



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

AUTORES:

Mullo Tarco Katty Maribel

Herrera Moreno Kléver Wladimir

TEMA:

“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO PARA PRUEBAS, DE UN GENERADOR HÍBRIDO A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (GENERADOR EÓLICO-FOTOVOLTAICO) PARA LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE EXTENSIÓN LATACUNGA.”

Director: Ing. Jiménez León, Mario

Codirector: Ing. Manjarrés Arias, Félix

LATACUNGA, ENERO 2015

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

CERTIFICADO

Ing. Jiménez León Mario (DIRECTOR)

Ing. Manjarrés Arias Félix (CODIRECTOR)

CERTIFICAN:

Que el trabajo titulado **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO PARA PRUEBAS, DE UN GENERADOR HÍBRIDO A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES PARA LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE EXTENSIÓN LATACUNGA”** fue realizado en su totalidad por el señorita y señor: **MULLO TARCO KATTY MARIBEL Y HERRERA MORENO KLÉVER WLADIMIR**, como requisito para la obtención del título de Ingeniero Electromecánico, el mismo que ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas en el Reglamento de Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Extensión Latacunga.

Debido a que constituye un trabajo de excelente contenido científico que ayudará a la aplicación de conocimientos y al desarrollo profesional, Sí recomiendan su publicación.

Latacunga, Enero del 2015.

Ing. Jiménez Mario
DIRECTOR

Ing. Manjarrés Félix
CODIRECTOR

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Nosotros:

Mullo Tarco Katty Maribel
Herrera Moreno Kléver Wladimir

DECLARAMOS QUE:

El proyecto de grado titulado “**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO PARA PRUEBAS, DE UN GENERADOR HÍBRIDO A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES PARA LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE EXTENSIÓN LATACUNGA**” ha sido desarrollado en base a una investigación profunda, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que consta al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

En tal virtud, declaramos la autenticidad de este contenido y para los efectos legales y académicos que se desprenden del presente proyecto de grado, es y será de nuestra autoría, responsabilidad legal y académica.

Latacunga, Enero del 2015.

Mullo Tarco Katty M.

C.C: 0503345902

Herrera Moreno Kléver W.

C.C. 0502371438

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN

Nosotros:

Mullo Tarco Katty Maribel

Herrera Moreno Kléver Wladimir

AUTORIZAMOS:

A la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Extensión Latacunga, la publicación en la Biblioteca Virtual y/o revistas de la institución nuestro trabajo **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO PARA PRUEBAS, DE UN GENERADOR HÍBRIDO A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES PARA LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE EXTENSIÓN LATACUNGA”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga, Enero del 2015.

Mullo Tarco Katty M.

C.C: 0503345902

Herrera Moreno Kléver W.

C.C. 0502371438

DEDICATORIA

Dedico a mis padres Marco y Piedad, a mi hermana Marjorie por ser el pilar fundamental en mi vida, por su apoyo constante y su perseverancia, por siempre seguir adelante a pesar de las adversidades que se han presentado y mantenernos unidos día a día consolidando nuestra familia.

Katty

Con todo mi cariño para mis padres Wilson y Narcisa que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, por inculcarme excelentes valores morales, y motivarme a lograr mis metas.

A mi hermana Johanna, por brindarme su apoyo.

Kléver

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por la vida que me regala día a día, a mi familia por estar siempre pendientes de mis logros, y a todos quienes han estado junto a mí en todo momento.

Agradezco también y de manera muy especial a mi compañero Kléver por su apoyo y constancia en el transcurso de toda nuestra carrera universitaria J.A.M. gracias por formar parte de mi vida.

Katty

Agradezco a Dios por brindarme una vida llena de aprendizaje, experiencias y sobre todo felicidad.

Además agradezco a mi compañera Katty, por darme su apoyo y confianza, durante el transcurso de mi carrera. J. A.

Y finalmente agradezco a toda mi familia por brindarme su apoyo incondicional en todo momento.

Kléver

Nuestro más sincero agradecimiento a la distinguida institución que nos acogió durante cinco años, la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Extensión Latacunga y todo su cuerpo docente, en especial a los ingenieros Mario Jiménez, Félix Manjarrés y Diego Ortiz por su aporte y guía en la elaboración del proyecto.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CARÁTULA	i
CERTIFICADO	ii
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	iii
AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvii
ANTECEDENTES.....	xix
RESUMEN.....	xx
SUMMARY	xxi
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	xxii
JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	xxiii
OBJETIVOS	xxiv
OBJETIVO GENERAL.....	xxiv
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	xxiv
CAPÍTULO I	1
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	1
1.1. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)	1
1.1.1. Energía Solar	3
1.1.2. Energía Eólica.....	11
1.2. Sistemas híbridos de generación de energía eléctrica	14
1.2.1. Configuración de instalaciones de sistemas híbridos	15

1.3.	Sistema híbrido autónomo eólico-fotovoltaico	16
1.3.1.	Generador Fotovoltaico	17
1.3.2.	Generador Eólico	24
1.3.3.	Baterías.....	32
1.3.4.	Regulador de carga.....	35
1.3.5.	Inversores	37
1.3.6.	Cableado.....	39
1.3.7.	Protecciones eléctricas	40
1.4.	Sistema de adquisición de datos	41
1.4.1.	Sensores	43
1.4.2.	DAQ	45
1.4.3.	Software Labview	46
1.5.	Motores a pasos.....	47
1.6.	Software de diseño mecánico	47
CAPÍTULO II	49
2.	DISEÑO Y SELECCIÓN	49
2.1.	Dimensionamiento del Sistema Híbrido (Eólico-Fotovoltaico).....	50
2.1.1.	Las condiciones de sol y viento existentes en el emplazamiento.....	50
2.1.2.	La potencia que se desea instalar	61
2.1.3.	Tipo de sistema.....	63
2.1.4.	Voltaje nominal del sistema.....	63
2.2.	Dimensionamiento y selección de los componentes del sistema híbrido (eólico-fotovoltaico)	63
2.2.1.	Selección de los paneles fotovoltaicos	64
2.2.2.	Selección del aerogenerador.....	66

2.2.3. Dimensionamiento y selección del acumulador	69
2.2.4. Dimensionamiento y selección del regulador de carga.....	72
2.2.5. Dimensionamiento y selección del inversor	74
2.3. Diseño Mecánico.....	76
2.3.1. Criterios de Diseño.....	76
2.3.2. Diseño y selección de la torre del aerogenerador.....	79
2.3.3. Diseño y selección del tipo de estructura de soporte del generador fotovoltaico.....	93
2.3.4. Selección del Motor Paso a Paso.....	97
2.4. Diseño Eléctrico	99
2.4.1. Selección del calibre de los conductores que transportan corriente ..	99
2.4.2. Selección de protecciones.....	103
2.5. Diseño electrónico.....	103
2.5.1. Divisor de voltaje para medir voltaje de los paneles fotovoltaicos....	103
2.5.2. Sensor de corriente continua.....	105
2.6. Diseño del HM.....	107
2.6.1. Funciones del HMI:	108
2.6.2. Diagrama de bloques	108
2.6.3. Diagrama de secuencia del HMI.....	109
2.6.4. Procedimiento para realizar las pruebas en el HMI	111
CAPÍTULO III	120
3. CONSTRUCCIÓN E IMPLEMENTACIÓN	120
3.1. Construcción e implementación de las estructuras mecánicas de los generadores.	120
3.1.1. Estructura metálica soporte de los paneles fotovoltaicos.....	120
3.1.2. Estructura metálica soporte del aerogenerador.	122

3.2.	Instalación del sistema eléctrico	127
3.2.1.	Conexión del aerogenerador y paneles al módulo principal.....	127
3.2.2.	Conexión del controlador de carga, el inversor y la batería al módulo principal.	128
3.2.3.	Conexión del anemómetro	129
3.3.	Implementación del tablero de conexiones de los equipos y de los circuitos de acondicionamiento de señales.	130
CAPÍTULO IV.....		131
4.	PRUEBAS Y RESULTADOS.....	131
4.1.	Prueba de conexión de la tarjeta DAQ NI-6009.....	132
4.2.	Prueba de funcionamiento del software: interface HMI en LabView	134
4.2.1.	Giro de los paneles fotovoltaicos.....	134
4.2.2.	Adquisición de datos de los paneles fotovoltaicos.....	136
4.2.3.	Adquisición de datos del aerogenerador	139
4.3.	Pruebas de funcionamiento mecánico de los generadores	140
4.3.1.	Prueba de funcionamiento mecánico de los paneles fotovoltaicos: movimiento de azimut	140
4.3.2.	Prueba de funcionamiento mecánico del aerogenerador.....	143
4.4.	Pruebas de funcionamiento eléctrico de los generadores	144
4.4.1.	Pruebas del funcionamiento eléctrico de los paneles fotovoltaicos..	144
4.4.2.	Pruebas del funcionamiento eléctrico del aerogenerador	146
4.5.	Prueba de funcionamiento del sistema de generación híbrido.....	148
4.5.1.	Prueba del funcionamiento regulador de carga	149
4.5.2.	Prueba de entrada de potencia al regulador de carga	149
4.5.3.	Prueba del funcionamiento de inversor y batería.....	150
4.6.	Alcances y limitaciones del generador híbrido (eólico-fotovoltaico) .	151

4.6.1. Alcances	151
4.6.2. Limitaciones	152
4.7. Análisis técnico económico	152
4.8. Prácticas de laboratorio.....	154
CAPÍTULO V	175
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	175
5.1. CONCLUSIONES.....	175
5.2. RECOMENDACIONES.	177
BIBLIOGRAFÍA.....	178
ANEXOS	182

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: (a) Entorno Urbano, (b) Entorno Rural	1
Figura 1.2: Clasificación de las energías renovables	2
Figura 1.3: (a) Colector solar, (b) Célula solar	3
Figura 1.4: Componentes de radiación solar	4
Figura 1.5: Movimiento de la Tierra alrededor del sol	5
Figura 1.6: Energía eólica.....	12
Figura 1.7: Parque eólico.....	13
Figura 1.8: Sistema híbrido	15
Figura 1.9: Sistema híbrido aislado.....	15
Figura 1.10: Sistema híbrido con inyección a la red.....	16
Figura 1.11: Sistema híbrido eólico-fotovoltaico.....	17
Figura 1.12: Celda solar.....	18
Figura 1.13: Esquema eléctrico equivalente	19
Figura 1.14: Representación esquemática del efecto fotovoltaico.....	20
Figura 1.15: Parámetros eléctricos y punto de máxima potencia	21
Figura 1.16: Efectos de la irradiancia sobre el desempeño del generador FV.....	21
Figura 1.17: Efecto de la temperatura sobre el generador FV.....	22
Figura 1.18: Panel fotovoltaico.....	23
Figura 1.19: Motor eólico	25
Figura 1.20: Ley de Betz.....	26
Figura 1.21: Rotores con menos palas alcanzan su máxima eficacia a velocidades de rotación más altas.	28
Figura 1.22: Partes del aerogenerador	30
Figura 1.23: Baterías de descarga profunda.....	33
Figura 1.24: Conexiones de las baterías.....	34
Figura 1.25: Regulador de carga híbrido.....	36
Figura 1.26: Inversores	37
Figura 1.27: Diagrama de bloques de un inversor genérico	37
Figura 1.28: Cableado	39
Figura 1.29: Gabinetes metálicos de protecciones eléctricas.....	41

Figura 1.30: Sistema de adquisición de datos.....	42
Figura 1.31: (a) Transformador de voltaje, (b) Divisor de voltaje.....	43
Figura 1.32: Sensor de efecto hall ACS712	44
Figura 1.33: Anemómetro de cazoletas	44
Figura 1.34: Piranómetro	45
Figura 1.35: Tarjeta de adquisición de datos	46
Figura 1.36: Módulos estándares en SolidWorks.....	48
Figura 2.1: Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico.....	49
Figura 2.2: Provincia de Cotopaxi	61
Figura 2.3: Panel Fotovoltaico Exmork	65
Figura 2.4: Rotor a barlovento	66
Figura 2.5: Rotor a sotavento	67
Figura 2.6: Aerogenerador.....	68
Figura 2.7: Batería de Pb-Ca.....	72
Figura 2.8: Regulador de carga	73
Figura 2.9: Inversor DC/AC.....	75
Figura 2.10: Torre de celosía.....	80
Figura 2.11: Torre de hormigón	81
Figura 2.12: Torre escalonada	81
Figura 2.13: Torre tubular	82
Figura 2.14: Simulación de la aplicación de la fuerza del viento a las aspas del aerogenerador	88
Figura 2.15: Modelado de la torre del aerogenerador	89
Figura 2.16: Cálculo del desplazamiento horizontal en ANSYS	90
Figura 2.17: Deformación elástica equivalente	91
Figura 2.18: Factor de seguridad análisis estático	92
Figura 2.19: Estructura ajustable	96
Figura 2.20: Divisor de voltaje	104
Figura 2.21: Ecuación de la recta	104
Figura 2.22: (a) Sensor de efecto hall, (b) Curva de operación.....	106
Figura 2.23: Transformador de voltaje	106
Figura 2.24: Transformador de corriente.....	107

Figura 2.25: Driver de control de los motores a pasos	107
Figura 2.26: Diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos	108
Figura 2.27: Diagrama de flujo del HMI del Módulo híbrido eólico-fotovoltaico	110
Figura 2.28: Pantalla de inicio	111
Figura 2.29: Ventana de contraseña	111
Figura 2.30: Pantalla DE pruebas Al generador fotovoltaico	112
Figura 2.31: Pantalla de posicionamiento de los paneles	113
Figura 2.32: Adquisición de datos de parámetros eléctricos de paneles FV	115
Figura 2.33 Adquisición de datos para obtener curvas características	115
Figura 2.34: Presentación de las curvas de los paneles fotovoltaicos.....	116
Figura 2.35: Pantalla de análisis de las curvas de los paneles fotovoltaicos.....	117
Figura 2.36: Pantalla de pruebas del aerogenerador	117
Figura 2.37: Pantalla de adquisición de datos del aerogenerador	118
Figura 2.38: Presentación de las curvas características del aerogenerador	119
Figura 2.39: Contraste de la curva característica del aerogenerador	119
Figura 3.1: Estructura metálica del panel solar	121
Figura 3.2: Pernos de expansión	121
Figura 3.3: Estructura metálica del panel solar	122
Figura 3.4: Torre del aerogenerador	122
Figura 3.5: Base	123
Figura 3.6: Base de la torre del aerogenerador.....	123
Figura 3.7: Base de concreto del aerogenerador	124
Figura 3.8: Estructura soporte de los tensores.....	124
Figura 3.9: Aerogenerador	125
Figura 3.10: a) Buje de hierro fundido, b) Aspas.....	125
Figura 3.11: Varilla de cola del aerogenerador	126
Figura 3.12: Aerogenerador ensamblado.....	126
Figura 3.13: Torre tubular del aerogenerador	127

Figura 3.14: Canastilla soporte del cableado	127
Figura 3.15: Cableado del aerogenerador y paneles	128
Figura 3.16: Conexión de los equipos.....	129
Figura 3.17: Anemómetro	129
Figura 3.18: Módulo de conexión de los equipos	130
Figura 3.19. Módulo de acondicionamiento de señales	130
Figura 4.1: Acceso al programa NI MAX.....	132
Figura 4.2: Localización tarjeta DAQ NI-6009	132
Figura 4.3: Estado de la tarjeta DAQ NI-6009.....	133
Figura 4.4: Ventana Test Panel	133
Figura 4.5: Ajuste de la posición del panel fotovoltaico “A”	134
Figura 4.6: Ajuste de la posición del panel fotovoltaico “B”.	135
Figura 4.7: Verificación del movimiento de los paneles fotovoltaicos	135
Figura 4.8: Adquisición de datos de los parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos	136
Figura 4.9: Datos obtenidos de entrada de corriente y voltaje del panel fotovoltaico “A”	137
Figura 4.10: Gráfica de error de la entrada de voltaje del Panel FV al software HMI.....	138
Figura 4.11: Gráfica de error de la entrada de corriente del Panel FV al software HMI.....	139
Figura 4.12: Posiciones del panel fotovoltaico según el ángulo de inclinación	141
Figura 4.13: Grafica de error en el movimiento en azimut.....	143
Figura 4.14: Aplicación del freno mecánico del aerogenerador.....	144
Figura 4.15: Conexión para la prueba de parámetros eléctricos	145
Figura 4.16: Datos de generación del aerogenerador	147
Figura 4.17: Accionamiento del Manual Brake.....	147
Figura 4.18: Conexión total del sistema de generación híbrido	148
Figura 4.19: Valores de potencia de entrada al inversor a una velocidad de 6 m/s y 1100 W/m ²	150
Figura 4.20: Pantalla del inversor (DC/AC)	150

Figura 4.21: Curvas características (Corriente vs. Voltaje y Potencia vs. Voltaje) de un panel fotovoltaico.	155
Figura 4.22: Conexión de un solo panel FV al módulo de pruebas	157
Figura 4.23: Pantalla principal de pruebas a paneles fotovoltaicos	157
Figura 4.24: Pantalla de ajuste de la posición de los paneles fotovoltaicos.....	158
Figura 4.25: Pantalla de adquisición de datos de paneles fotovoltaicos.....	159
Figura 4.26: Curvas característica de un panel fotovoltaico	160
Figura 4.27: Curvas característica de dos paneles fotovoltaicos conectados en serie.....	164
Figura 4.28: Curvas característica de dos paneles fotovoltaicos conectados en paralelo.	166
Figura 4.29: Curvas característica de un panel fotovoltaico a cuatro diferentes radiaciones solares.	168
Figura 4.30: Curvas característica de dos panel fotovoltaico conectados en serie, a tres diferentes radiaciones solares.	169
Figura 4.31: Curvas característica de dos panel fotovoltaico conectados en paralelo, a cuatro diferentes radiaciones solares.	169
Figura 4.32: Curva característica del aerogenerador	173

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Coeficiente de fricción de varias características de terreno	29
Tabla 2.1: Insolación global mensual de la ciudad de Latacunga	51
Tabla 2.2: Insolación Global promedio por zonas del Ecuador	52
Tabla 2.3: Valores de insolación o radiación solar global.....	52
Tabla 2.4: Insolación global mensual en el plano inclinado (10°) en la zona de Latacunga.....	59
Tabla 2.5: Velocidad Media Anual	61
Tabla 2.6: Calificación de Alternativas de los Módulos Fotovoltaicos.....	64
Tabla 2.7: Calificación de alternativas del tipo de aerogenerador a instalar	67
Tabla 2.8: Especificaciones Técnicas	68
Tabla 2.9: Calificación de alternativas del tipo de batería a instalar	71
Tabla 2.10: Especificaciones Técnicas para las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos	78
Tabla 2.11: Especificaciones Técnicas para la torre del aerogenerador	79
Tabla 2.12: Calificación de alternativas del tipo de torre a implementar	82
Tabla 2.13: Coeficiente de resistencia C_D que ofrece el cilindro al paso del cilindro según la relación L/D del cilindro.....	84
Tabla 2.14: Tabla de características de los pernos de expansión	92
Tabla 2.15: Calificación de alternativas de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos	94
Tabla 2.16: Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2,000 V nominales y 60 °C a 90 °C.....	101
Tabla 4.1: Datos registrados de la prueba de adquisición de datos de voltaje y corriente de los paneles fotovoltaicos.....	137
Tabla 4.2: Datos registrados en la prueba 1 de azimut	141
Tabla 4.3: Datos registrados en la prueba 2 de azimut	142
Tabla 4.4: Datos registrados en la prueba 3 de azimut	142

Tabla 4.5: Datos registrados de la prueba de parámetros eléctricos del panel FV.	145
Tabla 4.6: Valores de entrada de voltaje y corriente al regulador de carga.....	149
Tabla 4.7: Resumen de costos totales del proyecto.....	153
Tabla 4.8: Valores de resistencia utilizados en la práctica	158
Tabla 4.9: Datos obtenidos de la prueba a un panel fotovoltaico	159
Tabla 4.10: Datos obtenidos de la prueba a dos paneles fotovoltaicos conectados en serie	163
Tabla 4.11: Datos obtenidos de la prueba a dos paneles fotovoltaicos conectados en Paralelo.....	165
Tabla 4.12: Resumen de los valores obtenidos en los casos estudiados...	167
Tabla 4.13: Resumen de datos obtenidos en la prueba a varias radiaciones solares	170
Tabla 4.14: Datos obtenidos de la prueba a un panel fotovoltaico aplicando sombra.....	171

ANTECEDENTES

Durante la última década del siglo XX las ERNC empiezan a tener desarrollos sustanciales, constituyéndose actualmente como la alternativa para el futuro de la generación eléctrica, además nace el interés por la preservación del planeta para evitar la contaminación por los gases emitidos de CO₂ de las diferentes generadoras de energía que utilizan combustibles fósiles, orientándose a apoyar el desarrollo sostenible y disminuyendo así la amenaza ambiental, a pesar de que represente una gran inversión de capital. Por lo que son los países del primer mundo los pioneros en invertir gran cantidad de recursos en el desarrollo de estas tecnologías.

Alrededor del planeta el desarrollo de dichas energías varían mucho entre la regiones por depender en gran medida de los recursos naturales disponibles, esto si bien es un limitante, no es un factor que impida la generación eléctrica; indicando así que el desarrollo que han tenido estas energías, en las últimas décadas las ha hecho competitivas y viables para cualquier medio y condición. El Ecuador es un país que se encuentra incursionando en las energías renovables no convencionales, a cargo de la Dirección Nacional de Energía Renovable que tiene como objetivo principal el fomentar el desarrollo de dichas tecnologías de generación eléctrica.

Debido a esto las diferentes universidades del país han empezado a contribuir en el estudio de esta área de la energía, incentivadas por los diferentes programas de investigación que ha planteado el Gobierno Nacional por fomentar el uso de Energías Renovables, y el cuidado del medio ambiente evidenciando el compromiso con la sustentabilidad y sostenibilidad de los recursos, así como con las generaciones futuras.

En ese sentido, la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE extensión Latacunga está procurando fomentar la formación de profesionales con conocimientos en generación eléctrica, así como el uso de energías renovables no convencionales, llevando adelante una serie de proyectos como el “Módulo híbrido a base de ERNC” que permitirán alcanzar el objetivo.

RESUMEN

El presente proyecto consiste en el: “Diseño e implementación de un módulo didáctico para pruebas, de un generador híbrido a base de energías renovables no convencionales (generador eólico - fotovoltaico) para la Universidad de las Fuerzas Armadas Espe extensión Latacunga”. El equipo se compone de dos paneles fotovoltaicos montados cada uno en su respectiva estructura móvil que permitirá posicionar el panel FV en dirección al sol; un aerogenerador montado en una torre de 6 metros de alto empotrada a la terraza; un controlador de carga, una batería y un inversor ubicados en una cubierta, todo esto implementado en la terraza del bloque “C” de la Universidad para conjuntamente formar el laboratorio de energías renovables no convencionales. En este proyecto se aprovecharán los instrumentos de medida de voltaje, corriente, y velocidad del viento para verificar las características del funcionamiento del generador eólico así como también del generador fotovoltaico y obtener las curvas características utilizando un software HMI diseñado en el programa LabView. El sistema se complementa mediante un equipo de adquisición de datos utilizando una DAQ 6009, para posteriores análisis y la realización de diferentes prácticas de laboratorio.

Palabras clave. Módulo didáctico para pruebas, generador eólico y fotovoltaico, prácticas de laboratorio, instrumentos de medida, curvas características.

SUMMARY

This project consists of: "Design and implementation of an educational module for testing, a hybrid generator based on non-conventional renewable energy (wind – photovoltaic generator) for the University of the Army Forces Espe Latacunga extension. The equipment consists of two photovoltaic panels mounted each one in their respective mobile structure that will position the photovoltaic panel towards the sun; a wind turbine mounted on a tower of 6 meters high ground to the terrace; a charge regulator, a battery and an inverter located in a deck, all implemented on the terrace of the block "C" of the University to jointly form the laboratory of unconventional renewable energy. In this project, will take advantage of the instruments for measuring voltage, current, and wind speed are used to verify the performance characteristics of the wind generator as well as the photovoltaic generator and get the characteristic curves using an HMI software designed in the LabView program. The system is complemented by a computer data acquisition using a DAQ 6009, for further analysis and implementation of different labs.

Keywords. Educational Module for testing, wind and photovoltaic generator, laboratory, measuring instruments, characteristic curves.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE extensión Latacunga, no existen laboratorios de Energías Renovables no Convencionales, por lo que se ve la necesidad de crearlos para que los estudiantes tengan una mejor comprensión y puedan fortalecer sus conocimientos en esta línea de estudio con aplicaciones prácticas. Planteando así elementos de juicio para promover el desarrollo de dichas tecnologías, considerando la variable ambiental. Constituyéndose como una complementación a proyectos de titulación anteriores que analizaron la incidencia de incorporar energías renovables no convencionales al mercado eléctrico ecuatoriano.

JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En el Ecuador el gobierno nacional ha generado políticas, para incentivar la inversión privada y motivar la construcción de centrales a base de Energías Renovables No Convencionales, además de las centrales de generación hidráulica (proyectos emblemáticos), con el propósito de lograr la diversificación de la matriz energética, y satisfacer los conceptos de seguridad y suficiencia.

En este contexto se crea la necesidad que los profesionales que se forman en el sector de la energía, sean capacitados en el área de conocimientos de Energías Renovables no convencionales, con la finalidad de ser competitivos en el mundo laboral y satisfacer las necesidades de las problemáticas nacionales en este sector.

El proyecto tiene la finalidad de proporcionar a los estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE extensión Latacunga, un módulo didáctico de generación de energía eléctrica híbrido para efectuar pruebas de generadores a base de tecnología eólica y fotovoltaica, con el propósito de conseguir un conocimiento más profundo de las energías no convencionales, también llamadas energías limpias.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar e implementar un módulo didáctico de generación de energía eléctrica híbrido a base de energías renovables no convencionales (generador eólico-fotovoltaico) para la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE Extensión Latacunga.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar el estado del arte respecto al estudio, diseño y construcción.
- Dimensionar y seleccionar los equipos de generación, instrumentación y adquisición de datos, para la implementación del módulo híbrido de ERNC.
- Diseñar y construir la estructura de soporte de los sistemas de generación, eólico y fotovoltaico.
- Ensamblar los equipos de generación eólica y fotovoltaica para la obtención de energía eléctrica aprovechando recursos naturales (viento y la radiación solar).
- Diseñar e implementar una interfaz por computador amigable para facilitar el entendimiento e interpretación de datos por parte de los usuarios.
- Elaborar guías de laboratorio para efectuar prácticas y demostrar el funcionamiento teórico de estas tecnologías de generación.

CAPÍTULO I

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

El aprovechamiento por el hombre de las fuentes de energía renovable, entre ellas la energía solar, eólica e hidráulica, es muy antigua; desde muchos siglos antes de nuestra era ya se utilizaban y su empleo continuó durante toda la historia hasta la llegada de la "Revolución Industrial", en la que, debido al bajo precio del petróleo, fueron abandonadas.

Durante los últimos años, debido al incremento de los problemas medioambientales, principalmente con la generación de gases de efecto invernadero, que provocan un peligroso calentamiento global del planeta por la explotación de los combustibles fósiles y sus derivados, y la crisis energética mundial que aparece en la actualidad como un problema social de los más preocupantes; dentro de un panorama energético y de sostenibilidad se está asistiendo a un renacer de las ERNC, para disminuir la contaminación.

Esta situación se hace mundial y favorece el uso de las energías renovables, no solamente por el potencial todavía no explotado que presentan, sino también por permitir el acceso a un modo de energía limpia en entornos urbanos y rurales como se observa en la Figura 1.1. [1]



Figura 1.1: (a) Entorno Urbano, (b) Entorno Rural

Fuente: Autoconsumo de energía-web.ing.puc.cl

Las energías renovables son inagotables, limpias y se pueden utilizar de forma auto gestionada ya que se pueden aprovechar en el mismo lugar en que se producen; además tienen la ventaja adicional de complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas. Por ejemplo, la energía solar fotovoltaica suministra electricidad en los días despejados que por lo general son con poco viento debido al dominio del anticiclón, mientras que en los días fríos y ventosos, frecuentemente nublados, son los aerogeneradores los que pueden producir mayor energía eléctrica.

Del abanico de recursos renovables disponibles, la energía solar se utiliza cada vez en mayor escala. La razón es que el sol es el mayor productor de energía que existe en nuestro sistema planetario; a continuación en la Figura 1.2 se muestra la clasificación de las energías renovables.

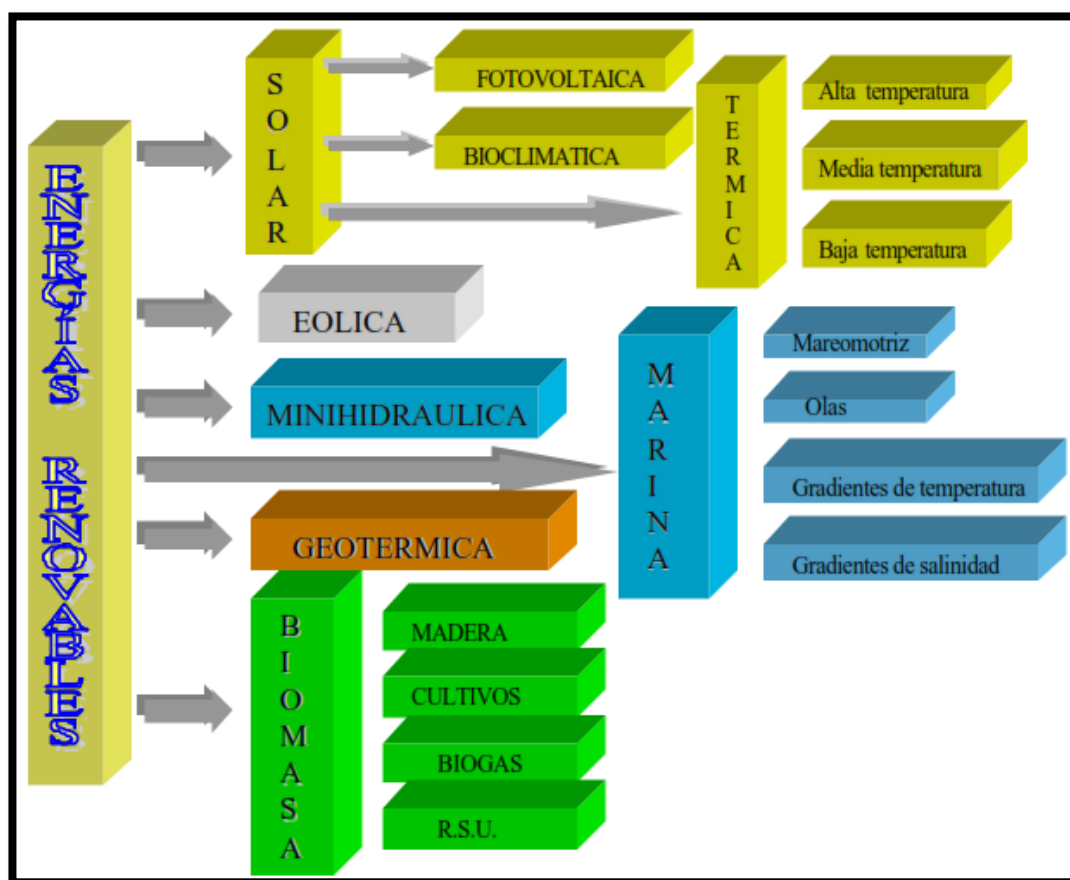


Figura 1.2: Clasificación de las energías renovables

Fuente: www2.uca.es/grup-invest/JustificacionEnergiasRenovables

1.1.1. Energía Solar

Es la energía radiante procedente del sol, que llega a la superficie de la Tierra. El potencial energético es variable, en función de la hora, del día, época del año y situación atmosférica. [2] La cantidad de energía emitida puede aprovecharse mediante la absorción de ésta a través de diversos mecanismos.

Las formas de aprovechamiento pueden englobarse en dos grandes grupos: térmicos y fotovoltaicos. Los primeros transforman la energía solar en energía térmica (calentando aire, agua u otras sustancias), mediante los captadores o colectores térmicos (Figura 1.3 a). Los segundos transforman la energía solar en energía eléctrica, aprovechando el efecto fotovoltaico, en las denominadas células solares o fotovoltaicas (Figura 1.3 b). [2]

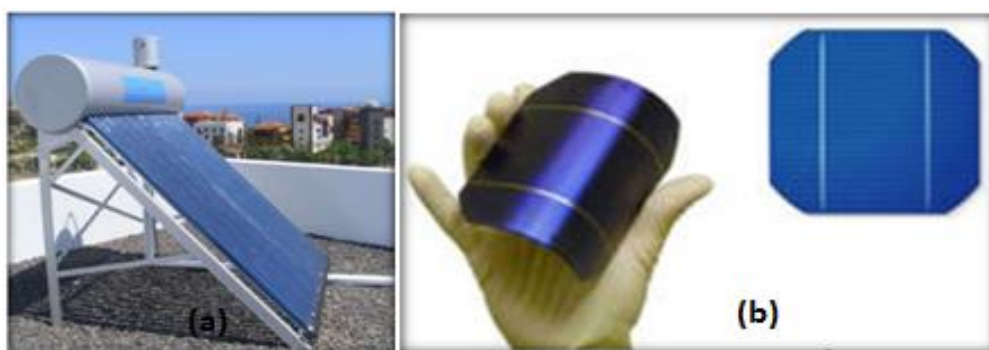


Figura 1.3: (a) Colector solar, (b) Célula solar

Fuente: www.technologyreview.es

a. Radiación solar

La energía de la radiación solar que se recibe en una superficie determinada en un instante se conoce como irradiancia y se mide en W/m^2 y la energía radiante que incide en una superficie dada por un periodo de tiempo, es la insolación y se mide en Wh/m^2 . Ambas cantidades varían a lo largo del día, presentan variaciones estacionales, y también son función de la latitud. [3]

b. Radiación solar y métodos de cálculo

Antes de llegar a la superficie de la tierra, la radiación es reflejada al entrar en la atmósfera por la presencia de las nubes, el vapor de agua, etc., y dispersada por las moléculas de agua, el polvo en suspensión. Debido a esto, la radiación solar que llega a la superficie terrestre procede de tres componentes como se puede observar en la Figura 1.4:

- **Radiación directa (B):** Formada por los rayos que provienen directamente del sol, es decir, que no llegan a ser dispersados.
- **Radiación difusa (D):** Procede de toda la bóveda celeste, excepto la que llega del sol, y está originada por los efectos de dispersión mencionados anteriormente.
- **Radiación del albedo (R):** Procedente del suelo, se debe a la reflexión de parte de la radiación incidente sobre montañas, lagos, edificios, etc. Depende muy directamente de la naturaleza de estos elementos.
- La suma de estos tres componentes da lugar a la **radiación global (G)**, que se determina: $G = B + D + R$. [4]

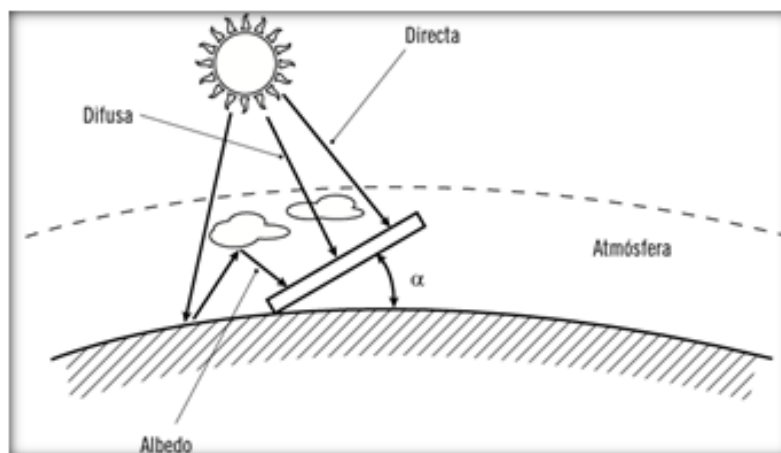


Figura 1.4: Componentes de radiación solar

Fuente: Replanteo y funcionamiento de instalaciones solares fotovoltaicas

c. Cálculo de la irradiancia

Existe otro factor, aparte de las condiciones atmosféricas, que determina la radiación solar sobre un captador, por ende su irradiancia; este es el movimiento aparente del sol a lo largo del día y del año.

La Tierra describe un movimiento de traslación alrededor del sol que sigue una trayectoria en forma de elipse. La línea imaginaria que representa la órbita descrita se llama elíptica. En este movimiento el eje de rotación terrestre forma un ángulo de 23.45° , conocido como declinación, con la perpendicular al plano de la elíptica y varía entre -23.45° en invierno, a 23.45° en verano como muestra la Figura 1.5.

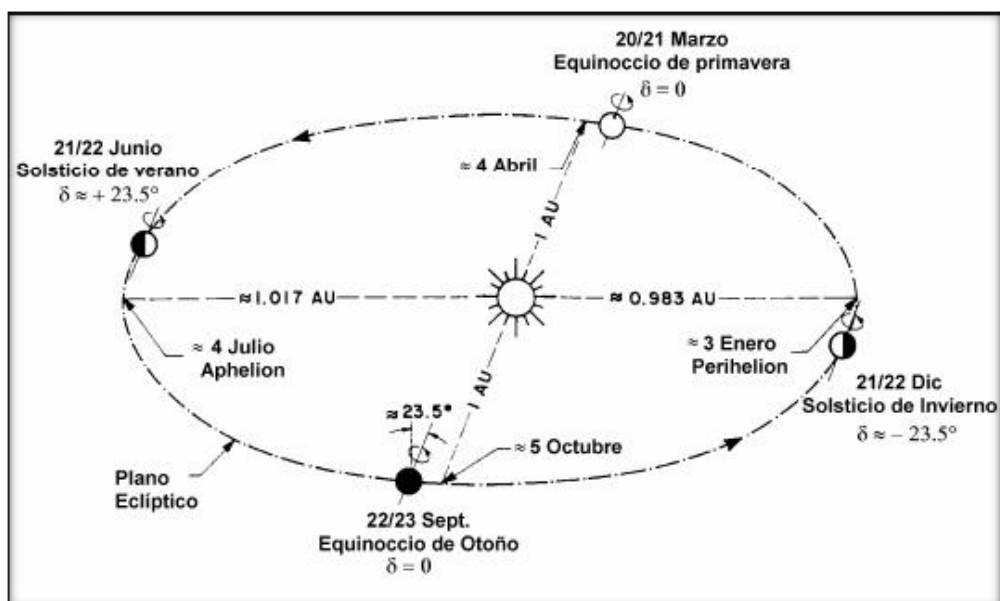


Figura 1.5: Movimiento de la Tierra alrededor del sol

Fuente: <http://www.monografias.com>

La posición del sol es fundamental debido a que determina la irradiancia solar en la superficie terrestre, por ende, la determinación de este factor es de vital importancia para el cálculo posterior de radiación global. Para determinar la posición de sol se utiliza dos sistemas de coordenadas centradas en el observador: Coordenadas horarias y coordenadas horizontales.

➤ **Coordenadas horarias**

1. **La declinación solar (δ_s):** Posición angular del sol al mediodía solar con respecto al plano del Ecuador terrestre.
2. **El ángulo horario solar (ω_s):** Desplazamiento angular del sol sobre el plano de la trayectoria solar. El origen del ángulo horario es el mediodía solar y cada hora equivale a 15° .

La determinación de las coordenadas horarias es muy fácil hacerlo debido a que la declinación depende, tan solo, del día del año y del ángulo horario de la hora. Para obtener estos valores hay que calcular la hora solar a partir de:

$$\text{hora solar} = \text{hora solar local} + 4(\text{min}/^\circ)(L_{ref} - L_{loc}) + \Delta t \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde:

L_{ref} = Longitud geográfica del meridiano de referencia ($^\circ$).

L_{loc} = Longitud del meridiano local ($^\circ$).

Debido a que el sol se adelanta y retrasa respecto a la hora solar media, hay que corregirla mediante la ecuación de tiempo:

$$\Delta t (\text{min}) = 9,87 \sin B^2 - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B \quad \text{Ec. 1.2}$$

Donde:

$$B(^\circ) = \frac{360(J - 81)}{364}$$

Ec. 1.3

J = corresponde al día juliano del año (1-365).

Una vez conocida la hora solar se procede a calcular el ángulo horario mediante la siguiente fórmula:

$$\omega_s = (\text{hora solar} - 12h) \times 15^\circ$$

Ec. 1.4

Donde:

ω_s = Es el ángulo horario y resulta (-) en las mañanas y (+) en las tardes.

Para el cálculo de la declinación del sol se utiliza la siguiente fórmula:

$$\delta_s = 23,45 \times \sin\left(360 \times \frac{284 + J}{365}\right)$$

Ec. 1.5

Donde:

δ_s = Es la declinación del sol

J = Es el día juliano del año

➤ **Coordenadas horizontales.**

1. **La altura solar (h_s):** Ángulo que forma la radiación solar directa y el plano horizonte.
2. **El azimut solar (a_s):** Ángulo que forma la radiación solar directa y el meridiano del observador. El origen de azimuts es el mediodía solar.

Para el cálculo de las coordenadas horizontales se debe partir de las coordenadas horarias, por tanto la altura solar (h_s) será:

$$\begin{aligned} \sin(h_s) &= \sin \phi * \sin \delta_s + \cos \phi * \cos \delta_s * \cos \omega_s \\ \sin(a_s) * \sin(h_s) &= \cos \phi * \sin \omega_s \end{aligned}$$

Ec. 1.6

Donde:

h_s = Es la altura solar.

δ_s = Es la declinación solar.

\emptyset = Es la latitud del lugar.

ω_s = Es el ángulo horario.

a_s = Es el azimut solar.

d. Irradiación en el plano horizontal

Para el cálculo de irradiación en cualquier plano horizontal en la superficie terrestre, se debe primeramente analizar la irradiancia que incide a lo largo de un día sobre un plano tangente a la superficie del planeta exterior a la atmósfera, llamada irradiación extraterrestre.

La irradiancia de la constante solar es perpendicular al sol, y el ángulo que forma los rayos solares con el plano tangente varía diariamente y anualmente debido al constante movimiento del sol, por tanto, se afirma que ambas magnitudes están relacionadas directamente y que la irradiancia incidente en el plano tangente es siempre menor o igual a la constante solar. Matemáticamente, la irradiancia extraterrestre, se expresa de la siguiente forma:

Ec. 1.7

$$I_{s0}^e = S_s * F_{TS} \cos(\theta_z) = S_s * \sin h_s$$

$$I_{s0}^e = S_s * F_{TS} * \sin(\sin \emptyset * \sin \delta_s + \cos \emptyset * \cos \delta_s * \cos \omega_s)$$

Donde:

S_s = Es la constante solar que es aproximadamente 4,9256 J/m².

F_{TS} : Es el movimiento de la tierra alrededor del sol en una órbita elíptica, esto hace que la distancia tierra-sol varíe a lo largo del año. La irradiancia que llega a la cima de la atmósfera depende de esta distancia.

Ec. 1.8

$$F_{TS} = 1 + 0,034 * \cos\left(\frac{360 * J}{365,25}\right)$$

Integrando la ecuación de la irradiancia extraterrestre para las 24 horas de un día determinado, se obtiene la ecuación:

Ec. 1.9

$$H_{SO}^e = \frac{24}{\pi} * S_S * F_{TS} * (\omega_{s,p} * \sin \phi * \sin \delta_S + \cos \phi * \cos \delta_S * \sin \omega_{s,p})$$

Donde:

$\omega_{s,p}$ = Es el ángulo horario de la puesta del sol y se lo expresa en radianes:

Ec. 1.10

$$\omega_{s,p} = \cos^{-1}(-\tan \phi * \tan \delta_S)$$

e. Irradiación en planos inclinados

La irradiancia recibida por un captador inclinado en superficie es la combinación de la irradiancia directa ($I_{s,b}$), la difusa ($I_{s,d}$) y la reflejada en las superficies frente al captador ($I_{s,re}$).

Ec. 1.11

$$I_s = I_{s,b} + I_{s,d} + I_{s,re}$$

La irradiancia en el plano del captador se evalúa a partir de medidas de la radiación directa y difusa, pero en las localidades que son disponibles datos medidos de irradiación, se refieren a la magnitud global sobre el plano horizontal (H_{SO}). Es importante saber que para el diseño de instalaciones solares se debe convertir los datos medidos en el plano horizontal al plano inclinado.

La irradiación global diaria sobre un plano inclinado se expresa como:

Ec. 1. 12

$$H_S = R_A * H_{SO}$$

Donde:

R_A = Es el cociente entre la media mensual de irradiación global diaria sobre el plano inclinado y sobre el horizontal y se lo expresa de la siguiente forma:

Ec. 1.13

$$R_A = \underbrace{\left[\left(1 - \frac{H_{s,d}}{H_s} \right) R_B \right]}_{\text{Radiación directa}} + \underbrace{\left[\frac{\frac{H_{s,d}}{H_s} (1 + \cos\beta_c)}{2} \right]}_{\text{Radiación Difusa}} + \underbrace{\left[\frac{\rho'((1 - \cos\beta_c))}{2} \right]}_{\text{Radiación Reflejada}}$$

En esta última ecuación, R_B es el análogo a R_A , $H_{s,d}$ es la irradiación difusa diaria; la cual no se tiene a disposición medidas de su media mensual y por tanto relacionaron, esta componente con el índice de claridad. Esto se expresa como:

Ec. 1.14

$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 1,39 + 4,03K_T + 5,53K_T^2 - 3,11K_T^3$$

Ec. 1. 15

$$K_T = \frac{H_{SO}}{H_{SO}^e}$$

Existe otra ecuación que correlaciona la irradiación difusa y global con la puesta del sol y se expresa como:

Ec. 1. 16

$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 0,775 + 0,347 \left(\omega_{s,p} - \frac{\pi}{2} \right) - \left[0,505 + 0,0261 \left(\omega_{s,p} - \frac{\pi}{2} \right) \right] \cos(2K_T - 1,8)$$

Donde:

$\omega_{s,p}$ = Se expresa en radianes.

El cociente R_B , para planos orientados al sur:

Ec. 1. 17

$$R_B = \frac{\cos(\phi - \beta_c) * \cos(\delta_s) * \text{sen}(\omega'_{s,p}) + \left(\frac{\pi}{180}\right) * \omega'_{s,p} * \text{sen}(\phi - \beta_c) * \text{sen}(\delta_s)}{\cos(\phi) * \cos(\delta_s) * \text{sen}(\omega_{s,p}) + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_{s,p} * \text{sen}(\phi) * \text{sen}(\delta_s)}$$

Donde:

$\omega_{s,p}$ = Es el ángulo horario del ocaso del sol en el plano horizontal (radianes)

$\omega'_{s,p}$ = Es el ángulo horario del ocaso del sol en el plano inclinado.

ϕ = Es la latitud del lugar y

β_c = El ángulo de inclinación del panel fotovoltaico.

f. Disponibilidad del recurso solar en el Ecuador

Existen en la actualidad mapas y tablas que indican la insolación promedio para diferentes zonas geográficas, en las que se pueden apreciar la distribución de la insolación anual promedio del país, expresado en kWh/m². Esta información se encuentra disponible en el “Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica” (Anexo A).

1.1.2. Energía Eólica

La energía eólica es considerada como una forma indirecta de la energía que proviene del sol. Debido a la desigualdad de calentamiento de la superficie terrestre, una pequeña cantidad de la energía solar (entre el 1 y 2%) da origen al viento. Además la energía cinética que es producida por el viento se puede transformar en energía útil, como son la mecánica o la eléctrica.

La energía eólica es una de las fuentes de energía con mayor crecimiento de implantación en el mundo (Figura 1.6). Su emergencia a finales del siglo XX para la generación de energía eléctrica limpia, la 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 aunarse varios factores, entre los que se pueden calificar cinco como los decisivos y se indican a continuación:

- Primero, la necesidad, anexa al progresivo agotamiento de los combustibles fósiles.
- Segundo, el potencial, existente en varias partes del Globo, del suficiente recurso eólico.
- Tercero, la capacidad tecnológica, para desarrollar aerogeneradores cada día más eficientes.
- Cuarto, 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.
- Y por último, 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.



Figura 1.6: Energía eólica

Fuente: www.imf-formacion.com/noticias

Una de las dificultades intrínsecas de la energía eólica, como en general de las energías renovables, es la falta de control que los humanos tenemos sobre ella. Por ejemplo, una central de generación convencional puede ser ubicada en cualquier sitio, dependiendo de muchos factores, de los cuales el decisivo no suele ser el suministro del combustible. En cambio, un parque eólico (Figura 1.7) debe ubicarse allá donde el recurso está presente, e incluso su diseño está condicionado por la estructura final de la distribución del viento en el lugar. Los parques eólicos sólo generan cuando hay suficiente viento y no se puede regular su eficiencia en función de las necesidades de consumo.



Figura 1.7: Parque eólico

Fuente: <http://www.lbaindustrial.com.mx>

Por los motivos nombrados anteriormente, es de vital importancia la localización de los emplazamientos adecuados para el desarrollo de instalaciones eólicas, entendiendo como tales aquellos que dispongan del suficiente recurso eólico. Sólo una vez localizados estos emplazamientos se pueden empezar a considerar otros factores, como son las infraestructuras eléctrica y de comunicaciones, la factibilidad técnica y económica del proyecto, o el impacto ambiental. [5]

a. Disponibilidad del recurso eólico en el Ecuador

La modelización del recurso eólico con resolución de 200 m sobre el territorio del Ecuador ha permitido identificar la distribución de este recurso

sobre el territorio. En lo que a la circulación general terrestre respecta, los vientos dominantes sobre el país son los alisios, provenientes del este y que por tanto alcanzan el país tras atravesar todo el continente. Esto hace que el viento horizontal a gran escala sea más bien débil en todo el territorio continental. En términos generales, la orografía del Ecuador divide el territorio en cuatro zonas climáticas bien definidas, que confieren unas características particulares. De Este a Oeste. Esta información se encuentra disponible en el “Atlas eólico del Ecuador” (Anexo B).

1.2. Sistemas híbridos de generación de energía eléctrica

Estos sistemas se denominan “híbridos” porque pueden generar energía eléctrica a partir de dos o más fuentes de energía, que pueden ser del tipo de energías renovables (viento, hidráulica) o de tipo convencional (generador acoplado a un motor alimentado con gas natural, gasolina, o fuel-oil) [6]; formando así sistemas generadores como, fotovoltaica-eólica, fotovoltaica-combustible, eólica-térmica entre otras.

En si estos sistemas se integran para proveer electricidad o calor, o ambos, a la misma demanda, ya que a veces, la demanda energética puede presentar un perfil muy variable que exige en momentos muy puntuales una gran cantidad de energía, mientras que en otros momentos la demanda es mucho menor. [7]

Los sistemas híbridos se componen de varias partes (Figura 1.8):

- Al menos 2 tipos distintos de energía; renovable o convencional
- Controlador de carga
- Banco de baterías (en el caso de ser un sistema autónomo)
- Inversor (CD/CA normal para un sistema autónomo; o de conexión a la red.)



Figura 1.8: Sistema híbrido

Fuente: www.esconorte.com.

1.2.1. Configuración de instalaciones de sistemas híbridos

En correspondencia con su arquitectura y utilización, las instalaciones híbridas se dividen en dos grandes grupos: sistemas aislados (sistemas autónomos) y sistemas conectados a la red eléctrica.

a. Sistemas aislados o autónomos

Es el tipo de instalación que se realiza cuando no se dispone de una conexión con una red de distribución pública de electricidad. Este tipo de sistema se puede encontrar en instalaciones domésticas en zonas rurales, iluminación de redes aisladas y carreteras, sistemas de telecomunicación, sistemas de bombeo de agua (Figura 1.9). [6]

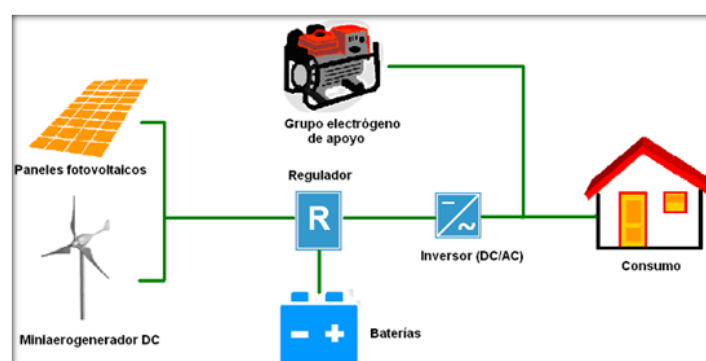


Figura 1.9: Sistema híbrido aislado

Fuente: www.barloventorecursos.com

b. Sistema conectado a la red

Este tipo de instalaciones se realiza con la intención de producir energía eléctrica para verterla directamente a una red general de distribución. Las instalaciones conectadas a la red (Figura 1.10) tienen en común con las aisladas: el generador fotovoltaico, el generador eólico y el inversor (instalado entre los generadores y el punto de conexión a la red), careciendo de baterías y reguladores; incorporan protecciones y contadores de energía.

Los módulos fotovoltaicos y los aerogeneradores no difieren de los empleados en las instalaciones aisladas, sin embargo el inversor si, ya que su misión es adecuar las características de la energía producida en los módulos (corriente continua) y los aerogeneradores (corriente continua o alterna), a la que transporta la red pública (c.a. sincronizada con la red, 110 V y 60 Hz). [6]

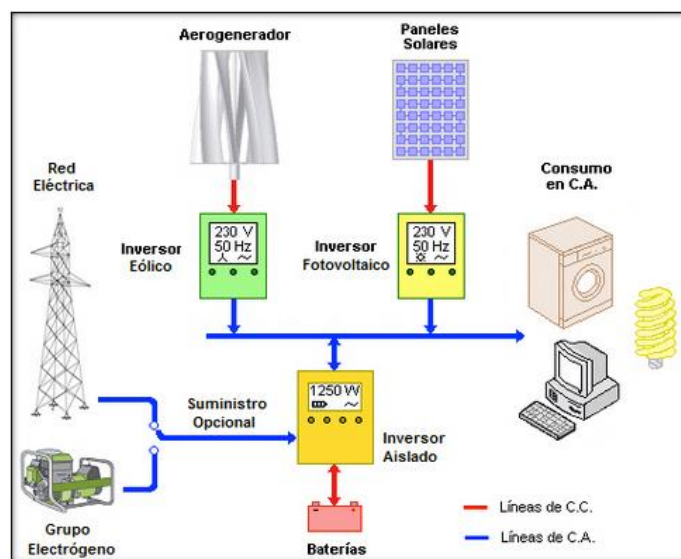


Figura 1.10: Sistema híbrido con inyección a la red

Fuente: www.kliux.com

1.3. Sistema híbrido autónomo eólico-fotovoltaico

Estos sistemas híbridos comparten la acción generadora de la radiación solar con otra fuente de energía renovable que es el viento (Figura 1.11).

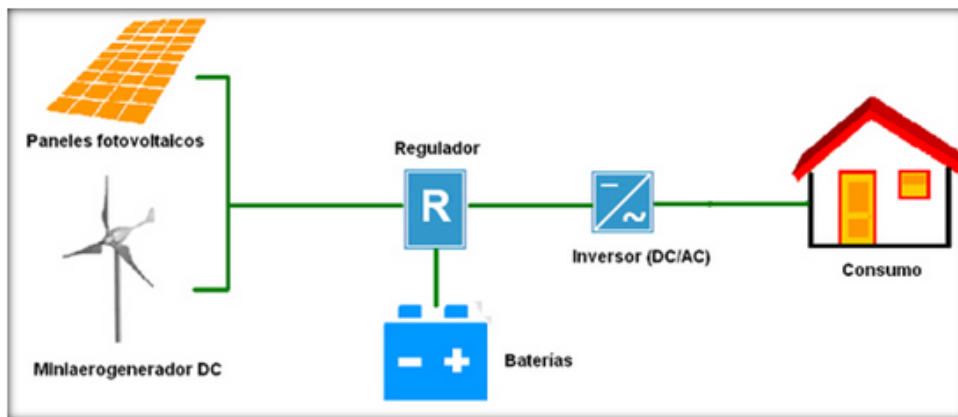


Figura 1.11: Sistema híbrido eólico-fotovoltaico

Fuente: www.barloventorecursos.com

Como ya es conocido, el uso de instalaciones solares fotovoltaicas como único medio de obtención de energía eléctrica, puede no garantizar un suministro de calidad para todas las necesidades que presenta un sistema, ya que las condiciones climáticas no siempre son las más adecuadas; por lo que utilizando a la vez energía fotovoltaica y energía eólica, se puede alcanzar un grado de cobertura de necesidades cercano al 100%, optimizando las mejores condiciones de viento y de sol, complementándose entre sí; ya que es un hecho comprobado que el viento fuerte suele coincidir con cielos cubiertos, y el sol brillante con días calmados. [6]

Los componentes de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico son:

1.3.1. Generador Fotovoltaico

Los dispositivos donde se lleva a cabo la transformación de luz solar en electricidad se llaman generadores fotovoltaicos y a la unidad mínima en la que se realiza dicho efecto se le conoce como celda solar. [8]

Durante los últimos 30 años el desarrollo tecnológico en este campo ha permitido una reducción de 95 % en el costo de los módulos fotovoltaicos comerciales, a la par de un incremento cercano al 200% en su eficiencia. [9]

a. La celda solar

Es una especie de lámina fina de forma rectangular u octogonal como se puede observar en la Figura 1.12.



Figura 1.12: Celda solar

Fuente: J. P. Cabré, Estudio de la afectación de las sombras en un PFV

- Composición y geometría

Las celdas solares constituyen un producto intermedio, proporcionan valores de tensión y de corriente limitados en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos usuarios, son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y sin soporte mecánico. Se ensamblan de la manera adecuada para formar una única estructura: el panel fotovoltaico que es una estructura sólida y manejable. El número de células en un panel, y por lo tanto su voltaje de salida, depende de la estructura cristalina del semiconductor usado. Los paneles pueden tener diferentes tamaños: los más utilizados están formados por 40-80 células conectadas eléctricamente en serie, con una superficie que oscila entre los 0.8 m^2 a los 2 m^2 . [12]

Por ejemplo, cada célula de $150 \times 150 \text{ mm}^2$ puede producir una corriente de 3,05 A con una tensión de 0,5V, por lo tanto una potencia de 3,5 Watt en condiciones estándares. Esto cuando ésta se encuentra a una temperatura de 25°C , con una potencia de radiación solar equivalente a 1000 W/m^2 como se indica en la Figura 1.13.

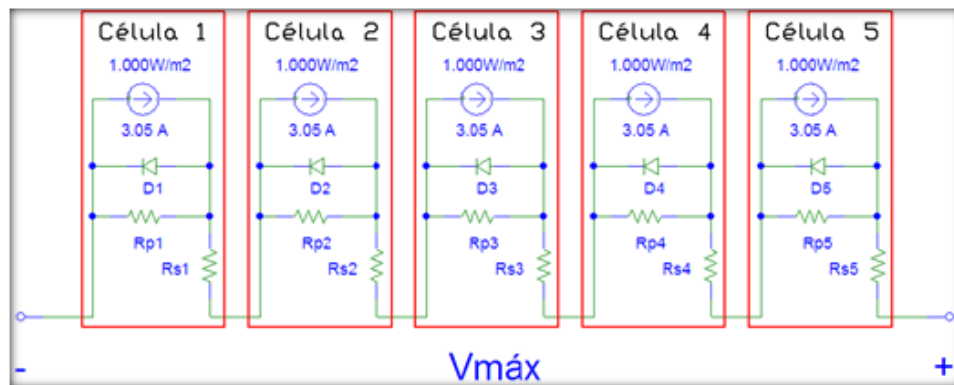


Figura 1.13: Esquema eléctrico equivalente

Fuente: J. P. Cabré, Estudio de la afectación de las sombras en un PFV

- **Materiales de fabricación de celdas fotovoltaicas**

El efecto fotovoltaico se puede llevar a cabo en materiales sólidos, líquidos o gaseosos; pero es en sólidos, especialmente en los materiales semiconductores, en donde se han encontrado eficiencias aceptables de conversión de energía luminosa a eléctrica. Las celdas solares se fabrican a partir de materiales semiconductores (los cuales pueden ser de tipo monocristalinos, policristalinos y amorfos) y metales. Dependiendo del tipo de semiconductor, se pueden elaborar en película delgada o gruesa. [13]

b. El efecto fotovoltaico

Para que la luz genere el efecto fotovoltaico en un dispositivo optoelectrónico se debe realizar un proceso de absorción de luz [8]. Debido a este proceso, la energía de la luz es transferida a los electrones de los átomos del material con el cual está fabricado el dispositivo. Al ganar energía, los electrones rompen los enlaces que los mantenían ligados a sus átomos.

Por cada electrón que se libera aparece un hueco, los cuales se comportan como partículas con carga positiva; lo anterior resulta en la aparición de portadores de carga positiva y negativa foto-generados. Algunos de estos electrones se recombinarán, regresando la energía al material (que

se manifiesta por el incremento en su temperatura), mientras que otros portadores son forzados a separarse por medio de un campo eléctrico artificial que obliga a los electrones a acumularse en una “superficie” del dispositivo y a los huecos en la otra “superficie”.

La acumulación de cargas da como resultado un voltaje eléctrico que se mide externamente, mejor conocido como voltaje foto-generado. Si se establece un circuito eléctrico externo que una a las dos superficies, los electrones fluirán a través de él regresando a su posición energética inicial, lo que se conoce como corriente foto-generada o fotovoltaica, con la capacidad de realizar un trabajo (Figura 1.14). [10]

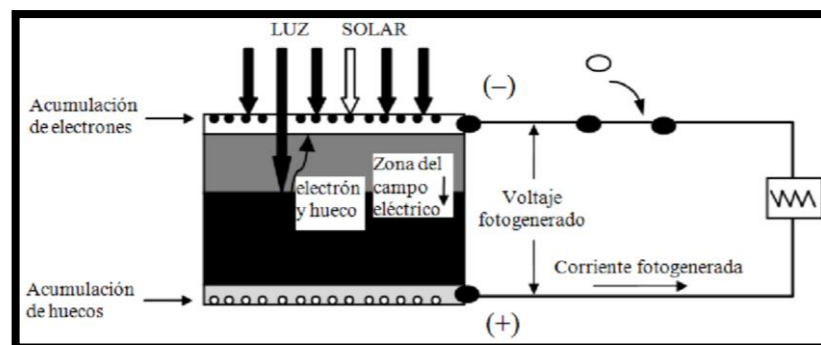


Figura 1.14: Representación esquemática del efecto fotovoltaico

Fuente: "Perspectives for the sake of photovoltaic pumping in the South"

c. Parámetros eléctricos del generador fotovoltaico

Cuando las celdas del generador se exponen a la luz, en las terminales eléctricas del generador aparece un voltaje, el cual se conoce como voltaje de circuito abierto V_{OC} ; si las terminales se cortocircuitan, circulará una corriente eléctrica, denominada corriente de corto circuito I_{SC} . Cualquier elemento resistivo R_L que se conecte al generador definirá un voltaje y una corriente de operación; luego entonces, al variar la resistencia R_L se puede generar la curva característica I-V del generador FV. Si además se realiza el producto de los valores de I-V, se obtiene la curva de potencia del generador (Figura 1.15). [8], [10]

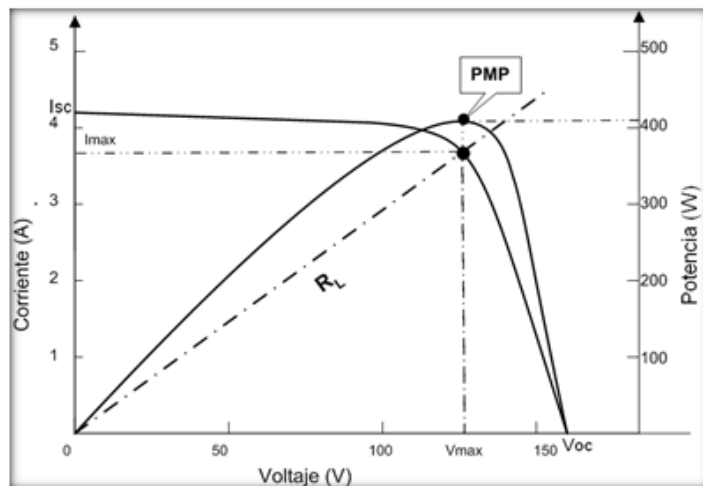


Figura 1.15: Parámetros eléctricos y punto de máxima potencia

Fuente: J. Sánchez, “Tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua”

- Efectos de la intensidad luminosa y la temperatura

En un generador FV, la corriente generada es proporcional a la irradiancia de una forma prácticamente lineal, lo cual puede apreciarse en la Figura 1.15, donde al disminuir la irradiancia la corriente de corto circuito I_{sc} disminuye de una forma proporcional; el voltaje suele permanecer casi constante cuando se opera en puntos trazados por la recta que define los diferentes puntos de máxima potencia (Figura 1.16). [11]

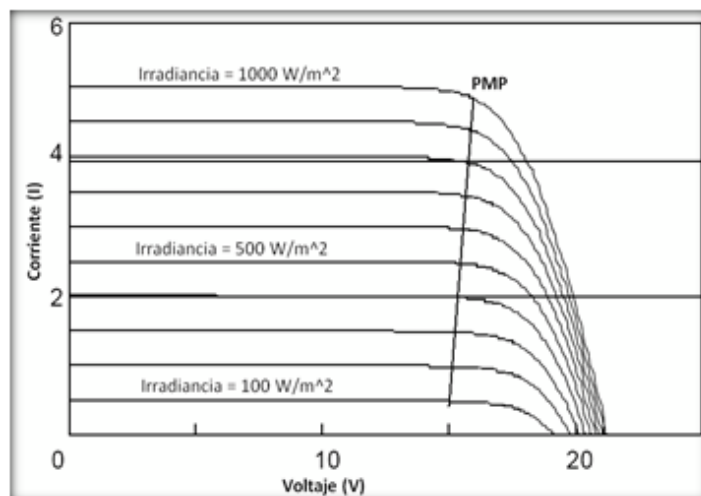


Figura 1.16: Efectos de la irradiancia sobre el desempeño del generador FV

Fuente: H. Hadi, “Photovoltaic water pump system”,

El generador fotovoltaico se calienta al exponerse al sol como cualquier otro captador solar. Este aumento de temperatura afecta sus características eléctricas, lo cual se ve reflejado en una ganancia marginal de I_{SC} , mientras que el voltaje se ve afectado más significativamente a la baja, conforme aumenta la temperatura (Figura 1.17). En la práctica, esto se traduce en una baja de la potencia entregada por el mismo, lo que significa también una menor eficiencia. [11]

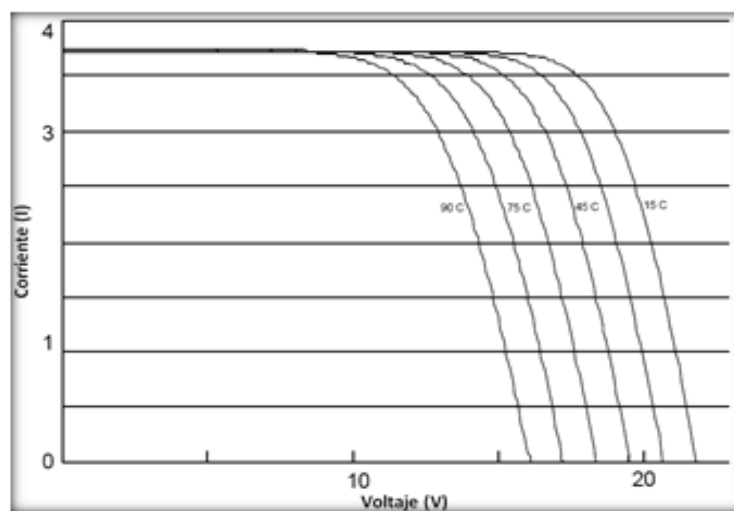


Figura 1.17: Efecto de la temperatura sobre el generador FV

Fuente: H. Hadi, "Photovoltaic water pump system"

d. Estructura de los paneles fotovoltaicos

Cada fabricante adopta una empaquetadura diferente al construir el panel FV. Sin embargo, ciertas características son comunes a todos ellos, como el uso de una estructura de "sandwich", donde ambos lados de las células quedan mecánicamente protegidos.

Los paneles están formados por los siguientes elementos: cubierta frontal, material encapsulante, celdas solares y sus conexiones eléctricas, cubierta posterior y marco metálico. Otros elementos que pueden llegar a formar parte del sistema son mecanismos de seguimiento y sensores (Figura 1.18). [6]

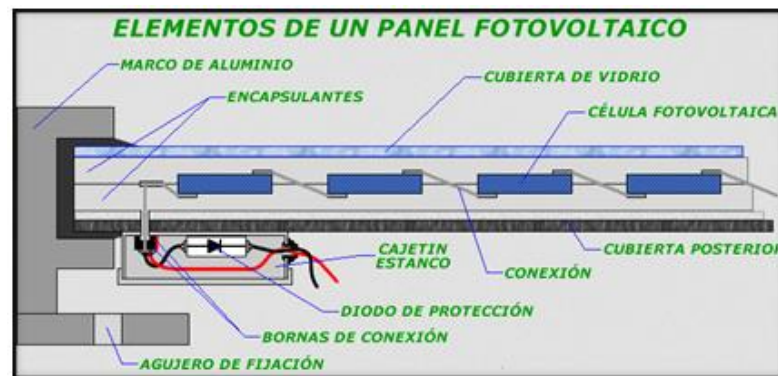


Figura 1.18: Panel fotovoltaico

Fuente: <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar>

e. Montaje y orientación del arreglo fotovoltaico

Los módulos FV pueden producir energía confiable durante más de 20 años, si se encuentran funcionando en la aplicación correcta y se instalan de manera adecuada. La estructura es la encargada de proporcionar soporte físico y mecánico a los módulos FV, a la vez que permite su orientación correcta lo que maximiza la generación de energía.

El generador fotovoltaico se puede instalar en una estructura fija sobre un plano horizontal, o bien, montarse en un mecanismo seguidor de la luz solar. La función primordial de un seguidor solar es mantener la superficie del colector siempre perpendicular a los rayos solares, lo que permite incrementar la energía generada. [8]

En un captador fijo en el Hemisferio Norte, la insolación diaria acumulada se puede maximizar si el captador está orientado hacia el sur, con un ángulo de inclinación que garantice que los rayos solares caigan perpendicularmente sobre su superficie. La máxima captación de insolación anual en un captador fijo se obtiene cuando el ángulo de inclinación del mismo es igual al valor de la latitud del lugar.

1.3.2. Generador Eólico

Los generadores eléctricos son máquinas operadoras que convierten la energía mecánica de rotación disponible en el eje de un motor en energía eléctrica. Esta forma de energía es fácilmente transportable a grandes distancias, desde el lugar de generación hasta los lugares de consumo. Los grandes generadores eléctricos, entre ellos los accionados por motores eólicos instalados en las llamadas granjas eólicas o parques eólicos, aportan energía a un sistema eléctrico interconectado.

Los aerogeneradores producen una potencia definida por la curva de potencia facilitada por el fabricante, y lo hacen a un voltaje determinado. Este dato es muy importante a la hora de seleccionar el banco de baterías que se utilizará. El voltaje variará dependiendo de la potencia final que se quiera instalar. Cuanta más potencia se quiera conseguir, mayor deberá ser el voltaje. Una vez se haya elegido el voltaje, no se podrá cambiar, puesto que debería cambiarse todo el conjunto.

a. Principio de Funcionamiento

El principio básico de funcionamiento de cualquier generador eólico puede describirse analizando la interacción del viento con las palas del rotor del motor eólico (Figura 1.19).

- El viento ejerce una acción dinámica sobre las palas que se manifiesta como un sistema de fuerzas “normales” y “tangenciales”.
- Este movimiento de rotación es transmitido al eje del generador eléctrico, y éste transforma la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

La energía eléctrica generada puede ser consumida en forma directa o bien en forma indirecta, acumulándola primero para consumirla después. [14]

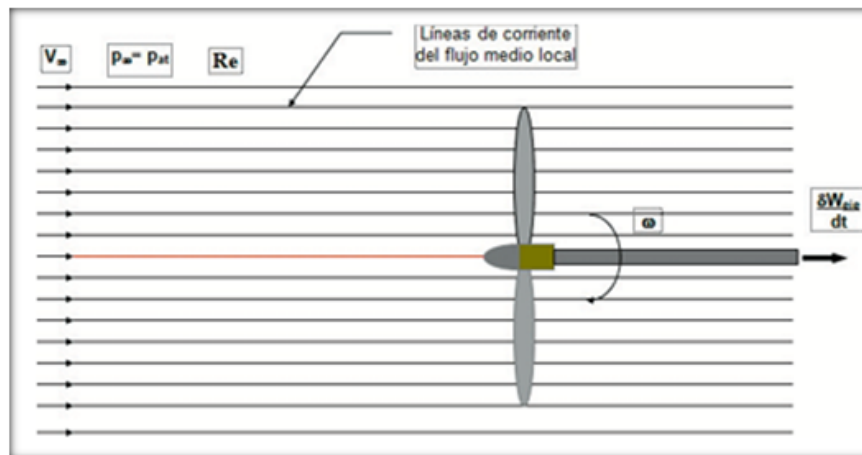


Figura 1.19: Motor eólico

Fuente: Generadores Eólicos de Baja Potencia

b. Potencia Generada

La potencia suministrada por un aerogenerador depende de la superficie barrida por la hélice y, por tanto, de la longitud de las palas, y es independiente del número de palas. [14]

c. Máxima eficiencia rotor

La energía almacenada en el viento es muy elevada, pero desgraciadamente no podemos extraerla toda. Albert Betz demostró en 1919 que, para extraer la energía del viento debemos reducir su velocidad. Teóricamente para captar el 100% de la energía que transporta en forma de energía cinética, deberíamos detener completamente el aire en movimiento. Pero si detuviésemos el aire totalmente, al estar parado, impediría la entrada de más aire al rotor de la turbina; no podríamos captar más energía. Para evitar esto, se debe permitir que el viento escape con cierta velocidad, reduciendo el rendimiento de la producción energética, pero permitiendo que más viento pueda alcanzar el aerogenerador.

Según el teorema de Betz, la energía máxima que podrá captarse del viento para que el rendimiento sea máximo, es del 59,3%. El equivalente sería

ralentizar el viento que pasa a través de las hélices hasta $1/3$ de su velocidad inicial. Por tanto, solo podemos aprovechar hasta un máximo de $2/3$ de la energía del viento (Figura 1.20). Esto representa la primera gran pérdida del rendimiento final de la turbina. [15], [16]

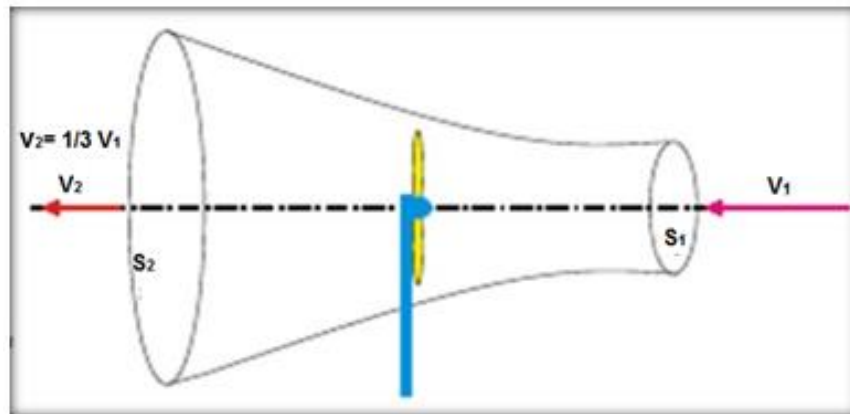


Figura 1.20: Ley de Betz

Fuente: slideplayer.es

Si disponemos de los datos de la velocidad media de la zona, aplicando la fórmula de cálculo de potencia, podremos estimar la producción media del aerogenerador instalado. De igual modo, la potencia producida aumenta de manera geométrica con la velocidad del viento. Esto se ve claramente si estudiamos una curva de potencia, donde se representa la producción energética en función de la velocidad del viento.

La potencia que podemos extraer del viento con un aerogenerador viene determinada por la siguiente fórmula:

Ec. 1.18

$$P = C_p * \frac{\rho}{2} * \frac{\pi * D^2}{4} * v^3$$

Donde:

C_p = Coeficiente de potencia. Su valor varía en función de la calidad y diseño de la máquina. Un aerogenerador de altas prestaciones puede alcanzar coeficientes de 0,25.

- $\rho =$ Densidad del aire. Su valor en condiciones normales de temperatura y presión es de 1 (kg/m³).
- $D=$ Diámetro de las hélices en (m).
- $V=$ Velocidad del viento en (m/s)

Para una velocidad del viento dada, la eficiencia del rotor es una función de la velocidad a la que el rotor gira. Si el rotor gira demasiado despacio, la eficiencia cae desde las cuchillas dejando pasar demasiado viento. Si el rotor gira demasiado rápido, la eficiencia se reduce a medida que la turbulencia causada por una cuchilla afecta cada vez la cuchilla que sigue. La forma habitual para ilustrar la eficacia del rotor es presentarlo como una función de su relación de tip-speed ratio (velocidad punta) (TSR).

El TSR (Tip-Speed Ratio) es la velocidad a la que la punta exterior de la pala se mueve dividido por la velocidad del viento:

$$\text{Tip - Speed - Ratio} = \frac{\text{Velocidad punta del rotor}}{\text{Velocidad del viento}} = \frac{\text{rpm} * \pi D}{60 v} \quad \text{Ec. 1.19}$$

Donde rpm es la velocidad del rotor, revoluciones por minuto; D es el diámetro del rotor (m); y v es la velocidad del viento (m / s) en contra del viento de la turbina.

Una gráfica de la eficiencia típica de varios tipos de rotor frente TSR se da en la Figura 1.21. El multipala Americana gira de forma relativamente lenta, con un TSR óptimo de menos de 1 y máxima eficiencia poco más de 30%. Los rotores de dos o tres palas giran mucho más rápido, con una óptima TSR en el rango de 4-6 y la máxima eficiencia de aproximadamente el 40-50%. También se muestra una línea que corresponde a una "eficiencia ideal", que se acerca al límite de Betz a medida que el rotor aumenta la velocidad. La curvatura en la línea de máxima eficiencia refleja el hecho de que un rotor girando lentamente no intercepta todo el viento, lo que reduce la máxima eficiencia posible algo por debajo del límite de Betz. [18]

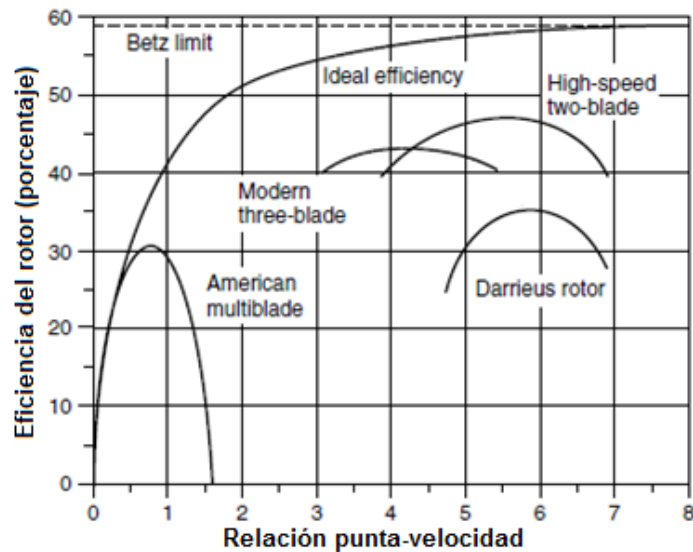


Figura 1.21: Rotores con menos palas alcanzan su máxima eficacia a velocidades de rotación más altas.

Fuente: M. Gilbert M., Renewable and Efficient Electric Power Systems

d. Impacto de la altura de la torre

Dado que la energía en el viento es proporcional al cubo de la velocidad del viento, el impacto económico de un modesto incremento en la velocidad del viento puede ser significativo. Una manera de obtener mayor velocidad en la turbina es montarlo en una torre más alta. En los primeros cien metros sobre el suelo, la velocidad del viento se ven muy afectados por la fricción que el aire experimenta mientras se mueve por la superficie de la tierra. Superficies lisas, como un mar en calma, ofrecen muy poca resistencia, y la variación de la velocidad con la elevación es sólo modesta. En el otro extremo, los vientos de superficie se retrasan considerablemente por las altas irregularidades tales como los bosques y los edificios.

Una expresión que se utiliza a menudo para caracterizar el impacto de la rugosidad de la superficie de la tierra en la velocidad del viento es la siguiente:

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha$$

Ec. 1.20

Donde v es la velocidad del viento a la altura H , V_0 es la velocidad del viento a la altura H_0 (a menudo una altura de referencia de 10 m), y α es el coeficiente de fricción. El coeficiente de fricción α es en función del terreno sobre el cual el viento golpea. La Tabla 1.1 da algunos valores representativos de terreno bastante definidos.

Tabla 1.1: Coeficiente de fricción de varias características de terreno

Características del suelo	Coeficiente de fricción α
Suelo Suave, aguas tranquilas	0.10
Hierba alta en un terreno llano	0.15
Cultivos altos, setos y arbustos	0.20
Zonas boscosas, muchos árboles	0,25
Pequeña ciudad con árboles y arbustos	0.30
Gran ciudad con edificios altos	0.40

Fuente: M. Gilbert M., Renewable and Efficient Electric Power Systems

e. Sistemas de un aerogenerador

- **Orientación.-** Mantiene el rotor cara al viento, minimizando los cambios de dirección del rotor con los cambios de dirección de viento; Estos cambios de dirección provocan pérdidas de rendimiento y genera grandes esfuerzos con los cambios de velocidad.
- **Regulación.-** Controla la velocidad del rotor y el par motor en el eje del rotor, evitando fluctuaciones producidas por la velocidad del viento. El viento no es nunca constante, y en ocasiones muy fuerte. Para proteger la integridad de la máquina se utilizan distintos mecanismos de regulación para evitar que los fuertes vientos acaben destruyendo la turbina, ya sea quemando el alternador, rompiendo las hélices debido a las grandes fuerzas giroscópicas que actúan sobre ellas a grandes velocidades, o

provocando grandes vibraciones. Los grandes aerogeneradores usan sistemas de regulación asistidos electrónicamente. En los de pequeña potencia la regulación es accionada mecánicamente por el viento, como:

- Por desorientación del plano del rotor respecto a la dirección del viento
 - Sistema de regulación por cabeceo
 - Por rotación del plano del rotor
 - Por regulación del ángulo de ataque de las hélices (paso variable).
 - Por entrada en pérdida de las hélices.
 - Por multipala.
 - Aerofrenos.
- **Transmisión.-** Utilizados para aumentar la velocidad de giro del rotor, para poder accionar un generador de corriente eléctrica, es un multiplicador, colocado entre el rotor y el generador.
 - **Generación.-** Para la producción de corriente continua (DC) dinamo y para la producción de corriente alterna (AC) alternador, este puede ser síncrono o asíncrono. [17]

f. Componentes de un aerogenerador

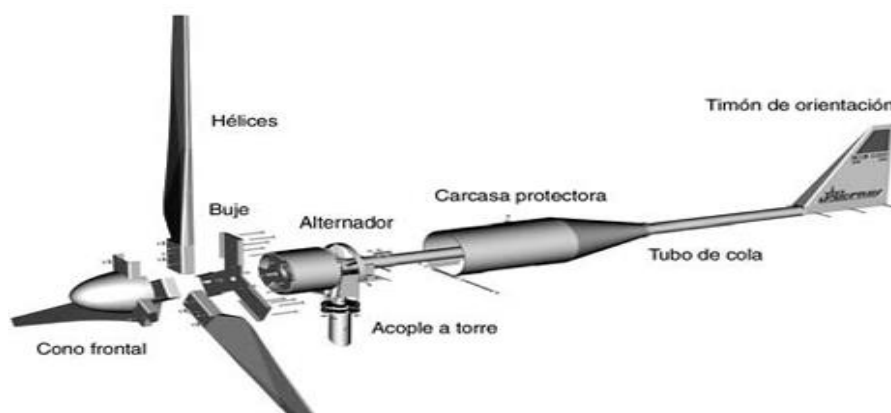


Figura 1.22: Partes del aerogenerador

Fuente: J. M. Escudero López, «Aerogeneradores,»

- **Cono frontal:** Su función básica es estética, y aunque podría mejorar la aerodinámica, no se usa por esta razón.
- **Hélices:** Su función es captar la energía del viento para transformarla en electricidad. Las hélices son los elementos que más estrés sufren en un aerogenerador. Por tanto, es muy importante tanto la forma de la hélice, como sus características físicas de peso, fuerza y resistencia. Para que una hélice funcione correctamente, además de estar bien diseñada aerodinámicamente, su relación «resistencia-peso» tiene que ser buena. Es ideal que resulte ligera en la punta y fuerte en la raíz.
- **Buje:** El buje es la pieza que sujeta las hélices y va unido al eje principal. El buje tendrá unas características u otras en función del número de hélices, si es de paso variable o fijo, tipo unión, etc.
- **Carcasa (Góndola en grandes aerogeneradores):** Su misión es encerrar y proteger el alternador y componentes eléctricos de los efectos atmosféricos. Es conveniente que tengan una forma aerodinámica para facilitar el paso del aire.
- **Alternador:** El alternador es el conjunto de elementos que produce electricidad. Es la parte más delicada y compleja en estas máquinas. Existen infinidad de variantes de generadores. Los grandes aerogeneradores utilizan generadores síncronos, o de velocidad constante. El mejor recurso para las turbinas de pequeñas potencias es un alternador de imanes permanentes.

g. Clasificación de los aerogeneradores según el eje de trabajo

Dependiendo de si el eje de rotación de las hélices es horizontal o vertical, las máquinas eólicas se clasifican en:

- **De eje vertical**

Son muy poco usadas para la generación de la electricidad debido a que su diseño no les permite girar a altas velocidades; su rendimiento es muy bajo para la generación de electricidad. Los dos tipos de generadores de eje vertical son: el aerogenerador Savonius y el aerogenerador Darrieus.

- **De eje horizontal**

- **Según el número de palas:** Los aerogeneradores se clasifican en máquinas multipala y máquinas rápidas de tres palas.
- **Según la posición del rotor en la máquina:** Se clasifican en máquinas de barlovento o sotavento dependiendo en la incidencia del viento sobre el rotor. Esta disposición influye en el sistema de orientación, control de frenado, y diseño general de la máquina.

1.3.3. Baterías

Las baterías o acumuladores (Figura 1.23), sirven para acumular la energía que los paneles y los aerogeneradores generan diariamente, y así poderla usar en horas donde la energía consumida es superior a la generada, como sucede en la noche. Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que los dispositivos fotovoltaico y eólico pueden entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos.

Además, el acumulador proporciona un voltaje estable y constante independiente de las condiciones de incidencia luminosa, que puede ser lo más adecuado para el funcionamiento de los aparatos eléctricos.



Figura 1.23: Baterías de descarga profunda

Fuente: www.solostocks.com

Al acumulador que ha de ser usado para aplicaciones solares y eólicas se le debe exigir el cumplimiento de unas condiciones básicas, como son:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministren los paneles solares y los aerogeneradores.
- Mantenimiento nulo o mínimo.
- Fácil transporte e instalación.
- Baja autodescarga
- Rendimiento elevado
- Larga vida

a. Especificaciones eléctricas

Las especificaciones de una batería indican sus condiciones de trabajo, siendo las principales: voltaje, capacidad y profundidad de descarga.

- **Voltaje:** La unidad de construcción básica de una batería de plomo-ácido es la celda de 2V. Dentro de la celda, el voltaje real de la batería depende de su estado de carga: si está cargando, descargando o en circuito abierto. En general, el voltaje de una celda varía entre 1,75 V y 2,5 V, siendo el promedio los 2 V, voltaje que se suele llamar nominal de la celda. Cuando las celdas de 2V se conectan en serie los voltajes de las celdas se suman, obteniéndose de esta manera, baterías de 4, 6, 12 V, etc. Si las

baterías están conectadas en paralelo los voltajes no cambian, pero se sumaran sus capacidades de corriente. Solo se deben conectar en paralelo baterías de igual voltaje y capacidad (Figura 1.24).

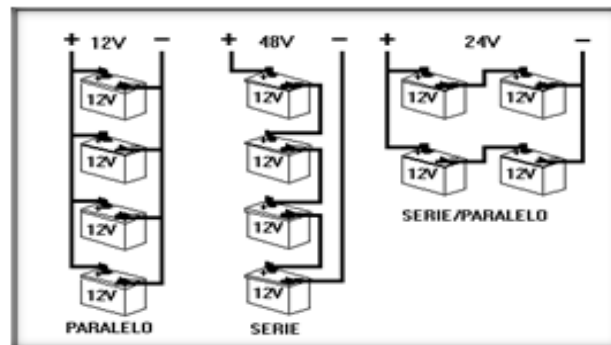


Figura 1.24: Conexiones de las baterías

Fuente: www.tecnicsuport.com

- **Capacidad:** Es la cantidad de energía que puede suministrar la batería en unas determinadas condiciones de trabajo. Se expresa en amperios-hora (Ah). La capacidad de almacenaje de energía de una batería depende de la velocidad de descarga.

Teóricamente una batería de 200Ah puede suministrar 200 A durante una hora, o 50 A durante 4 horas, etc., pero existen factores que pueden hacer variar la capacidad de la batería. En general si la batería se descarga a un nivel más lento, su capacidad aumentara ligeramente, si el ritmo es más rápido la capacidad se reducirá. Cuanto mayor es el tiempo de descarga, mayor es la cantidad de energía que la batería entrega.

Un tiempo de descarga típico en sistemas fotovoltaicos es 100h. También al igual que para módulos solares puede definirse el voltaje de circuito abierto y el voltaje en carga. Las baterías tienen un voltaje nominal que suele ser de 2, 6, 12, 24 V, aunque varíe durante los distintos procesos de operación. Es importante el voltaje de carga, que es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador a ser cargado.

La capacidad se ve influenciada por la temperatura de la batería y la de su ambiente. Si una batería se cataloga a una temperatura de 25 °C, temperaturas más bajas reducen su capacidad significativamente, y las temperaturas más altas provocarían un ligero aumento de su capacidad, pero esto último puede incrementar la pérdida de agua, disminuyendo así el número de ciclos de vida de la batería.

- **Profundidad de descarga:** Es la cantidad, expresada en tanto por ciento, que representa el cociente entre la carga extraída y la capacidad nominal de la batería, o sea, lo que se ha descargado de una batería en proceso de descarga. Pueden ser descargas superficiales (20%) o descargas profundas, que llegan al 80%. Para aplicaciones fotovoltaicas se fabrican baterías que soportan descargas de hasta un 80% de capacidad, sin daño.

La profundidad de descarga afecta a la vida de las baterías de forma que cuanto mayor es la descarga, menor es el número de ciclos de carga que la batería puede tener. Para la mayoría de los tipos de baterías, un acumulador que queda totalmente descargado, puede quedar dañado seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga. Los fabricantes suelen indicar los ciclos de vida de las baterías, que es el número de veces que es posible cargar completamente la batería durante su vida útil.

b. Tipos de baterías

- Níquel-cadmio (Ni-Cd)
- Plomo ácido.

1.3.4. Regulador de carga

Teniendo en cuenta que la energía solar es variable y estacional, es de suma importancia disponer de un elemento que permita controlar la relación que establecen batería y sistema generador.

El regulador o controlador de carga (Figura 1.25), es el equipo que se encarga de gestionar el consumo directo del generador, las baterías y la carga de estas, evitando sobrecargas o descargas profundas, alargando así su vida útil. También genera alarmas en función del estado de dicha carga. Los reguladores se instalan entre el sistema generador y las baterías, tomando de estas la energía para su funcionamiento.



Figura 1.25: Regulador de carga híbrido

Fuente: www.ebay.com.au

Las prestaciones más habituales de los reguladores de carga que se usan en instalaciones autónomas, son las siguientes:

- **Protección contra sobrecarga del acumulador:** Esta es la función básica del regulador, ya que así se evita que la batería se caliente, que pierda agua del electrolito y que las placas se oxiden.
- **Alarma por batería baja:** Consiste en indicadores sonoros y/o luminosos que indican que el acumulador está siendo descargado. A partir de este momento, el usuario tiene la posibilidad de reducir su consumo, evitando una descarga muy perjudicial y excesiva del acumulador.
- **Desconexión por baja batería:** Esta función hace que el regulador corte el suministro de corriente eléctrica para consumo si el nivel de carga del acumulador es demasiado bajo y, por tanto, existe peligro de una descarga profunda, lo que originaría problemas de sulfatación.

1.3.5. Inversores

Los inversores son equipos electrónicos, que permiten transformar la corriente continua de 12, 24, o 48 V que producen los paneles y almacena la batería, en corriente alterna de 110 o 220V, como la que normalmente se utiliza en los lugares donde llega la red eléctrica tradicional (Figura 1.26). Si el sistema está conectado a una red pública de distribución de energía eléctrica, también debe suministrarle corriente alterna. [18]

Los inversores son elementos que permiten adaptar las características de la corriente generada por un sistema fotovoltaico y eólico a la demanda total o parcial de las aplicaciones. [6]



Figura 1.26: Inversores

Fuente: es.slideshare.net

El diagrama de bloques genérico de un inversor se representa en la Figura 1.27. El inversor está compuesto por tres elementos básicos: un circuito de interruptores, acondicionamientos de potencia y un sistema de control. [18]

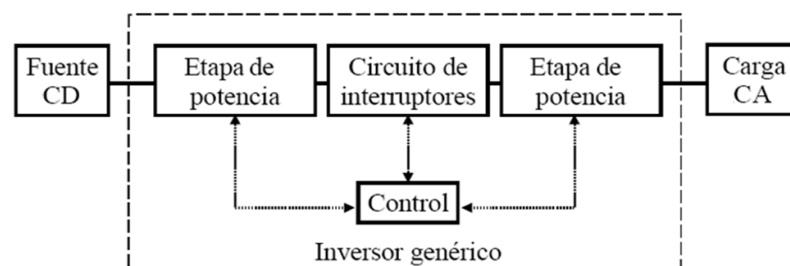


Figura 1.27: Diagrama de bloques de un inversor genérico

Fuente: Poza, S.F.

a. Modo de operación

Las etapas de acondicionamiento de potencia se encargan de modificar las características de la potencia eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etc.). Por ejemplo, el voltaje continuo de entrada suele pasar por filtros, o convertidores CD/CD, para modificar su valor antes de ser aplicado al circuito de interruptores. Además, como el voltaje alterno generado por este último circuito suele tener características diferentes de las que necesita la carga, a la salida del inversor se pueden encontrar otras etapas de acondicionamiento de potencia, como transformadores elevadores o filtros para suavizar la forma de la onda.

b. Parámetros característicos

- **Tensiones nominales de entrada y salida del inversor:** Estas se deben adaptar a las del sistema. El inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones, ya que el voltaje de entrada no corresponde a un valor fijo. El voltaje de salida no será superior a un 5% del voltaje nominal de salida en inversores de onda senoidal ni a un 10% en los inversores de onda cuadrada.
- **Potencia nominal de salida:** Corresponde al régimen en funcionamiento continuo del circuito de salida del inversor. Oscila entre 100 y 5000 W. A veces, como durante la puesta en marcha de determinados elementos de consumo, la potencia de salida es superior a la nominal durante un tiempo determinado (potencia de sobrecarga o pico).
- **La eficiencia próxima al 85%:** Es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega y la que el consume del generador o las baterías. La eficiencia de un inversor no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido.

- **La capacidad de sobrecarga y de protección térmica:** Es la capacidad de suministrar una potencia superior a la nominal y el tiempo que esta situación puede mantenerse.
- **Forma de onda que tiene la señal a la salida del inversor:** La conversión de c.c. en c.a. puede realizarse de diversas formas. La mejor, depende de cuánto ha de parecerse a la onda senoidal ideal para realizar un funcionamiento adecuado de equipos de corriente alterna. Hay diversas posibilidades: [6]
 - Inversores de onda cuadrada
 - Inversores de onda senoidal modificada (trapezoidal)
 - Inversores de onda senoidal pura

1.3.6. Cableado

En las instalaciones fotovoltaicas y eólicas aisladas, se dan voltajes relativamente bajos y corrientes relativamente altas, por tanto, incluso pequeñas caídas de tensión tienden a ser importantes y pueden producir efectos negativos sobre: [6]

- La corriente entregada por el generador fotovoltaico
- La regulación de la carga de la batería.



Figura 1.28: Cableado

Elaborado por: Herrera-Mullo

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

a. Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 60° C para cables con aislamientos termoplásticos y de 90° C para cables con aislamientos termoestables.

b. Criterio de la caída de tensión.

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia de tensiones en el origen y extremo de canalización. Esta caída de tensión debe de ser inferior a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación (en el caso de c.c. inferior al 1,5% y en c.a. inferior al 2%), con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser determinante cuando las líneas son de larga longitud.

1.3.7. Protecciones eléctricas

Los elementos que se utilicen como protección (fusibles, magnetotérmicos e interruptores en general y diodos) deben ser adecuados para los valores de tensión y corriente del sistema.

Los fusibles se utilizan para evitar sobrecargas accidentales. Cada aparato suele llevar su propio fusible (irán preferentemente instalados en las líneas de polaridad positiva).

Los magnetotérmicos limitan la intensidad en el circuito de consumo y son como los que se instalan habitualmente en las viviendas, y saltaran si se conecta algún equipo de excesiva potencia. Es recomendable incluir un magnetotérmico entre la salida del acumulador y el inversor.

Los diodos son dispositivos de protección para evitar que los módulos actúen como receptores en determinadas acciones. Los diodos de bloqueo evitan que se disipe la potencia de los módulos o de la batería en situaciones de defecto eléctrico. Se colocan a la salida de cada grupo de módulos fotovoltaicos. Los diodos de paso evitan los efectos del sombreado parcial al impedir que las células sombreadas actúen como receptores. Vienen incluidos por el propio fabricante en la caja de conexiones del módulo.



Figura 1.29: Gabinetes metálicos de protecciones eléctricas

Elaborado por: Herrera – Mullo

1.4. Sistema de adquisición de datos

Se entiende por adquisición de datos a la acción de medir variables, convertirlas a formato digital, almacenarlas en un computador y procesarlas. Este proceso necesita de una interfaz entre el mundo físico y el computador que se suele denominar como tarjeta de adquisición de datos.

El proceso de adquisición de datos conlleva los siguientes pasos fundamentales (Figura 1.30):

- Utilización de un sensor/transductor adecuado para la variable que se desea medir, el cual permite detectar y convertir la variable física en una señal analógica de voltaje o corriente eléctrica.
- Acondicionamiento de la señal eléctrica: En esta etapa se resuelven problemas relacionados con la señal obtenida, como son el ruido, la amplitud y/o potencia de la señal, la no linealidad de la misma, entre otras.
- Traducción de la señal eléctrica al lenguaje binario, propio del computador: Este proceso se conoce técnicamente como conversión Analógica/Digital (A/D).
- Almacenamiento de los datos que, en forma digital, podrán ser almacenados en la memoria del computador y desplegados luego en un HMI que es la interface hombre – máquina.



Figura 1.30: Sistema de adquisición de datos

Fuente: wiki.genexus.com

1.4.1. Sensores

a. Sensores de voltaje

Las tecnologías de más amplio uso son los transformadores de voltaje de núcleo de hierro (Figura 1.31 a) y los divisores resistivos (**Figura 1.31 b**). Si bien difieren en cuanto a la posibilidad de aplicación ambas técnicas presentan características de linealidad y ancho de banda que satisfacen los requerimientos del sistema aquí tratado.

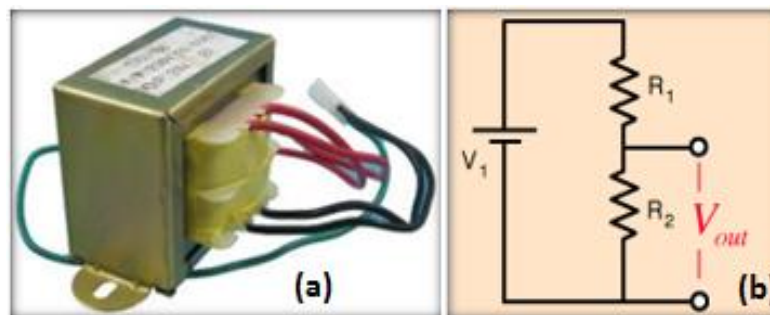


Figura 1.31: (a) Transformador de voltaje, (b) Divisor de voltaje

Fuente: www.solostocks.com

b. Sensor de corriente

La medición de este parámetro presenta una exigencia tecnológica importante dado el gran rango de variación al que está sometida la corriente. Es mandatorio contar con sensores de rango dinámico no inferiores a 500:1, o bien la posibilidad de modificar el alcance para adecuarlos a los distintos regímenes de carga.

- **Sensor de efecto hall ACS712**

El sensor de efecto hall ACS712 no presenta un error de repetitividad alto, además puede sensar corrientes menores a los 50 mA en corriente continua (Figura 1.32).



Figura 1.32: Sensor de efecto hall ACS712

Fuente: <http://articulo.mercadolibre.com.ar>

c. Sensor de velocidad del viento

El instrumento que mide la velocidad del viento de manera directa en aplicaciones eólicas es normalmente el anemómetro, siendo el más común el anemómetro de cazoletas (Figura 1.33).

Los diseños actuales de este tipo de instrumento tienen tres cazoletas montadas sobre un pequeño eje y emplea su rotación que varía en proporción a la velocidad del viento, para generar una señal. Lo que se obtiene entonces es el desplazamiento creado por el flujo del viento y por tanto la distancia. Dividiendo ésta entre la unidad de tiempo de la muestra se obtiene la velocidad del viento. [5]



Figura 1.33: Anemómetro de cazoletas

Fuente: Atlas Eólico del Ecuador

d. Sensor de radiación solar

Para la medida de radiación solar se utilizan los radiómetros, los cuales pueden ser de dos tipos: piranómetro y pirheliómetros. La forma principal de actuación de estos sensores es la conversión de la energía proveniente del sol en otro tipo de energía, principalmente eléctrica. Esta energía dependerá, por otra parte, de la inclinación, y en su caso de la orientación, en la que esté situado el sensor, debido a que no sería lo mismo registrar la radiación incidente en una superficie horizontal que en una vertical. [19]

- **Piranómetro:** El piranómetro es el dispositivo que se suele usar para la medida de la radiación solar global, cuyas especificaciones (establecidas por la Organización Meteorológica Mundial).



Figura 1.34: Piranómetro

Fuente: www.directindustry.es

Estos dispositivos se deben montar en el plano de los módulos, a la altura del perfil superior del mismo. Es necesario tener en cuenta que no se deben proyectar sombras sobre el módulo. [7]

1.4.2. DAQ

El hardware DAQ actúa como la interfaz entre una PC y señales del mundo exterior. Funciona principalmente como un dispositivo que digitaliza señales analógicas entrantes para que una PC pueda interpretarlas. Los tres

componentes clave de un dispositivo DAQ usado para medir una señal son el circuito de acondicionamiento de señales, convertidor analógico-digital (ADC) y un bus de PC (Figura 1.35). [20]



Figura 1.35: Tarjeta de adquisición de datos

Fuente: www.ni.com

1.4.3. Software Labview

Labview (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) es un lenguaje de programación gráfico para el diseño de sistemas de adquisición de datos, instrumentación y control. Permite diseñar interfaces de usuario mediante una consola interactiva basada en software. Tiene la ventaja de que permite una fácil integración con hardware, específicamente con tarjetas de medición, adquisición y procesamiento de. [21]

a. Entorno Labview

La programación G (gráfica) de Labview consta de un panel frontal y un panel de código. En el panel frontal es donde se diseña la interfaz de usuario y se ubican los controles e indicadores. En el panel de código se encuentran las funciones. Los controles pueden ser booleanos, numéricos, strings, un arreglo matricial de estos o una combinación de los anteriores; y los indicadores pueden ser como para el caso de controles pero pudiéndolos visualizar como tablas, gráficos en 2D o 3D, browser, entre otros.

b. Programación gráfica con LabView

Al diseñar programas con LabView se está trabajando siempre bajo la estructura denominada VI, es decir, un instrumento virtual, se pueden crear VI a partir de especificaciones funcionales que se diseñe. Este VI puede utilizarse en cualquier otra aplicación como una subfunción dentro de un programa general.

1.5. Motores a pasos

Este tipo de motores poseen cualidades especiales por el hecho de poderlos mover desde un paso hasta una secuencia interminable de pasos dependiendo de la cantidad de pulsos que se les aplique. Este paso puede ir desde pequeños movimientos de 1.8° hasta de 90° . Es por eso que este tipo de motores son muy utilizados, ya que pueden moverse a deseo del usuario según la secuencia que se les indique a través de un micro controlador. Estos motores poseen la habilidad de quedar enclavados en una posición si una o más de sus bobinas está energizada o bien totalmente libres si no existe corriente alguna circulando por sus éstas.

1.6. Software de diseño mecánico

a. Método de elementos finitos con ANSYS

Ansys es un paquete computacional de elementos finitos de propósito multifísico. El análisis por elementos finitos es el método numérico de subdividir un sistema complejo en pequeñas piezas de un tamaño seleccionado por el usuario, denominados elementos. El software implementa ecuaciones diferenciales que gobiernan los fenómenos de transporte y el comportamiento de tales elementos y los soluciona simultáneamente creando una explicación comprensible de como el sistema actúa como un todo.

- **Capacidades específicas de ANSYS:** Las aplicaciones básicas del paquete ANSYS incluyen análisis estructural, análisis térmico, dinámica computacional de fluidos (CFD), análisis electromagnético al igual que análisis acústicos y de vibraciones. [22]

b. SolidWorks

Es un programa de diseño mecánico en 3D que utiliza un entorno gráfico. Las principales características que hace de SolidWorks una herramienta versátil y precisa es su capacidad de ser asociativo, variacional y paramétrico de forma bidireccional con todas sus aplicaciones. Además utiliza el Gestor de diseño (FeatureManager) que facilita enormemente la modificación rápida de operaciones tridimensionales y croquis de operación sin tener que rehacer los diseños ya plasmados en el resto de sus documentos asociados. [23]

- **Características de SolidWorks:** La definición de parámetros clave, la Asociatividad, las Funciones geométricas inteligentes y el Gestor de diseño, son las principales características de SolidWorks.
- **Asociatividad SolidWorks:** Contiene tres módulos: Pieza, Ensamblaje y Dibujo (Figura 1.36). La creación de un documento en cada uno de ellos genera un fichero con distinta extensión. Los documentos, aunque no pueda observarse, están asociados y vinculados entre ellos.

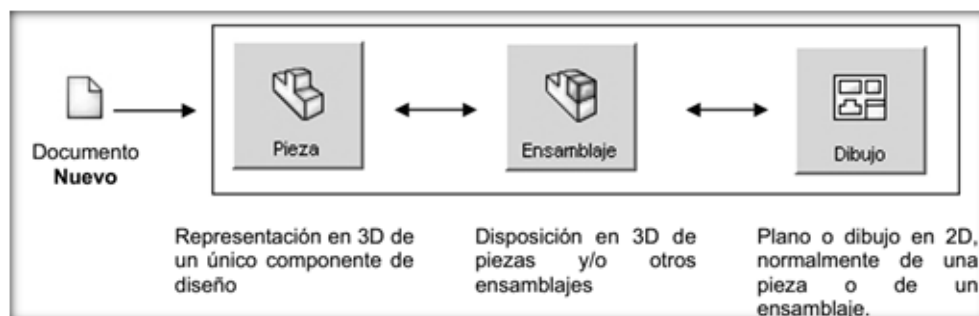


Figura 1.36: Módulos estándares en SolidWorks

Fuente: S. G. González, SolidWorks®, México D.F., 2008.

CAPÍTULO II

2. DISEÑO Y SELECCIÓN

En este capítulo se plantean las soluciones que se han encontrado para la implementación de las diferentes etapas que constituyen el módulo didáctico de un generador híbrido a base de energías renovables no convencionales. El enfoque en este punto es a la satisfacción de las necesidades propias de la aplicación. Se toman como base los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador, a partir de lo cual se desarrolla el procedimiento de dimensionamiento y selección del resto de componentes necesarios para la implementación del módulo didáctico.

Los materiales, componentes y equipos que comprenden la construcción del módulo de pruebas de generación híbrida deben ser seleccionados en concordancia con las especificaciones de seguridad y calidad vigentes, por tanto en el presente capítulo se detalla el criterio de diseño y selección de cada elemento, con el empleo de plataformas tecnológicas modernas.



Figura 2.1: Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico

Fuente: www.certificadosenergeticos.com

La información recopilada en el marco teórico acompaña al proceso de selección, así como varios resultados obtenidos del diseño, que son útiles para justificar las elecciones, y sirven también para complementar ideas o fundamentos.

Se pone un particular énfasis en relacionar las condiciones climáticas con la energía que es posible obtener del generador fotovoltaico y el generador eólico. Este análisis es de singular importancia, ya que permite concernir todos los componentes de un sistema fotovoltaico y eólico, y a la vez proporciona una sólida base de referencia sobre el comportamiento del sistema híbrido armado en el laboratorio.

2.1. Dimensionamiento del Sistema Híbrido (Eólico-Fotovoltaico)

El dimensionado o diseño de una instalación híbrida consiste en calcular las características de los elementos en general, que deberá tener la instalación para la aplicación a la que esté destinada.

Es una serie de procesos de cálculo que logran optimizar el uso y la generación de la energía eléctrica de origen del viento y del sol, realizando un balance adecuado entre ellas, desde los puntos de vista técnico y económico.

Para implementar una instalación de energías renovables con fines de investigación, una de las dudas más grandes es quizá qué elementos instalar para adaptarlos a los requerimientos necesarios, y qué se puede esperar de esta instalación. Desde este punto de vista lo que hay que determinar para dimensionar una instalación con la característica específica de estudiar las tecnologías eólica y fotovoltaica son las necesidades como:

2.1.1. Las condiciones de sol y viento existentes en el emplazamiento.

Este es el primer aspecto que se debe considerar a la hora de realizar el diseño, ya que la disponibilidad en el sitio de instalación, del recurso eólico y solar es el factor base para el desarrollo del proyecto, porque la producción de energía eléctrica usando aerogeneradores y paneles fotovoltaicos depende básicamente de la velocidad del viento y la radiación solar respectivamente, valores que se han de disponer de una media general de la ciudad de Latacunga.

a. Recurso solar

El recurso solar es la cantidad de insolación global o total que incide al día sobre los módulos solares, y este valor se expresa en kWh/m²/día o su equivalente en horas de Sol máximo u horas de sol pico (HSP).

En el Ecuador, los niveles de radiación son relativamente altos, entre 4 y 6 kWh/m²/día promedio anual pero a pesar de tener estos datos favorables se debe tener en cuenta también las condiciones climáticas del sitio (nubosidad, pluviosidad, temperatura, viento).

Por lo que para los estudios solares se ha tomado como referencia el “Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica” del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), el cual consta de atlas mensuales del año 2008, los que se pueden observar en el Anexo A, y de los que se tomó los datos de insolación global mensual indicados en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Insolación global mensual de la ciudad de Latacunga

INSOLACIÓN GLOBAL AÑO 2008 [Wh/m ² día]	
Enero	4500
Febrero	4650
Marzo	4650
Abril	3900
Mayo	4200
Junio	4050
Julio	4350
Agosto	4650
Septiembre	4800
Octubre	4800
Noviembre	5100
Diciembre	4800
PROMEDIO	4800

Fuente: Atlas solar del Ecuador con fines de generación Eléctrica

Por otro lado también se toma como referencia los datos de insolación global obtenidos por la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) “PARTE 14-2 ENERGÍA RENOVABLE SISTEMAS DE GENERACIÓN CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SISTEMAS AISLADOS Y CONEXIÓN A RED DE HASTA 100 KW EN EL ECUADOR” que ha elaborado un mapa resumen anual con la insolación global promedio anual agrupada en cinco zonas en [kWh/m².día] mostrado en la Tabla 2.2; basándose en el “Atlas solar del Ecuador”.

Tabla 2.2: Insolación Global promedio por zonas del Ecuador

Zona I:	3200 a 3600 [Wh/m ² /día]
Zona II:	3600 a 4000 [Wh/m ² /día]
Zona III:	4000 a 4400 [Wh/m ² /día]
Zona IV:	4400 a 4800 [Wh/m ² /día]
Zona V:	4800 a 5200 [Wh/m ² /día]

Fuente: Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-10

Los valores de insolación o radiación solar global para las provincias del país y sus ciudades más importantes se indican a continuación en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Valores de insolación o radiación solar global

Provincia	Ciudad	Wh/m ² /día	Zona
Carchi	Tulcán	4200	II
Esmeraldas	Esmeraldas	4350	II
Imbabura	Ibarra	5250	IV
Manabí	Portoviejo	4650	III
Pichincha	Quito	5075	IV
Tsáchilas	Santo Domingo	4650	III
Cotopaxi	Latacunga	4800	IV
Napo	Tena	4350	II
Santa Elena	Salinas	4350	II
Guayas	Guayaquil	4513	III
Los Ríos	Babahoyo	4650	III
Bolívar	Guaranda	4800	IV

Fuente: Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-10

➤ **Análisis de los datos de insolación global solar en Latacunga**

Para el siguiente análisis se cuenta con datos recogidos por el CONELEC y la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC), de los cuales se puede deducir que en la ciudad de Latacunga:

- La irradiación global promedio del año 2008 es igual a 4800 Wh/m²día.
- Las horas pico solar HPS (h) que están definidas como las horas luz solar por días equivalentes, en base a una irradiación 1 (KW/m²) constante, a la cual está siempre medida la potencia de los paneles solares es:

Ec. 2.1

$$HPS(h) = \frac{H \left(\frac{Wh}{m^2} \right)}{1000 \left(\frac{W}{m^2} \right)}$$

Donde:

HPS(h) = Horas pico solar

1000 $\left(\frac{W}{m^2} \right)$ = Constante de irradiación

H = Irradiación global promedio anual obtenida del Atlas solar del Ecuador

$$HPS(h) = \frac{4800 \left(\frac{Wh}{m^2} \right)}{1000 \left(\frac{W}{m^2} \right)} = 4,8 h$$

a. Radiación Solar para la ciudad de Latacunga

Realizando varios cálculos, se obtuvo la radiación solar sobre un plano inclinado, de los 12 meses del año. Tomando datos del Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Para los cálculos se debe considerar los días medios de cada mes del año.

- **Cálculos para el mes de Enero:**

Este es un cálculo de ejemplo con el 15 día.

Las coordenadas de Latacunga son:

Latitud: $56^{\circ}56'00''S = -0,933333^{\circ} = \phi$

Longitud: $78^{\circ}37'00''W = -78,616667$

Cálculo del promedio de la radiación diaria disponible

Se calculara la radiación extraterrestre (H_{so}^e) y la radiación del plano inclinado (H_s) de la zona, mediante el siguiente procedimiento:

1. Declinación del Sol (δ_s)

Ec. 2.2

$$\delta_s = 23,45 * Sen\left(360 * \frac{284 + J}{365}\right)$$

$$\delta_s = 23,45 * Sen\left(360 * \frac{284 + 15}{365}\right)$$

$$\delta_s = -21,26947^{\circ}$$

Donde:

J= Día característico del mes

2. Ángulo horario de la puesta del sol ($\omega_{s,p}$)

Ec. 2.3

$$\omega_{s,p} = \cos^{-1}(-\tan\phi * \tan\delta_s)$$

$$\omega_{s,p} = \cos^{-1}\left(-\tan\left(\frac{-0,933333 * \pi}{180}\right) * \tan\left(\frac{-21,26947 * \pi}{180}\right)\right)$$

$$\omega_{s,p} = 90,36335^{\circ}$$

Donde:

$\phi = -0,933333^{\circ}$

3. Movimiento de la tierra alrededor del sol en una órbita elíptica (Factor FTS)

Ec. 2.4

$$F_{TS} = 1 + 0,034 * \cos\left(\frac{360 * J}{365,25}\right)$$

$$F_{TS} = 1 + 0,034 * \cos\left(\frac{360 * 15}{365,25}\right)$$

$$F_{TS} = 1,03287$$

4. Irradiación en la cima de la atmósfera (H_{so}^e)

Ec. 2.5

$$H_{so}^e = \frac{24}{\pi} * S_s * F_{TS} * [(\omega_{s,p} * \text{sen}\phi * \text{sen}\delta_s) + (\cos\phi * \cos\delta_s * \text{sen}\omega_{s,p})]$$

$$H_{so}^e = \frac{24}{\pi} * (4,9256) * (1,03287)$$

$$* [((90,36335) * \text{sen}(-9,33333) * \text{sen}(-21,26947))$$

$$+ (\cos(-9,33333) * \cos(-21,26947) * \text{sen}(90,36335))]$$

$$H_{so}^e = 36,57514 \left[\frac{MJ}{m^2 \text{ día}} \right]$$

Donde:

S_s = Es la constante solar que es aproximadamente $4,9256 \left[\frac{J}{m^2} \right]$

5. Transformación a KW/m²día de (H_{so}^e)

Se parte de:

Ec. 2.6

*Energía = potencia * tiempo*

$$E(J) = P(W) * t(s)$$

$$1kW * h = 1000W * 3600s$$

$$1kW * h = 3,6 * 10^6 \text{ Julios}$$

$$1kW * h = 3,6 MJ$$

$$1MJ = \frac{1kWh}{3,6}$$

$$H_{so}^e = 36,57514 * 0,27777777 \left[\frac{MJ}{m^2 \text{ día}} \right]$$

$$H_{so}^e = 10,15976 \left[\frac{Kwh}{m^2 \text{ día}} \right]$$

5. Irradiación en el plano inclinado ($\omega'_{s,p}$)

$$\omega'_{s,p} = \min\{\omega_{s,p}, \cos^{-1}[-\tan(\phi - \beta_c) * \tan(\delta_s)]\}$$

$$\omega'_{s,p} = \min\{90,36335, \cos^{-1}[-\tan(-9,33333 - 10) * \tan(-21,26947)]\}$$

$$\omega'_{s,p} = \min\{90.36335, 94.3125\}$$

$$\omega'_{s,p} = 90.36335^\circ$$

Donde:

ϕ = Es la latitud del lugar

β_c = El ángulo de inclinación del panel fotovoltaico ($\beta_c = 10^\circ$)

6. Índice de Claridad (K_T)

$$K_T = \frac{H_{so}}{H_{so}^e} = \frac{4,500 \text{ Kwh/m}^2 \text{ día}}{10,15976 \left[\frac{Kwh}{m^2 \text{ día}} \right]}$$

$$K_T = 0,44292$$

Donde:

H_{so} = Es la radiación global en el cantón Latacunga para el mes de enero

7. Cálculo de coeficiente de corrección (R_B)

Ec. 2.10

$$R_B = \frac{\cos(\phi - \beta_c) * \cos(\delta_s) * \text{sen}(\omega'_{s,p}) + \left(\frac{\pi}{180}\right) * \omega'_{s,p} * \text{sen}(\phi - \beta_c) * \text{sen}(\delta_s)}{\cos(\phi) * \cos(\delta_s) * \text{sen}(\omega_{s,p}) + \left(\frac{\pi}{180}\right) * \omega_{s,p} * \text{sen}(\phi) * \text{sen}(\delta_s)}$$

$$R_B = 1,08756$$

8. Irradiación Global plano inclinado (H_S)

Ec. 2.11

$$H_S = R_A * H_{SO}$$

Se parte de calcular la correlación de la irradiación difusa y global con la puesta del sol ($\frac{H_{s,d}}{H_s}$):

Ec. 2.12

$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 0,775 + 0,347 \left(\omega_{s,p} - \frac{\pi}{2} \right) - \left[0,505 + 0,0261 \left(\omega_{s,p} - \frac{\pi}{2} \right) \right] \cos(2K_T - 1,8)$$

$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 0,27209935$$

Reemplazar ($\frac{H_{s,d}}{H_s}$) en la fórmula del cociente entre la media mensual de irradiación global diaria sobre el plano inclinado y sobre el horizontal (R_A)

Ec. 2.13

$$R_A = \underbrace{\left[\left(1 - \frac{H_{s,d}}{H_s} \right) R_B \right]}_{\text{Radiación directa}} + \underbrace{\left[\frac{\frac{H_{s,d}}{H_s} (1 - \cos\beta_c)}{2} \right]}_{\text{Radiación Difusa}} + \underbrace{\left[\frac{\rho'((1 - \cos\beta_c))}{2} \right]}_{\text{Radiación Reflejada}}$$

$$R_A = 1,06319$$

Finalmente reemplazar (R_A) en la ecuación de irradiación global en plano inclinado (H_s)

$$H_s = H_{so} * R_A$$

$$H_s = 4,5 \left[\frac{Kw h}{m^2 día} \right] * 1,06319$$

$$H_s = 4,78434 \left[\frac{Kw h}{m^2 día} \right]$$

Los valores de insolación en el plano inclinado de todos los meses del año se pueden observar en la Tabla 2.4, en la tabla se muestran también los valores de insolación global promedio de cada mes del año tomado del “Atlas solar del Ecuador con fines de generación Eléctrica” y todos los valores adquiridos en el desarrollo del cálculo anterior hasta llegar a obtener los valores de insolación en el plano inclinado.¹

¹ Todos los cálculos fueron realizados en base al libro “Tecnología Solar de IBAÑEZ PLANA, M. “

Tabla 2.4: Insolación global mensual en el plano inclinado (10°) en la zona de Latacunga

MES	J	Irradiación global [Wh/m ² día] Atlas solar Ecuador	Declinación del sol $\delta_s(^{\circ})$	Angulo horario de la puesta de sol $\omega_s, p(^{\circ})$	FTS	Irradiación en la cima de la atmosfera H_{sO}^e [MJ/m ² /día]	Irradiación en la cima de la atmosfera H_{sO}^e KW/m ² /día	RA	Indice de claridad KT	Coficiente de corrección RB	Irradiación global en el plano inclinado H_g (Kwh/m2día) Calculado
ENERO	15	4500	-21,2695	90,36335	1,03399	36,61493	10,17081	1,06318	0,44244	1,08756	4,78434
FEBRERO	46	4650	-13,28916	90,22046	1,033983	38,08979	10,58049	1,03311	0,43948	1,04618	4,80399
MARZO	76	4650	-2,01587	90,03285	1,033953	38,91222	10,80895	0,99331	0,43019	0,99157	4,61893
ABRIL	107	3900	10,14859	89,83292	1,033908	38,1157	10,58769	0,95051	0,36835	0,933	3,70699
MAYO	137	4200	19,26363	89,67379	1,033849	36,3917	10,1088	0,91614	0,41548	0,88612	3,84782
JUNIO	168	4050	23,38727	89,59632	1,03377	35,30482	9,8069	0,89932	0,41297	0,8632	3,64225
JULIO	198	4350	21,18369	89,63826	1,033684	35,90424	9,9734	0,90844	0,43616	0,87561	3,9517
AGOSTO	229	4650	13,12237	89,7824	1,03357	37,64606	10,45724	0,93963	0,44467	0,91815	4,36928
SEPTIEMBRE	259	4800	1,81471	89,97043	1,03346	38,83174	10,78659	0,98	0,445	0,97333	4,70399
OCTUBRE	290	4800	-10,33017	90,17014	1,03332	38,42601	10,67389	1,02248	0,4497	1,03157	4,90789
NOVIEMBRE	320	5100	-19,37801	90,32831	1,03318	37,00066	10,27796	1,05583	0,49621	1,07743	5,38475
DICIEMBRE	351	4800	-23,40116	90,40395	1,03301	36,0649	10,01803	1,0717	0,47914	1,09928	5,14414

Fuente: Atlas solar del Ecuador con fines de generación Eléctrica

Elaborado por: Herrera - Mullo

➤ **Análisis de la insolación global mensual en el plano inclinado (10°) en la zona de Latacunga**

La insolación solar en la zona de Latacunga se obtuvo con los datos de insolación global y latitud, tomados del “Atlas solar del Ecuador con fines de generación Eléctrica”, con los que se calculó los valores de insolación solar de cada mes en la ciudad (Tabla 2.4) y finalmente con los resultados obtenidos de radiación del mes más desfavorable que es el mes de enero con un valor de insolación de 3,64 [KWH/m² día] y del mes más óptimo que es el mes de noviembre con un valor de insolación de 5,38 [KWH/m² día] se llegó a la conclusión de que si existe la suficiente radiación solar para la instalación del generador fotovoltaico.

b. Recurso eólico

La representación del recurso eólico disponible se logra a través de los mapas eólicos o mapas de viento. Generalmente estos mapas se suelen presentar de dos formas: mediante líneas de isoviento o isodensidad de potencia y mediante zonas coloreadas en función de la velocidad media del viento o la densidad de potencia media.

En este caso de estudio que se desarrolla en la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE extensión Latacunga, los datos de velocidad de viento se obtendrán del Atlas Eólico del Ecuador que se puede observar en el Anexo B; la velocidad del viento media anual en la ciudad de Latacunga se obtiene verificando el color con el que se encuentra resaltada dicha zona en el Atlas Eólico del Ecuador como se indica a continuación (Figura 2.2 y Tabla 2.5).

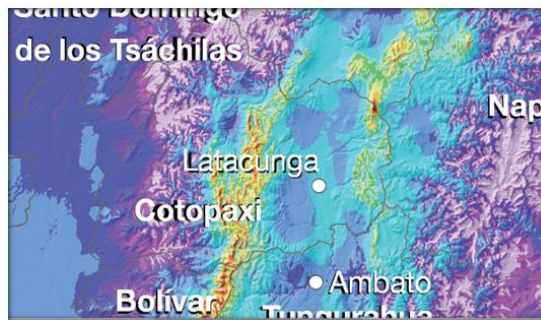


Figura 2.2: Provincia de Cotopaxi

Fuente: Atlas Eólico del Ecuador MEER 2013

Tabla 2.5: Velocidad Media Anual

Velocidad Media Anual del Viento a 30 m.			
km/h		m/s	
< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0

Fuente: Atlas Eólico del Ecuador MEER 2013

➤ **Análisis del recurso eólico disponible en Latacunga**

Según lo expuesto anteriormente la velocidad media de viento es: 5,5m/s - 6,0m/s, datos que ayudan a determinar que en la ciudad de Latacunga se puede instalar un sistema eólico de generación eléctrica para cumplir con lo requerido en el presente proyecto.

2.1.2. La potencia que se desea instalar

Para el Módulo de Pruebas de generación Híbrida se va instalar una potencia de 950 W conjunta entre los dos sistemas de generación: 750 W

corresponden al generador eólico y 200 W al generador fotovoltaico. Esta potencia a implementar de cada tecnología renovable está dimensionada en función de parámetros como:

- La definición de las necesidades de energía para establecer el tamaño adecuado del aerogenerador y los paneles fotovoltaicos; esta información, junto con la velocidad de viento y radiación solar del lugar, contribuye a decidir cuál es el tamaño de turbina eólica y los paneles fotovoltaicos más adecuado a las necesidades de electricidad. También es importante considerar en el caso del aerogenerador, la máxima velocidad de viento a la que la turbina puede trabajar de forma segura, aunque la mayoría de ellas cuentan con sistemas de control para evitar que giren a altas velocidades (cuando existen vientos muy intensos) y sufran algún desperfecto. [7]

Por lo que un método para decidir que generador eólico se adapta mejor a nuestras necesidades es empezar por seleccionar aquellos modelos cuya potencia nominal, tenga lugar a velocidades cercanas a las del estudio eólico de la zona.

- Otro factor importante es la existencia en el mercado nacional de equipos de baja potencia, ya que estos son los más aptos para aplicaciones en laboratorios de investigación, como los laboratorios que se encuentran disponibles a la venta en el mercado comercial de aproximadamente 1 KW de potencia, por lo que al buscar tanto los paneles fotovoltaicos como el aerogenerador que son los equipos de los cuales se parte para la selección de los componentes restantes que complementan el sistema híbrido; se encontró que la turbina eólica más pequeña disponible comercialmente en el Ecuador es de 750 W y los paneles fotovoltaicos de una potencia media son los de 100W.

2.1.3. Tipo de sistema

Para la instalación de sistemas de energías renovables no convencionales existen dos tipos para implementar que son: el aislado y el de inyección a la red; según esta clasificación el tipo de sistema que se ha tomado como mejor opción para instalar, es el sistema aislado, por los fines que tiene la instalación que son de investigación ya que se requiere realizar módulos de pruebas para conocer el funcionamiento de las tecnologías eólica y fotovoltaica.

2.1.4. Voltaje nominal del sistema

Una vez seleccionado el tipo de sistema a instalar, se puede elegir a que voltaje trabajar; se sabe que los sistemas aislados pueden trabajar a tres posibles voltajes nominales: 12V, 24V, 48 Vdc.

La elección de un voltaje u otro dependerá del tamaño del sistema. Para un sistema grande un voltaje de 48Vcc será mucho más manejable pues nos permitirá usar un conductor de menor calibre. Pero para un sistema pequeño, un voltaje de 12 Vdc nos permitirá ahorrar dinero en baterías y paneles fotovoltaicos. [6]

Después de conocer las condiciones bajo las cuales hay que elegir un voltaje de trabajo para un sistema aislado, se determina trabajar a un voltaje de 12V nominales por ser un sistema pequeño de 950W.

2.2. Dimensionamiento y selección de los componentes del sistema híbrido (eólico-fotovoltaico)

El módulo de pruebas de generación híbrida consta de un aerogenerador, paneles fotovoltaicos, controlador de carga, inversor, baterías, protecciones eléctricas y conductores, que serán detallados en el desarrollo del capítulo.

2.2.1. Selección de los paneles fotovoltaicos

Para seleccionar los paneles fotovoltaicos se realiza un análisis de los tres tipos de módulos existentes en el mercado comercial nacional.

- a. **Módulos de celda mono-cristalina:** Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.
- b. **Módulos de celda poli-cristalina.** Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%, siendo su precio también más bajo.
- c. **Módulos de silicona amorfa:** Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%. [24]

Tabla 2.6: Calificación de Alternativas de los Módulos Fotovoltaicos

Parámetros	FP	Alternativas					
		Módulo monocristalino		Módulo policristalino		Módulo silicona amorfa	
		Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje
Eficiencia	0,4	8	3,2	7,5	3	4	1,6
Disponibilidad en el mercado nacional	0,3	8	2,4	9	2,7	7	2,1
Precio	0,3	8	2,4	9	2,7	10	3
TOTAL	1		8		8,4		6,7

Elaborado por: Herrera - Mullo

Según el análisis realizado de cada modelo de acuerdo a la Tabla 2.6 de calificación de alternativas, se ha determinado que el módulo fotovoltaico óptimo es el policristalino; por su eficiencia típica en condiciones estándar de irradiancia y temperatura ($1,000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C), que se encuentra en el 14%, un valor medio de los modelos comerciales, otro aspecto relevante es su bajo costo y sobre todo su disponibilidad en el mercado nacional.

Una vez seleccionado el tipo de modulo a instalar se establece implementar dos paneles fotovoltaicos de 100 W de la marca Exmork para el sistema fotovoltaico, por las ventajas que presenta, ya que son construidos con células de alto rendimiento que se encuentran encapsuladas en una base de acetato de vinilo etilénico (EVA), con una cubierta de vidrio templado, para brindarles protección en las condiciones ambientales severas, los paneles también se complementan con una caja de conexión que contiene 2 diodos “Bypass” y viene con certificación TÜV ² para minimizar problemas eléctricos.

En conjunto la buena calidad y precio económico con el excelente terminado de los módulos está avanzada tecnología permite que los módulos solares policristalinos lleguen a un rendimiento energético mayor a 14%. [25] Los datos de desempeño de los módulos fotovoltaicos que se indican en la Figura 2.3 se detallan en el Anexo C.



Figura 2.3: Panel Fotovoltaico Exmork

Fuente: proviento.com.ec

² El grupo TÜV Rheinland es una entidad líder en servicios técnicos a nivel mundial

2.2.2. Selección del aerogenerador

Para la selección del aerogenerador se considera un análisis de los tipos de aerogeneradores de baja potencia existentes en el mercado nacional.

- a. Rotor a barlovento:** La mayoría de fabricantes optan por los aerogeneradores de barlovento, en los que el viento llega al rotor por su parte anterior aguas arriba de la torre (Figura 2.4). Los aerogeneradores de pequeña potencia comercializados, salvo alguna excepción, son todos de barlovento. Su fabricación es más sencilla y barata, y sus esfuerzos más compensados y homogéneos.



Figura 2.4: Rotor a barlovento

Fuente: <http://rabfis15.uco.es>

- b. Rotor a sotavento:** Algunos fabricantes de turbinas de medio-gran tamaño usan la distribución de sotavento. En ellas el viento incide sobre las hélices por la parte posterior de la góndola (Figura 2.5). Son fácilmente identificables por la forma cónica con las que se instalan las hélices, y cuentan con la ventaja de orientarse automáticamente. El rotor, al estar a sotavento, se ve influenciado por las turbulencias que crea la torre. Las hélices, al pasar por la zona de turbulencia en cada rotación, sufren una disminución de empuje del viento, y al salir de su influencia, vuelve a experimentar nuevamente el empuje del viento. [7]

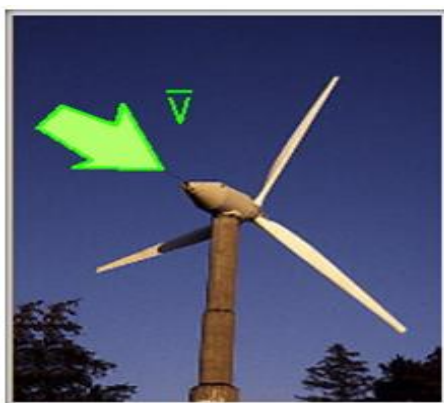


Figura 2.5: Rotor a sotavento

Fuente: <http://rabfis15.uco.es>

Tabla 2.7: Calificación de alternativas del tipo de aerogenerador a instalar

Parámetros	FP	Alternativas			
		Aerogenerador rápido barlovento		Aerogenerador rápido sotavento	
		Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje
Diseño	0,1	9	0,9	7	0,7
Eficiencia	0,3	8	2,4	7	2,1
Precio	0,2	9	1,8	7	1,4
Disponibilidad en el mercado nacional	0,3	8	2,4	8	2,4
TOTAL	0,9		7,5		6,6

Elaborado por: Herrera – Mullo

Después de realizar el análisis de cada modelo de acuerdo a la Tabla 2.7 de ponderación, se ha determinado que el aerogenerador más óptimo es el de eje horizontal con rotor a barlovento ya que son los más usados por su fabricación sencilla y barata, y sus esfuerzos más compensados y homogéneos y principalmente por la alta eficiencia que presenta el rotor que es del 59,3%, valor que se obtiene del análisis del límite de Betz analizado en el apartado (1.3.2 c. Máxima eficiencia rotor).

De esta manera después de seleccionar el aerogenerador de eje horizontal de tres aspas con rotor a barlovento, por todas las ventajas ya enunciadas, se ha elegido instalar un aerogenerador de la marca ZONHAN de 750 W a 12 V, con una velocidad nominal de 9m/s, ya que es un modelo cuya potencia nominal tiene lugar a velocidades cercanas a la del estudio eólico de la zona, lo que permite aprovechar el recurso eólico disponible en el lugar de implementación. Siendo también el único aerogenerador existente en el mercado nacional con las especificaciones técnicas requeridas (Tabla 2.8).

Tabla 2.8: Especificaciones Técnicas

AEROGENERADOR MARCA EXMORK				
Tipología	P _{máx}	Voltaje Nominal	Velocidad de Arranque	Velocidad Nominal
Horizontal	750W	12VCA	2,5m/s	9m/s

Fuente: proviento.com.ec

Además el aerogenerador tiene un sistema de control para evitar que giren a altas velocidades (cuando existen vientos muy intensos) y sufran algún desperfecto, y cuentan de fábrica con una hélice muy grande en relación a su potencia. Esto es importante para iniciar la generación eléctrica aún con vientos bajos, lo que implica un gran beneficio en este caso, porque la velocidad de viento del emplazamiento de estudio es inferior a la nominal requerida por el aerogenerador. El datasheet del aerogenerador Exmork de la Figura 2.6 se encuentra indicado en el Anexo D.



Figura 2.6: Aerogenerador

Fuente: proviento.com.ec

2.2.3. Dimensionamiento y selección del acumulador

a. Dimensionamiento

El tamaño del conjunto de baterías va íntimamente relacionado con la potencia que se instalará del generador fotovoltaico y el eólico. Este es uno de los cálculos básicos de una instalación híbrida que corresponde al cálculo de los Amperios – hora (Ah) de capacidad que ha de tener el acumulador de la instalación. [7]

➤ Condiciones de funcionamiento de la instalación

La capacidad de la batería quedara determinada por la autonomía que queramos obtener, que varía en función del tipo de instalación. [7]

La autonomía que tendrá el banco de baterías será de dos horas, por ser un proyecto de investigación más no de abastecimiento energético y al tener estos fines el sistema no va a ser utilizado un tiempo mayor a 4 horas mensuales, por tal razón las baterías no van a tener que dar abastecimiento en caso de no existir recursos para producir energía eléctrica.

Ec. 2. 14

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{\text{Potencia necesaria} \times \text{días de autonomía}}{\text{voltaje} \times \text{profundidad de descarga de la batería}}$$

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{(300 \text{ W})(2h)}{(12 \text{ V})(0,5)}$$

$$\text{Capacidad de la batería} = 100 \text{ Ah}$$

➤ Cálculo de la capacidad de acumulación

Para dimensionar el sistema acumulador hay que tener en cuenta los parámetros nominales de la batería (profundidad de descarga y capacidad útil) como las condiciones de funcionamiento de la instalación. [6]

- Profundidad de descarga

Por profundidad de descarga (PD) entendemos la carga eléctrica que puede ceder la batería en determinadas condiciones. La profundidad de descarga de una batería que hay que tener en cuenta en el cálculo, depende del tipo que se use:

- 0,6 a 0,8 para acumuladores estacionales de alto volumen de electrolito.
- 0,5 a 0,6 para acumuladores tipo monobloc.
- 0,3 a 0,5 para baterías de automóvil.

- Capacidad útil

Es la capacidad disponible o utilizable en función de la profundidad de descarga máxima disponible. La capacidad útil de la batería (C_u) es el producto de la capacidad nominal de la batería por la máxima profundidad de descarga permitida por el regulador. Se expresa en Amperios hora (Ah).

Ec. 2.15

$$C_u = C_n \cdot PD_{m\acute{a}x}$$

$$C_u = (100 \text{ Ah}) \cdot (0,5)$$

$$C_u = 50 \text{ Ah}$$

➤ Voltaje del acumulador

Habrá que escoger el voltaje del acumulador de manera que tenga un buen acoplamiento con el voltaje de los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador. [6] Además generalmente, por motivos económicos y prácticos, para menos de 4,5 kW suele usarse baterías de 12 V.

Por dichas razones el voltaje de trabajo de las baterías es de 12 V, ya que los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador trabajan a este mismo voltaje.

b. Selección del acumulador

Fundamentalmente se pueden hacer dos grandes grupos: las de níquel-cadmio (Ni-Cd) y las de plomo ácido.

➤ Baterías de níquel-cadmio

Están diseñadas para aplicaciones fotovoltaicas. El voltaje nominal de una celda de la batería es de 1,2 V. Las baterías de Ni-Cd no se pueden probar con la misma fiabilidad que las plomo-acido. Por tanto, si es necesario controlar el estado de carga y descarga, estas baterías no son la mejor opción y su costo es mucho más elevado que el de una de plomo-acido.

➤ Baterías de plomo Acido

Esta aleación permite la fabricación de baterías herméticas y sin mantenimiento. Presenta la ventaja de tener una baja auto descarga. No admite gran número de ciclos por debajo del 15% de la capacidad y en ningún caso soporta profundidades de descarga superiores al 40%. Se venden en estructuras tipo “monoblocs”, su reducido tamaño y costo permite que sea bastante utilizada en pequeñas instalaciones. [6]

Tabla 2.9: Calificación de alternativas del tipo de batería a instalar

Parámetros	FP	Alternativas			
		Níquel de Cadmio		Plomo Ácido	
		Calif.	Puntaje	Calif.	Puntaje
Profundidad de descarga	0,2	8	1,6	6	1,2
Tolerancia a la temp.	0,1	10	1	7	0,7
Vida útil	0,2	9	1,8	8	1,6
Mantenimiento	0,2	9	1,8	10	2
Estructura	0,1	8	0,8	10	1
Precio	0,2	5	1	10	2
TOTAL	1		8		8,5

Elaborado por: Herrera - Mullo

Después de realizar el análisis de las baterías existentes en el mercado según la Tabla 2.9, el tipo de batería que mejor se adapta a los requerimientos del sistema híbrido es la batería de plomo de ácido por ser las más usadas para las aplicaciones solares y eólicas, adaptándose a cualquier corriente de carga, teniendo un precio razonable [6], y por ser comercialmente las más utilizadas en pequeñas instalaciones.

Para completar totalmente la selección de la batería, se buscó en las tablas de modelos de los diferentes fabricantes hasta encontrar el acumulador RA12- 100D (12V100Ah) (Figura 2.7) que posee una capacidad igual a la calculada. [7] Las especificaciones técnicas se encuentran en el anexo E.



Figura 2.7: Batería de Pb-Ca

Fuente: renovaenergía.com.ec

2.2.4. Dimensionamiento y selección del regulador de carga

a. Dimensionamiento

El dimensionamiento del regulador consiste en elegir entre los equipos disponibles en el mercado, uno que se adapte al resto de los parámetros eléctricos de los componentes de la instalación. El tipo de regulador necesario quedará determinado por la potencia máxima del campo de módulos y aerogenerador, de manera que para la potencia máxima de 950 W a 12 V, corresponderá un regulador de 79,16 A. [6]

b. Selección

➤ Criterios de selección:

Se debe proceder a la elección del regulador una vez conocida la potencia de paneles fotovoltaicos, la potencia del aerogenerador y la capacidad de los acumuladores, ya que el regulador debe ir en concordancia con todos los equipos que componen el sistema híbrido.

En este caso el regulador de carga viene en conjunto con el aerogenerador, ya que eléctricamente está diseñado para el modelo específico de turbina eólica, lo que implica que ya presenta las características técnicas necesarias para ser implementado con el mismo; además este regulador presenta la posibilidad de ingresar la energía de un sistema fotovoltaico de 300 W (Figura 2.8).



Figura 2.8: Regulador de carga

Elaborado por: Herrera – Mullo

El controlador tiene un indicador digital para el voltaje y amperaje del sistema, también viene conjuntamente con su disipador de energía. Este disipador es parte del sistema de seguridad de freno: El aerogenerador frena

normalmente utilizando la energía eléctrica. Como “freno de mano” cada controlador dispone de un interruptor “Manual Brake”, a través de este interruptor se cortocircuitan las fases del aerogenerador. De tal forma el generador altamente eficiente está casi atracado por la energía de inducción que imposibilita que puede girar. [25]

2.2.5. Dimensionamiento y selección del inversor

a. Dimensionamiento

El inversor se ha seleccionado una vez conocida la potencia de los paneles fotovoltaicos, la potencia del aerogenerador y la capacidad de los acumuladores. Se ha tenido en cuenta los siguientes parámetros:

- **El voltaje nominal de entrada del inversor:** El voltaje nominal de entrada del inversor será de 12 V, por ser este el voltaje de trabajo de los demás equipos que componen el modulo hibrido.
- **La potencia nominal del inversor:** La potencia nominal del inversor adecuada será el resultado de sumar las potencias nominales de los equipos consumidores multiplicados por un coeficiente de simultaneidad comprendida entre 0,5 y 0,75 (en función del tipo y cantidad del consumo, ya que nunca funcionan todos los equipos a la vez).

Para el sistema hibrido se determina una potencia nominal de consumo de 950 W por ser la máxima potencia a generar por parte del sistema eólico-fotovoltaico en el caso de existir el suficiente recurso solar y de viento.

Ec. 2.16

(Suma de la potencia nominal de todos los elementos consumo x 0,75) >
 $P_{\text{inversor}} > (\text{Suma de la potencia nominal de todos los elementos de consumo} \times 0,5)$

$$(950W \times 0,75) > P_{inversor} > (950 W \times 0,5)$$

$$(712,5 W) > P_{inversor} > (475 W)$$

El resultado de esta operación determina la potencia nominal del inversor de 712,5 W. [6]

b. Selección

➤ Criterios de selección:

El inversor dependerá de la potencia instalada, de la calidad de onda que se precise, si se desea que además de inversor sea cargador, de la frecuencia, de la potencia simultánea máxima, y del voltaje, en fin la elección final depende, como todo, de las necesidades y accesibilidad.

En base a los parámetros enunciados se selecciona el inversor de una potencia de 1KW que es la potencia instalada en el sistema hibrido, el voltaje es de 12V, la frecuencia es de 60 Hz, la onda de salida es senoidal pura, lo que nos indica que es más estable y normalmente no generan interferencias ni incompatibilidades y además de inversor es también cargador y está disponible en el mercado nacional. Las características técnicas del inversor mostrado en la Figura 2.9 se encuentran en el Anexo F.



Figura 2.9: Inversor DC/AC

Fuente: www.proviento.com

2.3. Diseño Mecánico

Comprende en sí, la estructura mecánica de soporte del generador fotovoltaico y la torre del generador eólico, donde irán montados los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador respectivamente, con ello también el mecanismo de movimiento de los paneles fotovoltaicos.

2.3.1. Criterios de Diseño.

El diseño mecánico consiste básicamente en aplicar conocimientos multidisciplinarios científicos y tecnológicos. Siendo el principal elemento del diseño el cálculo que permite evitar la falla de los elementos mecánicos. También se emplea ingeniería inversa, es decir que se revisa lo que ya está hecho para establecer mejoras o cambios que determinen mayor eficiencia, basados en el funcionamiento de estructuras mecánicas soporte de generadores eólicos y fotovoltaicos implementados en el país.

Por medio de la casa de la calidad, que es una herramienta del QFD (Quality Function Deployment), cuyo fin principal es asegurar que los deseos y las necesidades de los clientes sean traducidas en características técnicas, siendo también un método de gestión de calidad basado en transformar las demandas del usuario en la calidad del diseño, se plantearon las siguientes posibilidades.

a. Consideraciones para la determinación de las especificaciones.

Actualmente la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE extensión Latacunga, adquirió los equipos necesarios para la construcción de un laboratorio de ERNC, con el objetivo de brindar conocimiento de estas tecnologías a los estudiantes para colocar en el campo profesional ingenieros capaces de desenvolverse en esta área de la energía eléctrica. Pero la falta de una estructura soporte tanto para los paneles fotovoltaicos que permita

mover los mismos en la dirección en la que se encuentre el sol, como para el aerogenerador que permita elevarlo para captar la energía del viento, ha generado una gran dificultad para implementar el sistema.

- **Situación inicial del sistema:** Paneles fotovoltaicos sin estructura soporte y aerogenerador sin torre soporte sobre el suelo en posición vertical.

- **Situación final para el sistema:** Paneles fotovoltaicos ubicados en una estructura soporte de 1 m de altura y el aerogenerador instalado en una torre de 6 m de altura sobre la terraza del bloque C de la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE extensión Latacunga.

b. Casa de la calidad

Para elaborar la casa de la calidad se requiere, en primer lugar, conocer la voz del cliente, mediante la cual este manifiesta sus requerimientos y deseos del producto; luego son traducidos, por medio del criterio del ingeniero, en requerimientos técnicos. Finalmente estos requerimientos técnicos son evaluados para determinar aquellos de mayor importancia. Los diagramas de la casa de la calidad desarrollados se encuentran indicados en el Anexo "G".

b.1. Especificaciones Técnicas.

Las especificaciones técnicas de las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos y la torre del aerogenerador se establecen con los datos obtenidos de la casa de la calidad.

➤ **Especificaciones técnicas las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos**

Tabla 2.10: Especificaciones Técnicas para las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos

Empresa Cliente: Universidad de la Fuerzas Armadas-ESPE Extensión Latacunga	Producto: Estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos	Fecha inicial: 18/03/2013	
Diseñadores: Kléver Herrera Katty Mullo		Última revisión: 05/12/2014	
Página 1			
Especificaciones			
Concepto	Propone	R/D	Descripción
Función	D	R	Estructura para soporte y giro de los paneles fotovoltaicos
Carga	D	R	7 Kg
Accionamiento	C	D	Eléctrico
Mantenimiento	C	R	Fácil montaje y desmontaje para mantenimiento

Propone: C= Cliente, D= Diseñador

R/D: R= Requerimiento, D= Deseo

Elaborado por: Herrera - Mullo

➤ **Especificaciones técnicas de la torre del aerogenerador**

Tabla 2.11: Especificaciones Técnicas para la torre del aerogenerador

Empresa Cliente: Universidad de la Fuerzas Armadas- ESPE Extensión Latacunga	Producto: Torre del aerogenerador		Fecha inicial: 18/03/2013 Última revisión: 05/12/2014
Diseñadores: Kléver Herrera Katty Mullo			Página 1
Especificaciones			
Concepto	Propone	R/D	Descripción
Función	D	R	Estructura para soporte del aerogenerador.
Carga	D	R	65 Kg
Fuerzas	D	R	
Mantenimiento	C	R	Fácil montaje y desmontaje para mantenimiento

Propone: C= Cliente, D= Diseñador

R/D: R= Requerimiento, D= Deseo

Elaborado por: Herrera - Mullo

2.3.2. Diseño y selección de la torre del aerogenerador

Además de ser el elemento estructural que transfiere las cargas de la góndola y el rotor, la torre es la parte más visible del aerogenerador, con lo cual no debe despreciarse su estética. Por estos motivos es esencial seleccionar la geometría y el material más conveniente.

a. Selección de la torre

Para la selección de la torre son de gran importancia las características del sitio, la dureza de la torre es el factor que más incluye en la dinámica de la turbina, debido a la posibilidad de que se acoplen vibraciones entre la torre y el rotor. Las estructuras para torres de aerogeneradores pueden ser:

- **Torre de celosía:** Ya sea triangular o rectangular, no es abatible. Es mucho más ligera que las torres auto soportadas y de menor costo, pero no son suficientemente fuertes para soportar el peso de un aerogenerador y sus esfuerzos. El tipo de refuerzos que se utiliza es con tirantes, idéntico que con las abatibles.



Figura 2.10: Torre de celosía

Fuente: www.motiva.fi

- **Torre de hormigón:** Son construidas bien de una manera convencional con hormigón armado, o con hormigón pretensado. El hormigón pretensado es más caro pero presenta mejores características para los diseños de torres de elevada rigidez y es una opción económicamente competitiva con las torres tubulares de acero.



Figura 2.11: Torre de hormigón

Fuente: www.evwind.com

- **Torre escalonada:** La torre escalonada presenta la particularidad de, además de ser abatible, permitir ser trepada hasta el aerogenerador para realizar allí revisiones periódicas sin tener que abatir la torre. Las dimensiones de los tensores y de la torre serán mayores que en el tipo de torre tubular.



Figura 2.12: Torre escalonada

Fuente: J. M. Escudero López, «Aerogeneradores,»

- Torre Tubular

La torre tubulares la más utilizada en pequeños aerogeneradores debido a su simplicidad, facilidad de fabricación y bajo coste. Este tipo de torres permite incrementar su altura en un momento dado añadiendo más tramos de tubo y cambiando la distribución de los tensores.



Figura 2.13: Torre tubular

Fuente: J. M. Escudero López, «Aerogeneradores,»

Tabla 2.12: Calificación de alternativas del tipo de torre a implementar

Parámetros	FP	Alternativas							
		Torre de celosía		Torre de hormigón		Torre escalonada		Torre Tubular	
		Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje
Tamaño	0,1	6,0	0,6	5,0	0,5	8,0	0,8	10,0	1,0
Peso	0,1	10,0	1,0	2,0	0,2	8,0	0,8	9,0	0,9
Precio	0,1	10,0	1,0	2,0	0,2	7,0	0,7	9,0	0,9
Instalación	0,2	7,0	1,4	2,0	0,4	7,0	1,4	8,0	1,6
Tiempo de construcción	0,2	8,0	1,2	3,0	0,5	7,0	1,1	10,0	1,5
Material Utilizado disponible	0,2	10,0	1,5	6,0	0,9	9,0	1,4	10,0	1,5
Seguridad	0,2	2,0	0,4	9,0	1,8	10,0	2,0	10,0	2,0
TOTAL	1,0		7,1		4,5		8,1		9,4

Elaborado por: Herrera - Mullo

Después de haber analizado cada uno de los tipos de torres mediante la tabla de calificación de alternativas del tipo de torre (Tabla 2.12), se ha llegado a la conclusión de que la estructura óptima es la Tipo Tubular, por todos los beneficios que esta representa como; su simplicidad, facilidad de fabricación y bajo coste, de la misma manera el material a utilizar cumple factores de seguridad.

b. Diseño Estructural

La torre es el elemento que sustenta todo el aerogenerador. Existen varias soluciones posibles para el diseño de la torre dependiendo del tamaño del aerogenerador. El diseño de la torre ha de realizarse con unos criterios de resistencia y rigidez tales que la estructura soporte los esfuerzos debidos a los casos de carga que establece la norma IEC 61400/1. En concreto se debe calcular la máxima resistencia a fatiga de los materiales de la torre ante viento extremo, resistencia a fatiga de los materiales de la torre para una vida útil de diseño de 20 a 30 años y la rigidez de la torre (frecuencia natural de flexión) para evitar problemas de vibraciones mecánicas. A continuación se calculan cada uno de los criterios de diseño.

- Selección de materiales

Las condiciones climáticas de lluvia y humedad alteran las propiedades del material en que será construida la torre; sería ideal utilizar acero inoxidable para toda la estructura, sin embargo el costo resulta elevado, por tanto se utilizará acero estructural ASTM A36 que soporta una presión máxima de 453337,57 [Pa] y se le dará tratamiento de pintura para evitar la corrosión, de igual manera existen tubos de este material en el mercado de 6 m de largo y 5 pulg de diámetro con un espesor de 5mm, a bajo costo pero resistentes.

- Momento Flector

Con esta expresión se puede hallar el momento flector en cualquier punto de la torre, sustituyendo z por la altura del punto que se desee. Lo que interesa en este caso es hallar el momento máximo que, en la torre se encuentra en los soportes de los tensores, a 4 metros del empotramiento.

$$M = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * C_D * D * v_0^2 * \frac{h_0^2}{h_0^{2\gamma+2}} \left[\frac{L^{2\gamma+2} - z^{2\gamma+2}}{2\gamma + 2} - \frac{z * L^{2\gamma+2} - z^{2\gamma+2}}{2\gamma + 1} \right] \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde:

M : Momento Flector

ρ_{aire} : Densidad del aire = 1,225 kg/m³

v_0 : Velocidad de referencia del viento = 10 m/s

h_0 : Altura de referencia a la que se ha tomado los datos de velocidad del viento = 30 m

L : Altura de la torre = 6 m

γ : Parámetro de referencia, se elige según la Tabla 1.1 = 0,4

C_D : Coeficiente de resistencia, ha de elegirse, según la (Tabla 2.13) dependiendo de la relación existente de L/D . = 1,2

Tabla 2.13: Coeficiente de resistencia C_D que ofrece el cilindro al paso del cilindro según la relación L/D del cilindro

L/D	C_D
∞	1.2
40	0.98
20	0.91
10	0.82
5	0.74
3	0.72
2	0.68
1	0.64

Fuente: White, Frank M. "Mecánica de fluidos"

$$M = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * C_D * D * v_0^2 * \frac{h_0^2}{h_0^{2\gamma+2}} \left[\frac{L^{2\gamma+2} - z^{2\gamma+2}}{2\gamma+2} - \frac{z * L^{2\gamma+1} - z^{2\gamma+2}}{2\gamma+1} \right]$$

$$M = \frac{1}{2} (1,225 \text{ kg/m}^3) (1,2) (0,127 \text{ m}) [(10 \text{ m/s})^2] \frac{(75 \text{ m})^2}{(75 \text{ m})^{2(0,4)+2}} \left[\frac{(4,5 \text{ m})^{2(0,4)+2} - 3(\text{m})^{2(0,4)+2}}{2(0,4)+2} - \frac{(3 \text{ m}) * ((4,5 \text{ m})^{2(0,4)+1}) - (3 \text{ m})^{2(0,4)+2}}{2(0,4)+1} \right]$$

$$M = -24,80 \text{ [Nm]}$$

- Tensión Máxima

Con el momento máximo se pueden hacer las primeras comprobaciones de la estructura. De esta manera se ha de verificar que la tensión máxima sufrida (σ_{MAX}) no supere la tensión límite del material (σ_{LIM}), es decir, no sea superior a 493045,57 [Pa]. Para hallar esta tensión máxima se emplearán las ecuaciones de Navier:

Ec. 2.18

$$\sigma_{MAX} = \frac{M_{MAX} * Y_{MAX}}{I_x} + \frac{N}{A_c}$$

Donde:

σ_{MAX} : Tensión máxima sufrida por la estructura

M_{MAX} : Momento máximo, en el soporte del tensor = -89,98 [Nm]

Y_{MAX} : D/2=R₂

I_x : Momento de inercia [m⁴]

N : Esfuerzo axial [N]

A_c : Área cortante de la torre

M_c : Masa góndola = 65 Kg

g : Aceleración de la gravedad = 9,8 m/s²

Pero en todo diseño debe haber un margen de seguridad para evitar en lo mayor posible la cabida del error. Dado que no se ha encontrado normativa específica para el diseño de este tipo de estructuras, se ha recurrido a la

Norma Básica de Edificación (NBE) como guía para definir los coeficientes de seguridad y los límites de diseño. De este modo, el coeficiente de seguridad indicado en la NBE para la tensión máxima en este tipo de estructuras es 1.5, que ha de multiplicarse por la tensión máxima sufrida por el material. Así, el resultado tendrá que ser menor que la tensión límite del material, para que la estructura cumpla con los requisitos en cuanto a tensión se refiere.

$$1,5 * \sigma_{MAX} < \sigma_{LIM}; \quad \text{ó} \quad \frac{\sigma_{LIM}}{1,5 * \sigma_{MAX}} > 1 \quad \text{Ec. 2.19}$$

Realizando el cálculo se tiene lo siguiente: en primer lugar obtenemos todos los parámetros para utilizar la fórmula principal.

❖ **Momento de Inercia:**

$$I_x = \frac{\pi}{2} * (R_2^4 - R_1^4) \quad \text{Ec. 2.20}$$

Donde:

R_2 : Radio exterior de la torre = 0,06 m

R_1 : Radio interior de la torre = 0,055 m

$$I_x = \frac{\pi}{2} * [(0,06)^4 - (0,055)^4]$$

$$I_x = 0,000005984 \text{ [m}^4\text{]}$$

❖ **Área cortante**

Ec. 2.21

$$A_c = \pi * [(0,06)^2 - (0,055)^2]$$

$$A_c = 0,001806 \text{ [m}^2\text{]}$$

❖ Esfuerzo axial

Ec. 2.22

$$N = -65[kg] * 9,8[m/s^2]$$

$$N = -637 [N]$$

Reemplazar en la formula principal Ec. 2.18:

$$\sigma_{MAX} = \frac{-24,80 [Nm] * 0,06[m]}{0,000005984 [m^4]} + \frac{-637 [N]}{0,001806 [m^2]} = -103945,5 \left[\frac{N}{m^2} \right]$$

Reemplazar en la Ec. 2.19 para obtener el factor de seguridad:

$$\frac{493045,57 [Pa]}{1,5 * 103945,5 [Pa]} > 1$$

$$3,16 > 1$$

Posteriormente se hará la simulación del sistema en el programa Ansys para comprobar este factor de seguridad.

- Altura de la Torre

Uno de los parámetros de diseño más importantes de la torre es lógicamente su altura. Cuanto mayor es la altura de la torre, la producción de energía de la turbina aumenta siempre que el perfil vertical de la velocidad del viento en el emplazamiento sea creciente. Sin embargo, un aumento de la altura de la torre implica un aumento del coste del componente y una mayor dificultad para la instalación de equipo. Cabe recalcar también que el Módulo de pruebas de generador híbrido está colocado en la terraza del Edificio "C" de la Universidad de las Fuerzas Armada ESPE extensión Latacunga, y por seguridad y fácil montaje se ha construido una torre de 6m de altura, que muestra su factibilidad en su diseño en el apartado anterior

c. Modelado de la torre del aerogenerador

El análisis de las torres se basa en un modelo sencillo de análisis, para poder aplicar conocimientos de resistencia de materiales. Se ha considerado una torre tubular con una viga empotrada en el extremo inferior, sometida a una carga distribuida y variable a lo largo de su longitud, que es la del viento, y a otra carga constante y de compresión en la parte superior de la misma, que viene a ser el peso de la góndola (Figura 2.15). Estas cargas producen en la torre esfuerzos y desplazamientos que afectan a la estructura y que deben ser tomados en cuenta para diseñar una torre resistente a los mismos.

Una parte importante del análisis ha sido la modelización de cada uno de estos esfuerzos aplicando los conocimientos de resistencia de materiales y el programa Ansys, se aplicó una velocidad del viento de 10 [m/s] que ejerce una fuerza de 24,8 [N] en el eje "Z" a las aspas que en este caso simularía al viento que atraviesa por el generador. Llegando a obtener una presión máxima a la torre de 101341,98 [Pa]. Ver Figura 2.14

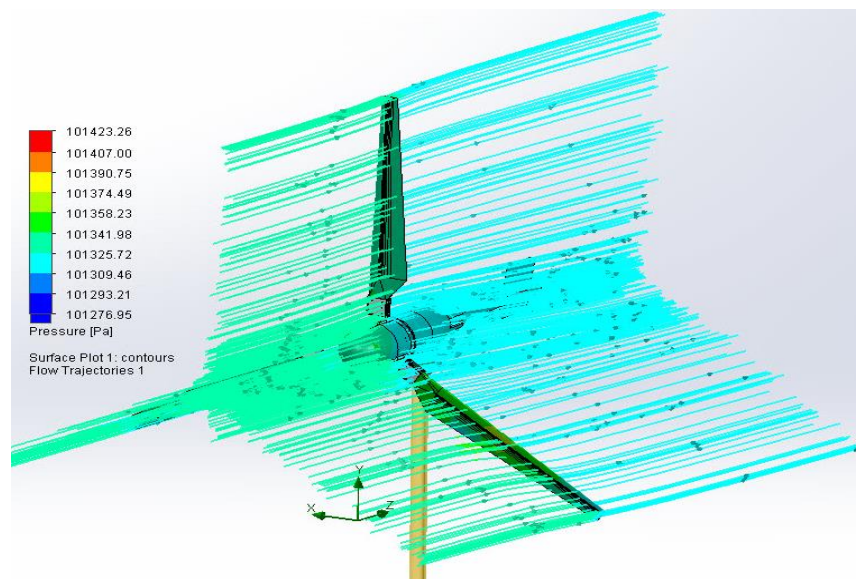


Figura 2.14: Simulación de la aplicación de la fuerza del viento a las aspas del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

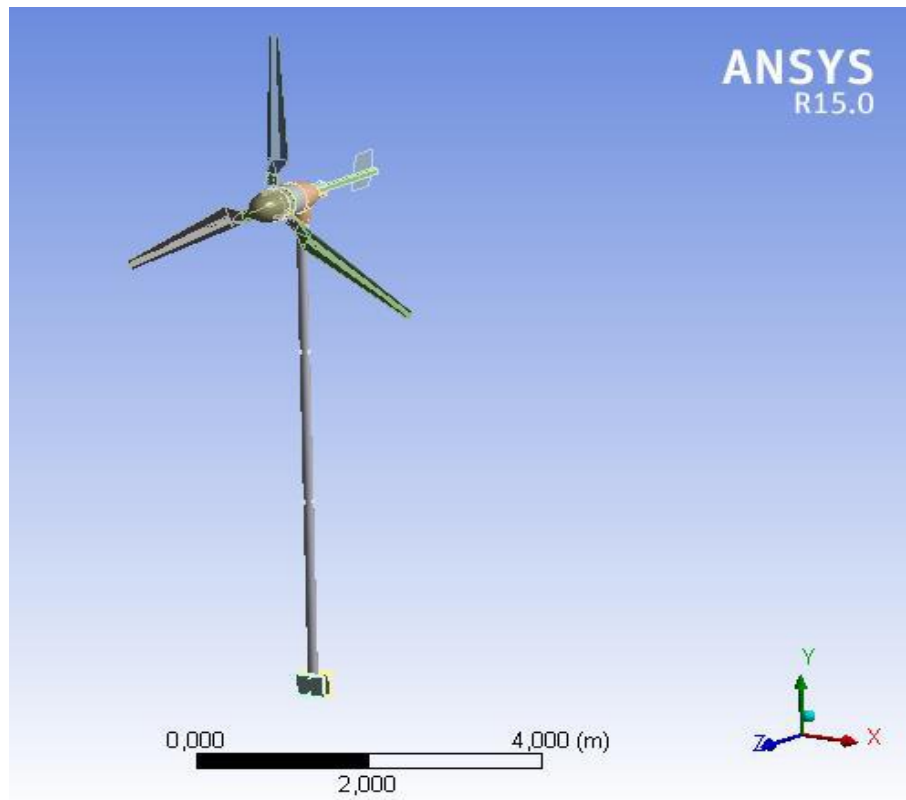


Figura 2.15: Modelado de la torre del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

Para verificar un correcto dimensionamiento de la estructura que soportará al aerogenerador se ha utilizado los programas ANSYS y SOLID WORKS.

- **Desplazamiento horizontal**

Es con mucha diferencia, el desplazamiento horizontal el más crítico entre los desplazamientos. Y por esta razón, su estudio ha de ser cuidadoso y probablemente uno de los factores decisivos en el dimensionamiento de las torres. Puesto que en uno de los extremos se encuentra empotrada la torre, será el extremo libre el que sufra los mayores desplazamientos.

Se realiza en el programa ANSYS una modelación de los esfuerzos en la parte extrema superior de la torre para saber cuál es la distancia que se desplaza la torre. Ver Figura 2.16

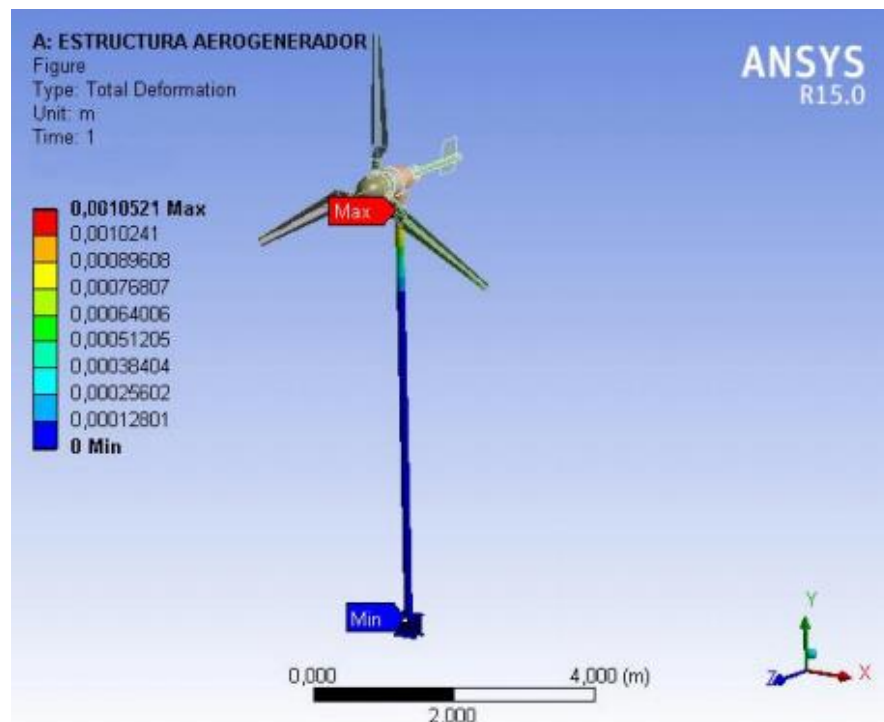


Figura 2.16: Cálculo del desplazamiento horizontal en ANSYS

Elaborado por: Herrera - Mullo

De los resultados obtenidos se puede observar que la torre se desplazará una distancia de 0,0010521 m. (1mm) que puede ser despreciable y no afectar al diseño mecánico.

- **Momento Flector**

La carga del viento va a producir un momento sobre la torre variable con la altura. Si se divide la torre en pequeños incrementos de altura se puede calcular el momento flector en cada uno de ellos. En este caso se realizó los cálculos a 4 metros de la base ya que en a esta distancia se ejerce el mayor momento, debido a que se simuló tensores y estos se comportarían como un nuevo extremo fijo para el cálculo. La Figura 2.17 muestra el momento flector simulado en Ansys de 43,725 [Nm], en la gráfica de la torre se indica el lugar donde se efectúa el momento máximo de flexión con color rojo.

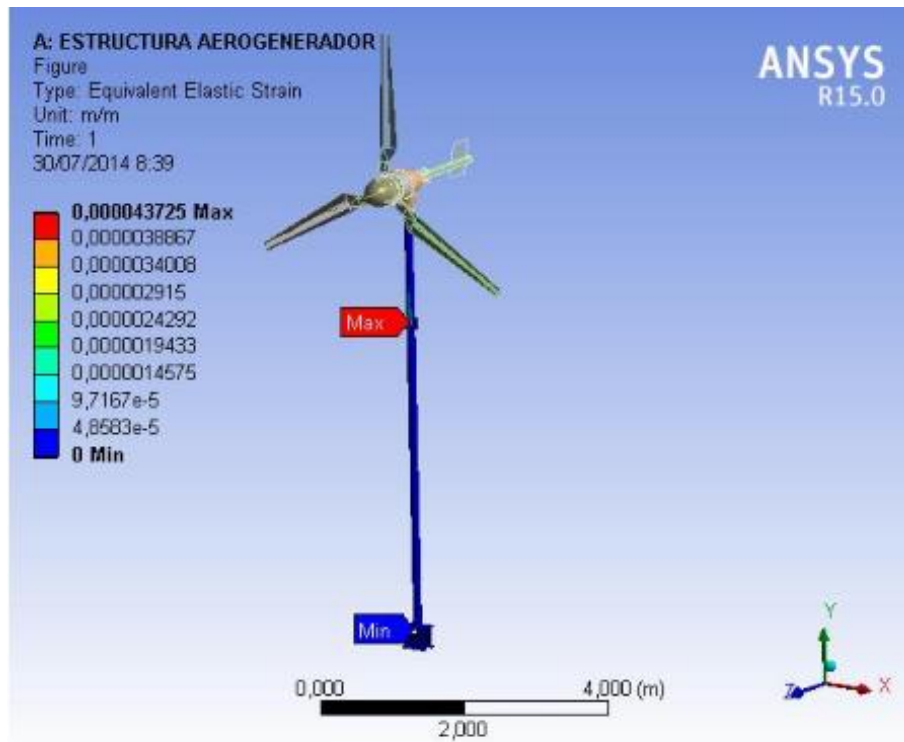


Figura 2.17: Deformación elástica equivalente

Elaborado por: Herrera Mullo

- Factor de seguridad

Mediante el análisis estático estructural, se comprueba que la estructura soporta eficientemente el efecto de la carga aplicada por el aerogenerador, tanto en deformación total, elástica y esfuerzo equivalente de Von Mises, obteniendo un factor de diseño estático de 3,2112, lo cual significa que soporta 3 veces el peso total.

El factor de seguridad se calcula en la base de la torre sin tomar en cuenta los tensores colocados, como se muestra en la Figura 2.18.

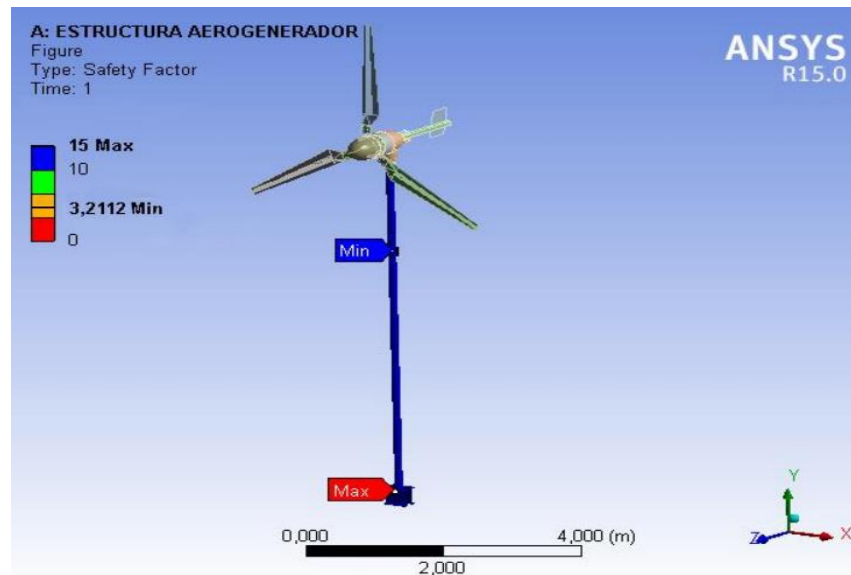


Figura 2.18: Factor de seguridad análisis estático

Elaborado por: Herrera – Mullo

d. Selección de los elementos de soporte de la torre del aerogenerador

Selección de los pernos de expansión

Los pernos de expansión utilizados para fijar la torre, se seleccionaron según el momento flector de 24,8 [Nm] calculado en el apartado 2.3.2.b; y las de características mostradas en la Tabla 2,14, por lo tanto para este caso se selecciona el perno de expansión M12 que tiene un soporte de 37,7 [Nm].

Tabla 2.14: Tabla de características de los pernos de expansión

DATOS DE CAPACIDAD			M8	M10	M12	M16	M20	M24
Métrica de la varilla de anclaje (mm)								
Carga a tracción Anclajes aislados sin influencia de bordes de hormigón	Hormigón C20/25 no fisurado (M8: $s \leq 3 h_{ef}$, $c \geq 1,5 h_{ef}$ M10-M24: $s \geq 2 h_{ef}$, $c \geq 1 h_{ef}$)	N_{zul} (kN) = C20/25 50°C/80°C²	7,9	11,9	15,9	19,8	29,8	35,7
Carga a cortadura Anclajes aislados sin influencia de bordes de hormigón	Hormigón C20/25 no fisurado $c \geq 1,5 h_{ef}$	N_{zul} (kN) = C20/25	5,1	8,0	12,0	22,3	34,9	50,3
Momento flector permisible		N_{zul} (Nm)	10,9	21,1	37,7	94,9	185,7	320,6
Resistencia al fuego		F30 (kN)	2,3	3,64	5,26	9,79	15,28	22,01
		F60 (kN)	1,29	2,04	3,07	5,72	8,93	12,86
		F90 (kN)	0,79	1,3	2,0	3,68	5,75	8,28
		F120 (kN)	0,53	1,0	1,5	2,67	4,16	6,0

Fuente: Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 2011

- Selección del cable para los tensores

Para realizar la selección del cable necesario para los tensores de soporte de la torre del aerogenerador se utiliza la siguiente fórmula:

Ec. 2.23.

$$d = \sqrt{\frac{F}{\frac{\pi}{4} * \sigma}}$$

Donde:

- d : Diámetro exterior del cable (mm)
- F : Fuerza que va a soportar el cable (Nm)
- σ : Presión total que va a soportar el cable (MPa)

$$d = \sqrt{\frac{25,93}{\frac{\pi}{4} * 493045,57}}$$

$$d = 0,0081 \approx 8,5 \text{ mm}$$

Por lo tanto el cable que se selecciona es un cable de acero de 7 hilos de 8,8 mm de diámetro.

2.3.3. Diseño y selección del tipo de estructura de soporte del generador fotovoltaico.

a. Selección

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos tiene dos funciones fundamentales: proporcionar el soporte del panel y orientarlo hacia los rayos solares. Respecto a esta última función, existen tres tipos de estructuras soporte: fijos, ajustables y de seguimiento. [7]

- **Estructuras fijas:** Los soportes fijos son usados en lugares donde la latitud permite un ángulo de inclinación fijo (latitud más 15°), cuyo valor incrementa las horas de generación durante el invierno, cuando el consumo nocturno aumenta y disminuye la eficiencia de la insolación durante el verano cuando los días son más largos.
- **Estructura ajustable:** Las diferencias de diseño entre un soporte fijo y otro ajustable son mínimas, y por ello estos últimos son los más usados. En caso de que se utilicen sistemas de seguimiento manual (2 a 3 posiciones por día moviéndose de este a oeste), todos sus componentes deberán satisfacer los requisitos especificados anteriormente para la estructura de soporte.
- **Estructuras con seguimiento solar:** Los soportes automáticos permiten seguir la trayectoria del sol, durante todo el año, desde el amanecer al atardecer.

Tabla 2.15: Calificación de alternativas de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos

Parámetros	FP	Alternativas					
		Estructura fija		Estructura ajustable		Estructura de seguimiento solar	
		Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje
Aprovechamiento radiación solar	0,2	7	1,4	9	1,8	10	2
Material Utilizado disponible	0,2	10	1,5	10	1,5	9	1,35
Tiempo de construcción	0,1	10	1	9	0,9	7	0,7
Instalación	0,1	10	1	10	1	8	0,8
Precio	0,2	9,5	1,425	9	1,35	7	1,05
Tamaño	0,1	9	0,9	9	0,9	7	0,7
Peso	0,1	10	0,5	10	0,5	8	0,4
Seguridad	0,2	9	1,35	9	1,35	8	1,2
TOTAL	1		9,075		9,3		8,2

Elaborado por: Herrera - Mullo

Para la elección de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos según el análisis realizado en la Tabla 2.15 de los tipos de estructuras existentes, se ha tenido en cuenta un factor fundamental como es la rapidez y eficiencia de montaje y posterior mantenimiento de la instalación, también el costo máximo para el sistema y el incremento porcentual de energía que se obtendrá.

Para ello, se ha optado por la opción de implantar estructuras del tipo ajustable siendo el más adecuado para los requisitos establecidos, ya que con este se puede ajustar manualmente los paneles en la dirección en que se encuentre el sol y así se puede aprovechar de mejor manera la radiación solar para poder realizar las pruebas respectivas al generador fotovoltaico; además por la latitud que presenta la ciudad de Latacunga no va a existir un grado de variación extrema entre la posición del sol al amanecer y cuando alcanza el cenit y el bloque generador no tiene gran cantidad de paneles y la potencia a generar es de 200 W, la estructura ajustable resulta siendo la solución más económica.

También está el hecho de que el modelo señalado anteriormente, tiene la característica de ser una estructura de suma facilidad de montaje, esto es debido a la inexistencia de cimentación alguna ya que la implantación de la misma se realiza mediante hincado, lo que facilita su instalación.

b. Diseño de la estructura de soporte del generador fotovoltaico.

La estructura soporte que se ha seleccionado está diseñada para realizar un movimiento azimutal, es decir de este a oeste.



Figura 2.19: Estructura ajustable

Elaborado por: Herrera – Mullo

La función de la estructura mecánica es ubicar la parte frontal del panel solar lo más perpendicular posible a los rayos del Sol, situándolo correctamente, para obtener el mayor rendimiento de la captación energética del panel solar.

- **Selección del material**

Las condiciones climáticas de lluvia, humedad y sol alteran las propiedades del material en que serán construidas las estructuras; lo ideal sería utilizar acero inoxidable para todo el sistema, sin embargo el costo resulta elevado, por tanto se utilizará acero estructural ASTM A36 y se le dará tratamiento de pintura para evitar la corrosión. El acero en mención está disponible en el mercado local, y cumple con los requerimientos para la construcción de dichas estructuras.

- **Selección del Sistema de Transmisión**

En función del tipo de movimiento que se requiere en este sistema, considerando que se va a utilizar un motor paso a paso, se opta por la utilización de engranajes rectos que efectúan la transmisión de movimiento de ejes que se cortan en un mismo plano. Los dientes convergen en el punto de intersección de los ejes.

El sistema de transmisión es simple, pues el movimiento es transmitido directamente entre el eje del motor y el eje del soporte, y en función de disminuir la velocidad y aumentar el torque para mejorar la resolución en el movimiento, se calcula la relación de transmisión de la siguiente manera:

Ec. 2.24

$$i = \frac{Z_2}{Z_1}$$

Dónde:

Z_1 = Número de dientes del engranaje colocado en el motor a pasos.

Z_2 = Número de dientes del engranaje colocado en el soporte del panel.

i = Relación de transmisión

$$i = \frac{Z_2}{Z_1} = \frac{84}{22} = 3,8181$$

Una vez determinada la relación de transmisión se debe considerar el material de los engranajes, considerando las condiciones de trabajo del soporte, es decir, ligero, se utilizará plástico resistente, ya que este permitirá que la transmisión se realice con mayor facilidad y evitará tener problemas de corrosión de los engranajes.

2.3.4. Selección del Motor Paso a Paso

Es fundamental entender que el motor paso a paso permite controlar la posición del panel de manera precisa ubicando al mismo perpendicular a los rayos del sol, además de que al incorporar un sistema de transmisión 1:3,8 mediante engranajes rectos, el control de posición es mucho más confiable, ya que el panel solo necesita girar 270 grados, y mantenerse en diferentes posiciones durante el procedimiento de la práctica, y debido a que se lo controlará por medio de pulsos desde el programa LabView a las bobinas, no se toma en cuenta la velocidad para la selección del motor. Se determinan las características que se requieren del motor para este trabajo mediante el siguiente proceso:

La selección del motor paso a paso se dimensionará en base al torque requerido para mover el panel, el radio que girará es de 0,31m y el peso es de 7 Kg.

El panel fotovoltaico se encontrará originalmente en una posición de 65 grados con respecto al eje vertical, por tal motivo se utiliza la siguiente ecuación:

$$T_{panel} = r * F * \text{sen}\theta$$

Ec. 2.25

Dónde:

T_{panel} = Torque necesario para girar el panel

F = Fuerza ejercida (Peso equivalente. [N])

r = radio de giro. [m]

$$T_{panel} = r * F * \text{sen}\theta$$

$$T_{panel} = 0,31\text{m} * 7\text{Kg} * 9,8\text{m/s}^2 * \text{sen}(45)$$

$$T_{panel} = 17,58 \text{ Nm}$$

Dividimos para la relación de transmisión para obtener el torque del motor:

Ec. 2.26

$$T_{motor} = \frac{17,58 \text{ Nm}}{3,8181}$$

$$T_{motor} = 4,605 \text{ [Nm]}$$

Con este valor se busca en el mercado un motor paso a paso que tenga un torque semejante, siendo el adecuado el Sanyo Denki 103-809 Motor De Pasos, las características técnicas se encuentran en el anexo H.

2.4. Diseño Eléctrico

Involucra el sistema eléctrico del módulo híbrido (eólico-fotovoltaico), dimensionamiento del calibre de los cables, las fuentes de energía tanto del motor paso a paso como de los circuitos de acondicionamiento y la selección de protecciones.

2.4.1. Selección del calibre de los conductores que transportan corriente

Para seleccionar el calibre de los conductores que transportan corriente, se deben cumplir las siguientes dos condiciones:

1. La capacidad de conducción de corriente de los conductores debe ser mayor o igual al valor nominal o de ajuste del dispositivo de protección de sobrecorriente del circuito.
2. La caída de tensión en los conductores de los circuitos debe ser menor a lo siguiente para que proporcionen una eficacia de funcionamiento razonable a los equipos de utilización que están conectados a la salida de los circuitos derivados:
 - **Para alimentadores:** Los conductores de alimentadores deben tener un tamaño nominal que evite una caída de tensión eléctrica superior a 3% en la salida más lejana que alimente a cargas de fuerza, calefacción, alumbrado o cualquier combinación de ellas.
 - **Para circuitos derivados:** Los conductores de circuitos derivados deben tener un tamaño nominal que evite una caída de tensión eléctrica superior a 3% en la toma de corriente eléctrica más lejana para fuerza, calefacción y alumbrado o cualquier combinación de ellas.

- **Total de alimentadores más circuitos derivados:**

La caída máxima de tensión eléctrica sumada de los circuitos alimentadores y derivados hasta la salida más lejana no debe superar 5%.

a. Determinación del tamaño del conductor con base en la capacidad de conducción de corriente requerida

De acuerdo con la sección 110-14, inciso c) de la NOM-001-SEDE-2005, la temperatura nominal de operación del conductor, asociada con su capacidad de conducción de corriente, debe seleccionarse y coordinarse de forma que no exceda la temperatura de operación de cualquier elemento del sistema.

1. Las terminales de equipos para circuitos de 100 A nominales o menos o marcadas (aprobadas conforme con lo establecido en 110-2) para conductores con designación de 2,08 mm² a 42,4 mm² (14 AWG a 1 AWG), deben utilizarse solamente para los casos siguientes:

- Conductores con temperatura de operación del aislamiento máxima de 60 °C.
- Conductores con temperatura de operación del aislamiento, mayor, siempre y cuando la capacidad de conducción de corriente de tales conductores se determine basándose en la capacidad de conducción de corriente de conductores para 60 °C.
- Conductores con temperatura de operación del aislamiento, mayor, si el equipo está identificado para tales conductores.

Debido a lo anterior, como en todos los circuitos la corriente es menor a 100 A, para determinar la capacidad de conducción de corriente se va a emplear la columna de 60 °C de la Tabla 2.16.

Tabla 2.16: Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2,000 V nominales y 60 °C a 90 °C.

TAMAÑO O DESIGNACIÓN		TEMPERATURA NOMINAL DEL CONDUCTOR					
mm ²	AWG o kcmil	60°C	75°C	90°C	60°C	75°C	90°C
		COBRE			ALUMINIO		
0,824	18	-	-	14	-	-	-
1,31	16	-	-	18	-	-	-
2,08	14	20	20	25	-	-	-
3,31	12	25	25	30	-	-	-
5,26	10	30	35	40	-	-	-
8,37	8	40	50	55	-	-	-
13,3	6	55	65	75	40	50	60
21,2	4	70	85	95	55	65	76
26,7	3	85	100	110	65	75	85
33,6	2	95	115	130	75	90	100
42,4	1	110	130	150	85	100	115
53,5	1/0	125	150	170	100	120	135
67,4	2/0	145	175	195	115	135	150
85,0	3/0	165	200	225	130	155	175
107	4/0	195	230	260	150	180	205
53,5	1/0	125	150	170	100	120	135
67,4	2/0	145	175	195	115	135	150
85,0	3/0	165	200	225	130	155	175
107	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	190	230	255
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	450	260	310	350
304	600	355	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	310	375	420
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	450
458	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	520	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1010	2000	560	665	750	470	560	630

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar 15 amperios para 2,08 mm² (14 AWG); 20 A para 3,31 mm² (12 AWG); y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre

Fuente: NOM-001-SEDE-2005

- Por lo tanto, al aerogenerador le corresponde por capacidad de conducción de corriente un calibre de 8,37 mm² (8 AWG), que corresponde a una corriente de 40 A; ya que la corriente máxima que el aerogenerador va aportar al sistema es de 36 A como se indica a continuación.

Ec. 2.27

$$I_{n_{Aerogenerador}} = \frac{750W}{\sqrt{3} * 12V} = 36 A$$

- Para los paneles fotovoltaicos les corresponde por capacidad de conducción de corriente un calibre de 13,3 mm² (12 AWG), que corresponde a una corriente de 55 A; ya que la corriente máxima que los paneles fotovoltaicos van a aportar al sistema es de 16,66 A como se indica a continuación.

Ec. 2.28

$$I_{n_{paneles fotovoltaicos}} = \frac{200 W}{12 V} = 16,66 A$$

- Para el regulador de carga le corresponde por capacidad de conducción de corriente un calibre de 8,37 mm² (6 AWG), que corresponde a una corriente de 40 A; ya que la corriente máxima que el regulador de carga va a aportar al sistema es de 52,66 A como se indica a continuación.

$$I_{n_{regulador de carga}} = I_{n_{Aerogenerador}} + I_{n_{paneles fotovoltaicos}}$$

$$I_{n_{regulador de carga}} = 36A + 16,66A$$

$$I_{n_{regulador de carga}} = 52,66 A$$

- Para el inversor le corresponde por capacidad de conducción de corriente un calibre de 8,37mm² (8 AWG), que corresponde a una corriente de 40 A.
- Para la batería le corresponde por capacidad de conducción de corriente un calibre de 8,37mm² (8 AWG), que corresponde a una corriente de 40 A.
- Para el cable de puesta a tierra de cobre, la sección a emplearse será el cable numero 8 flexible.

2.4.2. Selección de protecciones

Para el diseño de los sistemas de protección del Módulo de Pruebas de generación Híbrida se realiza en función de las características nominales de los equipos por tal motivo para el arreglo del sistema fotovoltaico y su conexión al controlador de carga se establece dos dispositivos termomagnético de 10 [A] monofásico, de acuerdo a la sumatoria de corrientes de corto circuito de cada panel, especificadas por el fabricante.

Para el dispositivo de protección del generador eólico se dimensiona de acuerdo a la potencia nominal de la turbina, estableciendo un dispositivo termomagnético de 50 [A] trifásico. Para el banco de baterías, el dispositivo establecido es de 63 [A] bifásico, está dimensionado acorde a la sumatoria de las corrientes entregadas por el sistema eólico y fotovoltaico. La carcasa metálica del aerogenerador y de los paneles está unidas a una conexión equipotencial a tierra como medida de protección ante contactos indirectos.

La línea de tierra discurrirá en paralelo a los conductores activos de corriente continua y corriente alterna.

2.5. Diseño electrónico

Comprende la implementación de los circuitos de acondicionamiento para la obtención de datos de voltaje y corriente tanto del generador fotovoltaico como del eólico, también se encuentra incluido el acondicionamiento para la adquisición de datos de viento del anemómetro, y el circuito de control de los motores paso a paso utilizados para posicionar los paneles fotovoltaicos.

2.5.1. Divisor de voltaje para medir voltaje de los paneles fotovoltaicos

Para realizar el cálculo se va a utilizar el voltaje que se obtendrá de la suma de los dos paneles en la conexión en serie que es de 44 V en circuito

abierto, ya que este es el mayor valor de voltaje que se podrá obtener de los paneles fotovoltaicos, pero para asegurarse por los picos extras se hará el cálculo con 45 V y en R2 se utilizará una resistencia de 13,2 k Ω (Figura 2.20).

Ec. 2.29

$$V_{out} = \frac{R_2}{R_1 + R_2} * V_{in}$$

$$R_1 = R_2 * \frac{V_{in}}{V_{out}} - R_2 = 13,2 * \frac{45}{5} - 13,2$$

$$R_1 = 46,2 \text{ [k}\Omega\text{]}$$

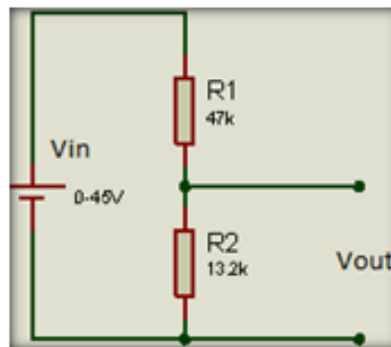


Figura 2.20: Divisor de voltaje

Elaborado por: Herrera - Mullo

La señal que se obtendrá en la salida del divisor de voltaje es de 0 a 5 [V], es decir una señal lineal, para obtener el valor real en el programa LabView, se realizará el siguiente cálculo utilizando la ecuación de la recta Figura 2.21.

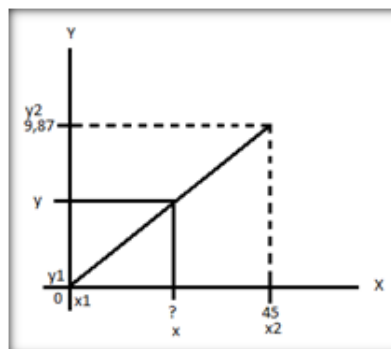


Figura 2.21: Ecuación de la recta

Elaborado por: Herrera - Mullo

En la gráfica en el eje de las “x” están los valores reales de voltaje y en el eje de las “y” el valor obtenido de la salida del divisor de voltaje y enviado a la NIDAQ, partimos por la ecuación de la pendiente de la recta que se muestra en la ecuación:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

Ec. 2.30

Entonces si queremos obtener el valor de x que sería la incógnita, la ecuación quedaría:

$$m = \frac{y - y_1}{x - x_1}$$

Ec. 2.31

Despejamos “x”:

$$x = \left(\frac{x_2 - x_1}{y_2 - y_1} \right) (y - y_1) + x_1$$

Ec. 2.32

Esta ecuación la ingresamos en LabView, utilizando las opciones matemáticas, en donde la “y” sería la variable es decir el valor de voltaje obtenido de la salida del divisor de voltaje.

2.5.2. Sensor de corriente continua

La suma de las corrientes de los paneles fotovoltaicos es de 12,28 A según la tabla de datos, por lo tanto se necesita un sensor de corriente, en el mercado existen varios, pero el adecuado es el sensor de corriente de efecto hall ACS712 que se muestra en la Figura 2.22 a, que mide corrientes de 0 a 20 A, y entrega en su salida voltajes de 2,5 a 4,5 V, como se puede observar en la curva de operación que se indica en la Figura 2.22 b. El datasheet del sensor de corriente de efecto hall ACS712 se puede observar en el anexo I.

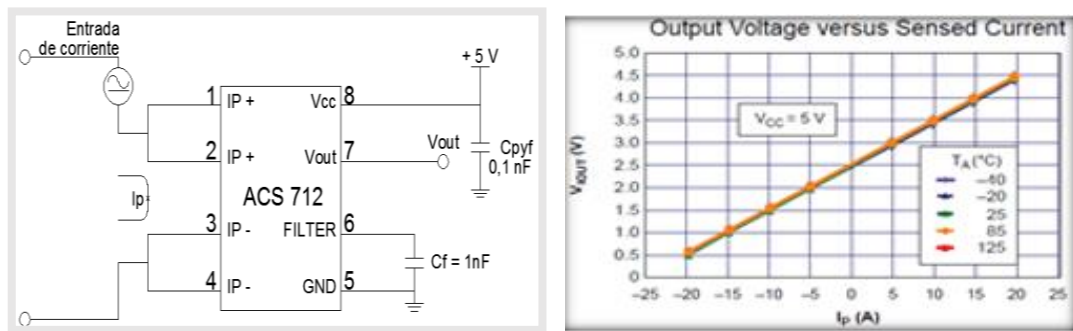


Figura 2.22: (a) Sensor de efecto hall, (b) Curva de operación

Fuente: <https://www.mpja.com/download/acs712.pdf>

2.5.3. Medidor de voltaje para el aerogenerador

Para medir el voltaje del aerogenerador, se utilizará un transformador monofásico que recibe un voltaje de 0 a 110V, y a las salidas se tiene un voltaje de 24 V en corriente alterna (Figura 2.23).



Figura 2.23: Transformador de voltaje

Fuente: Transformer S.A.

2.5.4. Medidor de corriente del aerogenerador

Para medir la corriente del aerogenerador, se utilizará un TC de 30 A como se muestra en la Figura 2.24, en la salida del transformador de corriente se tiene voltaje de 0 a 1V el cual es acondicionado en el HMI. Anexo I.



Figura 2.24: Transformador de corriente

Fuente: XiDi Technology

2.5.5. Control de los motores a pasos

Los motores seleccionados son a pasos, por lo tanto se va a controlar la velocidad y posición por pulsos enviados desde la DAQ a un driver DQ542MA mostrado en la Figura 2.25, los datos técnicos se encuentran en el anexo J.

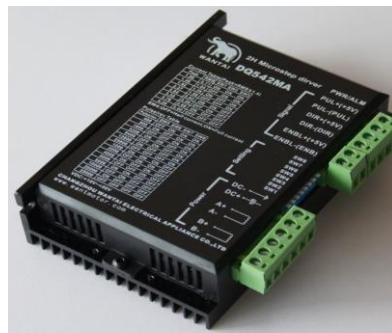


Figura 2.25: Driver de control de los motores a pasos

Fuente: www.wantmotor.com

2.6. Diseño del HM

El Software a utilizarse para la programación del HMI (interfaz hombre - máquina) es LabView 2013, como ya se mencionó en el Capítulo 1, este es una plataforma de codificación gráfica, que ayuda a profesionales y estudiantes a diseñar desde pequeñas hasta grandes aplicaciones que van desde encender un led virtualmente, hasta adquirir señales y procesarlas para que el usuario pueda obtener las respectivas conclusiones.

En el Capítulo 1 se ha mostrado, las herramientas del programa a utilizarse, las cuales se aprovecharán para diseñar el programa para las pruebas a los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador, y obtener sus curvas características correspondientes. Para realizar la adquisición de datos, se utiliza una DAQ NI-6009, que se conectará con el computador mediante una entrada USB.

2.6.1. Funciones del HMI:

- Ingreso al sistema.
- Control de los motores para girar a los paneles en dirección al sol
- Adquisición y procesamiento de señales de los sensores.
- Guardar los datos obtenidos, en un block de notas
- Mostrar las curvas características de los generadores.
- Permitir la descarga de los datos.

2.6.2. Diagrama de bloques

La Figura 2.26 muestra el diagrama de bloques que se aplicará para el Sistema de Adquisición De Datos.

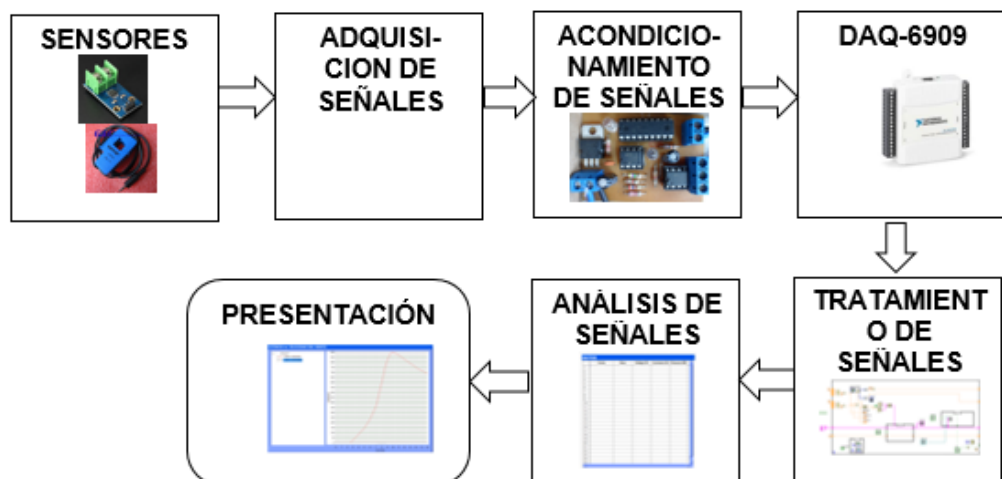


Figura 2.26: Diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos

Elaborado por: Herrera – Mullo

- **Sensores:** Se conecta los sensores de corriente en serie y los sensores de voltaje se conectan en paralelo a los paneles fotovoltaicos o al aerogenerador, el anemómetro que muestra la velocidad del viento ya se encuentra conectado.
- **Adquisición de señales:** Las señales de los sensores se envían a cada uno de los acondicionamientos respectivos.
- **Acondicionamiento de señales:** Las señales que se obtiene de los diferentes sensores, se las transforma a voltaje (de 0 a 5 o 10 voltios) con circuitos electrónicos, estas señales acondicionadas se envían a la DAQ-6009.
- **DAQ-6009:** Adquisición de señales acondicionadas a voltaje
- **Tratamiento de señales:** Se acondiciona las señales obtenidas con la DAQ, a valores de corriente o voltaje de los equipos respectivamente.
- **Análisis de señales:** Se agrupa en una tabla los valores de corriente, voltaje, potencia, velocidad de viento, para posteriormente graficar las curvas características de cada equipo.
- **Presentación:** Se presenta las curvas características de los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador.

2.6.3. Diagrama de secuencia del HMI

En el diagrama siguiente se presenta a continuación se expone la secuencia a seguirse para la implementación del programa de Adquisición de datos para la generación de curvas características de los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador.

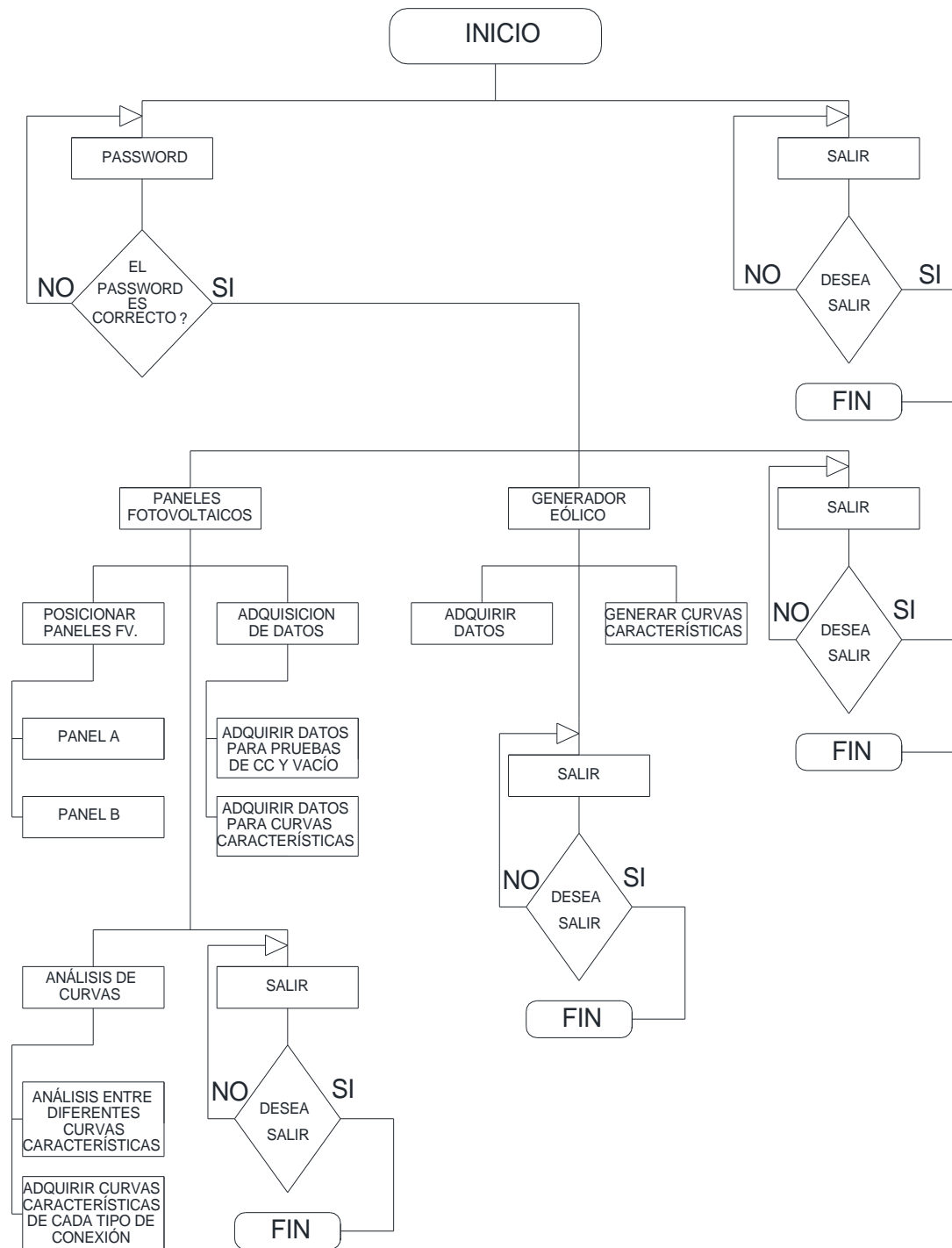


Figura 2.27: Diagrama de flujo del HMI del Módulo híbrido eólico-fotovoltaico

Elaborado por: Herrera - Mullo

2.6.4. Procedimiento para realizar las pruebas en el HMI

a. Pantalla de inicio del software

Cuando se inicie la aplicación del Software, aparecerá la siguiente ventana, como se muestra en la Figura 2.28.

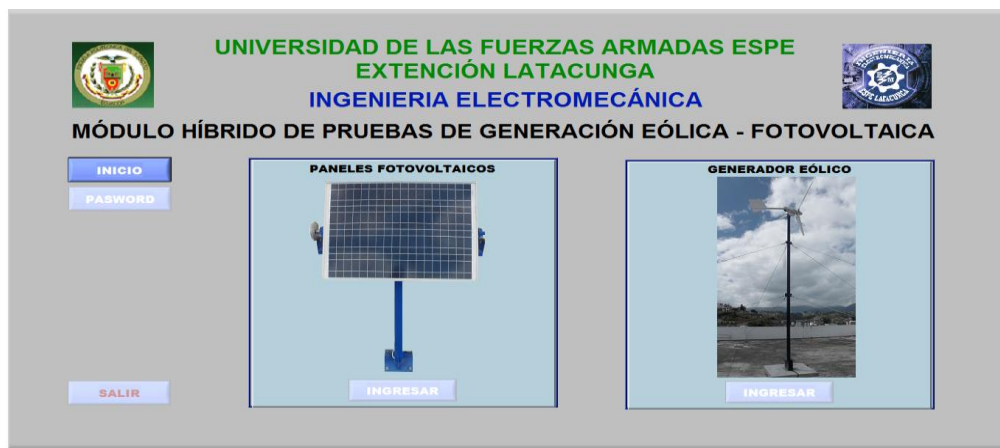


Figura 2.28: Pantalla de inicio

Elaborado por: Herrera - Mullo

- El botón “INICIO” permite acceder al sistema y habilita las opciones de ingreso del Password o salir de programa, no se podrá continuar sin haber pulsado este botón.
- El botón “PASSWORD” permite acceder a la ventana de la contraseña. No se habilitarán los botones para continuar con las pruebas si no se ingresa la contraseña correcta (Lab_ERNC).

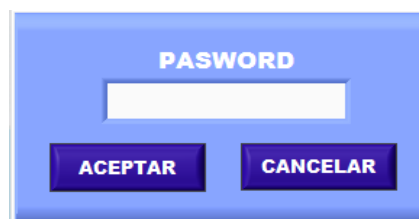


Figura 2.29: Ventana de contraseña

Elaborado por: Herrera – Mullo

- El botón “INGRESAR” en el recuadro de “PANELES FOTOVOLTAICOS” permite acceder a las pruebas a los paneles fotovoltaicos, es necesario insertar la contraseña correcta para que se habilite este botón.
- El botón “INGRESAR” en el recuadro de “GENERADOR EÓLICO” permite acceder a las pruebas al aerogenerador, es necesario insertar la contraseña correcta para que se habilite este botón.
- El botón “SALIR” permite salir de la aplicación, se debe primero presionar el botón “INICIO” para habilitar este botón.

Cada uno de los botones mencionados se detallará a continuación mostrando las ventanas que abren y su aplicación.

b. Pruebas a paneles fotovoltaicos

En la Figura 2.30 se puede observar la ventana que se abrirá después de presionar el botón “INGRESAR” del recuadro de “PANELES FOTOVOLTAICOS”



Figura 2.30: Pantalla DE pruebas Al generador fotovoltaico

Elaborado por: Herrera – Mullo

La ventana de Pruebas a Paneles Fotovoltaicos se divide en tres partes, que son: Posicionamiento de Paneles, Adquisición de datos, Análisis de curvas.

➤ **Posicionamiento de paneles**

Este consta de un botón “POSICIONAR PANELES”, que al presionarlo se abre una ventana como la de la Figura 2.31 que permite girar el panel en dirección Este a Oeste, para obtener el mayor rendimiento de la captación energética del panel solar.

Figura 2.31: Pantalla de posicionamiento de los paneles

Elaborado por: Herrera - Mullo

Esta ventana tiene varios botones como son:

- **SELECCIÓN DEL PANEL.**- permite elegir el panel que se desea posicionar en dirección al sol.
- **TIPO DE AJUSTE.**- permite seleccionar el tipo de ajuste teniendo como opciones: “ALEATORIO” gira el panel continuamente hasta que se presione el botón “PARAR MOTOR”; “PRECISO” gira el motor según el

ángulo que se requiera hasta llegar al lugar exacto de ubicación del panel ubicando el ángulo deseado.

- **SENTIDO DE GIRO.**- permite escoger el sentido de giro del panel que se necesita posicionar. El sentido de giro solo se puede cambiar cuando se realiza el movimiento en modo Aleatorio.
- **GIRAR PANEL.**- permite accionar o detener el motor, mientras gira el motor se desactivan los demás botones, incluyendo el botón “SALIR”, ya que mientras no se ha terminado el ciclo de giro del motor no se podrá abandonar la página, también se cambia el nombre del botón a “DETENER PANEL”.
- **SALIR.**- sale de la ventana y regresa a Paneles Fotovoltaicos.
- Muestra también, el ángulo actual en el que se encuentra el panel fotovoltaico, y el ángulo deseado al que se requiere girar el panel fotovoltaico en el ajuste preciso.

➤ **Adquisición de datos**

Este consta de dos botones que permiten: “ADQUIRIR DATOS PARA PRUEBAS DE CORTO CIRCUITO Y VACÍO” (Figura 2.32), “ADQUIRIR DATOS PARA CURVAS CARACTERÍSTICAS” (Figura 2.33).

- **Pruebas de corto circuito y vacío**

Esta prueba permite conocer los parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos, es decir el voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito, estos son los valores máximos entregados por los paneles sin conectar carga.

Consta de cuatro botones:

- INSERTAR: permite insertar un valor para guardar en la tabla, luego de realizar la conexión respectiva.
- CONTINUAR: se debe presionar continuar para poder guardar, luego de insertar todos los valores necesarios para generar la curva característica
- GUARDAR: primero se debe ubicar en el recuadro que dice dirección la ubicación en la que se
- SALIR: permite salir de las respectivas ventanas de adquisición de datos.

➤ Análisis de curvas

Consta de dos botones, “ADQUIRIR CURVAS CARACTERÍSTICAS DE CADA TIPO DE CONEXIÓN” (Figura 2.34) y “ANÁLISIS ENTRE DIFERENTES CURVAS CARACTERÍSTICAS” (Figura 2.35).

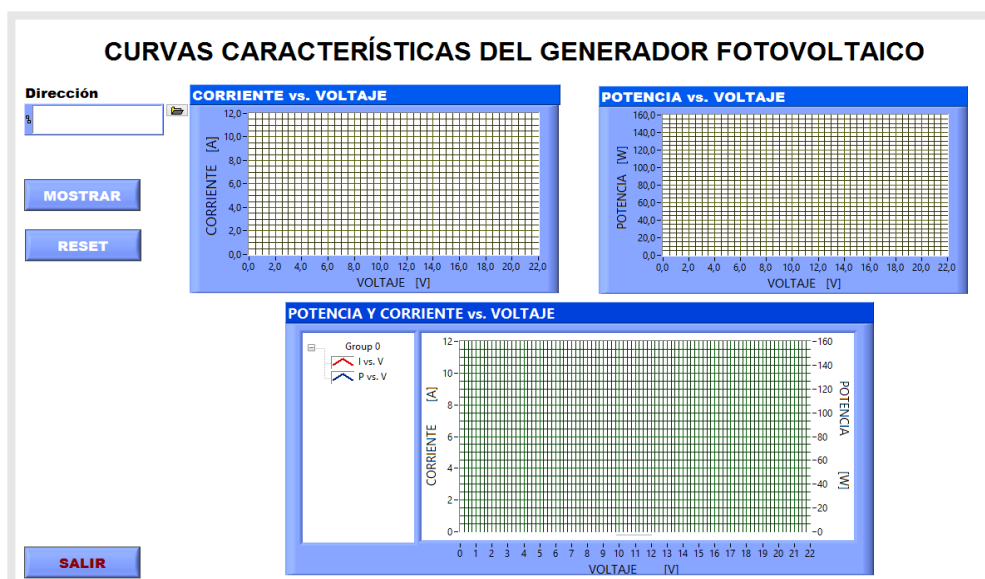


Figura 2.34: Presentación de las curvas de los paneles fotovoltaicos

Elaborado por: Herrera – Mullo

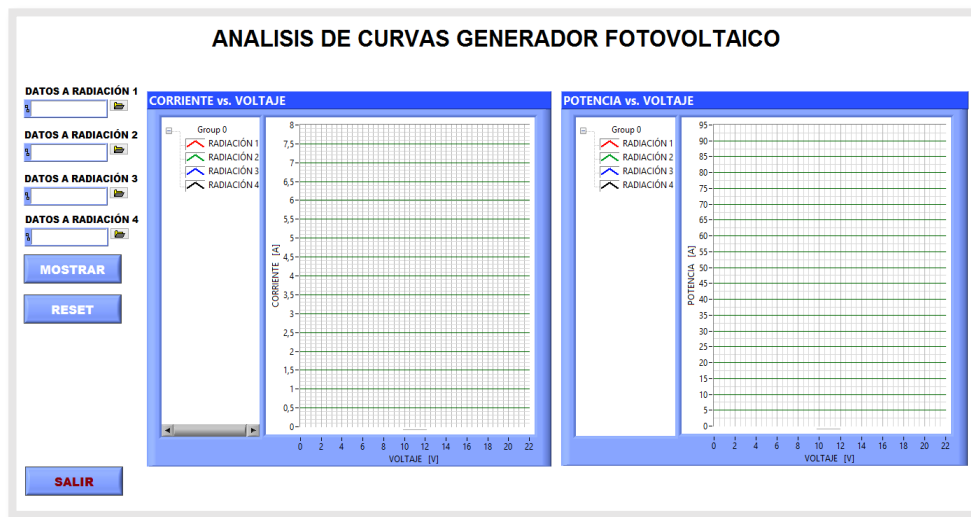


Figura 2.35: Pantalla de análisis de las curvas de los paneles fotovoltaicos

Elaborado por: Herrera - Mullo

Para realizar una comparación entre las curvas de las diferentes conexiones, se debe ubicar la dirección de los datos en el recuadro respectivo.

c. Pruebas al generador eólico

En la Figura 2.36 se puede observar la ventana que se abrirá después de presionar el botón “INGRESAR” del recuadro de “GENERADOR EÓLICO”

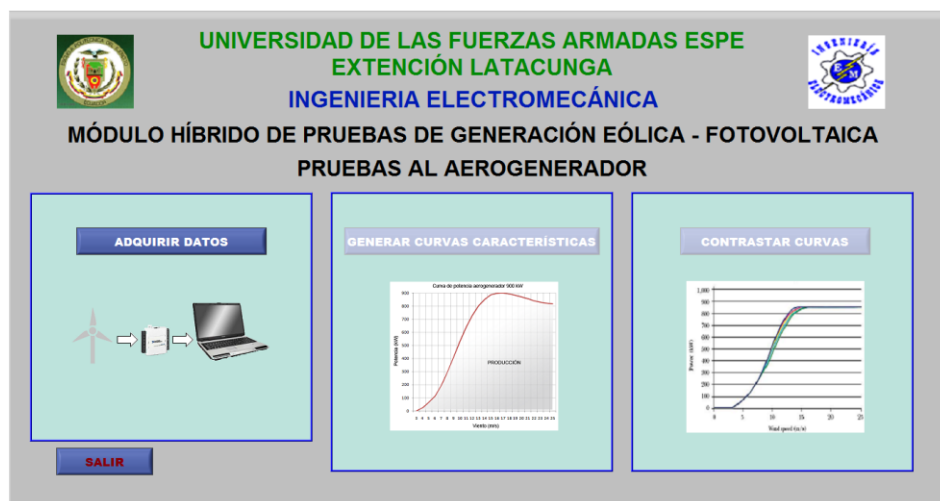


Figura 2.36: Pantalla de pruebas del aerogenerador

Elaborado por: Herrera – Mullo

Esta ventana consta de tres partes, “ADQUIRIR DATOS”, “GENERAR CURVAS CARACTERÍSTICAS”, “CONTRASTAR CURVAS” y el botón “SALIR”, que permite regresar a la pantalla de inicio.

➤ ADQUIRIR DATOS

Al presionar dicho botón se abre la ventana de adquisición de datos de voltaje, corriente, velocidad del viento. Como se muestra en la Figura 2.37.

ADQUISICION DE DATOS DEL AEROGENERADOR

DATOS						
	Fecha	Hora	Voltaje (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	Vel. viento (m/s)
1	20/01/2015	4:08:54	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						

Dirección

Figura 2.37: Pantalla de adquisición de datos del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

➤ Generar curvas características

Permite acceder a la ventana de generación de la curva característica del aerogenerador, es decir la curva Potencia vs. Velocidad del viento y la curva de la variación del viento en el tiempo, como se muestra en la Figura 2.38.

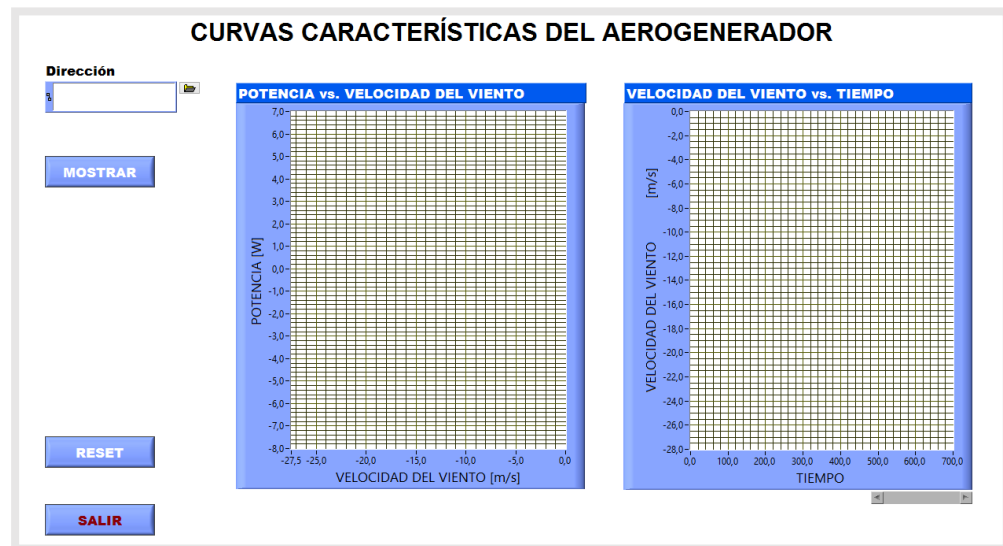


Figura 2.38: Presentación de las curvas características del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

➤ **Contrastar curvas**

Permite acceder a la pantalla de contraste entre la curva original proporcionada por el fabricante y la curva obtenida con el módulo de pruebas. En la Figura 2.39 se puede ver la ventana de contraste de curvas.

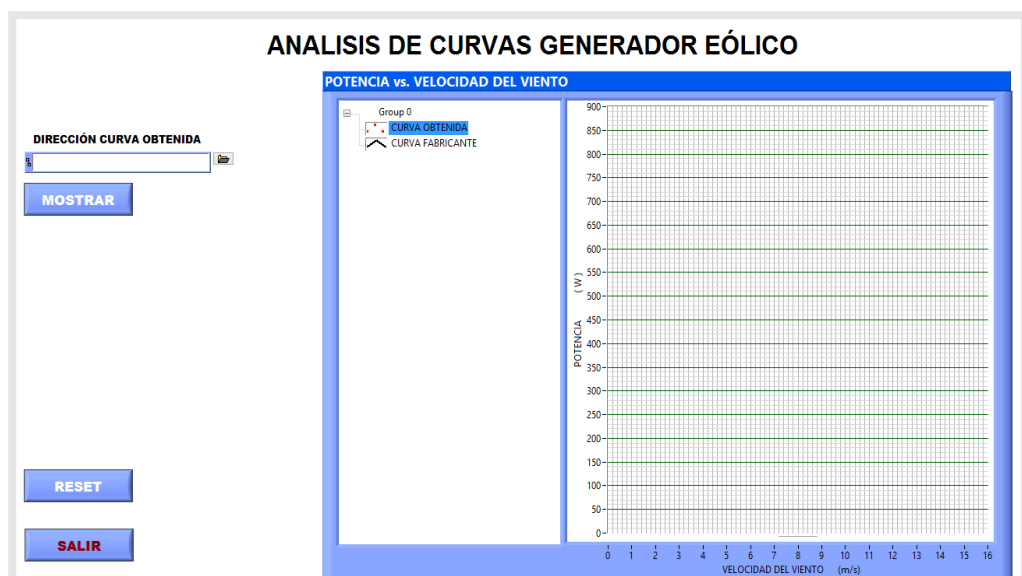


Figura 2.39: Contraste de la curva característica del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

CAPÍTULO III

3. CONSTRUCCIÓN E IMPLEMENTACIÓN

Este capítulo comprende la construcción de la infraestructura necesaria que albergue la elaboración del módulo híbrido de generación eléctrica, incluyendo también la construcción de los circuitos de acondicionamiento de las señales eléctricas adquiridas por los generadores. Previamente se ha realizado un plano de la terraza del bloque “C” de la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE extensión Latacunga, para facilitar la ubicación de cada elemento del sistema; el plano se muestra en el anexo L.

3.1. Construcción e implementación de las estructuras mecánicas de los generadores.

Las estructuras de los generadores fueron diseñadas en el capítulo anterior en función de los requerimientos del módulo de pruebas, partiendo de esto se construyen las partes constitutivas del mismo, como se indica a continuación. La instalación se llevó a cabo sobre la terraza del bloque “C” de la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE extensión Latacunga.

3.1.1. Estructura metálica soporte de los paneles fotovoltaicos.

Se construyó dos estructuras metálicas o bases idénticas que soporten el peso del panel y los posibles esfuerzos debido a cambios climáticos que se puedan presentar. En las estructuras se acoplan los paneles, motores, y engranajes para adaptar el movimiento del soporte o eje para ubicar los paneles correctamente dada la inclinación del sol. Las estructuras fueron diseñadas con un grado de movimiento para recorrer el ángulo de azimut, además posee la capacidad de sostener a un panel solar de 7 Kg mientras ejecuta su movimiento (Figura 3.1). Tiene una altura de 1 m para evitar las sombras provocadas por las paredes de la terraza.



Figura 3.1: Estructura metálica del panel solar
Elaborado por: Herrera – Mullo

El panel se sujeta a la estructura mediante cuatro pernos de $\frac{1}{4} \times 1 \frac{1}{2}$ pulgadas de acero inoxidable, y de igual manera toda la estructura del panel queda fijada con pernos de expansión de $\frac{1}{2}$ pulgada introducidos en el hormigón de la terraza, ya que es importante que la estructura esté anclada firmemente al suelo (Figura 3.2).



Figura 3.2: Pernos de expansión
Elaborado por: Herrera - Mullo

Cada estructura está constituida de un juego de transmisión formado por dos engranajes, los mismos que están acoplados a un motor a pasos de 24 V DC (Figura 3.3), siendo estos componentes principales que permiten el movimiento de la estructura con un grado de libertad. En el Anexo M se señalan las dimensiones específicas de esta estructura.



Figura 3.3: Estructura metálica del panel solar

Elaborado por: Herrera – Mullo

3.1.2. Estructura metálica soporte del aerogenerador.

Se construyó la torre para el aerogenerador con un tubo de acero ASTM 36 de 3 ½” de diámetro y de una altura de 6m (Figura 3.4), a este tubo se le añadió 4 ganchos a una altura de 2,50 m y otros 4 a la altura de 4 m, para sujetar los tensores. En el anexo N se indican las dimensiones específicas de la torre.



Figura 3.4: Torre del aerogenerador

Elaborado por: Herrera – Mullo

Para fijar la torre al piso de la terraza del bloque “C” se construyó una base metálica de 1 m x 1 m de acero, de 1 cm de espesor en la cual se perforó 2 taladros en cada lado de la base para colocar dos pernos de acero de 9 pulgadas para atornillar la torre y posteriormente poder izarla (Figura 3.5).



Figura 3.5: Base

Elaborado por: Herrera - Mullo

La base se fijó a la terraza con pernos de expansión de 5/8 de pulgada y para la correcta transmisión de esfuerzos, se niveló la estructura como se puede observar en la Figura 3.6. En el anexo N se indican las dimensiones específicas de la base.



Figura 3.6: Base de la torre del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

Una vez colocados y ajustados los pernos de expansión se cimento la base sobre el piso con una capa de concreto de 10 cm de alto para fijarla a la terraza y evitar desprendimientos por la fuerza que el viento ejerce sobre la torre al accionar el aerogenerador (Figura 3.7).



Figura 3.7: Base de concreto del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

De igual manera se construyó una estructura para colocar los tensores que sostendrán la torre fija y se empotro al hormigón de la terraza con pernos de expansión de 5/8 de pulgadas y fueron cimentados con una capa de 10 cm de altura de concreto (Figura 3.8). En el anexo N se muestran las dimensiones específicas de las bases para enganchar los tensores.



Figura 3.8: Estructura soporte de los tensores

Elaborado por: Herrera - Mullo

Una vez terminada la cimentación se procedió al ensamble del aerogenerador acoplándolo a la torre. Primero se montó el generador eléctrico en la torre, este viene con un acople para un tubo de 3 pulgadas de diámetro (Figura 3.9.



Figura 3.9: Aerogenerador

Fuente: proviento.com.ec

Luego se colocó las tres aspas de fibra de vidrio (Figura 3.10 b) en un buje de hierro fundido (Figura 3.10 a). Que se monta al eje principal que es cónico.

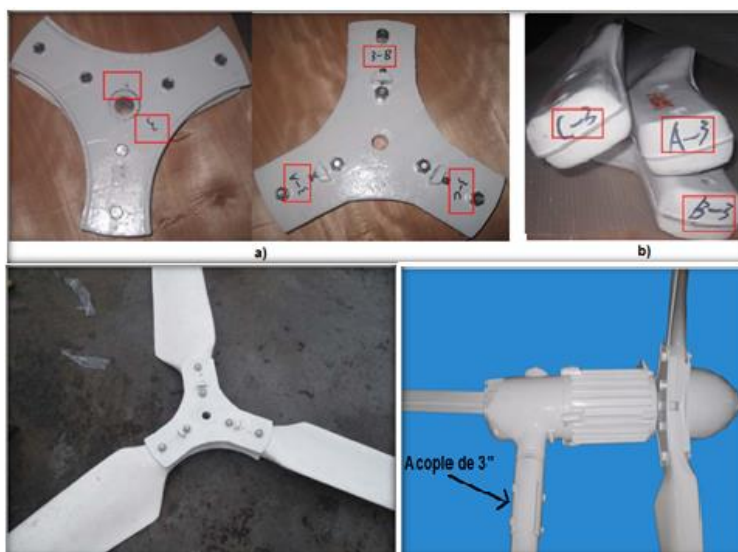


Figura 3.10: a) Buje de hierro fundido, b) Aspas

Fuente: proviento.com.ec

Se monta la varilla de la cola y se fija al cuerpo del rotor mediante un rodillo de perno de acero inoxidable (Figura 3.11).



Figura 3.11: Varilla de cola del aerogenerador

Fuente: proviento.com.ec

La Figura 3.12 muestra el aerogenerador ensamblado en su totalidad



Figura 3.12: Aerogenerador ensamblado

Elaborado por: Herrera - Mullo

Finalmente después de terminado el ensamble del aerogenerador se procedió a atornillar la torre a la base metálica con los pernos de acero y también se colocó los 8 tensores para posteriormente poder izar la torre (Figura 3.13).



Figura 3.13: Torre tubular del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

3.2. Instalación del sistema eléctrico

En el anexo O se detalla el circuito eléctrico de conexión del sistema híbrido con todos los equipos que lo componen.

3.2.1. Conexión del aerogenerador y paneles al módulo principal

Los conductores eléctricos del aerogenerador y los paneles se colocan sobre una estructura tipo canastilla con una tapa que la cubre para proteger los cables de las condiciones climáticas desfavorables (Figura 3.14).

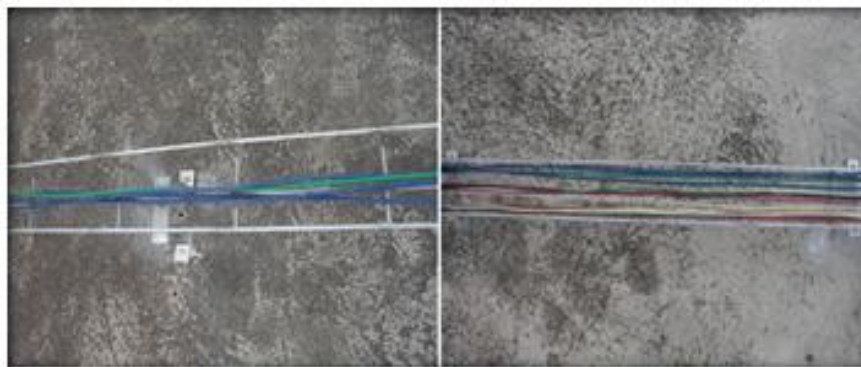


Figura 3.14: Canastilla soporte del cableado

Elaborado por: Herrera - Mullo

En la canastilla son recogidos en su totalidad los cables y llevados al extremo oeste de la terraza. Los correspondientes al aerogenerador van desde una distancia de 35 m y los cables de los paneles están a 10 m e irán desde estos puntos respectivamente hasta que lleguen a la caseta del laboratorio (Figura 3.15), también se ubica el conductor de puesta a tierra de los generadores.



Figura 3.15: Cableado del aerogenerador y paneles

Elaborado por: Herrera - Mullo

3.2.2. Conexión del controlador de carga, el inversor y la batería al módulo principal.

Los tres equipos se encuentran ubicados dentro de la caseta del laboratorio y de ahí se llevan los cables por una canaleta hasta la caja de conexiones donde se conectan a las respectivas protecciones; desde este punto se toman las conexiones para el módulo principal donde se unen todos los equipos que componen el sistema híbrido para realizar las pruebas a las tecnologías.

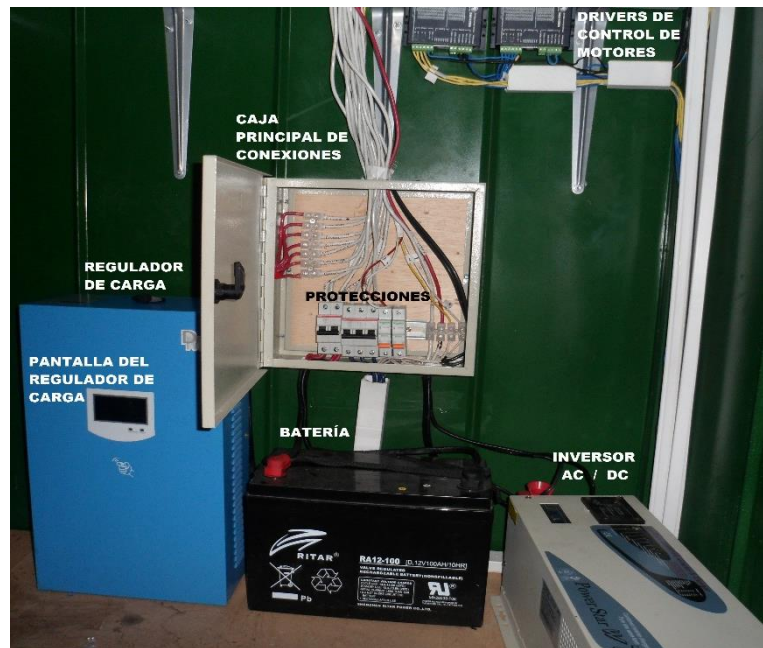


Figura 3.16: Conexión de los equipos
Elaborado por: Herrera - Mullo

3.2.3. Conexión del anemómetro

El anemómetro se encuentra instalado sobre un tubo de 6m de altura en un costado de la caseta del laboratorio; los cables de señal de la velocidad del viento pasan por el tubo hasta llegar al módulo de acondicionamientos donde se encuentra localizado el circuito de amplificación de la señal para convertirla en voltaje y poder ingresarla en la DAQ (Figura 3.17).



Figura 3.17: Anemómetro
Elaborado por: Herrera - Mullo

3.3. Implementación del tablero de conexiones de los equipos y de los circuitos de acondicionamiento de señales.

Las conexiones de los equipos y de los acondicionamientos de las señales de voltaje, corriente, velocidad del viento se encuentran implementados en los módulos mostrados en las figuras Figura 3.18 y Figura 3.19 respectivamente.



Figura 3.18: Módulo de conexión de los equipos
Elaborado por: Herrera - Mullo



Figura 3.19. Módulo de acondicionamiento de señales
Elaborado por: Herrera - Mullo

CAPÍTULO IV

4. PRUEBAS Y RESULTADOS

En el sector de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, en el que la calidad es fórmula de rendimiento, la necesidad de ensayos específicos es una prioridad. La realización de los ensayos asegura que los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador bajo pruebas cumplen con los requisitos de eficiencia energética, de seguridad y conformidad.

Una vez implementado el sistema completo se procedió a realizar las diferentes pruebas experimentales en función del diseño e implementación de los equipos que integran el proyecto del módulo híbrido (eólico-fotovoltaico), para determinar su correcto funcionamiento y la recolección de datos, contrastando las magnitudes adquiridas en el HMI con las medidas obtenidas en el multímetro (voltaje y corriente).

Las pruebas se efectuaron en forma individual de los elementos que componen el proyecto ya que de esta manera se certificará que cada uno de éstos equipos se encuentra apto para trabajar en conjunto; y fueron desarrolladas en varios días con el fin de adquirir un amplio historial de datos que nos permitan contrastar las curvas obtenidas en cada caso.

Previo al inicio de realizar cualquier prueba se debe verificar que exista comunicación entre la tarjeta DAQ NI 6009 y el computador y conectar en las entradas de la tarjeta cada uno de los acondicionamientos de las señales de voltaje y corriente, y en las salidas los drivers de control de los motores como se indica en el diagrama de conexiones del anexo O, para posteriormente posicionar el panel en dirección al sol y adquirir datos para finalmente generar las curvas.

Dentro de éste capítulo también se realiza un informe económico del costo de implementación de éste proyecto.

4.1. Prueba de conexión de la tarjeta DAQ NI-6009

Esta prueba se realiza para verificar que exista una correcta conexión entre la tarjeta DAQ NI-6009 y el computador, para lo cual se sigue los pasos indicados a continuación.

Paso 1. Conectar la tarjeta a la PC con el cable USB.

Paso 2. Abrir el programa NI MAX de verificación de conectividad de la tarjeta como se indica en la Figura 4.1.

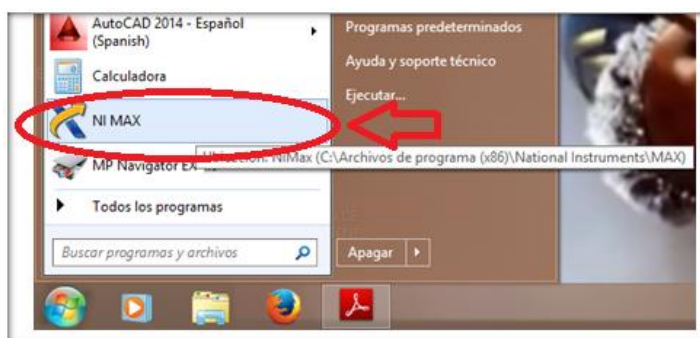


Figura 4.1: Acceso al programa NI MAX

Elaborado por: Herrera - Mullo

Paso 3. En la ventana principal del programa ingresar a Device and Interfaces y localizar a la tarjeta DAQ, en este caso la NI USB-6009 "Dev1" (Figura 4.2).

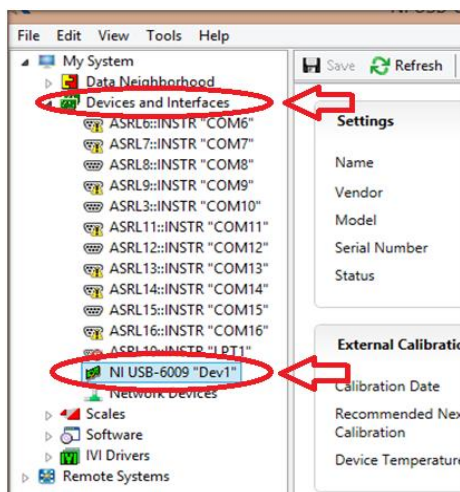


Figura 4.2: Localización tarjeta DAQ NI-6009

Elaborado por: Herrera - Mullo

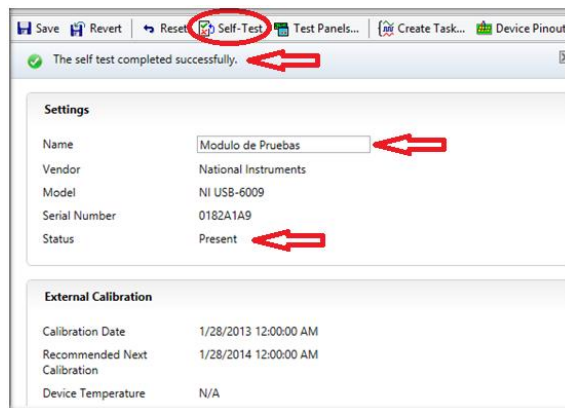


Figura 4.3: Estado de la tarjeta DAQ NI-6009

Elaborado por: Herrera - Mullo

Paso 4. Verificar el estado de la tarjeta y sus características (Figura 4.3).

Paso 5. En el submenú de la Figura 4.4, seleccionar Test Panel, aquí se puede ver claramente el estado y configuración de cada una de las entradas análogas para el uso en el proyecto.

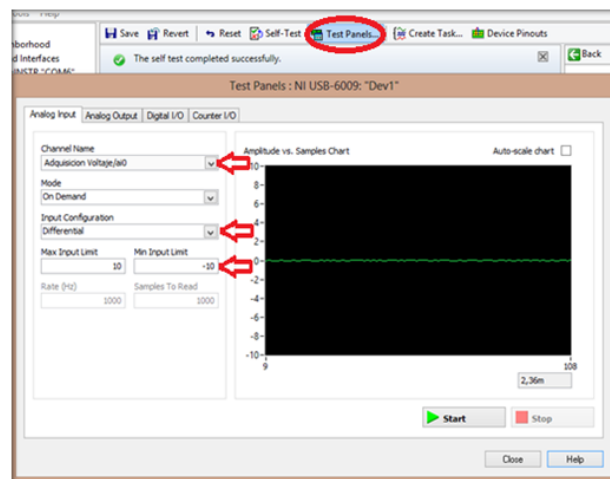


Figura 4.4: Ventana Test Panel

Elaborado por: Herrera - Mullo

De esta manera se puede comprobar la conectividad de la DAQ con el computador, después de observar en la Figura 4.3 que el status de la tarjeta es “Present” y en la Figura 4.4 la existencia de una señal de entrada que por el momento representa ruido.

4.2. Prueba de funcionamiento del software: interface HMI en LabView

Esta prueba radica principalmente en establecer si existen fallas de comunicación entre la tarjeta de adquisición de datos (DAQ NI 6009) y los acondicionamientos para adquirir los parámetros eléctricos (voltajes y corrientes) de los generadores eólico y fotovoltaico, también se verificará la comunicación con los drivers de control de los motores que son los dispositivos que dan la señal mediante pulsos a los motores para ubicar a los paneles solares en la posición configurada.

4.2.1. Giro de los paneles fotovoltaicos

Esta prueba se ejecuta para establecer si la comunicación entre los drivers de control de los motores y el HMI se está estableciendo correctamente para proceder a girar los paneles fotovoltaicos en la pantalla denominada “AJUSTE DE LA POSICIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS” (Figura 4.5); con los siguientes pasos.

Figura 4.5: Ajuste de la posición del panel fotovoltaico “A”

Elaborado por: Herrera - Mullo

Paso 1. Seleccionar el panel a girar.

Paso 2. En el tipo de ajuste del panel elegir “ALEATORIO”.

Paso 3. Girar el panel.

En la Figura 4.5 se puede observar los tres led's encendidos lo que significa que el panel A está girando a la derecha (este), del mismo modo en la Figura 4.6 se puede observar que gira el panel B a la derecha (este); se observan los paneles fotovoltaicos y se comprueba que concuerde el sentido de giro y el panel seleccionado.



Figura 4.6: Ajuste de la posición del panel fotovoltaico "B".

Elaborado por: Herrera - Mullo

De esta forma se puede verificar que la señal enviada desde el HMI hacia los drivers de control y de estos a los motores a pasos se está estableciendo correctamente al observar el giro de los motores; en la Figura 4.7 el panel fotovoltaico de la derecha está en la posición inicial, y el de la izquierda se encuentra en la posición final luego de haber girado 130° desde su origen.



Figura 4.7: Verificación del movimiento de los paneles fotovoltaicos

Elaborado por: Herrera - Mullo

4.2.2. Adquisición de datos de los paneles fotovoltaicos

La presente prueba se realiza para verificar si los datos de voltaje y corriente de los paneles fotovoltaicos que están ingresando al HMI son correctos; la prueba se desarrolla en la pantalla denominada “ADQUISICIÓN DE DATOS PANELES FOTOVOLTAICOS” (Figura 4.8), efectuando los siguientes pasos:

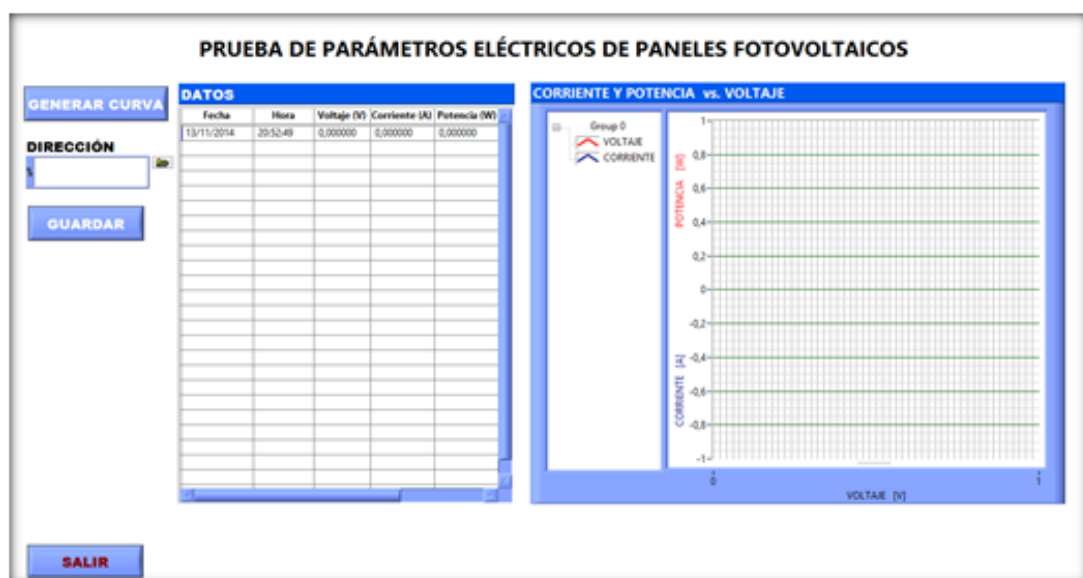


Figura 4.8: Adquisición de datos de los parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos

Elaborado por: Herrera - Mullo

Paso 1. Conectar carga al panel fotovoltaico y ubicar los multímetros para medir voltaje y corriente.

Paso 2. Abrir la ventana de la Figura 4.8

Paso 3. Variar la carga y visualizar los datos de corriente y voltaje medidos en los multímetros y los datos obtenidos en el HMI (Figura 4.9).

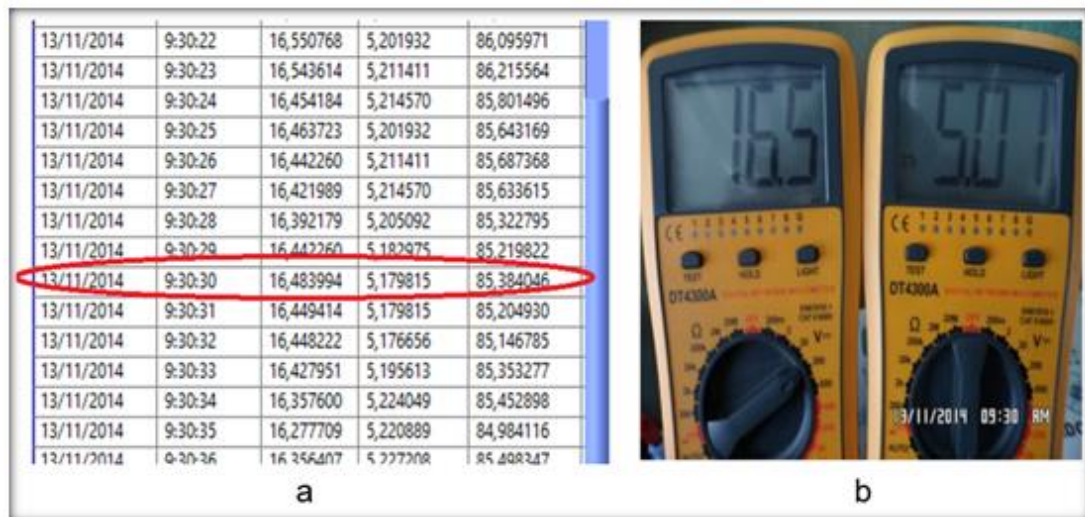


Figura 4.9: Datos obtenidos de entrada de corriente y voltaje del panel fotovoltaico “A”

Fuente: Software HMI del módulo.

Luego de haber adquirido con LabView y medido con los multímetros los datos se va a calcular el porcentaje de error existente entre los valores medidos y los valores teóricos, para lo cual se utiliza la Ec. 4.1, para llenar la Tabla 4.1 que se muestra a continuación.

Ec. 4.1

$$\% \text{ error} = \left[\frac{\text{Valor teórico} - \text{Valor medido}}{\text{Valor teórico}} \right] * 100\%$$

Tabla 4.1: Datos registrados de la prueba de adquisición de datos de voltaje y corriente de los paneles fotovoltaicos

N°	RESIST (Ω)	VOLTAJE MEDIDO	VOLTAJE HMI	CORRIENTE MEDIDA	CORRIENTE HMI	ERROR VOLTAJE (%)	ERROR CORRIENTE (%)
1	0	0,07	0,07	6,09	6,17	0,00	1,30
2	1,11	6,53	6,55	6,09	6,13	0,31	0,65
3	1,25	6,87	6,98	6,09	6,12	1,58	0,49
4	1,43	7,81	7,68	6,10	6,12	1,69	0,33
5	1,67	8,12	8,18	6,05	6,12	0,73	1,14
6	2	8,52	8,50	6,05	6,11	0,24	0,98
7	2,5	8,95	8,91	6,02	6,10	0,45	1,31

Continúa →

8	3,33	10,72	10,76	6,04	6,07	0,37	0,49
9	5	10,90	10,91	6,02	6,02	0,09	0,00
10	10	11,80	11,84	6,00	6,02	0,34	0,33
11	15	13,45	13,41	5,99	5,93	0,30	1,01
12	20	16,50	16,48	5,01	5,17	0,12	3,09
13	25	19,20	19,17	1,98	1,99	0,16	0,50
14	30	19,30	19,18	1,96	1,94	0,63	1,03
15	35	19,91	19,94	3,81	3,71	0,15	2,70
16	40	20,30	20,22	0,66	0,68	0,40	2,94
17	45	20,38	20,40	1,45	1,39	0,10	4,32
18	50	20,38	20,40	1,18	1,12	0,10	5,36
19	55	20,49	20,49	0,83	0,85	0,00	2,35
20	60	20,49	20,50	0,84	0,86	0,05	2,33
21	65	20,55	20,57	0,71	0,72	0,10	1,39
22	70	20,55	20,57	0,65	0,66	0,10	1,52
23	75	20,66	20,69	0,65	0,65	0,14	0,00
24	80	20,53	20,57	0,74	0,72	0,19	2,78
25	86	20,52	20,55	0,76	0,78	0,15	2,56
26	90	20,83	20,80	0,46	0,42	0,14	9,52

Elaborado por: Herrera - Mullo

Después de completar la tabla con los datos obtenidos y contrastarlos con los datos medidos para analizar los resultados se optó por graficar el error como un valor absoluto entre los dos valores.

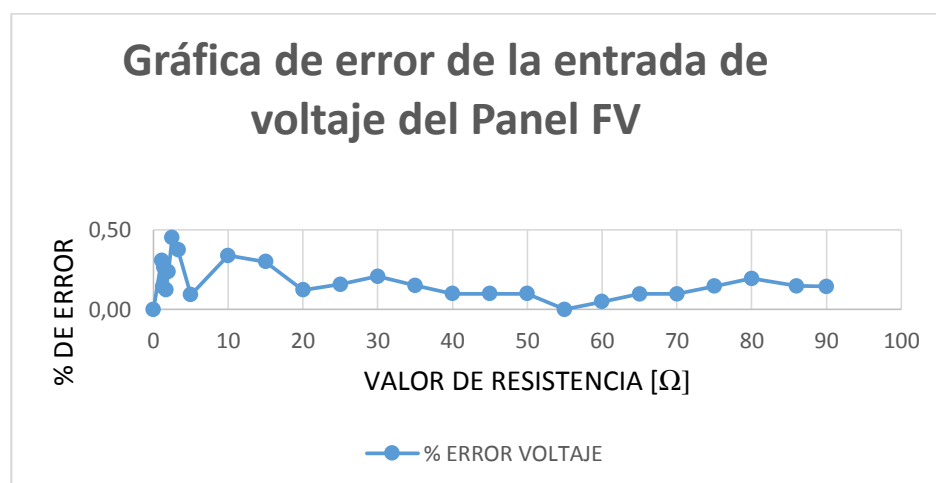


Figura 4.10: Gráfica de error de la entrada de voltaje del Panel FV al software HMI.

Elaborado por: Herrera - Mullo

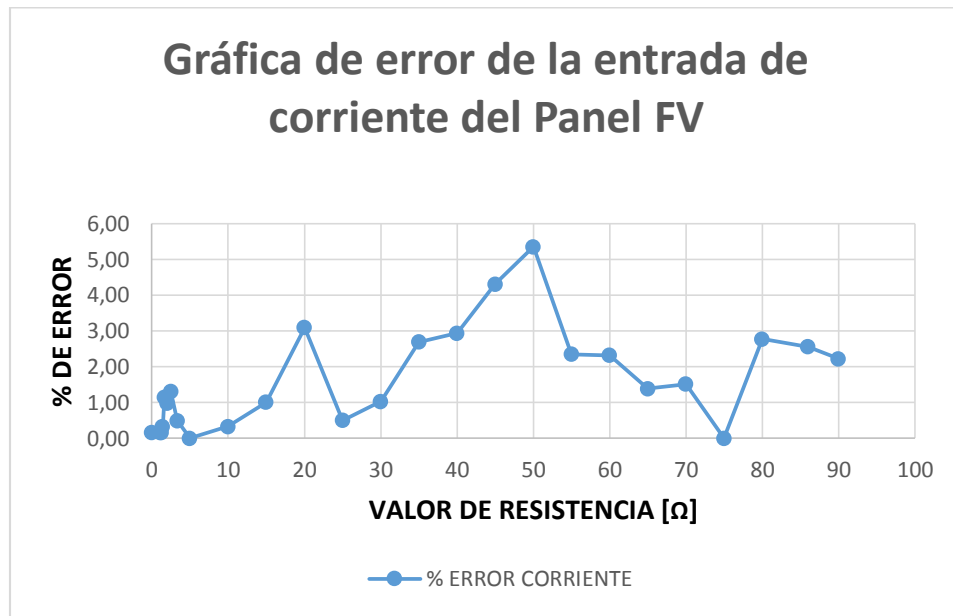


Figura 4.11: Gráfica de error de la entrada de corriente del Panel FV al software HMI.

Elaborado por: Herrera - Mullo

La Figura 4.10 y la Figura 4.11 corresponden al análisis de un total de 26 muestras. En el error en los valores de voltaje se tiene que mientras se varía hacia valores más altos la resistencia, el porcentaje de error tiende a disminuir, es lo contrario con la corriente, mientras se aumenta la resistencia el porcentaje de error aumenta.

4.2.3. Adquisición de datos del aerogenerador

Esta prueba se va a realizar para verificar si los datos de voltaje y corriente del aerogenerador que están ingresando al HMI son correctos.

Mientras se obtiene los datos con el computador, se verifica el valor con un multímetro, se llega a la conclusión de que no existen errores que representen problemas al momento de realizar la prueba.

4.3. Pruebas de funcionamiento mecánico de los generadores

El funcionamiento mecánico de los generadores comprende la verificación del correcto trabajo de las estructuras que comprenden el sistema; en el caso de los paneles fotovoltaicos las estructuras soporte que orientan a los paneles en dirección del sol, por tanto su prueba de funcionamiento es la del movimiento en azimut.

4.3.1. Prueba de funcionamiento mecánico de los paneles fotovoltaicos: movimiento de azimut

La prueba del movimiento de azimut de la estructura mecánica se la realiza con un motor a pasos, el cual permite el movimiento de las estructuras mediante el acoplamiento a un sistema de reducción de engranajes. Para este movimiento se configurará el ángulo de azimut en la interfaz HMI realizada en LabView a distintos intervalos propuestos en cada una de las pruebas y mediante un graduador se realizara la respectiva comprobación.

Esta prueba radica principalmente en verificar si el ángulo introducido por teclado corresponde al que en realidad se está moviendo la estructura de los paneles, hay que aclarar que las transformaciones para este movimiento se la realizaron por software en el diagrama de bloques de la interfaz HMI mediante algoritmos de programación, debido a que el motor a pasos gira en proporción a un cierto número de pulsos.

a. Prueba 1, movimiento de azimut

Para la primera valoración de resultados se escogió un intervalo de 5 grados de variación del azimut empezando el movimiento en un ángulo de -65 grados llegando hasta los 65 grados de su desplazamiento total respecto al eje positivo de las "X" (0 grados), cabe recalcar que la prueba se la realizara con los paneles fotovoltaicos montados en la estructura mecánica.

La intención es simular idénticas condiciones tratando que el motor paso a paso venza la inercia rotacional de una manera aceptable sin que supere sus parámetros de torque y corriente de operación, como se había calculado en el capítulo de diseño. En la siguiente Figura 4.12 se puede apreciar tres diferentes posiciones del panel fotovoltaico:

- a: posición inicial de panel FV a -65°
- b: posición del panel FV a 0°
- c: posición final del panel FV a 65°

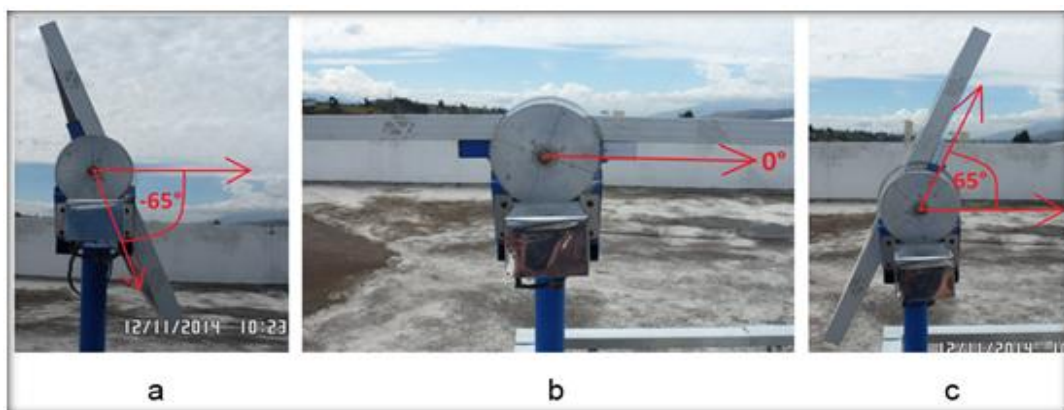


Figura 4.12: Posiciones del panel fotovoltaico según el ángulo de inclinación

Elaborado por: Herrera - Mullo

Tabla 4.2: Datos registrados en la prueba 1 de azimut

ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)	ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)	ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)
-65	-65,53	0,82	-20	-20,58	2,90	25	25,40	1,60
-60	-60,34	0,57	-15	-15,54	3,60	30	30,48	1,60
-55	-55,57	1,04	-10	-10,49	4,90	35	35,58	1,66
-50	-50,52	1,04	-5	-5,32	6,40	40	39,50	1,25
-45	-45,12	0,27	0,5	0,39	22,00	45	44,98	0,04
-40	-40,58	1,45	5	4,50	10,00	50	49,78	0,44
-35	-34,98	0,06	10	9,54	4,60	55	55,10	0,18
-30	-30,56	1,87	15	15,78	5,20	60	59,46	0,90
-25	-25,29	1,16	20	20,36	1,80	65	65,20	0,31

Elaborado por: Herrera - Mullo

b. Prueba 2, movimiento de azimut

Para la segunda prueba se aumentó el intervalo a 24 grados de variación del azimut, de la misma manera se realizó con los paneles fotovoltaicos montados y situados en posición vertical con un ángulo de inclinación de 15 grados respecto al eje perpendicular.

Tabla 4.3: Datos registrados en la prueba 2 de azimut

ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)	ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)	ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)
-65	-65,53	0,82	-17	-17,2	1,18	31	31,25	0,81
-53	-53,12	0,23	-5	-4,95	1,00	43	43,37	0,86
-41	-40,9	0,24	7	7,7	10,00	55	55,87	1,58
-29	-30,54	5,31	19	18,9	0,53	65	64,67	0,51

Elaborado por: Herrera - Mullo

c. Prueba 3, movimiento de azimut

Similar a las pruebas anteriores con una misma referencia de 0 grados en el eje positivo de las "X", el intervalo se modificó a 65 grados de variación del azimut para verificar su exactitud y sobre todo si hubiere algún tipo de falla en el funcionamiento del mecanismo de movimiento en azimut o algún sobre esfuerzo del motor seleccionado para esta operación.

Tabla 4.4: Datos registrados en la prueba 3 de azimut

ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)	ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)	ÁNGULO DESEADO (°)	ÁNGULO MEDIDO (°)	ERROR (%)
-65	-65,53	0,82	-11	-11,65	5,91	43	43,12	0,28
-47	-46,98	0,04	7	7,70	10,00	61	61,5	0,82
-29	-29,37	1,28	25	25,64	2,56			

Elaborado por: Herrera - Mullo

➤ Resultados

Las tres pruebas realizadas anteriormente corresponden a un movimiento por medio del motor paso a paso para un giro del panel fotovoltaico de 130° en azimut, para analizar los resultados se optó por graficar el error como un valor absoluto entre la variable de entrada y la variable de salida. Hay que destacar que este control se lo realizó a lazo abierto por lo que la variación siempre existirá.

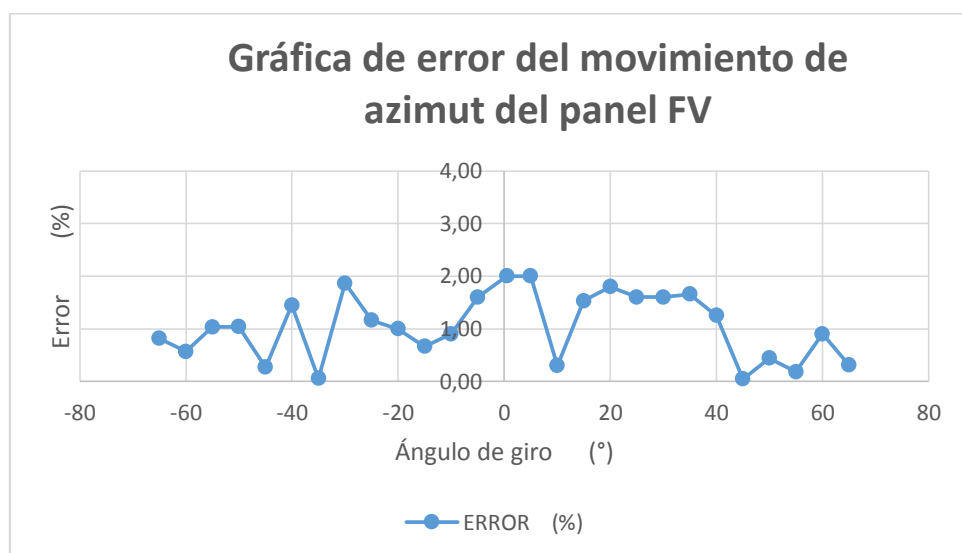


Figura 4.13: Grafica de error en el movimiento en azimut

Elaborado por: Herrera - Mullo

La Figura 4.13 corresponde a un intervalo de 5° , con un total de 27 muestras, el error se mantiene casi constante en valores entre cero y tres por ciento.

4.3.2. Prueba de funcionamiento mecánico del aerogenerador.

El aerogenerador para evitar que se embale, tiene un freno mecánico que funciona por la fuerza del viento, es decir, al exceder la velocidad del viento, excede la velocidad de las aspas también, por tal motivo en la cola se ejerce una fuerza que hace que el aerogenerador gire y se ubique en sentido contrario al flujo del viento.



Figura 4.14: Aplicación del freno mecánico del aerogenerador.

Elaborado por: Herrera - Mullo

Resultados

En la Figura 4.14 (a) se puede observar al aerogenerador ubicado en sentido directo al flujo del viento y en la Figura 4.14 (b) se puede notar que giró el aerogenerador luego de un exceso de velocidad.

4.4. Pruebas de funcionamiento eléctrico de los generadores

Esta prueba consiste en comprobar las mediciones de los diferentes parámetros eléctricos que se obtienen en los terminales positivo y negativo de los paneles fotovoltaicos y los terminales trifásicos del aerogenerador instalado en el módulo principal de conexiones, con los datos proporcionados por el fabricante.

4.4.1. Pruebas del funcionamiento eléctrico de los paneles fotovoltaicos

El objetivo de esta prueba es obtener el voltaje máximo de los paneles fotovoltaicos a circuito abierto (V_{oc}), la corriente máxima obtenida en cortocircuito (I_{sc}) y la potencia máxima de generación ($P_{m\acute{a}x}$), debido a que la radiación no es constante los valores fueron tomados a una radiación de 1200 [W/m²] en la superficie del panel fotovoltaico.

La disposición de conexión para realizar esta prueba se encuentra indicada en la Figura 4.15, ubicando también los multímetros correspondientes.

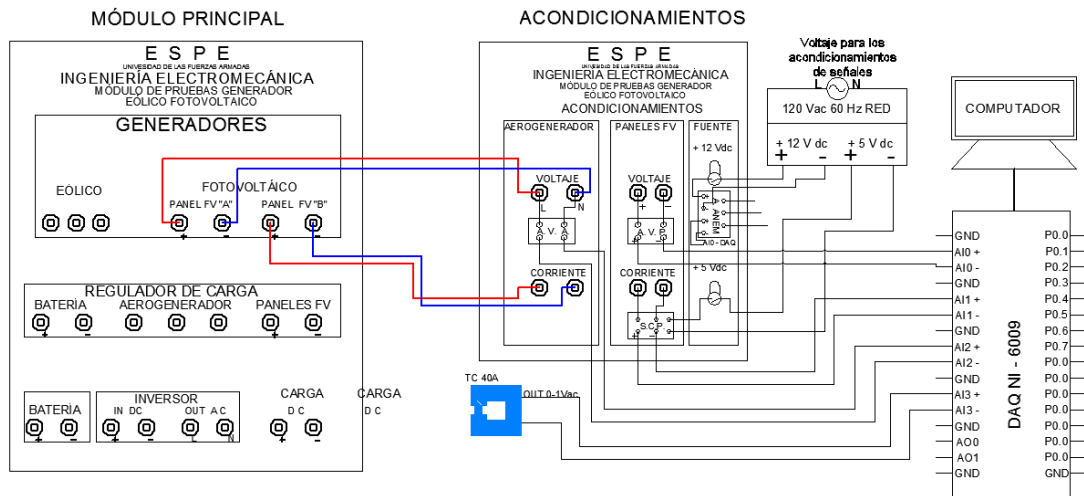


Figura 4.15: Conexión para la prueba de parámetros eléctricos

Elaborado por: Herrera - Mullo

El voltaje se está midiendo en el panel A y la corriente en el panel B ya que los paneles tienen las mismas características y se encuentran ubicados con el mismo ángulo de inclinación. Una vez realizada la conexión se procede a adquirir los datos:

Tabla 4.5: Datos registrados de la prueba de parámetros eléctricos del panel FV.

VOLTAJE (V) (Máx) MEDIDO a 1200(W/m ²)	VOLTAJE (V) (Máx) HMI a 1200(W/m ²)	VOLTAJE (V) (Máx) DATASHEET a 1000(W/m ²)	CORRIENTE (A) (Máx) MEDIDA a 1200(W/m ²)	CORRIENTE (A) (Máx) HMI a 1200(W/m ²)	CORRIENTE (A) (Máx) DATASHEET a 1000(W/m ²)
20,9	20,67	22	6,5	6,45	6,14

Elaborado por: Herrera - Mullo

La Tabla 4.5 muestra los valores máximos de voltaje y corriente obtenidos en el HMI, los valores medidos con los multímetros, y los valores entregados por el fabricante; también se puede calcular la eficiencia de transformación de energía del panel fotovoltaico.

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{A * R}$$

Donde:

η = eficiencia de conversi3n de energa del panel fotovoltaico

$P_{m\acute{a}x}$ = Potencia máxima del panel fotovoltaico (W).

A = Superficie del panel fotovoltaico (m²).

R = nivel de radiaci3n solar en la superficie del panel (W/m²),

$$\eta = \frac{135,85}{0,7571 * 1200} * 100$$

$$\eta = 14,95\%$$

La eficiencia dada por el fabricante es de 15,75 % a una radiaci3n de 1000W/m², por lo tanto se puede concluir que nuestros paneles fotovoltaicos, cumplen con los parámetros descritos en el datasheet, para conocer todos los parámetros se puede ver en el Anexo C.

4.4.2. Pruebas del funcionamiento eléctrico del aerogenerador

- Prueba de generaci3n

Para comprobar el funcionamiento eléctrico del aerogenerador, se mide el voltaje y la corriente proporcionada por el mismo. En la Figura 4.16 se muestra el diagrama de conexi3n utilizado, con los valores obtenidos en el voltímetro y en el amperímetro. Los datos mostrados fueron tomados a una velocidad de viento de 4 [m/s], el dato de velocidad de viento fue tomado con el anem3metro instalado en el m3dulo.

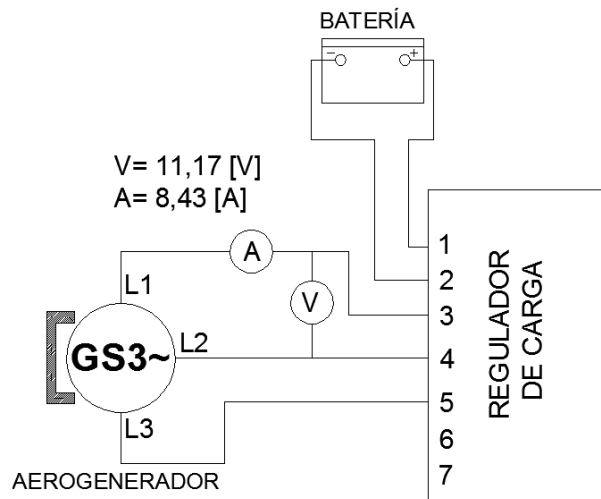


Figura 4.16: Datos de generación del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

- Prueba del bloqueo eléctrico

El aerogenerador consta de un bloqueo eléctrico que sirve para detener completamente las aspas, aun cuando exista un viento extremadamente fuerte, el funcionamiento de este freno es cortocircuitar las tres fases del generador, para ello se acciona el Manual Brake situado en la parte izquierda del regulador de carga (Figura 4.17), se notará que las aspas se detendrán en 5 segundos o menos dependiendo de la velocidad a la que haya estado girando.



Figura 4.17: Accionamiento del Manual Brake

Elaborado por: Herrera - Mullo

4.4.3 Resultados

De esta manera se ha comprobado que el generador eólico y fotovoltaico están en perfecto estado y se puede comparar los valores medidos con un multímetro son semejantes a los valores descritos por el fabricante. Del mismo modo el funcionamiento correcto del paro eléctrico del aerogenerador.

4.5. Prueba de funcionamiento del sistema de generación híbrido

El sistema de generación híbrido consta de varias partes como ya se ha descrito en el capítulo 1, por lo tanto el objetivo de esta prueba es comprobar el funcionamiento de cada uno de los equipos que conforman el proyecto, en los apartados 4.1 al 4.4 se verificó el funcionamiento de los generadores, así como también del sistema de adquisición de datos, faltando realizar las pruebas al regulador de carga, batería e inversor.

Para realizar la prueba del funcionamiento del sistema completo se conecta el circuito de la Figura 4.18.

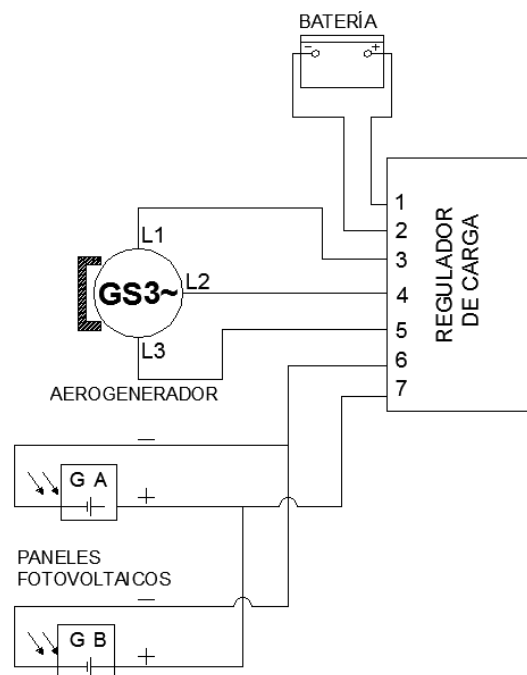


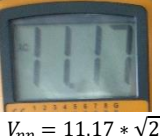







Figura 4.18: Conexión total del sistema de generación híbrido

Elaborado por: Herrera - Mullo

4.5.1. Prueba del funcionamiento regulador de carga

- Se mide el voltaje y la corriente de los dos tipos de generación colocando multímetros y amperímetros como muestra la figura anterior
- Se observa los valores dados en la pantalla del regulador de carga, cabe recalcar que para cambiar la visualización de los otros valores damos un golpe en la carcasa.
- Ubicar los valores medidos y los mostrados en la pantalla del regulador de carga, y los comparamos

Tabla 4.6: Valores de entrada de voltaje y corriente al regulador de carga

Equipo	Valores medidos		Valores mostrados en la pantalla del regulador de carga	
	Voltaje (V)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Corriente (A)
Entrada de voltaje y corriente del aerogenerador	 $V_{pp} = 11,17 * \sqrt{2}$ $V_{pp} = 15,79$			
Entrada de voltaje y corriente de los paneles FV				

Elaborado por: Herrera - Mullo

4.5.2. Prueba de entrada de potencia al regulador de carga

El objetivo de esta prueba es comprobar la potencia que está ingresando en el regulador de carga y de esta manera saber cuál es el valor total de generación. En la Figura 4.19 (a) se puede notar los valores de potencia del aerogenerador a una velocidad de 6 m/s y en la Figura 4.19 (b) se observa el valor de potencia de entrada de los dos paneles fotovoltaicos conectados en paralelo.



Figura 4.19: Valores de potencia de entrada al inversor a una velocidad de 6 m/s y 1100 W/m^2 .

Elaborado por: Herrera - Mullo

4.5.3. Prueba del funcionamiento de inversor y batería

Para realizar esta prueba se puso en funcionamiento todo el sistema completo de generación, es decir, el aerogenerador y los dos paneles fotovoltaicos conectados al regulador de carga, incluyendo la batería, como se ve en la Figura 4.18.

Observamos los valores de voltaje de entrada de la batería, y voltaje y frecuencia de salida en la pantalla del inversor (Figura 4.20).

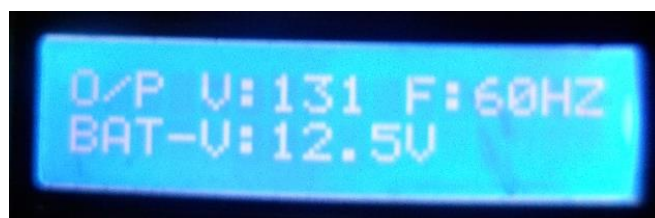


Figura 4.20: Pantalla del inversor (DC/AC)

Elaborado por: Herrera - Mullo

➤ Resultados

De esta manera se puede comprobar, el funcionamiento del sistema completo de generación híbrida, ya que el regulador de carga recibe correctamente la potencia del aerogenerador ($510,4 \text{ [W]}$ a 6 [m/s]) y de los dos

paneles fotovoltaicos conectados en paralelo (124,5 [W] a 1100 [W/m²]), llegando a una suma total de potencia de generación de 634,9 [W], cabe recalcar que existe una variación de esta potencia de entrada ya que la velocidad del viento y la radiación solar no son fijas, y podría aumentar hasta llegar a generar los 950 [W] que es la suma de las potencias nominales de los dos sistemas de generación; del mismo modo se puede notar en la Figura 4.19 los símbolos del generador, paneles fotovoltaicos y batería que comprueba la correcta conexión de los equipos.

En la pantalla del inversor, mostrada en la Figura 4.20, se observa los valores de entrada y salida de voltaje, comprobando que obtenemos el valor de 131 [Vac] y una frecuencia de 60 [Hz], ofrecidos por el proveedor del equipo; llegando a la conclusión de que todos los equipos instalados en el Modulo de Pruebas de Generación, están en correcto estado y tienen un perfecto funcionamiento.

4.6. Alcances y limitaciones del generador híbrido (eólico-fotovoltaico)

4.6.1. Alcances

- Implementación de un módulo de pruebas de generación híbrida a bases de (ERNC) Energías Renovables no Convencionales (generador eólico - fotovoltaico), para contrastar las curvas características obtenidas con las proporcionadas por el fabricante, así como también conocer los equipos necesarios para la generación y transformación de energía eléctrica mediante el aerogenerador y dos paneles fotovoltaicos.
- Diseño y construcción de una estructura mecánica liviana con capacidad de sostener y mover los paneles fotovoltaicos en sentido azimut debido a la acción de un motor a pasos.

- Diseño y construcción de una estructura mecánica robusta con capacidad sostener el aerogenerador, con una base fija y tensores para su seguridad.
- Diseño e implementación de una interfaz HMI realizada en LabView que permite adquirir datos de corriente y voltaje de los dos tipos de generación para obtener la curvas características correspondientes, y controlar el posicionamiento de los paneles fotovoltaicos mediante la introducción por teclado de los ángulos en grados requeridos según sea el pedido del operador.

4.6.2. Limitaciones

- La generación de energía eléctrica utilizando aerogeneradores y paneles fotovoltaicos depende de la velocidad del viento y de la radiación solar respectivamente.

4.7. Análisis técnico económico

El análisis será en base a la inversión realizada, tomando en consideración que se está utilizando generadores reales en tiempo real, y fueron utilizados cumpliendo con los requerimientos de la institución en función de disminuir los costos de construcción de módulos existentes, y proporcionando un módulo amigable y fácil de manejar para los usuarios. El proyecto es financiado en una parte por la Universidad con \$2964,99 y la cantidad restante es costeada por los ejecutores del proyecto. El costo relativo de la inversión realizada se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 4.7: Resumen de costos totales del proyecto

N°	DESCRIPCIÓN	CANT.	C/U (\$)	COSTO (\$)
1	Aerogenerador + regulador de carga	1	1232,00	1232,00
2	Paneles Fotovoltaicos	2	224,00	448,00
3	Inversor	1	504,00	504,00
4	Batería	1	253,13	253,13
5	NI-DAQ 6009	1	427,07	427,07
6	Anemómetro	1	353,92	353,92
7	Soporte del panel	2	74,50	149,00
8	Base de la torre + bases de tensores	1	487,52	487,52
9	Pernos de expansión de 1/2"	8	0,96	7,68
10	Pernos de expansión de 5/8"	16	1,80	28,8
11	Pernos de acero de 11"	2	7,00	14,00
12	Pernos de 1/4" x 1 1/2"	8	0,50	4,00
13	Torre del aerogenerador	1	160,00	160,00
14	Cable para tensores	55	1,83	100,65
15	Grilletes	32	0,75	24,00
16	Cable AWG # 8	170	1,50	255,00
17	Cable AWG # 12	70	0,45	31,50
18	Cable AWG # 16	165	0,26	42,90
19	Bandejades de soporte y protección de cableado	35	2,85	99,75
20	Motores a pasos	2	75,00	150,00
21	Braker de 15 [A]	1	20,00	20,00
22	Braker de 30 [A]	1	30,00	30,00
23	Braker de 45 [A]	1	50,00	50,00
24	Caja de conexiones + Borneras	1	35,00	35,00
25	Caja del módulo	1	20,00	20,00
26	Bananas	30	0,30	9,00
27	Bananas Jack	30	0,2	6,00
TOTAL				4936,92

Elaborado por: Herrera - Mullo

En el mercado existen diferentes empresas extranjeras que ofertan módulos de pruebas de generación eólica y fotovoltaica. En función de esto es un tanto complejo comparar estos sistemas con el diseñado en el presente texto; ya que en la actualidad existen varios modelos con costos aproximados de \$10000,00 considerando que estos sistemas no poseen un aerogenerador

real que permita visualizar el funcionamiento al usuario. Por lo tanto el módulo diseñado y construido para la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE extensión Latacunga tiene mayores ventajas.

Como se puede ver el análisis técnico en base a los resultados obtenidos no se lo podría establecer, ya que no se posee módulos con características exactas, además que este proyecto es un prototipo y un modelo didáctico y un aporte a la Universidad, por tal motivo se considera factible y rentable el su diseño y construcción.

4.8. Prácticas de laboratorio

Las prácticas de laboratorio servirán para acercar al alumno a la realidad, pudiendo observar cómo se obtienen los resultados que ya han sido explicados en la teoría. Las prácticas se realizarán en el laboratorio, calculando, conectando, analizando y comprobando el funcionamiento de las tecnologías eólica y fotovoltaica.

Para facilitar el desarrollo de las prácticas se establecen guías de laboratorio; de las cuales se resuelve paso a paso en este capítulo la primera y las demás se detallan en el Anexo P.

El módulo de pruebas de energía solar y eólica forma un sistema de entrenamiento híbrido completo. Este sistema demuestra como las turbinas de aire y celdas solares están siendo usadas en los mercados industriales y de consumidores para suplantar las necesidades de energía mundiales.

PRÁCTICA DE LABORATORIO # 1

➤ **TEMA:** Curvas características de un panel fotovoltaico

➤ **Objetivo General**

Adquirir datos de voltaje y corriente de un panel fotovoltaico de 100W, para obtener las curvas características (I-V e P-V), mediante un sistema de adquisición de datos.

➤ **Marco Teórico.**

CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Al realizar esta prueba se espera obtener las prestaciones de un panel solar fotovoltaico que se especifican mediante dos curvas características: curva de intensidad-voltaje (I-V) y curva de potencia-voltaje (P-V), en las diferentes configuraciones de conexión (Figura 4.21).

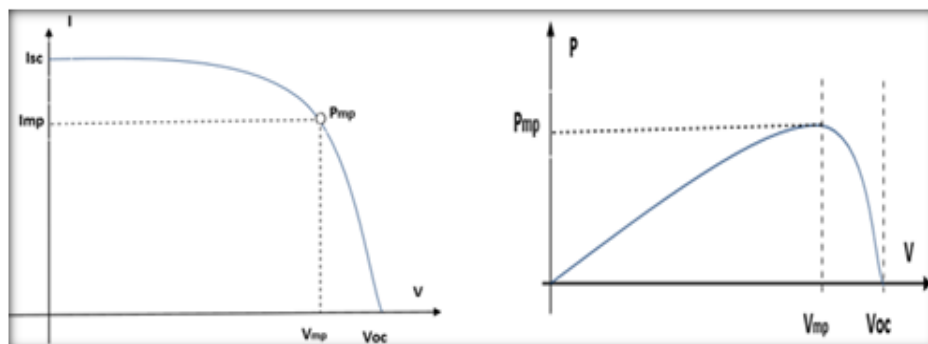


Figura 4.21: Curvas características (Corriente vs. Voltaje y Potencia vs. Voltaje) de un panel fotovoltaico.

Elaborado por: Herrera - Mullo

Esta prueba se realiza variando una resistencia externa de carga en el circuito eléctrico, desde un valor nulo hasta infinito, de esta forma se puede medir diversos valores de pares (I, V) denominados puntos de trabajo que, uniéndolos, forman la curva característica del panel o curva I-V; es decir que existe una variación desde el valor cero (valor de cortocircuito) a valores muy altos (circuito abierto) y se puede determinar el punto de potencia máxima teórica a un determinado nivel de radiación.

Intensidad de cortocircuito (I_{cc}).- Es aquella que se produce a tensión cero y puede ser medida directamente con un amperímetro conectado a la salida del panel solar. Su valor varía en función de la superficie y de la radiación luminosa a la que la célula es expuesta.

Tensión de circuito abierto (V_{ca}).- Es la tensión que podemos medir al no existir una carga conectada y representa la tensión máxima que puede dar un panel fotovoltaico. Su medida se realiza simplemente conectando un voltímetro entre bornes y su valor oscila, según el tipo de construcción del panel.

Potencia pico ($W_{máx}$).- Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar un panel fotovoltaico y se define por el punto de la curva I-V, donde el producto de la intensidad producida y la tensión es máximo. Todos los restantes puntos de la curva generan valores inferiores a dicho punto.

➤ **Materiales.**

- Módulo de pruebas de generador eólico y fotovoltaico.
- Un voltímetro.
- Un amperímetro.
- Resistencia variable o varias resistencias de potencia
- Cables de conexión.
- Sistema de adquisición de datos

➤ **Procedimiento.**

1. Verificar que la NI-DAQ 6009, esté correctamente instalada y conectada a la PC.
2. Conectar el circuito de la figura 4.22.

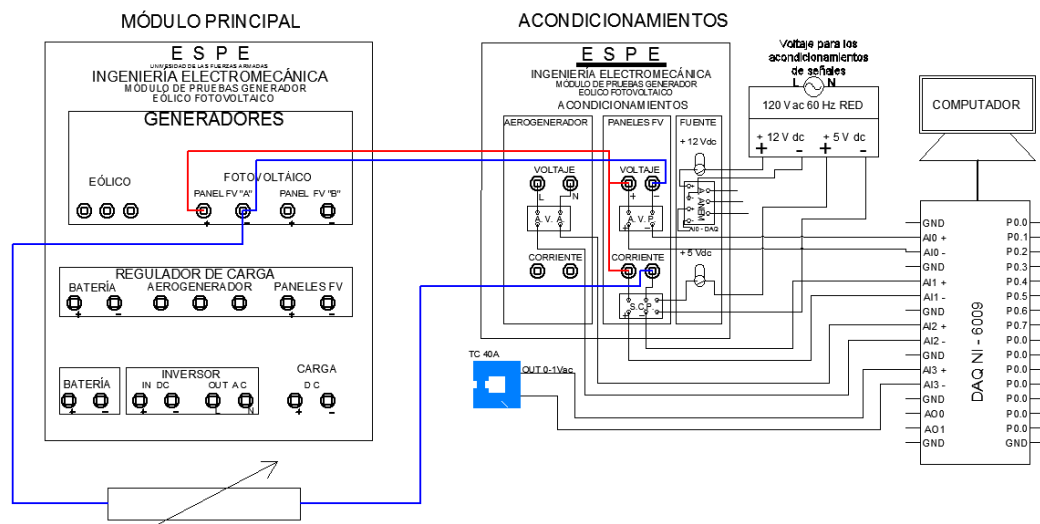


Figura 4.22: Conexión de un solo panel FV al módulo de pruebas

Elaborado por: Herrera - Mullo

3. En el Software HMI del módulo de pruebas, ingresar la pantalla de pruebas a generadores fotovoltaicos Figura 4.23.



Figura 4.23: Pantalla principal de pruebas a paneles fotovoltaicos

Elaborado por: Herrera - Mullo

4. Ingrese a la ventana de la Figura 4.24 y ajuste la posición del panel fotovoltaico en dirección al sol, ya sea ubicando el ángulo necesario o girando aleatoriamente.



Figura 4.24: Pantalla de ajuste de la posición de los paneles fotovoltaicos

Elaborado por: Herrera - Mullo

5. Medir la radiación solar en el momento de la prueba, utilizando el piranómetro.
6. Ingrese a la ventana de la Figura 4.25, y presionamos el botón "INSERTAR", hacer lo mismo cada vez que se varíe la carga.

Debido a que no se posee un potenciómetro, se está utilizando varias resistencias de potencia, y los valores de resistencia utilizados se describen en la Tabla 4.8

Tabla 4.8: Valores de resistencia utilizados en la práctica

N°	RESIST	N°	RESIST	N°	RESIST	N°	RESIST	N°	RESIST
1	0,00	7	3,5	13	25	19	55	25	86
2	1	8	4	14	30	20	60	26	90
3	1,5	9	5	15	35	21	65		
4	2	10	10	16	40	22	70		
5	2,5	11	15	17	35	23	75		
6	3	12	20	18	50	24	80		

Elaborado por: Herrera - Mullo



Figura 4.25: Pantalla de adquisición de datos de paneles fotovoltaicos

Elaborado por: Herrera - Mullo

7. Una vez llegado al valor máximo de resistencia, que en este caso el 90Ω presione el botón “CONTINUAR”.
8. Al lado derecho se podrá observar la curva obtenida de Corriente vs. Voltaje y Potencia vs. Voltaje; y también se habilitará el cuadro para seleccionar la dirección para guardar los datos.
9. Indique la dirección deseada, y presione el botón “GUARDAR”, se obtiene los resultados mostrados en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Datos obtenidos de la prueba a un panel fotovoltaico

Fecha	Hora	Voltaje [V]	Corriente [A]	Potencia [W]
21/10/2014	16:02:46	0,000	6,180	0,000
21/10/2014	16:03:11	6,552	6,135	40,193
21/10/2014	16:03:20	6,964	6,128	42,673
21/10/2014	16:03:28	6,987	6,127	42,808
21/10/2014	16:03:35	7,682	6,127	47,068
21/10/2014	16:03:41	8,182	6,120	50,076
21/10/2014	16:03:45	8,502	6,117	52,006

Continúa →

21/10/2014	16:03:51	8,919	6,110	54,489
21/10/2014	16:03:57	10,768	6,073	65,395
21/10/2014	16:04:02	10,870	6,058	65,852
21/10/2014	16:04:06	10,914	6,027	65,780
21/10/2014	16:04:09	11,844	6,028	71,392
21/10/2014	16:04:12	13,417	5,938	79,667
21/10/2014	16:04:14	15,877	5,801	92,104
21/10/2014	16:04:16	19,179	4,500	86,300
21/10/2014	16:04:18	19,257	4,469	86,068
21/10/2014	16:04:49	19,942	3,717	74,131
21/10/2014	16:04:57	20,327	1,412	28,699
21/10/2014	16:05:04	20,400	1,398	28,512
21/10/2014	16:05:09	20,406	1,127	22,992
21/10/2014	16:05:16	20,499	0,857	17,566
21/10/2014	16:05:20	20,500	0,864	17,709
21/10/2014	16:05:27	20,573	0,822	16,911
21/10/2014	16:05:30	20,579	0,768	15,813
21/10/2014	16:05:39	20,699	0,758	15,697
21/10/2014	16:05:42	20,544	0,730	14,990
21/10/2014	16:05:50	20,572	0,725	14,905
21/10/2014	16:05:54	20,557	0,713	14,659

Elaborado por: Herrera - Mullo

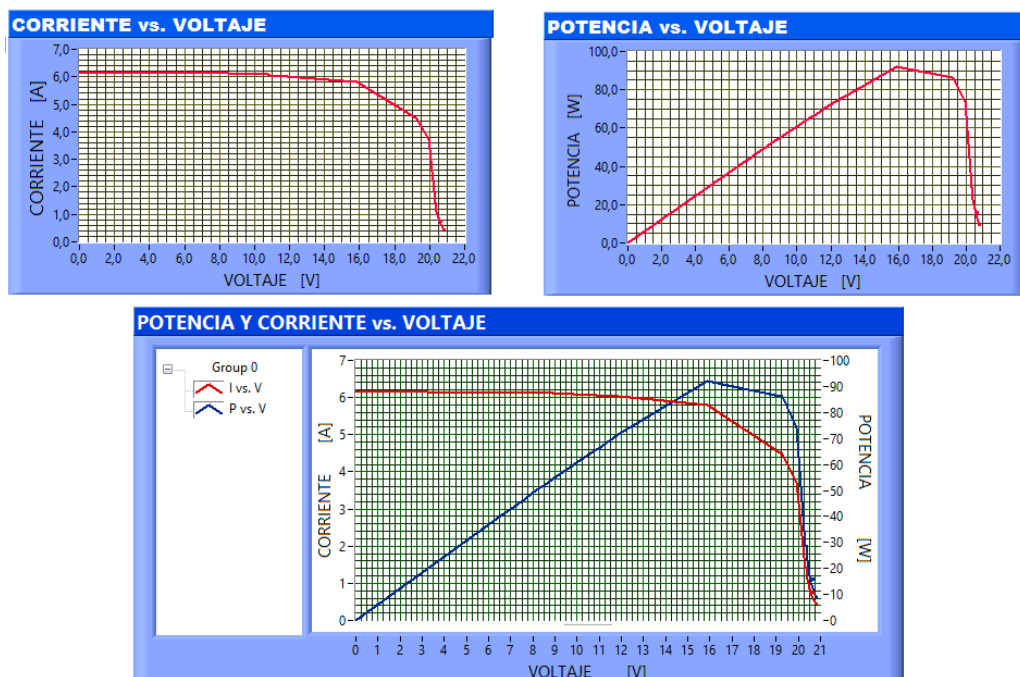


Figura 4.26: Curvas característica de un panel fotovoltaico

Elaborado por: Herrera - Mullo

10. En la ventana de la Figura 4.26 se puede también observar la gráfica de las curvas características del panel fotovoltaico de 100 [W].

11. Realizar el análisis de resultados

➤ **Análisis de resultados:**

La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado. En la Figura 4.26 se puede observar las dos curvas características del panel fotovoltaico de 100 [W].

En la curva Corriente-Voltaje su valor de corriente inicial es la de corto circuito y a menudo que se varía la resistencia se mantiene constante hasta llegar al punto de máxima potencia en el cual empieza a descender hasta llegar a corriente igual a cero o punto $V_{m\acute{a}x}$;

En la curva potencia-voltaje, el valor inicial de potencia es cero ya que el voltaje es cero y a menudo que varía la resistencia esta aumenta al igual que el voltaje, hasta llegar al punto máximo de potencia, y empieza a descender hasta llegar a una potencia cero.

➤ **Conclusiones:**

- De las curvas y los datos adquiridos, la corriente se mantiene constante y la potencia aumenta casi linealmente con el voltaje, hasta llegar a la potencia máxima, $P_{m\acute{a}x}$ y luego decrecen con rapidez, hasta anularse en el voltaje de circuito abierto.

- De los datos obtenidos se puede notar que el panel fotovoltaico a una radiación de 1100 [W/m²] a en la superficie del panel fotovoltaico llegó a una potencia máxima de 92,104 [W] de generación, que permite comprobar que se acerca a los 100 [W] que es la potencia nominal de equipo descrito en el datasheet.

➤ **Bibliografía:**

- J. Sánchez, «“Tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua”,» Centro de Investigación en Energía CIE-UNAM, Temixco, 2002.
- A. Betka, « "Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in the South.",» de *PHD Dissertation*, , Argelia, , 2005. .

PRÁCTICA DE LABORATORIO # 2

- **TEMA:** Curvas características de dos paneles fotovoltaicos de 100W, en conexión serie y paralelo.

a) Objetivo General

Adquirir datos de voltaje y corriente de dos paneles fotovoltaicos de 100W, utilizando conexión en serie y paralelo, para obtener las curvas características (I-V e P-V), mediante un sistema de adquisición de datos.

b) Resultados

Tabla 4.10: Datos obtenidos de la prueba a dos paneles fotovoltaicos conectados en serie

Fecha	Hora	Voltaje [V]	Corriente [A]	Potencia [W]
27/10/2014	8:46:15	0,20	6,09	1,21
27/10/2014	8:46:29	6,87	6,04	41,43
27/10/2014	8:46:32	7,10	6,05	42,83
27/10/2014	8:46:34	7,38	6,05	44,46
27/10/2014	8:46:36	8,03	6,04	48,09
27/10/2014	8:46:37	8,18	6,04	50,00
27/10/2014	8:46:39	8,85	6,07	53,07
27/10/2014	8:46:41	9,53	6,04	57,61
27/10/2014	8:46:43	10,56	6,01	63,35
27/10/2014	8:46:45	11,49	6,05	69,34
27/10/2014	8:46:47	13,55	6,03	81,43
27/10/2014	8:46:51	17,60	6,04	105,50
27/10/2014	8:46:53	18,59	6,04	112,34
27/10/2014	8:46:55	18,27	6,07	114,96
27/10/2014	8:46:56	20,98	6,03	126,47
27/10/2014	8:46:58	25,34	5,91	149,82
27/10/2014	8:47:07	28,07	5,75	161,31
27/10/2014	8:47:11	29,51	5,34	159,70
				Continúa →

27/10/2014	8:47:16	31,78	4,97	157,66
27/10/2014	8:47:20	33,65	3,83	128,93
27/10/2014	8:47:25	38,38	2,09	80,05
27/10/2014	8:47:29	38,36	2,14	82,06
27/10/2014	8:47:36	38,90	1,81	70,25
27/10/2014	8:47:33	38,93	1,77	68,80
27/10/2014	8:47:42	39,43	1,38	54,54
27/10/2014	8:47:46	39,66	1,22	48,26
27/10/2014	8:47:55	39,65	1,15	45,46
27/10/2014	8:48:16	39,89	0,90	35,78
27/10/2014	8:48:21	39,91	0,92	36,61
27/10/2014	8:48:29	39,95	0,85	34,00
27/10/2014	8:48:32	40,46	0,35	13,96

Elaborado por: Herrera – Mullo

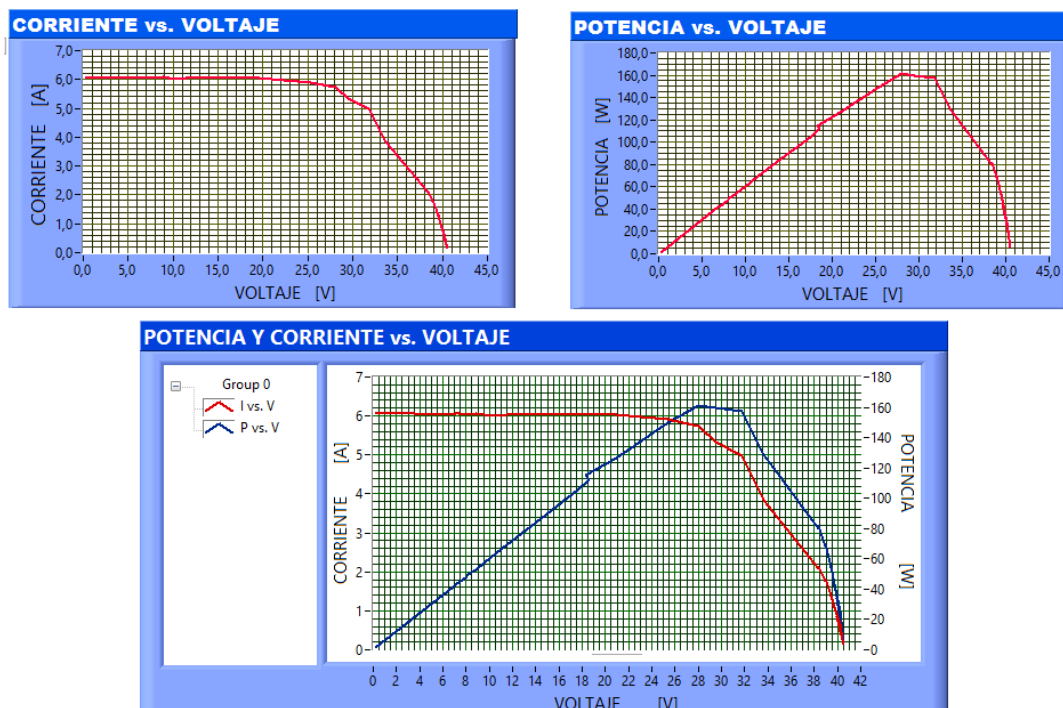


Figura 4.27: Curvas característica de dos paneles fotovoltaicos conectados en serie.

Elaborado por: Herrera – Mullo

Tabla 4.11: Datos obtenidos de la prueba a dos paneles fotovoltaicos conectados en Paralelo

Fecha	Hora	Voltaje [V]	Corriente [A]	Potencia [W]
27/10/2014	8:52:04	0,48	11,92	5,69
27/10/2014	8:52:12	10,75	11,33	121,84
27/10/2014	8:52:16	13,62	10,87	148,06
27/10/2014	8:52:19	14,04	10,63	149,22
27/10/2014	8:52:21	14,41	10,59	152,55
27/10/2014	8:52:23	14,86	10,48	155,76
27/10/2014	8:52:25	15,30	9,97	152,46
27/10/2014	8:52:28	15,76	9,33	147,02
27/10/2014	8:52:30	16,19	8,80	142,52
27/10/2014	8:52:32	16,67	8,26	137,66
27/10/2014	8:52:34	17,11	7,57	129,46
27/10/2014	8:52:36	17,36	7,13	123,81
27/10/2014	8:52:38	17,83	6,34	113,07
27/10/2014	8:52:40	18,10	5,77	104,49
27/10/2014	8:52:42	18,46	4,92	90,88
27/10/2014	8:52:44	18,72	4,36	81,68
27/10/2014	8:52:47	19,13	3,38	64,75
27/10/2014	8:52:50	19,53	2,28	44,51
27/10/2014	8:53:07	19,29	2,61	50,24
27/10/2014	8:53:15	19,93	0,99	19,68
27/10/2014	8:53:19	19,85	1,22	24,31
27/10/2014	8:53:24	20,10	0,71	14,21
27/10/2014	8:53:28	20,10	0,94	18,95
27/10/2014	8:53:33	19,97	0,73	14,55
27/10/2014	8:53:36	19,91	0,86	17,20
27/10/2014	8:53:42	20,04	0,49	9,74
27/10/2014	8:53:45	19,97	0,80	15,98
27/10/2014	8:53:52	20,02	0,42	8,50
27/10/2014	8:53:56	19,99	0,65	12,94
27/10/2014	8:53:59	20,02	0,68	13,57
27/10/2014	8:54:02	20,04	0,67	13,39
27/10/2014	8:54:08	20,14	0,28	5,73
27/10/2014	8:54:11	20,05	0,50	10,06
27/10/2014	8:54:17	20,23	0,35	7,10
27/10/2014	8:54:20	20,27	0,54	10,91

Elaborado por: Herrera - Mullo

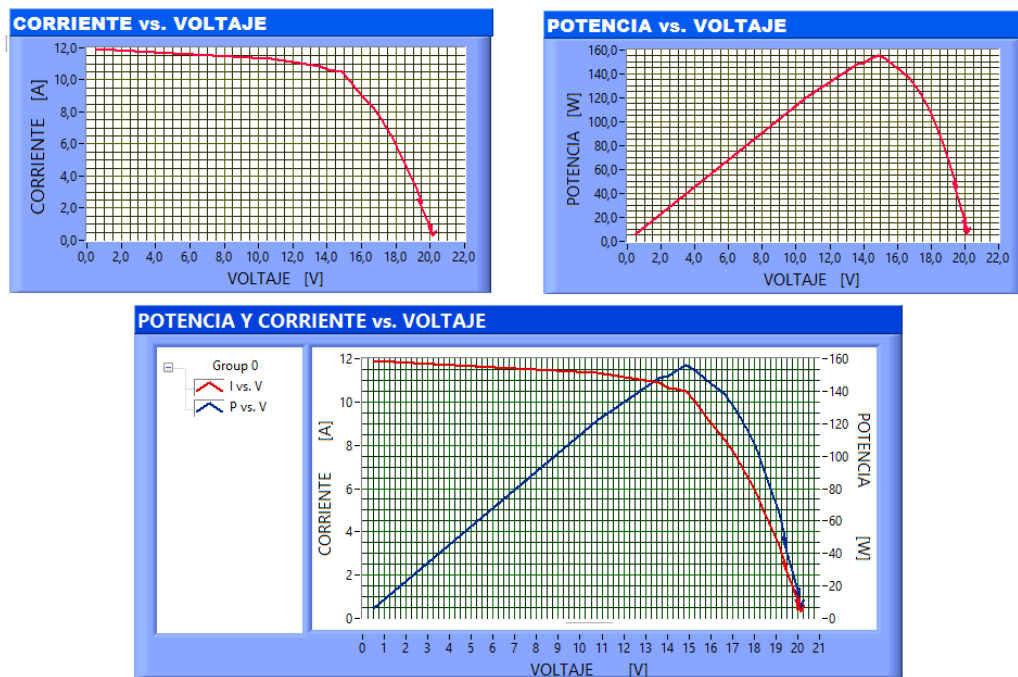


Figura 4.28: Curvas característica de dos paneles fotovoltaicos conectados en paralelo.

Elaborado por: Herrera - Mullo

c) Análisis de resultados:

Al igual que en la práctica #1, la curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para dos dispositivos fotovoltaicos bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente) en dos tipos de conexión (serie y paralelo). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado. En la Figura 4.27 y Figura 4.28 se puede observar las curvas características de dos paneles fotovoltaicos de 100 [W] conectados en serie y paralelo respectivamente.

La variación de corriente y voltaje es similar a las curvas obtenidas de un solo panel fotovoltaico, es decir, mientras más carga se aplique la corriente disminuye y el voltaje y la potencia aumenta, hasta llegar al valor máximo de voltaje a corriente y potencia cero.

La potencia máxima en los dos tipos de conexiones es casi igual ($P_{\text{máx serie}} = 157,66$; $P_{\text{máx paralelo}} = 155,76$) a diferencia que en la conexión en serie obtenemos mayor voltaje y menor corriente y en la conexión en paralelo viceversa. En la Tabla 4.12 se puede observar un resumen de los valores obtenidos.

Tabla 4.12: Resumen de los valores obtenidos en los casos estudiados

	Dos paneles (serie)	Dos paneles (paralelo)
Voltaje Pmpp [V]	31,78	14,86
Voltaje Vco [V]	40,22	20,27
Corriente Pmpp [A]	4,97	10,48
Corriente Isc [A]	6,09	11,92
Potencia [W]	157,66	155,76

Elaborado por: Herrera – Mullo

d) Conclusiones:

- De los datos obtenidos se puede notar en los dos tipos de conexión la potencia total adquirida es semejante, por lo tanto la conexión realizada de los paneles fotovoltaicos sea esta serie o paralelo no influye en la potencia obtenida.
- De las curvas y los datos adquiridos, la corriente se mantiene constante y la potencia aumenta casi linealmente con el voltaje, hasta llegar a la potencia máxima, $P_{\text{máx}}$ y luego decrecen con rapidez, hasta anularse en el voltaje de circuito abierto.

PRÁCTICA DE LABORATORIO # 3

- **TEMA:** Comportamiento de los paneles fotovoltaicos a diferentes Radiaciones Solares.

a) Objetivo General

Adquirir datos de voltaje y corriente de los paneles fotovoltaicos de 100W utilizando diferentes conexiones a varias radiaciones solares, para obtener las curvas características (I-V e P-V) mediante la utilización del software LabView y varias resistencias.

b) Resultados

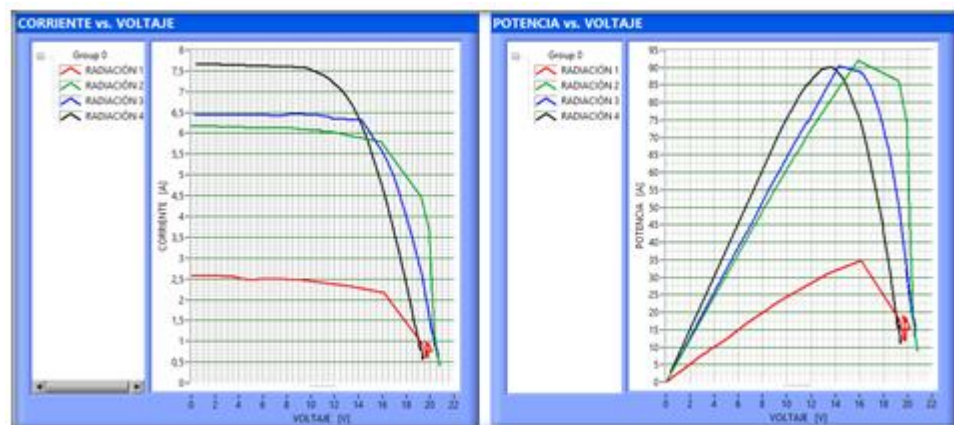


Figura 4.29: Curvas característica de un panel fotovoltaico a cuatro diferentes radiaciones solares.

Elaborado por: Herrera - Mullo

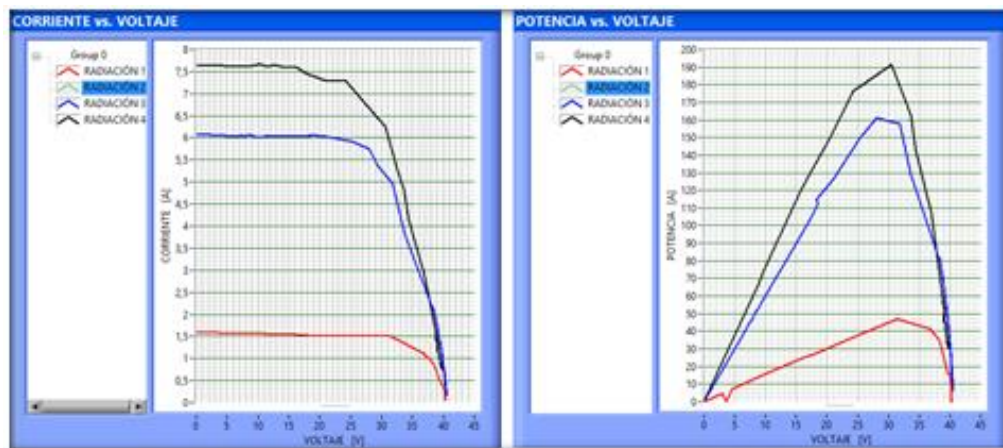


Figura 4.30: Curvas característica de dos panel fotovoltaico conectados en serie, a tres diferentes radiaciones solares.

Elaborado por: Herrera – Mullo

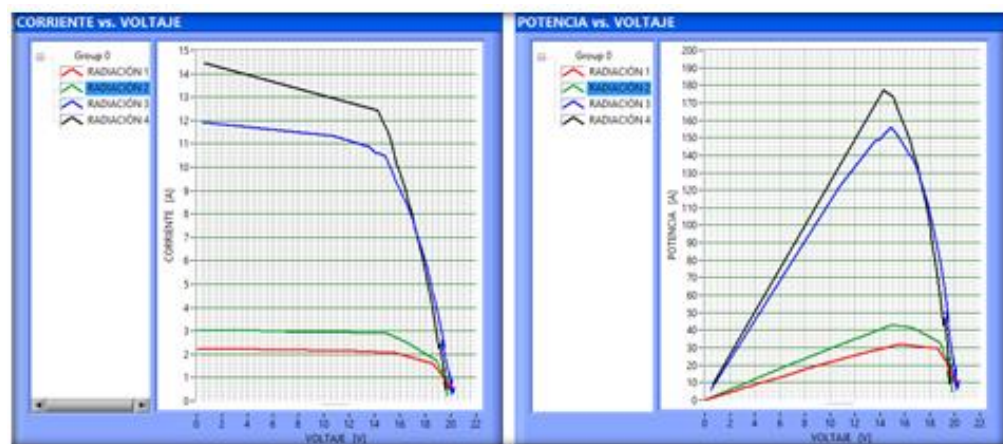


Figura 4.31: Curvas característica de dos panel fotovoltaico conectados en paralelo, a cuatro diferentes radiaciones solares.

Elaborado por: Herrera – Mullo

c) Análisis de resultados:

En las figuras anteriores se puede observar como varía en magnitudes la curva característica del panel fotovoltaico a diferentes radiaciones solares, al aumentar la radiación solar se observa claramente un incremento en la corriente y por ende la potencia se incrementa, sin afectar el voltaje. En la Tabla 4.13 se puede observar las potencias máximas según la radiación solar.

Tabla 4.13: Resumen de datos obtenidos en la prueba a varias radiaciones solares

Conexión	Radiación Solar [W/m ²]	Potencia [W]
Un panel solo	350	34,83
	1000	90
	1100	90
	1200	90
Dos paneles en serie	350	48
	600	160
	1000	190
Dos paneles en paralelo	350	32
	600	45
	900	158
	1000	180

Elaborado por: Herrera - Mullo

d) Conclusiones:

- Si se aumenta la radiación solar, se incrementa la corriente y la potencia, por lo cual se concluye que el rendimiento de un panel fotovoltaico es más eficiente mientras mayor radiación solar se aplica al generador.
- El voltaje casi no se ve afectado en relación a la variación de la radiación solar, lo cual se puede ver en las curvas de las figuras anteriores.

PRÁCTICA DE LABORATORIO # 4

➤ **TEMA:** Efecto de la sombra en un panel fotovoltaico.

a) Objetivo General

Adquirir datos de voltaje y corriente de un panel fotovoltaico de 100W ubicando sombras, para obtener las curvas características (I-V e P-V) y comparar con la curva obtenida en la práctica #1, mediante la utilización del software LabView y varias resistencias.

b) Resultados

Tabla 4.14: Datos obtenidos de la prueba a un panel fotovoltaico aplicando sombra.

	CASO 1 Un panel		CASO 2 Dos paneles (serie)		CASO 3 Dos paneles (paralelo)	
	Sin sombra	Con Sombra	Sin sombra	Con Sombra	Sin sombra	Con Sombra
Voltaje Pmp [V]	15,88	15,71	31,78	12,93	16,01	14,86
Voltaje Vco [V]	20,80	19,79	40,22	26,79	20,27	19,87
Corriente Pmp [A]	5,80	3,29	5,32	4,97	10,48	4,98
Corriente Isc [A]	6,29	6,18	6,42	6,09	11,92	6,62
Potencia [W]	92,10	51,69	169,07	64,26	167,78	74,00

Elaborado por: Herrera - Mullo

c) Análisis de resultados:

Habiendo realizado un estudio sobre el comportamiento del módulo en función de la sombra a la que están sometidos se obtiene la Tabla 4.14 donde se

detalla para cada uno de los casos los valores de corriente, tensión y potencia pudiendo compararlos con los valores sin sombra extraídos de la curva I-V obtenidos en las prácticas 1 y 2.

De la tabla anterior, por lo tanto de los casos 1 y 3 realizados, se observa que cuando se aplica sombra a los paneles fotovoltaicos la corriente que circula por el módulo es aproximadamente la mitad que en el caso que no hubiese sombra. Este descenso de corriente afecta directamente a la potencia que da el módulo que se ve reducida aproximadamente a la mitad. Esta reducción de potencia, proporcional a la corriente, indica tal y como muestra la tabla anterior, que la tensión no se ve afectada a grandes rasgos. En el caso 2 en cambio es el voltaje el que se reduce a la mitad, afectando proporcionalmente a la potencia, y la corriente no recibe mayor variación.

d) Conclusiones:

- Al aplicar sombra a un panel fotovoltaico solo la corriente se reduce a la mitad y por ende la potencia también va a disminuir en un cincuenta por ciento aproximadamente.
- En la conexión en serie el voltaje se reduce a la mitad aproximadamente al aplicar sombra en cambio en la conexión en paralelo es la corriente la que se reduce a la mitad, pero en los dos tipos de conexión la sombra afecta a la potencia reduciéndose proporcionalmente en función del voltaje y la corriente.
- Cuando caen sombras sobre los paneles solares fotovoltaicos o en una parte de ellos sucede los llamados cortocircuitos, es decir, se bloquea el sistema de tal manera que puede caer a cero el paso de energía de la luz solar a corriente eléctrica en las células tapadas y se puede notar una disminución de voltaje, corriente y por ende de la potencia.

PRÁCTICA DE LABORATORIO # 5

➤ **TEMA:** Curva característica del aerogenerador.

a) Objetivo General:

Adquirir datos de voltaje y corriente de un aerogenerador de 750 [W] y velocidad de viento con un anemómetro, para obtener la curva característica (P-Vel.Viento) y comparar con la curva dada por el fabricante, mediante la utilización del software LabView y varias resistencias.

b) Resultados:

Se obtiene la gráfica de la curva Potencia vs. Velocidad del viento mostrado en la Figura 4.32.

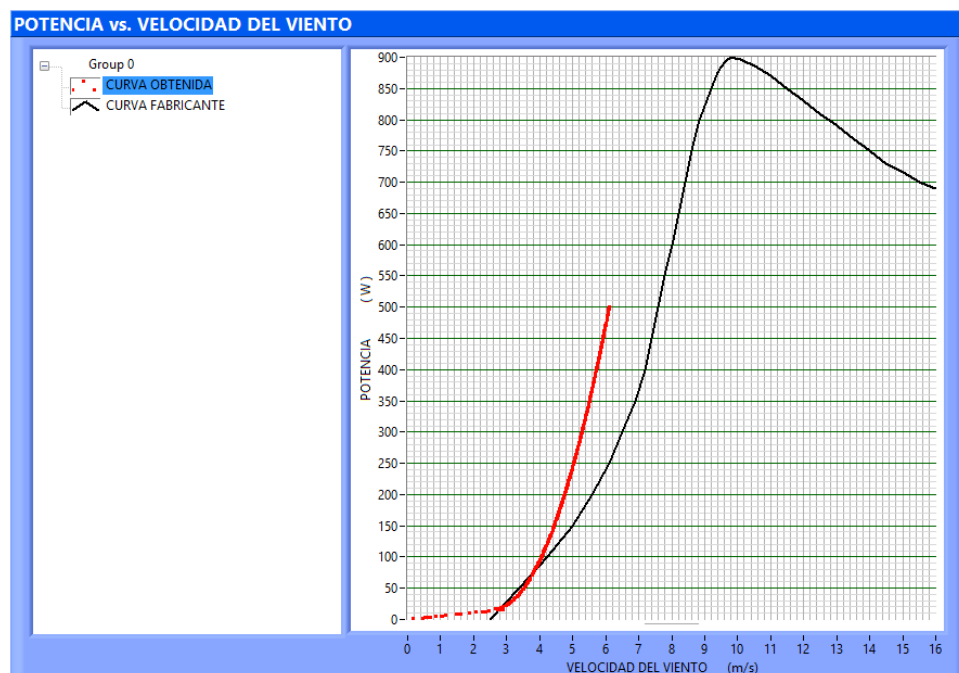


Figura 4.32: Curva característica del aerogenerador

Elaborado por: Herrera - Mullo

c) Análisis de resultados:

Debido a que el ingreso de las variables tiene un margen de error, se tiene una diferencia en algunos puntos de la curva, pero se ha obtenido la curva característica del aerogenerador y se puede comparar con la curva proporcionada por el fabricante teniendo similitud, la velocidad máxima del viento en Latacunga según el Atlas Eólico está entre 5,5 a 6 m/s, por lo tanto la curva obtenida no podrá llegar a su máximo pico como se puede observar en la curva proporcionada por el fabricante.

d) Conclusiones:

La potencia del aerogenerador varía según la variación de la velocidad del viento en forma proporcionalmente directa, la potencia asciende hasta llegar al punto de máxima potencia permitida por el aerogenerador, y tiende a decrecer si sobrepasa el nivel de velocidad permitida, el mismo aerogenerador gira automáticamente en contra del viento para así disminuir la potencia del viento absorbida por las aspas, cuando ya se normaliza la velocidad del viento el aerogenerador se ubica en el sentido de generación.

En el lugar de la prueba no se llega a velocidades de viento máximos por lo tanto la gráfica se parece en su forma pero no alcanza los valores de potencia nominales del aerogenerador.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1. CONCLUSIONES

- Se desarrolló el estado del arte de las energías renovables no convencionales y de su uso en el país, así como también de los componentes necesarios para implementar tecnologías de generación eléctrica utilizando generadores eólico y fotovoltaico.
- Basado en los cálculos realizados en la propuesta se pudo elegir los equipos de generación, instrumentación, adquisición de datos, y estructuras de soporte, para la implementación del módulo didáctico de generación de energía eléctrica híbrido a base de energías renovables no convencionales (generador eólico-fotovoltaico) para la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE Extensión Latacunga.
- Se diseñó un software HMI amigable para el usuario en el programa LabView, el mismo que permite obtener curvas características de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos y del aerogenerador, ingresando variables de voltaje, corriente y velocidad del viento mediante una tarjeta DAQ-6009.
- El sistema híbrido en funcionamiento, asociado a ensayos de los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador en laboratorio, permitió obtener resultados importantes para la caracterización de tales sistemas en condiciones reales de operación.
- Al realizar las pruebas respectivas a los paneles fotovoltaicos se obtuvo que las curvas características, I-V y P-V, las cuales se ven afectadas por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación (irradiación), la temperatura y la distribución espectral de la luz, es decir que dependen

de la intensidad de la radiación incidente y de la temperatura de trabajo del panel fotovoltaico.

- El módulo fotovoltaico se ve afectado considerablemente al aplicar sombras, dando lugar a una disminución considerable en el rendimiento del mismo.
- Al realizar la prueba al aerogenerador se obtuvo la curva característica, potencia vs. velocidad del viento, la cual se ve afectada por la variación del viento existente en la zona.
- Se elaboró guías de laboratorio, las cuales permitirán a los estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas Espe y estudiantes externos efectuar varias prácticas, observar el funcionamiento de estas tecnologías de generación, y con ello fortalecer los conocimientos teóricos obtenidos.

5.2. RECOMENDACIONES.

- Seguir cada uno de los pasos indicados en las guías de laboratorio así como también utilizar el diagrama de conexiones eléctrico mostrado en el anexo O para evitar cualquier error en el desarrollo de las pruebas o aplicaciones que se quiera realizar en el módulo.
- Debido a que el recurso eólico es variable en la zona, para obtener mejores resultados en las pruebas se recomienda como trabajos futuros la implementación de un túnel de viento.
- Se debe evitar poner en funcionamiento los generadores al estar conectados al regulador de carga, sin haber conectado previamente la batería.
- Para obtener independencia de energía eléctrica de la red convencional se recomienda el uso de energías renovables con instalaciones autónomas así como también realizar el estudio del recurso renovable que se desea aprovechar ya que este es el primer paso a realizar para dimensionar de manera adecuada y hacer confiable al sistema.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. R. S. C. H. V. J. B. C. Christophe Jean Joseph Bello, «EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS EN ZONAS RURALES DE LA PROVINCIA DE CORRIENTES, ARGENTINA,» de *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES – São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012*, São Paulo, 2012.
- [2] L. Jutglar, *Energía Solar*, Barcelona: Ediciones Ceac, 2004.
- [3] H. Calleja, «PROGRESOS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA,» *Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET-DGEST-SEP)*, p. 7, 2010.
- [4] R. G. Pérez, «Radiación solar y métodos de cálculo,» de *Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas*, Andalucía, INNOVACIÓN Y CUALIFICACIÓN, S.L. (IC editorial), 2011, pp. 36-37.
- [5] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Atlas Eólico de Ecuador,» Quito, 2013.
- [6] M. Á. Sanchez, *Energía Solar Fotovoltaica*, Mexico,D.F.: LIMUSA, S.A. de C.V., 2011.
- [7] R. G. Pérez, *Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas*, Andalucía: INNOVACIÓN Y CUALIFICACIÓN, S.L. (IC Editorial), 2011, pp. 35-37.
- [8] J. Sánchez, «"Tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua",» *Centro de Investigación en Energía CIE-UNAM*, Temixco, 2002.
- [9] H. R. J. G. y. J. L. M. Raúl González G., «Sistemas fotovoltaicos conectados a la red,» *Boletín IIE*, p. 5, 2003.
- [10] A. Betka, « "Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in the South.",» de *PHD Dissertation*, , Argelia, , 2005. .
- [11] H. Hadi, « "Photovoltaic water pump system",» de *PHD Dissertation.*, Japan, 2003. .

- [12] J. P. Cabré, Estudio de la afectación de las sombras en un panel fotovoltaico, España, 2012.
- [13] Sandia National Laboratories., “*Guía para el desarrollo de proyectos de bombeo de agua con energía fotovoltaica*”, Alburquerque, Nuevo Mexico , 2001.
- [14] A. B. Dominguez, «Generadores Eólicos o Aerogeneradores,» de *Generadores Eólicos de Baja Potencia*, Buenos Aires, Academia Nacional de Ingeniería, 2007, pp. 416-417.
- [15] J. M. Escudero López, Aerogeneradores, Madrid - Barcelona - México: Ediciones Multi Prensa, 2004, pp. 123-165.
- [16] M. Gilbert M., Renewable and Efficient Electric Power Systems, Standfort: WILEY INTERSCIENCE A JOHN WILEY & SONS, INC., PUBLICATION, 2004.
- [17] E. Mireles Ornelas, «Energía Eólica,» de *La Energía Eólica*, El Cid Editor.
- [18] S. Poza, «“Contribución al diseño de procedimientos de control de calidad para sistemas de bombeo fotovoltaico”.,» Dr. Tesis. Universidad Politécnica de Madrid., España., 2007.
- [19] V. y. S. P. M. A. RUIZ HERNÁNDEZ, *Radiación Solar.Medidas y cálculos. Apuntes de la asignatura Energías Renovables,*, Sevilla.
- [20] National Instruments Corporate, «National Instruments,» [En línea]. Available: <http://www.ni.com/data-acquisition/what-is/esa/>. [Último acceso: 20 Septiembre 2014].
- [21] H. A. R. G. L.-H. Cifuentes, «Tutorial de Labview,» 2001.
- [22] A. V. P. I. e. d. I. M. d. F. A. e. s. a. ANSYS, Ambientes Virtuales Para la enseñanza de la Mecánica de Fluidos: Algunos ejemplos simplificados aplicando ANSYS, Nueva Granada, 2005.
- [23] S. G. González, SolidWorks®, México D.F., 2008.
- [24] J. F. Ferichola, *Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil*, Madrid, 2009.

- [25] Proviento S.A. , «Proviento S.A. Energías Renovables Ecuador,» 25 Septiembre 2014. [En línea]. Available: http://www.proviento.com.ec/index_panelessolares.html. [Último acceso: 15 Septiembre 2014].
- [26] Corporación para la Investigación Energética, «ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA,» REGISTRO INSTITUTO ECUATORIANO DE PROPIEDAD INTELECTUAL, Quito, 2008.
- [27] H. Zondag y W. Helden, «“PV-Thermal domestic systems”,» de *IEEE Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*,, Osaka, Japan, 2003.
- [28] M. Green, K. Emery, Y. Hishikawa y W. Warta, «“Solar Cell Efficiency Tables (Version 32)”,» *Progress in photovoltaics: research and applications* Ed. John Wiley & Sons, Ltd., 2008.
- [29] G. Holmes y T. Lipo, «“Pulse width modulation for power converters. Principles and Practice”,» 1st Ed. IEEE-Wiley,, 2003.
- [30] S. Kjaer, J. Pedersen y F. Blaabjerg, «“Power inverter topologies for photovoltaic modules. A review”,» de *Conference Record of the Industry Applications Conference*, , 2002.
- [31] T. Esram y P. Chapman, « “Comparision of photovoltaic array maximum power point tracking techniques”,» *IEEE Transactions on Energy Conversion* Vol. 22, No. 2,, 2007.
- [32] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo y M. Vitelli, «“Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method”,» *IEEE Transactions on Power Electronics* 20, No. 4,, pp. 963-973., 2005.
- [33] G. M.Masters, «TOTAL CLEAR SKY INSOLATION ON A COLLECTING SURFACE,» de *Renewable and efficient electric power systems*, Hoboken, New Jersey., Published by John Wiley & Sons, Inc., 2004, pp. 413-418.
- [34] Comité Ejecutivo del Código Ecuatoriano de la Construcción, «Norma Ecuatoriana de la Construcción,» 06 abril 2011. [En línea]. Available:

<http://www.cicp-ec.com/pdf/3.%20ENERGIA%20RENOVABLE-2.pdf>.

[Último acceso: 25 octubre 2013].

- [35] AT4 WIRELESS corporate, «AT4 WIRELESS,» 01 08 2012. [En línea]. Available: <http://www.at4wireless.com>.
- [36] o. R. L. V. J. P. Sebastián, LabVIEW Entorno gráfico de programación, Mexico DF, 2007.
- [37] Practical Action, «ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA,» Reino Unido, 2007.
- [38] a. A. S. K. K. Gopinathan, «"Techniques for obtaining the monthly mean hourly diffuse radiation from daily values",» de *Solar Energy*, 1997., pp. 735-742, .
- [39] LOVATO ELECTRIC S.P.A., «Lovato Electric,» Febrero 2013. [En línea]. Available: http://www.lovatoelectric.com/Download/PD45E02_13.pdf. [Último acceso: 18 Septiembre 2014].
- [40] J. B. y. J. Figueroa, «"Transductor de corriente de mínima incertidumbre,» de *Concurso Técnico Científico Internacional BIEL light+building* , 2007.

ANEXOS