon® with an efficiency up to 21 %
- Textured cell surface for particularly high electricity yields
- Use of tempered white high resistant solar glass, EVA plastic and an anodised aluminium frame for long-term use
- Certified production facility in Germany
- Also suitable for SUNpower Roof integration system and SUNpremium® field mounting system

The world's future energy[®] by 

www.sunset-solar.com

Figura 7.1: Referencia de panel solar usado.

V019 from January 2016

Module series /72

AS 310, 315, 320, 325, 330, 335, 340/72

Technical specifications AS (STC)*			310	315	320	325	330	335	340
Nominal power (P_{max} production tolerance)	P_{max}	[W _p]	310	315	320	325	330	335	340
Rated current	I_{MP}	[A]	8.25	8.42	8.51	8.60	8.67	8.75	8.84
Rated voltage	V_{MP}	[V]	27.2	27.4	27.5	27.8	28.0	28.2	28.4
Short circuit current	I_{SC}	[A]	8.80	8.90	9.00	9.10	9.20	9.30	9.35
Open circuit voltage	V_{OC}	[V]	46.6	46.8	46.9	47.1	47.1	47.2	47.4

* Rated values under Standard Test Conditions (STC: 1000 W/m², 25 °C, spectrum AM 1.5)

Technical specifications AS (NOCT)*			310	315	320	325	330	335	340
Nominal power	P_{max}	[W _p]	224	228	231	235	239	242	246
Rated current	I_{MP}	[A]	6.71	6.77	6.84	6.92	6.97	7.04	7.11
Rated voltage	V_{MP}	[V]	33.4	33.6	33.8	34.0	34.2	34.3	34.5
Short circuit current	I_{SC}	[A]	7.05	7.13	7.21	7.30	7.38	7.46	7.50
Open circuit voltage	V_{OC}	[V]	42.5	42.1	42.2	42.3	42.3	42.4	42.6

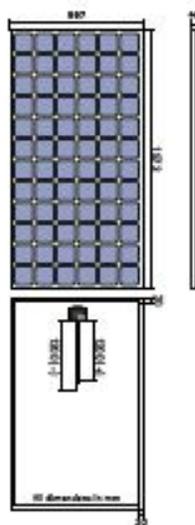
* Rated values under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT: 800 W/m², 51 ± 2 °C, spectrum AM 1.5)

Characteristics for system design*

Protection class			II	Temperature range (TC)	[°C]	-40 ... +65 (± 0)
System voltage	V_{DC}	[V]	1000	Temperature coefficient I_{SC}	α	[%/K] + 0.040
Reverse current	I_r	[A]	20	Temperature coefficient V_{OC}	β	[%/K] - 0.232
Relative efficiency ratio (@200V/m ² based on STC efficiency)			98.5	Temperature coefficient P_{MP}	γ	[%/K] - 0.47

Mechanical characteristics*

Front covering	4 mm solar glass (Anti Reflective)		Protection class	Junction box IP 65	
Back covering	multi layer foil		Cable connection	Multi Contact MC4 or compatible	
Type of cell	mono crystalline		Heavy load test	2400 Pa	
Dimensions	1572 x 507 x 46 mm (± 2 mm)		Bypass-Diodes (no./voltage)	2 / 1000 V	
Weight	25.7 kg (± 1 kg)		Frame (material/colour)	aluminium / silver (black as option)	



Over the years SUNSET Energietechnik GmbH has set high benchmarks with its high quality standards. Continuous tests guarantee a consistently high level of quality. All modules undergo visual, mechanical, and electrical inspections. Each module is high voltage (HV) tested and examined by electro luminescence (EL). This is recognizable by means of the original SUNSET label, the serial number and the SUNSET guarantee:

- 5 years product warranty
- 10 years linear warranty for a power output of 90% (according to warranty terms)
- 25 years linear warranty for a power output of 80% (according to warranty terms)
- Our warranty terms will be handed out on request or can be found on our homepage (see below)
- EL picture and HV test of each module
- Registered at PV-Cycle, WGGG-Nr.: DG 6887955
- Certified according to IEC 61215 and IEC 61730
- Production facility certified according to ISO 9001, 14001 and 18001



SUNSET Energietechnik GmbH
 • Industriestraße 8-22 • D-31225 Adelstorf
 • Telefon +49 51 56 34 34-0 • Telefax +49 51 56 34 34-230
 • E-Mail: support@sunset-solar.com
 • Web: www.sunset-solar.com

Partner:

Specifications subject to technical changes.
 * All values/parameters vary up to ±10%, unless stated otherwise

Figura 7.2: Referencia de panel solar usado.

Anexo 2: Turbina de eje vertical marca Aleko de 400W

**Three Phase Permanent Magnet Vertical AC Wind Generator -
400W - 12V**

Vertical axis wind turbine

Model	300W	400W
Generator power	300w	400w
Wheel diameter	1.4m	1.4m
turbine height	1m	1m
Blades material	Casting aluminum alloy	Casting aluminum alloy
Number of blades	6	6
Rated wind speed	11.5m/s	11.5m/s
Start-up wind turbine	2m/s	2m/s
Survival wind turbine	45m/s	45m/s
Output voltage	12/24V	12/24V
Net Weight	27kg	28kg
Generator type	Three phase permanent magnet ac synchronous generator	
Control system	Electromagnet	
Speed regulation	Automatically adjust windward direction	
Lubrication way	Lubrication grease	
Working temperature	From -40□ to 80□	

Figura 7.3: Referencia de turbina eólica de eje vertical usada.

Anexo 3: Regulador Vario Track VT-65

Gama VarioTrack



Modelo	VT-65			VT-80		
Características eléctricas lado módulos FV						
Potencia máx. recomendada del generador solar (@STC)	1000 W	2000 W	4000 W	1250 W	2500 W	5000 W
Tensión máx de circuito abierto	80 Vdc	150 Vdc		80 Vdc	150 Vdc	
Tensión máx de funcionamiento	75 Vdc	145 Vdc		75 Vdc	145 Vdc	
Tensión mín de funcionamiento	Por encima de la tensión de batería					
Características eléctricas lado baterías						
Tensión nominal de batería	12 Vdc	24 Vdc	48 Vdc	12 Vdc	24 Vdc	48 Vdc
Corriente máx de salida	65 A			80 A		
Tensión nominal de batería	Ajuste automático/manual a 12 / 24 / 48 Vdc					
Tensión mín de funcionamiento	Por encima de la tensión de batería, mín 7V					
Prestaciones del equipo						
Rendimiento de conversión (en sistema típico de 48 Vdc)	> 99 %					
Autoconsumo máx en Stand-by (48 Vdc)	25 mA > 1.2 W					
Autoconsumo máx en Stand-by (24 Vdc)	30 mA > 0.8 W					
Autoconsumo máx en Stand-by (12 Vdc)	35 mA > 0.5 W					
Etapas de carga	4 etapas: Bulk, absorción, flotación, ecualización					
Compensación de umbrales con temperatura de batería (disponible con accesorio BTS-01)	-3mV / °C / célula (ref. a 25°C) de fábrica ajustable -8 a 0 mV / °C					
Protecciones electrónicas						
Inversión de polaridad del generador FV	Hasta -150 Vdc					
Inversión de polaridad lado batería	Hasta -150 Vdc					
Sobretensión lado batería	Hasta 150 Vdc					
Sobre temperatura	Protegido					
Corriente inversa (de noche)	Protegido por relés					
Entorno						
Rango de temperatura de funcionamiento	-20 a 55°C					
Humedad	100 %					
Índice de protección	IP54, IEC/EN 60529:2001					
Lugar de montaje recomendado	Interior					

Figura 7.4: Referencia de regular de tensión usado.

Datos generales		
Garantía	5 años	
Certificado ISO	9001:2008 / 14001:2004	
Peso	5,2 kg	5,5 kg
Dimensiones A/a/l [mm]	120 / 220 / 310	120 / 220 / 350
Funcionamiento en paralelo (cadenas FV separadas)	Hasta 15 equipos	
Sección de cable máx	35 mm ²	
Prensa estopas	M 20 x 1,5	
Comunicación		
Cable de comunicación	Bus de comunicaciónn Studer	
Control remoto y visualización	RCC-02/-03, Xcom-232i / Xcom-LAN / Xcom-GSM / Xcom-SMS	
Idiomas del menú	Castellano / Inglés / Francés / Alemán	
Data logging	Con RCC-02/-03 en tarjeta SD - un punto por minuto	
Conformidad con normas		
Conformidad CE	CEM 2004/108/CE · BT 2006/95/CE · RoHS 2011/65/UE	
Seguridad	IEC/EN 62109-1:2010	
CEM (compatibilidad electro magnética)	IEC/EN 61000-6-3:2011 · IEC/EN 61000-6-1:2005	
Accesorios		
Control remoto RCC-02 o RCC-03	*	*
Módulo Xcom-232i	*	*
Sets de comunicación Xcom-LAN / Xcom-GSM / Xcom-SMS	*	*
Controlador del estado de carga de batería BSP	*	*
Módulo con 2 contactos auxiliares ARM-02	*	*
Módulo de ventilación ECF-01	*	Incluido
Sensor de temperatura de batería BTS-01 (3 m)	*	*
Cable de comunicación CAB-RJ45-8-2	*	*

Figura 7.5: Referencia de regular de tensión usado.

Anexo 4: Procesador de estado de batería - BSP

Battery Status Processor BSP

User Manual



Studer Innotec SA 2017 - V1.3
#034



Figura 7.6: Referencia del procesador del estado de la batería.

The values available are the following:

Name of the value	Unit	Description
Battery voltage	Vdc	-
Battery current	Adc	-
State of Charge	%	State of charge indicated by the battery icon and transmitted to the other devices.
Power	W	-
Time to go	hh:mm	During discharging, it indicates the time before it reaches 0%. This value is calculated on basis of the present current. What it gives is an indication. A variable energy consumption has of course a big impact on this value. During charging, this value is undetermined.
Battery temperature	°C	Temperature used to calculating the battery state of charge. Unless a BTS is connected to the Xtender and therefore its value taken into account, this is the temperature measured inside the BSP that will be used.
BTS temperature	°C	Temperature of a XT, VT or VS to which the BTS is connected or '-' if not present.
Ah charged today	Ah	Charge supplied to the battery from midnight until now.
Ah discharged today	Ah	Charge supplied by the battery from midnight until now.
Ah charged yesterday	Ah	-
Ah discharged yesterday	Ah	-
Total kWh charged	kAh	Charge supplied to the battery from the last reset to zero of the battery history. See "Reset of battery history (6003)" (p. 17).
Total kWh discharged	kAh	Charge supplied by the battery from the last reset to zero of the battery history.
Total time	Days	Time since the last reset of the battery history.
Charge counting on the user side	Ah	With this value, the user can measure the charge or discharge of the battery according to his needs. This counter, as well as the other two mentioned below in this table, can be reset to zero by means of the parameter "Connecting the communication bus (6031)" (p. 17). Displays '-' above 65504.
Discharge counting on the user side	Ah	Displays '-' above 65504.
Duration of the counting on the user side	Hours	Displays '-' above 65504.
Manufacturer SOC	%	See (6055) and (6056)

Figura 7.7: Referencia del procesador del estado de la batería.

Anexo 5: Inversor Xtender XTS 1200-24

Xtender
XTS



Modelo	XTS 900-12	XTS 1200-24	XTS 1400-48
Inversor			
Tensión nominal de batería	12 Vdc	24 Vdc	48 Vdc
Rango de tensión de entrada	9.5 - 17 Vdc	19 - 34 Vdc	38 - 68 Vdc
Potencia continua @ 25°C	650** / 500 VA	800** / 650 VA	900** / 750 VA
Potencia 30 min. @ 25°C	900** / 700 VA	1200** / 1000 VA	1400** / 1200 VA
Potencia 5 sec. @ 25°C	2.3 kVA	2.5 kVA	2.8 kVA
Carga máxima	Hasta corto circuito		
Carga asimétrica	Hasta Pcont		
* Detección de carga (stand-by)	2 a 25 W		
Cos φ	0.1-1		
Rendimiento máximo	93 %	93 %	93 %
Consumo OFF/Stand-by/ON	1.1 W / 1.4 W / 7 W	1.2 W / 1.5 W / 8 W	1.3 W / 1.6 W / 8 W
* Tensión de salida	Sinusoidal pura 230 Vac (+/- 2%) / 120 Vac [™]		
* Frecuencia de salida	Ajustable 45 - 65 Hz [™] ± 0.05 % (controlado por cuarzo)		
Distorsión armónica	< 2 %		
Protección de sobrecarga y corto circuito	Desconexión automática con 3 intentos de reinicio		
Protección de sobre temperatura	Alarma antes de corte y reinicio automático		
Cargador de batería			
* Características de carga	6 etapas: Bulk-Absorción-Flotación-Ecualización-Flotación reducida-Absorción periódica Número de etapas, umbrales, corriente de fin de etapa y tiempos completamente ajustables con el RCC-02/-03		
* Corriente de carga máxima	35 A	25 A	12 A
* Compensación por temperatura	Con BTS-01 o BSP 500/1200		
Corrección del factor de potencia (PFC)	EN 61000-3-2		

Figura 7.8: Referencia de inversor usado.

Datos generales	XTS 900-12	XTS 1200-24	XTS 1400-48
Rango de tensión de entrada	150 a 265 Vac / 50 a 140 Vac ⁽¹⁾		
Frecuencia de entrada	45 - 65 Hz		
Corriente máx. de entrada (relé de transferencia) / corriente máx. de salida	16 Aac / 20 Aac		
Tiempo de transferencia (UPS)	< 15 ms		
Contactos multifuncionales	Módulo ARM-02 con 2 contactos, en opción		
Peso	8.2 kg	9 kg	9.3 kg
Dimensiones A/a/l [mm]	110 / 210 / 310	110 / 210 / 310	110 / 210 / 310
Índice de protección	IP54		
Declaración UE de conformidad	Directiva de Baja Tensión 2014/35/UE: - EN 50178:1997 Directiva de Compatibilidad Electromagnética (CEM) 2014/30/UE: - EN 62040-2:2006, EN 61000-3-2:2014		
Rango de temperatura de trabajo	-20 a 55°C		
Humedad relativa de funcionamiento	100 %		
Ventilación	Módulo de ventilación ECF-01 en opción		
Nivel acústico	< 40 dB / < 45 dB (sin/con ventilación)		
Garantía	5 años		
Certificado ISO	9001:2008 / 14001:2004		
Accesorios			
Control remoto RCC-02 o RCC-03	•	•	•
Módulo Xcom-232i	•	•	•
Sets de comunicación Xcom-LAN / Xcom-GSM / Xcom-SMS	•	•	•
Controlador del estado de carga de batería BSP	•	•	•
Módulo de entrada remota RCM-10 (3 m de cable)	•	•	•
Módulo con 2 contactos auxiliares ARM-02	•	•	•
Módulo de ventilación ECF-01	•	•	•
Sensor de temperatura de batería BTS-01 (3 m)	•	•	•
Cable de comunicación para 3ph y // CAB-RJ45-8-2	•	•	•
Marco de montaje X-Connect			

Figura 7.9: Referencia de inversor usado.

Anexo 6: Batería marca Hoppecke



HOPPECKE
POWER FROM INNOVATION

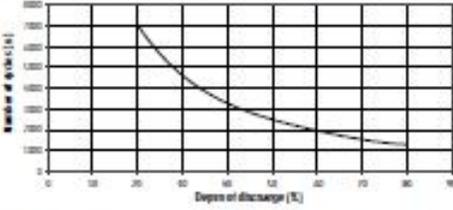
Type overview sun | power VR M

Capacities, dimensions and weights

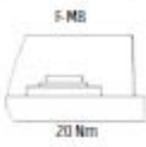
Type	Nominal Voltage V	C ₁₀₀ /2.85 V Ah	C ₂₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.80 V Ah	C ₁ /1.80 V Ah	Length L mm	Width W mm	Height H mm	Weight kg	Connection	Handle	Terminal layout
sun power VR M 12-58	12	55	58	55	48	252	177	190	19.0	F-MB	yes	B
sun power VR M 12-70	12	62	65	64	58	267	177	190	21.0	F-MB	yes	B
sun power VR M 12-80	12	71	76	73	66	305	177	190	24.0	F-MB	yes	B
sun power VR M 12-90	12	81	86	84	76	342	177	190	28.0	F-MB	yes	B
sun power VR M 12-105	12	101	106	98	87	344	177	230	38.0	F-MB	no	A
sun power VR M 12-135	12	125	128	122	111	344	170	275	46.0	F-MB	no	A
sun power VR M 12-150	12	146	151	146	135	498	177	230	55.0	F-MB	no	A
sun power VR M 6-200	6	186	190	183	167	242	170	275	32.0	F-MB	no	C
sun power VR M 6-250	6	247	256	243	229	308	170	275	41.0	F-MB	no	C
sun power VR M 2-400	2	427	442	413	411	185	155	110	25.2	F-MB	yes	D
sun power VR M 2-620	2	616	638	629	604	185	226	110	38.0	F-MB	yes	E
sun power VR M 2-890	2	832	821	816	814	182	304	110	50.1	F-MB	yes	F
sun power VR M 2-1120	2	1124	1159	1154	1070	182	391	110	64.2	F-MB	yes	G

C₁₀₀, C₂₀ and C₅ Capacity at 100 h, 48 h, 24 h and 10 h discharge

Service life in cycles and Depth of Discharge



Connection and torque



Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system
IEC 60896-21
IEC 61427

Terminal layout

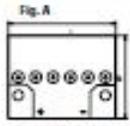


Fig. A
sun | power VR M 12-205-
sun | power VR M 12-250

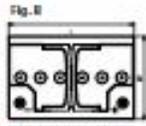


Fig. B
sun | power VR M 12-58-
sun | power VR M 12-90

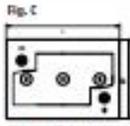


Fig. C
sun | power VR M 6-200-
sun | power VR M 6-250



Fig. D
sun | power VR M 2-400



Fig. E
sun | power VR M 2-620



Fig. F
sun | power VR M 2-890



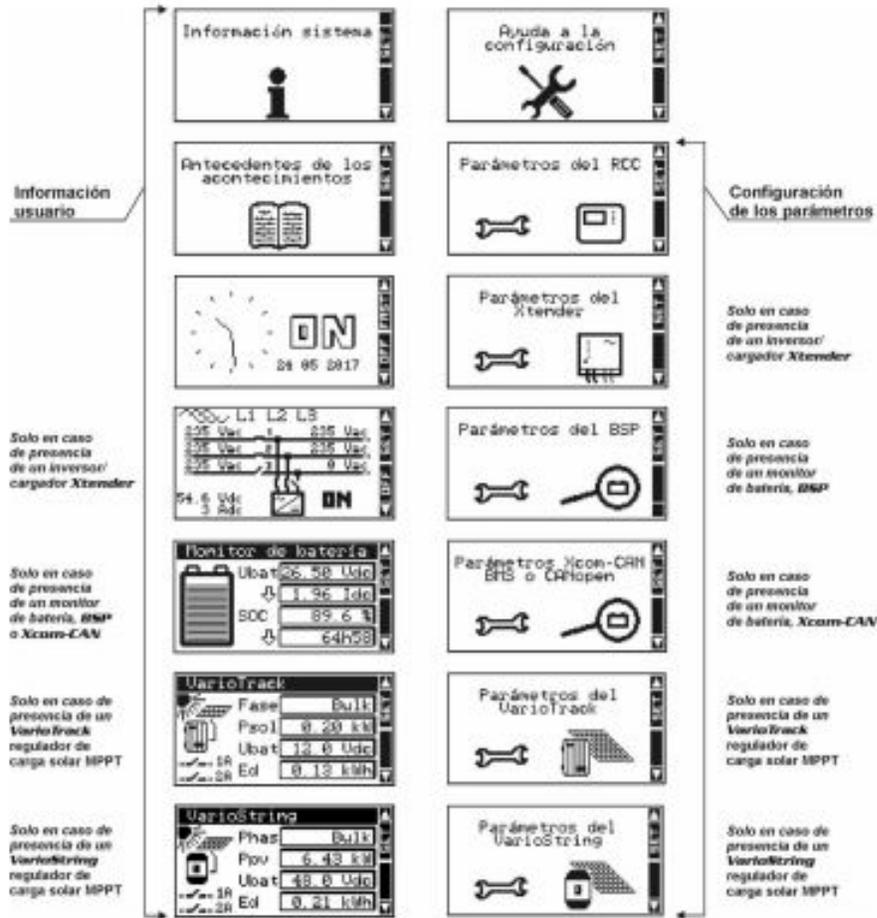
Fig. G
sun | power VR M 2-1120

HOPPECKE Batterien GmbH & Co. KG
Bartlekrähen Str. 1 - D-59829 Soltau - Fon: +49 (0)2966 61-674 - Fax: +49 (0)2966 61-270
Email: solar@hoppecke.com - www.hoppecke.com

Figura 7.10: Referencia de las baterías usadas.

RCC-02/-03 Control Remoto

Guía rápida



El manual usuario del RCC completo está disponible en la tarjeta SD entregada con el producto y también en nuestra página web para descargarlo, www.studer-innotec.com.



Figura 7.11: Referencia del sistema de control de monitoreo RCC.

Anexo 8: PLC marca WAGO I/O system 750-881

Manual



WAGO-I/O-SYSTEM 750
Programmable Fieldbus Controller ETHERNET
750-881
10/100 Mbit/s; digital and analog Signals

Version 1.1.3



Figura 7.12: Referencia del PLC.

Anexo 9: Esquema implementación perfiles de demanda discretos físicos en PLC marca WAGO I/O system 750-881

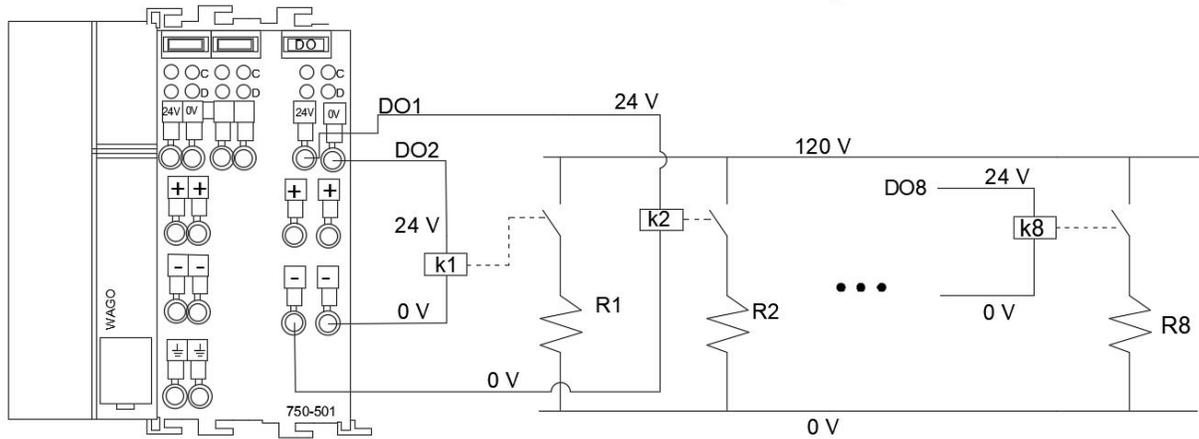


Figura 7.13: Referencia del esquema planteado por medio de PLC.

Anexo 9 a.: Tabla de magnitud carga referente al perfil residencial

Tabla 7.1: Magnitud del Perfil Residencial

Variable	0-4	5	6-13	14-16	17	18-20	21	22	23
P(W)	560	700	1036	798	1120	1400	1120	896	700
R(Ω)	25,7	20,6	13,9	18	12,9	10,3	12,9	16,1	20,6
I (A)	4,7	5,8	8,6	6,7	9,3	11,7	9,3	7,5	5,8

Anexo 9 b.: Tabla de magnitud carga referente al perfil industrial

Tabla 7.2: Magnitud del Perfil Residencial

Variable	0-2	3	4-8	9-17	18	19-23
P(W)	1320	1200	1320	1400	1260	1160
R(Ω)	10,91	12	10,91	10,29	11,43	12,41
I (A)	11	10	11	11,67	10,50	9,67