



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

DISEÑO Y SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN Y CONTROL DE LOS CONVERTIDORES ESTÁTICOS DE ENERGÍA EN UNA MICRO- RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (MICRO-SMART GRID) APLICADO A UN SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES (FOTOVOLTAICA Y EÓLICA)

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

WILMER ALBERTO SUÁREZ FARINANGO
wilmersuarezfr@gmail.com

FRANKLIN OLMEDO OCAMPO JIMENEZ
franklinocampo@hotmail.com

Director: Ing. Marcelo Pozo, Ph.D.
marcelo.pozo@epn.edu.ec

Quito, Julio, 2017

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por los señores Wilmer Alberto Suárez Farinango y Franklin Olmedo Ocampo Jiménez, bajo mi supervisión.

Ing. Marcelo Pozo, Ph.D.
DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Nosotros, Wilmer Alberto Suárez Farinango y Franklin Olmedo Ocampo Jiménez, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultados las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Wilmer Suárez

Franklin Ocampo

DEDICATORIA

A mis hijos Domenica, Dereck y mi linda esposa Karina por ser la razón de mí existir y principalmente por el apoyo, comprensión, alegría y amor que me brindaron durante toda esta etapa. A mis hermanos, mamita y papito por la confianza depositada y por velar siempre mi bienestar, mi hermanita Lucerito para que siga adelante y sepa que todo es difícil antes de ser fácil. Ronny mi hermano gracias por el apoyo y ya sabes que el próximo logro es tuyo..!!

A Dios por darme la sabiduría, paciencia y fortaleza de seguir siempre adelante y por el saber que ser el consentido de mi Dios es el mejor regalo del mundo.

Todos los triunfos nacen cuando

Nos atrevemos a comenzar.

Eugene Ware

Wilmer Suárez

Tu afecto y tu cariño son los detonantes de mi felicidad, de mi esfuerzo, de mis ganas de buscar lo mejor para ti. Por ayudarme a encontrar el lado dulce y no amargo de la vida. Fuiste mi motivación más grande para concluir con éxito este proyecto de tesis. Gracias, bebé.

A mi madre que tanto me estimulo, apoyo y me enseñó a luchar para lograr lo que solo con esfuerzo se alcanza.

A mi familia quien me acompañó durante todo este esfuerzo y permitieron que me adentrara en este mundo tan bello y humano del que no podré desprenderme jamás, para arribar a la meta.

Franklin Ocampo

AGRADECIMIENTO

En esta ocasión muy especial primeramente doy las gracias a mi Dios por guiar mi camino. A mis Padres por el apoyo incondicional en las buenas y malas. A mi esposa por estar siempre dándome fuerzas para construir un mejor camino para nuestra familia.

Finalmente al Dr. Marcelo Pozo, por brindarnos siempre su apoyo, enseñanzas, amistad y guiarnos acertadamente en este proyecto de titulación y a nuestro gran amigo Xavier Domínguez por su buena voluntad, colaboración y su don de gente. A Franklin mi amigo de tesis por esa amistad sincera y apoyo en este logro.

“La Fe”

No hace que las cosas sean fáciles

Hace que sean posibles.

Wilmer Suárez

Agradezco a Dios, ser maravilloso que me dio fuerza y fe para creer lo que me parecía imposible terminar, agradezco a mi familia que con su granito de arena siempre estuvo pendiente de mí, hoy la cúspide de mi primera meta como estudiante la he cristalizado, mi carrera profesional es el éxito valioso que he conseguido para alcanzar mis objetivos.

Gracias, de corazón, a mi tutor Dr. Marcelo Pozo por su paciencia, dedicación, motivación, criterio y aliento que ha hecho fácil lo difícil, ha sido un privilegio poder contar con su guía y ayuda.

También expreso mis agradecimientos a mi compañero de tesis Wilmer Suárez y a un gran amigo Xavier Domínguez, quienes con sus motivaciones, alientos y apoyo incondicional hicieron que este sueño sea alcanzado fácilmente.

Franklin Ocampo

RESUMEN

Este proyecto consistió en realizar un diseño y simulación de la operación y control de los convertidores estáticos de energía de una micro-red eléctrica inteligente (Micro Smart Grid), aplicado a un sistema de alumbrado público, a partir de fuentes de energía renovables. La principal finalidad fue realizar el estudio de factibilidad para aplicar proyectos híbridos de energías renovables (eólico y solar). El lugar seleccionado para este estudio fue la estación meteorológica “La Tola”, ubicado el sector Pifo. En el sistema solar fotovoltaico se utilizó un panel de 235 W y en el sistema eólico un generador de 400 W. En estos sistemas se monitorearon los parámetros de voltaje y corriente durante todo el tiempo, los mismos que se utilizaron para obtener el MPPT (búsqueda de punto máximo de potencia). En el caso del panel fotovoltaico se implementó un algoritmo con la técnica “incremental conductance”, y en el eólico con la técnica de perturbación y observación, los cuales proporcionan la relación de trabajo de los semiconductores de potencia. El convertidor elevador-reductor es el que se utilizó en estos dos sistemas para proporcionar la corriente necesaria a la carga y a las baterías. El sistema de almacenamiento de energía trabaja por medio de un convertidor DC/DC bidireccional y realiza el control de carga y descarga la batería. La carga (lámpara LED) trabaja por medio de un convertidor DC/DC reductor para mantener una corriente constante (3.3A). Finalmente se puede concluir que con la electrónica de potencia y las estrategias de control aplicadas en cada sistema, se pudo obtener la máxima potencia. El control realizado en cada sub-sistema ayuda a obtener un sistema eficiente, amigable y confiable.

Palabras Clave: Convertidor Reductor-Elevador, Convertidor DC/DC, Incremental Conductance, Perturbación y Observación, Seguidor del punto de máxima potencia

ABSTRACT

This project consisted in to design and simulates the operation and control of static power converters in a Micro Smart Grid, applied to a system of street lighting, with energy sources, renewables generation. The main purpose was to study of feasibility to apply hybrids projects of renewable energies (wind and PV) The place selected for this study was the meteorological station "La Tola" located in Pifo. In the PV system, the maximum output power is 235 W and for the wind generator system is 400 W. In these systems, the parameters of voltage and current were monitored all the time, as same as a MPPT (Maximum Point Power Tracker) strategy was implemented. In the case of PV, an algorithm with the technical "incremental conductance" was implemented, and in the case of wind generator, the technical of perturbation and observation. Both provides the duty cycle for the power semiconductors. Buck-Boost converter was used in these two systems to provide the required current for the load and for the battery. The storage energy system works as a bi-directional DC / DC converter and performs the control for the load and for the battery. LED Lamp works by means of a DC/DC reducer converter in order to maintain a constant current (3.3 A). Finally, as conclusion, the applied control strategies in each system, shown that the proposed system is environment friendly, efficient, reliably and robust.

Keywords: Buck-Boost Converter, DC/DC power converter, Incremental Conductance, Maximum Point Power Tracker - MPPT, Perturbation and Observation.

ÍNDICE

CERTIFICACIÓN	i
DECLARACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
ÍNDICE.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvii
INTRODUCCIÓN.....	1
Definición del Problema.....	3
Justificación e Importancia	3
Objetivo General	4
Objetivos Específicos	5
1. MARCO TEÓRICO	6
1.1. Energías Renovables.....	6
1.1.1. Energía solar fotovoltaica	7
1.1.1.1. Ventajas de la energía fotovoltaica	8
1.1.1.2. Desventajas de la energía fotovoltaica	8
1.1.1.3. Tipos de celdas fotovoltaicas	9
1.1.1.3.1. Monocristalinos	9
1.1.1.3.2. Policristalinos	9
1.1.1.3.3. Película Delgada.....	10
1.1.1.4. Características de los módulos fotovoltaicos.....	11
1.1.1.4.1. Datos técnicos.....	11
1.1.1.4.2. Parámetros eléctricos	12

1.1.1.5. Modelo eléctrico de una celda fotovoltaica	13
1.1.1.6. Modelo matemático de una celda fotovoltaica	14
1.1.1.7. El recurso solar	15
1.1.1.7.1. Componentes de la radiación solar	16
1.1.1.7.2. Medidores de radiación solar.....	17
1.1.1.8. Situación actual de la energía fotovoltaica	17
1.1.2. Energía fotovoltaica en Ecuador	18
1.1.2.1. Radiación solar	19
1.1.2.1.1. Posición del sol respecto a Quito	19
1.1.2.2. Datos de energía solar registrada en el Ecuador	21
1.1.2.2.1. Determinación de lugar de investigación	22
1.1.2.3. Análisis del recurso solar.....	24
1.1.2.3.1. Modelos de radiación.....	24
1.1.2.3.2. Mapa solar del Distrito Metropolitano de Quito	26
1.1.3. Energía eólica	29
1.1.3.1. Clasificación de los aerogeneradores	30
1.1.3.1.1. Aerogeneradores de eje horizontal	30
1.1.3.1.2. Aerogeneradores de eje vertical.....	31
1.1.3.1.3. Aerogeneradores para aplicaciones aisladas	32
1.1.3.1.4. Aerogeneradores para centrales eoléticas	32
1.1.3.2. El recurso eólico	33
1.1.3.2.1. Medición del recurso eólico	34
1.1.3.2.2. Situación actual de la energía eólica en el mundo.....	35
1.1.3.2.3. Ventajas de la energía eólica	37
1.1.3.2.4. Desventaja de la energía eólica	38
1.1.3.3. Potencia de una turbina de viento.....	38
1.1.3.3.1. Potencial eólico	39
1.1.3.3.2. Potencia media	39
1.1.3.4. Método analítico para la distribución del viento	40

1.1.3.4.1. Distribución de Weibull	40
1.1.3.4.2. Distribución de Rayleigh	41
1.1.4. La energía eólica en Ecuador.....	42
1.1.4.1. Proyectos de energía renovable	43
1.1.4.2. Recurso eólico en Ecuador	44
1.1.4.2.1. Datos de viento en las diferentes Provincias	46
1.1.4.2.2. Análisis del centro del Distrito Metropolitano de Quito	46
1.1.4.2.3. Lugares de mayor potencial en el Distrito Metropolitano de Quito	49
1.1.4.2.4. Datos meteorológicos para explotación de energías renovables en el Ecuador	53
1.2. Sistema de Almacenamiento de Energía	55
1.2.1. Batería.....	55
1.2.1.1. Tipos de baterías	55
1.2.1.1.1. Baterías inundadas (abiertas)	56
1.2.1.1.2. Baterías herméticas sin mantenimiento (selladas)	56
1.2.1.1.3. Baterías herméticas de gel.....	56
1.2.1.1.4. Baterías herméticas tipo AGM.....	57
1.2.1.2. Etapas de carga de una batería	57
1.3. Topologías de Convertidores Estáticos	58
1.3.1. Tipos de convertidores.....	58
1.3.1.1. Convertidor DC/DC Reductor.....	59
1.3.1.2. Convertidor DC/DC elevador.....	66
1.3.1.3. Convertidor DC/DC reductor elevador	71
1.3.1.4. Chopper de dos cuadrantes	75
1.4. Técnicas del Seguimiento del Punto Máximo de Potencia (MPPT).....	79
1.4.1. Diagrama de bloques de la obtención del Punto Máximo de Potencia.	80
1.4.2. Sistema fotovoltaico	80
1.4.2.1. Técnica Seleccionada Fovovoltaico.....	82
1.4.3. Sistemas eólicos	84

1.4.3.1. Bucle de Lazo Abierto	84
1.4.3.2. Bucle de Lazo Cerrado.....	85
1.4.4. Técnicas del MPP	86
1.4.4.1. Técnica Seleccionada del Sistema Eólico	86
1.4.4.1.1. Proceso de trabajo del MPPT seleccionado	87
2. DISEÑO Y SIMULACIÓN	90
2.1. Análisis de Luminarias Eficientes	90
2.1.1. Altura de montaje de las luminarias	91
2.1.2. Tipos de lámparas.....	91
2.2. Diseño de Baterías.....	91
2.2.1. Cálculo de la energía de consumo del sistema	92
2.3. Diseño del Panel Fotovoltaico	93
2.4. Diseño del Sistema Eólico	94
2.4.1. Número de Aerogeneradores	95
2.4.2. Calculo de la potencia media del aerogenerador.....	96
2.5. Diseño del Convertidor Reductor (Buck)	98
2.6. Diseño del Convertidor Elevador (Boost)	100
2.7. Diseño del Convertidor Reductor Elevador (Buck/Boost)	101
2.8. Diseño del Controlador Convertidor Bidireccional de dos Cuadrantes Tipo C..	103
2.8.1. Cálculos de diseño de relación de trabajo	104
2.8.2. Diseño del controlador en cascada PI.....	107
2.9. Diseño del Software del Sistema Autosustentable.....	110
2.9.1. Descripción del sistema	110
2.9.2. Generador eólico.....	111
2.9.3. Convertidor Buck-Boost del sistema eólico.....	112
2.9.4. Algoritmo para hallar el MPPT eólico	113
2.9.5. Panel fotovoltaico.....	113
2.9.6. Banco de Baterías	115
2.9.6.1. Carga y descarga de las baterías	115

2.9.6.2. Carga	116
3. PRUEBAS Y RESULTADOS	118
3.1. Lugar de Análisis del Sistema Híbrido	118
3.2. Resultados Diarios	118
3.2.1. Sistema fotovoltaico	119
3.2.1.1. Sistema sin algoritmo MPPT	120
3.2.1.2. Sistema con algoritmo MPPT	120
3.2.1.3. Eficiencia del sistema fotovoltaico	122
3.2.2. Sistema Eólico	122
3.2.2.1. Sistema sin algoritmo MPPT	123
3.2.2.2. Sistema con algoritmo MPPT	124
3.2.2.3. Eficiencia del sistema eólico	124
3.2.3. Sistema híbrido implementado	125
3.2.3.1. Resultados finales diarios del sistema implementado	126
3.3. Resultados Mensuales	127
3.3.1. Sistema mensual con mayor cantidad de recurso solar	127
3.3.1.1. Potencia del sistema solar fotovoltaico implementado	128
3.3.2. Sistema mensual con mayor cantidad de recurso eólico	129
3.3.2.1. Potencia del sistema eólico implementado	129
3.3.2.2. Resultados finales mensuales con mayor cantidad de recursos	130
3.3.3. Sistema mensual con menor cantidad de recursos solar	131
3.3.3.1. Potencia del sistema fotovoltaico implementado	132
3.3.4. Sistema mensual con menor cantidad de recursos eólico	132
3.3.4.1. Potencia del sistema eólico implementado	132
3.3.4.2. Resultados finales mensuales con menor cantidad de recursos	133
3.4. Resultados Anuales	134
3.4.1. Sistema fotovoltaico	134
3.4.1.1. Potencia del sistema fotovoltaico implementado	135
3.4.2. Sistema eólico	135

3.4.2.1. Potencia del sistema eólico implementado	136
3.4.3. Resultados finales anuales del sistema implementado.	136
4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	138
4.1. Rentabilidad zonas urbanas.....	138
4.1.1. Fondos Propios	138
4.1.2. Beneficio Neto.....	138
4.2. Rentabilidad zonas rurales.....	139
4.2.1. Fondos Propios	139
4.2.2. Beneficio Neto.....	139
4.3. Calculo de reducción CO ₂	140
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	141
5.1. Conclusiones	141
5.2. Recomendaciones.....	143
Referencias.....	144
LISTADO DE ANEXOS	xviii
ANEXO i.....	xix
ANEXO ii.....	xxxii
ANEXO iii	xxxiv
ANEXO iv	xxxv
ANEXO v.....	xxxvii
ANEXO vi.....	xxxix
ANEXO vii.....	xli

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Esquema de energías renovables procedentes de la energía solar.	6
Figura 1.2. Energía solar fotovoltaica.	7
Figura 1.3. Panel fotovoltaico monocristalino.	9
Figura 1.4. Panel fotovoltaico policristalino.	10
Figura 1.5. Panel fotovoltaico capa fina.	10
Figura 1.6. Terminología fotovoltaica.	11
Figura 1.7. Variación de la curva V-I en función de la irradiancia.	12
Figura 1.8. Variación de la curva I-V en función de la temperatura.	12
Figura 1.9. Modelo eléctrico de una celda fotovoltaica.	13
Figura 1.10. Curva P-V y V-I.	14
Figura 1.11. Irradiación solar global.	18
Figura 1.12. Trayectoria solar en lugares con latitud 0°.	20
Figura 1.13. Esquemas geométricos Sol – Tierra.	20
Figura 1.14. Datos de heliofanía.	23
Figura 1.15. Radiación solar estimada según el modelo #1.	25
Figura 1.16. Energía solar promedio del DMQ.	27
Figura 1.17. Datos técnicos de recurso solar.	28
Figura 1.18. Radiación solar típica diaria.	28
Figura 1.19. Clasificación de los aerogeneradores.	30
Figura 1.20. Aerogeneradores de eje horizontal.	31
Figura 1.21. Aerogeneradores de eje vertical.	31
Figura 1.22. Micro turbinas eólica.	32
Figura 1.23. Anemómetro.	34
Figura 1.24. Anemómetro y veleta.	34
Figura 1.25. Crecimiento anual de la energía eólica.	36

Figura 1.26. Potencia eólica instalada.	36
Figura 1.27. Proyecciones de crecimiento.	37
Figura 1.28. Potencia mecánica de la turbina vs velocidad del viento.	39
Figura 1.29. Distribución de velocidades de weibull.	40
Figura 1.32. Mapa eólico del Ecuador.	45
Figura 1.33. Datos técnicos de recurso eólico.	45
Figura 1.34. Velocidad del viento, Quito.	48
Figura 1.35. Velocidad del viento en INAMHI.	48
Figura 1.36. Simulación velocidad del viento en centro de Quito weibull/rayleigh.	49
Figura 1.37. Recurso eólico de la Provincia de Pichincha.	50
Figura 1.38. Mapa del Distrito Metropolitano de Quito.	50
Figura 1.39. Velocidad del viento en Quito aeropuerto DAC.	51
Figura 1.40. Velocidad del viento en Quito Tabacundo.	52
Figura 1.41. Velocidad del viento en Quito Tabacundo.	52
Figura 1.42. Estaciones meteorológicas.	54
Figura 1.44. (a) Convertidor CC-CC reductor.	60
Figura 1.45. Formas de onda del convertidor reductor.	62
Figura 1.46. Formas de onda del convertidor reductor, rizado en el condensador.	65
Figura 1.47. El convertidor elevador, esquema del circuito.	67
Figura 1.48. Formas de onda del convertidor elevador.	68
Figura 1.49. Convertidor reductor-elevador con IL continua.	73
Figura 1.50. Diagrama del circuito chopper de dos cuadrantes o tipo C.	75
Figura 1.51. Chopper tipo C funciona como reductor Q1 cerrado.	76
Figura 1.52. Chopper tipo C funciona como reductor Q1 abierto.	76
Figura 1.53. Chopper tipo C funciona como elevador Q2 cerrado.	76
Figura 1.54. Chopper tipo C funciona como elevador Q2 abierto.	77
Figura 1.55. Formas de onda de corriente y voltaje en la carga.	77

Figura 2.1. Convertidor de dos cuadrantes tipo C.	103
Figura 2.2. Esquema del conmutador de control en cascada.	104
Figura 2.3. Circuito de dos cuadrantes.	104
Figura 2.4. Modo 1 (Q_1 ON, Q_2 OFF).	105
Figura 2.5. Modo 1 (Q_1 OFF, Q_2 ON).	106
Figura 2.6. Modo 1 (Q_1 ON).	108
Figura 2.7. Modo 2 (Q_2 ON).	109
Figura 2.8. Sistema autosustentable propuesto.	111
Figura 2.9. Generador eólico.	112
Figura 2.10. Parámetros del viento.	112
Figura 2.12. Función del MPPT.	113
Figura 2.13. Panel fotovoltaico.	114
Figura 2.14. Características del panel fotovoltaico.	114
Figura 2.15. Convertidor reductor-elevador.	114
Figura 2.16. Sistema de almacenamiento.	115
Figura 2.17. Control de carga y descarga de la batería.	116
Figura 2.18. Carga del sistema.	117
Figura 2.19. Control automático de lámpara.	117
Figura 3.1. La Tola (Lugar seleccionado para el análisis del sistema híbrido).	118
Figura 3.2. Sistema fotovoltaico implementado.	119
Figura 3.3. Condiciones climáticas de irradiación y temperatura.	119
Figura 3.4. Potencia del sistema fotovoltaico sin MPPT.	120
Figura 3.5, Potencia del sistema fotovoltaico con MPPT.	121
Figura 3.6. Sistema eólico implementado.	122
Figura 3.7. Condiciones climáticas de velocidad del viento.	123
Figura 3.8. Potencia del sistema fotovoltaico sin algoritmo MPPT.	123
Figura 3.9. Potencia del sistema eólico con algoritmo MPPT.	124

Figura 3.10. Sistemas implementados.....	125
Figura 3.11. Curvas de las fuentes generadoras y carga con periodo de 24H.	126
Figura 3.12. Condiciones climáticas de irradiación y temperatura, Agosto.	128
Figura 3.13. Potencia del sistema fotovoltaico mensual.	128
Figura 3.14. Condiciones climáticas de velocidad del viento, Agosto.....	129
Figura 3.15. Potencia del sistema eólico mensual. Agosto.....	129
Figura 3.16. Curvas de las fuentes generadoras y carga. Agosto.	130
Figura 3.17, Condiciones climáticas de irradiación y temperatura, Abril.	131
Figura 3.18. Potencia del sistema fotovoltaico, Abril.	132
Figura 3.19. Condiciones climáticas de velocidad del viento, Abril.....	132
Figura 3.20. Potencia del sistema eólico mensual.	132
Figura 3.21. Curvas de las fuentes generadoras y carga, Abril 2015.....	133
Figura 3.22. Condiciones climáticas de irradiación y temperatura, Año 2015.....	134
Figura 3.23. Potencia del sistema fotovoltaico anual. Año 2015.	135
Figura 3.24. Condiciones climáticas de velocidad del viento, Año 2015.	135
Figura 3.25. Potencia del sistema eólico, Año 2015.	136
Figura 3.26. Curvas de las fuentes generadoras y carga con periodo anual.	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Definición de relaciones geométricas entre sol y tierra.....	21
Tabla 1.2. Insolación solar de diferentes ciudades del Ecuador.....	21
Tabla 1.3. Datos de heliofanía y nubosidad año 2010.....	22
Tabla 1.4. Resumen de datos del tiempo Quito.....	23
Tabla 1.5. Estimación de la energía solar promedio diaria mensual CENACE.....	26
Tabla 1.6. Potencia nominal de energía eléctrica.....	42
Tabla 1.7. Potencial eólico en el Ecuador.....	46
Tabla 1.8. Resumen de datos del tiempo Quito.....	47
Tabla 2.1. Comparación de lámparas antiguas y led.....	90
Tabla 2.2. Flujo luminoso que se necesita a determinadas alturas.....	91
Tabla 2.5. Estimación de la potencia media.....	98
Tabla 4.1. Costos directos zona urbana.....	138
Tabla 4.2. Costos directos zona rural.....	140

INTRODUCCIÓN

En los últimos años en el Ecuador se ha visto un incremento de la demanda de energía debido al incremento de usuarios de aplicaciones industriales y domésticas, tal como se indica en la Tabla A. Debido a este incremento del consumo de energía las concentraciones de gases de efectos invernaderos han crecido paulatinamente (ver Fig. A), el cual traen consecuencias sociales, económicas, energéticas y ambientales, contaminando el entorno mundial que nos rodea y comprometiendo la sostenibilidad de los seres humanos y con costos cada vez mayores para los países. [1]

Tabla A. Consumo eléctrico per cápita y PIB.

	Unidad	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Consumo eléctrico	GWh	11.314	12.319	13.815	15.067	15.623	15.798	17.110	18.527	19.867	20.840	21.996
Población	Miles hab.	13.027	13.215	13.408	13.605	13.805	14.005	14.205	15.012	15.266	15.521	15.775
Consumo per cápita	kWh/hab.	868.5	932.2	1030.3	1107.7	1131.7	1128.0	1204.5	1234.1	1301.4	1342.7	1394.4

(Fuente: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos [MICSE], 2015)

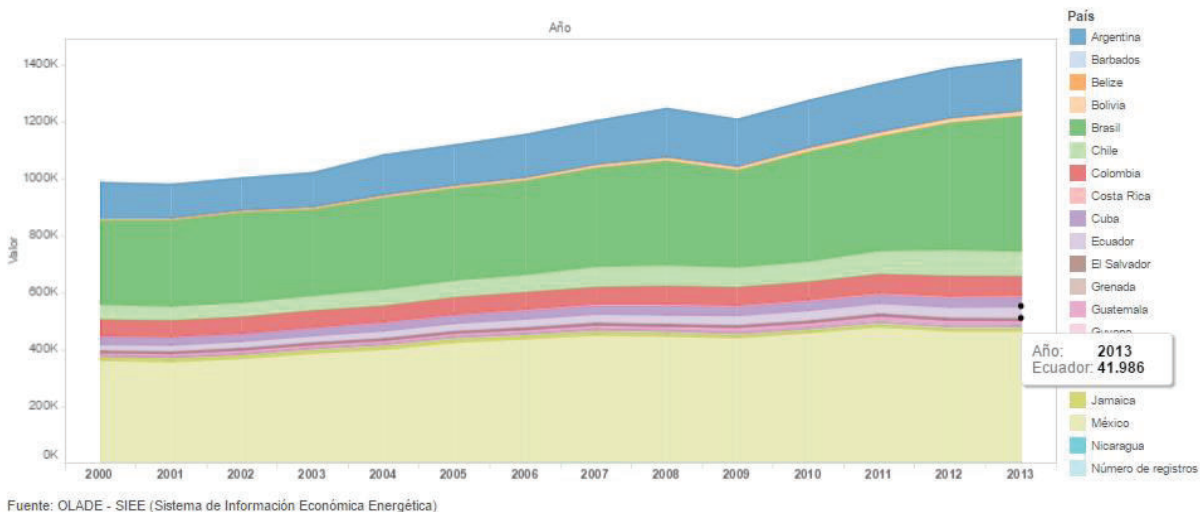


Figura A. Emisiones de CO2 del Sector Energético.

(Fuente: OLADE-SIEE, SISTEMA DE INFORMACIÓN ECONOMICA Y ENERGETICA, 2013)

Para la reducción del consumo de los combustibles fósiles, los cuales provocan estas emisiones, diferentes campañas a nivel mundial se realizan. Es por eso que los gobiernos han adoptado medidas para prevenir el cambio climático, y fue en el año 1997, en donde se firmó el Protocolo de Kioto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC). En el cual los gobiernos se comprometieron a reducir los niveles de emisiones de los gases de efecto invernadero durante los años 2008-2012.

Es a raíz de esto, que se debe tomar conciencia del verdadero peligro que representa para la humanidad el cambio climático. Por lo cual se hace indispensable y necesario que cada uno aporte con la conservación del planeta utilizando energías renovables.

Según el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, se prevé que para el año 2020 el 86% de la energía eléctrica sea generada por centrales hidroeléctricas, complementado con un 8% de otro tipo de energías renovables.

Según [2], existe parte del territorio Ecuatoriano sin electrificar, particularmente en la Amazonía, donde por razones de carácter técnico, económico, de impacto ambiental e incluso cultural imposibilitan que a estos sectores se les provea del servicio eléctrico convencional. Bajo este panorama las energías renovables no convencionales constituyen una alternativa para los propósitos de incrementar la cobertura.

Con el fin de aprovechar las energías renovables, se hace mención principalmente a la energía solar fotovoltaica y a la energía eólica, utilizando sistemas de almacenamiento de energía, se puede gestionar de manera sostenible la demanda de energía.

El presente trabajo investigativo tiene como objetivo aprovechar la generación de las fuentes de energía renovable, analizar el sistema de almacenamiento de energía y las diferentes topologías de convertidores estáticos de energía.

La aplicación se basa en una micro-red inteligente (Micro-Smart Grid), que se aplica a un poste de alumbrado público autónomo empleando palabras energéticas. Cada fuente de energía (solar fotovoltaica y eólica) operarán bajo la técnica de Búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) que permita una transferencia óptima de energía eléctrica de la generación al almacenamiento de energía y a la carga.

Para este proyecto se determina el Distrito Metropolitano de Quito como escenario a emular y en donde se dispone información a partir de una estación meteorológica que aporta con los datos de radiación solar, temperatura y velocidades del viento. Bajo las diferentes condiciones meteorológicas y las diferentes topologías de convertidores estáticos de energía, se plantea diferentes escenarios de simulación para determinar la contribución de cada tipo de sistema, de forma que bajo las diferentes condiciones se pueda visualizar la optimización del sistema.

Definición del Problema

La iluminación en las calles, avenidas y lugares remotos son una necesidad de gran importancia y una cuestión de seguridad, debido a que deben estar encendidas varias horas durante la noche por lo que constituyen una demanda importante de energía eléctrica a nivel de país. Buscando como objetivo solventar el problema de iluminación en las calles y/o avenidas remotas, en las cuales realizar un tendido eléctrico no resulta viable.

Además las centrales actuales utilizan combustibles fósiles (petróleo, carbón, etc.) con sus correspondientes implicaciones de emisiones de humos y gases que provocan el efecto invernadero. Es preciso avanzar en sistemas de investigación que ayuden a mejorar aspectos como la eficiencia y la reducción de gases, así como la facilidad de integración de energía renovable desde ubicaciones centralizadas o de puntos de generación distribuidos.

El problema propuesto es analizar diferentes topologías de convertidores estáticos de energía a partir de las fuentes disponibles de energía renovables (solar fotovoltaica y eólica) y sobre todo buscar la técnica para obtener el Punto de Máxima Potencia (MPP) de cada fuente de generación y que permita una transferencia óptima de energía a la luminaria, garantizando la disponibilidad de suministro de energía durante los escenarios más críticos.

Justificación e Importancia

Actualmente no existe en nuestro país un estudio de sistemas de tecnología inteligente para la iluminación exterior que aproveche la energía solar fotovoltaica y eólica y con un rendimiento aceptable de manera autónoma, es decir para sistemas aislados o sin conexión al Sistema Nacional Interconectado (SNI). Dado el gran consumo debido a la iluminación pública, si estos sistemas fueran energéticamente autosustentables, se aportaría en la mejora de la matriz energética Ecuatoriana y además se contribuiría en el incremento del uso de energías limpias, que disminuyen la contaminación del medio ambiente.

El objeto de este proyecto es diseñar y simular un conjunto de convertidores estáticos de energía que operan en MPP bajo las condiciones meteorológicas de un lugar determinado y lograr mantener el manejo y la transformación de la energía de una forma eficiente. El resultado final será un simulador que emule diferentes escenarios de condiciones meteorológicas, así como horarios del día de tal manera de demostrar el óptimo

funcionamiento de los convertidores estáticos, primero en la transferencia de energía, y segundo en la operación autónoma y eficiente de un sistema de alumbrado público.

Con este estudio se pretende garantizar la confiabilidad y seguridad de instalar los sistemas de iluminación híbridos con el aprovechamiento eficaz de las fuentes de energía renovables y la tecnología de la electrónica de potencia aplicada de forma inteligente en la conversión estática de la energía.

Este estudio que utiliza ciencia y tecnología busca incidir en la matriz energética con el uso de fuentes renovables, aprovechando la diversidad de recursos, para mejorar la calidad ambiental local y contribuir a la diversificación de la economía Ecuatoriana.

Por el aislamiento geográfico de las poblaciones insulares, rurales y de selva, así como por su baja concentración poblacional, la provisión de energía solar y eólica es una alternativa frente a la ausencia de redes eléctricas del Sistema Nacional Interconectado.

Con el uso de las últimas tecnologías en iluminación y sistemas híbridos, se dan importantes ahorros en el consumo de electricidad y mayor confort debido a su alto grado de eficiencia. Con este estudio se pretende incrementar la eficiencia energética, abrir oportunidades de aprendizaje a todo nivel de la sociedad, además de generar una herramienta para investigaciones y proyectos futuros que permitan la implementación y brindar confianza al proceso, generando un ahorro de tiempo, costos y cuidado al medio ambiente.

Objetivo General

Realizar el diseño y simulación de la operación y control de los convertidores estáticos de energía bajo la técnica del MPPT (Seguimiento de Punto de Máxima Potencia), en una micro-red eléctrica inteligente (Micro-Smart Grid) aplicado a un sistema de alumbrado público a partir de fuentes de energía renovables (solar fotovoltaica y eólica), bajo ciertas condiciones meteorológicas aportando así a la solución y a los problemas energéticos en el sector de iluminación vial, reduciendo emisiones de CO₂ y ayudando de esta manera a la matriz productiva y al medio ambiente.

Objetivos Específicos

- Realizar un estudio de las diferentes topologías de convertidores estáticos a partir de fuente de energía solar fotovoltaica y eólica, para la energía almacenada en baterías eléctricas para sistemas de alumbrado público.
- Proponer un lugar determinado el cual se implemente del estudio híbrido propuesto y realizar la simulación de los convertidores estáticos de energía en el sistema de iluminación pública a partir de fuentes de energías renovables bajo ciertas condiciones y escenarios meteorológicos.
- Proponer un sistema de control y administración de energía inteligente bajo la técnica MPPT para un sistema de iluminación pública a partir de sistemas de generación fotovoltaico y eólico.
- Analizar la factibilidad financiera y el costo-beneficio de la implementación del sistema propuesto.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Energías Renovables

Las energías renovables son aquellas que se generan de forma continua y no son agotables y están en constante renovación, a diferencia de otros combustibles que sí se agotan o tienen reservas agotables tales como el petróleo, gas, agotables en un plazo más o menos determinado. [3]

Según [4] las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas.

La energía solar es la fuente primaria de energía, el cual mediante el calentamiento solar permite generar ciclos de agua y corrientes de aire que permiten generar energía hidráulica o eólica. La energía solar es atrapada por las plantas durante el proceso de la fotosíntesis, la cual puede ser atrapada en forma de bioenergía; incluso el petróleo, el carbón y el gas natural son energía solar que se almacenó en tejidos vivos y que no tuvo oportunidad para descomponerse sino más bien se almacenó, comprimió, calentó y se convirtió en combustibles fósiles a lo largo de los últimos 500 millones de años. [5]

Como se menciona en el párrafo anterior, el sol es la fuente primaria de las energías renovables el cual es un gigante reactor nuclear en el que la masa se convierte en energía continua, de este solo una parte llega a la tierra.

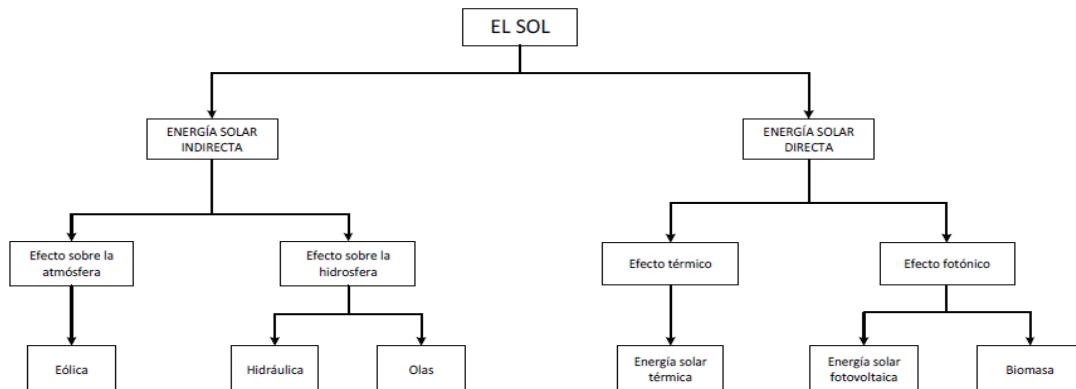


Figura 1.1. Esquema de energías renovables procedentes de la energía solar.
(Fuente: Constante J & Palacios, 2014)

1.1.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar es el término con el que se denomina a la energía proveniente de la radiación del sol. Las celdas fotovoltaicas transforman directamente la radiación solar en electricidad, por medio de un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico. [5]

Es necesario realizar un proceso de captación de luz para generar efectos fotovoltaicos en dispositivos opto electrónicos, ya que esta energía se transfiere por medio de electrones, que permiten generar energía y estos rompen los enlaces que los mantenían ligados a sus átomos y pueden moverse "libremente" por el material, dejando huecos en sus lugares, los cuales se comportan como partículas de carga positiva.

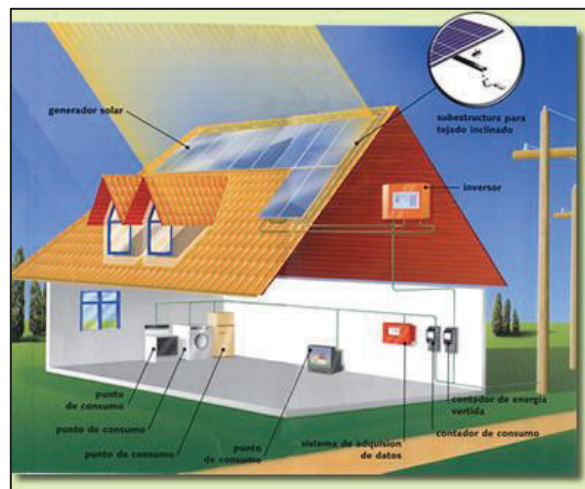


Figura 1.2. Energía solar fotovoltaica.

(Fuente: <http://www.arqhys.com/construccion/energia-solar-fotovoltaica.html>)

La energía fotovoltaica ha sido la opción más barata para muchas aplicaciones modulares o alejadas de la red, que no requería ninguna otra justificación económica. Sin embargo, el alto costo para los usos urbanos de la energía fotovoltaica ha permanecido como un impedimento para el uso extensivo de esta tecnología.

Por fortuna los precios de fábrica de los sistemas fotovoltaicos continúan reduciéndose drásticamente. Los módulos fotovoltaicos cuestan entre 2 y 3 dólares por Wp (Wattio pico) y un sistema completamente instalado tiene costos de entre 5 y 7 dólares/watt en Estados Unidos y de 6.5 dólares/watt en Japón (antes de que el gobierno de este país iniciara un importante programa de subsidios, con el cual los precios se redujeron drásticamente). [6]

Cuando el volumen de ventas y la experiencia bajen los costos de un sistema totalmente instalado a 3 dólares/watt pico, el costo final de la electricidad amortizada a 30 años se ubicará entre 8 y 12 centavos de dólar/kWh (dependiendo de la radiación solar en el lugar), haciendo que la electricidad generada por medios fotovoltaicos sea competitiva con la generada por medios convencionales. Actualmente, los módulos fotovoltaicos están garantizados por 20 a 25 años, pero podrían durar dos veces ese tiempo. [6]

Este trabajo se enfocará en analizar este tipo de energía que es aplicado a un panel solar, el cual es una de las fuentes de energía para el presente proyecto.

1.1.1.1. Ventajas de la energía fotovoltaica

- La energía solar fotovoltaica no emite carbono ni otros gases y partículas contaminantes a diferencia de los combustibles fósiles.
- No presenta riesgos de emisiones radioactivas, a diferencia de la energía generada por fusión nuclear.
- No reduce el caudal de ríos y arroyos a diferencia de las centrales hidroeléctricas.
- No consumen ni contaminan el agua.
- Su generación energética no produce residuos.
- La disponibilidad de combustible es ilimitada y no está sujeta a problemas logísticos, de suministro ni de agotamiento del recurso.
- Su generación es distribuida, eliminando los costos de construcción y servicio de infraestructura para transporte de energía e impactos ambientales asociados a la misma.

1.1.1.2. Desventajas de la energía fotovoltaica

- Los costos de instalación son altos y requiere una gran inversión inicial.
- El área debe ser muy significativa si se requiere grandes potencias.
- La energía generada depende de la heliofanía (horas pico sol).

En adelante los países deben establecer la necesidad de contribuir a la generación fotovoltaica por la gran contaminación existente, además de las normas de cada uno de los países a la contribución del tratado de Kioto.

1.1.1.3. Tipos de celdas fotovoltaicas

El uso de las celdas fotovoltaicas ha crecido en los últimos años debido al uso de la tecnología, aumento de la eficiencia y reducción de costos de fabricación.

1.1.1.3.1. Monocristalinos

Las celdas están hechas de un solo cristal de silicio de muy alta pureza. La eficiencia de estos módulos ha llegado hasta el 17%. Los módulos con estas celdas son los más maduros del mercado, proporcionando con esto confiabilidad en el dispositivo de tal manera que algunos fabricantes los garantizan hasta por 25 años. [7]



Figura 1.3. Panel fotovoltaico monocristalino.

(Fuente: <http://www.energiamoderna.com.ar/paneles/00000,Panel-Solar-Monocristalino-40W---12V.html>)

1.1.1.3.2. Policristalinos

Su nombre indica que estas celdas están formadas por varios cristales de silicio. Esta tecnología fue desarrollada buscando disminuir los costos de fabricación. Dichas celdas presentan eficiencias de conversión un poco inferiores a las monocristalinas pero se ha encontrado que pueden obtenerse hasta del orden del 15%. La garantía del producto puede ser hasta por 20 años dependiendo del fabricante. [7]

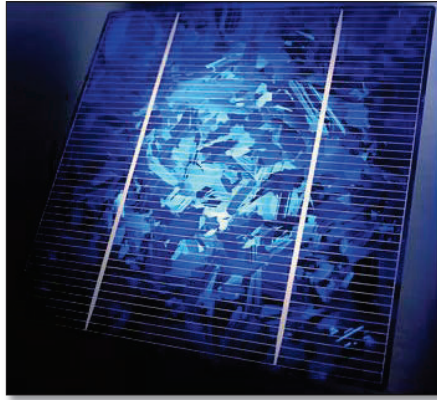


Figura 1.4. Panel fotovoltaico policristalino.

(Fuente: <https://www.google.com.ec/search?q=silicio+policristalino&source>)

1.1.1.3.3. Película Delgada

Existen semiconductores de película delgada, que son fabricados con silicio amorfo hidrogenado, ya que son económicas en relación a las de silicio cristalino , pero su eficiencia es de un 10% y se degrada rápidamente , sin embargo es la que se utiliza en relojes , calculadoras y señalización.



Figura 1.5. Panel fotovoltaico capa fina.

(Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos94/energia-solar-propuesta-generar-energia-electrica/energia-solar-propuesta-generar-energia-electrica.shtml>)

A pesar de la extensa variedad en materiales para fabricación de paneles solares, hasta 2002, casi el 99% de la producción de celdas solares se basó en silicio y se espera que continúe siendo así, ya que es éste el elemento más abundante en la tierra y algunos de sus competidores son o escasos o tóxicos. [6]

1.1.1.4. Características de los módulos fotovoltaicos

La unidad básica de un panel fotovoltaico es la celda fotovoltaica, la cual convierte la luz en corriente directa a través de efectos fotovoltaicos aproximadamente a medio voltio, y un conjunto de celdas se conectan en serie o en paralelo, llamado modulo para producir el voltaje requerido, estos se construyen desde 5W hasta 300W como máximo y la unión de estos módulos se conoce como panel, y la conexión de estos paneles se conoce como arreglo, como expresa en la figura 1.6. [8]

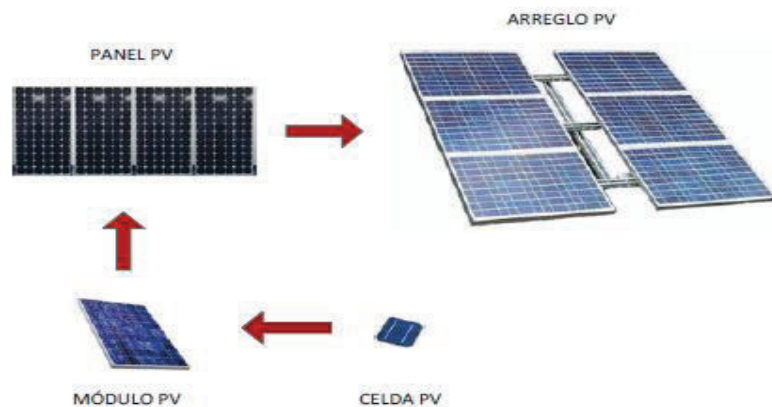


Figura 1.6. Terminología fotovoltaica.

(Fuente: S.E. International/ Photovoltaics Design and Installation Manual, 2014)

1.1.1.4.1. Datos técnicos

Los valores eléctricos se obtienen en las condiciones estándares STC, definidas por la norma IEC 60904-3 que corresponde a una irradiancia de 1000 W/m^2 y a una temperatura de la célula de 25°C .

Pero las condiciones de trabajo reales de los módulos una vez instalados pueden variar, lo cual es el objetivo de este trabajo, analizar su comportamiento con los diferentes escenarios climatológicos.

Es importante mencionar que la corriente que genera un módulo fotovoltaico es proporcional a la intensidad de la radiación solar, y la tensión varía con la temperatura de las células como se indica en las siguientes figuras.

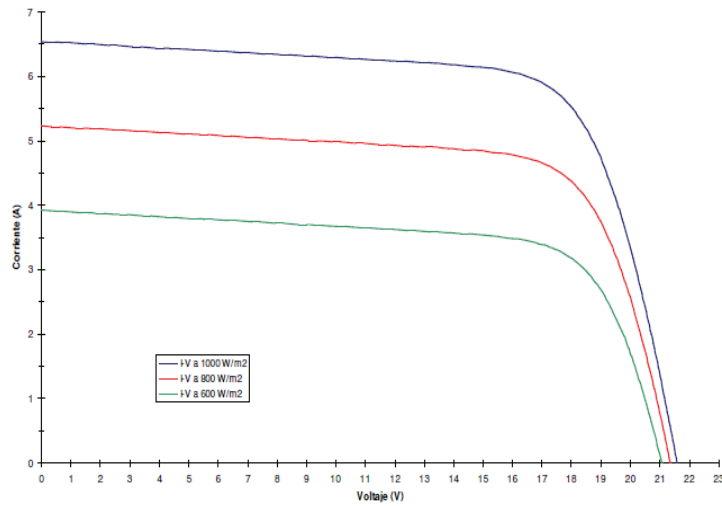


Figura 1.7. Variación de la curva V-I en función de la irradiancia a temperatura constante.
(Fuente: ISOFOTON, 2008)

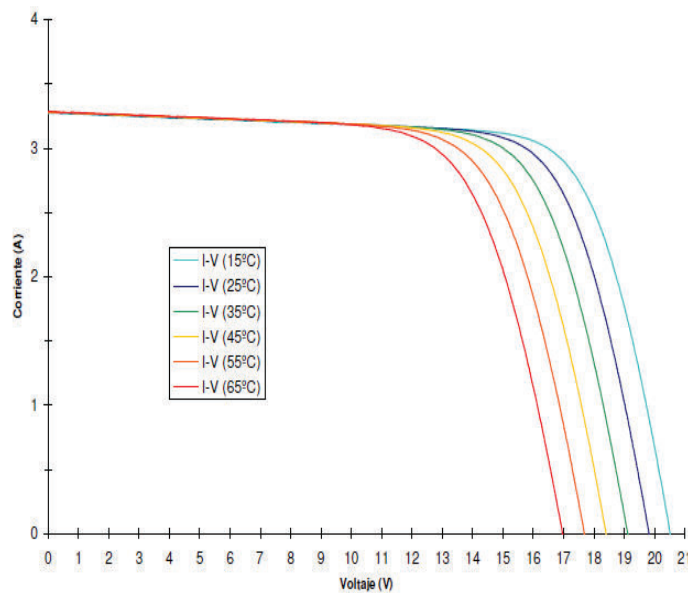


Figura 1.8. Variación de la curva I-V en función de la temperatura a radiación constante.
(Fuente: ISOFOTON, 2008)

1.1.1.4.2. Parámetros eléctricos

Se detallan a continuación:

Punto de máxima potencia (MPP): Es el punto donde el producto de la tensión y la corriente de la máxima potencia, a estos valores se les conoce como tensión de máxima potencia (V_{MPP}) y corriente de máxima potencia (I_{MPP}).

Corriente de Cortocircuito (I_{sc}): Es la corriente de salida cuando los terminales están cortocircuitados.

Tensión a circuito abierto (V_{oc}): Es la tensión presente en los terminales cuando fluye una corriente cero en el módulo.

Eficiencia: Relación entre la potencia eléctrica generada y la irradiancia incidente bajo condiciones de medida estándar.

1.1.1.5. Modelo eléctrico de una celda fotovoltaica

Este modelo incluye una fuente de corriente, una resistencia en serie y una en paralelo adicional un diodo como se muestra en la Figura 1.9

El módulo PV es un modelo de cinco parámetros usando una corriente fuente I_L (corriente generada por luz), **diodo** (I_0 y n parámetros), resistencia en serie R_s y resistencia shunt, R_{sh} que representa la irradiancia y la temperatura T° dependiendo de las característica I-V de los módulos.

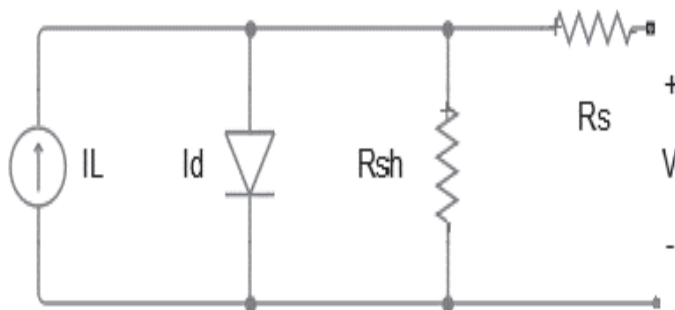


Figura 1.9. Modelo eléctrico de una celda fotovoltaica.

(Fuente: Math Works, 2015)

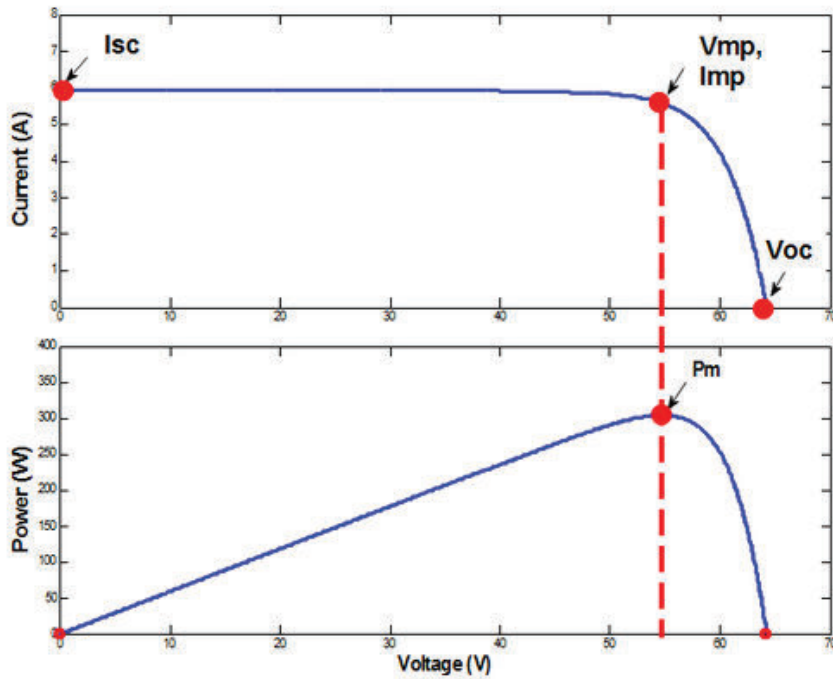


Figura 1.10. Curva P-V y V-I.

(Fuente: Math Works, 2015)

1.1.1.6. Modelo matemático de una celda fotovoltaica

Este modelo describe la curva V-I, en la celda solar, el cual se representa con la siguiente ecuación: [9]

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_d}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (1.1)$$

$$V_T = \frac{kT}{q} \times nI \times N_{cell} \quad (1.2)$$

Dónde:

I_d = Corriente en el diodo (A)

V_d = Voltaje diodo (V)

I_0 = Corriente de saturación en el diodo (A)

nI = Factor de la idealidad del diodo, en este caso igual a 1.0 (comprendido entre 1 y 2 que determina la desviación de la forma de la curva característica de intensidad y tensión de un diodo respecto a la que tendría un diodo ideal en iguales circunstancias)

k = Constante de boltzmann = 1.3806×10^{-23} J.K⁻¹

$q =$ Carga del electrón = $1.6022e-19$ C

$T^\circ =$ Celda de temperatura (K)

$N_{cell} =$ Número de celdas conectadas en serie a un modulo

1.1.1.7. El recurso solar

El correcto funcionamiento de un sistema fotovoltaico depende de la cantidad de radiación solar que reciba. La radiación que emite un cuerpo en función de la temperatura viene dada por la ley de Stefan-Boltzman:

$$M = \sigma T^4 \quad (1.3)$$

Dónde:

$M =$ Densidad total de flujo radiante emitida por cuerpo en Wm^{-2}

$\sigma =$ Constante de Stefan-Boltzmann = $5,67 \times 10^{-8} [Wm^{-2} \text{ } ^\circ K^{-4}]$

$T =$ Temperatura del cuerpo en $^\circ K$

Al momento que la energía radiada llega a la tierra, llega a emitirse de dos formas:

- Radiación Electromagnética: Se extiende desde los rayos gamma y los rayos X, pasando por la luz ultravioleta, la luz visible y los rayos infrarrojos, hasta las ondas de radio.
- Viento Solar: Compuesto de partículas atómicas energizadas: neutrinos y protones.

La capa atmosférica protege a la tierra del viento solar y de la radiación electromagnética, especialmente de los rayos ultravioletas que causan mayor daño.

Para tener conocimiento la radiación del sol que llega a cada metro cuadrado de la superficie externa de la atmosfera de la tierra se usa la ley de Stefan Boltzmann.

Datos:

Temperatura en la superficie del Sol: $5.780 \text{ } ^\circ K$

Radio del Sol: $695.500 \text{ Km} = r_{sol}$

Distancia Sol – Tierra: $149,6 \times 10^6 \text{ Km} = r_{s-t}$

Radiación emitida por el sol en superficie (M_{sol}) mediante la ecuación (1.4):

$$M_{sol} = (5.6 \times 10^{-8} [\frac{W}{m^2 \cdot K^4}]) (5780^\circ K)^4 = 63.28 [\frac{MW}{m^2}] \quad (1.4)$$

Por ley de la conservación de la energía, asumimos que la radiación de la superficie del sol es igual a la radiación en la órbita de la tierra.

$$M_{sol} \times A_{sol} = M_{tierra} \times A_{sol-tierra}$$

Dónde:

$$A_{sol} = \text{Área del Sol en } m^2 = \pi \times r_{sol}^2$$

$$M_{tierra} = \text{Radiación del sol en la órbita de la tierra en } Wm^{-2}$$

$$A_{sol-tierra} = \text{Área del sol a la tierra en } m^2 = \pi \times r_{s-t}^2$$

Desarrollo:

$$M_{sol} \times \pi \times r_{sol}^2 = M_{tierra} \times \pi \times r_{s-t}^2$$

$$M_{tierra} = M_{sol} \left(\frac{r_{sol}}{r_{s-t}} \right)^2 \quad (1.5)$$

$$M_{tierra} = 63.28 \left[\frac{MW}{m^2} \right] \left(\frac{695.500}{149,6 \times 10^6} \right)^2 = 1367 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Este valor es conocido como la constante solar y se usa para cálculos en sistemas fotovoltaicos [3]

1.1.1.7.1. Componentes de la radiación solar

La radiación solar en la superficie se la puede clasificar en los siguientes tipos.

a) Radiación Directa

La radiación solar directa es la que llega a la superficie sin sufrir cambios en la dirección de su trayectoria y la radiación solar difusa es la que se capta como proveniente de la bóveda celeste (generada principalmente por la dispersión de los rayos en las nubes y partículas atmosféricas y por el reflejo de los rayos en suelos, muros, etc.).

A nivel del mar, la mayor cantidad de radiación solar directa que puede recibirse es de aproximadamente 1000 W/m². A la suma de las radiaciones directa y difusa se le conoce como radiación global.

b) Radiación Difusa

Es aquella cuya dirección ha sido modificada, es decir que la energía emitida por el sol es dispersa por las diferentes circunstancias como los fenómenos de reflexión y refracción por ejemplo las nubes, el mar, etc.

c) Radiación Global

Es la que proviene del Sol y consiste en la suma de la radiación solar directa y la difusa, se puede medir por medio de piranómetros o actinógrafos, estas medidas son escasas por lo que se recurre a las medidas de insolación.

1.1.1.7.2. Medidores de radiación solar

Para medir las radiaciones difusa y directa se utilizan equipos diseñados específicamente con estos propósitos llamados:

- a) Piranómetro, el cual mide la radiación hemisférica en un plano y consiste en una serie de termocuplas.
- b) Celda fotoeléctrica, este mide solo la radiación global (difusa + directa) y la compensación por temperatura el cual genera una corriente eléctrica, este equipo es menos preciso que el pirómetro.

1.1.1.8. Situación actual de la energía fotovoltaica

El uso de la tecnología solar ha crecido y cada año se multiplica. A principios del milenio la tasa promedio de crecimiento de la industria era de 36.6% y en 2002 aumentó en 44%. [6]

En el mundo existe actualmente una capacidad instalada fotovoltaica de 13 GW en conexión con la red eléctrica, y de aproximadamente 2.7 GW fuera de red. [10]

Existen tres programas nacionales más significativos a nivel mundial para promover el uso de la tecnología fotovoltaica son: el "programa residencial para la difusión de sistemas fotovoltaicos" en Japón, el "programa de 100 mil techos eléctricos solares" en Alemania y el programa solar de "un millón de techos solares" en Estados Unidos.

La diferencia entre estos programas es que en Japón y Alemania se recibe un fuerte subsidio por créditos o por incentivos de producción de parte del gobierno para asegurar que la metas se alcancen mientras que en estados Unidos los programas son voluntarios.

Los programas de los gobiernos alemanes y japoneses han colocado a estos países como líderes mundiales en instalaciones fotovoltaicas para techos.

1.1.2. Energía fotovoltaica en Ecuador

Los proyectos fotovoltaicos que existen en el Ecuador, son principalmente implementados en lugares aislados, por la dificultad y el costo de llegar a estos sitios mediante la red eléctrica, sin embargo existen proyectos piloto que tienen como objetivo autoabastecerse de energía eléctrica, como por ejemplo la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, implemento un sistema solar fotovoltaico, que cubre un porcentaje de la demanda eléctrica del edificio.

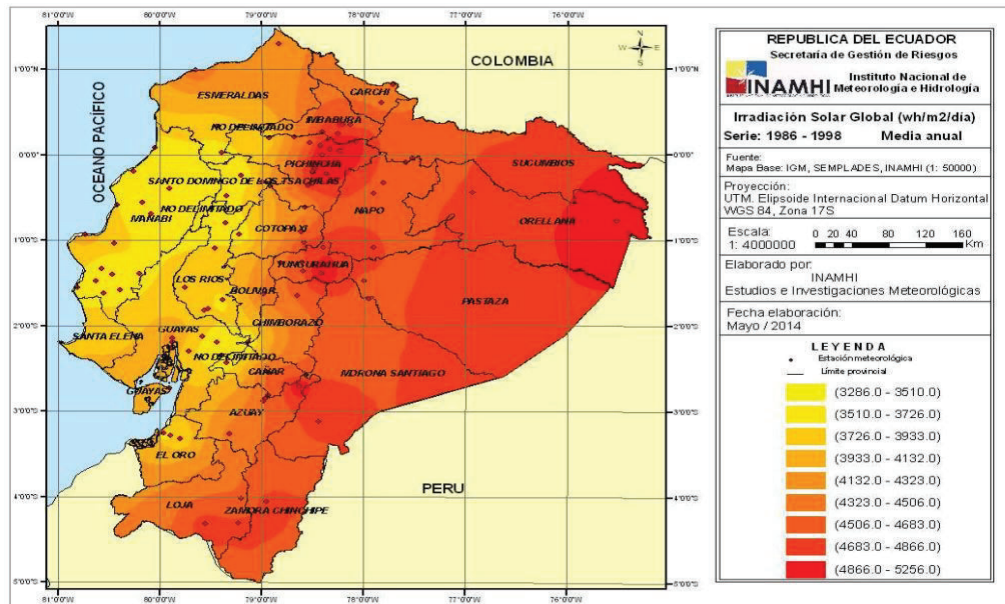


Figura 1.11. Irradiación solar global.

(Fuente: INAMHI. Mayo 2014)

En la figura 1.11, se puede visualizar cuáles son las provincias que permitirían un mejor aprovechamiento del recurso para generar energía eléctrica. Sin embargo, no es lo suficientemente fino para determinar ubicaciones privilegiadas.

1.1.2.1. Radiación solar

La radiación solar que se tiene en la tierra depende de varios factores como:

- La estación del año (meses del año), es el factor que indica la variación de la inclinación de la tierra respecto al sol al orbitar su alrededor, por lo que el 21 de Diciembre la tierra está más alejada del sol mientras el 21 de junio está más cerca.
- La latitud geográfica del lugar de instalación, es otro factor importante para la incidencia solar, el cual es mayor en lugares cercanos al Ecuador, mientras que disminuye en lugares cercanos a los polos.
- Las condiciones climáticas (soleadas y nubosas), del lugar de instalación, es otro factor a tomar en cuenta.

1.1.2.1.1. Posición del sol respecto a Quito

La posición geográfica de Quito que se encuentra cerca del Ecuador terrestre, es decir está prácticamente en una latitud de 0° , se tiene una situación en la que la trayectoria del sol es paralela al plano ecuatorial, con declinación máxima de $23,44^{\circ}$ hacia el Norte (solsticio de verano), mínima de $-23,44^{\circ}$ hacia el Sur (solsticio de invierno) y 0° en los equinoccios tal como se muestra en la Figura 1.12

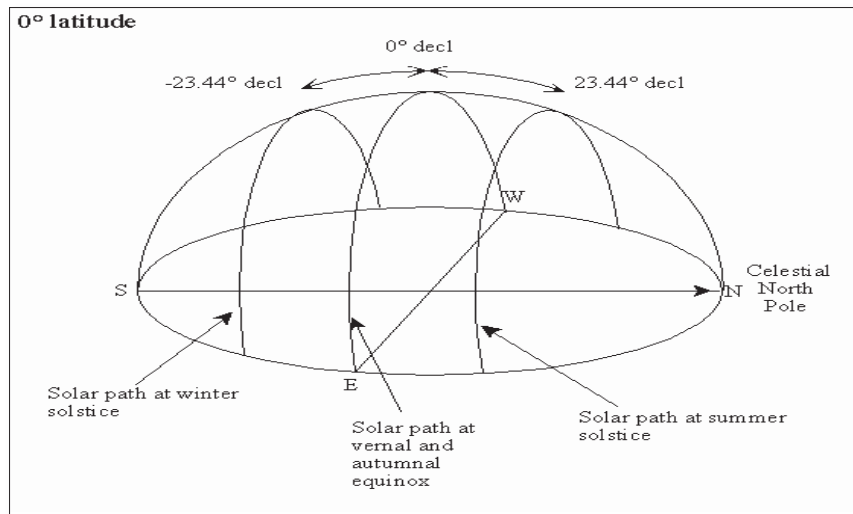


Figura 1.12. Trayectoria solar en lugares con latitud 0° .

(Fuente: Earth System Research Laboratory. Global Monitoring División. Disponible en https://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/fig5_0n.gif)

Angulo de declinación solar.- Este ángulo mide un desplazamiento angular al norte (positivo) o al sur (negativo) desde la proyección del Ecuador de la tierra en la esfera celeste hasta la ubicación del Sol. El ángulo de declinación solar varía de $-23,44^\circ$ en el solsticio de verano.

Equinoccio.- Es el tiempo del año cuando la trayectoria del Sol cruza con el plano ecuatorial de la tierra, o cuando el ángulo de declinación solar es 0° .

Solsticio.- Es el tiempo del año cuando el ángulo de declinación solar alcanza su valor máximo y mínimo. [8]

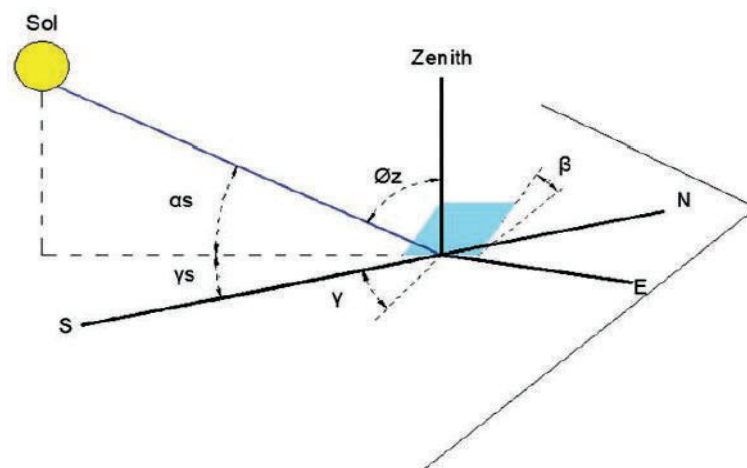


Figura 1.13. Esquemas geométricos Sol – Tierra.

(Fuente: NASA & F. Vanek, L. Albright, and L. Angenent. Energy System Engineering)

Tabla 1.1. Definición de relaciones geométricas entre sol y tierra.

SIMBOLO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
θ_z	Angulo Zenith	Ángulo entre la recta vertical o normal y la línea del Sol a la Tierra. Representa en ángulo de incidencia de la radiación directa de un plano horizontal
α_s	Angulo altitud solar	Ángulo entre la línea horizontal y la línea del Sol a la Tierra. Es el complement del ángulo zenith.
γ	Ángulo Azimuth en una superficie	Es la desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie del meridiano local. $-180 \leq \gamma \leq 180^\circ$

(Fuente: J.A Duffie & W.A. Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes)

1.1.2.2. Datos de energía solar registrada en el Ecuador

El término insolación empleado en la Tabla 1.2 es equivalente al de radiación solar directa.

Tabla 1.2. Insolación solar de diferentes ciudades del Ecuador.

INSOLACION PROMEDIO 10 AÑOS EN kWh/m ²												
Sitio: Latitud (Sur) /Longitud (Oeste)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Cotopaxi: -1/79	3,73	3,98	4,05	3,88	3,74	3,47	3,71	3,97	3,98	3,77	3,88	3,79
Cuenca-Loja: 3/79	3,76	3,99	3,98	3,87	3,84	3,53	3,79	4,17	4,29	4,08	4,26	4,05
Esmeraldas: 0/80	4,05	4,42	4,71	4,51	4,17	3,79	3,75	3,9	3,96	3,88	3,93	3,97
Guayaquil: -3/80	4,34	4,58	4,66	4,55	4,37	3,85	3,96	4,3	4,53	4,37	4,62	4,53
Ibarra-Tulcán: 0/79	3,73	4,01	4,17	3,95	3,75	3,56	3,85	4,01	3,95	3,79	3,81	3,73
Islas Galápagos -1/91	6,25	6,56	6,78	6,49	6,03	5,56	4,92	5,19	5,28	5,49	5,46	6,01
Manabí: -2/81	5,05	5,22	5,51	5,45	5	4,01	3,84	4,15	4,42	4,26	4,54	4,91
Napo: -2/77	4,45	4,36	4,33	4,04	4,11	3,74	4,01	4,55	4,82	4,59	4,47	4,67
Quevedo: -1/80	4,15	4,44	4,63	4,5	4,21	3,68	3,68	3,92	4,01	3,86	4,01	4,09
Quito: -1/79	3,73	3,98	4,05	3,88	3,74	3,47	3,71	3,97	3,98	3,77	3,88	3,79
Riobamba: -2/79	3,74	3,97	3,96	3,83	1,76	3,43	3,63	3,98	4,05	3,82	3,99	3,87
Santa Elena:-3/81	5,25	5,43	5,62	5,51	5,13	4,32	4,25	4,59	4,97	4,84	5,13	5,28

(Fuente: Sánchez, M. (2003), ENERGÍAS RENOVABLES. Conceptos y Aplicaciones. Quito)

Como se muestra en la Tabla 1.2, se obtiene un promedio de insolación solar en la ciudad de Quito de:

3.83 KWh/m²

1.1.2.2.1. Determinación de lugar de investigación

El lugar que se ha determinado para la investigación de este proyecto, es el Distrito Metropolitano de Quito, debido a la información existente de las estaciones meteorológicas (INAMHI) y principalmente para analizar los recursos climatológicos disponibles en la capital del Ecuador, el cual ayudará para analizar la aplicación de proyectos híbridos (eólico-solar).

A continuación se presenta las horas de Sol, en el distrito metropolitano de Quito del año 2010.

Tabla 1.3. Datos de heliofanía y nubosidad año 2010.

MES	HELIOFANÍA (Horas)	Nubosidad Media (Octas)
ENERO	183.5	6
FEBREO	124.1	7
MARZO	148.8	6
ABRIL	124.1	6
MAYO	148.8	6
JUNIO	121.5	6
JULIO	183.3	5
AGOSTO	140.8	6
SEPTIEMBRE	148	6
OCTUBRE	155.2	6
NOVIEMBRE	127.6	6
DICIEMBRE	127.3	7

(Fuente: Estación Rumipamba INAMHI, 2010)

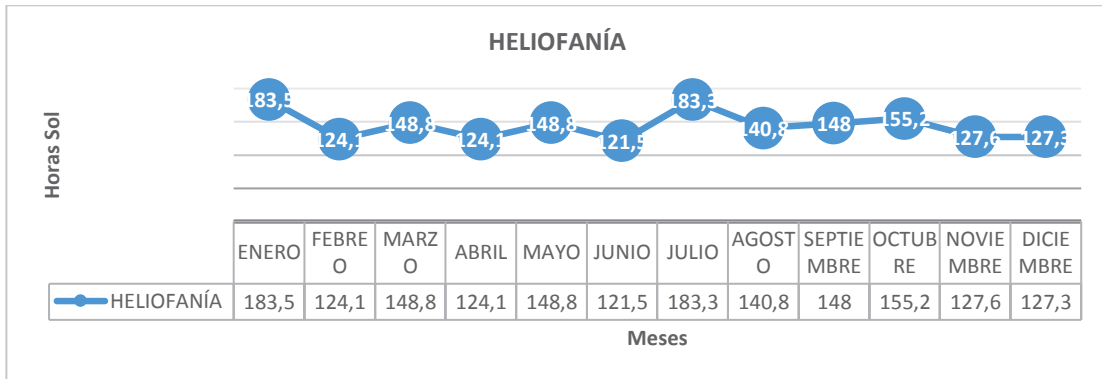


Figura 1.14. Datos de heliofanía.

(Fuente: Estación Rumipamba INAMHI, 2010)

La medición de la radiación solar en Ecuador no se realiza en valores o parámetros de fácil comparación (W/m^2 o $W/m^2/d$), sino que se utiliza el criterio de brillo solar; por lo cual la identificación de las estaciones representativas no solo depende de la densidad de los datos en las series temporales. La conversión de la heliofanía a valores de radiación convencionales se realiza a partir de modelos empíricos o teóricos que incorporan dentro de sus coeficientes los registros nubosidad, temperatura, ubicación geográfica, entre otras variables. [11]

A continuación se presenta los datos del software Climate Consultant 6.0 obtenidos de la NASA de la ciudad de Quito.

Tabla 1.4. Resumen de datos del tiempo Quito.

WEATHER DATA SUMMARY		LOCATION											QUITO,-,ECU	
		LATITUDE/LONGITUDE:											0.15° South, 78.48° West, Time Zone from Greenwich -5	
		DATA SOURCE:											IWECC Data 840710 wmo Station Number, Elevation 9255ft	
MONTHLY MEANS	JAN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC		
Global Horiz Radiation (Avg Hourly)	117	105	115	108	112	125	139	155	140	125	125	123	Btu/sq,ft	
Direct Normal Radiation (Avg Hourly)	56	42	46	51	54	83	114	123	87	69	63	84	Btu/sq,ft	
Diffuse Radiation (Avg Hourly)	76	75	79	70	72	69	58	65	73	73	79	64	Btu/sq,ft	
Global Horiz Radiation (Max Hourly)	346	342	328	346	304	309	327	349	347	352	330	340	Btu/sq,ft	
Direct Normal Radiation (Max Hourly)	329	328	309	323	299	310	314	319	321	331	300	337	Btu/sq,ft	
Diffuse Radiation (Max Hourly)	226	240	240	232	219	145	213	226	211	236	229	170	Btu/sq,ft	
Global Horiz Radiation (Avg Daily Total)	1412	1266	1366	1306	1351	1505	1673	1866	1683	1506	1508	1436	Btu/sq,ft	
Direct Normal Radiation (Avg Daily Total)	682	509	556	621	657	996	1375	1485	1047	835	150	1017	Btu/sq,ft	
Diffuse Radiation (Avg Daily Total)	915	900	955	847	868	836	705	782	885	883	948	772	Btu/sq,ft	
Global Horiz Illumination (Avg Hourly)	3903	3545	3874	3653	3753	4120	4529	5049	4599	4147	4166	4065	footcandles	
Direct Normal Illumination (Avg Hourly)	1610	1185	1304	1478	1556	2344	3312	3586	2520	1992	1805	2417	footcandles	

(Fuente: Climate Consultant 6.0 & NASA, 2012)

Analizando la radiación global diaria de la Tabla 1.4, se puede determinar que existe un promedio de 1495.7 BTU/sq.ft

$$1495.7 \left(\frac{\text{BTU}}{\text{sq.ft}} \right) * \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{1 \text{ m}} \right)^2 * \left(\frac{0.29 \text{ KWh}}{1000 \text{ BTU}} \right) = 4.66 \text{ KWh/m}^2. \quad (1.6)$$

1.1.2.3. Análisis del recurso solar

El detalle de la información sobre la radiación solar disponible en cualquier emplazamiento es esencial para el diseño y análisis económico de un sistema de aprovechamiento solar. En sitios donde no existe una gran cantidad de información, se pueden utilizar modelos de estimación basada en información climatológica del lugar, por punto geográfico, en la tierra y por imágenes de satélites. [8]

En esta etapa se analizará las herramientas matemáticas, probabilística o estadística ya desarrollados, para la validación histórica, referente al proceso el cual debe mantener la calidad que se necesita y lograr obtener una información confiable y verás para las simulaciones correspondientes.

1.1.2.3.1. Modelos de radiación

Para realizar la validación de los datos obtenidos de la Tabla 1.2 y Tabla 1.4 se analiza los modelos propuestos en el proyecto de generación fotovoltaica del CENACE (año 2012-2013), para estimar la energía solar incidente por los cuatro modelos desarrollados. Según el atlas solar disponible por CONELEC, se tiene la energía solar para todos los meses del año 2013 como se observa en la Tabla 1.5, para garantizar la rentabilidad del proyecto donde generaron cuatro modelos, el *primer modelo* se desarrolla por medio de las ecuaciones dadas por Page, el *segundo modelo* se desarrolla por medio de la ley de Stefan-Boltzmann donde se tiene un error elevado e impide ejecutar este modelo, el *tercer modelo* se calcula con los datos de energía solar en la zona dados por la Secretaría del Ambiente, el *cuarto modelo* se calcula con la información brindada por la NASA. [8]

De acuerdo al estudio presentado por CENACE en los diferentes métodos para el cálculo de la radiación, recomiendan utilizar el modelo uno, el cual se indica que es correcto, preciso y realista. Lo que se necesita es poseer la ubicación exacta del lugar de estudio (latitud, longitud y altura). A continuación se presenta el desarrollo del cálculo de este modelo:

1. Calcular la energía solar extraterrestre H_0 mediante la ecuación de Page:

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3600 + G_{sc}}{\pi} \left\{ 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right\} * \left(\cos \varnothing \cos \delta \sin \omega s + \frac{\pi * \omega s}{180} \sin \varnothing \sin \delta \right) \quad (1.7)$$

Ho: Radiación Diaria [J/m²]

Gsc: Constante solar 1367 W/m²

n: Día del año de 1 a 365

∅: Latitud

d: declinación (Posición angular del Sol, al medio día con respecto al plano del Ecuador $-23.45^\circ \leq d \leq 23.45^\circ$)

ωs: Angulo horario de puesta del sol

2. Determinar ωs:

$$\cos \omega s = \tan \varnothing \tan \delta$$

3. Calculo de la constante K_T por medio de la ecuación:

$$K_T = -8.22 - 0.1151 * longitud - 0.0001137 * altura$$

4. Por ultimo determinar la energía solar de la superficie terrestre (H):

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (1.8)$$

A continuación se muestra los resultados del método presentado, el cual muestra la estimación de la energía solar, y de acuerdo a la Tabla 1.5, la energía solar promedio es de 4796 Wh/m²/día lo que equivale a un error de 0.67%. [8]

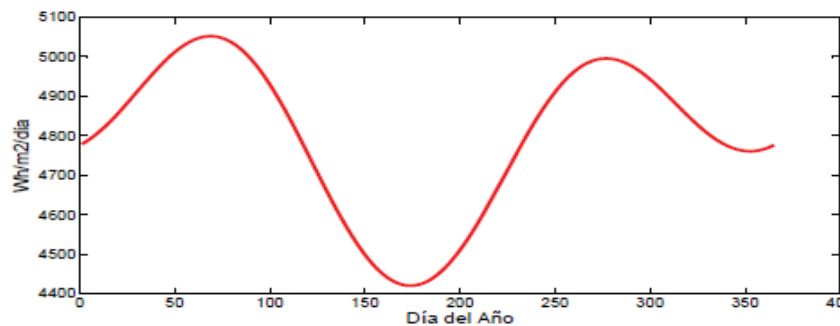


Figura 1.15. Radiación solar estimada según el modelo #1.

(Fuente: Constante, J & Palacios, E, 2014)

Tabla 1.5. Estimación de la energía solar promedio diaria mensual incidente para un proyecto del CENACE.

MESES	CENACE [Wh/m2/día]	CONELEC [Wh/m2/día]	MODELO N°1	MODELO N°2	MODELO N°3	MODELO N°4
ENERO	4 738	5 013	4 838	----	4 741	4 698
FEBRERO	3 390	5 013	4 991	----	4 614	4 948
MARZO	5 462	5 013	5 035	----	4 420	5 172
ABRIL	4 364	4 838	4 876	----	4 210	4 922
MAYO		4 663	4 609	----	4 040	4 685
JUNIO	4 805	4 838	4 439	----	3 956	4 570
JULIO	4 805	5 013	4 494	----	3 981	4 845
AGOSTO	5 309	5 363	4 722	----	4 107	5 061
SEPTIEMBRE	5 368	5 538	4 937	----	4 301	4 848
OCTUBRE	4 480	5 013	4 980	----	4 511	4 813
NOVIEMBRE	4 255	5 275	4 869	----	4 680	4 890
DICIEMBRE	4 330	5 363	4 771	----	4 764	4 525
PROMEDIO	4 765	5 078	4 797	----	4 360	4 831
ERROR	0.0%	6.2%	0.7%	-----	-9.3%	1.4%

(Fuente: Constante, J & Palacios, E, 2014)

1.1.2.3.2. Mapa solar del Distrito Metropolitano de Quito

En la figura 1.16, se tiene el mapa de energía solar de Quito a una altura de 2632 m.s.n.m que corresponde a la altura media entre las estaciones de la Secretaria de Ambiente.

Es importante indicar que este método es válido para 2300 y 2900 metros, y que la energía solar tiende a aumentar hacia el Oeste de la ciudad de Quito, estos datos son validados con las estaciones de EPMAPS con diferentes alturas y fuera de la ciudad, lo cual reafirma la valides del modelo

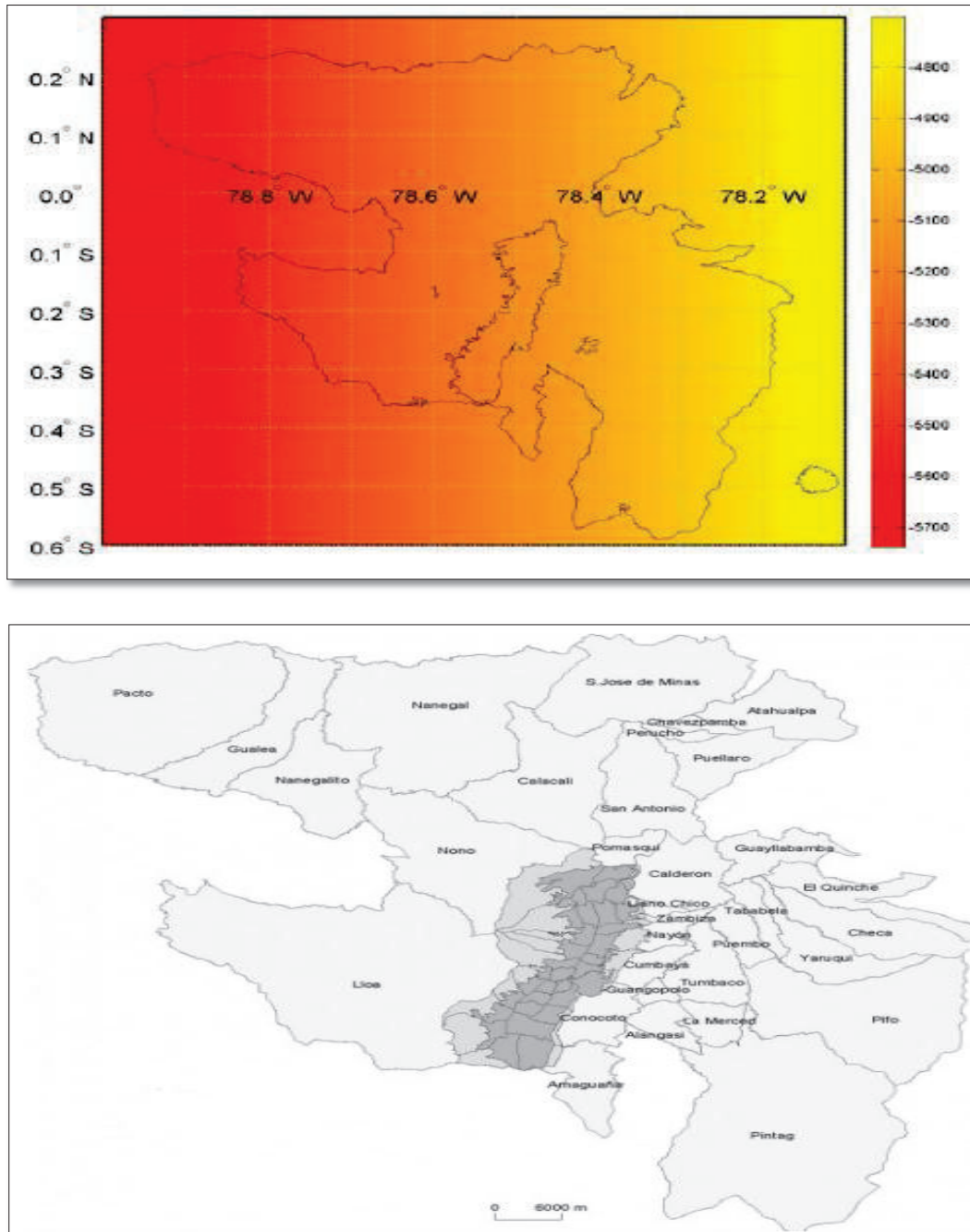


Figura 1.16. Energía solar promedio del DMQ.

(Fuente: Constante, J & Palacios, E. (2014))

Según la investigación realizada se puede observar que la distribución de la energía tiene una exactitud estándar del 95% de los datos, entre el rango de 4.381 y 5.833 KWh/m²/día se esperaba que se encuentren los valores de energía solar a lo largo de todo el año de Quito.

[8]

En la Figura 1.17, se puede corroborar los datos obtenidos anteriormente.

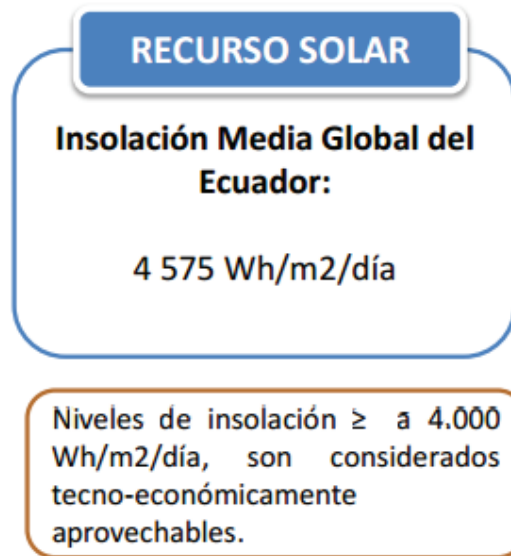


Figura 1.17. Datos técnicos de recurso solar.
(Fuente: MEER, 2015)

Como complemento, se observa en la Figura 1.18, el comportamiento horario diario de la energía solar en Quito, el cual se puede estimar como una senoide de media onda. [8]

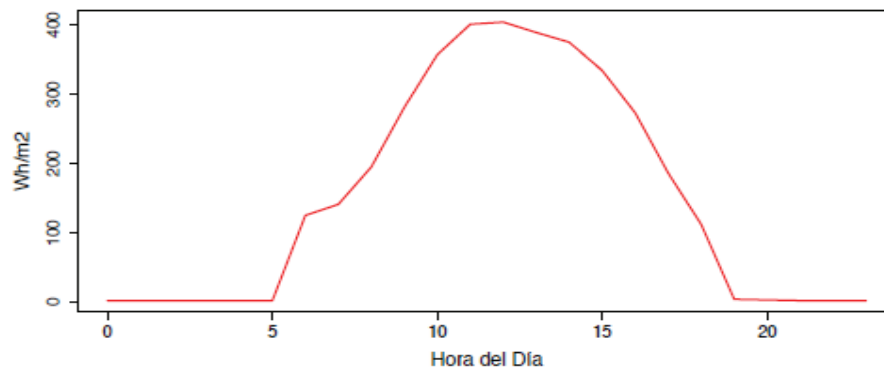


Figura 1.18. Radiación solar típica diaria.
(Fuente: Constante, J & Palacios, E, 2014)

La orientación debe ser hacia el norte y un ángulo de inclinación de 10° , el cual se obtendrá la óptima producción energética.

La latitud geográfica del territorio Ecuatoriano, es un factor importante el cual nos permite trabajar con paneles fotovoltaicos, aunque la diversidad que existe como las montañas y las condiciones climáticas puede hacer variar la radiación solar, por este motivo es recomendable tomar lecturas aproximadas durante un año para garantizar la factibilidad del

proyecto, pero debido a las procuras de los proyectos también se puede utilizar el modelo indicado, el cual corrobora que es un método exacto y preciso con una exactitud desviación estándar de 95%.

El recurso solar que recibe el Distrito Metropolitano de Quito es el suficiente para superar los 4.000 Wh/m²/día [12], límite mínimo a partir del cual es considerado como técnica y económicamente factible para un proyecto fotovoltaico. Ninguno de los valores promedio de irradiación solar registrados son menores a este mínimo.

Este potencial podría ser usado como abastecimiento para autoconsumo domiciliario o para la generación a gran escala a través de centrales solares fotovoltaicas.

Así, la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar es técnicamente factible, los estudios económicos y financieros son los que deben determinar las mejores ubicaciones, dimensionamiento y tipos de inversiones.

1.1.3. Energía eólica

La energía eólica o energía producida por el viento es una forma indirecta de energía solar, alrededor del 1 o 2 % de la energía que proviene del sol es convertida en viento, esto se debe al calentamiento desigual de la superficie terrestre ocasionando el movimiento del aire, el mismo que puede transformarse en energía mecánica o eléctrica. [13]

Europa lidera el mercado mundial de la energía eólica, tanto en lo que se refiere a la potencia instalada como a la industria del sector, y en la actualidad se han instalado plantas eólicas prácticamente en todas las áreas geográficas del continente. La producción de energía eléctrica en sistemas conectados a la red a través del uso de la energía eólica se está consolidando en muchos países europeos como una forma de diversificación de la actual estructura energética.

1.1.3.1. Clasificación de los aerogeneradores

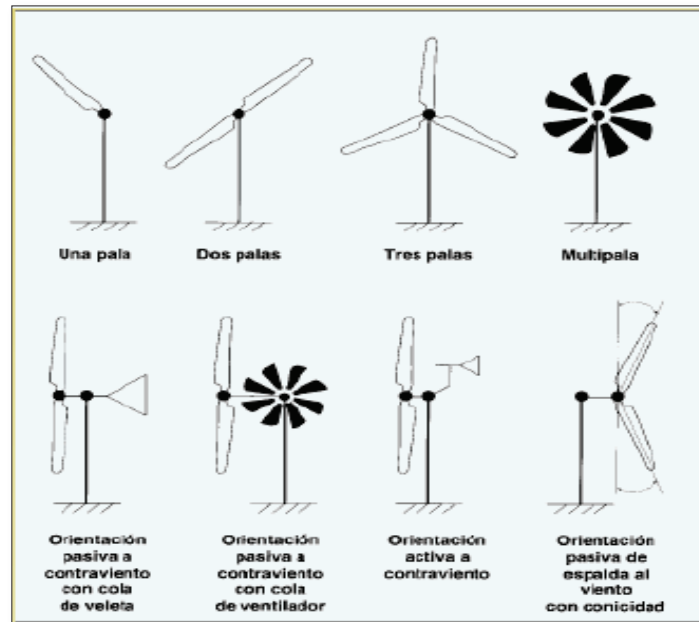


Figura 1.19. Clasificación de los aerogeneradores.

(Fuente: Francisco Salgado, 2014).

Los aerogeneradores se pueden clasificar según la potencia que producen en:

- a) Pequeños, generan alrededor de 3 KW
- b) Medianos, llegan a producir hasta 1 MW
- c) Grandes, de 1 MW en adelante

1.1.3.1.1. Aerogeneradores de eje horizontal

Son los que más se utilizan debido a que tienen una mayor eficiencia (45% al 50%) energética y alcanzan mayores velocidades de rotación, además debido a la construcción de los aerogeneradores de tripalas de eje horizontal, elevadas sobre torre aprovechan en mayor medida el aumento de la velocidad del viento con la altura. [14]



Figura 1.20. Aerogeneradores de eje horizontal.
(Fuente: Francisco Salgado, 2014)

1.1.3.1.2. Aerogeneradores de eje vertical

Estas turbinas se basan en el principio de resistencia y de sustentación para la extracción de energía. La eficiencia de las turbinas de resistencia (Savonius) están en el orden de 15% al 25% y está orientada a generación hasta 5 Kw, mientras tanto la eficiencia de las turbinas de sustentación (Darrieus) con rotor vertical de eje perpendicular al suelo está entre 0 y 35% y potencias asociadas de 5 a 4000 Kw, como se muestra en la figura 1.21. [14]

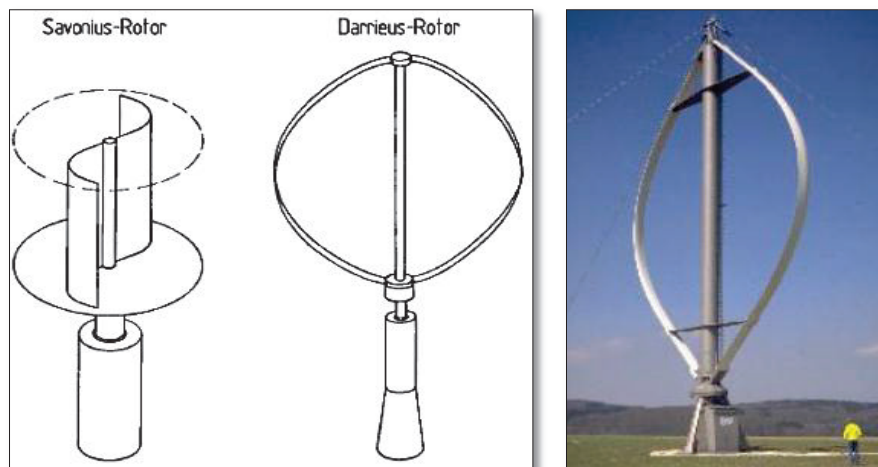


Figura 1.21. Aerogeneradores de eje vertical.
(Fuente: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/116492/cf-caceres_sl.pdf?sequence=1)

1.1.3.1.3. Aerogeneradores para aplicaciones aisladas

Son máquinas pequeñas que se utilizan para alimentar cargas que están alejadas de las redes eléctricas convencionales. Típicamente, se combinan con bancos de baterías para almacenar la electricidad que generan y poder acoplar en el tiempo la generación con la demanda.

Con frecuencia, este tipo de aerogeneradores se combinan con generadores diésel para proveer una función de respaldo y, dependiendo de las necesidades de suministro de electricidad y de la disponibilidad de los recursos energéticos no convencionales, se pueden combinar también con sistemas fotovoltaicos, microturbinas hidráulicas y otros, dando lugar a combinaciones que se conocen como "sistemas híbridos".



Figura 1.22. Micro turbinas eólica.
(Fuente: ENER NAVAL, 2016)

1.1.3.1.4. Aerogeneradores para centrales eoléticas

Son máquinas de tamaño considerable que típicamente se conectan a una red eléctrica convencional para contribuir a la alimentación de cargas específicas de capacidad importante o para construir centrales eoléticas.

Existen turbinas de muchos tamaños, desde unos 500 W, hasta más de 7 MW. Las de mayor tamaño están destinadas principalmente a granjas eólicas marinas.

1.1.3.2. El recurso eólico

La energía eólica es una de las fuentes de energía con mayor crecimiento de implantación en el mundo. Su relevancia se dio a finales del siglo XX para la generación de energía eléctrica limpia, de esta manera se ha conducido rápidamente a ser una fracción importante de la generación eléctrica en muchos países.

Para que este hecho llegara a producirse, han tenido que cumplirse varios factores, entre los que se pueden calificar cinco como los decisivos:

1. La necesidad, ligada al progresivo agotamiento de los combustibles fósiles.
2. El potencial, existente en varias partes del planeta, del suficiente recurso eólico.
3. La capacidad tecnológica, para desarrollar aerogeneradores muy eficientes.
4. La visión de los pioneros en este campo, quienes en la segunda mitad del siglo pasado dirigieron el desarrollo tecnológico para conducirnos a la situación actual.
5. La voluntad política para facilitar la implantación de la energía eólica, tanto en lo que se refiere a la tramitación administrativa como a la retribución para el productor.

La energía eólica utiliza la fuerza del viento para producir electricidad y se usa como fuerza motriz (por ejemplo, bombas de agua). La energía eólica tiene interés comercial para la producción de electricidad en las instalaciones de molinos de viento a gran escala. A pequeña escala, un molino de viento puede suministrar energía para usos locales, como la elevación de agua para el riego. [15]

La energía eólica procede de la energía del sol (energía solar), ya que son los cambios de presiones y de temperaturas en la atmósfera hacen que el aire se ponga en movimiento, provocando que el viento sea aprovechado por los aerogeneradores para producir energía eléctrica a través del movimiento de sus hélices (energía cinética). La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología de aprovechamiento totalmente madura y puesta a punto. [16]

Este tipo de generación ayuda a no contaminar el planeta y evitar el consumo de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica.

1.1.3.2.1. Medición del recurso eólico

Existen dos tipos de equipos:

Los Anemómetros y Veletas.



Figura 1.23. Anemómetro.
(Fuente: ECOSEM S.L, 2017).

Anemómetro con sensor opto-eléctrico con frecuencia baja.

Características:

- Intervalo de medida: 0,5.... 50 m/s
- Resolución: < 0,1 m/s
- Rango de temperatura: -30 ... 70 °C
- Bajo mantenimiento
- No es adecuado para la evaluación de viento de acuerdo con IEC 61400-12-1



Figura 1.24. Anemómetro y veleta.
(Fuente: ECOSEM S.L, 2017)

Características:

- Transmisión de datos del ISS a la consola de hasta 300 metros en espacio abierto.
- La distancia de transmisión de los sensores en condiciones desfavorables es de entre 60 y 100 metros.
- El ISS es alimentado por una batería que se carga mediante una placa solar.
- Pluviómetro con auto-vaciado con incremento de hasta 1.2mm.
- Anemómetro y veleta para medir la velocidad y dirección del viento respectivamente.
- Termo-higrómetro con protección solar para medir la temperatura y humedad ambiente.

1.1.3.2.2. Situación actual de la energía eólica en el mundo

En 1850 hasta 1980 empieza estos estudios y proyectos en Holanda debido al apogeo de las máquinas de vapor y posteriormente de las de combustión interna, fue de ahí de donde surgió la idea de utilizarlos para generar electricidad.

En el año 2000, había cerca de 16,500 MW instalados que generaron cerca de 36 TWh en ese año. Hacia finales de 2002 operaban cerca de 60 mil turbinas eólicas para servicio público en 46 países, con una capacidad de potencia de viento instalada que en total excedía los 32,000 MW.

A finales de 2002, Alemania cubría el 4.7% de sus necesidades de electricidad con energía eólica, en ese año produjo 20 mil millones de kWh y para 2006 el área de Schleswig-Holstein de éste país satisfacía el 26% de su demanda eléctrica mediante aerogeneradores. Similarmente, para 2006, el 20% de la electricidad de Dinamarca provenía de la generación eólica. [17]

En el año 2008, la capacidad instalada mundial llegó a los 120,800 MW.

Algunas estimaciones sugieren que en el futuro la potencia del viento podría satisfacer todas las necesidades de electricidad en el mundo y tal vez aún todas las necesidades energéticas mundiales.

Estas estimaciones pueden ser consideradas como optimistas, sin embargo, una meta del 12% de la demanda eléctrica mundial a partir del viento para 2020 parece estar al alcance

de manera realista y la meta de la Unión Europea de un 20% en la cobertura de la demanda eléctrica para 2020 también es alcanzable.

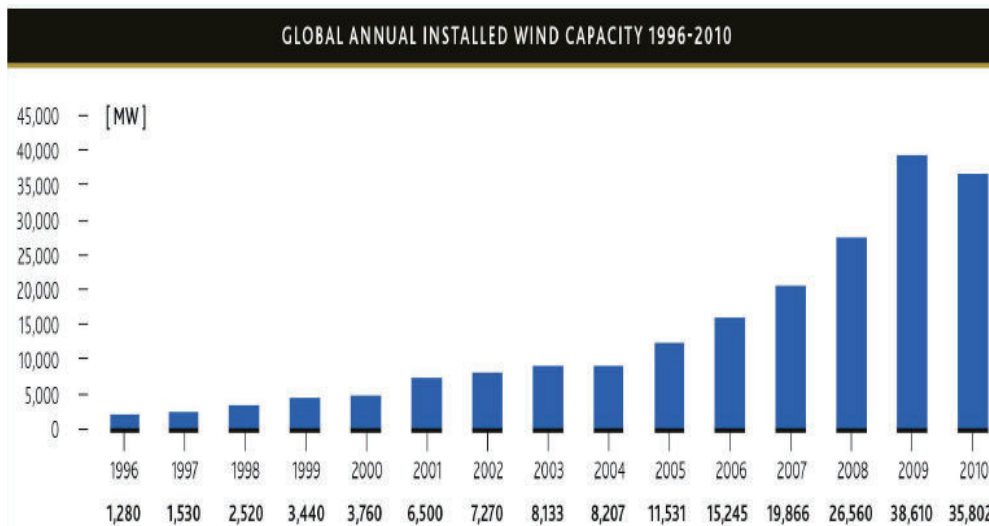


Figura 1.25. Crecimiento anual de la energía eólica.

(Fuente: Francisco Salgado, 2014)

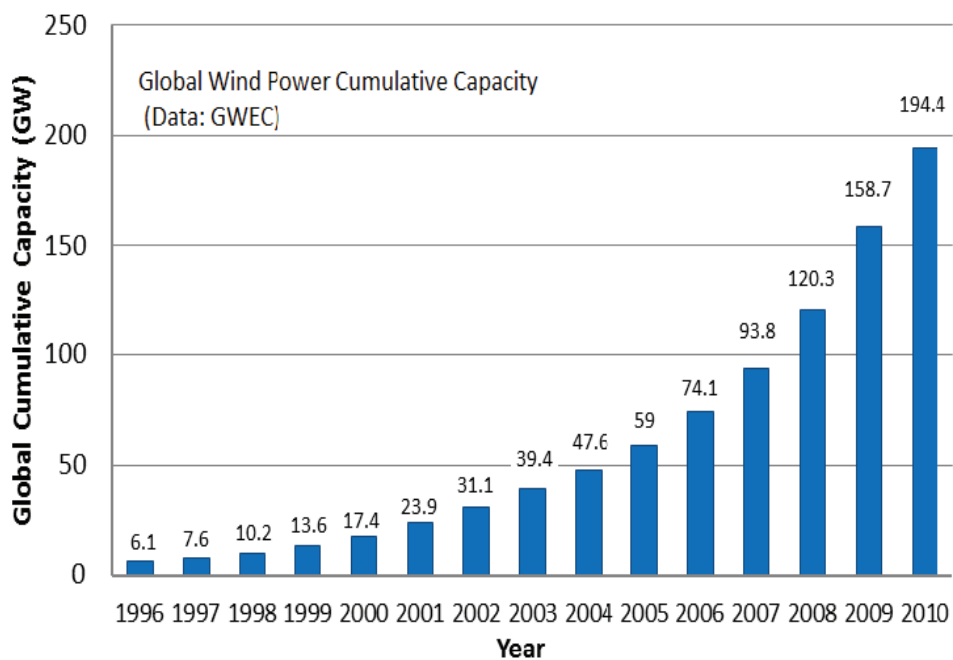


Figura 1.26. Potencia eólica instalada.

(Fuente: Francisco Salgado, 2014)

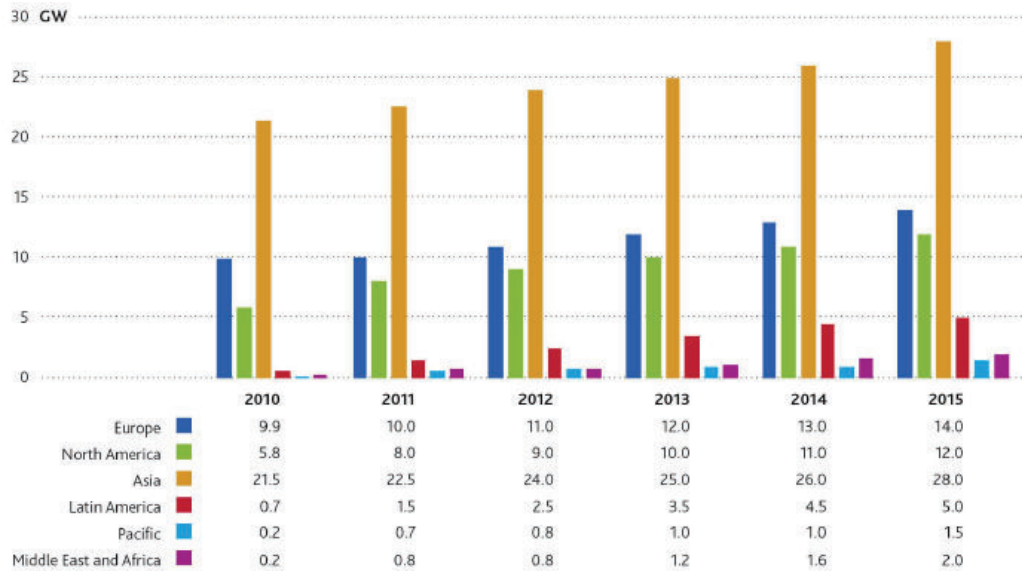


Figura 1.27. Proyecciones de crecimiento.

(Fuente: Francisco Salgado, 2014)

1.1.3.2.3. Ventajas de la energía eólica

- Este recurso no se agota, se obtiene de manera libre y barata: obteniendo una energía limpia y reduciendo la emisión de gases contaminantes de la atmosfera.
- La electricidad que llega a producir un aerogenerador alcanza una capacidad de energía similar a la de 1.000 Kg de petróleo, evitando que se quemen diariamente miles de litros de este combustible. A su vez, ingentes cantidades de carbón dejan de ser usadas en las centrales térmicas, evitando las emisiones de toneladas de CO₂.
- Otra ventaja beneficiosa para nuestro entorno es que la generación de energía eólica no tiene un impacto tan agresivo sobre la composición del suelo o su erosionabilidad, como sí lo son los combustibles fósiles, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre éste, vertidos o grandes movimientos de tierras.
- Otro de los puntos controvertidos sobre el uso de la energía eólica es su costo, aparentemente alto, pero este ha dejado de ser un problema y actualmente es una de las fuentes más baratas, hasta llegar a competir en rentabilidad con fuentes energéticas tradicionales, consideradas de muy bajo costo, como las centrales térmicas de carbón, las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear.

1.1.3.2.4. Desventaja de la energía eólica

- Es la incapacidad de controlar el viento. Al ser una energía menos predecible no puede ser utilizada como única fuente de generación eléctrica.
- El llamado hueco de tensión, la reducción brusca de la tensión en una fase de la red eléctrica.
- Si el viento supera las especificaciones del aerogenerador, estas altas velocidades resulta que puede dañar la estructura.
- Los parques eólicos suelen situarse en zonas apartadas o en el mar, por lo tanto es un inconveniente llevar las líneas de transmisión debido al costo de las torres de alta tensión y el tendido de cables subterráneos. [18]

1.1.3.3. Potencia de una turbina de viento

Es definida por la curva de potencia la cual está relacionada con la potencia mecánica a una velocidad del viento determinada. La curva de potencia de una turbina de viento certifica el rendimiento garantizado por el fabricante. International Energy Association (IEA) tiene desarrollado las recomendaciones para la definición de la curva de potencia y estas han sido mejoradas por International Electrotechnical Commission (IEC). La IEC61400-12 es generalmente aceptada como base para definir decisiva las medidas de la potencia de la curva. [19]

Una curva típica de potencia es caracterizada por las siguientes velocidades de viento:

- Velocidad de arranque (Cut-in Speed). A partir de la cual el aerogenerador suministra potencia útil.
- Velocidad nominal (Rated Speed). En la que se alcanza la potencia nominal.
- Velocidad de desconexión o parada. (Cut-out Speed). El rotor se detiene por acción de los sistemas de regulación y control.
- Velocidad de supervivencia. (Survival Speed). El aerogenerador puede dañarse a pesar de estar parado. [20]

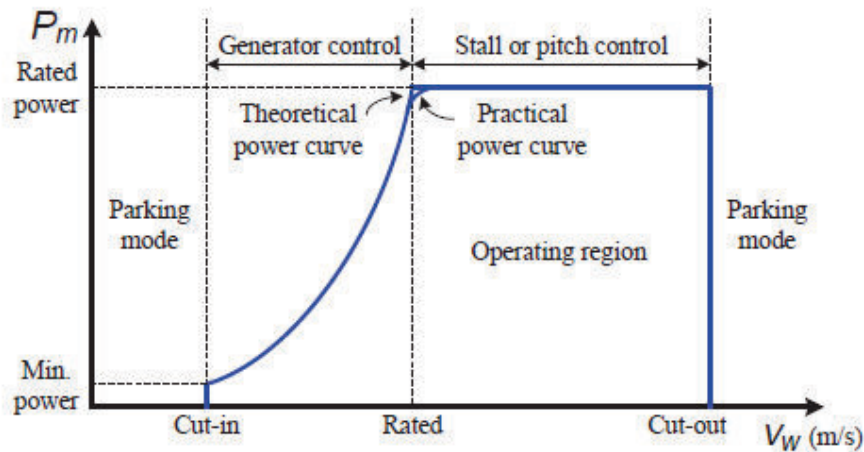


Figura 1.28. Potencia mecánica de la turbina vs velocidad del viento.

(Fuente: Eco-Energy and Materials Science and Engineering, 2012)

1.1.3.3.1. Potencial eólico

Existen dos factores que determinan la producción energética de los aerogeneradores: los recursos eólicos existentes en el parque y las características de la maquinaria a utilizar. Más aún, el rendimiento de los aerogeneradores del parque eólico depende de dos parámetros principales: la velocidad del viento y el diámetro de su hélice [21]. Ecuación para determinar la potencia efectiva de un aerogenerador:

$$P = C_p * \left(\frac{\rho}{2}\right) * \pi * \left(\frac{D^2}{4}\right)^2 * v^3 \text{ [W]} \quad (1.9)$$

- C_p Coeficiente de potencia, es de 0.59 dependiendo de cada aerogenerador.
- ρ La densidad de aire depende del lugar
- D Diámetro de sus hélices, depende de cada generador
- V Promedio anual del viento, depende del lugar

1.1.3.3.2. Potencia media

Potencia disponible por unidad de área:

$$\frac{Pd}{A} = \frac{1}{2} * \rho * v^3 \text{ [W/m}^2\text{]} \quad (1.10)$$

Ley de Beltz:

Esta ley nos indica que máximo el 59% de la energía cinética se transforma en energía mecánica.

$$Cp_{\max} = 0.59$$

1.1.3.4. Método analítico para la distribución del viento

1.1.3.4.1. Distribución de Weibull

La expresión analítica más usada en estudios de energía eólica para representar la probabilidad de distribuciones de viento ($f(v)$), es la distribución de Weibull, se trata de una expresión estadística que al variar determinados factores conocidos como factor de forma y de escala, consigue reflejar y ajustar a los datos reales de viento en periodos no muy cortos [22]. Se trata de una distribución de dos parámetros cuya densidad de probabilidad es:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1.11)$$

Dónde:

$f(v)$ = representa la probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad de viento.

c : es el denominado factor de escala, cuyo valor varía dependiendo de los datos de velocidad de viento.

k : es el denominado factor de forma, cuyo valor varía dependiendo de los datos de viento.

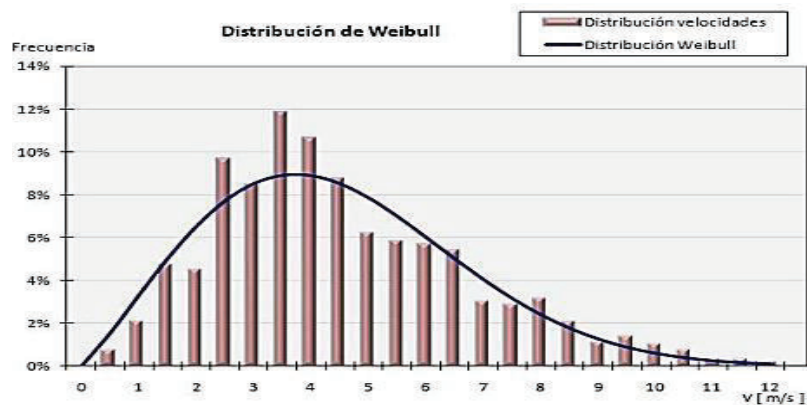


Figura 1.29. Distribución de velocidades de weibull.

(Fuente: Disponible. <http://www.solarweb.net/forosolar/minieolica/21179-duda-sobre-uso-probabilidad-weibull.html>)

1.1.3.4.2. Distribución de Rayleigh

Este es un caso particular de estudio el cual se aplica la distribución de Weibull, el cual se asume un parámetro de forma $k=2$, este método es poco fiable para lugares de velocidad de viento mayores 4.5 [m/s] y no debe usarse cuando la velocidad es menor a 3.5 [m/s]. *La distribución de Rayleigh es muy usada como referencia*, incluso los fabricantes de aerogeneradores basan las prestaciones de sus equipos a una distribución de velocidades de viento según la distribución de Rayleigh. [23]

Con los datos disponibles de la velocidad del viento en un determinado lugar, es posible encontrar la ecuación de distribución de rayleigh, la cual describe la distribución de velocidades del viento con una aproximación razonable dentro de ciertos límites, siendo la velocidad media del mismo un parámetro a tener en cuenta, muy característico. [24]

La velocidad media se obtiene sumando el producto de cada intervalo diminuto de velocidad por la probabilidad de obtener esa velocidad. De igual manera se puede obtener con la siguiente expresión: [25]

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^W m_i v_i \quad (1.12)$$

Dónde:

V_i : velocidad del viento

W : Número de diferentes valores de velocidad del viento que se registran

n : Total de observaciones

m_i : Número de lecturas en que el viento se encuentra en el rango de velocidad comprendido en v_i .

La función de distribución de Rayleigh está dada por la siguiente expresión: [23]

$$F(v) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{\bar{v}^2} \cdot e^{\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right]} \quad (1.13)$$

Dónde:

V : velocidad del viento

\bar{v} : velocidad media del viento.

Distribución acumulativa: Es la probabilidad de que la velocidad del viento, no supere un determinado valor, está dado por: [23]

$$F(v) = 1 - e^{\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right]} \quad (1.14)$$

Distribución acumulativa complementaria: Es la probabilidad de que la velocidad del viento, sea mayor o igual a un determinado valor, está dado por: [23]

$$P(v \geq v_a) = 1 - F(v_a) = e^{\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right]} \quad (1.15)$$

1.1.4. La energía eólica en Ecuador

A continuación se presenta los datos de la potencia nominal de generación eléctrica en el Ecuador, tanto con energías renovables como no renovables.

Tabla 1.6. Potencia nominal de energía eléctrica.

1. Potencia nominal en generación de energía eléctrica.	MW	%
ENERGIA RENOVABLE		
Hidráulica	3,659.24	49.82%
Eólica	21.15	0.29%
Fotovoltaica	26.48	0.36%
Biomasa	144.30	1.96%
Biogás	2.00	0.03%
TOTAL ENERGIA RENOVABLE	3,853.17	52.46%
NO RENOVABLE		
Térmica MCI	1,929.10	26.26
Térmica Turbogás	1,101.29	14.99
Térmica Turbovapor	461.87	6.29
TOTAL ENERGIA NO RENOVABLE	3,492.25	74.54%
TOTAL POTENCIAL NOMINAL	7,345.42	100.00%
Interconexiones	MW	%
Colombia	540.00	83.08%
Perú	110.00	16.92%
Total interconexiones	650.00	100.00%

(Fuente: Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2016)

Como se puede observar en los datos de la Tabla 1.6, se tiene una capacidad instalada de 21.15 MW de energía eólica, de los cuales se tiene 2,4 MW que corresponde al parque eólico San Cristóbal en las Islas Galápagos que se encuentra en operación desde el año 2007. Otro proyecto es el parque eólico que se instaló en Baltra con una capacidad de 2,4 MW, está conectado mediante una línea de transmisión de 50 Km a la isla Santa Cruz. El tercer proyecto emblemático que se encuentra en Loja, es el parque eólico Villonaco Figura 1.30, con una potencia instalada 16,5 MW. [26]



Figura 1.30. Proyecto eólico en Ecuador.

(Fuente: <http://www.ingenieriaverde.org>)

1.1.4.1. Proyectos de energía renovable

Además existen varios proyectos de energía renovable con los cuales se busca reducir al mínimo el uso de energía de origen fósil con el plan de Energía Renovable para Galápagos (Ergal), que ejecuta el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

Este plan incluye la ejecución de proyectos en las islas Isabela, Baltra, Santa Cruz, San Cristóbal y Floreana. [26]

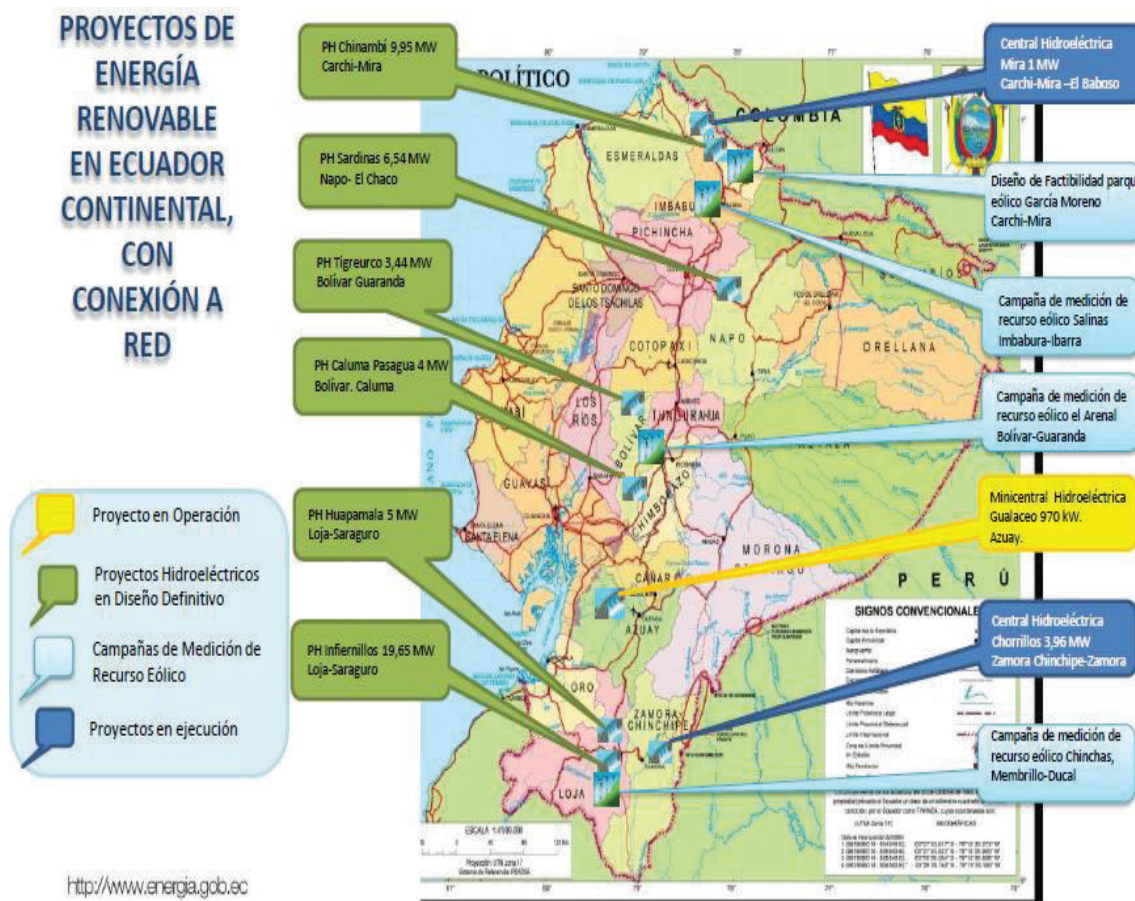


Figura 1.31. Proyectos de generación de energía renovable en el Ecuador.

(Fuente: Ministerio de Electricidad de Energía Renovable, 2015)

En el resto del país existen otros proyectos eólicos en estudio como es el caso del parque eólico Minas de Huascachaca (50 MW) que estará ubicado 84 kilómetros al Oeste de la ciudad de Cuenca, entre las provincias de Azuay y Loja y el proyecto García Moreno (15 MW), en la provincia del Carchi, frontera con Colombia. [26]

Cabe mencionar que se está dando los primeros pasos para incursionar en la generación con energías renovables con el proyecto PAES que tiene como objetivo contar con un Plan de Acción de Energía Sostenible para el Ecuador que le permita diversificar sus fuentes de energía.

1.1.4.2. Recurso eólico en Ecuador

A continuación se presenta el mapa eólico del Ecuador.

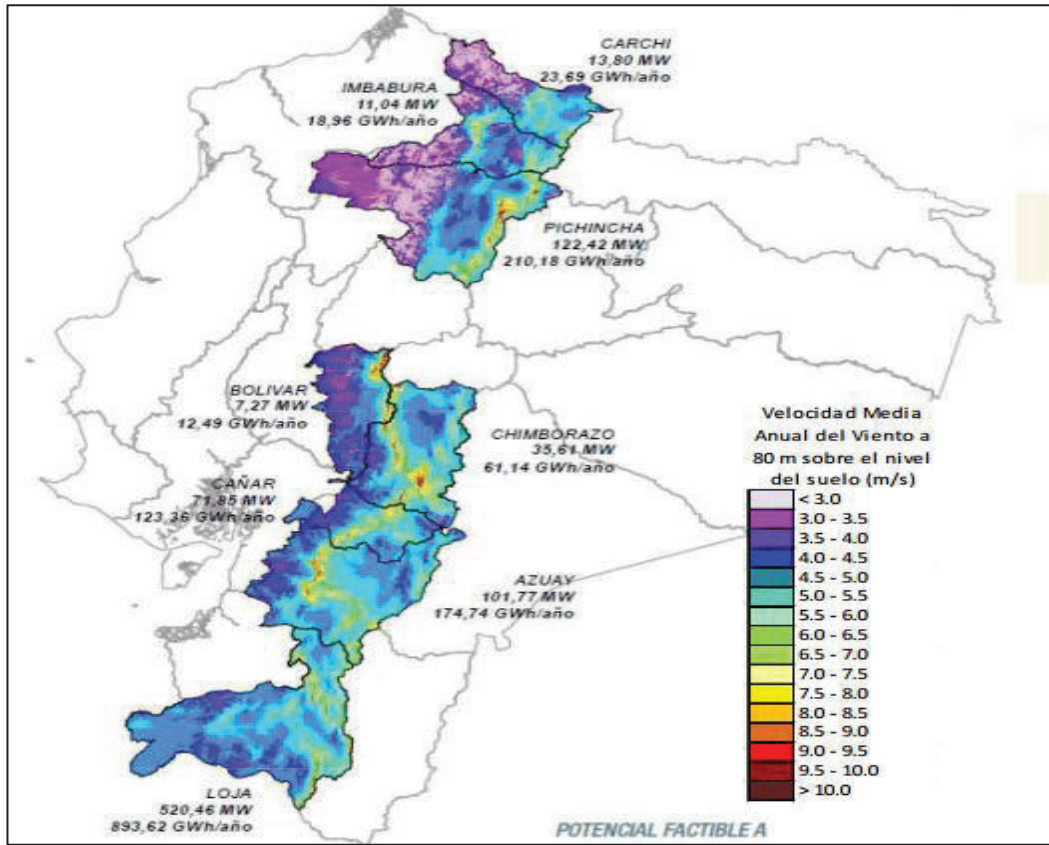


Figura 1.30. Mapa eólico del Ecuador.

(Fuente: Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, 2013)



Figura 1.31. Datos técnicos de recurso eólico.

(Fuente: MEER, 2015)

Como nos podemos dar cuenta según los datos de la Figura 1.33, existe una potencia factible a corto plazo de 891 MW, el cual correspondería al 12% de la demanda de energía del Ecuador.

1.1.4.2.1. Datos de viento en las diferentes Provincias

Tabla 1.7. Potencial eólico en el Ecuador.

ZONA	PROVINCIA	POBLACION	Velocidad media (m/s)
NORTE INTERANDINA	CARCHI	El Ángel	6.6
	IMBABURA	Salinas	7.0
CENTRAL INTERANDINA	PICHINCHA	Tabacundo	5.0
		Machachi	7.1
		Malchinguí	6.6
	COTOPAXI	Olmedo	5.3
SUR INTERANDINA	AZUAY	Páramo de Cotopaxi	5.9
	LOJA	Huascashaca	7.9
		Saraguro	5.2
		Yangana	5.5
		Lucardi	5.6
COSTA	MANABÍ	Boyacá	5.6
INSULAR	GALÁPAGOS	J. Joaquín (I.S. CRISTOBAL)	7.9
		Salasaca (I.Santa Cruz)	5.4

(Fuente: IDEA, 2004)

1.1.4.2.2. Análisis del centro del Distrito Metropolitano de Quito

Tomando como ayuda el software Climate con datos de estaciones meteorológicas de la NASA, se analiza el centro de la ciudad de Quito.

Tabla 1.8. Resumen de datos del tiempo Quito.

WEATHER DATA SUMMARY					LOCATION					QUITO,-,ECU				
LATITUDE/LONGITUDE:					0.15° South, 78.48° West, Time Zone from Greenwich -5									
DATA SOURCE:					IWEC Data 840710 wmo Station Number, Elevation 9255ft									
MONTHLY MEANS	JAN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC		
Global Horiz Radiation (Avg Hourly)	117	105	115	108	112	125	139	155	140	125	125	123	Btu/sq.ft	
Direct Normal Radiation (Avg Hourly)	56	42	46	51	54	83	114	123	87	69	63	84	Btu/sq.ft	
Diffuse Radiation (Avg Hpurty)	76	75	79	70	72	69	58	65	73	73	79	64	Btu/sq.ft	
Global Horiz Radiation(Max Hpurty)	346	342	328	346	304	309	327	349	347	352	330	340	Btu/sq.ft	
Direct Normal Radiation (Max Hourly)	329	328	309	323	299	310	314	319	321	331	300	337	Btu/sq.ft	
Diffuse Radiation (Max Hpurty)	226	240	240	232	219	145	213	226	211	236	229	170	Btu/sq.ft	
Global Horiz Radiation (Avg Daily Total)	1412	1266	1366	1306	1351	1505	1673	1866	1683	150	6	1508	1436	Btu/sq.ft
Direct Normal Radiation (Avg Daily Total)	682	509	556	621	657	996	1375	1485	1047	835	150	1017	Btu/sq.ft	
Diffuse Radiation (Avg Daily Total)	915	900	955	847	868	836	705	782	885	883	948	772	Btu/sq.ft	
Global Horiz Illumination (Avg Hourly)	3903	3545	3874	3653	3753	4120	4529	5049	4599	414	7	4166	4065	footcandle
Direct Normal Illumination (Avg Hourly)	1610	1185	1304	1478	1556	2344	3312	3586	2520	199	2	1805	2417	footcandle
Dry Bulb Temperature (Avg Monthly)	56	55	57	56	57	57	56	57	57	56	56	56	56	degreesF
Dew Point Temperature (Avg Monthly)	49	50	50	50	49	47	43	42	46	46	48	48	48	degreesF
Relative Humidity (Avg Monthly)	20	85	80	79	76	71	63	61	69	72	76	76	76	porcent
Wind Direction (Monthly Mode)	0	0	10	0	0	0	350	350	0	0	0	0	0	degreesF
Wind Speed (Avg Monthly)	4	3	4	3	3	4	5	6	5	4	3	3	3	mph
Ground Temperare (Avg Mounthly of 3D)	57	57	57	57	56	56	55	55	55	56	56	56	56	degreesF

(Fuente: Climate Consultant 6.0 & NASA)

Realizando la conversión de unidades, teniendo en cuenta que el promedio anual es 3.92 mph, se tendría:

$$3.92 \text{ mph} * \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} * \frac{1609.34 \text{ m}}{1 \text{ milla}} = 1.75 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

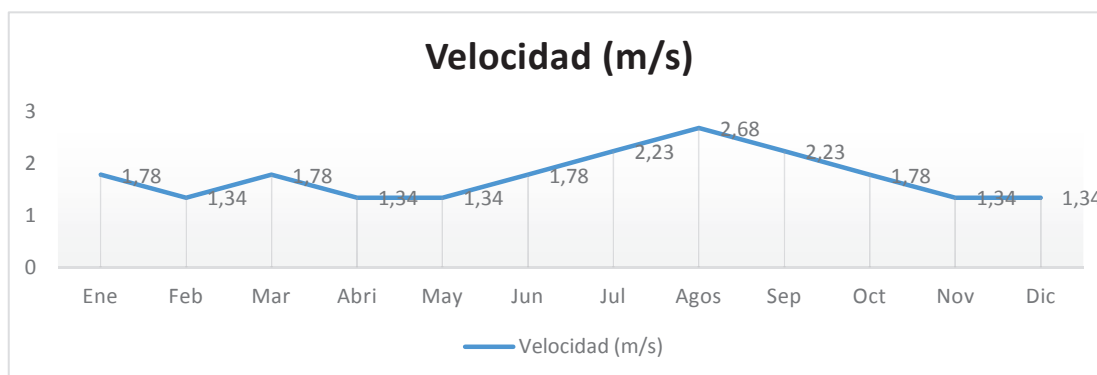


Figura 1.32. Velocidad del viento, Quito
(Fuente: Climate Consultant 6.0 & NASA)

Realizando el análisis en el centro de la capital, con los datos proporcionados por el INAMHI, tenemos los siguientes resultados.

ÑAQUITO

- ✓ Código: M0024
- ✓ Provincia: PICHINCHA
- ✓ Propietario: INAMHI
- ✓ Latitud: -0.175000
- ✓ Longitud: -78.485278
- ✓ Altitud: 2789.12 metros
- ✓ Tipo: METEOROLOGICA
- ✓ Estado: OPERATIVA
- ✓ Día: 12 Enero 2017

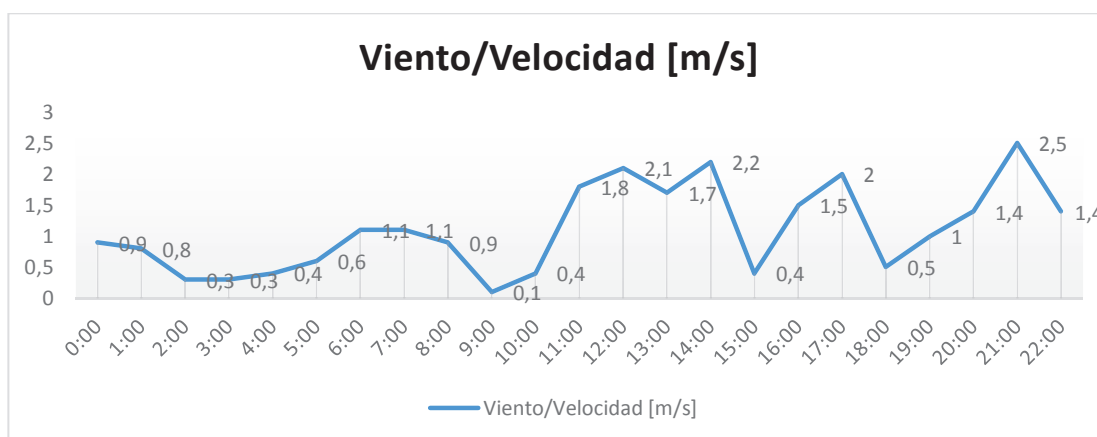


Figura 1.33. Velocidad del viento en INAMHI.
(Fuente: INAMHI, 2017)

Utilizando herramientas matemáticas como el método de Rayleigh se tiene los siguientes resultados.

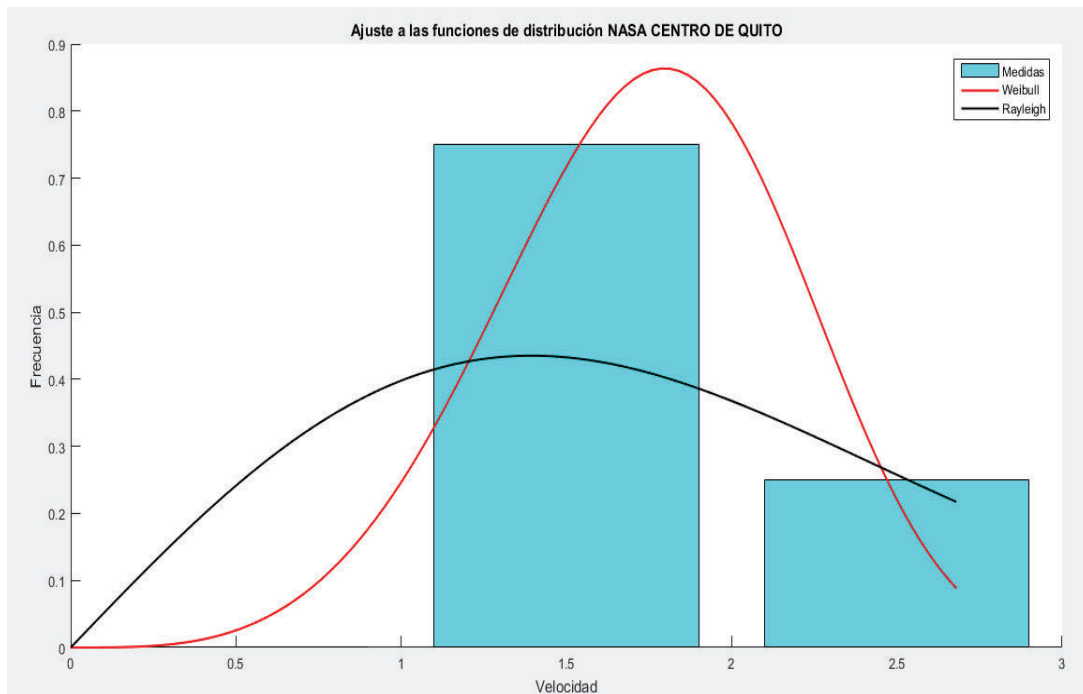


Figura 1.34. Simulación velocidad del viento en centro de Quito weibull/rayleigh.
(Fuente: Propia)

Por lo indicado en la Figura 1.35 y 1.36, se puede visualizar que no se tiene velocidades altas de viento en el centro del Distrito Metropolitano de Quito como indica los datos suministrados por el INAMHI, así como los datos obtenidos por la NASA mediante el software Climate.

Realizando la simulación con el software Climate en Matlab, se muestra en la Figura 1.36 que la probabilidad más alta se tiene con velocidades aproximadas de 1 a 2 [m/s].

1.1.4.2.3. Lugares de mayor potencial en el Distrito Metropolitano de Quito

A continuación se presenta la velocidad media del viento de la provincia de Pichincha, este gráfico es extraído del Atlas Eólico del Ecuador para lograr un mayor análisis del potencial eólico en Pichincha.

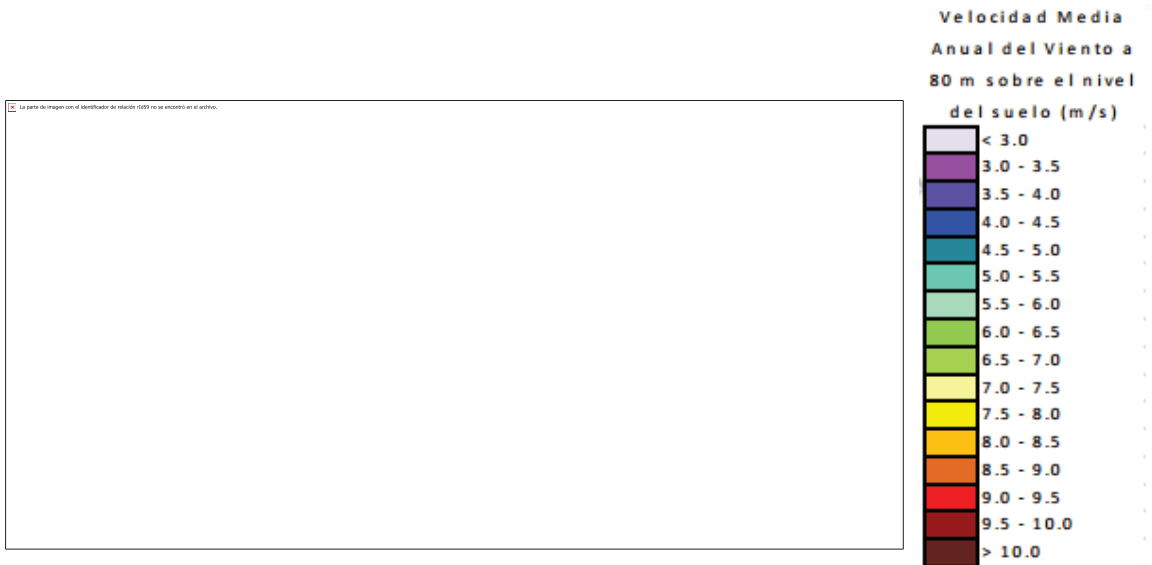


Figura 1.35. Recurso eólico de la Provincia de Pichincha.

(Fuente: Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, 2013.)



Figura 1.36. Mapa del Distrito Metropolitano de Quito.

(Fuente: Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, 2013.)

Como se observa en la Figura 1.37, se tiene la mayor cantidad de viento en las parroquias suburbanas y rurales del Distrito Metropolitano de Quito como el Quinche, Pifo, Checa, Yaruqui y Pintag llegando a tener en Pifo velocidades de hasta 7.0 a 8.0 [m/s].

Para validar lo indicado se muestra los datos obtenidos de la red de estaciones automáticas hidrometeorológicas (<http://186.42.174.236/InamhiEmas/#>). El cual se toma como ejemplo los datos de la estación meteorológica de *Quito Aeropuerto DAC*.

QUITO AEROPUERTO-DAC

- ✓ Código: M0055
- ✓ Provincia: PICHINCHA
- ✓ Propietario: INAMHI
- ✓ Latitud: -0.140000
- ✓ Longitud: -78.485000
- ✓ Altitud: 2794.00 metros
- ✓ Tipo: METEOROLOGICA
- ✓ Estado: OPERATIVA
- ✓ Día: 12 Enero 2017

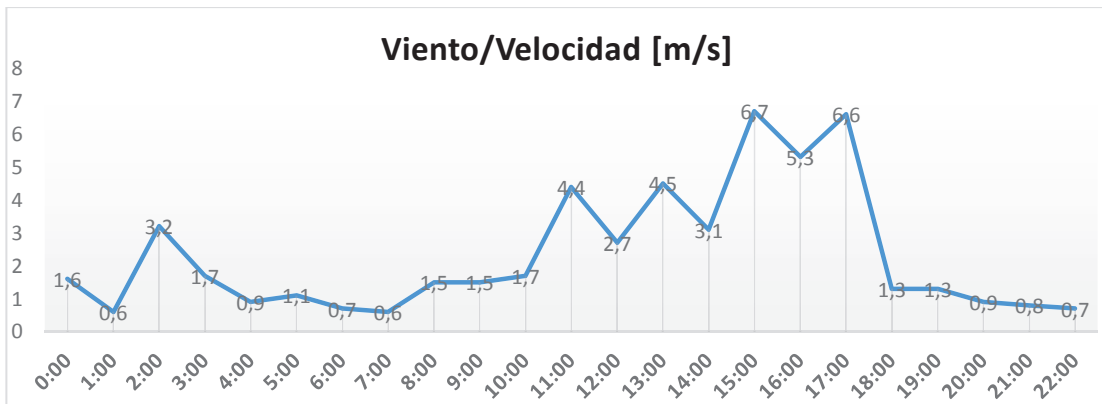


Figura 1.37. Velocidad del viento en Quito aeropuerto DAC.

(Fuente: INAMHI, 2017)

Adicionalmente, se analiza los datos meteorológicos en Machachi y Tabacundo ya que según el IDAE (Figura 1.40), existe también un gran potencial eólico en estos lugares.

TABACUNDO

- ✓ Código: M0194
- ✓ Provincia: PICHINCHA
- ✓ Propietario: INAMHI
- ✓ Latitud: 0.033333
- ✓ Longitud: -78.233333
- ✓ Altitud: 2790.00 metros
- ✓ Tipo: METEOROLOGICA
- ✓ Estado: OPERATIVA
- ✓ Día: 16 Enero 2017

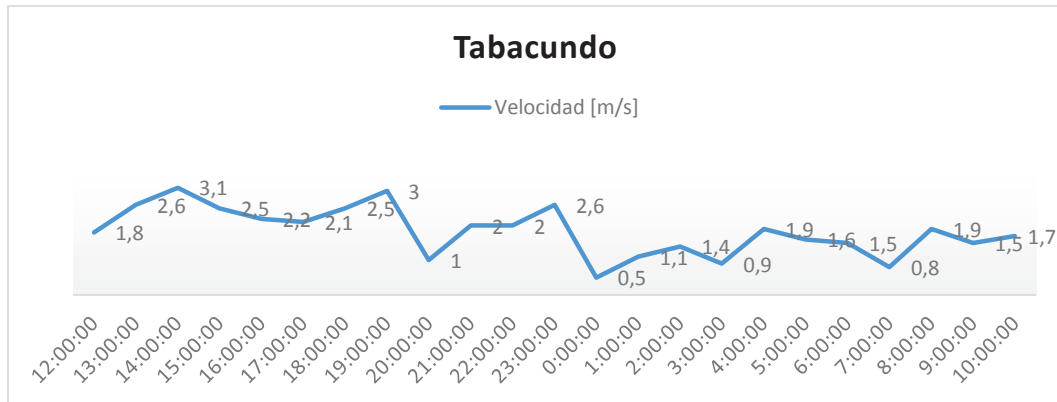


Figura 1.38. Velocidad del viento en Quito Tabacundo.

(Fuente: INAMHI, 2017)

MACHACHI

- ✓ Código: M0117
- ✓ Provincia: PICHINCHA
- ✓ Propietario: GAD MEJIA
- ✓ Latitud: -0.524167
- ✓ Longitud: -78.540556
- ✓ Altitud: 2944.00 metros
- ✓ Tipo: METEOROLOGICA
- ✓ Estado: OPERATIVA
- ✓ Día: 12 Enero 2017

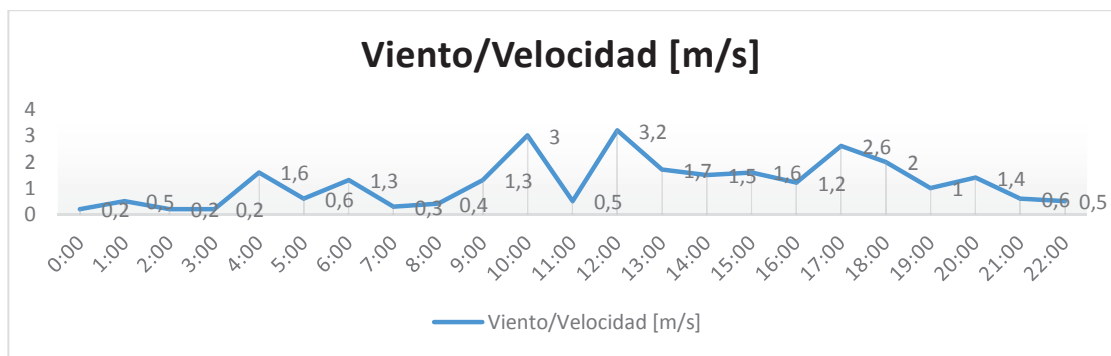


Figura 1.39. Velocidad del viento en Quito Tabacundo.

(Fuente: INAMHI, 2017)

De acuerdo a las estaciones meteorológicas del INAMHI demuestran que existen sitios dentro del Distrito Metropolitano de Quito, en los cuales se puede generar energía a partir del viento, llegando a tener velocidades promedio de 7 a 8 m/s. Este recurso eólico de las

parroquias suburbanas y rurales ayuda a cumplir el objetivo, el cual es la implementación de generadores eólicos para obtener la energía eléctrica en áreas remotas o rurales. El análisis del Atlas eólico corrobora los datos recabados en la investigación

Con la construcción de parques eólicos y plantas hidroeléctricas, el Ecuador podrá cambiar su matriz energética. La idea es que en el 2020 el país use el 93,53% de energía generada por hidroeléctricas, 4,86% térmica, 0,57% eólica, 0,72% geotérmica, 0,32% biomasa. [27]

1.1.4.2.4. Datos meteorológicos para explotación de energías renovables en el Ecuador

En la actualidad existen una serie de herramientas y modelos computacionales o numéricos que permiten estimar y orientar sobre el potencial energético solar y eólico de una zona específica a partir de la información satelital. Un limitante en la aplicación de esta metodología es la resolución temporal y espacial que pueden ofrecer los datos, siendo necesario aplicar técnicas de interpolación o extrapolación para obtener resultados a las escalas de interés, sin considerar la complejidad topográfica y la diversidad de condiciones climáticas en algunos casos; a partir de esta problemática es fundamental la validación de los resultados obtenidos con la mayor cantidad de información local disponible principalmente de tipo meteorológica para establecer el grado de confiabilidad o necesidad de calibración o cambios de parámetros de los modelos utilizados. [28]

Se considerará como estaciones representativas aquellas que posean datos en al menos 90% de la serie temporal, sin considerar valores cero y con un periodo de registro no menor a 5 años en los registros de heliofanía, nubosidad y temperatura; en el caso particular de la velocidad se estableció como mínimo registro de datos de al menos un año. [29]

En Ecuador las estaciones meteorológicas, está basado en el Anuario Meteorológico del INAMHI del 2000, se identificaron las siguientes entidades. [30]

1. Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI)
2. Instituto Oceanográfico de la Armada del Ecuador (INOCAR)
3. Dirección General de Aviación Civil (DGAC)
4. Fuerza Aérea Ecuatoriano (FAE)
5. Instituto Ecuatoriano de Recursos Hidráulicos (INERHI)
6. Programa Regional para el desarrollo del Sur (PREDESUR) (Extinto)

7. Comisión de estudios de desarrollo de la cuenca baja del Río Guayas (CEDEGE)
(Extinto)

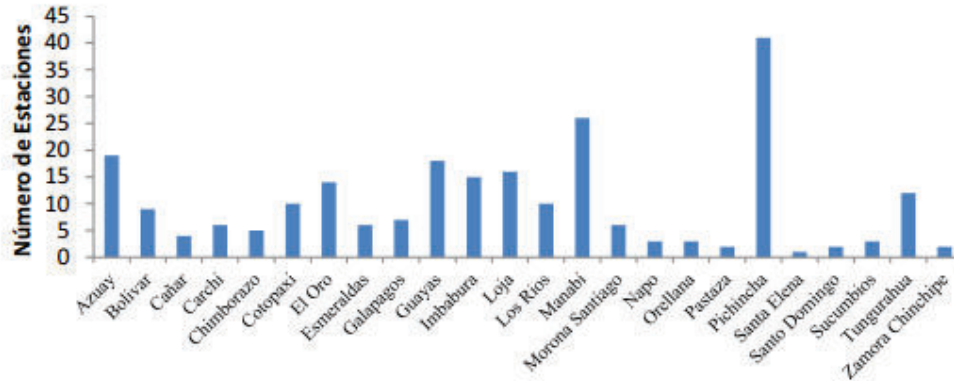


Figura 1.40. Estaciones meteorológicas.

(Fuente: INER, 2013)

Es importante indicar que las fuentes de información meteorológica, son la principal guía para validación de los estudios de pre-factibilidad y factibilidad del recurso solar y eólico a nivel nacional. Pero la información actual que existe en las diferentes estaciones meteorológicas y en el internet no son suficientes para realizar una metodología adecuada para el inventario de recursos (eólico y solar).

Asimismo, el Informe Sintético WP4-Ecuador menciona que, entre las principales barreras identificadas para el desarrollo y fomento de las energías renovables en el país está la carencia de un conocimiento detallado sobre la disponibilidad de recursos: es esencial una evaluación sistemática de todos los recursos de energías renovables para el desarrollo de este mercado, para lo cual es necesario emprender un programa serio de evaluación de los recursos a nivel nacional. [28]

El desarrollo de las fuentes renovables de energía y su rendimiento está condicionado por variaciones en el tiempo y clima. Su explotación eficiente obliga a disponer de "atlas de recurso" con un grado de validación considerable, que nos permitan abordar el problema de la intermitencia de los recursos energéticos de origen renovable y su nivel de aprovechamiento, mediante el estudio de su potencial y su complementariedad espacio-temporal. En este sentido, la validación y comparación de los resultados obtenidos a partir de los modelos numéricos y computacionales existentes y posterior adaptación y calibración al entorno local, incidirá directamente en la capacidad de estimación de potencial y

disponibilidad de recurso de los modelos; por lo cual se hace necesario establecer protocolos de monitoreo, recolección, evaluación y procesamiento de las series temporales de datos existentes, para que sirvan como información básica durante el desarrollo, parametrización, procesado y validación de los resultados durante la modelización de recursos renovables. [28]

La caracterización y evaluación de los datos temporales de registro permitirá un mejor desarrollo y perfeccionamiento para estudios a futuro para proyectos de inversión.

1.2. Sistema de Almacenamiento de Energía

1.2.1. Batería

La función prioritaria de las baterías en un sistema de generación híbrido (solar y eólico) es acumular la energía que se produce durante las horas de luminosidad y viento para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo.

Las baterías usadas en los sistemas fotovoltaicos. Se denominan baterías solares. Como estas baterías admiten un alto porcentaje de descarga, suelen llamarse baterías de ciclo profundo.

La profundidad de descarga (DoD, Depth of Discharge, en inglés) representa la cantidad de energía, dada en forma porcentual, que se extrae de una batería. El número de ciclos que el acumulador puede entregar durante su vida útil depende del porcentaje de descarga y del modelo elegido. Si la profundidad de descarga (DoD) es elevada, el número de ciclos se reduce.. Una batería solar puede tener entre 3 a 5 mil ciclos durante su vida útil cuando la profundidad de descarga es de un 20% (es decir que la batería estará con un 80% de su carga). [3]

1.2.1.1. Tipos de baterías

Existen básicamente dos tipos de baterías solares de ciclo profundo, las de Plomo-ácido que ofrecen el mejor balance entre costo y desempeño y las baterías de Níquel Cadmio (Ni-CD) que son mucho más costosas de 6 a 8 veces la de ácido, no han podido suplantar las de Pb-ácido. [3]

Dentro de las baterías de plomo ácido de ciclo profundo se tiene dos categorías:

Las de electrolito líquido, conocidas como húmedas, de arranque, inundadas, ventiladas o VLA (vented lead acid) y las baterías de válvula regulada o VRLA (valve regulated lead acid). Todas las baterías VRLA son selladas y no necesitan mantenimiento y usan su válvula para situaciones de emergencia, como un cortocircuito externo. Dentro de estas dos categorías existen distintos tipos de baterías, entre los más utilizados para aplicaciones fotovoltaicas se tiene: [3]

1.2.1.1.1. Baterías inundadas (abiertas)

Según [3]. Las baterías inundadas o de electrolito líquido son las más empleadas tanto en fotovoltaicos como en diferentes aplicaciones, como por ejemplo las baterías de Pb-ácido con electrolito líquido para uso automotriz.

Se las conoce como abiertas porque las cajas de estas baterías no son herméticas y tienen tapones de ventilación, los que liberan los gases formados durante el proceso de carga. Algunos fabricantes proporcionan una combinación con paladio que prácticamente elimina el mantenimiento de la batería.

1.2.1.1.2. Baterías herméticas sin mantenimiento (selladas)

Según [3]. Son baterías de electrolito líquido, pero tienen la ventaja de que producen muy poco oxígeno e hidrógeno, por lo que son adecuadas para emplazamientos con poca ventilación. Además impiden que se pueda verter ácido y no necesitan mantenimiento.

1.2.1.1.3. Baterías herméticas de gel

Según [3]. Tienen una ventaja adicional, que el ácido está solidificado en forma de gel, por lo que en caso de ruptura no se vierte. Son baterías de válvula regulada o VRLA.

Las baterías de gel es uno de los tipos de batería más utilizados ya que ofrece unas altas prestaciones y ventajas respecto otros modelos de baterías solares.

Estas no requieren mantenimiento, tienen una vida útil de 12 años, superior a las baterías AGM y mucho mayor que las baterías clásicas (4-5 años).

1.2.1.1.4. Baterías herméticas tipo AGM

Las baterías AGM, también llamadas secas, usan un electrolito de ácido y agua, pero la solución tiene un grado de saturación menor que la del electrolito líquido. El electrolito que ha sido reducido a una densa estructura gelatinosa, pasa a formar parte del conglomerado. Son baterías de válvula regulada (VRLA). El tiempo de vida es 5 a 10 años dependiendo del tipo. [3]

Al momento de cargar una batería se debe tener en cuenta los siguientes aspectos: mantener un voltaje de carga constante, sea el caso una batería de 2V, entre 1.85V y 2.4V, la corriente de carga de la batería no debe exceder el 25 % de su capacidad nominal (Ah), la profundidad de descarga no menor del 30 a 40% del límite permitido. [3]

La sobrecarga de una batería se produce al aplicarles altas corrientes o tensiones durante excesivos periodos de tiempo, lo cual genera una excesiva oxidación en la rejilla positiva que con lleva a la degradación de la batería y también produce súbitos incrementos de temperatura lo que causa una gasificación excesiva. [3]

1.2.1.2. Etapas de carga de una batería

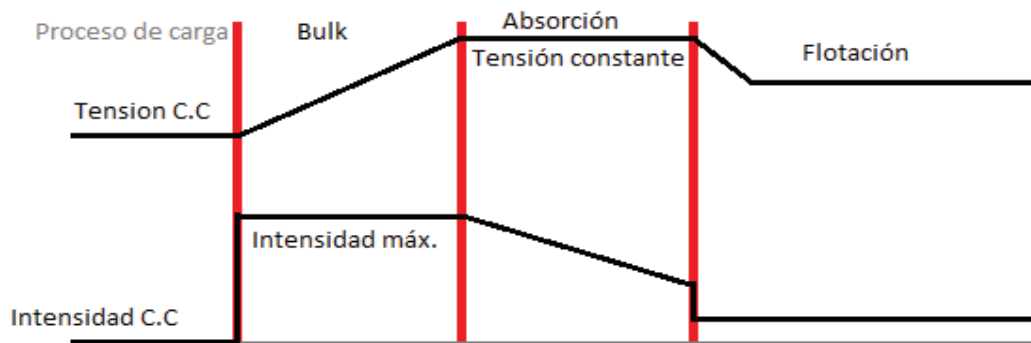


Figura 1.43. Etapas de carga de una batería.

(Fuente: YUBA, 2015)

ETAPA BULK: en esta primera etapa se suministra corriente a la batería a intensidad máxima, de manera que el voltaje (tensión) aumenta rápidamente hasta llegar aproximadamente a 12,6 V, y después poco a poco hasta el primer límite de voltaje. Una vez alcanzado este límite la batería está cargada un 80-90%.

ETAPA DE ABSORCIÓN: en esta fase la corriente de carga disminuye lentamente hasta que la batería se carga al 100%. En esta etapa el voltaje alcanza el final de la etapa Bulk, denominado límite de absorción. [33]

ETAPA DE FLOTACIÓN: en esta fase la batería ya está cargada al 100% y lo que se hace es proporcionar la corriente necesaria para compensar la auto descarga, de manera que permanezca al 100%. [33]

ETAPA DE ECUALIZACIÓN: tiene como fin el ascenso del gas dentro del ácido (electrolito) haciendo que la disolución llegue a ser homogénea; por esto también se denomina etapa de gaseo. De esta forma se evita que en la parte inferior no haya una densidad mayor que pueda provocar la sulfatación de las placas. [33]

1.3. Topologías de Convertidores Estáticos

Los sistemas que procesan la energía suelen denominarse convertidores estáticos de energía o simplemente convertidores de energía. El adjetivo "estáticos" se debe a que se trata de circuitos que utilizan semiconductores y no máquinas eléctricas para realizar la conversión, dado que en los primeros años de la Electrónica de Potencia la conversión de energía se realizaba por convertidores electromecánicos y esencialmente por máquinas giratorias. Hoy en día, estas técnicas no son más utilizadas ya que con el surgimiento de los convertidores estáticos se obtiene un desempeño más adecuado en todos los sentidos.

Por tanto, se puede decir que un convertidor estático de energía es un circuito electrónico constituido por un conjunto de elementos estáticos formando una red que constituye un equipo de conexión y transmisión entre un generador y un receptor.

Los convertidores estáticos de potencia juegan un rol fundamental en la actualidad, ya que son utilizados en la generación, distribución y aplicación de la energía eléctrica. Sin embargo, estos convertidores introducen transitorios en los sistemas eléctricos donde intervienen.

1.3.1. Tipos de convertidores

Los convertidores de corriente directa se utilizan como reguladores en modo de conmutación para convertir un voltaje de corriente directa, por lo general no regulado, a un voltaje de salida cd regulado. La regulación se consigue por lo general mediante la modulación de

ancho de pulso a una frecuencia fija, el dispositivo electrónico de conmutación por lo general es un BJT, MOSFET o IGBT de potencia. [34]

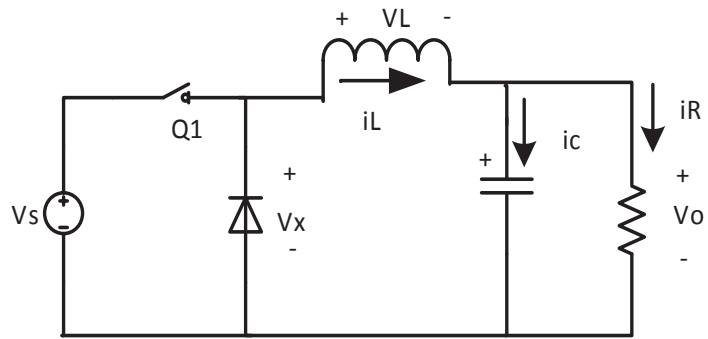
- Convertidor DC/DC Reductores
- Convertidor DC/DC Elevador
- Convertidor DC/DC Reductor Elevador
- Chopper tipo C

1.3.1.1. Convertidor DC/DC Reductor

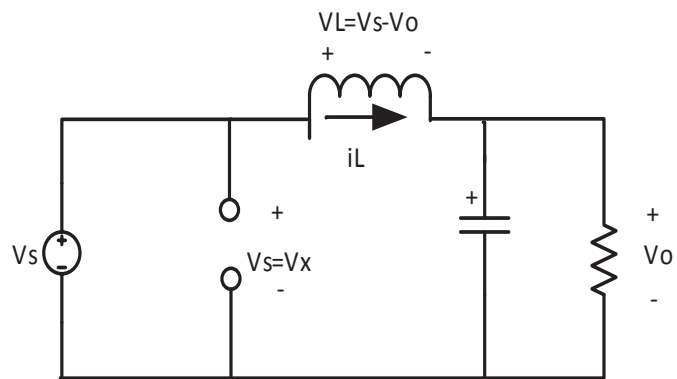
El convertidor reductor, el voltaje promedio de salida V_o , es menor que el voltaje de entrada V_s . En algunas aplicaciones puede ser suficiente controlar la componente continua de una salida de pulsos como mostrado en la Figura 1.44c, pero muchas veces el objetivo es producir una salida que sea continua pura. Una manera de obtener salida continua en el circuito de la Figura 1.44a es inserta un filtro pasa bajos después del interruptor. En la Figura 1.44a se muestra un filtro pasa bajos con una bobina y un condensador añadido al convertidor básico. El diodo proporciona un camino a la corriente de la bobina cuando el interruptor está abierto y se polariza en inversa cuando el interruptor está cerrado. Este circuito se denomina convertidor reductor, porque la tensión de salida es menor que la entrada.

Si el filtro pasa bajos es ideal, la tensión de salida es la media de la tensión de entrada del filtro. La entrada del filtro V_x en la Figura 1.44a, es V_s cuando el interruptor está cerrado y cero cuando el interruptor está abierto, siempre que la corriente en la bobina sea positiva y el diodo conduzca. Si el interruptor se cierra de forma periódica con un ciclo de trabajo D , la tensión media de entrada del filtro es $V_s D$, como se indica en la ecuación 1.16. [35]

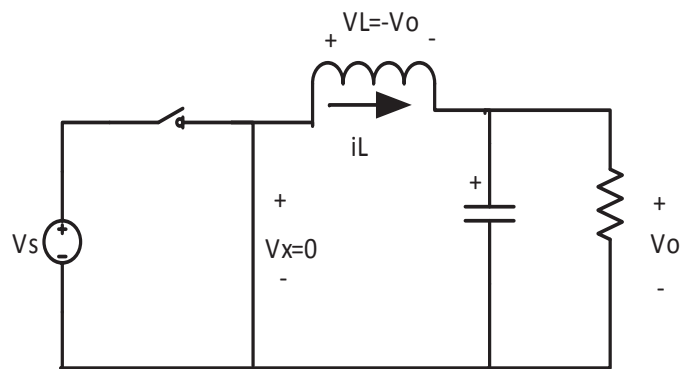
$$V_o = \frac{1}{T} \int_0^T v_o(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^{DT} v_s dt = V_s D \quad (1.16)$$



(a)



(b)



(c)

Figura 1.44. (a) Convertidor CC-CC reductor. (b) Circuito equivalente cuando el interruptor está cerrado. (c) Circuito equivalente cuando el interruptor está abierto.

(Fuente: Hart, 2001)

Para este análisis el diodo está polarizado en forma directa siempre que el interruptor este abierto, y que las corrientes en las bobinas es positiva. Una corriente en la bobina que sea positiva en todo intervalo de conmutación se denomina corriente permanente. Por el

contrario, la corriente discontinua se caracteriza porque la corriente de la bobina pasa por cero en cada periodo.

Para analizar el convertidor de la Figura 1.44 (a) se realiza las siguientes suposiciones:

1. El circuito opera en régimen permanente.
2. La corriente en la bobina es permanente (siempre positiva)
3. El valor del condensador es muy grande y la tensión de salida se mantiene constante a una tensión V_o .
4. El periodo de conmutación es T ; el interruptor estará cerrado un tiempo DT y estará abierto el resto del tiempo, $(1-D)T$
5. Los componentes son ideales

La clave del análisis para determinar la salida V_o es examinar, en primer lugar la corriente y la tensión en la bobina cuando el interruptor está cerrado y luego con el interruptor abierto.

Análisis con el interruptor cerrado. Cuando el interruptor está cerrado en el convertidor reductor de la Figura 1.44 (a), el diodo se polariza en inversa y el circuito equivalente es el mostrado en la Figura 1.44b. La tensión en la bobina es:

$$V_L = V_s - V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (1.17)$$

Despejando la derivada obtenemos

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s - V_o}{L} \quad (\text{conmutador cerrado})$$

La derivada de la corriente es una constante positiva, la corriente aumenta linealmente como se muestra en la Figura 1.45b. La variación de corriente cuando el interruptor está cerrado se calcula modificando la ecuación anterior:

$$\begin{aligned} \frac{di_L}{dt} &= \frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{DT} = \frac{V_s - V_o}{L} \\ (\Delta i_L)_{\text{cerrado}} &= \left(\frac{V_s - V_o}{L} \right) DT \end{aligned} \quad (1.18)$$

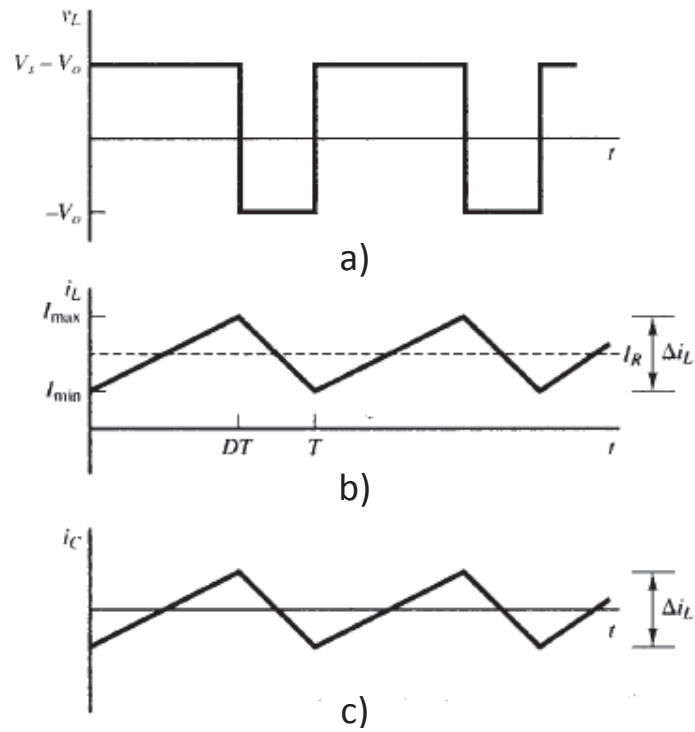


Figura 1.45. Formas de onda del convertidor reductor. (a) Tensión en la bobina. (b) Corriente de la bobina. (c) Corriente del condensador.

(Fuente: Hart, 2001)

Análisis con el interruptor abierto. Cuando el interruptor está abierto, el diodo se polariza en directa para dejar pasar la corriente a la bobina y se aplica al circuito equivalente de la Figura 1.45c. Cuando el interruptor está abierto, la tensión en la bobina es: [35]

$$V_L = -V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (1.19)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{-V_o}{L} \quad (\text{interruptor abierto})$$

La derivada de la corriente en la bobina es una constante negativa, y la corriente disminuye linealmente como se muestra en la Figura 1.45b. La variación de corriente en la bobina cuando el interruptor está abierto es

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{(1-D)T} = -\frac{V_o}{L}$$

$$(\Delta i_L)_{\text{abierto}} = -\left(\frac{V_o}{L}\right)(1-D)T \quad (1.20)$$

Cuando se trabaja en régimen permanente la corriente de la bobina es la misma al principio y al final de cada ciclo de conmutación, por lo que la variación neta de la corriente en un periodo debe ser cero. Por lo cual se debe cumplir

$$(\Delta i_L)_{cerrado} + (\Delta i_L)_{abierto} = 0$$

Utilizando las ecuaciones 1.18 y 1.20 se obtiene el voltaje de salida del convertidor reductor,

$$\left(\frac{V_s - V_o}{L}\right)DT - \left(\frac{V_o}{L}\right)(1 - D)T = 0$$

$$V_o = V_s D \quad (1.21)$$

El convertidor reductor produce una salida menor o igual a la entrada. Observe que la tensión de salida sólo depende de la entrada y del ciclo del trabajo D. Si la tensión de entrada fluctúa, la tensión de salida puede regularse ajustando el ciclo de trabajo adecuadamente. Se precisa un bucle de realimentación para muestrear la tensión de salida, compararla con una referencia y configurar correctamente el ciclo de trabajo del conmutador.

La corriente media de la bobina debe ser igual a la corriente media en la resistencia de carga, porque la corriente media en el condensador debe ser nula cuando opera en régimen permanente:

$$I_L = I_R = \frac{V_o}{R} \quad (1.22)$$

Los valores mínimos y máximos de la corriente en la bobina se calcularán a partir de las ecuaciones 1.23 y 1.24, de la siguiente manera:

$$I_{m\acute{a}x} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_o}{R} + \frac{1}{2} \left[\frac{V_o}{L} (1 - D) T \right] = V_o \left[\frac{1}{R} + \frac{(1-D)}{2Lf} \right] \quad (1.23)$$

$$I_{m\acute{i}n} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_o}{R} - \frac{1}{2} \left[\frac{V_o}{L} (1 - D) T \right] = V_o \left[\frac{1}{R} - \frac{(1-D)}{2Lf} \right] \quad (1.24)$$

Para que el análisis sea válido debe existir corriente permanente en la bobina, una manera sencilla de comprobar, es calcular la corriente mínima en la bobina utilizando la ecuación 1.25. Este valor deber ser positivo y mayor que cero para tener una corriente continua permanente, si este valor es negativo dicha situación indicaría que la corriente es discontinua.

La ecuación 1.25 determinará el valor de L y f que producirá corriente permanente. Si $I_{min} = 0$ es el límite entre la corriente continua y la corriente discontinua.

$$I_{min} = 0 = V_o \left[\frac{1}{R} - \frac{(1-D)}{2Lf} \right]$$

$$(Lf)_{min} = \frac{(1-D)R}{2} \quad (1.25)$$

Si fijamos el valor de la frecuencia de conmutación a un valor deseado tenemos,

$$L_{min} = \frac{(1-D)R}{2f} \quad (1.26)$$

L_{min} es la inductancia mínima necesaria para que exista corriente permanente, para los cálculos de diseño será $1.25 L_{min}$, para garantizar que el circuito funcione en forma continua.

Rizado de la tensión de salida. En análisis anterior se asume que el condensador era muy grande para que la tensión de salida fuese constante. En la práctica no será posible mantener perfectamente constante la tensión de salida con una capacidad finita. La variación periódica de la tensión de salida, o rizado, se calcula a partir de la relación entre la tensión y la corriente del condensador. La corriente del condensador es: [35]

$$i_c = i_L - i_R \quad (1.27)$$

El capacitor se cargará siempre mientras la corriente sea positiva, aplicando la definición de capacidad se tiene:

$$Q = CV_o$$

$$\Delta Q = C\Delta V_o$$

$$\Delta V_o = \frac{\Delta Q}{C}$$

La variación de la carga ΔQ , es el área del triángulo situado por encima del eje de tiempos:

$$\Delta Q = \frac{1}{2} \left(\frac{T}{2} \right) \left(\frac{\Delta i_L}{2} \right) = \frac{T\Delta i_L}{8} \quad (1.28)$$

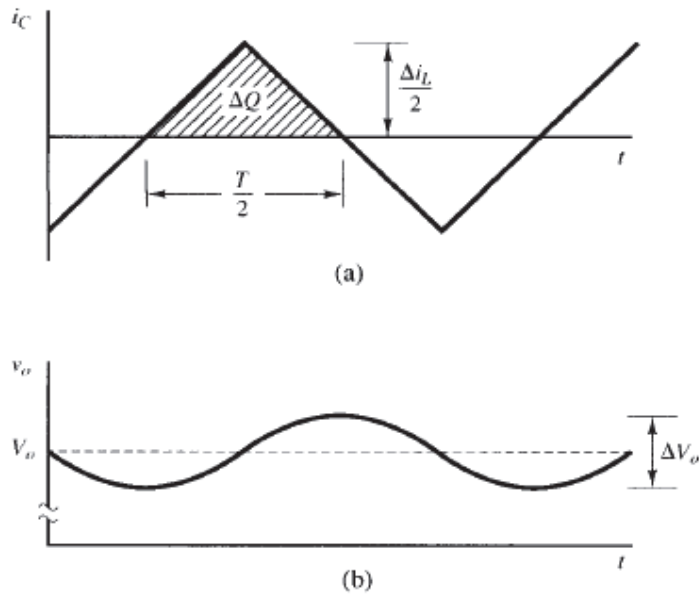


Figura 1.46. Formas de onda del convertidor reductor. (a) Corriente en el condensador. (b) Tensión de rizado en el condensador.

(Fuente Hart, 2001)

Remplazando se tiene,

$$\Delta V_o = \frac{T \Delta i_L}{8C}$$

Sustituyendo el valor de Δi_L dado por la ecuación 1.20 se tiene:

$$\Delta V_o = \frac{T}{8C} \frac{V_o}{L} (1-D)T = \frac{V_o(1-D)}{8LCf^2} \quad (1.29)$$

En la ecuación 1.29, ΔV_o es la tensión de rizado pico a pico en la salida, mostrada en la Figura 1.46b. También es útil el rizado como una fracción de la tensión de salida:

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = \frac{(1-D)}{8LCf^2} \quad (1.30)$$

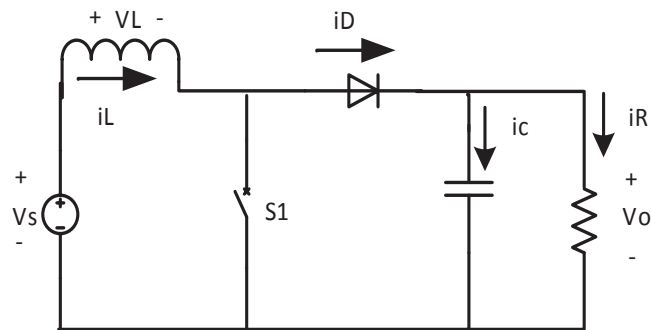
Si el rizado no es muy grande, el análisis anterior es válido.

1.3.1.2. Convertidor DC/DC elevador

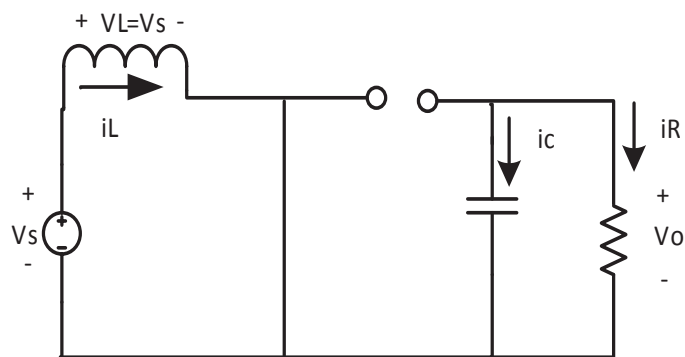
En la Figura 1.47 se muestra el convertidor elevador. Éste es otro convertidor conmutado que funciona abriendo y cerrando periódicamente un interruptor electrónico. Se denomina convertidor elevador porque la tensión de salida es mayor que la entrada.

En el análisis del circuito se hacen las siguientes suposiciones:

1. El circuito opera en régimen permanente.
2. El periodo de conmutación es T y el interruptor está cerrado un tiempo DT y está abierto el resto del tiempo, $(1-D)T$.
3. La corriente en el bobinado es permanente (siempre positiva):
4. El condensador es muy grande y la tensión de salida se mantiene constante y su valor V_{o+} .
5. Los componentes son ideales: [35]



(a)



(b)

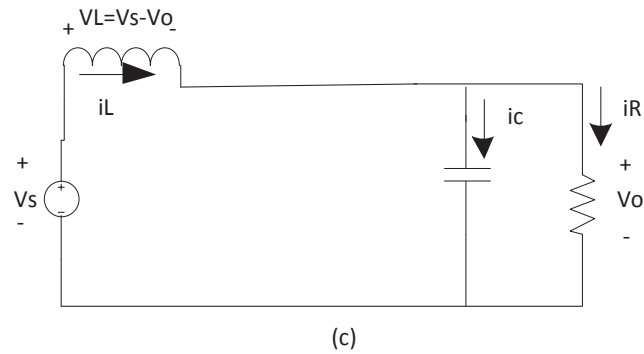


Figura 1.47. El convertidor elevador. (a) Esquema del circuito. (b) Circuito equivalente cuando el interruptor está cerrado. (c) Circuito equivalente cuando el interruptor está abierto.

(Fuente: Hart, 2001)

Para determinar el análisis de las ecuaciones, evaluaremos la tensión y la corriente con el interruptor abierto y el interruptor cerrado.

Análisis con el interruptor cerrado. Cuando el interruptor está cerrado el diodo se encuentra abierto debido a que se encuentra polarizado en forma inversa. Las tensiones en la malla aplicando la ley de Kirchhoff es:

$$V_L = V_s = L \frac{di_L}{dt} \quad \text{o} \quad \frac{di_L}{dt} = \frac{V_s}{L} \quad (1.31)$$

El ritmo de variación de la corriente es una constante, por lo que la corriente aumenta linealmente cuando el interruptor está cerrado, como se muestra en la Figura 1.48b. La variación de corriente en la bobina se calcula utilizando.

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{DT} = \frac{V_s}{L}$$

Despejando Δi_L cuando el interruptor está cerrado,

$$(\Delta i_L)_{\text{cerrado}} = \frac{V_s DT}{L} \quad (1.32)$$

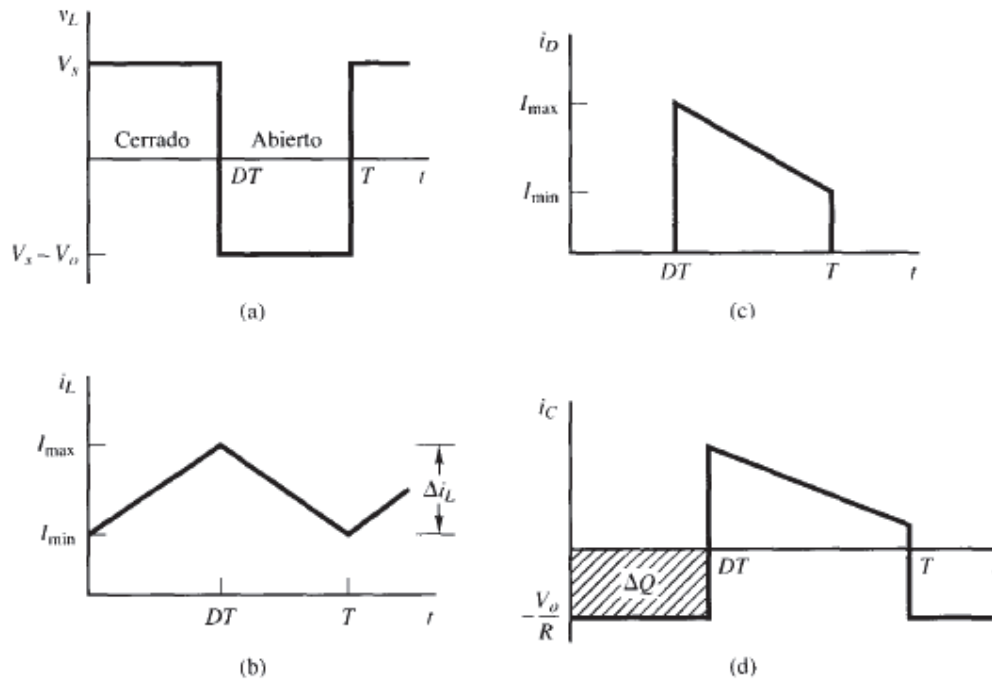


Figura 1.48. Formas de onda del convertidor elevador. (a) Tensión en la bobina. (b) Corriente en la bobina. (c) Corriente en el diodo. (d) Corriente en el condensador.

(Fuente: Hart, 2001)

Análisis con el interruptor abierto. Cuando el interruptor está abierto, la corriente en la bobina no puede variar de forma instantánea, por lo que el diodo se polariza en directa para proporcionar un camino a la corriente de la bobina. Suponiendo que la tensión de salida V_o es constante, la tensión en la bobina es: [35]

$$V_L = V_s - V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (1.33)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s - V_o}{L}$$

Como la corriente en la bobina es una constante, por lo que la corriente tiene una forma lineal cuando el interruptor está abierto, la variación de esta corriente con el interruptor abierto es

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{(1-D)T} = \frac{V_s - V_o}{L}$$

Despejando Δi_L ,

$$(\Delta i_L)_{abierto} = \frac{(V_s - V_o)(1 - D)T}{L} \quad (1.34)$$

En régimen estable, la variación neta de la corriente de la bobina debe ser igual a cero. Utilizando las Ecuaciones 1.32 y 1.34 obtenemos

$$(\Delta i_L)_{cerrado} + (\Delta i_L)_{abierto} = 0$$

$$\frac{V_s DT}{L} + \frac{(V_s - V_o)(1 - D)T}{L} = 0$$

Despejando V_o ,

$$V_s(D + 1 - D) - V_o(1 - D) = 0$$

$$V_o = \frac{V_s}{1 - D} \quad (1.35)$$

La Ecuación 1.35 muestra que, si el interruptor siempre está abierto y D es cero, la salida es igual a la entrada. Al aumentar el ciclo de trabajo, el denominador de la ecuación 1.35 disminuirá y la salida será mayor que la entrada. De allí su nombre convertidor elevador el voltaje de salida mayor o igual al voltaje de entrada.

La corriente media en la bobina se calculará teniendo en cuenta que la potencia entregada por la fuente debe ser igual a la potencia absorbida por la resistencia de carga. La potencia de salida es:

$$P_o = \frac{V_o^2}{R} \quad (1.36)$$

Y la potencia de entrada es $V_s I_s = V_s I_L$. Igualando la potencia de entrada y la potencia de salida y usando la Ecuación 1.35, se tiene:

$$V_s I_L = \frac{V_o^2}{R} = \frac{\left(\frac{V_s}{1 - D}\right)^2}{R} = \frac{V_s^2}{(1 - D)^2 R}$$

$$I_L = \frac{V_s}{(1 - D)^2 R} \quad (1.37)$$

Corriente máxima y mínima en la bobina se calculan utilizando el valor medio y la variación de corriente dada por la ecuación 1.37

$$I_{\text{máx}} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} + \frac{V_s D T}{2L} \quad (1.38)$$

$$I_{\text{mín}} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} - \frac{V_s D T}{2L} \quad (1.39)$$

La Ecuación 1.37 se ha desarrollado suponiendo que la corriente en la bobina era permanente y siempre positiva. Para que la corriente en la bobina sea permanente es necesario que $I_{\text{mín}}$ sea positiva. Por tanto, el límite entre las corrientes permanentes y discontinuas en la bobina se calcula utilizando: [35]

$$I_{\text{mín}} = 0 = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} - \frac{V_s D T}{2L}$$

$$\frac{V_s}{(1-D)^2 R} 0 = \frac{V_s D T}{2L} = \frac{V_s D}{2L f}$$

Por lo tanto, la combinación mínima de inductancias y frecuencias de conmutación para obtener corriente permanente en el convertidor elevador será:

$$(L f)_{\text{mín}} = \frac{D(1-D)^2 R}{2} \quad (1.40)$$

$$L_{\text{mín}} = \frac{D(1-D)^2 R}{2f} \quad (1.41)$$

Rizado de la tensión de salida. Las ecuaciones anteriores se han desarrollado suponiendo que la tensión de salida era constante y, por lo tanto, que la capacidad era infinita. En la práctica, una capacidad finita producirá una pequeña fluctuación o rizado en la tensión de salida.

El rizado pico a pico de la tensión de salida puede calcularse a partir de la forma de onda de la corriente en el condensador, mostrado en la Figura 1.48d. La variación de la carga del condensador puede calcularse utilizando: [35]

$$|\Delta Q| = \left(\frac{V_o}{R}\right) DT = C\Delta V_o$$

Por tanto, la expresión de rizado es

$$\begin{aligned}\Delta V_o &= \frac{V_o DT}{RC} = \frac{V_o D}{RCf} \\ \frac{\Delta V_o}{V_o} &= \frac{D}{RCf}\end{aligned}\tag{1.42}$$

Siendo f la frecuencia de conmutación en hercios.

1.3.1.3. Convertidor DC/DC reductor elevador

Un convertidor reductor-elevador suministra un voltaje de salida que puede ser mayor o menor que el voltaje de entrada, de ahí el nombre reductor-elevador; la polaridad del voltaje de salida es opuesta a la del voltaje de entrada.

En la Figura 1.49a se muestra el convertidor reductor-elevador. Donde la operación del circuito se puede dividir en dos modos. Durante el modo 1, el transistor Q_1 está activo y el diodo D_m tiene polarización inversa. La corriente de entrada, que se eleva, fluye a través del inductor L y del transistor Q_1 . Durante el modo dos, el transistor Q_1 es conmutado y la corriente, que fluirá a través del inductor L, fluirá a través de L, C, D_m y la carga. La energía almacenada en el inductor L se transferirá a la carga y la corriente del inductor se abatirá hasta que el transistor Q_1 vuelva activarse en el siguiente ciclo. Los circuitos equivalentes para los dos modos se muestran en la Figura 1.49b. Las formas de onda para los regímenes en estado permanente de corrientes y voltajes del convertidor reductor-elevador aparecen en la Figura 1.49c. Para una corriente de carga continua: [34]

La corriente del inductor se eleva linealmente I_1 hasta I_2 en un tiempo t_1

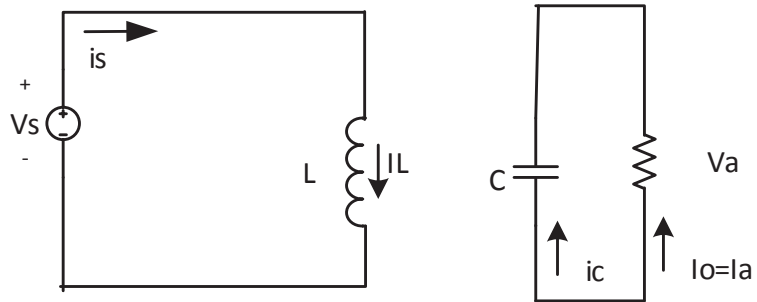
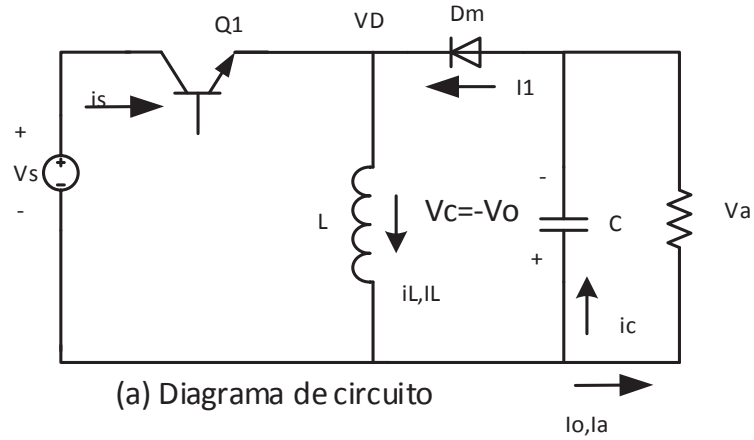
$$V_s = L \frac{(I_2 - I_1)}{t_1} = L \frac{\Delta I}{t_1}\tag{1.43}$$

$$t_1 = \frac{\Delta I L}{V_s}\tag{1.44}$$

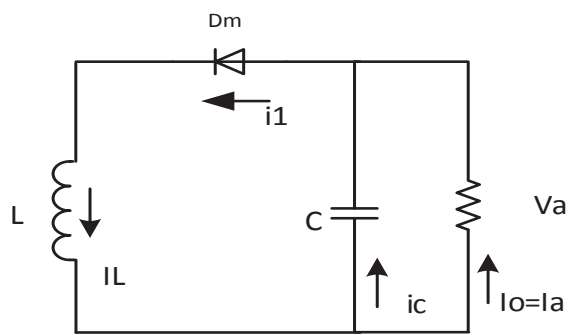
La corriente en el inductor se decreta en forma lineal I_2 hasta I_1 en un tiempo t_2 ,

$$V_a = -L \frac{\Delta I}{t_2} \quad (1.45)$$

$$t_2 = \frac{-\Delta I L}{V_a} \quad (1.46)$$



Modo 1



Modo 2

(b) Circuitos equivalentes

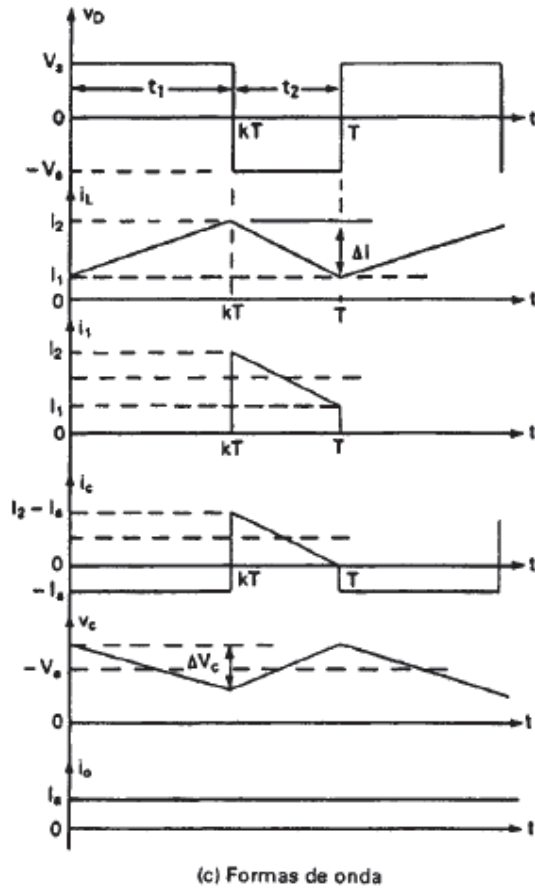


Figura 1.49. Convertidor reductor-elevador con i_L continua.
(Fuente: RASHID, 1995)

Donde $\Delta I = I_2 - I_1$ es la corriente de la componente ondulatoria pico a pico del inductor L. A partir de las ecuaciones 1.43 y 1.45.

$$\Delta I = \frac{V_s t_1}{L} = \frac{-V_a t_2}{L}$$

Si sustituimos $t_1 = kT$ y $t_2 = (1-k)T$, el voltaje promedio de salida es

$$V_a = -\frac{V_s k}{1-k} \tag{1.47}$$

Si el circuito no tiene pérdidas, $V_s I_s = -V_a I_a = \frac{V_s I_a k}{(1-k)}$ y la corriente promedio de entrada I_s , está relacionada con la corriente promedio de salida I_a mediante la ecuación

$$I_s = \frac{I_a K}{(1-K)} \quad (1.48)$$

El periodo de conmutación T puede determinarse a partir de

$$T = \frac{1}{f} = t_1 + t_2 = \frac{\Delta I L}{V_s} - \frac{\Delta I L}{V_a} = \frac{\Delta I L (V_a - V_s)}{V_s V_a} \quad (1.49)$$

Y esto da la componente de la corriente ondulatoria pico a pico

$$\Delta I = \frac{V_s V_a}{f L (V_a - V_s)} \quad (1.50)$$

$$\Delta I = \frac{V_s K}{f L} \quad (1.51)$$

Cuando el transistor Q₁ está activo, el capacitor de filtro proporciona la corriente de carga durante t₁. La corriente promedio de descarga del capacitor es I_c=I_a y el voltaje de la componente ondulatoria pico a pico del capacitor es:

$$\Delta V_c = \frac{1}{C} \int_0^{t_1} I_c dt = \frac{1}{C} \int_0^{t_1} I_a dt = \frac{I_a t_1}{C} \quad (1.52)$$

La ecuación 1.47 y 1.52 se convierte en:

$$t_1 = \frac{V_a}{[(V_a - V_s)f]} \quad (1.53)$$

$$\Delta V_c = \frac{I_a V_a}{(V_a - V_s) f C} \quad (1.53)$$

$$\Delta V_c = \frac{I_a K}{f C} \quad (1.54)$$

Un convertidor reductor-elevador suministra inversión de polaridad de voltaje de salida sin necesidad de un transformador. Tiene alta eficiencia y en caso de una falla del transistor el $\frac{di}{dt}$ de la corriente de falla queda limitado por el inductor L y será V_s/L . [34]

1.3.1.4. Chopper de dos cuadrantes

En este caso, chopper puede operar tanto en el primero como en el segundo cuadrante. Por lo tanto, la tensión en la carga V_o sólo puede ser positiva, mientras que la intensidad I_o podrá adoptar tanto valores positivos como negativos, por esta razón se llama chopper de dos cuadrantes:

El chopper de dos cuadrantes se obtiene a partir de la combinación de un chopper de tipo A con potro de tipo B, como se observa en la Figura 1.50. Los interruptores Q_1 y D_1 constituyen un convertidor tipo A, por otro lado Q_2 y D_2 configuran un convertidor tipo B. Si se acciona Q_1 funcionará en el primer cuadrante, intensidad positiva ($I_o > 0$). Por lo contrario, si manteniendo Q_1 abierto y se cierra Q_2 funcionará como un convertidor regenerativo, intensidad negativa ($I_o < 0$). Se debe asegurar que no se produzca el disparo simultaneo de los dos interruptores, ya que la fuente primaria de alimentación se cortocircuitaría, produciendo problemas en el sistema. [36]

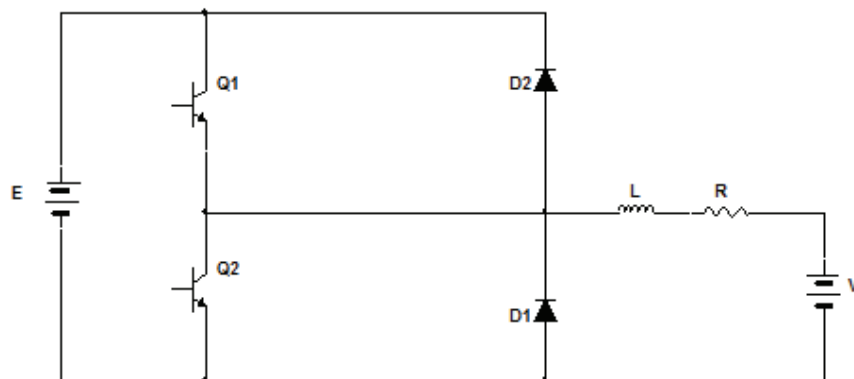


Figura 1.50. Diagrama del circuito chopper de dos cuadrantes o tipo C.
(Fuente: Wikilibros, 2016)

Los interruptores Q_1 y Q_2 se abren y se cierran siguiendo una señal de periodo T denominado periodo de convertidor. El tiempo durante el cual los interruptores (Q_1 o Q_2) están cerrados, y por lo tanto la carga (R, L, V) se encuentran conectados a la fuente primaria de energía, se denomina tiempo de conducción, T_{ON} . Por otro lado, el tiempo que los interruptores permanecen abiertos, dejando aislada la carga, se llama tiempo de bloqueo, T_{OFF} .

Al inicio del circuito, se tiene que el interruptor Q_1 cerrado y Q_2 abierto. La corriente $i(t)$ circula en sentido horario como se ve en la Figura 1.51. [36]

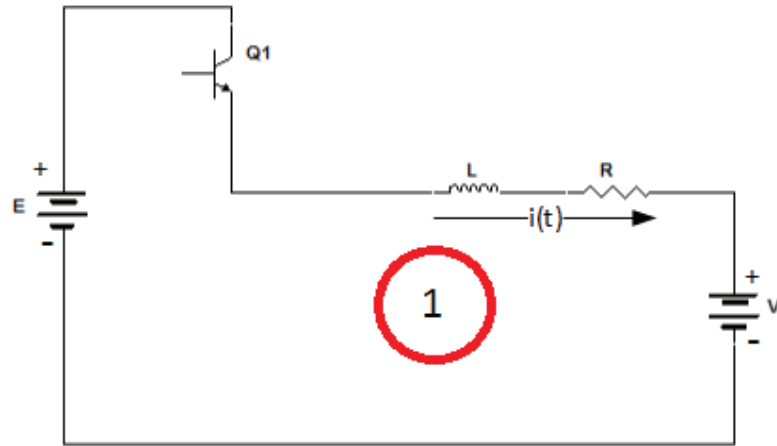


Figura 1.51. Chopper tipo C funciona como reductor Q1 cerrado.

(Fuente: Wikilibros, 2016)

Pasado un tiempo (T_{ON}) el interruptor Q_1 se abre impidiendo el paso de la corriente $i(t)$. La corriente buscará otro camino alternativo al anterior; este será el formado por la carga (R , L , V) y el diodo D_1 como se observa en la Figura 1.52.

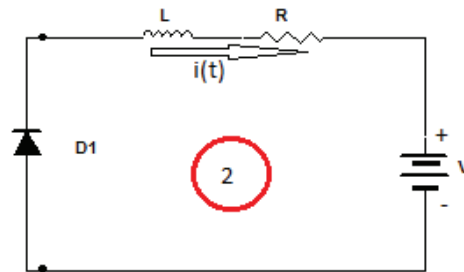


Figura 1.52. Chopper tipo C funciona como reductor Q1 abierto.

(Fuente: Wikilibros, 2016)

Una vez que la corriente se haya agotado, el interruptor Q_2 se cerrará, consiguiendo una corriente negativa como se muestra la Figura 1.53.

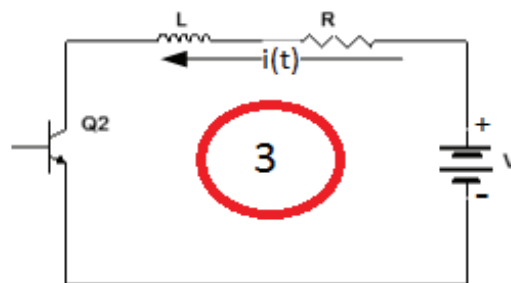


Figura 1.53. Chopper tipo C funciona como elevador Q2 cerrado.

(Fuente: Wikilibros, 2016)

Pasado un tiempo (T_{ON}) el interruptor Q_2 se abre impidiendo el paso de la corriente $i(t)$. La corriente buscará otro camino alternativo al anterior; éste será el formado por la carga (R, L, V) y el diodo D_2 , como se muestra en la Figura 1.54.

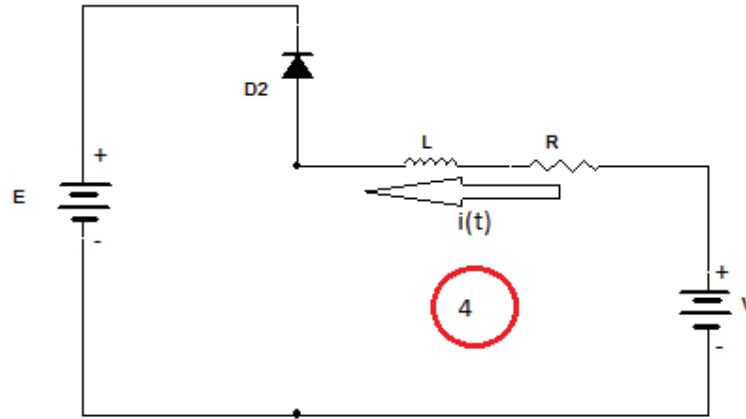


Figura 1.54. Chopper tipo C funciona como elevador Q_2 abierto.
(Fuente: Wikilibros, 2016)

A continuación, se va a calcular la corriente máxima I_{max} y la corriente mínima I_{min} , del circuito. Se va estudiar el primer intervalo (circuitos 4 y 1) y luego el segundo intervalo (circuitos 2 y 3). En la Figura 1.55 se determina las formas de onda de voltaje y corriente de salida. [36]

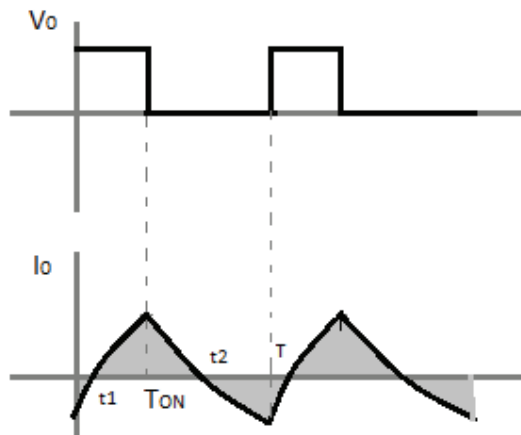


Figura 1.55. Formas de onda de corriente y voltaje en la carga.
(Fuente: Wikilibros, 2016)

Primer intervalo ($I_{inicial} = I_{min}, I_{final} = I_{max}$)

$$L \frac{di_t}{dt} + R \cdot i_t + V = E \quad (1.55)$$

$$\text{Laplace } L \cdot s \cdot I_s + R \cdot I_s + V = E$$

$$I_s = \frac{E - V}{R + L \cdot s}$$

$$\text{Anti laplace } i_t = \frac{E - V}{R} \cdot \left(1 - e^{\frac{-R}{L} \cdot t}\right) + I_{\min} \cdot e^{\frac{-R}{L} \cdot t} \quad (1.56)$$

$$I_{\max} = i_{(T_{\text{on}})} = \frac{E - V}{R} \cdot \left(1 - e^{\frac{-R}{L} \cdot T_{\text{on}}}\right) + I_{\min} \cdot e^{\frac{-R}{L} \cdot T_{\text{on}}} \quad (1.57)$$

Segundo intervalo ($I_{\text{inicial}} = I_{\max}$, $I_{\text{final}} = I_{\min}$)

$$L \frac{di_t}{dt} + R \cdot i_t + V = 0 \quad (1.58)$$

$$\text{Laplace } L \cdot s \cdot I_s + R \cdot I_s + V = 0$$

$$I_s = \frac{-V}{R + L \cdot s}$$

$$\text{Anti laplace } i_t = \frac{-V}{R} \cdot \left(1 - e^{\frac{-R}{L} \cdot t}\right) + I_{\max} \cdot e^{\frac{-R}{L} \cdot t} \quad (1.59)$$

$$I_{\min} = i_{(T_{\text{off}})} = \frac{-V}{R} \cdot \left(1 - e^{\frac{-R}{L} \cdot T_{\text{off}}}\right) + I_{\max} \cdot e^{\frac{-R}{L} \cdot T_{\text{off}}} \quad (1.60)$$

Tras las ecuaciones anteriores se obtiene I_{\max} e I_{\min}

$$I_{\min} = \frac{E}{R} \cdot \frac{e^{\frac{-R}{L} \cdot T_{\text{off}}} - e^{\frac{-R}{L} \cdot T}}{1 - e^{\frac{-R}{L} \cdot T}} - \frac{V}{R} \quad (1.61)$$

$$I_{\max} = \frac{E}{R} \cdot \frac{e^{\frac{-R}{L} \cdot T_{\text{on}}} - e^{\frac{-R}{L} \cdot T}}{1 - e^{\frac{-R}{L} \cdot T}} - \frac{V}{R} \quad (1.62)$$

Si la I_{\max} e I_{\min} son positivas ($I_{\max} > 0$, $I_{\min} > 0$), el convertidor se encontrará trabajando en el primer cuadrante; si por lo contrario, se obtiene que ambas corrientes son negativas ($I_{\max} < 0$, $I_{\min} < 0$), se encontrara en el segundo cuadrante.

La tensión V se mantiene positiva en todo momento. Se podrá dar un tercer caso, en el cual la corriente máxima sea positiva y la mínima sea negativa ($I_{max} > 0, I_{min} < 0$), En esta situación se calcula el cuadrante de trabajo de la siguiente manera: [36]

$$1^\circ \text{ Cuadrante } V_L = E \cdot \frac{T_{ON}}{T} > V \quad (1.63)$$

$$2^\circ \text{ Cuadrante } V_L = E \cdot \frac{T_{ON}}{T} < V \quad (1.64)$$

1.4. Técnicas del Seguimiento del Punto Máximo de Potencia (MPPT)

En esta parte se analizará como obtener el Punto de Máxima Potencia (MPPT), en los sistemas estudiados fotovoltaico y eólico.

Los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) se utilizan en sistemas fotovoltaicos y eólicos para maximizar la energía entregada por los mismos, dicho seguimiento se realiza básicamente variando el valor de ciclo útil de un convertidor de potencia. Existen gran variedad de algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia como se muestra en [37] como por ejemplo: perturbar y observar, basados en lógica difusa, basados en redes neuronales artificiales, RCC (Ripple Correlation Control) conductancia incremental (INC) entre otros. Estos algoritmos varían en su complejidad, su velocidad de convergencia al punto de máxima potencia, los sensores utilizados, su costo, su efectividad y otros aspectos. [37]

La implementación de los algoritmos de seguimiento puede ser analógica o digital dependiendo de cuál se quiera utilizar. En caso se utilizará la digital, el cual ofrece flexibilidad al momento de realizar variaciones en los parámetros de funcionamiento sin modificación del hardware.

Como el objetivo de este trabajo investigativo es realizar un estudio del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia utilizando un convertidor estático que tenga la flexibilidad de probar el algoritmo estudiado sin la modificación del hardware (sistema eólico y fotovoltaico) y con cualquiera de los parámetros meteorológicos estudiados.

1.4.1. Diagrama de bloques de la obtención del Punto Máximo de Potencia.

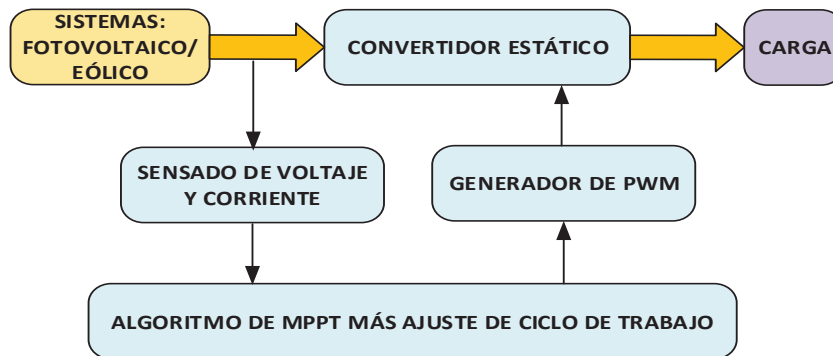


Figura 1.56. Diagrama de Obtención del MPPT en módulos Fotovoltaicos.
(Fuente: Propia)

1.4.2. Sistema fotovoltaico

Como es de conocimiento una curva P-V de un panel solar hay un punto óptimo de operación donde la PV ofrece la máxima potencia posible para la carga de funcionamiento. El punto de operación óptimo cambia con la irradiación solar y la temperatura de la célula solar.

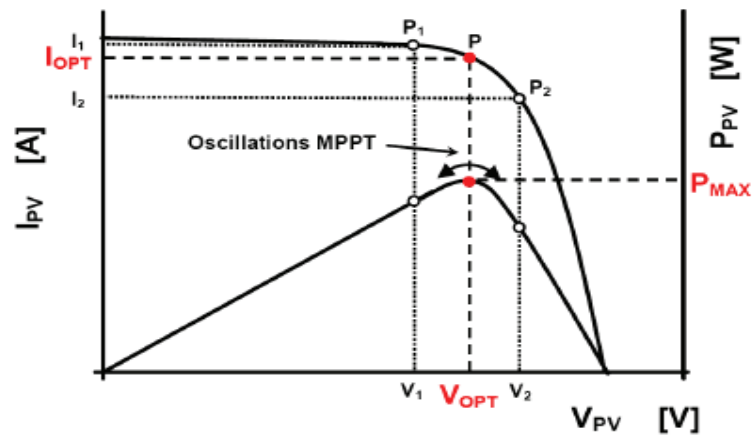


Figura 1.57. Corriente-Potencia-Voltaje de una celda fotovoltaica.
(Fuente: Víctor García Pérez, 2008)

Existen los diferentes métodos de estudio:

- a) perturbar y observar P & O
- b) Incremental Conductance
- c) Open Circuit Voltage

- d) Short Circuit Voltage
- e) Fuzzy Logic
- f) Neural Network
- g) Sun tracking

a) Perturbar y observar.

El algoritmo perturbar y observar (P&O) es muy utilizado debido a su simplicidad de funcionamiento éste consiste en modificar el ciclo útil de un convertidor de potencia conectado a la salida del arreglo fotovoltaico, con el cambio del ciclo útil se modifica la corriente extraída del arreglo fotovoltaico, por lo consiguiente la potencia obtenida se modifica en relación a la modificación del ciclo útil de la señal de disparo del convertidor de potencia. [31]

b) Incremental conductance

El MPP se pueden rastrear mediante la comparación de la conductancia instantánea (I / V) a la conductancia incremental ($\Delta I / \Delta V$). V_{ref} es la tensión de referencia por el que la red obliga a operar al PV en el MPP. Una vez que el MPP es alcanzado, el funcionamiento de la red de PV se mantiene en este punto a menos que se observe un cambio en la intensidad, lo que indica un cambio en las condiciones atmosféricas.

El algoritmo emplea decrementos o incrementos de tensiones e intensidades para realizar un seguimiento del nuevo MPP. El algoritmo emplea la variación de la potencia de salida con respecto a la tensión, la cual se expresa mediante: [38]

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (1.65)$$

En el cual se puede obtener las siguientes condiciones.

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dV} &= 0 \quad \text{en el MPP} \\ \frac{dP}{dV} &> 0 \quad \text{en el lado izquierdo de MPP} \\ \frac{dP}{dV} &< 0 \quad \text{en el lado derecho del MPP} \end{aligned}$$

De acuerdo a los diferentes métodos investigados en [38], se ha desarrollado las diferentes simulaciones en donde se ha llegado a la conclusión que los mejores métodos son el *Incremental Conductance*, *Fuzzy* y *Neuronal*, los cuales tienen las siguientes características:

- Las desventajas que tiene el método P & O, frente al de conductancia incremental. Es más efectivo, simplemente porque los sentidos incrementales en la variación en la radiación, no es bien detectada en P & O.
- A partir de los resultados extraídos se concluye que la energía entregada de tanto por el método P & O, como por conductancia incremental son más eficaces que el de circuito abierto y el de corriente de cortocircuito.

Por lo tanto se puede concluir que uno de los mejores métodos para aplicar el MPPT es el el Incremental Conductance.

1.4.2.1. Técnica Seleccionada Fotovoltaico

Por ser más sencillo, efectivo, utilizar el menor número de sensores y el menor costo de software compara al fuzzy y neuronal se aplicara para el presente sistema fotovoltaico el método Incremental Conductance.

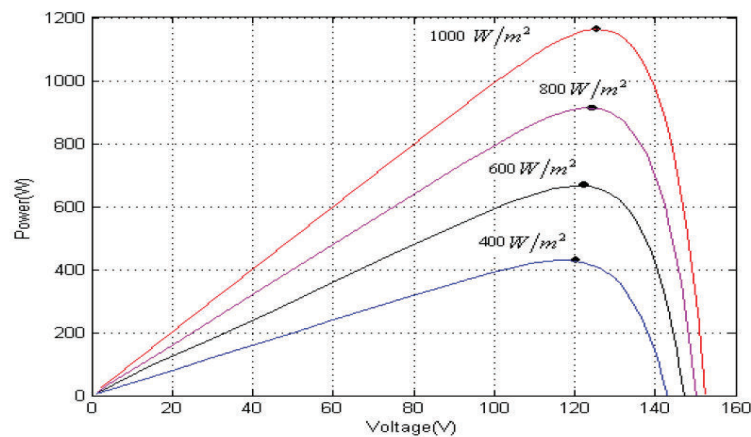


Figura 1.58. Curva P-V debido al cambio de Irradiancia.

(Fuente: M.Lokanadham, K.Vijaya Bhaskar, 2012)

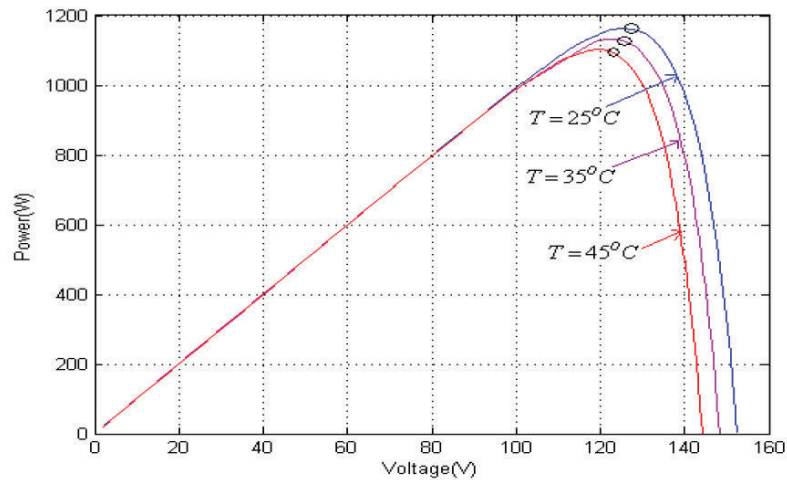


Figura 1.59. Curva P-V debido al cambio de Temperatura.

(Fuente: M.Lokanadham, K.Vijaya Bhaskar, 2012)

El máximo punto de potencia se obtiene de acuerdo a la ecuación 1.65 el cual se observa en la Figura 1.59.

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = 0 \quad (1.66)$$

Dónde:

$$P = V \cdot I$$

$$\Delta (V \cdot I) / \Delta V = I + V \cdot \Delta I / \Delta V = 0$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \quad (1.67)$$

$\Delta I, \Delta V$ = Componentes fundamentales de I y V

V y I = Valores de Voltaje y Corriente.

Salida del regulador = Ciclo de trabajo (d)

De acuerdo a la ecuación 1.67 se realizará un diagrama de flujo para obtener la máxima potencia del sistema, se monitorea el voltaje y corriente, con estos valores se puede modificar la dirección del punto de operación y alcanzar el máximo punto de la curva PV, esto se lo puede realizar mediante el siguiente diagrama de flujo Figura. 1.60.

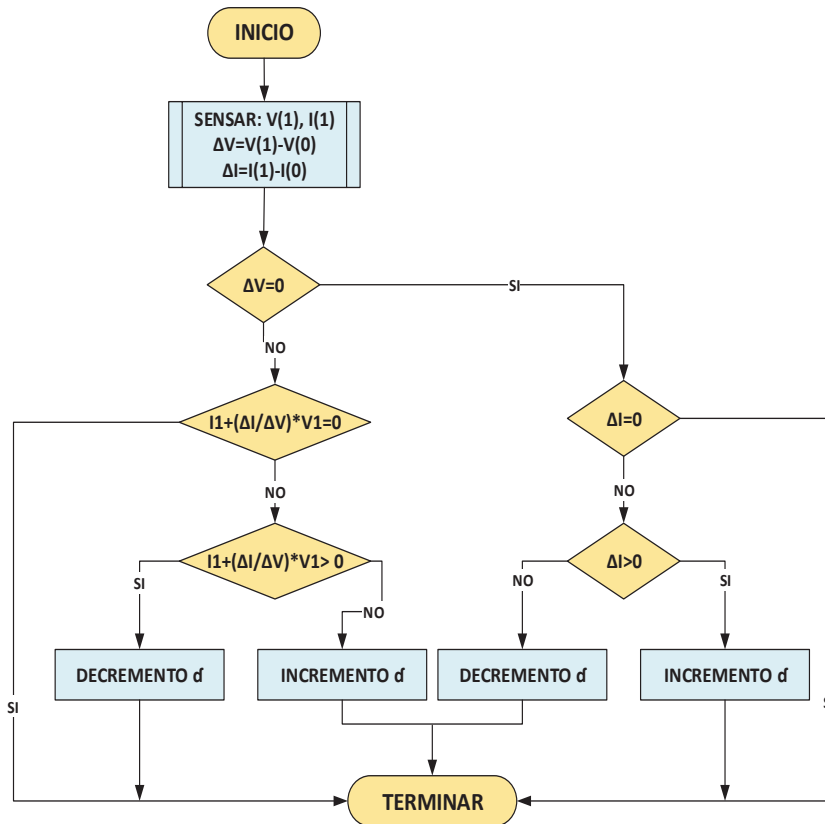


Figura 1.60. Flujograma del método Incremental conductance en una curva P-V.
(Fuente: Implement Maximum Power Point Tracking Algorithms Using MATLAB and Simulink)

1.4.3. Sistemas eólicos

En este proyecto de investigación se va hacer una revisión y estudio de los algoritmos para la obtención de la máxima potencia en los sistemas de generación eólica empleando generadores síncronos de imanes permanentes. Debido a la característica cambiante del viento, es esencial diseñar un controlador estático para obtener la máxima potencia con los diferentes escenarios meteorológicos de vientos. Estos se clasifican en dos tipos:

- a) Lazo cerrado
- b) Lazo abierto

1.4.3.1. Bucle de Lazo Abierto

Esta técnica se encarga de medir la velocidad del viento y definir el punto de operación del sistema de control, donde el algoritmo MPPT fija la velocidad de referencia del lazo de control para cada velocidad del viento. Con un conocimiento previo del modelo dinámico, es posible predecir la velocidad de rotación que maximiza la potencia de salida. También es necesario

medir la velocidad de rotación del sistema mecánico. La estructura de control puede utilizarse en algunas aplicaciones con control de par, en el que el algoritmo MPPT define el par de referencia al resto del sistema de control. Esta técnica presenta varios inconvenientes que la hacen poco usada en sistemas de generación de energía eólica para **baja y mediana potencia**, una de ellas está fundamentada en que la medición de la velocidad del viento debe ser realizada en las proximidades de la turbina, con lo que la medición puede verse afectada por las turbulencias producidas por la misma. Otro inconveniente importante que tiene la técnica de bucle abierto, es que el desempeño de la misma depende del modelo matemático de la turbina utilizada, por lo que las dinámicas no estudiadas e incertidumbres que pueda tener el modelo pueden causar la ineficiencia de la técnica. En muchos casos, el beneficio obtenido con esta técnica en **sistemas de pequeña potencia no justifica su uso**. [32]

El de lazo abierto es abordado debido a su naturaleza de realimentación. Es por ello que se han desarrollado distintos algoritmos derivados de los mismos, los más utilizados son: [32]

- a) Perturbar & Observar
- b) Búsqueda por tabla
- c) Control de ángulo de cabeceo
- d) Por lógica difusa
- e) Redes neuronales y
- f) Sistemas adaptativos.

1.4.3.2. Bucle de Lazo Cerrado

Una de las técnicas MPPT a lazo cerrado más utilizadas es la llamada: de perturbación y observación (P&O), que básicamente impone un cambio de consigna en los lazos de control de par o velocidad según sea el caso, y observa la respuesta del sistema, de manera que, si la potencia del sistema tras perturbar alcanza a ser mayor a la anterior, la operación de fijar una nueva referencia en el mismo sentido es realizada continuamente, de lo contrario, el sentido de la perturbación es opuesto. [32]

Para la aplicación de esta técnica no es necesario conocer de manera precisa el modelo dinámico del sistema mecánico, sólo se necesita una aproximación del tiempo de respuesta del sistema, a fin de determinar el tiempo de actualización de las variables de referencia, parámetros que inciden directamente sobre el desempeño de la técnica MPPT. [32]

1.4.4. Técnicas del MPP

En términos generales, los algoritmos del MPPT se clasifican en tres tipos: Relación de control de la velocidad óptima (TSR), señal de realimentación de potencia (PSF), búsqueda basada en la escala de la máxima curva (HCS). [32]

Las técnicas de lazo cerrado son más utilizadas en aplicaciones de energías renovables ya que depende de las variables de salida para su realimentación; tales como la potencia, para ello, la técnica de perturbación y observación (P&O) es siempre la más utilizada ya que consiste en perturbar de manera continua la variable de referencia del control y observar el comportamiento del sistema hasta obtener la máxima potencia disponible. [32]

La diferencia entre los algoritmos propuestos se encuentra en el número de sensores necesarios, el tipo y método de generación de las señales de referencia, con lo que se hace una comparativa en la Figura 1.61.

Técnica	Velocidad de Convergencia	Requerimiento de memoria	Medición de Velocidad del viento.	Potencia	Desempeño bajo condiciones variables del viento
Búsqueda de Máxima pendiente.	Simple	mínimos	NO	Baja/Media	Moderado
Búsqueda por Tabla.	Simple	altos	SI	Depende	Alto
Control del ángulo de cabeceo	Media	altos	SI	Baja/Media	Bajo
Lógica Difusa	Alta	altos	Depende	Depende	Alto
Red Neuronal	Alta	altos	Depende	Depende	Alto

Figura 1.61. Datos comparativos de los diferentes tipos de algoritmos de MPPT.

(Fuente: José Álvaro Frutos Martínez, 2012)

1.4.4.1. Técnica Seleccionada del Sistema Eólico

Como se indica en [32], el tipo de técnicas de MPPT (Lazo Abierto), presenta varios inconvenientes en sistemas de generación eólica para baja y media potencia, una de ellas y es la medición del viento, el sensor de velocidad del viento (anemómetro) tiene un alto costo, el cual no justifica su uso en sistemas de generación pequeños. Otro inconveniente importante, es el desempeño de la misma depende del modelo matemático de la turbina

utilizada, por lo que las dinámicas no estudiadas e incertidumbres que pueda tener el modelo pueden causar la ineficiencia de la técnica, y se afirma que en muchos casos, el beneficio obtenido con esta técnica en sistemas de pequeña potencia no justifica su uso.

Lo que tiene que ver con técnicas de lazo cerrado, son las más utilizadas como el método de P&O, el cual se perturba la variable de control y se observa la potencia de salida. Según la investigación realizada se analizó varios algoritmos para buscar el punto de máxima potencia, de los cuales se escogió el de Perturbación y Observación (P&O) debido a las ventajas que posee, la simplicidad, el costo y el desempeño bajo variaciones de velocidad.

En este método solo se necesita los datos de medida voltaje y corriente, se actualiza on-line y no necesita alguna otra información acerca del CP (Coeficiente de Potencia) de la curva, el óptimo TSR (Relación de Control de Velocidad Óptima), la velocidad del viento o la velocidad angular. El modo de trabajo de este método es pendiente positiva, punto máximo o pendiente negativa como se indica en la Figura 1.62

1.4.4.1.1. Proceso de trabajo del MPPT seleccionado

Si el punto de operación es en la pendiente positiva según la Figura 1.62, el punto debe moverse hacia la derecha para obtener el máximo punto de potencia, en este punto (acople entre generador y convertidor) se tiene voltaje bajo y corriente alta, por lo tanto para subir la velocidad debe subir el voltaje y esto se logra bajando el ciclo de trabajo, es importante indicar que este análisis se está realizando en el convertidor estático reductor-elevador.

Si se tiene pendiente positiva la corriente de carga debe disminuir para esto se debe disminuir el torque magnético, la diferencia del torque eléctrico y el de la turbina acelera la turbina de viento. [39]

Si el punto de operación es en la pendiente negativa, el punto debe moverse hacia la izquierda para obtener el máximo punto de potencia, en este punto se tiene voltaje alto y corriente baja, por lo tanto para bajar la velocidad debe bajar el voltaje y esto se logra subiendo el ciclo de trabajo.

Si se tiene pendiente negativa la corriente de carga debe aumentar para esto se debe aumentar el torque magnético. Si el torque desarrollado por la turbina es más pequeño que el torque eléctrico, las pérdidas causadas por la fricción, la turbina desacelerará [39]

Este método tiene muchas ventajas comparado con otros métodos, este no requiere un anemómetro que es costoso especialmente para generadores eólicos de baja potencia y tiene la habilidad de actualizarse on-line, el flujo-grama propuesto para este método se describe en la Figura 1.63.

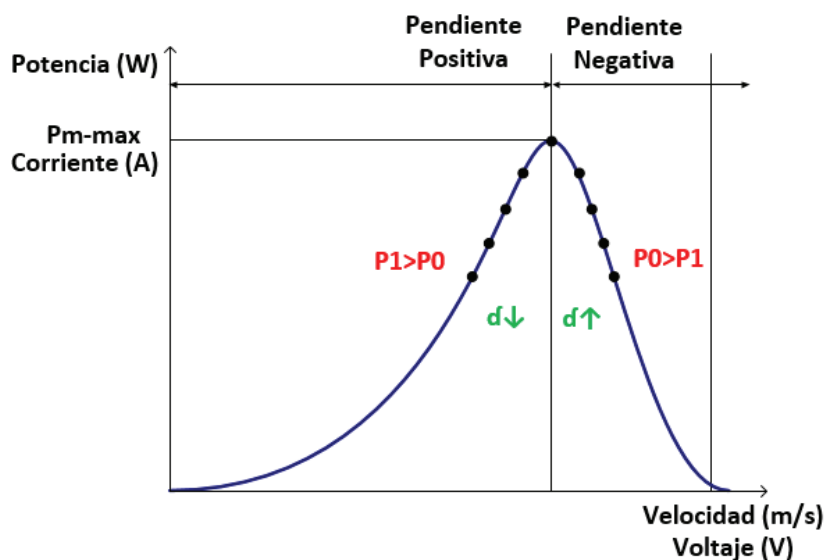


Figura 1.62. Proceso de MPPT.

(Fuente: C.Kamalakkanan, L. Padma Suresh, Subhransu Sekkar Dash, Bijaya Ketan Panigrahi, 2014)

Para obtener el MPPT se implementó el algoritmo detallado según el diagrama de flujo de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y obtener el máximo punto de la curva Potencia Vs. Velocidad.

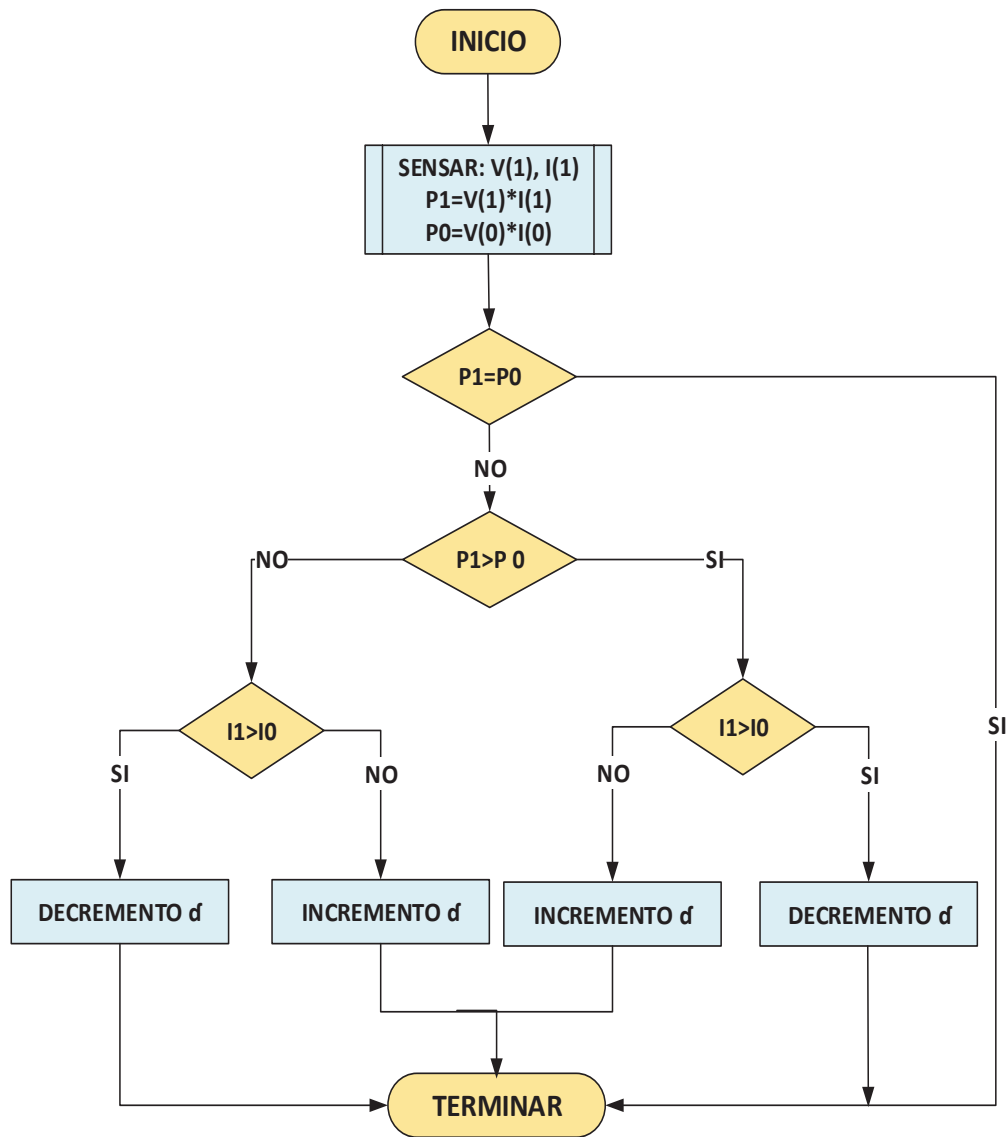


Figura 1.63. Técnica Propuesta de proceso de MPPT.

(Fuente: Aryuanto Soetedjo; Abraham Lomi, 2011)

2. DISEÑO Y SIMULACIÓN

2.1. Análisis de Luminarias Eficientes

El objetivo principal de la iluminación de vías es proporcionar al conductor o peatón una mayor visibilidad, es decir que pueda reconocer formas a mayor distancia. Por ello las lámparas empleadas deben tener elevados rendimientos luminosos con un bajo consumo, así como una vida útil larga. [40]

Para iluminación perimetral y vías rurales se tiene lámparas de 400W, estas lámparas tienen aproximadamente de 6300-7000 lúmenes como se puede apreciar en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Comparación de lámparas antiguas y led.

Equivalencias de vatios a lumen a partir del 2014 (Nuevas generaciones)		
Bobillo LED	Lumen equivalente	Antiguas incandescentes, halógenas y PAR
1W	70-100 lm	10W
1X3 W	180-250lm	15W
3X1 W	200-280lm	25W
4W	300-360lm	35W
5W	380-450lm	35- 45W
6W	450-250lm	40W
7W	500-620lm	45W-60W
9W	700-850lm	50W-80W
10W	800-980lm	60W-70W
12W	900-1000lm	80-100W
14W	1000-1200lm	110W
15W	1100-1300lm	60W-120W
18W	1250-1500lm	140W
24W	1800-2100lm	165W
30W	2300-2750lm	200W
40W	3000-3600lm	12W-270W
45W	3500-4200lm	150W-300W
50W	4500-5000lm	250W
70W	6300-7000lm	400W
80W	7400-9200lm	500W

(Fuente: LLUMOR, 2015)

Otra característica que determina la altura que se debe instalar una lámpara en postes de iluminación, es la potencia, o bien su flujo luminoso. A continuación se muestra la Tabla 2.2, la cual ofrece una buena aproximación.

Tabla 2.2. Flujo luminoso que se necesita a determinadas alturas.

Flujo (Lm.)	Altura (m)
3.000 a 9.000	6.50 a 7.50
9.000 a 19.000	7.50 a 9.00
más de 19.000	más de 9m

Fuente: LLUMOR, 2015)

2.1.1. Altura de montaje de las luminarias

Por regla general, se considera apropiada una altura de montaje de 7 a 10,5 m, para luminarias de muy alta potencia luminosa, se recomienda una altura de 12 m o mayor. [41]

2.1.2. Tipos de lámparas

Existen diferentes tipos de lámparas para la iluminación exterior; las lámparas led son las más apropiadas para esta aplicación, a continuación las características más relevantes:

- Disminuyen el consumo eléctrico de entre un 60% en comparación con los focos incandescentes y un 40 % con los focos fluorescentes.
- Los focos led tienen un periodo de vida que oscila entre 10 a 15 años y en horas diríamos entre 50.000 a 100.000 horas anuales. [42]

Según lo indicado en las Tablas 2.1, 2.2 y por el INEN, se puede concluir que se necesita una lámpara LED de 80W para este proyecto investigativo.

En el ANEXO 2, se detalla las especificaciones de lámpara seleccionada

2.2. Diseño de Baterías

Para realizar el diseño se calculará la demanda de energía del sistema a implementar.

2.2.1. Cálculo de la energía de consumo del sistema

1. Cálculo de consumo de energía (Wh) por día de la carga (luminaria Led), dividido para el voltaje que usa.

Potencia de carga = 80W

Número de horas de uso por día = 13

Voltaje de trabajo= 24 VDC

$$80 W * 13 h = 1040 \frac{Wh}{día}$$

$$\frac{1040 \frac{Wh}{día}}{24V} = 43.3 \frac{Ah}{día}$$

2. Factor de seguridad. Este factor de sobredimensionamiento, se considera un factor del 20%, para compensar la pérdida de eficiencia.

$$43.3 \frac{Ah}{día} * 1.2 = 51.96 \frac{Ah}{día}$$

3. La capacidad del banco de baterías se calcularía con la siguiente ecuación:

$$Capacidad \text{ en Ah del banco de baterías} = \frac{\left(Total \text{ de } \frac{Ah}{día} \right) * N}{DoD}$$

Dónde:

N=Número de autonomía del sistema, se asume 3 días.

DoD= Profundidad de descarga diaria permitida al banco de baterías cuyo valor depende del tipo de batería y puede ser del 20 al 80%. [3], para el caso de baterías de gel 70%.

$$Capacidad \text{ en Ah del banco de baterías} = \frac{\left(51.96 \frac{Ah}{día} \right) * 3}{70\%} = 222.6 \frac{Ah}{día}$$

La batería seleccionada es un banco de Baterías de Gel de 220 Ah/día (2 bancos de 12V), debido a que las baterías tipo gel presentan buenas características y son recomendables para este tipo de aplicaciones.

En el ANEXO 3, se indica el tipo y características de la batería seleccionada.

2.3. Diseño del Panel Fotovoltaico

Según el análisis realizado se determinó que la radiación solar se encuentra en el rango de 4.381 y 5.833 Kwh/m²/día, razón por la cual se tomará el valor de 4.381 Kwh/m²/día, para el diseño del panel fotovoltaico, considerando las peores condiciones. [8]

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos en serie y paralelo, se usa las siguientes formulas: [3]

$$HSPM = \frac{\text{radiación solar promedio en } \frac{Kwh}{m^2} / \text{día}}{1000 Wh/m^2} = \frac{4381 \frac{Wh}{m^2} / \text{día}}{1000 Wh/m^2} = 4.381 \text{ día}$$
$$N_{pp} = \frac{I_c}{I_{maxpv} * HSPM * 0.85}$$

Dónde:

N_{pp} : Numero de paneles en paralelo.

HSPM: Horas sol promedio máximo

0.80: Es el factor de eficiencia del banco de baterías en el ciclo de carga y descarga, comúnmente se asume un rendimiento de la batería de 80% a 90%, dependiendo del tipo.

[3]

I_{maxpv} : Corriente máxima del panel fotovoltaico

I_c : Total Ah/día, Debido a la topología del sistema se asume que el generador fotovoltaico entregará 22 A (10% de la capacidad del sistema de almacenamiento de energía) al banco de baterías

$$I_c = 220 Ah * 0.1 = 22Ah/día$$

El panel seleccionado cumple las siguientes características: ANEXO 4

- Modelo: Battery BDY 235P6A-30
- I_{sc} =8.48 A
- P_{max} =235 W

Tabla 2.3. Características del panel fotovoltaico.

Module data	
Module :	BYD (Huizhou) Battery BYD 235P6A-30
Plot I-V and P-V characteristics when a module is selected	
Máximum Power (W)	Cells per module (Ncell)
235.134	60
Open circuit voltage Voc(V)	Short-circuit current Isc (A)
37	8.48
Voltage at maximum power point Vmp (V)	Current at maximum power Imp(A)
29.34	8.01
Temperature coefficient of Voc (%deg.C)	Temperature coefficient of Isc (%deg.C)
-0.36151	0.060519

(Fuente: Math Works, 2015)

Por lo cual se obtiene el número de paneles en paralelo:

$$N_{pp} = \frac{22Ah/día}{8.48 Ah * 4.381 día * 0.80} = 0.74 \equiv 1 \text{ panel en paralelo}$$

A continuación se realiza el cálculo del número de paneles en serie:

$$N_{ps} = \frac{V_c}{V_{oc}} = \frac{24}{37} = 0.64 \equiv 1 \text{ paneles en serie}$$

Dónde:

N_{ps} : Numero de paneles en serie.

V_{oc} = 37 Vdc (voltaje panel fotovoltaico)

V_c = 24Vdc (voltaje de carga)

*Número total de módulos = $N_{pp} * N_{ps} = 1 * 1 = 1$ módulo*

2.4. Diseño del Sistema Eólico

Los factores que determinan la producción energética de los aerogeneradores son: los recursos eólicos existentes y las características de la maquinaria a utilizar. Se refieren al tipo de ejes y al número de palas, mientras los criterios de producción, se refiere a la cantidad de energía a producir y a la velocidad anual del viento. [21].

Para el presente estudio se considera lo siguiente:

- Tipos de ejes: Horizontal

- Número de palas: 3 a 5 (Mejor producción óptima con vientos bajos o altos). [21]
- Cantidad de energía a producir: 168 Wh (Se asume 7A para carga de baterías)
- Velocidad del viento promedio: 8 m/s

En primer lugar se selecciona un fabricante cuyos modelos cumplan con los criterios de diseño y de producción, al investigar en el mercado se selecciona el siguiente aerogenerador, las características se detalla en el ANEXO 5.

- ✓ Tipos de ejes: Horizontales
- ✓ Número de palas: 5
- ✓ Potencia nominal: 400 W
- ✓ Velocidad del viento: 11 m/s (a potencia nominal)
- ✓ Diámetro del rotor: 1.21 m
- ✓ Altura del buje: 50 m
- ✓ Velocidad nominal: 1200 RPM
- ✓ Tipo de generador: Trifásico de imanes permanentes

De acuerdo a estas características se calcula la potencia efectiva de la turbina de viento, y con el recurso eólico presente en el lugar. Se debe conocer el valor máximo de la potencia extraída que es aproximadamente el 59% de la potencia del viento, según la ley de Beltz. [43]

La velocidad del viento es una magnitud vectorial y varía de forma aleatoria tanto en módulo como en dirección. El valor promedio en el centro del distrito metropolitano de quito es 3 m/s y en las parroquias suburbanas y rurales el promedio es de 8 m/s. Sin embargo depende de la altitud y la topografía del terreno, estos pueden ser mayores (altas montañas, valles estrechos y costas) o menores. [22].

2.4.1. Número de Aerogeneradores

Para determinar el número de aerogeneradores, se calcula la potencia efectiva del aerogenerador seleccionado. [21].

$$P = C_P * \left(\frac{\rho}{2}\right) * \pi * \left(\frac{D^2}{4}\right) * V^3 \quad (2.1)$$

Dónde:

CP (Coeficiente de potencia) = 0,53 (Para generadores MINI 5 Plus)

ρ (densidad del aire en Quito) = 0,892 Kg/m³

D (Diámetro de las hélices) = 1,21m

V (promedio de velocidad anual) = 8 m/s

$$P = 0,53 * \left(\frac{0,892}{2}\right) * \pi * \left(\frac{1,21^2}{4}\right) * 8^3 = 140 \text{ Watts} \quad (2.2)$$

Según los resultados obtenidos se puede concluir que un solo generador bastaría para alimentar a la carga y/o a la batería.

2.4.2. Calculo de la potencia media del aerogenerador

Por medio de la ecuación de probabilidad y la distribución de Weibull, se tomará la curva de potencia del MINI 5Plus aerogenerador, ver Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Curva de aerogenerador MINI 5 Plus.

Velocidad (m/s)	Potencia (Watts)
1	0
2	10
3	40
4	80
5	110
6	180
7	250
8	300
9	350
10	390
11	400
12	400

(Fuente: Datasheet MINI 5 Plus)

Se realiza un ejemplo con unas velocidades bajas para analizar el óptimo comportamiento del sistema eólico y se asume los siguientes datos:

- Intervalos de velocidad del viento 5.5 y 6.5 m/s
- Densidad a la altura de Quito es 0.892 Kg/m³
- Distribución del viento a una altura de 50 m
- $c=8$ m/s (Factor de escala a una altura de la distribución viento en Quito)
- $k= 2$. (Factor de forma de la distribución del viento en Quito). [22]

Tanto el factor de escala como el factor de forma variarán dependiendo de la altura y el lugar donde se han tomados los datos de viento.

Ecuación de probabilidad acumulada:

$$F_c = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (2.3)$$

Sustituyendo los valores:

$$F_c = 1 - e \left[- \left(\frac{5.5}{7} \right)^2 = 0.461 \quad \text{para velocidades} \leq 5.5 \right]$$

$$F_c = 1 - e \left[- \left(\frac{6.5}{7} \right)^2 = 0.577 \quad \text{para velocidades} \leq 6.5 \right]$$

Lo que supone una probabilidad conjunta de:

$$p(5.5 < v \leq 6.5) = 0.117$$

Multiplicamos esta probabilidad obtenida por la potencia de cada intervalo, en caso del ejemplo 180 W a una velocidad de 6 m/s, y se tiene una potencia media de:

$$P_m = 180 * 0.117 = 21,02 \text{ W} \quad \text{potencia promedio a velocidad 6 m/s}$$

Realizando los cálculos de potencia por cada intervalo de velocidad, se obtiene la potencia total promedio de la turbina de viento, como muestra la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Estimación de la potencia media.

Estimación de potencia media		
velocidad (m/s)	Probabilidad	Potencia (W)
1	0,020201326	0
2	0,058188227	0,581882266
3	0,089402947	3,576117864
4	0,11078521	8,862816827
5	0,121049249	13,31541741
6	0,120720772	21,72973903
7	0,111772828	27,94320691
8	0,097011113	29,10333381
9	0,079405429	27,79190008
10	0,061540291	24,00071364
11	0,045285947	18,11437872
12	0,03170616	12,68246383
Suma Total		187,7019704

(Fuente: Propia)

Para los generadores eólicos en general, se debe calcular el factor de capacidad (FC) o de planta, que es el cociente entre la potencia media y la potencia máxima del aerogenerador (en este caso 520 W según dato de placa). [44]

$$FC = \frac{187.702}{520} * 100 = 36.1\% \quad (2.4)$$

La capacidad de potencia que tiene el aerogenerador, asumiendo una velocidad baja de 6 m/s es:

$$\text{Capacidad de Potencia} = Fc * 400 = 144 \text{ [W]} \quad (2.5)$$

Por lo tanto según la ecuación (2.2) y (2.5) se puede llegar a concluir que se tiene una capacidad de potencia de 140W, lo que quiere decir que con velocidades más altas el factor de planta aumentaría.

2.5. Diseño del Convertidor Reductor (Buck)

El convertidor Buck (reductor) es un convertidor estático de potencia, que obtiene a su salida un voltaje continuo menor que a su entrada Figura 1.44

El convertidor está en modo continuo si la corriente que pasa a través del inductor (I_L) nunca baja a cero durante el ciclo de conmutación.

La tensión en el inductor es $V_L = V_i - V_o$ y la corriente aumenta linealmente. El diodo (V_x) está polarizado inversamente por lo que no fluye corriente por él. Con el interruptor abierto el diodo está conduciendo directamente. La tensión en el inductor es $V_L = -V_o$ y la corriente disminuye Figura 1.44. [35]

Para el diseño de este proyecto se toma en consideración estos cálculos para obtener los valores de inductancia y capacitancia que posteriormente se implementará en el convertidor de dos cuadrantes o Tipo C

Características de diseño, tomando en consideración que es un circuito ideal:

$$V_o = 24 \text{ Vdc}$$

$$V_s = 26 \text{ Vdc}$$

$$R_c = 7.2 \Omega$$

$L = 25 \text{ mh}$ (Valores recomendados 20 a 30mh para garantizar que trabaje en conducción continua o régimen permanente).

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = 0.0015\%$$

$$F_c = 5 \text{ KHz}$$

Se toma en cuenta que la bobina está en conducción continua. La corriente media de la bobina debe ser igual a la corriente media de la resistencia de carga, porque la corriente media en el condensador debe ser nula cuando opera en régimen permanente, ecuación 2.7.

$$D = \frac{V_o}{V_s} = \frac{24}{26} = 0.923 \quad (2.6)$$

$$I_L = I_R = \frac{V_o}{R} = \frac{24}{7.2} = 3.33 \text{ A} \quad (2.7)$$

$$\Delta_{iL} = \left(\frac{V_s - V_o}{L} \right) DT = \left(\frac{26 - 24}{25 \cdot 10^{-3}} \right) * 0.923 * \frac{1}{5000} = 14.768 \text{ mA} \quad (2.8)$$

$$I_{\text{máx}} = I_L + \frac{\Delta I_L}{2} = I_{\text{máx}} = 3.333 + \frac{14.768.E^{-3}}{2} = 3.340 \text{ A} \quad (2.9)$$

$$I_{\text{min}} = I_L - \frac{\Delta I_L}{2} = I_{\text{min}} = 3.333 - \frac{14.768.E^{-3}}{2} = 3.326 \text{ A} \quad (2.10)$$

De acuerdo a la ecuación 1.31:

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = \frac{(1-D)}{8LCf^2} \rightarrow C = \frac{(1-D)}{\frac{\Delta V_o}{V_o} 8Lf^2} = \frac{(1-0.923)}{0.0000154 * 8 * 25 * E^{-3} (5000)^2} = 1 \text{ mF} \quad (2.11)$$

$$C = 1 \text{ mF} \text{ Valor comercial}$$

2.6. Diseño del Convertidor Elevador (Boost)

El convertidor Boost (elevador) es un convertidor DC a DC que obtiene a su salida una tensión continua mayor que a su entrada (ver Figura 1.47). Cuando un convertidor Boost opera en modo continuo, la corriente a través del inductor (I_L) nunca llega a cero. Cuando el interruptor (S1) está abierto el único camino para la corriente es a través del diodo D y circula por el condensador

Para el diseño de este proyecto se asume los siguientes datos:

$$V_o = 26 \text{ Vdc}$$

$$V_s = 24 \text{ Vdc}$$

$$R_c = 7.2 \Omega$$

$$L = 25 \text{ mH}$$

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = 0.2\%$$

$$F_c = 5 \text{ KHz}$$

Y que la bobina está en conducción continua.

$$V_o = \frac{V_s}{1-D} \quad (2.12)$$

$$D = 1 - \frac{V_s}{V_o} = 1 - \frac{24}{26} = 0.077$$

$$I_L = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} = \frac{24}{(1-0.077)^2 * 7.2} = 3.913 \text{ A} \quad (2.13)$$

$$\Delta i_L = \frac{V_s DT}{L} = \frac{24 * 0.077}{25 * 10^{-3}} * \frac{1}{5000} = 14.784 \text{ mA} \quad (2.14)$$

$$I_{\text{máx}} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = 3.913 + \frac{14.784 \cdot E^{-3}}{2} = 3.920 \text{ A} \quad (2.15)$$

$$I_{\text{min}} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} = 3.913 - \frac{14.784 \cdot E^{-3}}{2} = 3.906 \text{ mA} \quad (2.16)$$

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = \frac{D}{RCf} \quad (2.17)$$

$$C = \frac{D}{\frac{\Delta V_o}{V_o} Rf} = \frac{0.077}{0.00214 * 7.2 * 5000} = 0.999 \text{ mF} \equiv 1 \text{ mF}$$

$$C = 1 \text{ mF } \textit{valor comercial}$$

2.7. Diseño del Convertidor Reductor Elevador (Buck/Boost)

El convertidor Buck–Boost es un tipo de convertidor DC-DC que tiene una magnitud de voltaje de salida que puede ser mayor o menor que la magnitud del voltaje de entrada. Esta es una fuente de alimentación conmutada con una forma parecida a la del convertidor Boost y el convertidor Buck. El voltaje de salida es ajustable variando el ciclo de trabajo del transistor de conmutación.

El principio básico de funcionamiento del convertidor Buck–Boost (ver Figura 1.49) es; durante el estado On, la fuente de entrada de voltaje está directamente conectada al inductor (L). Por lo que se almacena la energía en L. En este caso, el condensador proporciona corriente a la carga de salida; durante el estado Off, el inductor está conectado a la carga de salida y el condensador, por lo que la energía es transferida de L a C y R.

Este convertidor Buck-Boost es utilizado, para tener un control de voltajes y corrientes a la lámpara LED de 80 W. con el objetivo de mantener una corriente constante al sistema de iluminación.

Para el diseño de este proyecto se toma en consideración las siguientes características:

$$K = 0.456$$

$$V_s = 29 \text{ Vdc}$$

$$R_c = 7.2 \Omega$$

$$\frac{\Delta V_0}{V_0} = 1\%$$

$$F_c = 5Khz$$

Se toma en cuenta que la bobina está en conducción continua, calcular:

L=?

C=?

$$V_a = -\frac{V_s K}{1 - K} = \frac{-29 * 0.456}{1 - 0.456} = -24.3 \text{ Vdc} \quad (2.18)$$

$$I_L = \frac{V_s K}{(1 - K)^2 R} = \frac{29 * 0.456}{(1 - 0.456)^2 * 7.2} = 6.206 \text{ A} \quad (2.19)$$

$$L_{\min} = \frac{(1 - K)^2 R}{2f} = \frac{(1 - 0.456)^2 * 7.2}{2 * 5000} = 213.074 \mu\text{H} \quad (2.20)$$

$$L = L_{\min} * 1.25 = 213.074 \mu\text{H} * 1.25 = 266.342 \mu\text{H}$$

$$L = 470 \mu\text{H} \text{ valor comercial}$$

$$\Delta I = \frac{V_s K}{fL} = \frac{29 * 0.456}{470 * 10^{-6} * 5000} = 5.627 \text{ A} \quad (2.21)$$

$$I_{\max} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = 6.206 + \frac{5.627}{2} = 9.019 \text{ A} \quad (2.22)$$

$$I_{\min} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} = 6.206 - \frac{5.627}{2} = 3.392 \text{ A} \quad (2.23)$$

$$C = \frac{D}{\frac{\Delta V_0}{V_0} R_f} = \frac{0.456}{0.01 * 7.2 * 5000} = 1.266 \text{ mF} \equiv 2.2 \text{ mF} \quad (2.24)$$

$$C = 2.2 \text{ mF} \text{ valor comercial}$$

2.8. Diseño del Controlador Convertidor Bidireccional de dos Cuadrantes Tipo C

El sistema de almacenamiento de energía, es fundamental para los sistemas de generación energéticamente renovable, el cual proporciona energía cuando las condiciones climáticas son insuficientes para la demanda de carga. Caso contrario, cuando existe excedente de energía, puede ser acumulado para aplicaciones futuras. Con la finalidad de carga y descarga del sistema de baterías, se ha empleado un convertidor bidireccional de potencia de dos cuadrante tipo C como se muestra en la Figura 2.1.

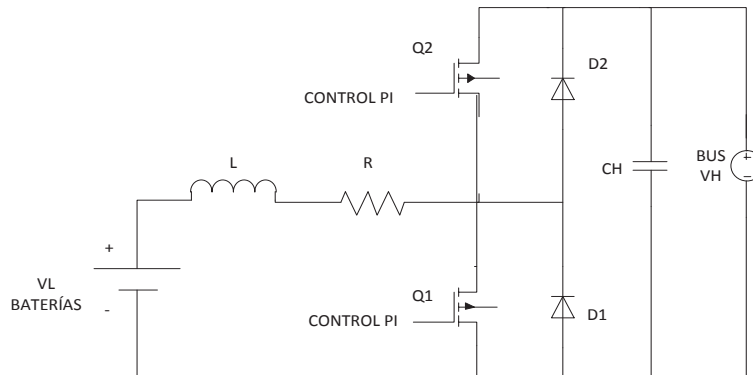


Figura 2.1. Convertidor de dos cuadrantes tipo C.

(Fuente: Muhammad H. Rashid, 1995)

Los valores de inductancia (L) y capacitancia (C), se determinó en el diseño del convertidor Buck y convertidor Boost. ($L= 25$ mH y $C= 1$ mF).

Cuando la corriente fluye de las baterías al bus DC, el circuito equivalente representa un convertidor elevador, en este modo las baterías empiezan a descargarse entregando la corriente a la carga del sistema.

Caso contrario, cuando la corriente fluye hacia las baterías el circuito equivalente es un convertidor reductor, en este modo las baterías empiezan a cargarse recibiendo la energía de las fuentes de generación alternativas.

El control de corriente unificado propuesto en el conmutador, es el control en cascada el cual consiste en la activación complementaria de los conmutadores Q_1 y Q_2 como se indica en la Figura 2.1. Esta técnica de control presenta algunas ventajas, tales como uso de un solo

controlador, reducción del tamaño del inductor y transitorios más suaves en el modo de funcionamiento.

Para lograr respuestas de control rápidas y robustas, que al regular las tensión de salida en el sistema almacenamiento de energía, se utiliza un esquema de control en cascada. Consiste en colocar un bucle interior de corriente dentro de un bucle de voltaje superpuesto como se muestra en la Figura 2.2. Se han utilizado controladores PI y se han elegido sus parámetros de control K_P y K_I utilizando el criterio conmutador control en cascada.

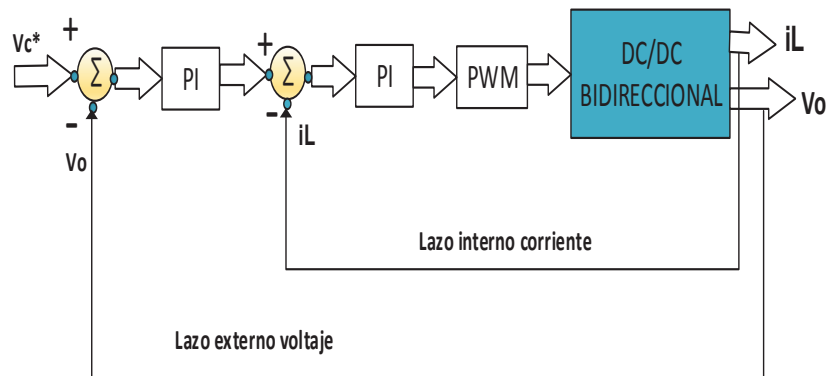


Figura 2.2. Esquema del conmutador de control en cascada.
(Fuente: Seddik Bacha, 2014)

2.8.1. Cálculos de diseño de relación de trabajo

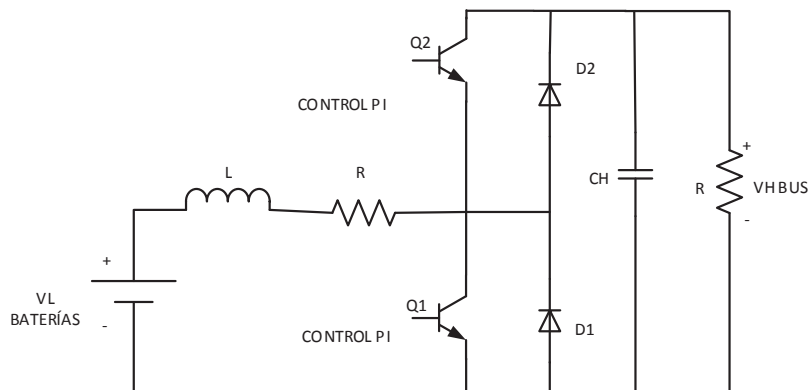


Figura 2.3. Circuito de dos cuadrantes.
(Fuente: Muhammad H. Rashid, 1995)

$$V_L = L \frac{di}{dt} ; \quad I_L = \frac{1}{L} \int V_t dt \quad \text{Voltaje y corriente en el inductor} \quad (2.25)$$

$$V_C = \frac{1}{C} \int I_t dt ; \quad i_C = C \frac{dv}{dt} \quad \text{Voltaje y corriente en el capacitor} \quad (2.26)$$

Modo 1:

Q_1 en ON, se realiza el estudio cuando el interruptor Q_1 está cerrado y el interruptor Q_2 está abierto, los diodos D_1 y D_2 están polarizados inversamente (abierto) Figura 2.3, se realiza el siguiente análisis:

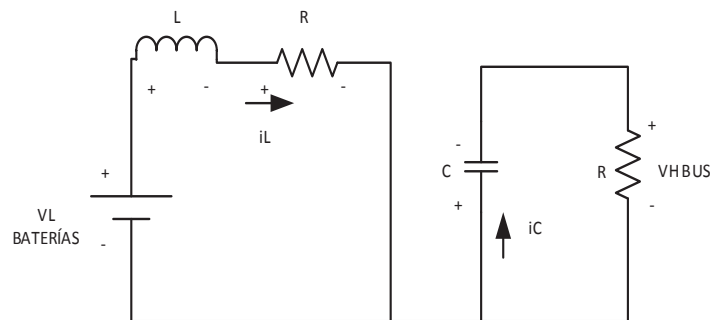


Figura 2.4. Modo 1 (Q_1 ON, Q_2 OFF).

(Fuente: Propia)

$$V_L = L \frac{di_t}{dt} + i_L R$$

$$1. \quad \frac{di_t}{dt} = -\frac{R}{L} i_L + \frac{V_L}{L} \quad (2.27)$$

Por ser un circuito en serie, la corriente del capacitor es la misma en la resistencia Figura 2.4:

$$i_C = i_R \quad C \frac{dv}{dt} = \frac{V_{H_{BUS}}}{R}$$

$$C \frac{dV_{H_{BUS}}}{dt} = -\frac{V_{H_{BUS}}}{R}$$

$$2. \quad \frac{dV_{H_{BUS}}}{dt} = -\frac{1}{RC} V_{H_{BUS}} \quad (2.28)$$

Modo 2:

Q_1 en OFF, en este caso el interruptor Q_1 está abierto y el interruptor Q_2 está cerrado, los diodos D_1 y D_2 están polarizados inversamente (abierto) Figura 2.3, en este análisis se determina el voltaje en la bobina y la corriente en el capacitor, se determina las siguientes ecuaciones:

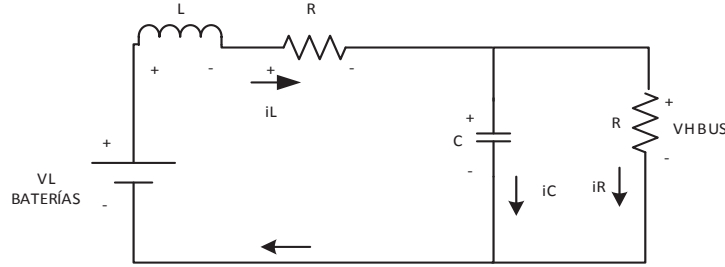


Figura 2.5. Modo 1 (Q_1 OFF, Q_2 ON).
(Fuente: Propia)

$$V_L - L \frac{di_L}{dt} - R i_L - V_{H_{BUS}} = 0$$

$$1. \quad \frac{di_L}{dt} = -\frac{R}{L} i_L - \frac{V_{H_{BUS}}}{L} + \frac{V_L}{L} \quad (2.29)$$

$$i_C = i_L - i_R$$

$$C \frac{dV_{H_{BUS}}}{dt} = i_L - \frac{V_{H_{BUS}}}{R}$$

$$2. \quad \frac{dV_{H_{BUS}}}{dt} = \frac{i_L}{C} - \frac{V_{H_{BUS}}}{RC} \quad (2.30)$$

Al igualar las ecuaciones (2.27 y 2.29) y las ecuaciones (2.28 y 2.30), se determina las ecuaciones siguientes:

$$1. \quad \frac{di_L}{dt} = -\frac{R}{L} i_L - (1 - \mu) \frac{V_{H_{BUS}}}{L} + \frac{V_L}{L} \quad (2.31)$$

$$2. \quad \frac{dV_{H_{BUS}}}{dt} = (1 - \mu) \frac{i_L}{C} - \frac{1}{RC} V_{H_{BUS}} \quad (2.32)$$

Para determinar la relación de trabajo del convertidor de dos cuadrantes, se realiza por variables de estado, como se detalla a continuación:

$$A = DA_1 + (1 - D)A_2 \rightarrow z = 1 - D$$

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -(z)\frac{1}{L} \\ (z)\frac{1}{C} & -\frac{1}{CR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\frac{z}{L} \\ \frac{z}{C} & -\frac{1}{CR} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 1/L \\ 0 \end{bmatrix} V_L$$

$$\begin{bmatrix} \frac{di_L}{dt} \\ \frac{dV_{H_{BUS}}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\frac{z}{L} \\ \frac{z}{C} & -\frac{1}{CR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_{H_{BUS}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/L \\ 0 \end{bmatrix} V_L$$

Si $\dot{x} = 0$, solución en estado estable.

$$0 = -\frac{R}{L}i_L - \frac{z}{L}V_{H_{BUS}} + \frac{V_L}{L}$$

$$0 = -Ri_L - (1 - D)V_{H_{BUS}} + V_L$$

$$Ri_L - V_L = -(1 - D)V_{H_{BUS}}$$

$$\frac{Ri_L - V_L}{V_{H_{BUS}}} = -(1 - D)$$

$$D = \frac{V_R - V_L}{V_{H_{BUS}}} + 1; \text{ relación de trabajo} \quad (2.33)$$

Con esta relación de trabajo, se obtendrá voltajes y corrientes estables en el bus común del sistema.

2.8.2. Diseño del controlador en cascada PI

Por medio de laplace, en el Modo 1 (Q_1 . ON), se determina los valores de K_p y K_i .

$$PI_{(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{sT_i} \right) = \left(K_p + \frac{K_p}{T_i} \cdot \frac{1}{s} \right)$$

$$PI_{(s)} = K_p \left(\frac{T_i s + 1}{T_i s} \right)$$

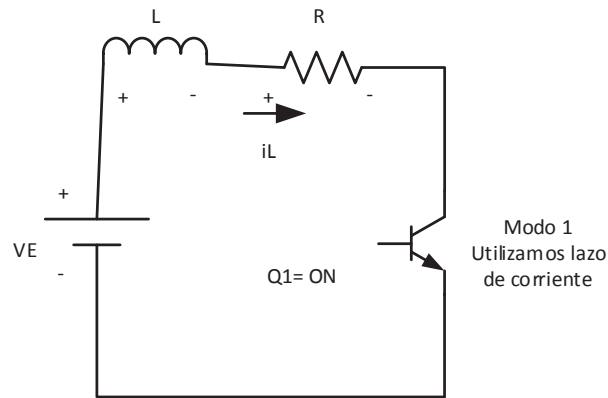


Figura 2.6. Modo 1 (Q_1 ON).
(Fuente: Propia)

$$V_E = i_R R + L \frac{di}{dt};$$

$$V_E = i_{(s)} R + sL i_{(s)}$$

$$V_E = i_{(s)} (R + sL)$$

$$\frac{i_{(s)}}{V_{E(s)}} = \frac{1}{(R + sL)} = \frac{1/R}{1 + sL/R} \text{ función de transferencia}$$

$$L_{(s)} = C_{(s)} \cdot P_{(s)} = K_p \left(\frac{T_i s + 1}{T_i s} \right) \cdot \frac{1/R}{1 + sL/R}$$

$$L_{(s)} = \frac{K_p/R}{T_i s}$$

$$T_i s = \frac{sL}{R}$$

$$T_i = \frac{1}{K_i} = \frac{L}{R} \tag{2.34}$$

Sea $R=0.5\Omega$

$$K_i = \frac{0.5}{25 \cdot e^{-3}} = 20$$

Lazo cerrado:

$$F_{(s)} = \frac{L_{(s)}}{1 + L_{(s)}} = \frac{\frac{K_p/R}{T_i s}}{1 + \frac{K_p/R}{T_i s}} = \frac{K_p/R \cdot T_i s}{(T_i s + K_p/R) \cdot T_i s}$$

$$F(s) = \frac{K_p/R}{T_i s + K_p/R} = \frac{\frac{K_p}{T_i} \cdot \frac{1}{R}}{s + \frac{K_p}{T_i} \cdot \frac{1}{R}} = \frac{W_c}{s + W_c}$$

Por lo tanto:

$$W_c = \frac{K_p}{T_i} \cdot \frac{1}{R}$$

$$K_p = W_c T_i R = 2\pi f \frac{L}{R} R = 2\pi f L$$

$$K_p = 2\pi f L \quad (2.35)$$

Debido a que la frecuencia del lazo interno debe ser 10 veces mayor que la frecuencia del lazo externo, se asume lazo externo $f_e=50\text{Hz}$ por lo tanto la frecuencia interna $f_i=500\text{Hz}$.

$$K_p = 2\pi \cdot 500 \cdot 25 e^{-3} = 78.54$$

Por medio de laplace, en el Modo 2 (Q_2 . ON), se determina los valores de K_p y K_i .

$$PI(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s}\right) = K_p \left(\frac{T_i s + 1}{T_i s}\right)$$

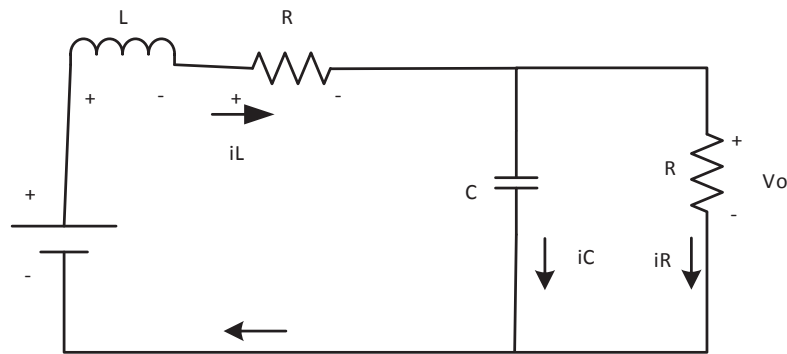


Figura 2.7. Modo 2 (Q_2 ON).

(Fuente: Propia)

$$i_L = i_C + i_R$$

$$i_L = C \frac{dV_c}{dt} + \frac{V_o}{R}$$

$$i_{L(s)} = CsV_{o(s)} + \frac{V_{o(s)}}{R} = V_{o(s)} \left(Cs + \frac{1}{R}\right)$$

$$\frac{V_{o(s)}}{i_{L(s)}} = \frac{R}{CsR + 1} = P(s)$$

$$L(s) = PI(s) \cdot P(s) = K_p \left(\frac{T_i s + 1}{T_i s} \right) \cdot \frac{R}{CsR + 1}$$

$$L(s) = \frac{K_p \cdot R}{T_i s}$$

$$T_i s + 1 = CsR + 1$$

$$T_i = \frac{CsR}{s} = CR \quad (2.36)$$

Lazo cerrado:

$$F(s) = \frac{L(s)}{1 + L(s)} = \frac{\frac{K_p \cdot R}{T_i s}}{1 + \frac{K_p \cdot R}{T_i s}} = \frac{K_p \cdot R}{T_i s + K_p \cdot R}$$

$$F(s) = \frac{\frac{K_p}{T_i} \cdot R}{s + \frac{K_p}{T_i} \cdot R} = \frac{W_c}{s + W_c}$$

$$W_c = \frac{K_p}{T_i} \cdot R$$

$$K_p = \frac{W_c \cdot T_i}{R} = \frac{2\pi fRC}{R} = 2\pi fC$$

$$K_p = 2\pi fC \quad (2.37)$$

$$K_p = 2\pi \cdot 50 \cdot 1 \cdot e^{-3} = 0.314$$

En la ecuación (2.36 y 2.37) está determinado el valor de K_p y T_i en función de la frecuencia (f) y la capacitancia e inductancia (C y L), K_p determina el error actual del proceso, que consiste entre el producto de la señal de error y la constante proporcional, para lograr que el error en estado estacionario se aproxime a cero, K_i en el modo Integral tiene como propósito disminuir y eliminar el error en estado estacionario, provocado por el modo proporcional. La respuesta integral es adicionada al modo proporcional para formar el control P más I con el propósito de obtener una respuesta estable del sistema sin error estacionario.

2.9. Diseño del Software del Sistema Autosustentable

2.9.1. Descripción del sistema

En este sistema se tiene dos fuentes de generación (eólica y fotovoltaica) un banco de baterías y la carga (lámpara LED). Todos trabajan en un bus común de 24 VDC, este voltaje

se utiliza como referencia para los convertidores DC/DC, utilizan un algoritmo para trabajar en el punto máximo de potencia. En cada sistema, tanto fotovoltaico como eólico, se obtiene la mayor cantidad de potencia donde es aprovechado por la batería y por la carga, dependiendo de los parámetros climáticos. Con el algoritmo aplicado y la electrónica de potencia se obtiene un sistema altamente eficiente, a continuación se detalla cada uno de los módulos que conforma:

1. Generador Eólico
2. Convertidor Buck-Boost del sistema eólico
3. Panel Fotovoltaico
4. Convertidor Buck-Boost del sistema fotovoltaico
5. Banco de baterías
6. Convertidor Bidireccional de dos cuadrantes.
7. Carga

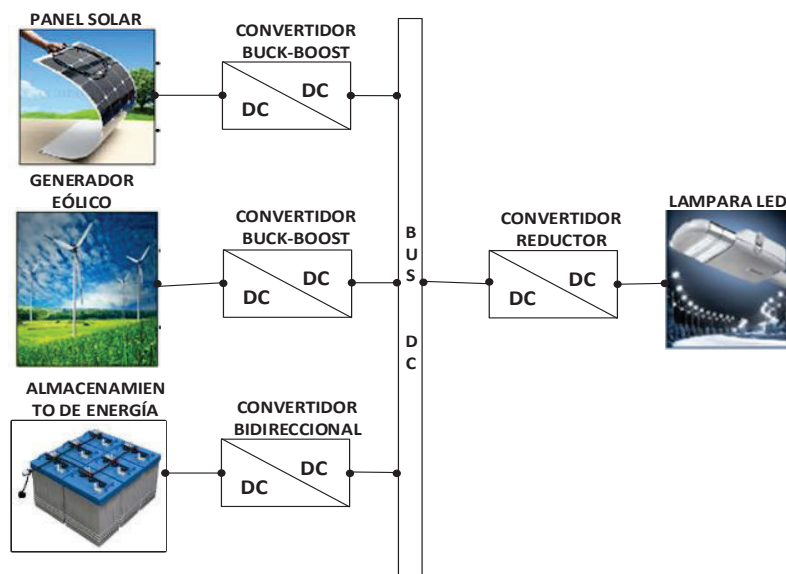


Figura 2.8. Sistema autosustentable propuesto.

(Fuente: Propia)

2.9.2. Generador eólico

En este módulo (Figura 2.9), se utiliza una máquina motriz (turbina eólica), que es accionada por el viento, de acuerdo a un perfil (Figura 2.10). Este módulo consta de un generador sincrónico de imanes permanentes, el cual trabaja con la variable del torque mecánico que le provee la turbina eólica. El voltaje que entrega el generador eólico es trifásico, por ese

motivo se coloca un puente de diodos para obtener voltaje continuo. Debido a que el generador seleccionado es pequeño no es necesario tomar en cuenta el amortiguamiento del eje entre máquina motriz y generador, este amortiguamiento se utiliza en generadores de alta potencia el cual se realiza mediante balance de masas.

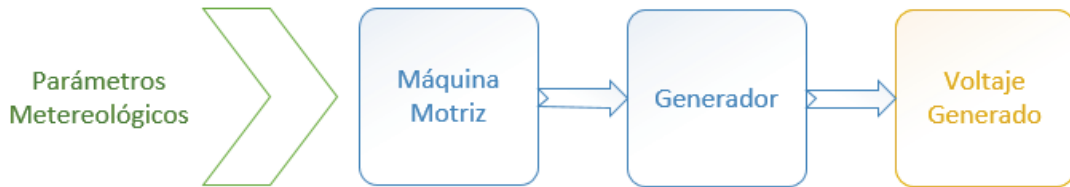


Figura 2.9. Generador eólico.
(Fuente: Propia)

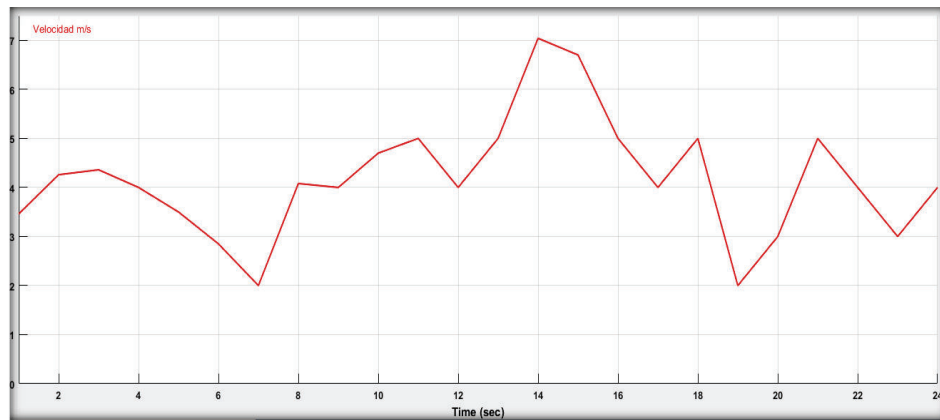


Figura 2.10. Parámetros del viento.
(Fuente: INAMHI Iñaquito, 2015)

2.9.3. Convertidor Buck-Boost del sistema eólico

Debido a las características del viento que son impredecibles, se llega a obtener del generador eólico, valores de voltaje mayor y en ocasiones menor a 24 VDC, teniendo en cuenta que el generador sincrónico llega a generar hasta 50 VDC, se utiliza un convertidor elevador-reductor, Figura 2.11.

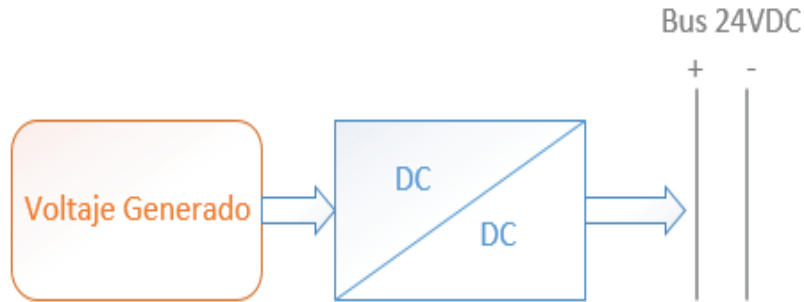


Figura 2.11. Convertidor Reductor-Elevador.
(Fuente: Propia)

2.9.4. Algoritmo para hallar el MPPT eólico

De acuerdo al Flujograma de la Figura 1.63, se realiza un algoritmo dentro de una función para obtener el punto máximo de potencia. Figura 2.12.



Figura 2.12. Función del MPPT.
(Fuente: Propia)

En el ANEXO 6, se coloca el algoritmo de simulación del MPPT.

2.9.5. Panel fotovoltaico

Este módulo trabaja de acuerdo a la radiación y temperatura Figura 2.13, estos parámetros ingresan al panel fotovoltaico, el cual entrega un voltaje y corriente dependiendo de las condiciones climáticas existentes. La configuración del panel fotovoltaico se detalla en la Figura 2.14. Está ventana permite seleccionar el tipo y números de paneles en serie o paralelo de acuerdo a la potencia requerida por el sistema.

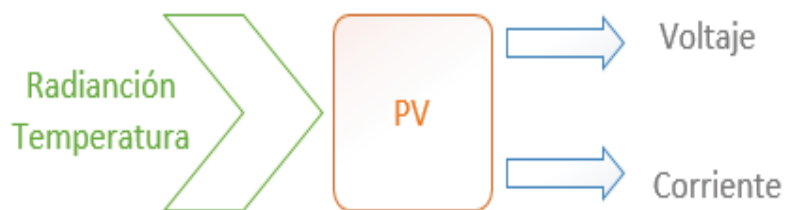


Figura 2.13. Panel fotovoltaico.

(Fuente: Propia)

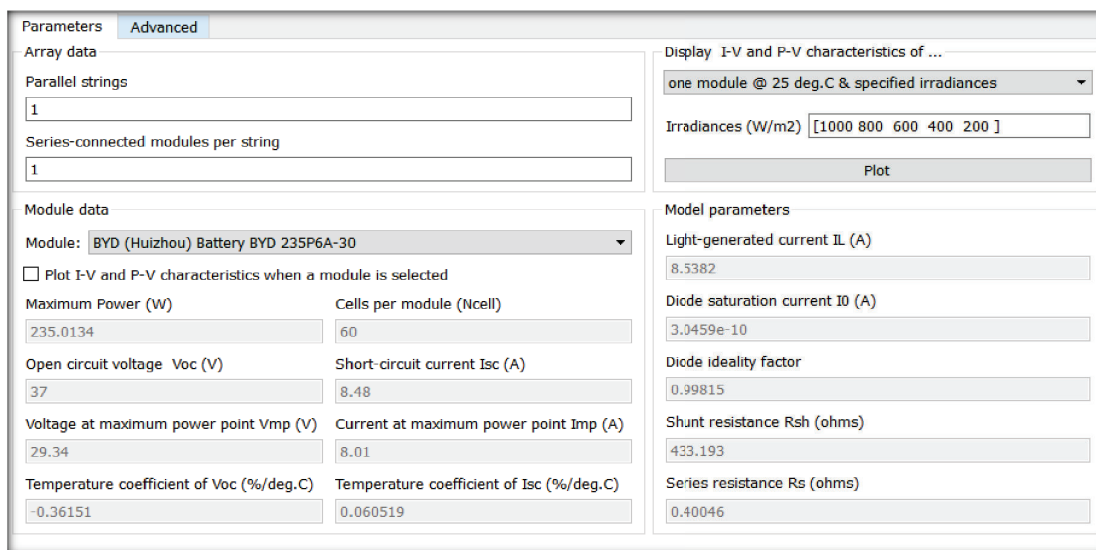


Figura 2.14. Características del panel fotovoltaico.

(Fuente: Matlab 2015b)

Debido a las características de la radiación y temperatura, se llega a obtener en el panel fotovoltaico, valores de voltaje mayor y en ocasiones menor a 24 VDC, como se observa las características de la Figura 2.14 en circuito abierto, se puede llegar a obtener hasta 37 VDC, por tal motivo se utiliza un convertido elevador-reductor, Figura 2.15.

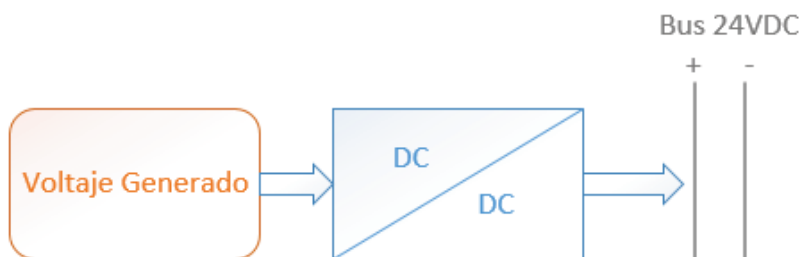


Figura 2.15. Convertidor reductor-elevador.

(Fuente: Propia)

2.9.6. Banco de Baterías

Este módulo consta de las baterías seleccionadas y de un subsistema que se utiliza para la carga y descarga de las baterías por medio de un convertidor chopper tipo C (Bidireccional).

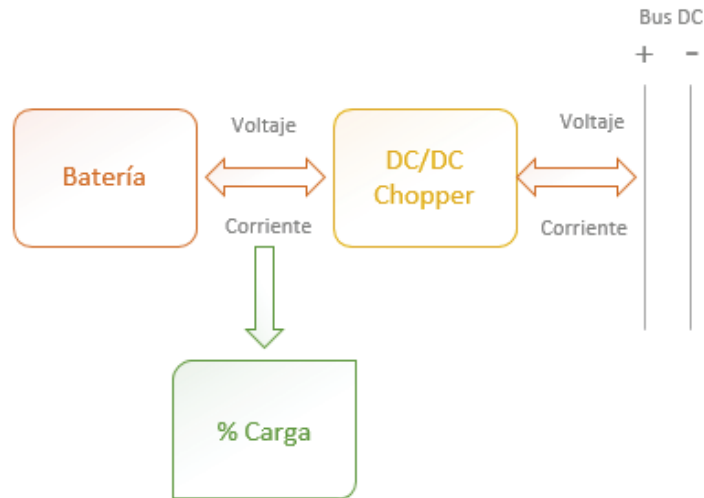


Figura 2.16. Sistema de almacenamiento.

(Fuente: Propia)

2.9.6.1. Carga y descarga de las baterías

Para realizar el control de la carga y descarga de la batería se ha utilizado el flujo grama Figura 2.17, el cual continuamente monitorea el porcentaje de carga de la batería, cuando se encuentra por encima del 85% desconecta las fuentes generadoras eólica y solar, si se encuentra entre 40 y 80%, conecta las dos fuentes generadoras y cuando se encuentra menor al 30% llega a un estado crítico, el cual desconecta la carga.

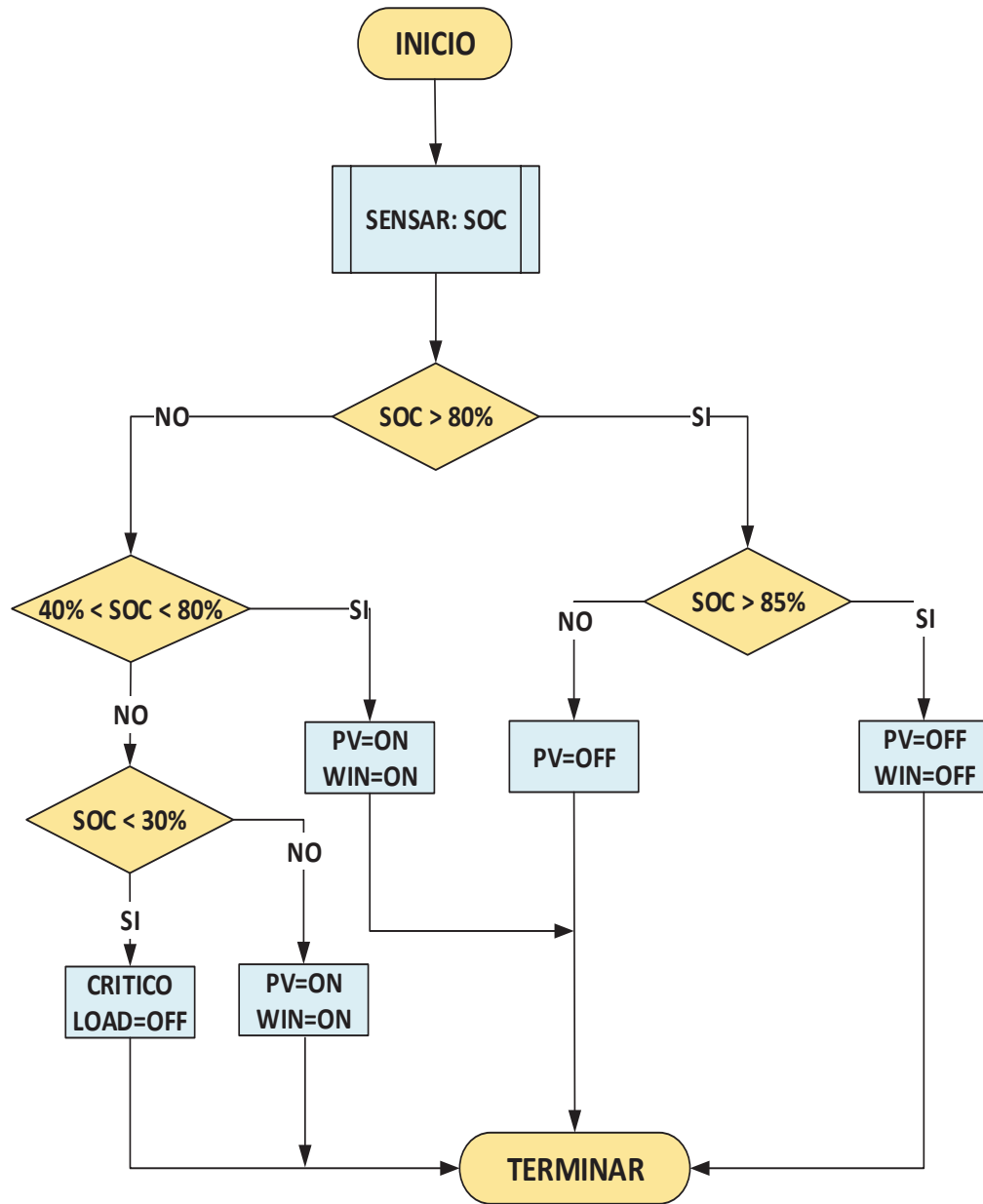


Figura 2.17. Control de carga y descarga de la batería.

(Fuente: Propia)

2.9.6.2. Carga

La carga Figura 2.18, está conformada por un Convertidor DC/DC reductor, por un sistema llamado fotocélula y por la lámpara led, el Convertidor DC/DC mantiene los 24 VDC para asegurar que la corriente de consumo sea la que necesita la lámpara para funcionar en óptimas condiciones.

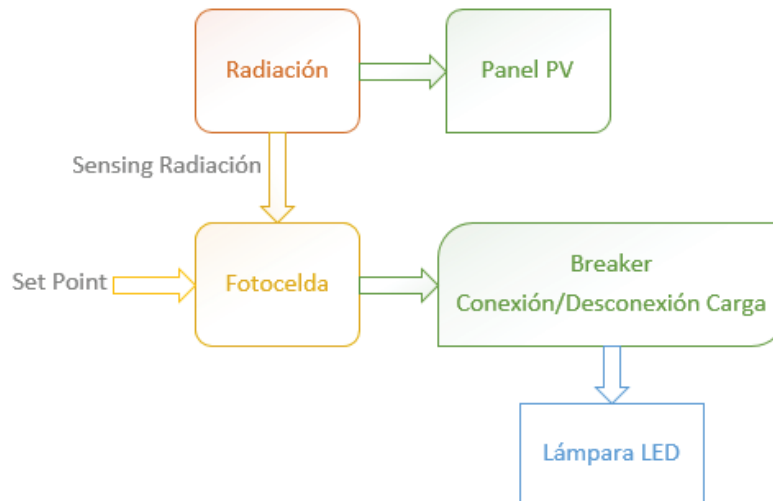


Figura 2.18. Carga del sistema.

(Fuente: Propia)

El sistema llamado fotocélula Figura 2.19, es un programa que monitorea la radiación solar y cuando llega a ser mayor de 10 W/m^2 , indica que ya es de día, razón por la cual desconecta la lámpara, esta condición es analizada juntamente con el porcentaje de carga de la batería, si se cumple cualquiera de estas condiciones desconecta. Y cuando es menor a esta radiación conecta la lámpara donde indica que ya es de noche.

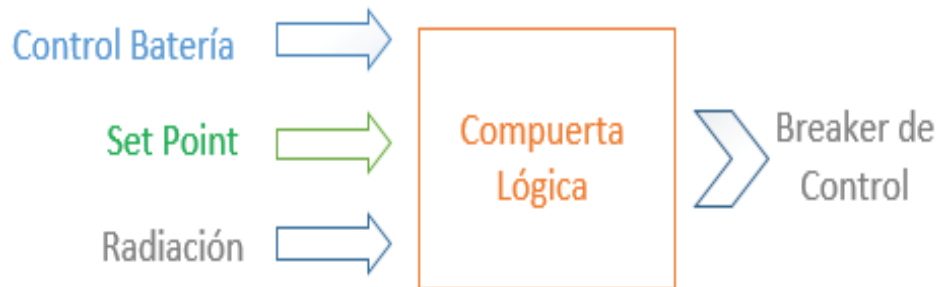


Figura 2.19. Control automático de lámpara.

(Fuente: Propia)

3. PRUEBAS Y RESULTADOS

3.1. Lugar de Análisis del Sistema Híbrido

El lugar seleccionado para realizar el análisis del sistema híbrido fue “La Tola” (Sector Pifo, Figura 3.1), debido a los recursos eólicos y fotovoltaicos disponibles en dicha área. Los datos que se han utilizado fueron proporcionados por el INAMHI.

- ✓ Código: M0002
- ✓ Provincia: PICHINCHA
- ✓ Propietario: INAMHI
- ✓ Latitud: -0.231667
- ✓ Longitud: -78.37033
- ✓ Altitud: 2503.00 metros
- ✓ Tipo: METEOROLOGICA
- ✓ Estado: OPERATIVA



Figura 3.1. La Tola (Lugar seleccionado para el análisis del sistema híbrido).
(Fuente: <http://www.coordenadas-gps.com>)

3.2. Resultados Diarios

A continuación se presentan el análisis y los resultados durante un periodo de 24 horas para los diferentes subsistemas.

3.2.1. Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico de la Figura 3.2, muestra los subsistemas (panel fotovoltaico y el conversor DC/DC reductor-elevador), para obtener la máxima potencia trabajan por medio de los parámetros climatológicos (radiación y temperatura) así como el algoritmo con la técnica incremental conductance.

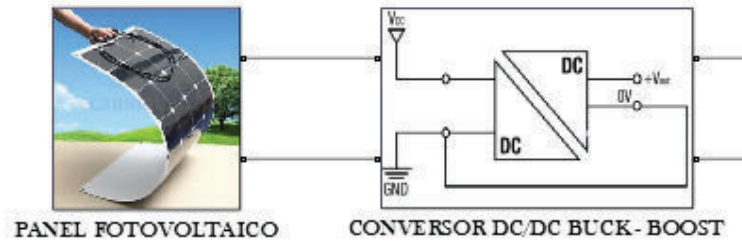


Figura 3.2. Sistema fotovoltaico implementado.

(Fuente: Propia)

Debido a que el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos se basa en la radiación proveniente del sol, la potencia eléctrica entregada será proporcional a la cantidad de irradiación y temperatura que reciba sobre su superficie captadora. En el caso de este análisis, las condiciones son variadas según muestra la Figura 3.3, el día seleccionado en este estudio es el 04 de julio, el cual muestra condiciones de irradiación máxima (1000 W/m^2) y temperatura muy aceptables para este tipo de sistemas, a lo largo de la mañana y parte de la tarde.

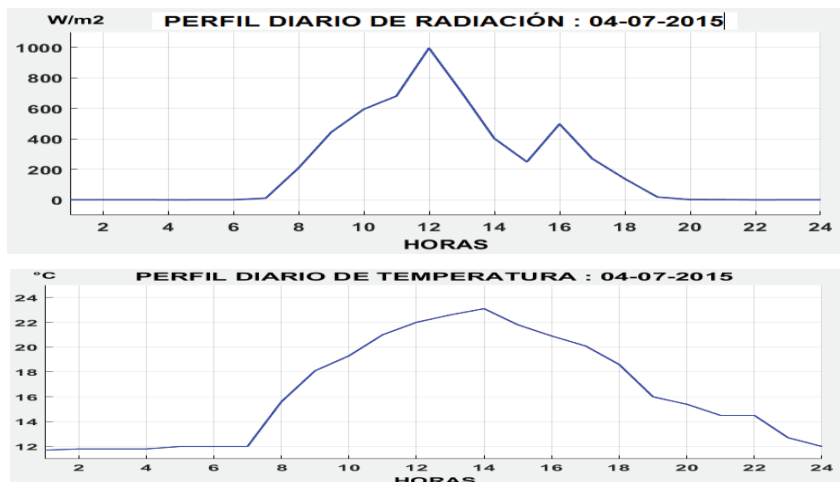


Figura 3.3. Condiciones climáticas de irradiación y temperatura.

(Fuente: INAMHI 2015)

3.2.1.1. Sistema sin algoritmo MPPT

En la Figura 3.4, se muestra la respuesta del sistema de control sin la técnica de regulación MPPT. Como se puede apreciar, las curvas siguen la tendencia característica de la generación fotovoltaica tanto en potencia como en voltaje y corriente además se aprecia una potencia de salida aproximada de 100 W.

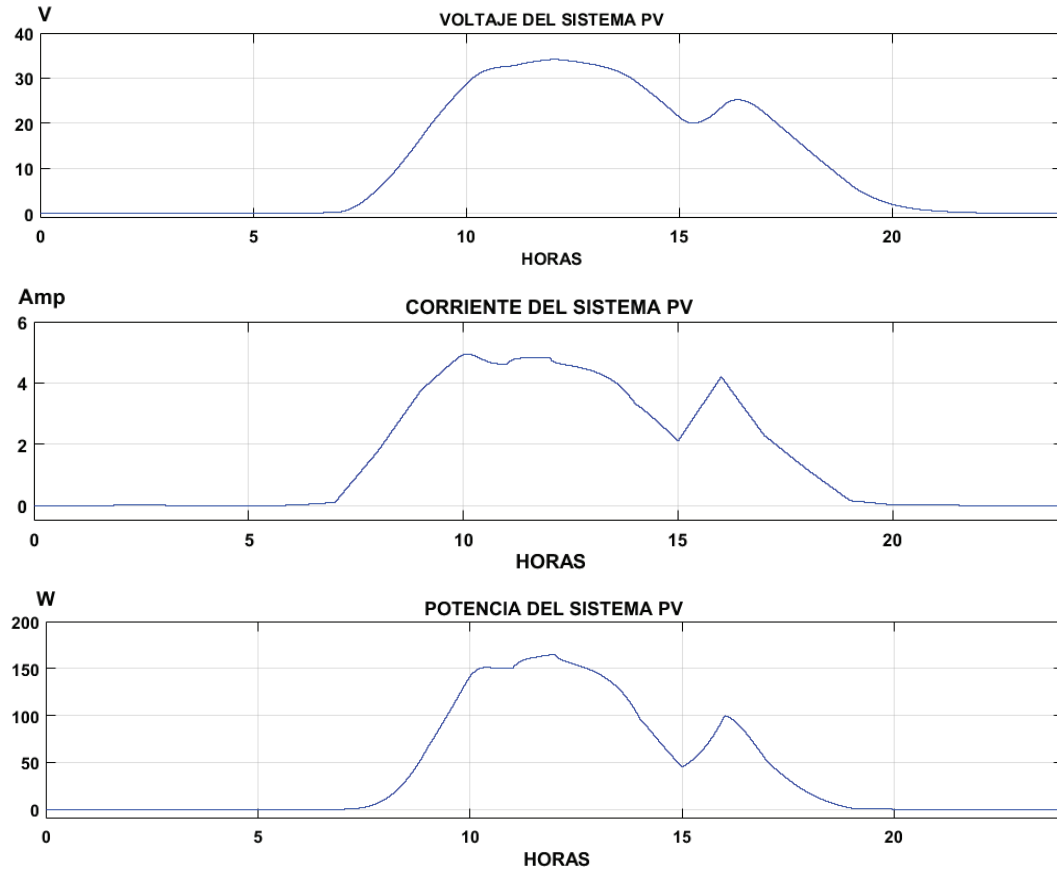


Figura 3.4. Potencia del sistema fotovoltaico sin MPPT.
(Fuente: Propia)

3.2.1.2. Sistema con algoritmo MPPT

La Figura 3.5 muestra la respuesta del sistema con control MPPT. Como se puede evidenciar, el sistema de control trata de regular el voltaje de salida cuasi-constante y extrae la máxima potencia a través del control del convertidor estático aplicando la técnica de control MPPT. Con esto se logra incrementar la eficiencia en 5.7% ($\eta_{Con MPPT} = 15.2$

menos $\eta_{Sin\ MPPT} = 9.49$) a través de este control de lazo cerrado lo que justifica su implementación con la estrategia control MPPT.

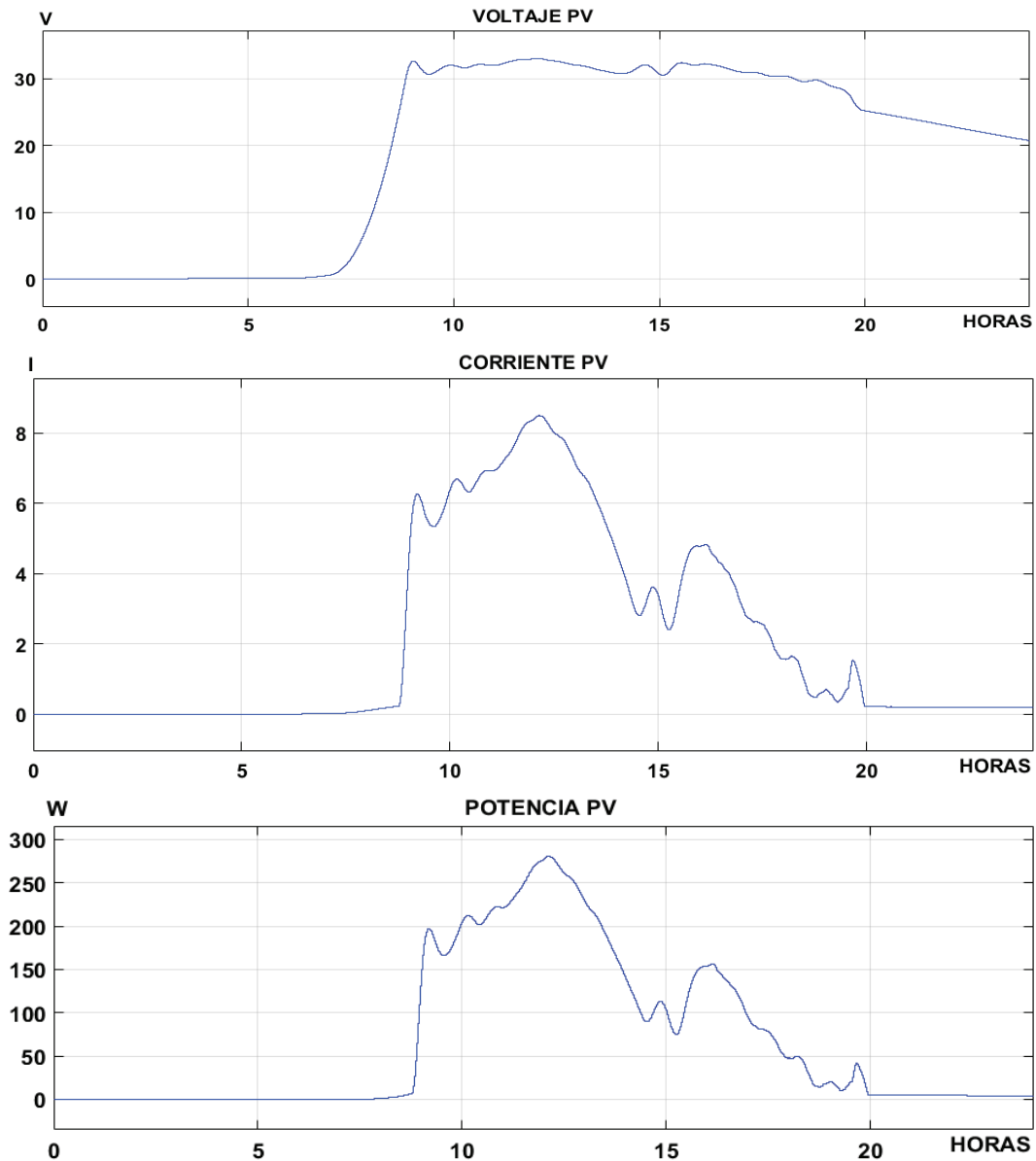


Figura 3.5, Potencia del sistema fotovoltaico con MPPT.

(Fuente: Propia)

Como se puede visualizar la potencia pico entregada sin MPPT es aproximadamente 150 W Figura 3.4 y aplicando el algoritmo MPPT se llega a obtener una potencia pico aproximada de 240 W Figura 3.5 a una irradiación de $1000\text{ W/m}^2/\text{día}$. Es importante indicar que el punto de máxima potencia del panel según el fabricante es 235 W a 1000 W/m^2 . Por lo tanto según los resultados obtenidos en Figura 3.5 se puede confirmar que el sistema implementado trabaja en su punto máximo de potencia.

3.2.1.3. Eficiencia del sistema fotovoltaico

Según la ecuación 3.1 podemos calcular la eficiencia del sistema sin MPP y con MPP el cual corresponde al porcentaje de energía eléctrica generada en relación a la cantidad de energía luminosa recibida desde el sol, cuando el panel se encuentra conectado a un circuito eléctrico. [45]

$$\eta = \frac{P_{mp}}{E \times A_c} = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{P_i} \quad (3.1)$$

Dónde:

η : representa a la eficiencia de la conversión de la energía.

Pmp: punto de potencia máxima (W).

E: nivel de radiación solar en la superficie del panel (W/m²).

Ac: Superficie del panel fotovoltaico (m²).

Pi: Potencia Recibida por el panel

Por lo tanto:

Sin MPPT 150 W Figura 3.4:

$$\eta = \frac{150 \text{ W}}{1000 \text{ W/m}^2 \times (1.6 \times 0.99) \text{ m}^2} = 9.49\%$$

Con MPPT 240 W Figura 3.5:

$$\eta = \frac{240 \text{ W}}{1000 \text{ W/m}^2 \times (1.6 \times 0.99) \text{ m}^2} = 15.2\%$$

3.2.2. Sistema Eólico

En la Figura 3.6, mediante las corrientes de viento que pasan a través de la máquina motriz genera un voltaje el cual ingresa al convertor DC/DC para obtener la máxima potencia.

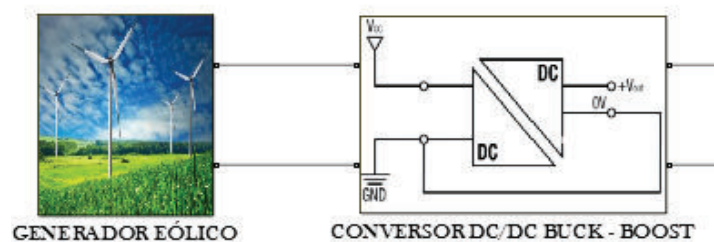


Figura 3.6. Sistema eólico implementado.

(Fuente: Propia)

A continuación se presentan los parámetros de velocidad del viento del día 04 Julio 2015.



Figura 3.7. Condiciones climáticas de velocidad del viento.

(Fuente: INAMHI, 2015)

3.2.2.1. Sistema sin algoritmo MPPT

En la Figura 3.8, se muestra el voltaje y corriente del sistema eólico en donde se puede apreciar la potencia generada es aproximadamente 70 W en un periodo de 24 horas.

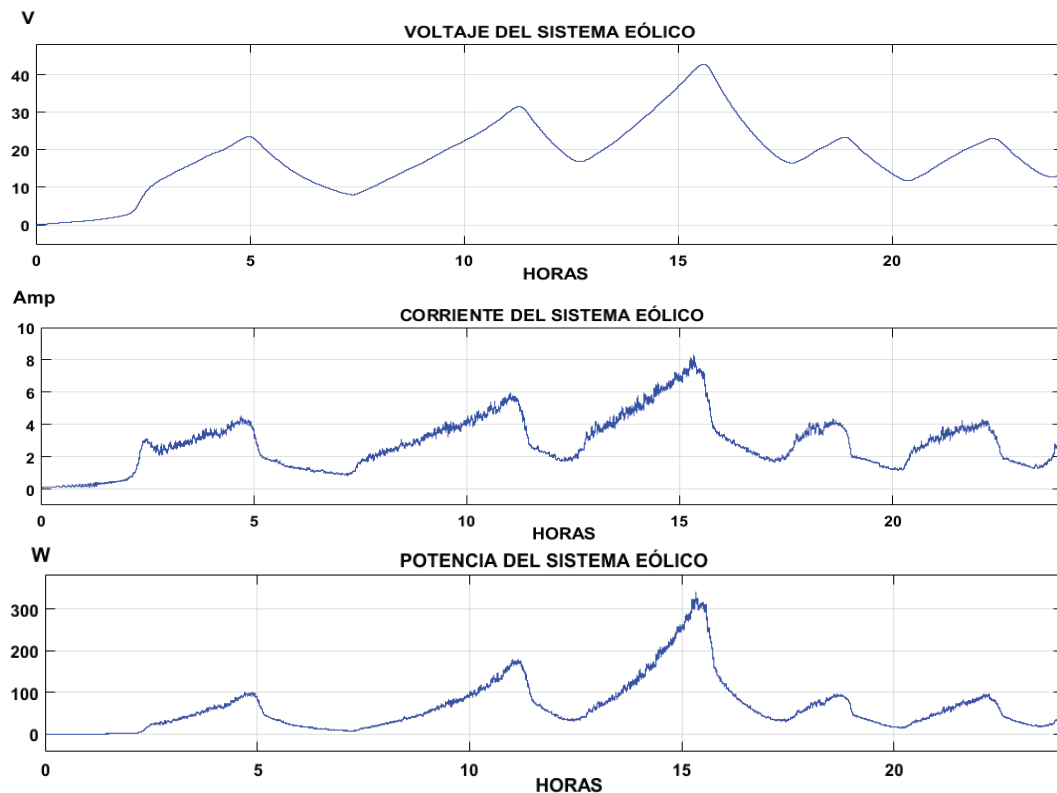


Figura 3.8. Potencia del sistema fotovoltaico sin algoritmo MPPT.

(Fuente: Propia)

3.2.2.2. Sistema con algoritmo MPPT

Según la Figura 3.9, podemos visualizar que la potencia implementada con algoritmo MPPT es aproximadamente 110 W.

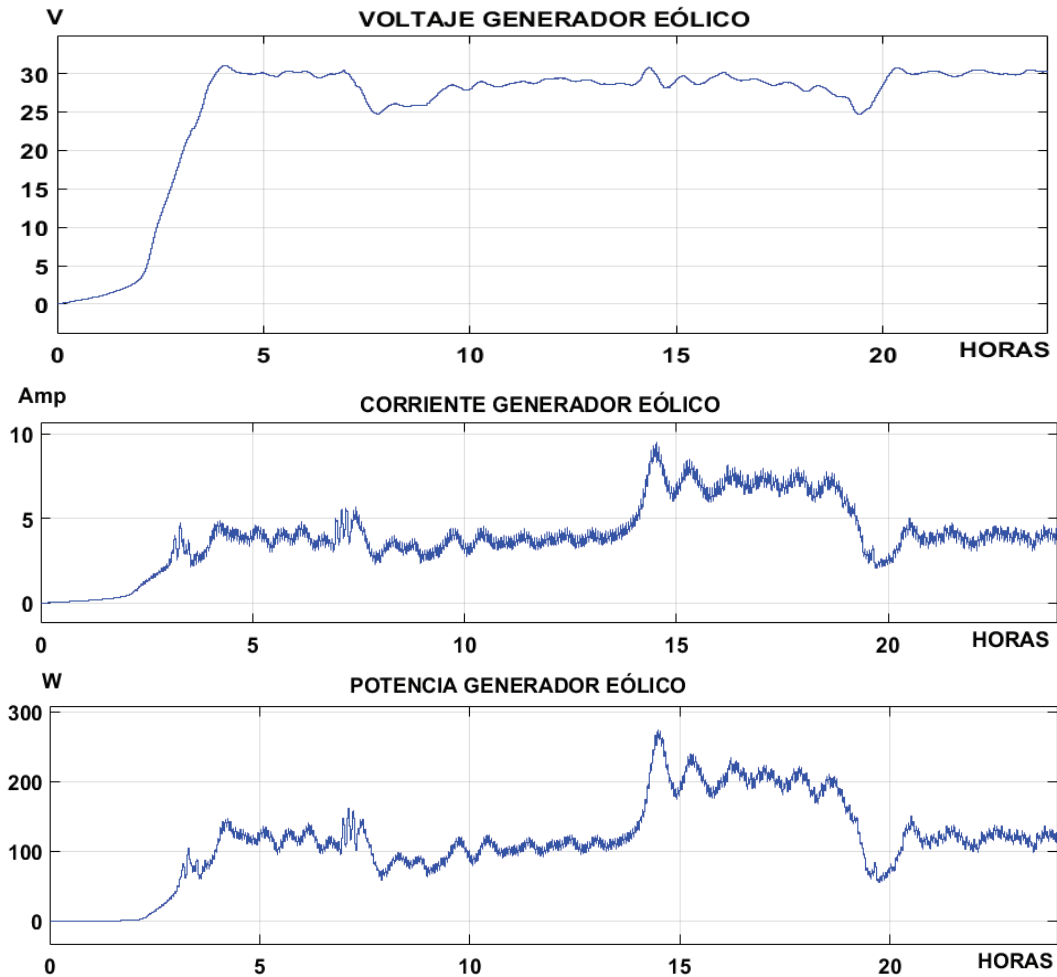


Figura 3.9. Potencia del sistema eólico con algoritmo MPPT.

(Fuente: Propia)

3.2.2.3. Eficiencia del sistema eólico

Para realizar el cálculo de la eficiencia del sistema eólico se toma en cuenta la potencia nominal del generador a una velocidad de 11 m/s, datos proporcionados por fabricante [44]. Realizando el cálculo *promedio* de la potencia sin MPPT se ha obtenido 63.6 W, considerando que el rendimiento es la potencia se salida sobre la potencia de entrada, se obtiene $\eta=15.9\%$ y aplicando el algoritmo con MPPT se ha obtenido un *promedio* de 110.61

W con rendimiento $\eta=27.5\%$. Por lo tanto se logró incrementar la eficiencia del sistema en aproximadamente un 11.7% a través de la técnica y electrónica de potencia aplicada.

3.2.3. Sistema híbrido implementado

A continuación se presenta el sistema consolidado Figura 3.10, y cada uno de los sistemas descritos anteriormente.

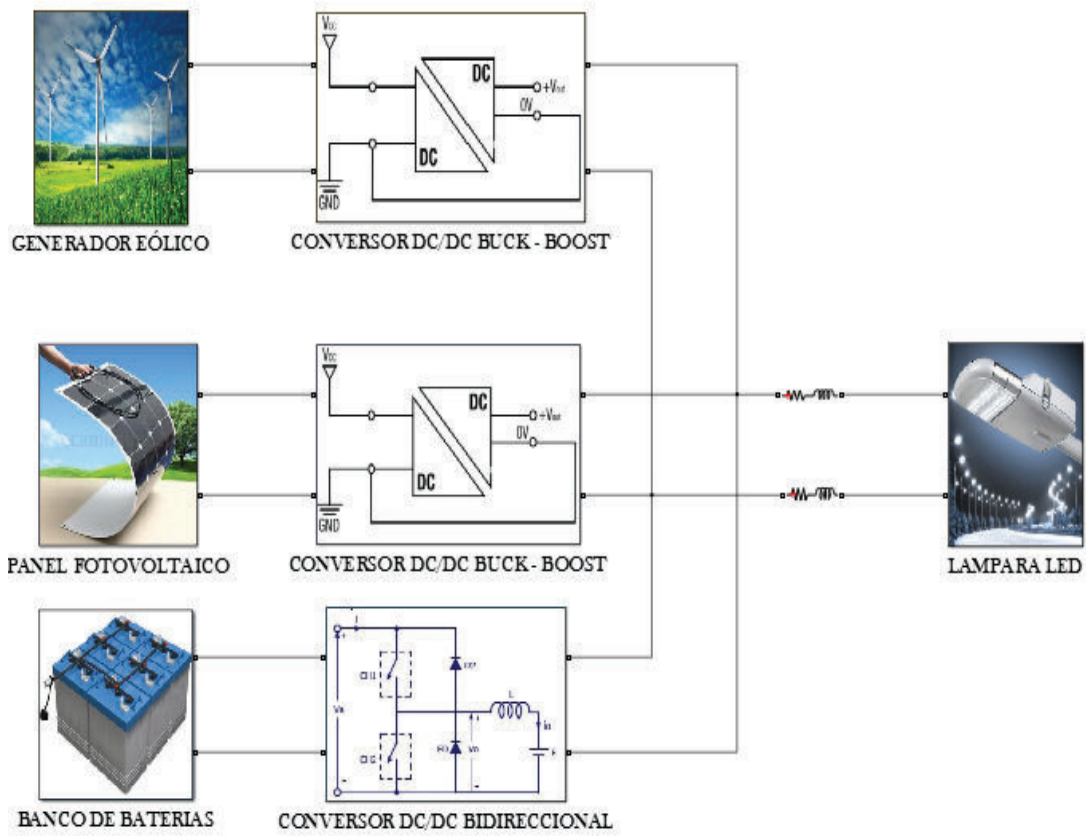


Figura 3.10. Sistemas implementados.

(Fuente: Propia)

3.2.3.1. Resultados finales diarios del sistema implementado

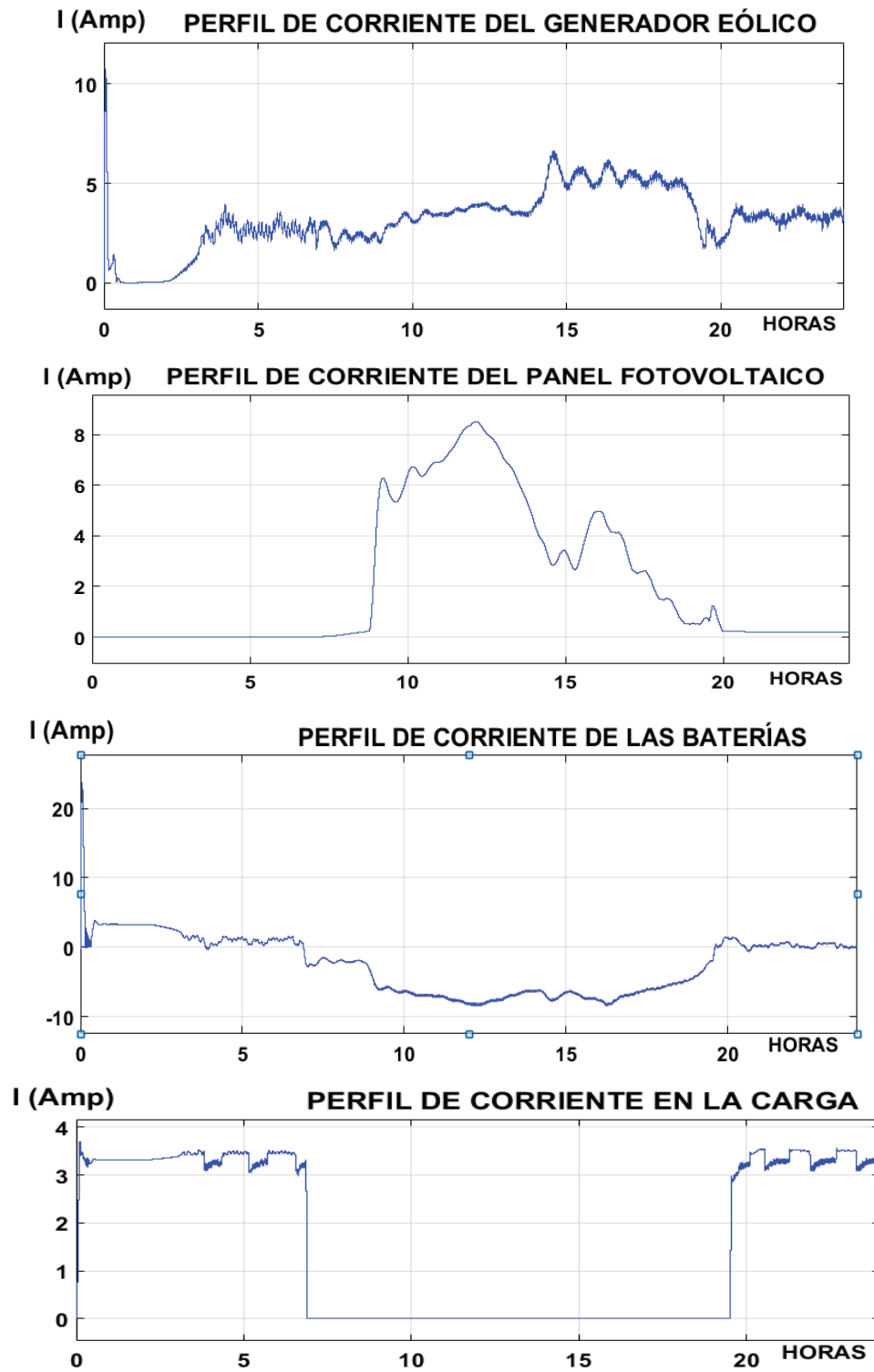


Figura 3.11. Curvas de las fuentes generadoras y carga con periodo de 24H.

(Fuente: Propia)

Como se puede apreciar en la Figura 3. 11, el sistema eólico está entregando una corriente aproximada de 5.78 A y el sistema fotovoltaico una corriente de 8.4 A, cuando las condiciones climáticas de cada sistema se encuentran en *su máximo valor*. Esta potencia es recibida por la carga (Desconexión a las 07h00 y conexión a las 18h30) y por las baterías. La energía generada por las fuentes renovables es entregada a la batería durante los periodos que existe recursos solar y viento (08h00 a 18h30), esta energía se almacena en la batería con una corriente aproximada de 14.2 A. Esta corriente se encuentra dentro de los valores aceptables para cargar la batería debido a que el fabricante recomienda hasta los 20 A. Por otro lado se puede visualizar que la corriente de la carga se mantiene estable (3.3 A) durante todo su periodo de trabajo, estos parámetros también se encuentran dentro de los valores admisibles, según el fabricante de las lámparas LED.

Por lo tanto según los resultados obtenidos, se puede indicar que el sistema está cumpliendo con el objetivo final el cual es obtener su máxima potencia, proporcionar la energía suficiente para cargar la batería y alimentar la lámpara LED, como muestra la Figura 3.11.

3.3. Resultados Mensuales

Para la muestra de estos resultados se va evaluar el sistema bajo dos escenarios, las que consisten en las mejores y peores condiciones climáticas.

3.3.1. Sistema mensual con mayor cantidad de recurso solar

A continuación se presentan los resultados mensuales. Según la investigación realizada, desde el mes de Julio a Septiembre existe mayor potencial de radiación, razón por la cual se selecciona el mes de Agosto. Figura 3.12

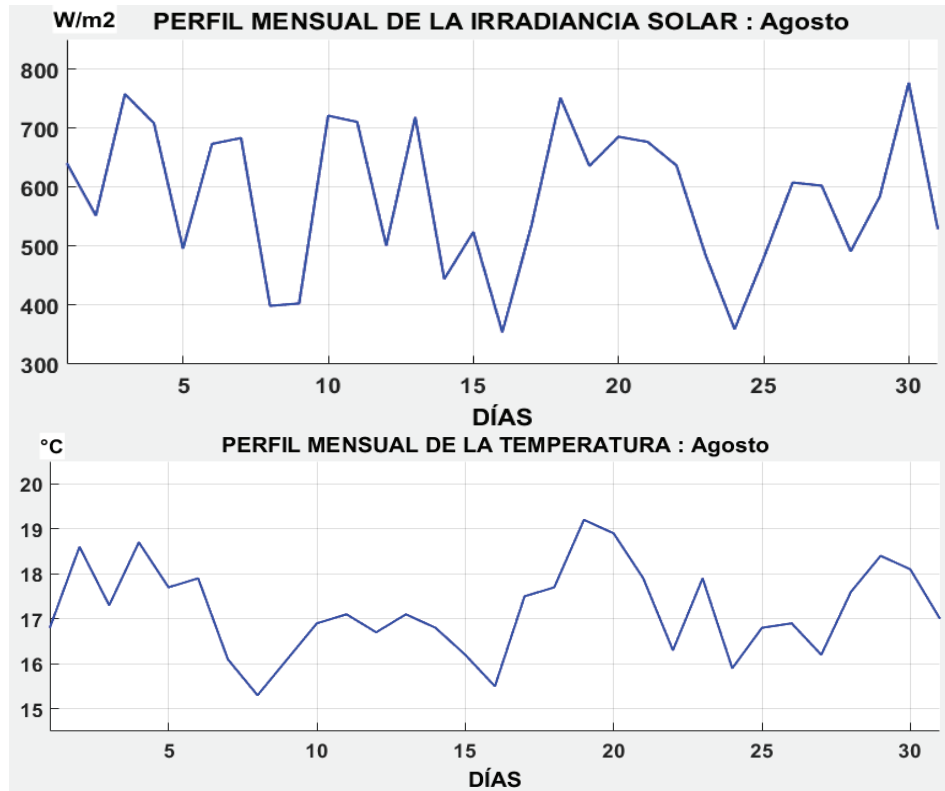


Figura 3.12. Condiciones climáticas de irradiación y temperatura, Agosto.

(Fuente: INAMHI, 2015)

3.3.1.1. Potencia del sistema solar fotovoltaico implementado

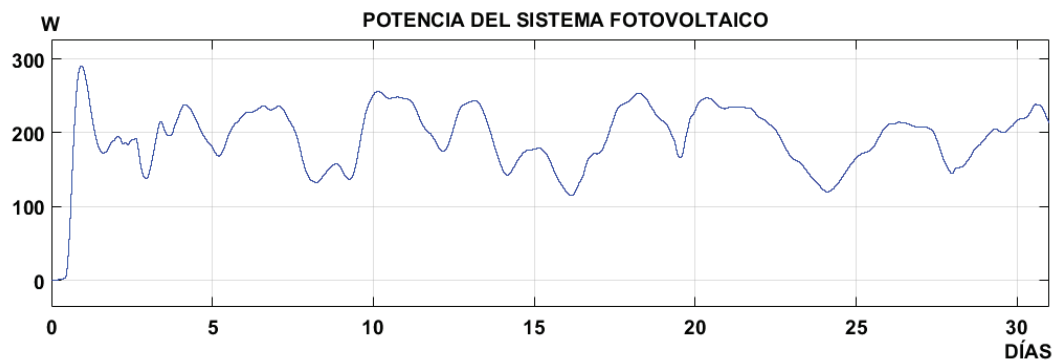


Figura 3.13. Potencia del sistema fotovoltaico mensual.

(Fuente: Propia)

Como se muestra en la Figura 3.13, durante el periodo de 31 días se tiene una *potencia promedio* de 195W con las condiciones climáticas mostradas Figura 3.12.

3.3.2. Sistema mensual con mayor cantidad de recurso eólico

Se presentan los resultados mensuales. Según la investigación realizada, desde el mes de Julio a Septiembre existe mayor potencial eólico, razón por la cual se selecciona el mes de Agosto. Figura 3.14.

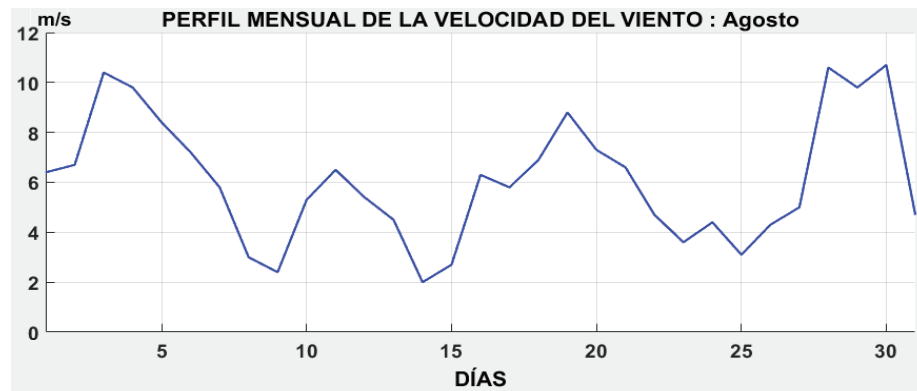


Figura 3.14. Condiciones climáticas de velocidad del viento, Agosto.

(Fuente: INAMHI, 2015)

3.3.2.1. Potencia del sistema eólico implementado



Figura 3.15. Potencia del sistema eólico mensual. Agosto.

(Fuente: Propia)

Como se muestra en la Figura 3.15, durante el mes agosto existe una velocidad promedio mayor a los 6 [m/s] y durante este tiempo se llega a obtener *potencia promedio* igual a $P=168W$. Con esta energía se puede garantizar la alimentación a la carga (3.3 A) y baterías (3.7 A).

3.3.2.2. Resultados finales mensuales con mayor cantidad de recursos

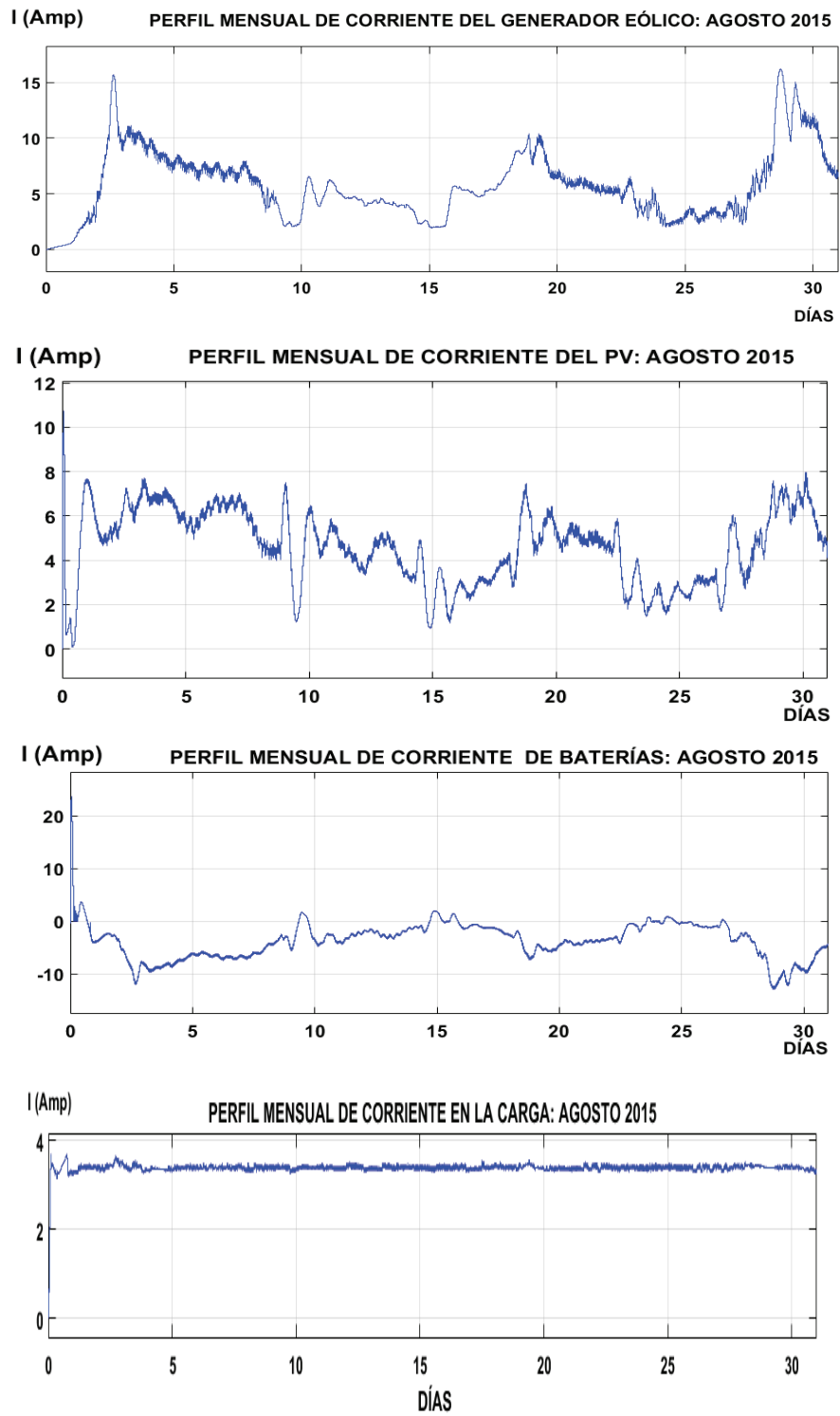


Figura 3.16. Curvas de las fuentes generadoras y carga. Agosto.

(Fuente: Propia)

Es importante indicar que el escenario mensual mostrado se está realizando con una carga conectada las 24 H, esto se realiza para obtener las curvas de radiación mensual, lo cual se obtuvo del promedio de radiación diaria, por este motivo no baja de 10 W/m²/día (Cuando se desconecta de carga). Como se puede apreciar en la Figura 3.16, debido a las condiciones climáticas durante el mes de agosto, se puede indicar que la batería no realizaría mayor trabajo ya que las fuentes generadoras por lo general están entregando la energía necesaria a la carga. Este escenario no es real debido a la conexión de la carga en todo el mes y al valor de la radiación promedio diaria, pero se muestra de manera didáctica para analizar el comportamiento del sistema.

3.3.3. Sistema mensual con menor cantidad de recursos solar

A continuación se presentan los resultados mensuales del mes seleccionado “Abril” donde existe menor cantidad de potencial solar. Con los resultados de la máxima potencia obtenida se puede determinar el trabajo que realizará la batería y la confiabilidad de implementar este sistema.

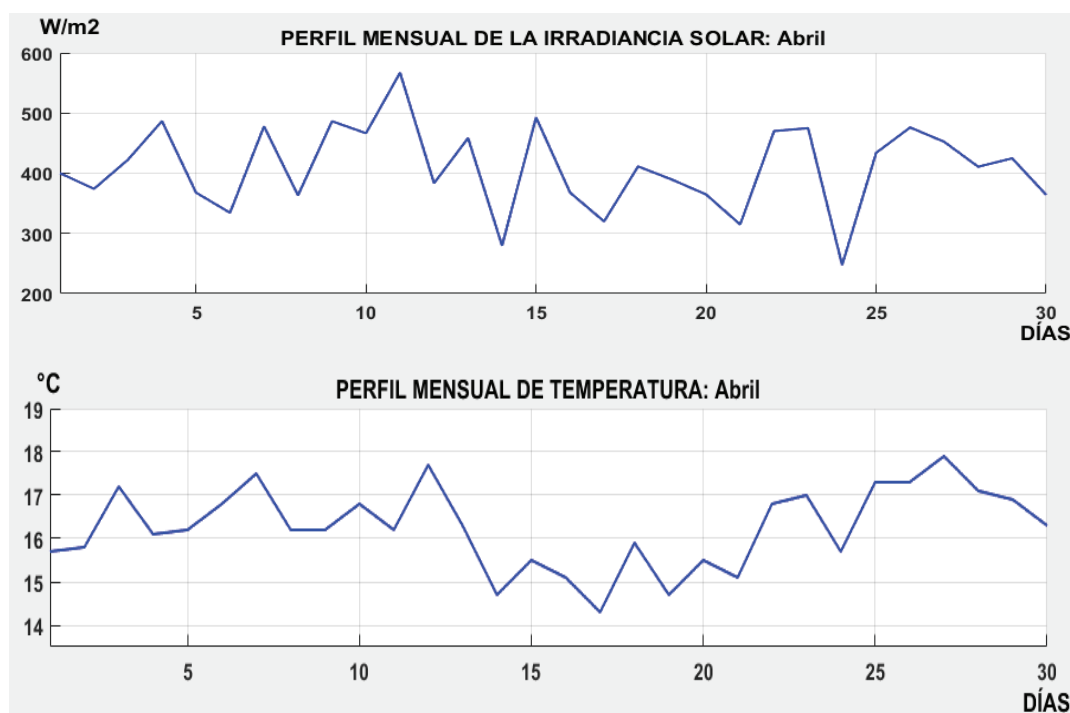


Figura 3.17, Condiciones climáticas de irradiación y temperatura, Abril.

(Fuente: INAMHI, 2015)

3.3.3.1. Potencia del sistema fotovoltaico implementado

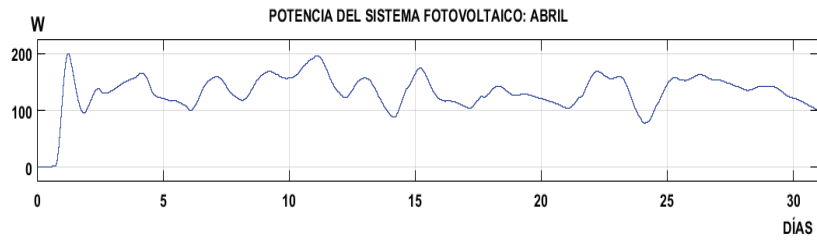


Figura 3.18. Potencia del sistema fotovoltaico, Abril.
(Fuente: Propia)

En la Figura 3.18, se muestra la potencia de 132 W aproximadamente, con las condiciones climáticas mostradas en la Figura 3.17 y aplicando el algoritmo MPPT estudiado.

3.3.4. Sistema mensual con menor cantidad de recursos eólico

Se presentan los resultados mensuales del mes seleccionado “Abril” donde existe menor cantidad de potencial eólico. Con los resultados de la máxima potencia obtenida se puede determinar el trabajo que realizará la batería y la confiabilidad de implementar este sistema.

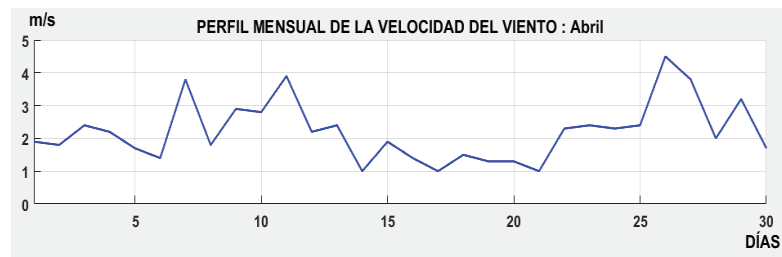


Figura 3.19. Condiciones climáticas de velocidad del viento, Abril.
(Fuente: INAMHI, 2015)

3.3.4.1. Potencia del sistema eólico implementado

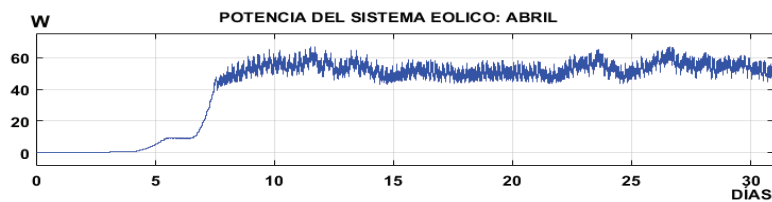


Figura 3.20. Potencia del sistema eólico mensual.
(Fuente: Propia)

Según los resultados obtenidos Figura 3.20 bajo las condiciones con menor potencial eólico Figura 3.19, podemos indicar que la potencia promedio obtenida con la técnica aplicada es $P=41$ W.

3.3.4.2. Resultados finales mensuales con menor cantidad de recursos

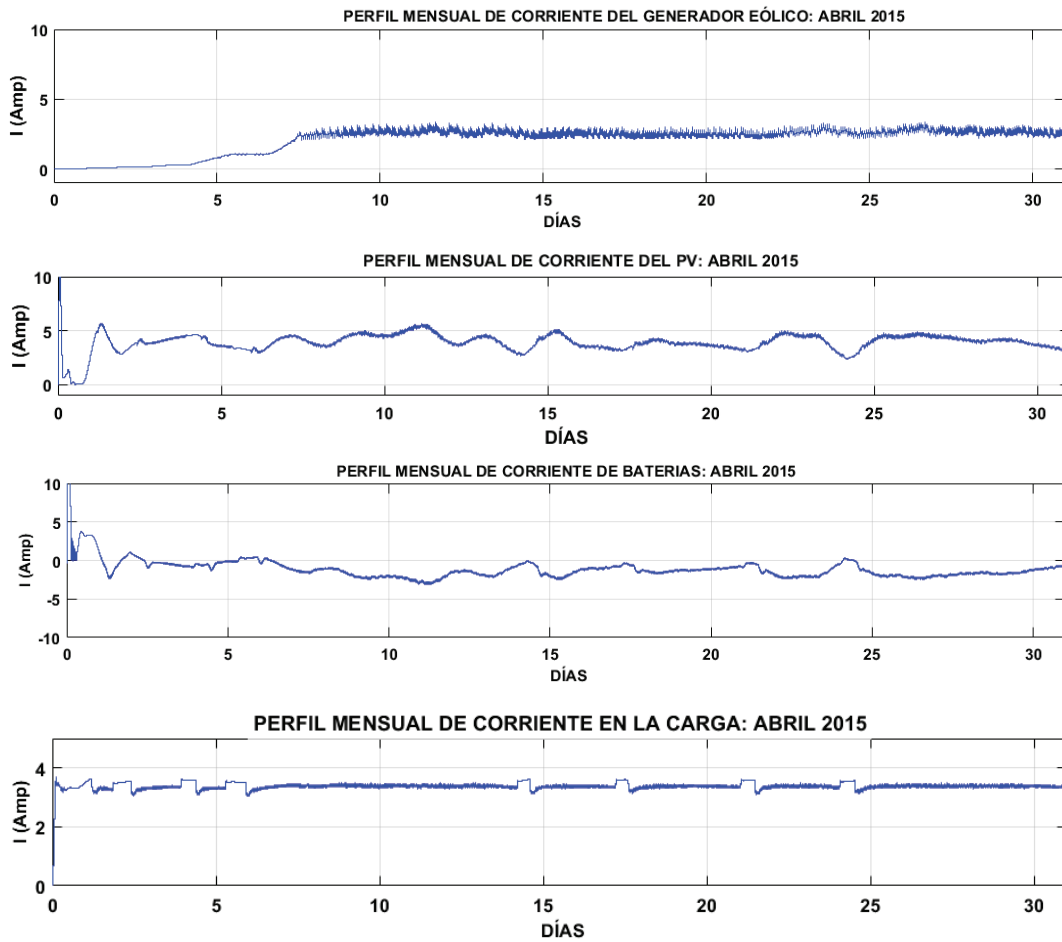


Figura 3.21. Curvas de las fuentes generadoras y carga, Abril 2015.

(Fuente: Propia)

Como se puede verificar en la Figura 3.17 y 3.19, en el mes de abril con las condiciones climáticas presentadas y aplicando el algoritmo del MPPT en el sistema eólico se llega a obtener una *potencia promedio aproximadamente* de 41 W Figura 3.20 y en el caso del sistema fotovoltaico una *potencia promedio aproximadamente* de 132 W Figura 3.18. Por lo tanto sumando estas dos potencias se tiene 173 W, con esta potencia el aporte de la batería es mínimo ya que con las fuentes generadoras puede satisfacer la demanda de energía de la carga.

3.4. Resultados Anuales

A continuación se presentan los resultados durante año “2015”, en el cual se podrá evidenciar el comportamiento de las condiciones climáticas y el funcionamiento de cada bloque, este análisis ayuda a tomar una mejor decisión para ver las características que debe cumplir el sistema (eólico, solar o híbrido).

3.4.1. Sistema fotovoltaico

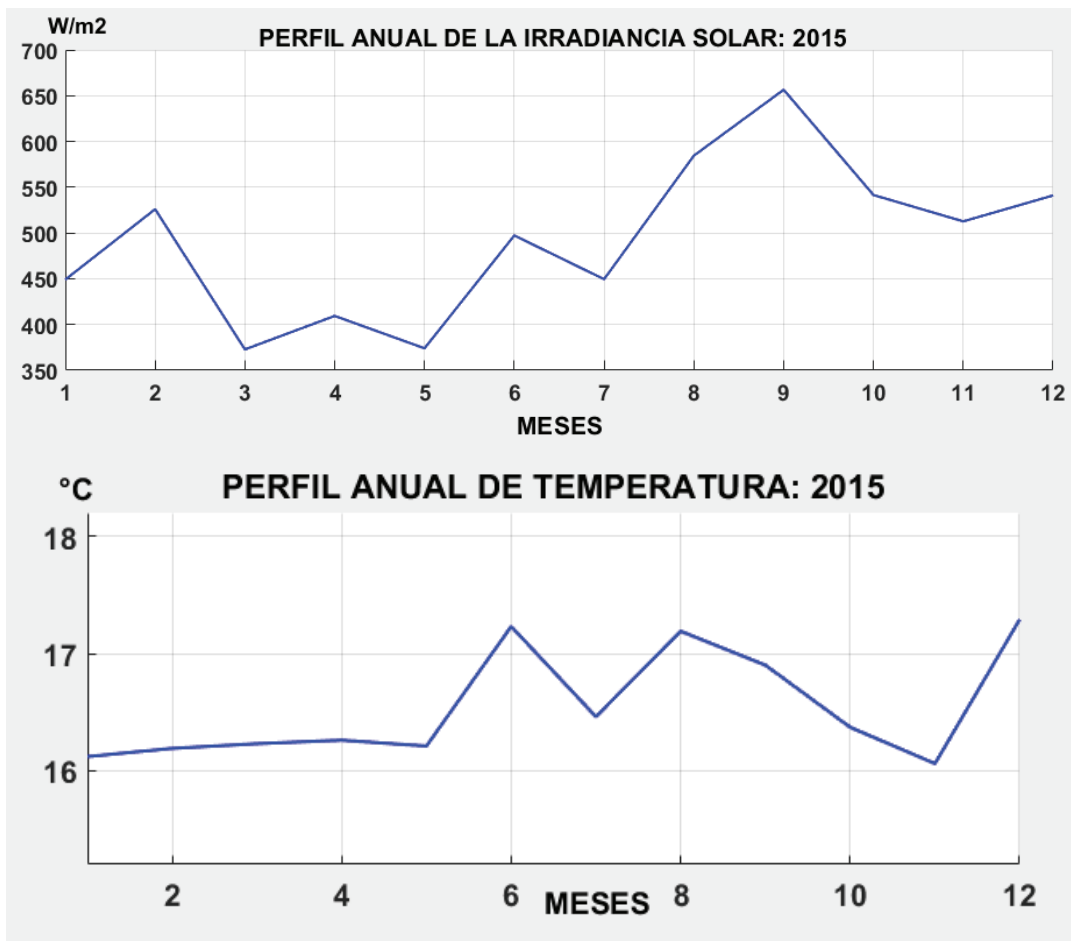


Figura 3.22. Condiciones climáticas de irradiación y temperatura, Año 2015.

(Fuente: INAMHI, 2015)

3.4.1.1. Potencia del sistema fotovoltaico implementado

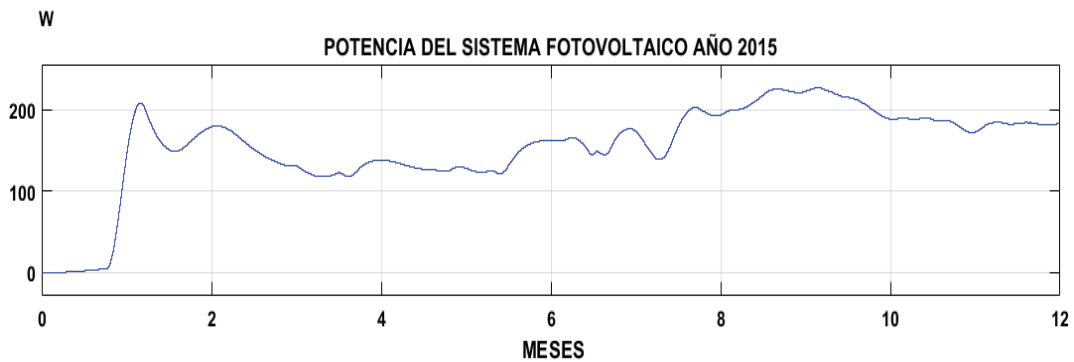


Figura 3.23. Potencia del sistema fotovoltaico anual. Año 2015.

(Fuente: Propia)

Como se puede apreciar en la Figura 3.23, la *potencia promedio* entregada por el sistema durante el año 2015 es 155 W aproximadamente, bajo las condiciones climáticas de la Figura 3.22. Por lo tanto se puede indicar que esta potencia proporcionaría la corriente necesaria a la carga (3.3 A) y a la batería (3.15 A).

3.4.2. Sistema eólico

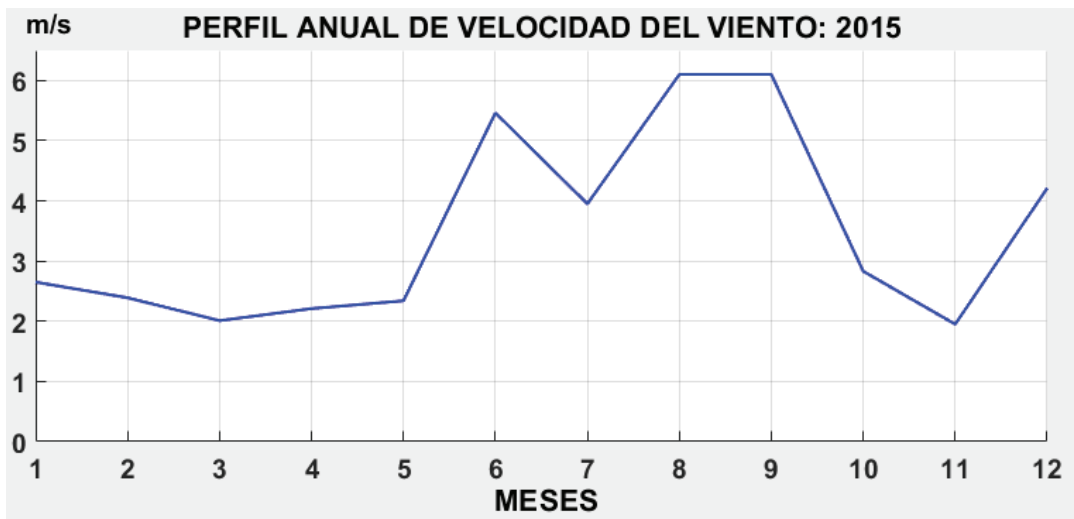


Figura 3.24. Condiciones climáticas de velocidad del viento, Año 2015.

(Fuente: INAMHI, 2015)

3.4.2.1. Potencia del sistema eólico implementado

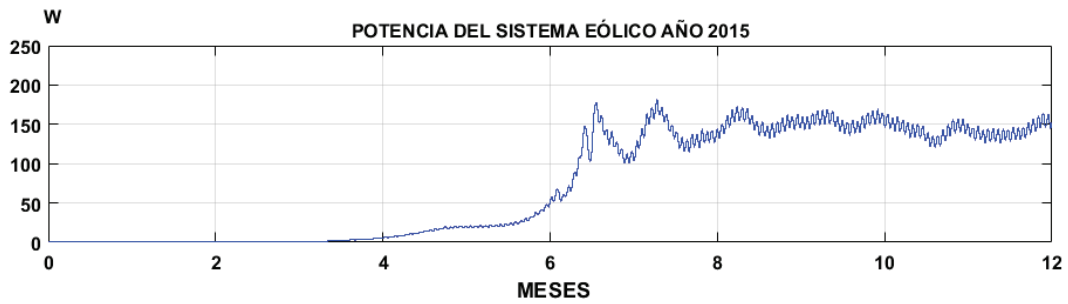
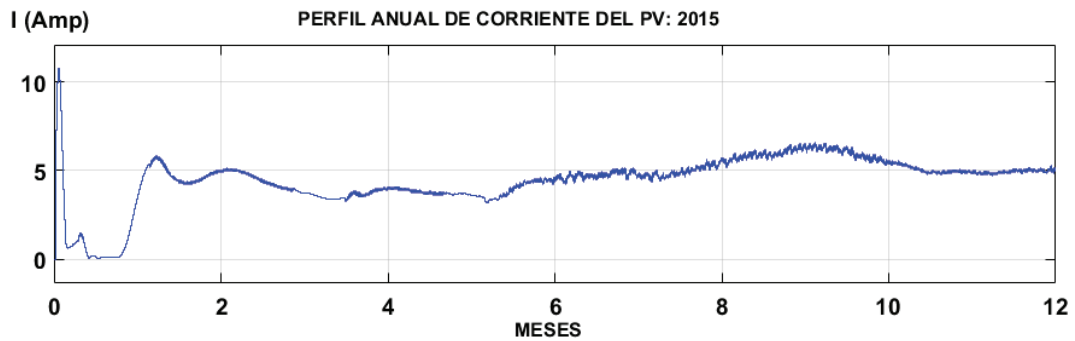
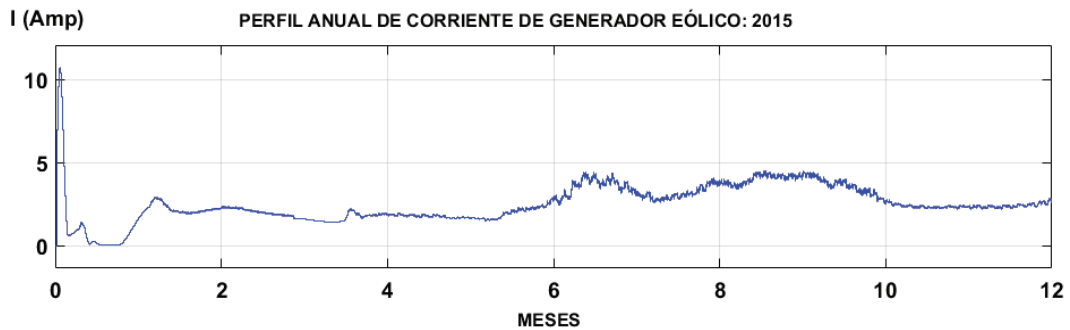


Figura 3.25. Potencia del sistema eólico, Año 2015.
(Fuente: Propia)

Según los datos mostrados en la Figura 3.25, la potencia empieza a incrementar desde el mes de Junio, alcanzando aproximadamente una potencia de 72 W y a partir del mes de Julio se tiene una potencia muy aceptable de 150 W a una velocidad promedio de 5 m/s, a partir de este mes alimenta tanto a la carga (3.3 A) como baterías (2.95 A).

3.4.3. Resultados finales anuales del sistema implementado.



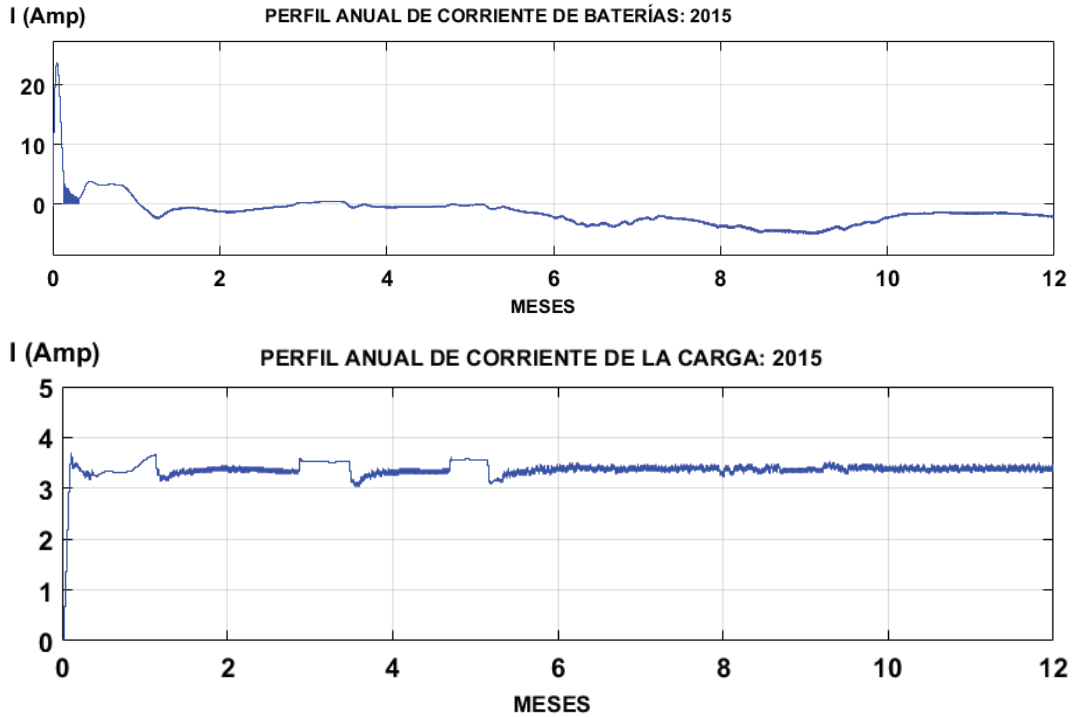


Figura 3.26. Curvas de las fuentes generadoras y carga con periodo anual.
(Fuente: Propia)

Al igual que el escenario mensual se está realizando la simulación en forma didáctica, con la carga conectada las 24 H. De acuerdo a la Figura 3.26, desde enero al mes de junio se puede indicar que hay poca energía producida por las fuentes generadoras, sin embargo las baterías no se encuentran realizando mayor trabajo y desde el mes de Junio en adelante se tiene mayor potencia producida por las fuentes alternativas, con este análisis se concluye que existen recursos solares y velocidades de viento aceptables en el lugar seleccionado para poder implementar el sistema estudiado.

4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

El lugar determinado “La Tola” está ubicado en una zona rural de Quito, a continuación se realiza el análisis financiero del proyecto.

Para realizar el análisis de rentabilidad financiera en las zonas rurales, se aplica la ecuación 4.1, rentabilidad financiera (ROE, por sus siglas en ingles Return On Equity) que relaciona el beneficio económico con los recursos necesarios para obtener ese lucro. [46]

$$ROE = \frac{\text{Beneficio Neto (Ganancia)}}{\text{Fondos Propios (Inversión)}} * 100\% \quad (4.1)$$

4.1. Rentabilidad zonas urbanas

A continuación se analizará los rubros netos y propios.

4.1.1. Fondos Propios

A continuación se indica los costos de cada sistema implementado.

Tabla 4.1. Costos directos zona urbana.

Detalle	Costo
Sistema fotovoltaico	\$ 420,00
Sistema eólico	\$ 1200,00
Sistema de almacenamiento de energía	\$ 600,00
Lámpara Led	\$ 150,00
Poste	\$ 250,00
Transporte	\$ 100,00
Cableado y Accesorios	\$ 50,00
Mano de obra	\$ 180,00
Pruebas y puesta en marcha	\$ 90,00
TOTAL	\$ 3.040,00

(Fuente: Propia)

4.1.2. Beneficio Neto

El costo del alumbrado público en la ciudad de Quito es de: 11,23 (CUSD/kWh), [47]

Realizando el costo de energía anual de un poste de alumbrado público:

$$\begin{aligned} 200W * 12h &= 2.4 \text{ kwh/día} \\ \frac{2.4 \text{ kwh}}{\text{día}} * 365 \text{ días} &= 876 \text{ kwh} \\ 876 \text{ kwh} * \frac{11,23 \text{ cUSD}}{\text{kwh}} &= 98.37 \text{ USD} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Es importante indicar que la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) tiene a su responsabilidad 241.482 luminarias [48], y el costo total de energía anualmente es 23'334.594 [47].

Para el análisis financiero de este proyecto se toma una referencia de 30 luminarias (Ejemplo de un plan piloto), calculando el costo anual de energía según la ecuación 4.2 y la EEQ [46] es (30*98.37) \$2.951,3 y el costo del sistema híbrido estudiado es (30*3040) sería \$91.200.

Por lo tanto evaluando la ecuación 4.1, de rentabilidad se tendría:

$$ROE = \frac{2951,3 \text{ USD}}{91200 \text{ USD}} * 100\% = 3.2\%$$

Con estos resultados se puede indicar que este sistema no es rentable como para aplicar a las instalaciones implementadas en la ciudad de Quito

4.2. Rentabilidad zonas rurales

A continuación se realiza el análisis en las zonas rurales.

4.2.1. Fondos Propios

Estos fondos son iguales a los de la tabla 4.1, \$3040.

4.2.2. Beneficio Neto

El costo por kilómetro de líneas de distribución para redes aéreas en zonas rurales es:

Tabla 4.2. Costos directos zona rural.

Detalle	Costo
Materiales y equipo de instalación	\$ 160.935
Mano de obra civil y electromecánica	\$ 79.455
Diseño del proyecto	\$ 2.389
Supervisión	\$ 2.316
Total	\$ 245.095

(Fuente: [http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/OTROS/Aportaciones/\(S\(3dtmroqmpoi4de5bu3s40szo\)\)/Paginas/costosdeConstrucciondeRedesAereas/concuotK08.aspx](http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/OTROS/Aportaciones/(S(3dtmroqmpoi4de5bu3s40szo))/Paginas/costosdeConstrucciondeRedesAereas/concuotK08.aspx))

Por lo tanto evaluando la ecuación 4.1, de rentabilidad, y con el mismo escenario anterior se obtendría:

$$ROE = \frac{245.095 \text{ USD}}{91200 \text{ USD}} * 100\% = 268.7\%$$

Con estos resultados ROE=268.7%, podemos afirmar que estos proyectos en zonas rurales son totalmente económicamente viables y rentables.

4.3. Calculo de reducción CO₂

Según [49] indica que el factor de emisión para proyectos hidroeléctricos es 0.5076KgCO₂/KWH y para proyectos eólicos/solares es 0.6092 KgCO₂/KWH.

La energía que se utiliza en:

Proyectos convencionales es: 949 Kwh/año.

$$949 \text{ kwh}^* * \frac{0.5076 \text{ KgCO}_2}{\text{kwh}} = 481.7 \text{ KgCO}_2$$

Proyectos de energía renovable es: 379.6 Kwh/año.

$$379.6 \text{ kwh}^{**} * \frac{0.6092 \text{ KgCO}_2}{\text{kwh}} = 231.25 \text{ KgCO}_2$$

Por lo tanto la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es:

$$481.7 \text{ KgCO}_2 - 231.25 \text{ KgCO}_2 = 250.4 \text{ KgCO}_2$$

* Cálculo de la energía con el sistema convencional (200 W* 13 h*365 días)

** Cálculo de la energía con el sistema híbrido (80 W*13 h*365 días)

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

Con este estudio se garantiza la confiabilidad y seguridad de instalar los sistemas de iluminación híbridos con el aprovechamiento eficaz de las fuentes de energía renovables y la tecnología de la electrónica de potencia aplicada de forma inteligente en la conversión estática de la energía.

El desarrollo y aplicación de este tipo de estudios ayuda abrir oportunidades de aprendizaje a todo nivel, además de sugerir estrategias de ahorros significativos en el consumo de energía a través del uso de fuentes de energía renovables, lo cual ayudará a la mejora de la matriz energética, por un lado y por otro ya que estos sistemas se vuelven como primera alternativa de solución a problemas de energía eléctrica en lugares remotos alejadas de la red de distribución eléctrica.

El resultado final fue un simulador que emula diferentes escenarios de condiciones meteorológicas, así como horarios del día de tal manera que demuestra el óptimo funcionamiento de los convertidores estáticos, primero en la transferencia de energía, y segundo en la operación autónoma y eficiente de un sistema de alumbrado público

Según el estudio realizado se puede observar que la distribución de la energía solar fotovoltaica varía entre el rango de 4.381 y 5.833 KWh/m²/día. [8]

Entre los lugares con mayor potencial solar en el cantón Quito se tiene Nanegalito, Pedro Vicente, Gualea, Pacto y Lloa.

El recurso solar que recibe el Distrito Metropolitano de Quito es el suficiente para superar los 4.000 Wh/m²/día [50], límite mínimo a partir del cual es considerado como técnica y económicamente-factible para un proyecto solar fotovoltaico. Ninguno de los valores promedio de irradiación solar registrados son menores a este mínimo.

Según los datos obtenidos, se tiene la mayor cantidad de viento en las parroquias suburbanas y rurales del Distrito Metropolitano de Quito como el Quiche, Checa, Yaruquí y Pintag llegando a tener en la estación meteorológica “La Tola” sector Pifo, velocidades de hasta 7.0 a 8.0 (m/s)

Las técnicas de control en lazo cerrado son más utilizadas en aplicaciones de energías eólicas ya que depende de las variables de salida para su realimentación, tales como la potencia. Para ello, la técnica de perturbación y observación (P&O) es la más utilizada ya que consiste en perturbar de manera continua la variable de referencia del control y observar el comportamiento del sistema hasta obtener la máxima potencia disponible.

La topología de convertidores estáticos de energía DC/DC reductora-elevadora es la más eficiente en este tipo de aplicaciones debido a que se puede barrer completamente el rango de las curvas de los parámetros climáticos desde corriente a cortocircuito hasta voltaje a circuito abierto. A su vez esta topología facilita la conexión de acoplar el circuito de control y el de potencia, el cual proporciona un voltaje constante en la salida independientemente que suba o baje el voltaje de entrada.

Con los algoritmos de control aplicados a los sistemas renovables (eólico y solar), se logró obtener una máxima potencia aun cuando las condiciones climáticas como viento, irradiación solar y temperatura no eran las más idóneas. En el sistema solar fotovoltaico de una eficiencia nominal de aproximadamente el 9.49%, aplicando el algoritmo de control el MPPT se llega al 15.2%, y en el caso del sistema eólico de una eficiencia nominal de 15.9% se llega a 25%.

Si bien el costo inicial de la instalación de un sistema híbrido es elevado, es importante indicar que no necesita mantenimiento y no tiene costos extras, sus componentes tienen una larga vida útil con lo cual este tipo de sistemas es totalmente rentable en zonas rurales, es importante mencionar que la vida útil de estos sistemas es 25 años.

Por el aislamiento geográfico de las poblaciones insulares, rurales y de selva, así como por su baja concentración poblacional, la provisión de energía solar y eólica es una alternativa frente a la ausencia de redes eléctricas del Sistema Nacional Interconectado.

En conclusión, el presente proyecto demuestra que es factible técnica y económicamente, producir energía eléctrica a partir de sistemas híbridos (eólicos y solares fotovoltaicos) a escala pequeña, queda la puerta abierta para continuar el estudio para sistemas híbridos similares pero de mayor escala.

5.2. Recomendaciones

Sería recomendable que las estaciones meteorológicas dispongan de históricos y registros y repositorios de información, mínimo de un año para determinar la factibilidad de los sistemas a implementarse.

La gran limitante es que la información de los parámetros climáticos que existe en la red son temporales (24 h) o no son actualizados, razón por la cual se complica el desarrollo de estos estudios para analizar la factibilidad de instalación, de ahí que se recomienda realizar alianzas de cooperación con organismos que realicen mediciones meteorológicas, así como desarrollar equipos y puntos de medición meteorológicas.

Según el estudio realizado se pudo determinar que existe una variedad de herramientas y modelos computacionales que permiten estimar el potencial eólico y solar en zonas específicas a partir de información satelital, sin embargo la topografía del Ecuador es muy irregular, por lo tanto existen microclimas dentro de determinadas regiones, razón por la cual sería recomendable validar la información satelital con estaciones meteorológicas en campo ubicadas en lugares estratégicos, y a su vez a través de métodos matemáticos modelar de mejor manera el clima y la cantidad de energías renovables solar fotovoltaica y eólica en todas las latitudes y alturas.

Para instalar el sistema híbrido es importante guiarse por normas, estudios y cálculos para determinar la factibilidad del proyecto. Este estudio ofrece información necesaria para instalar estos sistemas en el Distrito Metropolitano de Quito. Queda como recomendación aplicar este mismo sistema en otros lugares, en los cuales se predice que va funcionar de igual manera, ya que se utiliza la técnica MPPT, con excepción del dimensionamiento que depende de la cantidad de energía que consume la carga.

Referencias

- [1] OLADE, «Organización Latinoamericana de Energía,» Quito, 2013.
- [2] CONELEC, «Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» Quito, 2009.
- [3] E. Benavides y H. Rosario, «"Tesis para implementación de un sistema de regulación para el seguimiento del punto máxima potenci en paneles fotovoltaicos",» Quito, 2010.
- [4] Instituto de Tecnología y Formación ECA, «"Energía Solar Térmica",» Mexico, 2008.
- [5] A. M. Cerdan Cabrea, «" Tesis diseño de un sistema de bombeo solar eólico para consumo de agua en cabañas ecoturísticas",» Andalucía, 2011.
- [6] Universidad Autonoma de la Ciudad de Mexico, Libro blanco. Transición hacia un futuro basado en las fuentes renovables de energía., Mexico, 2006.
- [7] A. Sánchez Juárez, Guía para el desarrollo de proyectos de bombeo de agua con energía fotovoltaica, Mexico, 2001.
- [8] E. Constante y J. Palacios, «El recurso solar para generación de energía, análisis para el Distrito Metropolitano de Quito,» Quito, 2014.
- [9] MathWorks, *PV ARRAY*, 2015.
- [10] C. Alatorre, «Energías renovables para el desarrollo sustentable en México,» SENER, Mexico, 2009.
- [11] I. Moradi, «Quality control of global solar radiation using sunshine duration hours. Energy 32 Elsevier,» 2008.
- [12] CONELEC, «Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica,» Quito, 2008.
- [13] UNIDAD DE PLANIFICACIÓN MINERO ENERGÉTICO, Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión, Bogota: UNIDAD DE PLANIFICACIÓN MINERO ENERGÉTICO, 2003.
- [14] Ministerio de Energía de Chile, «Centro de energías renovables,» 10 Septiembre 2012. [En línea]. Available: <http://cer.gob.cl/tecnologias/eolica/baja-potencia/eje-vertical-darrieuspanemona-y-savonius>.
- [15] M. Ballard, Conocimientos basicos en educación ambiental, Mexico, 2003.
- [16] M. Villarubia, Ingeniería en Energía eólica, Chile, 2004.
- [17] J. L. Rosero Beltrán, «Estrategia de control de modelo predictivo para el despacho y almacenamiento de energía renovable en sistemas híbridos,» Monterrey, 2012.
- [18] TWENERGY, «DESVENTAJA DE LA ENERGÍA EÓLICA,» 19 Enero 2012. [En línea]. Available: <https://twenergy.com/a/desventajas-de-la-energia-eolica-477>.
- [19] W. B. Lang , N. Zargari y S. Kouro, Power conversion and control of wind energy systems, Wiley, 2011.
- [20] F. S. Torres, *Energías Alternativas y Nucleoeléctrica*, Quito, 2014.
- [21] J. D. Maldonado, «Ubicación de un parque de energía en la costa Ecuatoriana,» Quito, 2008.
- [22] L. A. Sola, «DISEÑO DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL TIPO SAVONIUS PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL,» Pamplona, 2012.
- [23] M. Villarubia, «ENERGÍA EOLICA,» España, 2004.
- [24] P. F. Diez, «Energía Eolica,» Catabria, 2004.

- [25] H. Mata Mata, «Medidas de posición ayacuho».
- [26] MEER, «Plan de Acción de Energía Sostenible.» 14 Agosto 2012. [En línea]. Available: <http://www.mer.gob.ec/index.php>.
- [27] ANDES, «Agencia Pública de Noticias del Ecuador y Suramérica. andes.» 14 Agosto 2012. [En línea]. Available: <http://andes.info.ec>.
- [28] INER, «Análisis estadístico de la información meteorológica para la explotación de.» 2013. [En línea]. Available: <http://www.iner.gob.ec>.
- [29] B. Safari., «A statistical investigation of wind characteristics and wind energy,» 2010.
- [30] J. Peralta, «Identificación y evaluación del potencial de recursos renovables en el Ecuador y su viabilidad de desarrollo local.» Buenos Aires, 2012.
- [31] L. Ruiz, J. Beristáin, I. Sosa y J. Hernández, «Estudio del algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia perturbar y observar,» Mexico, 2010.
- [32] J. Á. Frutos Martínez, S. Cortes Gutiérrez, O. Carranza Castillo y R. Ortega González, «Estudio Comparativo de Algoritmos de Búsqueda del Punto de Máxima Potencia en Sistemas de Generación Eólica,» Colima, Mexico, 2012.
- [33] YUBA, «ETAPAS DE CARGA DE UNA BATERIA,» 2015. [En línea]. Available: http://www.yubasolar.net/2014_12_01_archive.html.
- [34] M. H. RASHID, Electrónica de potencia, México: CENTENO No. 162.1, 1995, pp. 316,323-325.
- [35] D. W. Hart, Electrónica De Potencia, Madrid: Isabel Capella, 2001, pp. 203-212.
- [36] Wikilibros, «Electrónica de Potencia,» 13 Junio 2016. [En línea]. Available: https://es.wikibooks.org/wiki/Electr%C3%B3nica_de_Potencia/M%C3%B3dulos_de_regulaci%C3%B3n_de_continua/Troceador_Clase_C. [Último acceso: 17 Enero 2017].
- [37] D. Sanz Morales, «Maximun power point tracking algorithms for photovoltaic applications,» Finlandia, 2010.
- [38] A. M. Ahmed Mohamed, «Seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos,» Sevilla, 2010.
- [39] C. Kamalakannan, L. Padma Suresh, S. Sekkar Dash y B. K. Panigrahi, Power Electronics and Renewable Energy Systems, 2014.
- [40] L. B. Blazquez, «Iluminación de Vías».
- [41] INEN, «Código de práctica para alumbrado público,» QUITO, 1987.
- [42] MIOPLANET, «Incandescentes vs Fluorescentes vs Led,» 27 Junio 2009. [En línea]. Available: <http://mioplanet.org/incandescentes-vs-fluorescentes-vs-led-%C2%BFcu%C3%A1-es-la-eco-tecnolog%C3%ADa-en-iluminaci%C3%B3n>.
- [43] MEER, «Atlas Eólico del Ecuador,» Quito, 2013.
- [44] MINI, *Sunning Wind*, China, 2015.
- [45] S. S. CHILE, «Diseño de sistema fotovoltaico,» 2007. [En línea]. Available: https://www.google.com.ec/?gfe_rd=cr&ei=zUFoWcyqIli--wWhk53gBg#q=simec+chile+srl+eficiencia+pdf.
- [46] I. Huanaco C, «Análisis Financiero,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.bbv.com.bo/archivos/gesfin3.pdf>.
- [47] Electricidad, Corporación Nacional de Electricidad, «Costos del Servicio de Alumbrado Público General - 2015,» 2015. [En línea]. Available:

<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/Costo-Alumbrado-P%C3%BAblico-SAPG-2015-PHI.pdf>.

- [48] Empresa Electrica Quito, EEQ, «Informe de rendición de cuentas EEQ 2014,» 2014. [En línea]. Available: http://www.eeq.com.ec:8080/documents/10180/4322161/INFORME+DE+RENDICI%C3%93N+DE+CUENTAS+EEQ_2014/ef429365-4d4d-4e38-8a3f-8b77a7562815.
- [49] MAE, «Factor de emision de CO2 del SNI del Ecuador,» 2013.
- [50] MEER, «Proyecto de energía renovable en el Ecuador,» Quito, 2015.

LISTADO DE ANEXOS

➤ Anexo i: Manual de usuario para la simulación en Matlab.....	xix
➤ Anexo ii: Hoja de datos del fabricante de la Lámpara Tipo LED.....	xxxii
➤ Anexo iii: Hoja de datos del fabricante de la Batería de GEL.....	xxxiv
➤ Anexo iv: Hoja de datos del fabricante de la panel fotovoltaico.....	xxxv
➤ Anexo v: Hoja de datos del fabricante de la generador eólico.....	xxxvii
➤ Anexo vi: Algoritmo para hallar el punto máximo de potencia en el sistema eólico.....	xxxvii
➤ Anexo vii: Algoritmo para hallar el punto máximo de potencia en el sistema fotovoltaico.....	xl

ANEXO i

MANUAL USUARIO

GUÍA PARA LA SIMULACIÓN DEL SOFTWARE EN MATLAB APLICADA A UN SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

Participantes:	Franklin Ocampo/ Wilmer Suarez
Facultad:	Ing. Mecánica
Carrera:	Maestría en Eficiencia Energética
Mail:	franklinocampo@hotmail.com/ wilmersuarezfr@gmail.com

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	xxi
2. DESARROLLO DEL MANUAL DE USUARIO.....	xxi
2.1. Periodo diario.....	xxi
2.2. Periodo mensual.....	xxi
2.3. Periodo anual.....	xxi
2.4. Importación de datos a simular.....	xxi
2.5. Sistema implementado.....	xxiv
2.5.1. Generador Eólico.....	xxiv
2.5.2. Panel Fotovoltaico.....	xxv
2.5.3. Banco de Baterías.....	xxv
2.5.4. Conversor DC/DC Buck-Boost.....	xxv
2.5.5. Lámpara LED.....	xxvi
2.5.5.1. Control de lámpara LED.....	xxvi
2.5.6. Convertidor DC/DC Bidireccional.....	xxvii
2.6. Arranque de programa.....	xxvii
2.6.1. Comandos de acceso Rápido.....	xxviii
2.7. Osciloscopios.....	xxviii
2.7.1. Detalle de curvas mostradas.....	xxix
2.8. Troubleshooting.....	xxix

1. INTRODUCCIÓN

Este manual le permitirá aprender a utilizar todas las funcionalidades básicas de la aplicación bajo la plataforma de simulación en Matlab2015. La información sobre las instrucciones de seguridad son para prevenir algunos errores probables, por esta razón es importante leerlo antes de empezar a ejecutar y trabajar.

2. DESARROLLO DEL MANUAL DE USUARIO

Existen tres escenarios para la simulación, estos son:

- Periodo Diario (24 horas)

- Periodo Mensual (31 Días)

- Periodo Anual (12 Meses)

Se dispone de tres programas, debido a que cada periodo se dispone de diferente configuración como:

- Tiempo de simulación

- Tiempo en los osciloscopios

2.1. Periodo Diario

Para realizar la simulación en un periodo de 24 horas se debe seleccionar el archivo de nombre "DIARIO"

2.2. Periodo Mensual

Para realizar la simulación en un periodo de 31 días se debe seleccionar el archivo de nombre "MENSUAL"

2.3. Periodo Anual

Para realizar la simulación en un periodo de 12 meses se debe seleccionar el archivo de nombre "ANUAL"

2.4. Importación de datos a simular

- I. Para realizar la importación de datos de Irradiación, temperatura y viento se realiza a través del comando signal builder, este se encuentra dentro de cada uno de los sistemas fotovoltaico y solar, Figura 1

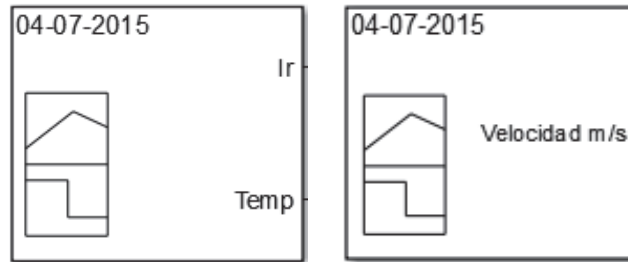


Figura 1, Comando Signal Builder
(Fuente: Propia)

- II. Dando doble clic en el comando, se visualiza la siguiente pantalla, Figura 2.

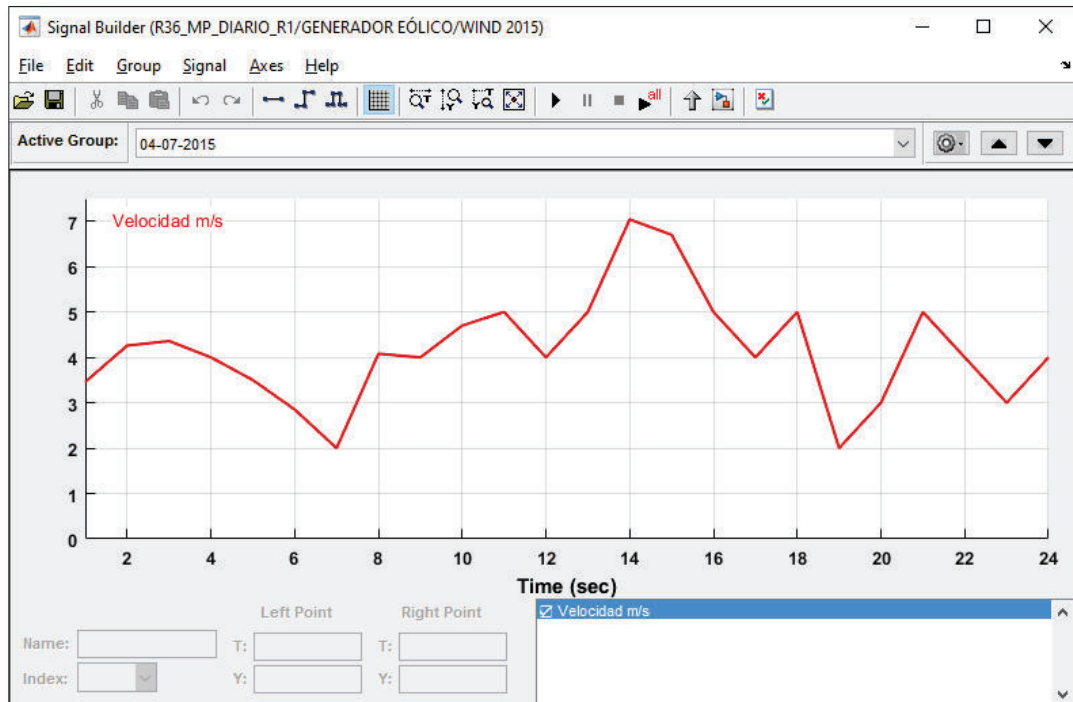


Figura 2, Pantalla de Signal Builder
(Fuente: Propia)

III. Dar clic en File e Import File, Figura 3.

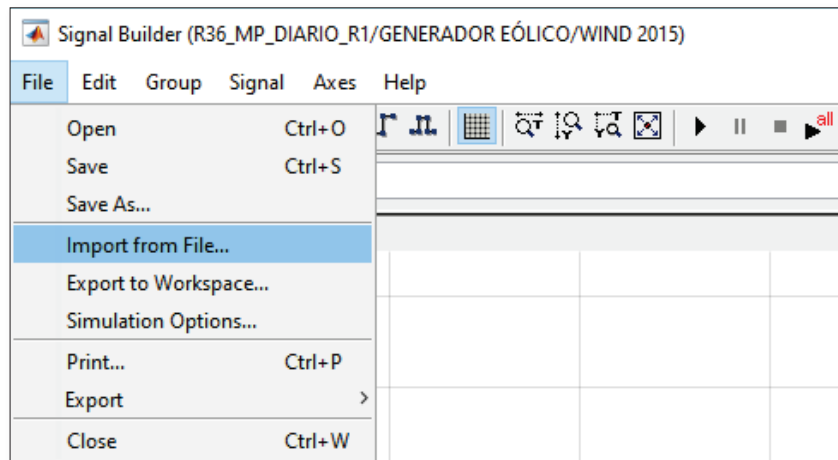


Figura 3, Importación de archivos
(Fuente: Propia)

IV. Después de seleccionar el archivo en formato.xlsx. Se Selecciona la casilla todos los datos (Select all), clic en la parte inferior izquierda en Select, y clic en remplazar datos existentes (Replace existing dataset) y se confirma la selección haciendo clic en aplicar (Apply), posterior a estos sale un mensaje “deseas guardar datos anteriores antes de reemplazar”, se selecciona no. Eso es todo y los datos son importados desde Excel a Matlab, Figura 4.

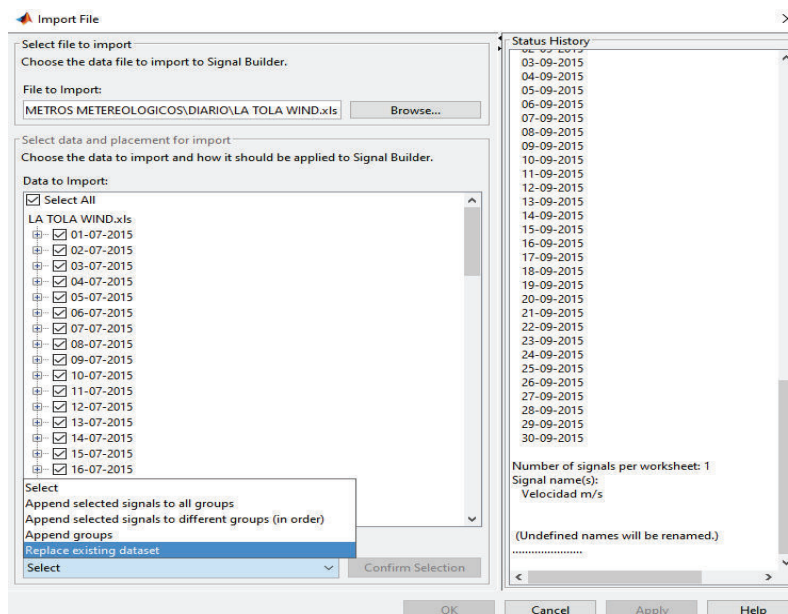


Figura 4, Reemplazo y carga de datos.
(Fuente: Propia)

2.5. Sistema Implementado

A continuación se detalla el diagrama de bloques del sistema implementado. Este se visualiza dando doble clic en el programa seleccionado (Diario, Mensual o Anual) por medio de Matlab R2015b o versiones superiores del año 2015, Figura 5.

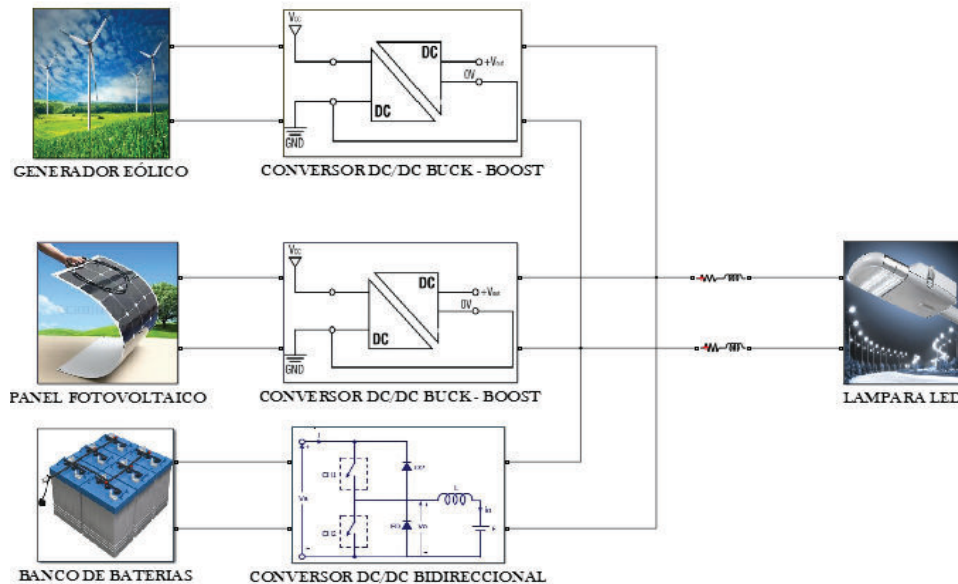


Figura 5. Sistema Implementado
(Fuente: Propia)

Para ingresar en uno de los módulos existentes se da doble clic en el que se desea visualizar. A continuación se detalla la descripción de cada uno.

2.5.1. Generador Eólico

En este módulo se encuentra el generador eólico y sus componentes, los principales parámetros a configurar son potencia nominal, potencia base, velocidad base, esto se realiza en el comando Wind Turbine, Figura 6.

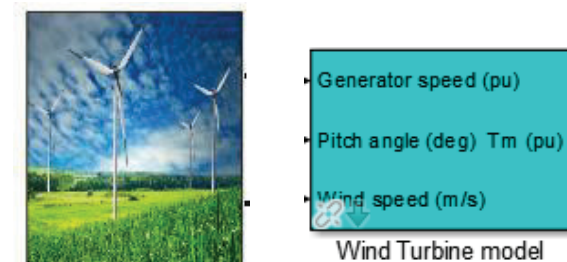


Figura 6. Generador Eólico, comando Wind Turbine
(Fuente: Propia)

2.5.2. Panel Fotovoltaico

En este módulo se encuentra el panel fotovoltaico y sus componentes, los principales parámetros a configurar son: tipo de módulo, módulos en serie, módulos en paralelo, esto se realiza en el comando PV Array, Figura 7.

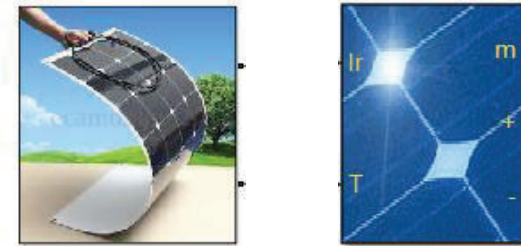


Figura 7. Panel Fotovoltaico, comando PV Array
(Fuente: Propia)

2.5.3. Banco de Baterías

Este módulo muestra la batería y sus bloques, los principales parámetros a configurar son: tipo batería, voltaje nominal, capacidad Ah, porcentaje de carga. Utilizando el comando Battery, también se encuentra el bloque de carga y descarga, el parámetro a configurar es el porcentaje de carga que se encuentra dentro de los valores ($40 < \% \text{ Carga} < 85$) esto se realiza dentro de cada una de las funciones que se encuentra dentro de este bloque, Figura 8.

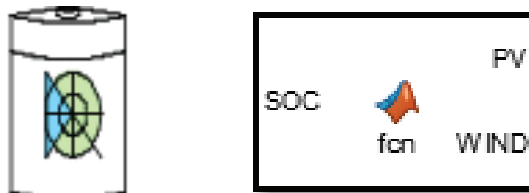


Figura 8. Batería, comando Battery y function.
(Fuente: Propia)

2.5.4. Conversor DC/DC Buck-Boost

En este módulo se implementa el convertidor buck boost, dentro de este se encuentra el bloque del máximo punto de potencia (MPPT), Figura 9.

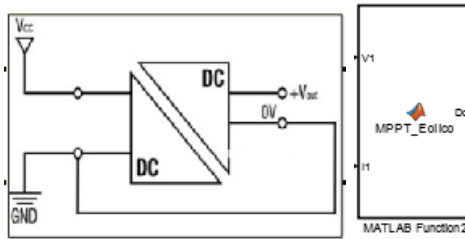


Figura 9. Convertidor Buck-Boost, bloque MPPT.
(Fuente: Propia)

2.5.5. Lámpara LED

Se diseña en este bloque un convertidor reductor elevador, con el objetivo de mantener un voltaje y corriente constante en la carga. Para el control de encendido y apagado de la lámpara se implementó una fotocélula controlada por la irradiación del sol, Figura 10.



Figura 10. Lámpara LED, Fotocélula.
(Fuente: Propia)

2.5.5.1. Control de lámpara LED.

Para realizar el control de la conexión y desconexión de la lámpara, se monitorea la radiación que ingresa al panel fotovoltaico, encima del Set Point (10 W/m^2) se desconecta la batería y bajo este valor se conecta, este setpoint se puede editar en cualquier momento haciendo doble clic sobre el cuadro setpoint. Este control también tiene otra variable de entrada que corresponde al porcentaje de carga de la batería (LAMP), de los cuales desconecta solo cuando llegue al estado crítico ($< 30\%$), Figura 11.

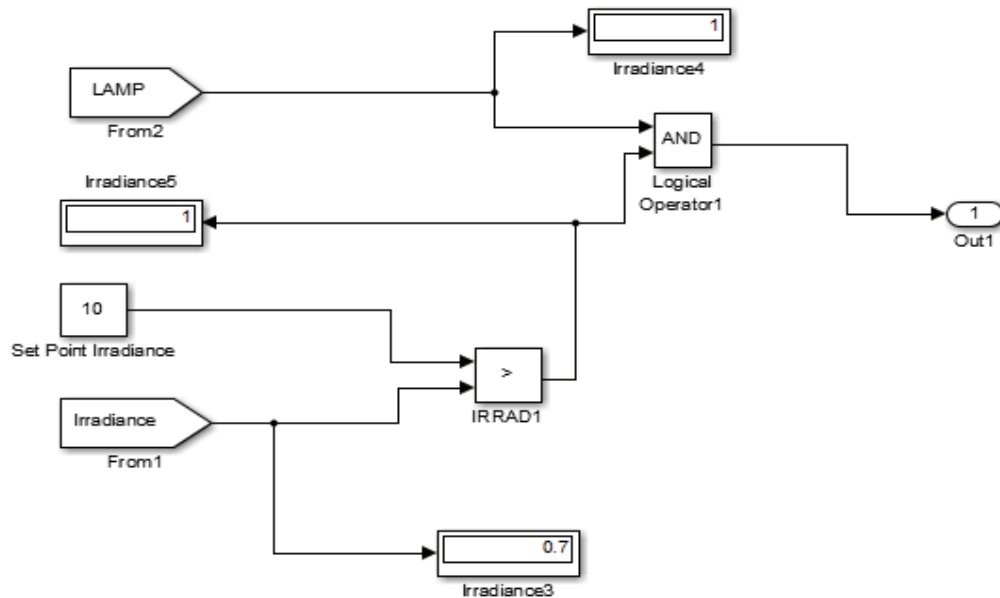


Figura 11. Control de lámpara LED
(Fuente: Propia)

2.5.6. Convertidor DC/DC Bidireccional

En este bloque se desarrolla un control proporcional integral, para controlar de forma inteligente al convertidor bidireccional, que permite mantener al banco de baterías en márgenes adecuados de carga y descarga, con la finalidad de tener un voltaje constante en el bus DC, este control no es configurable. Figura 12.

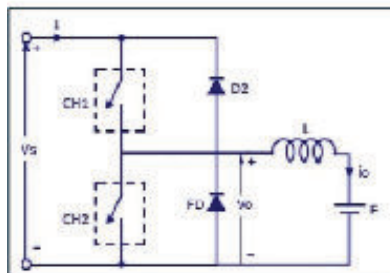


Figura 12. Convertidor DC/DC bidireccional.
(Fuente: Propia)

2.6. Arranque de programa

Para comenzar inmediatamente con la revisión del entorno de Simulink. Se inicializa desde una ventana ya abierta de Matlab de una de las dos formas siguientes:

1. Usando el comando de Simulink en la ventana de comandos;
2. Usando el icono de Simulink en la barra de herramientas.



La aplicación de Matlab contiene una barra de menú similar a la de Windows, lo que permite que el usuario se adapte más rápido al sistema. En la barra de herramientas se encuentra el icono (RUN), que permite correr la simulación dando un clic sobre la misma, sea el caso que se requiera parar (STOP), se debe realizar clic en el icono .

2.6.1. Comandos de acceso Rápido

Tabla 1, Accesos Rápidos

PCIÓN	DESCRIPCIÓN
Back	Permite regresar a una pestaña anterior de una manera rápida
Forward	Permite adelantar a una pestaña posterior de una manera rápida
Step Forward	Permite correr el programa en pasos lentos
Simulation mode 	Permite escoger la simulación del programa, se aconseja en modo normal
Simulation stop time 	Permite escoger el tiempo de simulación, para este proyecto se tiene varios periodos 24horas, 31 días, 12 meses, cada unidad de periodo es un segundo.
Model configuration parameters	Permite visualizar la configuración de tiempos de sincronización del programa implementado. (Model properties, callbacks, preloadfcn)

(Fuente: Propia)

2.7. Osciloscopios

En cada módulo (eólico, solar, baterías, carga) se tiene un osciloscopio, que permite visualizar resultados finales después de correr el programa el cual nos muestra las formas de onda de corriente, voltaje, potencia, etc. según sea el caso, durante el periodo de tiempo seleccionado (diario, mensual o anual), el osciloscopio principal y que muestra los resultados obtenidos es el que se encuentra en la pantalla principal, Figura 13.

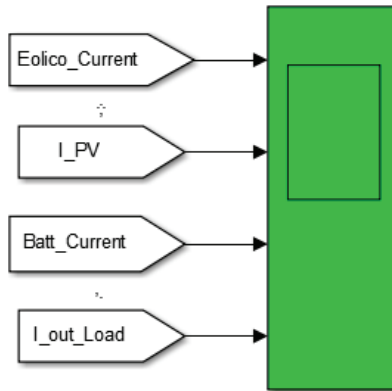


Figura 13, Osciloscopio principal, curvas de fuentes generadoras y carga.
(Fuente: Propia)

2.7.1. Detalle de curvas mostradas.

Tabla 2, Definición de curvas mostradas.

OPCIÓN	DESCRIPCIÓN
Eólico	Permite visualizar el aporte de corriente del generador Eólico al bus DC, con la técnica de perturbación y observación.
Fotovoltaico	Permite visualizar el aporte de corriente del panel fotovoltaico al bus DC, con la técnica de incremental conductance.
Baterías	Se visualiza la forma de corriente en el banco de baterías, el cual determina cuando las baterías están aportando corriente al sistema (descarga) o cuando está recibiendo corriente (carga).
Load	Permite visualizar la corriente que consume la lámpara LED, y se determina cuando la lámpara se encuentra encendida o apagada.

(Fuente: Propia)

2.8.- Troubleshooting

SINTOMA	POSIBLES SOLUCIONES
Archivo no abre	<ul style="list-style-type: none"> Verificar que la versión de Matlab sea R2015b o mayor.
No se importa los archivos de datos a simular.	<ul style="list-style-type: none"> Verificar que sea un archivo en excel con formato xlsx.

	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar que el archivo que se esté importando, en cada hoja tenga el mismo número de filas y columnas.
No corre el programa	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar que se encuentre el powergui (tipo y tiempo de simulación). • Verificar el tiempo de simulación en la barra de herramientas dirigirse a Model Configuration Parameters, seleccionar solver, Type (Fixed Step), Solver (Ode1), Fixed step size (Ts1). • Verificar las variables de entrada, en Model Properties, call backs (Ts1=200e-6, w_wt0=0.03, Fnom=60, p=6).
Generador eólico no genera	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar que exista velocidad del viento. • Verificar que en el módulo de Wind Turbine, estén configurados los parámetros nominales. • Verificar en el generador en la pestaña parámetros en Mechine Constant, Specify (Voltage Constant), colocar el setting del voltaje esperado, en este caso 22
Algoritmo MPPT de eólico no funciona	<ul style="list-style-type: none"> • En el programa "DIARIO" las condiciones iniciales debe estar el D0=0.6 y el cont=150. • En el programa "MENSUAL" condiciones iniciales debe estar el D0=0.8 y el cont=150. • En el programa "ANUAL" condiciones iniciales debe estar el D0=0.65 y el cont=150. • Verificar el flujograma de P&O.
Panel Fotovoltaico no genera	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar que ingrese Irradiancia y temperatura. • Verificar dentro del bloque PV Array, en la pestaña Advanced que se encuentre un Time Constant de (Ts1*20) este tiempo debe ser múltiplo de la frecuencia electrónica y mucho más lento.
Algoritmo MPPT de solar no funciona	<ul style="list-style-type: none"> • En el programa "DIARIO" las condiciones iniciales debe estar el D0=0.5 y el cont=2600.

	<ul style="list-style-type: none"> • En el programa “MENSUAL” condiciones iniciales debe estar el $D0=0.5$ y el $cont=2100$. • En el programa “ANUAL” condiciones iniciales debe estar el $D0=0.5$ y el $cont=2100$. • Verificar el flujograma de Incremental Conductance.
El banco de baterías no proporciona 24VDC	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar el setting de la batería que se encuentre en 24VDC. • Verificar el lazo de control que se encuentre el setting 24VDC.
Lámpara LED no se prende	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar el control de la fotocelda en el SetPoint de Irradiancia se encuentre en un valor aproximado de 1000 en la simulación mensual y anual • Verificar que el porcentaje de carga sea optimo ($>40\%$)
Lámpara LED no se apaga	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar el control de la fotocelda en el SetPoin de Irradiance se encuentre en un valor aproximado de 10.

ANEXO ii
HOJA DE DATOS DEL FABRICANTE DE LA
LÁMPARA TIPO LED



Precio: €164,41 / unidad

Oferta: **€ 105,22** / unidad **36% off** 07h:34m:41s

Especificaciones del artículo

Nombre de la marca: JIN ZHI YANG GO
Certificación: CQC,CE,ROHS,EMC,LVD,CCC
Material del cuerpo: Aluminio
Características: COB Solar Street Light 80W
Fuente de luz: Bombillas LED
Finalizar: Cromo pulido
Estilo: Novedad
Uso: Industrial
LEDs: 2*40W bridgelux chip from America
material: Aluminum shell
Luminous Flux(Lm): 8000--8800lm
The rod diameter: 60mm
Input voltage: 12-24VDC

Tipo de artículo: Luces de Calle
Nivel de Protección: IP65
Garantía: 3 years
Número de modelo: GO-ST-80W-12-24VDC
¿Están las bombillas incluidas?: Sí
Tensión: 12V
Fuente de energía: Solar
Tipo de Base: Fc2
Consume watage: 80W
Beam angle: 120°
Colour rendering index(Ra): >80
Size: 570*240*65mm
Color: warm white/cool white/natural white

ANEXO iii

HOJA DE DATOS DEL FABRICANTE DE LA BATERIA DE GEL

12 Volt Deep Cycle GEL							Especificaciones generales
Referencia	Ah	V	Lxanxal mm	Peso kg	CCA @0°F	RES CAP @80°F	Tecnología: flat plate GEL Bornes: cobre, M8
BAT412550100	60	12	229x138x227	20	300	80	Capacidad nominal: 20 hr discharge at 25 °C Dur. de vida en flotación: 12 years at 20 °C Dur. de vida en ciclos: 500 ciclos en descarga 80% 750 ciclos en descarga 50% 1800 ciclos en descarga 30%
BAT412600100	66	12	258x166x235	24	360	90	
BAT412800100	90	12	350x167x183	26	420	130	
BAT412101100	110	12	330x171x220	33	550	180	
BAT412121100	130	12	410x176x227	38	700	230	
BAT412151100	165	12	485x172x240	48	850	320	
BAT412201100	220	12	522x238x240	66	1100	440	

11. Carga de la batería: mejor duración de vida mediante la carga adaptable en 4 etapas de Victron

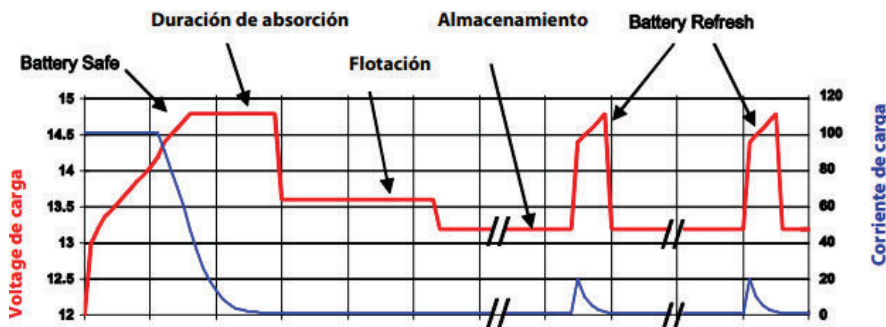
Victron Energy ha creado la carga adaptable en 4 etapas. Esta tecnología innovadora es resultado de muchos años de investigación y ensayos.

El método de carga adaptable de Victron elimina los 3 principales inconvenientes de la carga tradicional en 3 etapas:

- Función BatterySafe**
 Para evitar el gaseo excesivo, Victron ha inventado la función BatterySafe. La función BatterySafe reduce el aumento del voltaje de carga cuando se alcanza el voltaje de gaseo. Los estudios revelan que dicho procedimiento mantiene el gaseo interno a unos niveles sin peligro.
- Duración de absorción variable**
 El cargador Victron calcula la duración óptima de la fase de absorción en función de la duración de la fase de carga inicial (Bulk). Si la fase Bulk fue corta significa que la batería estaba poco descargada y la duración de absorción se reducirá automáticamente. Una fase de carga inicial más larga dará una duración de absorción también más larga.
- Función de almacenamiento**
 Una vez finalizada la fase de absorción, en principio, la batería está totalmente cargada y el voltaje se reduce hasta un nivel de mantenimiento (Flotación). A continuación, si no se utiliza la batería durante 24 horas, el voltaje se reduce aún más y el cargador de batería pasa al modo de "almacenamiento". Este voltaje de "almacenamiento" reduce al mínimo la oxidación de las placas positivas. Posteriormente, el voltaje aumentará en modo absorción una vez por semana para compensar la autodescarga (función Battery Refresh).

12. Carga en modo flotación: carga de mantenimiento con voltaje constante

Si una batería se descarga profundamente con poca frecuencia, es posible una curva de carga en dos etapas. Durante la primera fase, la batería se carga con una corriente constante pero limitada (fase "Bulk"). Una vez alcanzado un voltaje predeterminado, la batería se mantiene a este voltaje (fase de mantenimiento o "Flotación"). Este método de carga se utiliza en las baterías de arranque a bordo de vehículos y para los sistemas de alimentación sin cortes (onduladores).



15. Corriente de carga

Preferentemente, la corriente de carga no debe superar 0,2 C (20 A para una batería de 100 Ah). La temperatura de una batería aumentará más de 10°C si la corriente de carga es superior a 0,2 C. Así pues, la compensación de temperatura resulta indispensable para corrientes de carga superiores a 0,2 C.

ANEXO iv
HOJA DE DATOS DEL FABRICANTE DEL
PANEL FOTOVOLTAICO

Electrical Characteristics At STC for BYD 2BB Series:

Type	P_m	$*V_m$	$*I_m$	$*V_{oc}$	$*I_{sc}$
BYD220P6-30	220	28.29	7.80	36.18	8.40
BYD225P6-30	225	28.49	7.91	36.36	8.44
BYD230P6-30	230	28.67	8.02	36.75	8.50
BYD235P6-30	235	29.06	8.09	37.07	8.69
BYD240P6-30	240	29.55	8.12	37.54	8.90
BYD245P6-30	245	30.06	8.15	37.80	8.94
BYD250P6-30	250	30.40	8.22	38.00	8.98
BYD255P6-30	255	30.99	8.23	38.70	8.99

The other Characteristics of PV module:

1. Maximum system Voltage: 1000V
2. Application Class: Class A
3. PV module Structure dimension:
 - BYDP6-18: 1482×676×50;
 - BYDP6-30: 1640×992×50;
 - BYDP6-36: 1956×992×50;
4. Maximum fuse current rating: 15A
5. Specifications

5. Specifications

Cell: Polycrystalline silicon

Front glass: 3.2mm tempered glass

Frame: Anodized aluminium alloy

Junction box: IP65 rated

Number of bypass-diodes :

BYD P6-36, BYD P6-30: 6/3

BYD P6-18:4/2

Cables: 4mm² /12AWG

Connector: MC4/05-1/6-1394461-2 and 1394462-4, IP67

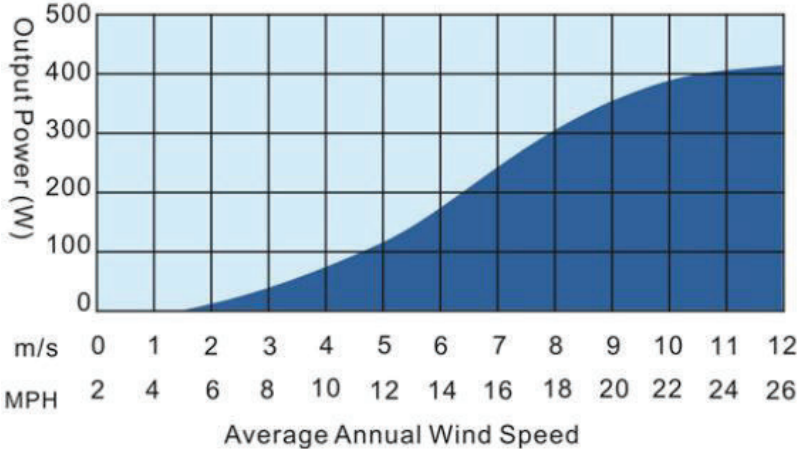
Remark: the above ele appropriate ctrical characters are only for reference.

ANEXO v
HOJA DE DATOS DEL FABRICANTE DEL
GENERADOR EÓLICO



MINI 5 Power Diagram

*Generated energy vary from different environment



Model

MIN5

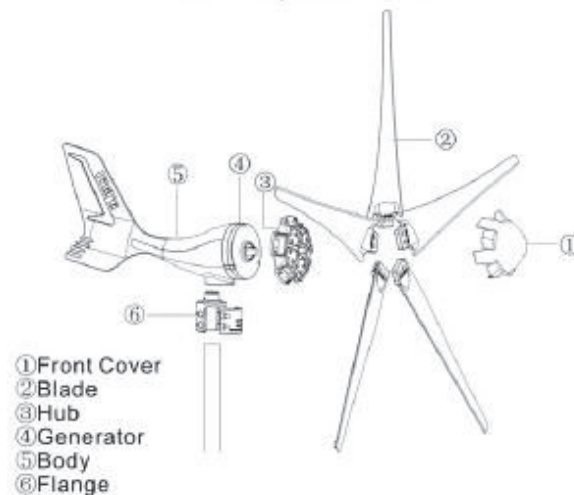
MINI5 Plus

External Controller

Internal Controller

Rated Output Power	400W
Maximum Outpower	520W
Rated Voltage	12V/24V
Rated Current	33A/16.7A
Rated Rpm	1200
Start-up Wind Speed	1.5M/S
Cut-in Wind Speed	2.0M/S
Rated Wind Speed	11M/S
Survival Wind Speed	35 M/S
Rotor Diameter	1.21M
Blades	5 Pcs
Working Temperature	-40°C~150°C
Noise	<52dB(Average Wind Speed Of 8m/s)
Type Of Generator	Three Phase Permanent Magnet
Body	Die-casting Aluminum
Material Of Blades	Nylon Fiber Glass
Controller	MPPT Controller
Overspeed Protection	Ele-Magnetic Breaking
Certificate	ISO9001:2008 CE RoHs SAA
Warranty	3 Years
N.W	9.9KG
G.W	11.6KG
Package:	770*410*200mm

MINI Exploded View



ANEXO vi

ALGORITMO PARA HALLAR EL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA EN EL SISTEMA EÓLICO

```
function Dd = MPPT_Eolico(V1,I1)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
persistent D0 V0 I0 cont
if isempty(D0)
    disp('Dprev si es cero')
    D0 = 0.65 %BIEN 0.8, ACTUAL 0.45
    V0 = 8
    I0 = 2
    cont=0
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
deltaD = 0.05;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
disp('INICIO PROGRAMA')
V0
V1
I0
I1
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if cont==150
    disp('CALCULO MMPPT EOLICO')
    cont=0;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
disp('Ingreso al algoritmo')
P_0=V0*I0 %Potencia old
P_1=V1*I1 %Potencia new
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
x=3; % ctes de Potencia Min
x1=400; % ctes de Potencia Max
if x<=P_0 && P_0<=x1 % Compruebo si la potencia old tiene valores
aceptables
    disp('Estan correcto los valores de POTENCIA OLD')
    P_0;
    if x<=P_1 && P_1<=x1 % Compruebo si la potencia new tiene valores
aceptables
        disp('Estan correcto los valores de POTENCIA NEW')
        P_1;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if P_0~=P_1
disp('Potencias Diferentes')
    if P_1>P_0
        if I1>I0
            disp('BAJA Delta I1>>I0 Lazol')
            Dd = D0 - deltaD;
            D0=Dd;
        elseif I1<I0
            disp('SUBE Delta I0>>I1 Lazol')
            Dd = D0 + deltaD;
            D0=Dd;
        end
    elseif P_1<P_0
        if I1>I0
```

```

disp('BAJA Delta I1>>I0 Lazo2')
Dd = D0 - deltaD;
D0=Dd;
elseif I1<I0
disp('SUBE Delta I0>>I1 Lazo2')
Dd = D0 + deltaD;
D0=Dd;
end
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
else
disp('Potencia New fuera del limite salgo del programa')
I1
V1
end
else
disp('Potencia Old fuera del limite salgo del programa')
I0
V0
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Actualizo valores para los voltajes y
corrientes%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
disp ('Actualizo datos')
V0 = V1
I0 = I1
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
else
disp ('No termina el conteo')
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Termina el contador%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
disp ('FIN')
cont=cont+1
Dd = D0
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
end

```

ANEXO vii

ALGORITMO PARA HALLAR EL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA EN EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

```

function Dd = MPPT_FOTOVOLTAICO(V1,I1)
%v1=round(V1);
%il=round(I1);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
persistent D0 V0 I0 cont contini
if isempty(D0)
    disp('Dprev si es cero')
    D0 = 0.5% CON 0.65 250W FUNCIONA MUY BIEN ultimo 0.58
    V0 = 30
    I0 = 8.5
    cont=0
    contini=0
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
deltaD = 0.05;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
disp('INICIO PROGRAMA FOTOVOLTAICO')
V0
v1=V1
I0
il=I1
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Inicio de Algoritmo Incremental Conductance%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%5
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Inserto contador%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if cont==2600%bien 2200 ultimo 2600
    disp('Ingreso al Algoritmo Fotovoltaico')
    cont=0;
    v1;
    V0;
    il;
    I0;
    DV=v1-V0 %Resta valor anterior menos el valor actual
    DI=il-I0
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% FILTRADO DE SENIAL 1%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
x=0.07; % ctes de Corriente min
xl=1; % ctes de Corriente max
y=0.03; % ctes de Voltaje min
yl=0.8; % ctes de Voltaje max
z=0.003;
if -xl<=DI && DI<=-x | DI==0 | x<=DI && DI<=x1 % Compruebo si corriente
tiene valores aceptables
    % (Solo coge el valor de la corriente si hay cambios del valor
anterior con el actual entre 1 y 5)
    disp('Estan correcto los valores de CORRIENTE sigo con el algoritmo
Fotovoltaico')
    il
    I0
    if -yl<=DV && DV<=-y | -z<=DV && DV<=z | y<=DV && DV<=y1 % Compruebo
si V tiene valores aceptables
    % (Solo coge el valor del Voltaje si hay cambios del valor anterior
con el actual entre 1 y 5)
    disp('Estan correcto los valores de voltaje Fotovoltaico')
    v1
    V0

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
    if DV==0 % El nuevo DV es V1-Vx y el Vx es el ultimo valor de
voltage que se guardo si entra al algoritmo
        if DI==0
            disp ('INGRESAR OTRO DATO Fotovoltaico')
        elseif DI>0
            disp('SUBE PWM2 Fotovoltaico')
            Dd = D0 + deltaD % Lado IZQUIERDO 1
            D0=Dd;
        elseif DI<0
            disp('BAJA PWM2 Fotovoltaico')
            Dd = D0 - deltaD;
            D0=Dd;
        end
        elseif i1+((DI/DV)*v1)==0
            V0=v1;
            I0=v1;
            disp ('HALLASTE EL MPP1 Fotovoltaico')
        elseif i1+((DI/DV)*v1)>0
            disp('BAJA PWM1 Fotovoltaico')
            Dd = D0 - deltaD;
            D0=Dd;
        elseif i1+((DI/DV)*v1)<0
            disp('SUBE PWM1 Fotovoltaico')
            Dd = D0 + deltaD % Lado IZQUIERDO 1
            D0=Dd;
        end
        %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%CONTINUACION DE FILTRO %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    else
        disp('Voltaje fuera del limite salgo del programa Fotovoltaico')
        v1
        V0
    end
    else
        disp('Corriente fuera del limite salgo del programa Fotovoltaico')
        i1
        I0
    end
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Actualizo valores para los voltajes y
corrientes%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    disp ('Actualizo datos Fotovoltaico')
    V0 = v1
    I0 = i1
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    else
        disp ('No termina el conteo Fotovoltaico')
    end
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%5Termina el contador%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    disp ('FIN FOTOVOLTAICO')
    cont=cont+1
    Dd = D0;
    end

```