

28/06/ 2013

[CÓDIGO]

PROYECTO TRABAJO FINAL
“Sistema de Iluminación Autónomo
Alimentado por Energías Renovables”



Autores

Luciano Dómine

Carrera: Ing. Eléctrica

Nicolás Niro

Carrera: Ing. Electromecánica

Tutor

Ing. Rubén Ferreyra

Evaluadores

Gustavo Bacino

Juan Antonio Suárez

Claudio Dimenna

Co-Tutores

Ing. Julio Branda

Ing. Guillermo Murcia



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

28/06/ 2013

[CÓDIGO]

PROYECTO TRABAJO FINAL
“Sistema de Iluminación Autónomo
Alimentado por Energías Renovables”



Autores

Luciano Dómine

Carrera: Ing. Eléctrica

Nicolás Niro

Carrera: Ing. Electromecánica

Tutor

Ing. Rubén Ferreyra

Evaluadores

Gustavo Bacino

Juan Antonio Suárez

Claudio Dimenna

Co-Tutores

Ing. Julio Branda

Ing. Guillermo Murcia

Índice General

RESUMEN:	1
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	2
1.1 INTRODUCCIÓN.....	2
1.2 ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA Y EL MUNDO.....	3
1.2.1 ENERGÍA SOLAR EN ARGENTINA.....	7
1.2.2 ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA.....	8
1.3 OBJETIVOS	9
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	9
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	10
1.4 METODOLOGÍA	10
CAPÍTULO 2: SOLARIMETRÍA	12
2.1 RELACIONES ASTRONÓMICAS SOL TIERRA.....	12
2.1.1 INTRODUCCIÓN.....	12
2.1.2 EXCENRICIDAD. DECLINACIÓN.....	13
2.1.3 POSICIÓN RELATIVA SOL- SUPERFICIE HORIZONTAL	16
2.1.4 POSICIÓN RELATIVA SOL- SUPERFICIE INCLINADA	19
2.2 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE. RADIACIÓN SOLAR EN UNA SUPERFICIE HORIZONTAL	20
2.2.1 LA CONSTANTE SOLAR. COMPOSICIÓN ESPECTRAL	20
2.2.1 RADIACIÓN EXTRATERRESTRE SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL	21
2.2.2 RADIACIÓN EXTRATERRESTRE SOBRE SUPERFICIE INCLINADA	21
2.2.3 RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE DE LA TIERRA: RADIACIÓN DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA.	22
2.2.4 RADIACIÓN SOLAR INTEGRADA EN EL TIEMPO	23
2.2.5 INDICE DE TRANSPARENCIA ATMOSFÉRICO	23
2.2.6 ALBEDO TERRESTRE	24
2.3 MOLDELOS PARA ESTIMAR LA RADIACIÓN SOLAR	25
2.3.1 INTRODUCCIÓN.....	25
2.3.2 VALORES DE RADIACIÓN SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL	26
2.3.2.1 DISPONIBILIDAD DE DATOS ENERGÉTICOS.....	26
2.3.2.2 MÉTODOS PARA OBTENER VALORES DE RADIACIÓN GLOBAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL.....	27
2.3.2.3 MÉTODOS PARA OBTENER VALORES DE RADIACIÓN DIFUSA SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL.....	27
2.3.3 RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS	30
2.3.3.1 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN REFLEJADA SOBRE SUPERFICIE INCLINADA	30
2.3.3.2 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN DIRECTA SOBRE SUPERFICIE INCLINADA.....	31
2.3.3.3 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN DIFUSA SOBRE SUPERFICIE INCLINADA.....	31
2.3.3 MEDIDA DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	31
2.3.3.1 INTRODUCCIÓN.....	31
2.3.3.2 MAGNITUDES METEOROLÓGICAS DE LA RADIACIÓN.....	32
2.3.3.3 TERMINOLOGÍA Y UNIDADES.....	33
2.3.3.4 MEDIDA DE LA RADIACIÓN SOLAR DÍRECTA	33
2.3.3.5 TIPOS DE PIRHELÍOMETROS	33
2.3.3.6 PIRHELÍOMETROS DE PRIMERA Y SEGUNDA CLASE.....	35
2.3.3.7 MEDIDA DE RADIACIÓN GLOBAL Y DIFUSA.....	35



CAPÍTULO 3: GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR.....	39
3.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	39
3.1.1 INTRODUCCIÓN.....	39
3.1.2 FECHAS Y HECHOS IMPORTANTES	39
3.2 LA LUZ SOLAR	40
3.2.1 ESPECTRO LUMINOSO.....	40
3.2.2 INSOLACIÓN.....	42
3.2.3 IRRADIACIÓN	43
3.3 CONVERSIÓN DE LUZ SOLAR ENERGÍA ELÉCTRICA	44
3.3.1 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA	44
3.3.2 EL EFECTO FOTOELÉCTRICO	47
3.3.3 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS	48
3.4 PANELES SOLARES.....	50
3.4.1 ASPECTOS GENERALES.....	50
3.4.2 TENSIÓN DE SALIDA.....	51
3.4.3 VIDA ÚTIL Y EFICIENCIA.....	51
3.4.4 CURVAS I-V	51
3.4.5 MÁXIMA POTENCIA O POTENCIA PICO.....	52
3.4.6 FACTOR DE DEGRADACIÓN	53
3.4.7 EFECTO DE LA TEMPERATURA	53
3.4.8 FORMA GEOMÉTRICA	54
3.4.9 ENSAMBLE MECÁNICO.....	55
3.4.10 DIODOS.....	55
3.5 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	56
CAPÍTULO 4: GENERACIÓN ELÉCTRICA EÓLICA.....	58
4.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	58
4.2 EL VIENTO	60
4.2.1 CAUSAS GENERALES.....	60
4.2.2 CLASIFICACIÓN DE VIENTOS	61
4.2.3 DIRECCIÓN.....	64
4.2.4 VELOCIDAD.....	65
4.2.5 MEDIDAS ANEMOMÉTRICAS	67
4.2.6 VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DEL VIENTO	69
4.2.7 ESTUDIO ESTADÍSTICO DE LOS VIENTOS. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL	73
4.2.8 DURACIÓN DE LOS PERÍODOS DE CALMA Y VIENTO IMPRODUCTIVO.....	78
4.2.9 VIENTOS TÍPICOS EN ARGENTINA	78
4.2.10 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EÓLICA	78
4.3 TEORÍA DE BETZ	79
4.4 CLASIFICACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE AEROGENERADORES.....	81
4.4.1 AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL	81
4.4.2 AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL.....	85
CAPÍTULO 5: BATERÍAS. REGULADOR DE CARGA. CABLEADO Y PROTECCIONES.....	89
5.1 BATERÍAS.....	89
5.1.1 ASPECTOS GENERALES.....	89
5.1.2 TIPOS DE BATERÍAS	90
5.1.3 DIMENSIONAMIENTO DE LAS BATERÍAS	93
5.2 REGULADORES DE CARGA.....	95
5.2.1 ASPECTOS GENERALES.....	95
5.2.2 SELECCIÓN Y TIPOS DE REGULADORES.....	95
5.2.3 CAÍDAS DE TENSIÓN	98
5.2.4 INFORMACIÓN Y SEÑALIZACIÓN	98
5.3 CABLEADO	99
5.4 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	99



CAPÍTULO 6: FUENTES DE ILUMINACIÓN LED.....	100
6.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	100
6.2 TECNOLOGÍA LED.....	100
6.2.1 LED E IRED.....	101
6.2.2 OLED.....	101
6.2.3 APLICACIONES.....	102
6.3 TECNOLOGÍA LED EN ILUMINACIÓN. CONCEPTOS BÁSICOS.....	103
6.3.1 TIPOS DE LED.....	103
6.3.2 ANATOMÍA DEL LED.....	104
6.3.3 ESPECTROS LUMINOSOS.....	107
6.3.4 INDICE DE REPRODUCCIÓN CROMÁTICA Y TEMPERATURA DE COLOR.....	109
6.3.5 VIDA ÚTIL.....	111
6.3.6 EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	113
6.3.7 VENTAJAS DE LA ILUMINACIÓN LED.....	116
6.3.8 FABRICANTES DE LED.....	118
CAPÍTULO 7: DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN EÓLICO-SOLAR.....	119
7.1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	119
7.2 PARÁMETROS TÉCNICOS Y COMPONENTES DEL SISTEMA.....	120
7.3 CRITERIO DE ELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA.....	141
7.4 DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA.....	145
7.5 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO.....	156
7.5.1 ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE RADIACIÓN SOLAR.....	156
7.5.2 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA SOLAR.....	164
7.5.3 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO.....	165
7.5.3.1 TOMA DE DATOS.....	165
7.5.3.2 ANÁLISIS DE DATOS.....	166
7.5.4 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EÓLICA.....	172
7.5.5 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA TOTAL.....	173
7.6 ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS.....	174
7.6.1 TENSIÓN Y CORRIENTE DE CARGA.....	174
7.6.2 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DEL BANCO.....	177
7.7 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA A CONSUMIR.....	179
7.8 ESTIMACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE LAS BATERÍAS.....	182
7.9 SISTEMA. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO.....	184
7.9.1 INTRODUCCIÓN.....	184
7.9.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA.....	193
CAPÍTULO 8: PRUEBA DE LABORATORIO.....	203
8.1 INTRODUCCIÓN.....	203
8.2 DISEÑO DE PLACAS TRANSDUCTORAS.....	203
8.2.1 PRESENTACIÓN DEL SISTEMA.....	203
8.2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA.....	205
8.2.3 AJUSTE FINAL CON SOFTWARE.....	224
8.2.4 PROGRAMACIÓN EN LABVIEW.....	224
8.3 PRUEBA DE LABORATORIO.....	227
8.3.1 INTRODUCCIÓN.....	227
8.3.2 PROCEDIMIENTO:.....	228
8.3.3 CONCLUSIÓN:.....	229
8.4 REPARACIÓN DEL AEROGENERADOR. RELEVAMIENTO DE SU CURVA DE POTENCIA.....	231
8.4.1 INTRODUCCIÓN.....	231
8.4.2 REPARACIÓN DEL AEROGENERADOR.....	231
8.4.3 RELEVAMIENTO DE LA CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR FM RUTLAND 910-3.....	233
8.4.3.1 INTRODUCCIÓN.....	233



8.4.3.2 ORDEN DE LOS DATOS.....	233
8.4.3.3 VALIDACIÓN DE DATOS.....	234
8.4.3.3 PRIMER CRITERIO DE PROCESAMIENTO DE LOS DATOS.....	234
8.4.3.4 RELEVAMIENTO DE LA CURVA.....	235
8.4.3.5 SEGUNDO CRITERIO DE PROCESAMIENTO DE LOS DATOS.....	236
CAPÍTULO 9: EVALUACIÓN AMBIENTAL Y ECONÓMICA. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA ...	239
9.1 EVALUACIÓN AMBIENTAL.....	239
9.1.1 INTRODUCCIÓN.....	239
9.1.2 EFECTOS AMBIENTALES.....	239
9.1.2 RECICLAJE DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	241
9.1.3 NORMAS Y ASPECTOS LEGALES GENERALES.....	241
9.1.4 ANALISIS DE EMISIONES.....	243
9.1.5 CONCLUSIÓN.....	249
9.2 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA.....	250
9.3 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	253
CAPÍTULO 10: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	263
BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA.....	265

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Capacidad Total Instalada en Energías Renovables.....	4
Figura 2: Capacidad Total Instalada Hasta el 2011 en Energía Fotovoltaica.....	5
Figura 3: Capacidad Total Instalada en el 2011 en Energía Fotovoltaica por Países .	5
Figura 4: Principales Fabricantes de Paneles Solares en el Año 2011.....	5
Figura 5: Capacidad Total Instalada en Energía Eólica.....	6
Figura 6: Capacidad Total Instalada en Energía Eólica por Países.....	6
Figura 7: Principales Fabricantes de Aerogeneradores en el año 2011.....	6
Figura 8: Irradiación Global Diaria en Enero y Junio.....	7
Figura 9: Mapa del potencial Eólico Argentino.....	9
Figura 10: Sistema Solar.....	12
Figura 11: Radiaciones Solares Electromagnéticas.....	12
Figura 12: Movimiento de la tierra alrededor del sol.....	14
Figura 13: Declinación Solar.....	15
Figura 14: Camino Aparente del Sol Sobre la Esfera Celeste.....	15
Figura 15: Altura solar α	16
Figura 16: Ángulo Acimutal ψ	17
Figura 17: Variación de la Altura Solar y del Ángulo Acimutal en función de las Estaciones.....	17
Figura 18: Ángulos Horarios y Trayectoria del Sol.....	18
Figura 19: Posición Relativa Sol- Superficie Inclinada.....	19
Figura 20: Distribución Espectral del Sol.....	20
Figura 21: Clasificación de Radiaciones Solares.....	22
Figura 22: Espectros UV, Visible e Infrarrojo en Función de la Longitud de Onda.....	33
Figura 23: Pirheliómetro Autocalibrable de Cavidad Absoluta Modelo HF.....	34
Figura 24: Pirheliómetro de P. Dollond 1785.....	34
Figura 25: Pirheliómetro Compensado Ångström.....	35



Figura 26: Piranómetro Negro y Blanco de Eppley y Piranómetro CM 11	36
Figura 27: Piranómetros con Banda de Sombra	37
Figura 28: Heliógrafo de Campbell-Stokes.....	38
Figura 29: Espectro Luminoso de Luz Solar en Función de la Frecuencia de Onda .	41
Figura 30: Masa de Aire	41
Figura 31: Bandas de Energía en Materiales Semiconductores, Conductores y Aislantes.....	44
Figura 32: Dopado del Silicio	46
Figura 33: Construcción de la Celda Solar Fotovoltaica	46
Figura 34: Juntura N-P en Equilibrio.....	47
Figura 35: Material Monocristalino y Policristalino	49
Figura 36: Aspecto Físico y Principales Partes de un Panel Fotovoltaico	50
Figura 37: Curvas I-V Características de los Paneles Solares	52
Figura 38: Esquema de Conexión de Diodos	56
Figura 39: Molino Panémoma.....	58
Figura 40: Molinos Griegos en la Isla Mykonos.....	59
Figura 41: Molino Holandés	59
Figura 42: Ciclo de las Corrientes de Aire	60
Figura 43: Circulación General Atmosférica.....	61
Figura 44: Circulación de los Vientos Globales	63
Figura 45: Circulación de los Vientos en un día de Verano.....	64
Figura 46: Circulación de los Vientos en una Noche de Invierno	64
Figura 47: Rosa de velocidades	65
Figura 48: Anemómetros de Rotación.....	67
Figura 49: Anemómetro Best Romani	68
Figura 50: Diagrama Vectorial de Velocidades de Viento.....	70
Figura 51: Aerogeneradores en los Acantilados de Tracia	72
Figura 52: Influencia del Relieve en la Velocidad del Viento.....	73
Figura 53: Flujo de Aire que Atravieza una Turbina Eólica.....	79
Figura 54: Molino Multipala de Velocidad Lenta.....	82
Figura 55: Acción del Viento Sobre un Rotor de Arrastre Diferencial	86
Figura 56: Rotor de Arrastre Diferencial	86
Figura 57: Generadores Savonius y Darrieus.....	87
Figura 58: Circuito de Regulador Paralelo o Shunt con Resistencia de Disipación ...	96
Figura 59: Circuito de un Regulador Paralelo o Shunt con FET.....	96
Figura 60: Circuito de un Regulador Serie	97
Figura 61: Primeros Led	100
Figura 62: Lente con Óptica Primaria.....	103
Figura 63: Placas Preensambladas	104
Figura 64: Módulo Led	104
Figura 65: Anatomía del Led.....	107
Figura 66: Espectros Luminosos de las Principales Tecnologías de Iluminación.....	108
Figura 67: Espectro Luminoso de la Tecnología Led	109
Figura 68: Temperaturas de Color	110
Figura 69: Depreciación del Flujo Luminoso con el Paso del Tiempo	111
Figura 70: Influencia de la Temperatura de Unión en la Vida Útil	112
Figura 71: Eficiencia Luminosa en distintas Tecnologías de Iluminación	114



Figura 72: Depreciación del Flujo Luminoso con el Tiempo para Distintas Temperaturas en la Unión	114
Figura 73: Eficacia Energética del Conjunto Lámpara-Luminaria en dos Tipos de Led y Luminaria	115
Figura 74: Impacto de la Corriente en el Flujo Luminoso	115
Figura 75: Comparación del Comportamiento de Puesta en Servicio del LED vs Fluorescente a -30°	116
Figura 76: Energía Total Consumida por el Led.....	117
Figura 77: Efecto de la Regulación en el Consumo de Energía	117
Figura 78: Diagrama General del Sistema de Iluminación Diseñado	119
Figura 79: Aerogenerador Ensamblado a la Estructura	120
Figura 80: Paneles Solares Ensamblados a la Estructura.....	120
Figura 81: Regulación de Ángulos de paneles solares	121
Figura 82: Disposición de las Luminarias	121
Figura 83: Vista superior del Sistema de Iluminación.....	122
Figura 84: Luminarias y Paneles Solares	122
Figura 85: Diagrama Unifilar del Sistema	123
Figura 86: Medidas de Caños Redondos Marca Leitz	127
Figura 87: Curva de Potencia y Dimensiones del Aerogenerador Rutland	128
Figura 88: Panel Kingdom Solar Modelo KD-M50	130
Figura 89: Curvas Tensión-Potencia, Tensión-Corriente del Panel Solar KD-M50..	130
Figura 90: Distribución de Iluminación de las Luminarias en Función de la Altura ..	132
Figura 91: Dimensiones de la Luminaria DMXSLC-M30.....	132
Figura 92: Esquema Representativo del Tablero Eléctrico.....	133
Figura 93: Esquema general de un divisor de tensión	134
Figura 94: Divisor de Tensión Resistivo, Regulación por Preset Multivuelta.....	136
Figura 95: Esquema Representativo del Gabinete de Baterías.....	139
Figura 96: Regulador de Carga SR 200.....	140
Figura 97: Esquema del Ciclo Diario de Carga-Descarga del Banco de Baterías....	142
Figura 98: Esquema del Ciclo Diario de Carga-Descarga del Banco de Baterías- 2 Días de Autonomía	143
Figura 99: Esquema de Carga del Banco de Baterías Luego de Haber Llegado a su Máxima Profundidad de Descarga.....	144
Figura 100: Sistema de Referencias Utilizado Para el Cálculo Mecánico	145
Figura 101: Diagramas de Referencias en Planta	146
Figura 102: Resistencia de un cuerpo liso de sección circular (cilindro o esfera)	148
Figura 103: Coeficientes Dinámicos de los dos tramos	149
Figura 105: Radiaciones Globales Correspondiente al Mes de Enero	157
Figura 106: Radiaciones Globales Correspondiente al Mes de Febrero.....	158
Figura 107: Radiaciones Globales Correspondiente al Mes de Marzo.....	158
Figura 108: Radiaciones Globales Correspondiente al Mes de Abril.....	159
Figura 109: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Mayo.....	159
Figura 110: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Junio	160
Figura 111: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Julio	160
Figura 112: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Agosto	161
Figura 113: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Septiembre	161
Figura 114: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Octubre	162



Figura 115: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Noviembre	162
Figura 116: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Diciembre.....	163
Figura 117: Radiaciones Globales Representación Anual	163
Figura 118: Producción Energética Solar	165
Figura 119: Velocidades Medias Mensuales.....	167
Figura 120: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Enero.....	168
Figura 121: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Febrero	169
Figura 122: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Marzo	169
Figura 123: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Abril	169
Figura 124: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Mayo	170
Figura 125: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Junio.....	170
Figura 126: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Julio	170
Figura 127: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Agosto.....	171
Figura 128: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Septiembre.....	171
Figura 129: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Octubre	171
Figura 130: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Noviembre	172
Figura 131: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Diciembre	172
Figura 132: Producción Energética Eólica.....	173
Figura 133: Producción Energética Total.....	174
Figura 134: Relación Tensión de Carga y Temperatura Ambiente de las Baterías .	174
Figura 135: Características de Carga General de las Baterías	175
Figura 136: Características de Carga Específicas de las Baterías	176
Figura 137: Características de descarga (a 25°C).....	180
Figura 138: Vida Útil o Porcentaje de la Capacidad Disponible en Función del Número de Ciclos	183
Figura 139: Diagrama Funcional del Sistema	194
Figura 140: Diagrama de flujo del funcionamiento del sistema	201
Figura 141: Diagrama de flujo del funcionamiento del sistema (continuación)	202
Figura 142: Diagrama General del Sistema	204
Figura 143: Laboratorio de Mediciones.....	204
Figura 144: Aerogenerador Rutland FM 910-3.....	205
Figura 145: Regulador Rutland SR 200	205
Figura 146: Anemómetro y Veleta de la estación “Weather Monitor II”	206
Figura 147: Instrumentos de Medición	207
Figura 148: Placa Adquisidora de Datos	208
Figura 149: Diseño del Circuito de la Fuente Estabilizada	209
Figura 150: Diseño de la Placa de la Fuente Estabilizada	210
Figura 151: Fuente de Tensión Estabilizada.....	210
Figura 152: Diagrama en Bloques del Flujo de Datos	211
Figura 153: Diseño del Circuito de la Placa Transductora de Tensión.....	211
Figura 154: Diseño de la Placa Transductora de Tensión.....	212
Figura 155: Placa Transductora de Tensión	212
Figura 156: Diagrama en bloques del flujo de datos	215
Figura 157: Diseño del Circuito de la Placa Transductora de Corriente.....	217
Figura 158: Diseño de la Placa Transductora de Corriente.....	218
Figura 159: Placa Transductora de Corriente	218
Figura 160: Diagrama en bloques del flujo de datos	219



Figura 161: Diseño del Circuito de la Placa Transdectora de Velocidad del Viento	220
Figura 162: Diseño de la Placa Transdectora de Velocidad del Viento.....	221
Figura 163: Placa Transdectora de Velocidad del Viento	221
Figura 164: Diagrama en bloques del flujo de datos	222
Figura 165: Diseño del Circuito de la Placa Transdectora de Velocidad de giro del Aerogenerador	223
Figura 166: Diseño de la Placa Transdectora de Velocidad del Viento.....	223
Figura 167: Placa Transdectora de Velocidad del Viento	224
Figura 168: Panel frontal del programa de adquisición de datos.....	225
Figura 169: Anillos Rozantes en Mal Estado	231
Figura 170: Escobillas en Mal Estado	232
Figura 171: Desmonte Completo del Aerogenerador FM Rutland 910-3.....	232
Figura 172: Torneado de los Anillos Rozantes	233
Figura 173: Curva de Potencia Relevada. Primer Criterio	235
Figura 174: Curvas de Potencia del Aerogenerador FM Rutland Teórica y Experimental según Primer Criterio	236
Figura 175: Curva de Potencia Relevada. Segundo Criterio.....	237
Figura 176: Curvas de Potencia del Aerogenerador FM Rutland Teórica y Experimental según Segundo Criterio.....	237
Figura 177: Curvas de Potencia del Aerogenerador FM Rutland Teórica y las Experimentales Primer y Segundo Criterio	238
Figura 178: Engrasado para el Mantenimiento de los Terminales de las Baterías ..	252
Figura 179: Proveedor: Tianjin Chenhui Lighting Co., Ltd.	257
Figura 180: Proveedor: Jiaying Zhongdian New Energy Co., Ltd.....	259
Figura 181: Proveedor: Shenzhen Effsun Wind Power Co., Ltd.....	261

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Variación de Albedos Terrestres Según Terreno.....	25
Tabla 2: Resumen de Fórmulas Para el Cálculo de Radiaciones Solares.....	30
Tabla 3: Clases de Piranómetros	36
Tabla 4: Eficiencia de las distintas Tecnologías de Paneles Fotovoltaicos	51
Tabla 5: Clasificación de los Vientos en Función de su Velocidad (Escala Beaufort)	65
Tabla 6: Intensidad del Viento en Grados Beaufort Según Criterio de Apreciación ...	66
Tabla 7: Z_0 y α en Función de Rugosidades Diversas.....	71
Tabla 8: Compuestos Empleados en la Construcción de Led	101
Tabla 9: Índice de Reproducción Cromática de Distintas Tecnologías de Lámparas	110
Tabla 10: Temperatura de Color de las Lámparas de las Principales Tecnologías de Iluminación	111
Tabla 11: Vida Útil de las Lámparas de las Principales Tecnologías de Iluminación	112
Tabla 12: Eficiencia Energética de las Principales Lámparas y Reducción de la Misma por Luminaria.....	115



Tabla 13: Componentes del Sistema	126
Tabla 14: Datos Característicos del Aerogenerador Rutland 910-3.....	128
Tabla 15: Datos Característicos del Panel Solar KD-M50	130
Tabla 16: Datos Característicos la Luminaria DMXSLC-M30	131
Tabla 17: Datos Característicos de la Batería Yuasa 38 Ah	138
Tabla 18: Parámetros de Localización y Dirección del Panel Solar	157
Tabla 19: Producción Energética Solar Mensual	164
Tabla 20: Coeficientes de Weibull Mensuales del Año 2000	168
Tabla 21: Máximo Período de Calma Mensual.....	173
Tabla 22: Energía Disponible [Wh] - (Solar + Eólica)	184
Tabla 23: Energía Disponible [Ah] - (Solar + Eólica)	184
Tabla 24: Energía máxima de utilización por día [Ah]	185
Tabla 25: Energía Máxima Disponible a ser Utilizada por Día por el sistema	186
Tabla 26: Energía Máxima Disponible a ser Utilizada por día en las Luminarias	187
Tabla 27: Duración de la Noche más Larga del Mes	187
Tabla 28: Máxima Utilización de la Energía Disponible	188
Tabla 29: Meses de Características de Funcionamiento Similares. Grupo 1: Enero, Octubre, Noviembre y Diciembre	189
Tabla 30: Meses de Características de Funcionamiento Similares. Grupo 2: Febrero y Marzo.....	190
Tabla 31: Meses de Características de Funcionamiento Similares. Grupo 3: Abril y Mayo	190
Tabla 32: Meses de Características de Funcionamiento Similares. Grupo 4: Junio	191
Tabla 33: Meses de Características de funcionamiento Similares. Grupo 5: Julio, Agosto y Septiembre	191
Tabla 34: Tiempo de Funcionamiento de las Luminarias Base y de Apoyo	192
Tabla 35: Horario de Encendido y Apagado de las Luminarias Base y de Apoyo....	193
Tabla 36: Referencias de los Comandos del Circuito de Control del Sistema	195
Tabla 37: Parámetros de la Placa Transductora de Corriente	215
Tabla 38: Parámetros de la Placa Transductora de Velocidad de Viento	220
Tabla 39: Energía Generada Eólica [Wh]	230
Tabla 40: Factores de Emisión [tCO ₂ /t].....	247
Tabla 41: Consumo de Combustible Año 2011	247
Tabla 42: Emisiones Año 2011[ton CO ₂]	247
Tabla 43: Emisiones Años 2009/2010/2011	247
Tabla 44: Energía Susceptible de ser Consumida	248
Tabla 45: Emisiones Secundarias.....	249
Tabla 46: Emisiones Totales.....	249
Tabla 47: Precios de Componentes Según Distribuidores Nacionales	254
Tabla 48: Detalle del costo de esmalte epoxi	255
Tabla 49: Costo del poste + brazos para luminarias.....	255
Tabla 50: Costo estimado de mano de obra	256
Tabla 51: Especificaciones Técnicas del Primer Sistema Prediseñado	258
Tabla 52: Costo estimado de ensamble del sistema importado	259
Tabla 53: Especificaciones Técnicas del Segundo Sistema Prediseñado.....	260
Tabla 54: Especificaciones Técnicas del Tercer Sistema Prediseñado	261

RESUMEN:

En el presente trabajo se realizó el diseño de un sistema híbrido de alumbrado eólico-solar, el cual utiliza naturalmente el viento y la luz del sol como fuente de energía.

Inicialmente se realizó una investigación sobre la forma en que se realiza la conversión de energía tanto eólica como solar en electricidad a partir de aerogeneradores y paneles solares, componentes básicos del sistema. Seguidamente, se analizó el funcionamiento de los principales componentes y las recomendaciones que deben tomarse en cuenta a la hora de realizar el dimensionamiento y la elección de los equipos a utilizar.

En la parte del diseño del sistema, en principio se calculó el nivel de radiación solar promedio y el potencial eólico disponible en la zona de interés (Mar del Plata), así como el consumo eléctrico diario debido a las luminarias conectadas al mismo. Luego se diseñó la composición y funcionamiento de todo el sistema. Para concluir, se realizó una prueba de laboratorio para determinar cuanta de la energía generada es capaz de almacenarse en las baterías. Se intentó buscar la máxima eficiencia energética combinando una generación que utiliza recursos inagotables como son el sol y viento con un reducido consumo de la tecnología led.

Finalmente, se realizó un análisis económico y ambiental basándose este último en el ahorro de emisiones de uno de los principales gases de efecto invernadero, el CO₂.

Este trabajo se desarrolló con intención de divulgación, conteniendo información detallada y explicaciones no necesarias para expertos.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el debate energético ha ido ganando importancia en la agenda global. Esto se debió al incremento de la demanda energética generado por diversas razones: el crecimiento de las economías emergentes, la alta dependencia de la energía proveniente de combustibles fósiles y los desafíos que impone el cambio climático, siendo el consumo energético en cualquiera de sus variantes (calor industrial, generación eléctrica, transporte) la principal causa de las emisiones de gases de efecto invernadero. En Argentina, al igual que lo ocurrido en la mayoría de las naciones emergentes durante los últimos 20 años, se han generado importantes cambios de escenario.

Los mismos se han reflejado como modificaciones en la regulación de los mercados de energía, el progresivo incremento del presupuesto público destinado al subsidio del sector energético, la penalización de las emisiones y el aumento de las importaciones de combustibles líquidos o de gas natural. Existe también una mirada hacia los riesgos potenciales que implica la dependencia de la energía importada para la actividad económica de cada nación.

En un momento de profundas transformaciones en materia energética, la mayoría de los países está profundizando su visión de largo plazo y reforzando sus mecanismos de planificación. La discusión en torno a la matriz energética de Argentina está instalada en la agenda pública y se está dando en ámbitos gubernamentales, el sector privado y la sociedad civil, conscientes de que la definición de la política energética es una de las bases estructurales del modelo de desarrollo de un país.

En este contexto, se hace evidente la necesidad de iniciar un debate abierto, serio y transparente que incentive una visión de largo plazo sobre el futuro energético de la Argentina. Ello permitirá analizar con perspectiva un conjunto de aspectos como la mejor implementación del presupuesto público, la reacción de la sociedad frente a algunas opciones de generación y la necesidad de garantizar el acceso a servicios energéticos para los sectores más necesitados de la población. [1]

Para la reducción tanto del consumo eléctrico como de las emisiones de gases de efecto invernadero que producen las centrales eléctricas convencionales, se debe atacar la problemática desde dos aspectos: la reducción del consumo energético, utilizando fuentes de iluminación eficientes y la generación de electricidad a través de energías renovables limpias. Se pretende diseñar un sistema de iluminación tipo led abastecido por un banco de baterías las cuales son alimentadas a través de fuentes renovables de energía como son la solar y eólica.

Tanto los sistemas eólicos como los fotovoltaicos, que permiten la generación de electricidad a partir de la radiación solar y del viento, constituyen una alternativa importante en aplicaciones en que se requiere alimentar equipos eléctricos en áreas que se encuentran excesivamente alejadas de la red eléctrica, o en que las condiciones del terreno circundante imposibilita la extensión de las líneas de transmisión para cubrir las necesidades de electrificación en estas zonas.

Los tipos de sistemas de iluminación eólico-solar como el que se pretende diseñar, no son muy difundidos a nivel comercial en áreas urbanas o con posibilidad de conectarse a una red de electrificación, debido a que la fabricación de algunos componentes (paneles solares, aerogeneradores y fuentes de iluminación led) requieren actualmente un elevado consumo energético; lo que se traduce en alto costo de inversión inicial de todo el sistema.

Por otra parte, este tipo de tecnología presenta numerosas ventajas: la instalación del sistema es simple, emplea fuentes de energía limpia y gratuita, su operación es automática y silenciosa, requiere poco mantenimiento y es amigable con el ambiente. Dos ventajas de la generación de energías eólica y fotovoltaica es que son autónomas y fácilmente expandibles, de donde se deriva una de sus más importantes aplicaciones en la actualidad: la electrificación para uso en lugares que se encuentran aislados de la red eléctrica, como es el caso de muchas comunidades rurales Argentina.

A pesar de los altos costos de inversión que representan estas fuentes renovables de energía como son los sistemas eólicos y fotovoltaicos, muchas veces alejados del presupuesto disponible en una comunidad rural, proyectos de este tipo se han implementado ya en parte de nuestro país a través de PERMER (Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales). Este es financiado por el Gobierno Nacional y que lleva adelante la Secretaría de Energía de la Nación, tiene como objetivo principal el abastecimiento de electricidad a un significativo número de personas que viven en hogares rurales, y a aproximadamente 6.000 servicios públicos de todo tipo (escuelas, salas de emergencia médica, destacamentos policiales, etc.) que se encuentran fuera del alcance de los centros de distribución de energía. [2]

Es por esta razón que parte del proyecto (PERMER) se enfoca a investigar sobre instituciones que brindan ayudas y financiamientos para la instalación de este tipo de sistemas, y que podrían contribuir para concretar la construcción del sistema diseñado. [3]

1.2 ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA Y EL MUNDO

El consumo energético mundial aumenta sin cesar, impulsado tanto por el crecimiento socioeconómico de las naciones como por el aumento de la población mundial, que alcanzará los 9.100 millones en el año 2050. Las abundantes reservas mundiales de combustibles fósiles hacen suponer que este recurso seguirá siendo utilizado durante muchos años. No obstante existe un límite que impone la protección y cuidado del ambiente ante la amenaza del Calentamiento Global.

La agencia REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st century) ha publicado el "Reporte del estatus mundial de energías renovables 2012 (Renewables 2012 Global Status Report) que muestra las tendencias de uso de energías renovables en el mundo. [4]

La capacidad instalada de Energías renovables aumentó en el 2011 en un 17% que aunque es un aumento menor al obtenido en el 2010 (37%), es una buena marca si tenemos en cuenta el problema de la crisis mundial. En el sector energético, las energías renovables representan casi la mitad de los aproximadamente 208 gigavatios (GW) de capacidad eléctrica adicional en el mundo durante el año 2011. A finales del mismo año, el total de energías renovables a nivel mundial superó la capacidad eléctrica de 1360 GW, un 8% más que el 2010. Las energías renovables abarcan más de un 25% del total de la capacidad de generación de energía mundial (estimada en 5360 GW en 2011) y suministra aproximadamente el 20,3% de la electricidad mundial. China es el país con más potencia renovable instalada (70 GW), seguido de los Estados Unidos (68) y Alemania (61 GW). Por otro lado las energías renovables que más crecieron fueron: energía fotovoltaica (58%), energía heliotérmica (37%) y energía eólica (26%).

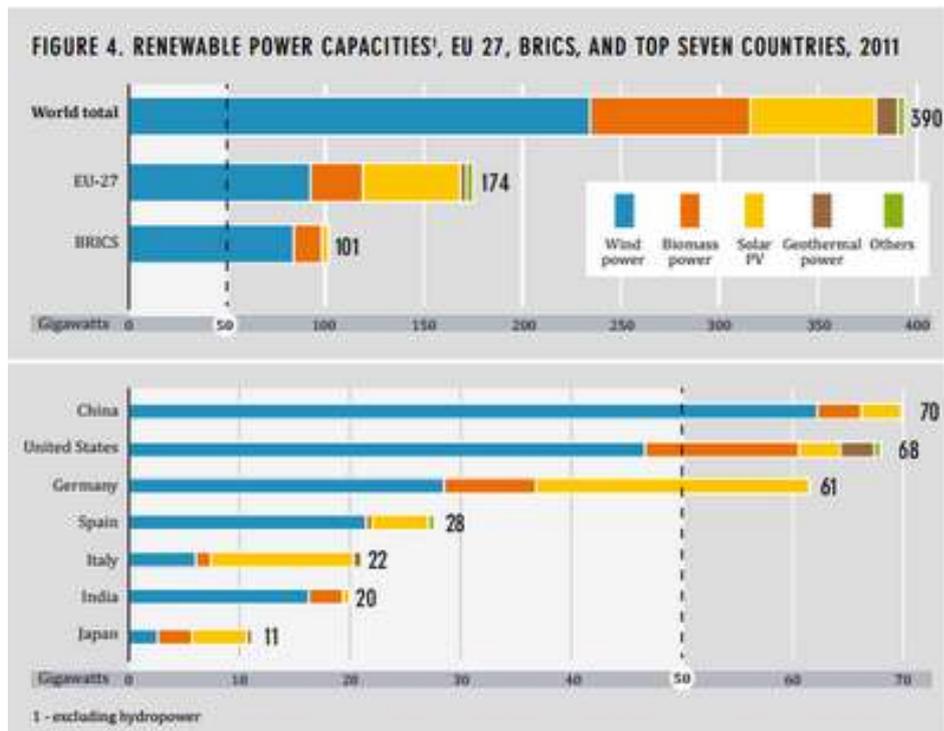


Figura 1: Capacidad Total Instalada en Energías Renovables

Los precios de los módulos fotovoltaicos se redujeron en cerca del 50% y la capacidad total hasta el 2011 llegó a 70 GWp. El costo de producción de energía de una instalación está entre los 0,22-0,44 USD/kWh en Europa. Los países que más aumentaron su capacidad en fotovoltaica fueron Alemania, Italia y Japón. La mayor parte de los módulos producidos en el 2011 provienen de China.

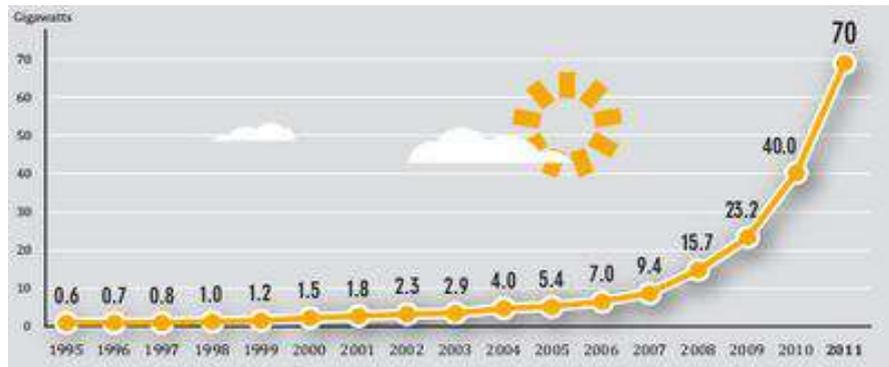


Figura 2: Capacidad Total Instalada Hasta el 2011 en Energía Fotovoltaica

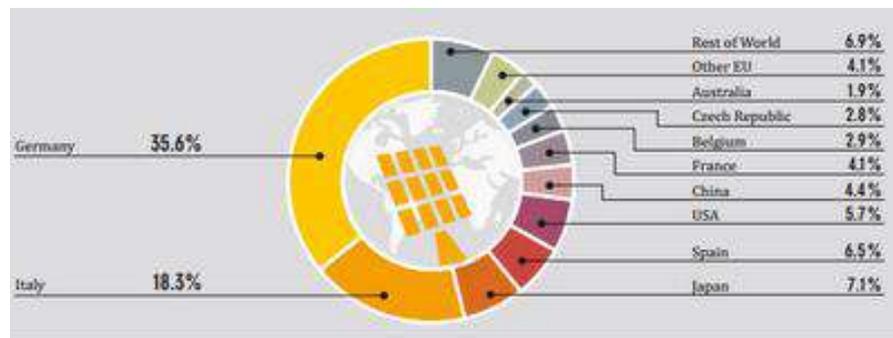


Figura 3: Capacidad Total Instalada en el 2011 en Energía Fotovoltaica por Países

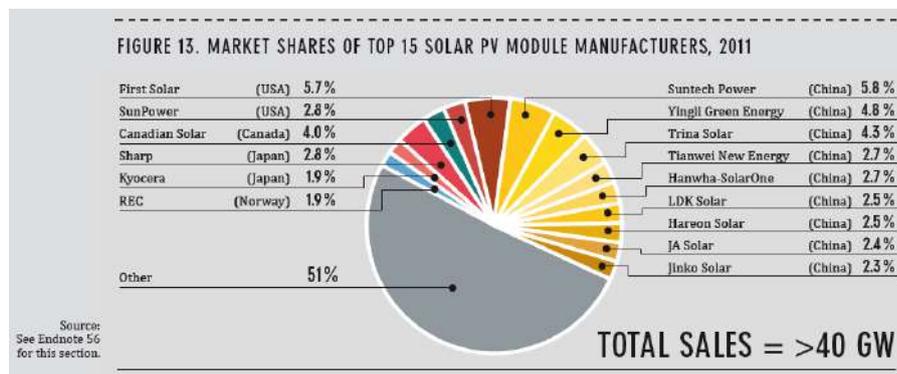


Figura 4: Principales Fabricantes de Paneles Solares en el Año 2011

En el 2011, la capacidad total instalada en energía eólica aumentó 40 GW, lo que suma un total hasta el momento de 238 GW. China es el país que más aumentó su capacidad eólica en el 2011, seguido de los Estados Unidos y Alemania. El precio de las turbinas eólicas terrestres se redujo en 10% durante el 2011, lo que permite alcanzar precios de producción eléctrica de 5,2 a 16,5 centavos de dólar por kW-h para turbinas terrestres de 1,5 a 3,5 MW y de 11,4 a 22,4 centavos de dólar para turbinas offshore. China es el mayor productor de turbinas en el mundo seguido por Dinamarca. El mercado argentino avanzó con fuerza en 2011, la instalación de 79 MW, que representa un aumento de más del 100% de la capacidad total instalada.

Gracias a sus excelentes recursos eólicos, la Argentina podría ser un mercado importante si se puede encontrar maneras de reducir el riesgo país. Chile ha instalado 33 MW en 2012, con muchos más proyectos en construcción que debe llegar a buen término en 2012.

Brasil lidera en América Latina con 583 MW de capacidad instalada, empujando al país más allá de la marca de 1 GW a principios de año y terminó 2011 con un total de 1.509 MW. Brasil tiene una fuerte línea de hasta 7.000 MW que se instalará en 2016, lo que ha atraído a muchos fabricantes y proveedores de componentes para establecer fábricas, con la idea de abastecer no sólo el mercado brasileño, sino también los mercados regionales como Argentina, Chile y Uruguay. [5]

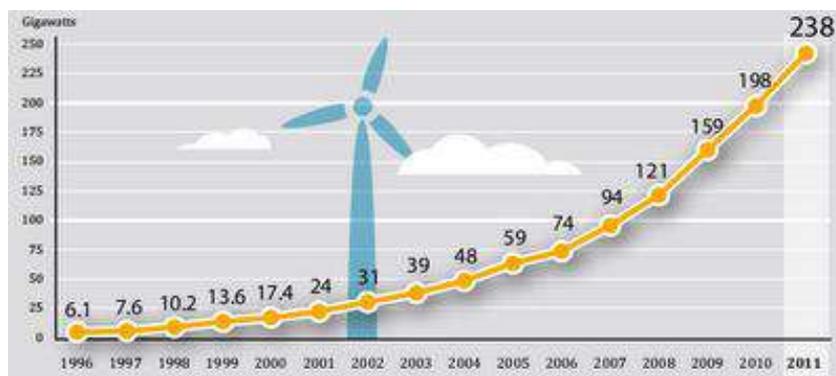


Figura 5: Capacidad Total Instalada en Energía Eólica

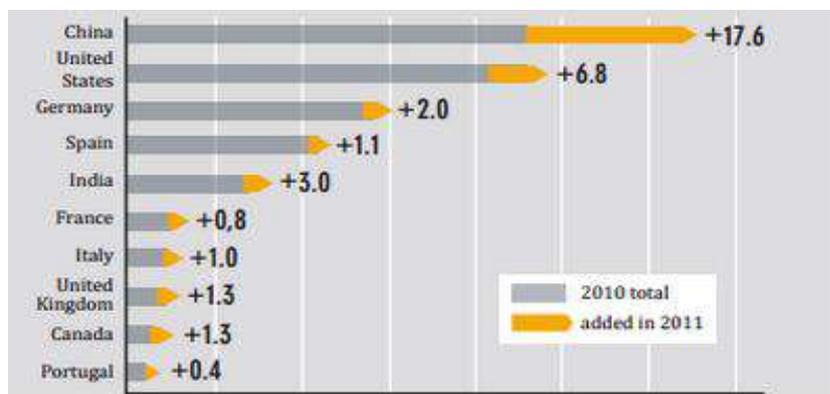


Figura 6: Capacidad Total Instalada en Energía Eólica por Países

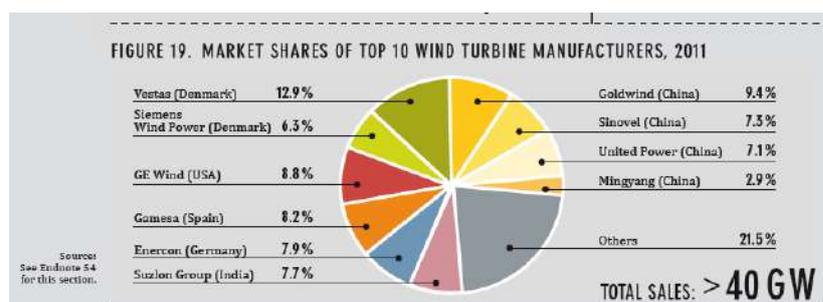


Figura 7: Principales Fabricantes de Aerogeneradores en el año 2011

1.2.1 ENERGÍA SOLAR EN ARGENTINA:

Actualmente se tiene un razonable conocimiento de la energía solar disponible y de su distribución geográfica aunque hay regiones del país que deberían ser estudiadas con mayor detalle, por lo que se requiere continuar la medición del recurso mejorando la cobertura espacial y la instrumentación utilizada. De todas maneras, se considera que las cartas existentes en la actualidad responden adecuadamente a los datos disponibles en Argentina.

El GERSolar (Grupo de Estudios de la Radiación Solar), perteneciente a la Universidad Nacional de Lujan ha publicado un "Atlas de Energía solar en la República Argentina" con el objetivo de distribuirlo gratuitamente en organismos públicos, profesorados, universidades y bibliotecas, es la culminación digna del esfuerzo que el país ha realizado por conocer su recurso energético en el área solar. Se encuentra disponible una versión digital que incluye notas sobre el instrumental de medición y las cartas de irradiación solar y heliofanía ya presentadas, además de los datos utilizados para el trazado de las mismas. [6]

En los mapas siguientes, se presenta la distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria correspondiente a los meses de enero y junio.

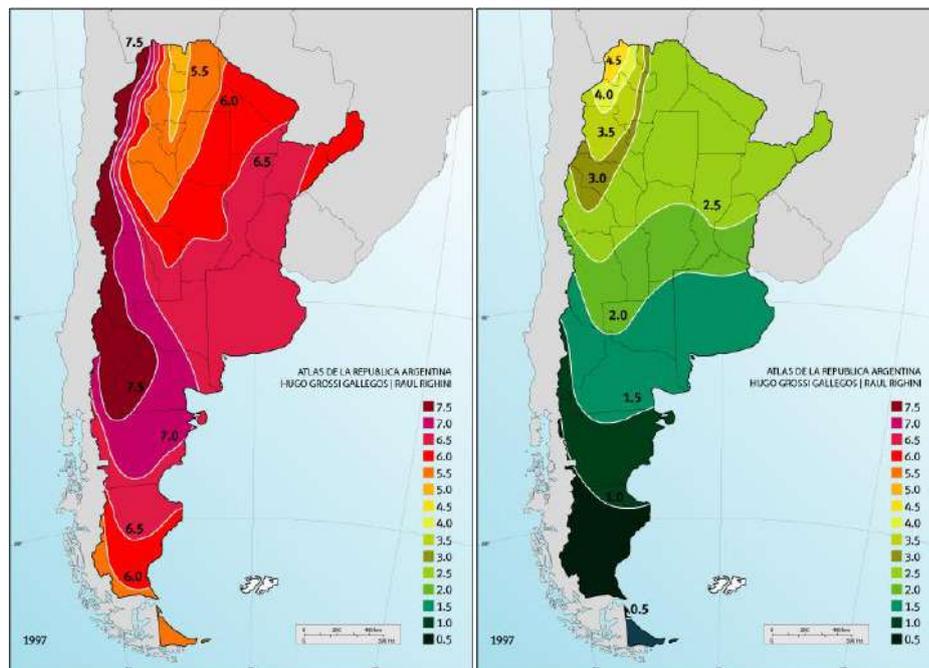


Figura 8: Irradiación Global Diaria en Enero y Junio

La misma ha sido expresada en unidades convenientes para la conversión fotovoltaica, esto es, kWh/m². Un rápido análisis, indica que la distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria recibida en los diferentes meses del año, presenta una importante variabilidad temporal y espacial de los promedios mensuales.



Solamente una pequeña franja del noroeste del país (parte occidental de Salta, Jujuy, Catamarca, La Rioja y San Juan) presenta irradiación alta (superior 5 kWh/m²), con posibilidades de aprovechamiento en proyectos de potencia. Sin embargo gran parte de la superficie del país presenta irradiaciones que permitirían su aprovechamiento en proyectos de generación eléctrica de baja potencia.

1.2.2 ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA

La región Patagónica, única tierra firme en la banda de 40° a 50° latitud S con vientos casi permanentes del sector OSO á SO, es una de las regiones de mayor potencial eólico del planeta, gracias a la dirección, constancia y velocidad del viento, pudiendo alcanzarse con granjas eólicas allí instaladas factores de capacidad superiores al 35%. Para muchos especialistas, el viento patagónico es el de mejor calidad en todo el mundo como recurso continental. En el resto del mundo sólo se encuentran vientos de energía o persistencia equivalentes en algunas islas del Mar del Norte y del Pacífico Norte, o en instalaciones "off shore".

La experiencia mundial indica que con vientos medios superiores a 5 m/s es factible el uso del recurso eólico para la generación eléctrica. La Argentina tiene en cerca del 70% de su territorio vientos cuya velocidad media anual, medida a 50 metros de altura sobre el nivel del suelo, supera los 6 m/s. La costa atlántica de la Provincia de Buenos Aires tiene vientos similares a los de las costas del Báltico y del Mar del Norte, superiores a los 7 m/s. Vastas zonas en la Patagonia media y sur cuentan con velocidades promedio que superan los 9 m/s y hasta 12 m/s. Por lo general las granjas eólicas on-shore en Europa se encuentran en sitios con promedios de vientos del orden de 7m/s. Existen también otras regiones en la Argentina con vientos de intensidades medias entre 7 y 10 m/s, no sólo en la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires sino también en varias provincias centrales. [7]

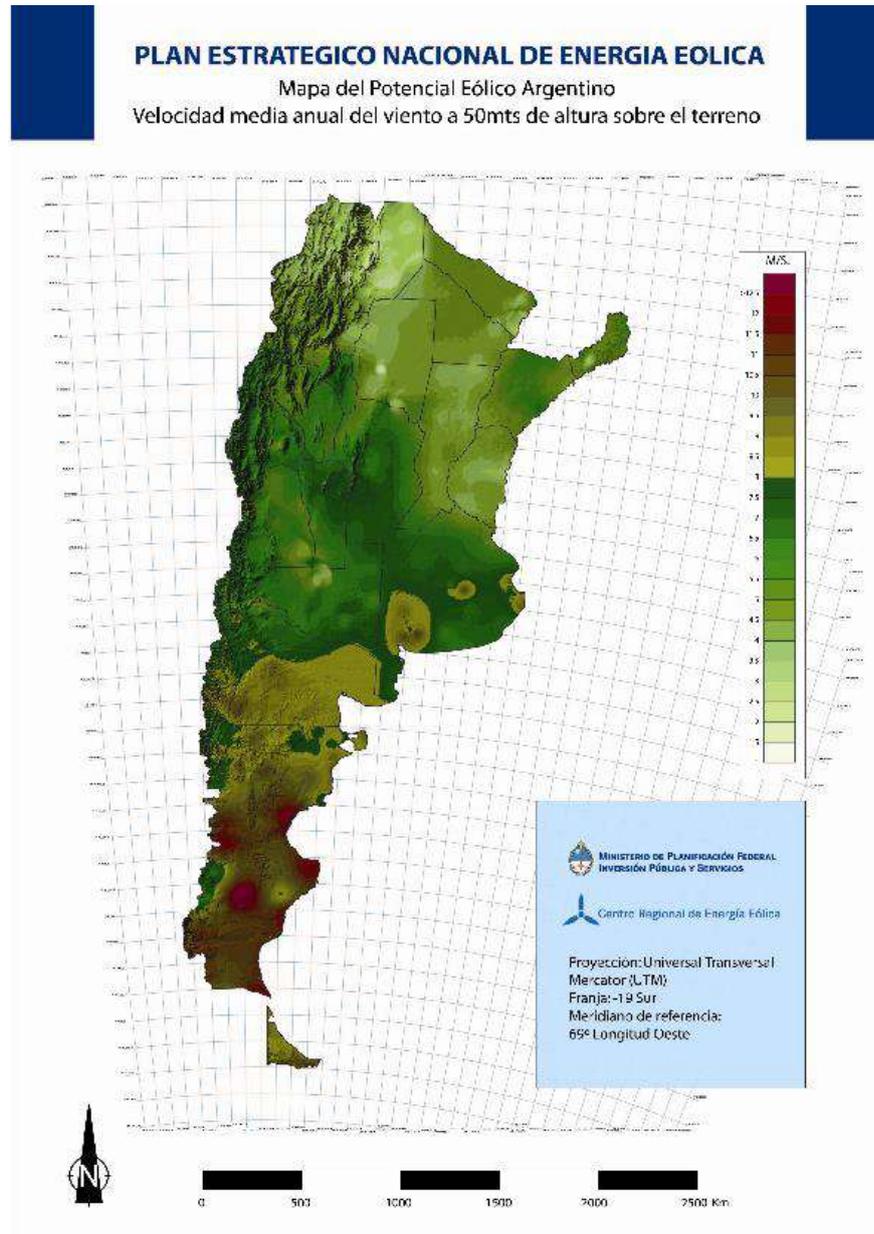


Figura 9: Mapa del potencial Eólico Argentino

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema de iluminación eficiente para la zona de Mar del Plata, generando energía a través de fuentes limpias como son la energía eólica y solar, intentando obtener el mejor rendimiento energético en función de la capacidad de los componentes del mismo.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar una investigación de energía solar fotovoltaica y paneles solares.
- Calcular los niveles de radiación solar que se registran en la zona de Mar del Plata.
- Realizar una investigación de energía eólica y aerogeneradores.
- Calcular el potencial eólico existente en la zona de Mar del Plata.
- Realizar una investigación de la tecnología led en iluminación comparando las características de la misma con las de fuentes de iluminación convencionales.
- Diseñar el sistema de iluminación utilizando tecnologías eficientes, sencillas y de fácil mantenimiento.
- Realizar una prueba de laboratorio para poder determinar cuanta energía de la generada es capaz de almacenarse en función de la capacidad de las baterías.
- Redactar un informe de análisis ambiental haciendo foco en el ahorro de emisiones de gases CO₂.
- Realizar un análisis económico comparando los costos de los componentes del sistema comprados a distribuidores nacionales con el costo de un sistema de similares características comprado en el exterior del país.

1.4 METODOLOGÍA

Para realizar el diseño del sistema de iluminación eólico-solar fue necesario conocer las características y el funcionamiento de los distintos componentes que conforman el mismo. Para esto se realizó una investigación en fuentes bibliográficas y páginas de Internet, con la finalidad de comprender los aspectos básicos de la generación de electricidad a partir de paneles solares y aerogeneradores, los principios de funcionamiento de éstos y componentes como reguladores de carga, baterías, luminarias y demás equipos que conforman el sistema.

A la hora de calcular el potencial eólico, se tomaron mediciones con una estación meteorológica ubicada en la terraza de la facultad, pero la misma dejó de funcionar durante el sexto mes de mediciones, debido a esto se tomó una base de datos de otra estación meteorológica con base de datos del año 2000 que se encontraba localizada en el mismo lugar que la anterior.

En el proceso de estimar el nivel de radiación en la zona de interés, se utilizó un informe brindado por el sitio web SSE, Surface meteorology and Solar Energy (Meteorología de Superficie y Energía Solar), patrocinado por la NASA. (Anexo Digital: "Capítulo 2_Solarimetría")

En dicho informe se especifican como datos principales, los niveles de radiación solar global diaria. Debido a que los datos de velocidad de viento con los que se contaban eran del año 2000, se solicitó el informe al sitio web SSE para el mismo año. Los datos brindados por este documento fueron utilizados para calcular la radiación global incidente en una superficie inclinada.



La investigación abarco además una prueba de laboratorio, al comenzar con la misma el aerogenerador no funcionaba correctamente por lo que se procedió a una reparación y posteriormente a un ensayo del mismo. Para esto se diseñaron, armaron e instalaron placas transductoras de señales como son frecuencia del viento, tensión generada, corriente generada y velocidad de giro del aerogenerador. Los datos fueron enviados a través de una placa adquiridora de datos y decodificados a través de un programa bajo la plataforma Labview.

En el análisis ambiental se estimó el ahorro en las emisiones de CO₂ mediante el cálculo del MC (Margen Combinado), datos brindados por la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y desarrollo Sustentable.

Finalmente, para la comparación de costos se consultaron los precios de los componentes y sistemas vía internet.

CAPÍTULO 2: SOLARIMETRÍA

2.1 RELACIONES ASTRONÓMICAS SOL TIERRA

2.1.1 INTRODUCCIÓN

El Sol (del latín *sol*, *solis*), es una estrella que se encuentra en el centro del Sistema Solar y constituye la mayor fuente de radiación electromagnética de este sistema planetario. La Tierra y otros cuerpos (incluidos otros planetas, asteroides, meteoroides, cometas y polvo) orbitan alrededor del Sol. Por sí solo, representa alrededor del 98,6 por ciento de la masa del Sistema Solar. La distancia media del Sol a la Tierra es de aproximadamente 149.600.000 kilómetros y su luz recorre esta distancia en 8 minutos y 19 segundos. La energía del Sol, en forma de luz solar, sustenta a casi todas las formas de vida en la Tierra a través de la fotosíntesis, y determina el clima de la Tierra y la meteorología. [8]

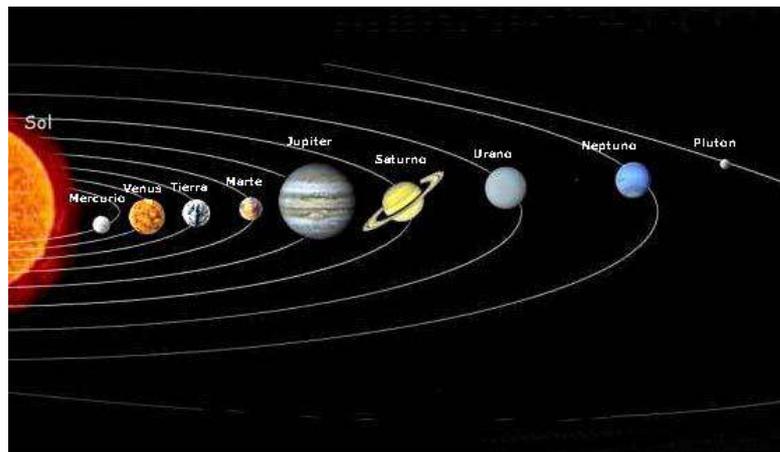


Figura 10: Sistema Solar

El flujo de radiación solar que llega a la tierra es la principal fuente de energía.

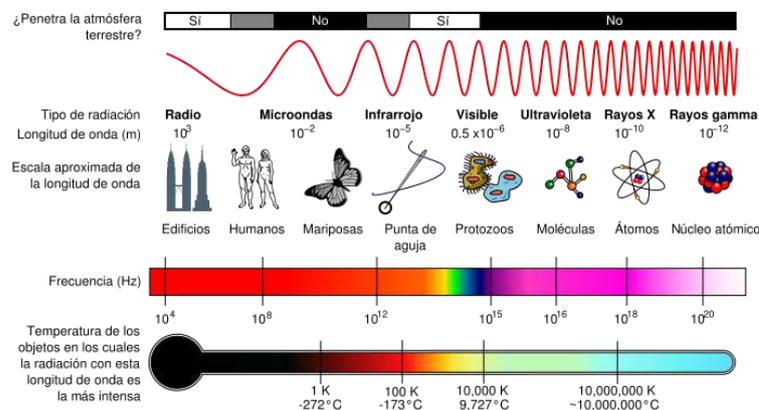


Figura 11: Radiaciones Solares Electromagnéticas

Las dos características más importantes desde el punto de vista de su aprovechamiento en sistemas fotovoltaicos de producción de energía son:

- Gran dispersión y por tanto baja densidad
- Intermitencia o variabilidad en el tiempo

Estas dos características son de fundamental importancia cuando se intenta aprovechar la energía procedente del sol.

Desde el punto de vista de los sistemas de aprovechamiento de la radiación solar, interesa poder cuantificar la cantidad de radiación que incide sobre el sistema, que estará condicionada por parámetros geográficos y climatológicos.

Entre los factores "deterministas" se encuentran los factores astronómicos, que dependen de la geometría sol-tierra. Es decir, son función de la posición relativa entre el sol y la tierra, por una parte y del lugar de la tierra que consideremos, por otra. Estos factores son los responsables de los cambios estacionales y diarios en la cantidad de energía o radiación solar recibida ya que condicionan el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia de la misma.

En síntesis, la cantidad de radiación solar (energía) que recibirá una superficie está condicionada por factores de tipo astronómico y geográfico (posición relativa sol-tierra y lugar donde esté ubicada la superficie) y factores de tipo climatológico (presencia de nubes, vapor de agua, ozono,...). En el diseño y los estudios de viabilidad de los sistemas de aprovechamiento de la radiación solar es necesario cuantificar la energía que producirán los sistemas que depende, entre otros factores de la radiación solar (energía) que incide sobre el sistema. [9]

2.1.2 EXCENTRICIDAD. DECLINACIÓN

La tierra da una vuelta sobre su eje cada 24 horas y completa una elipse alrededor del sol cada 365,25 días, aproximadamente. La excentricidad de la órbita de la tierra es muy pequeña (0.01673). La distancia más corta entre la tierra y el sol es el perihelio y la mayor el afelio. La distancia media sol-tierra, r_0 , es una unidad astronómica (UA), y vale 1.496×10^8 km.

La rotación de la tierra alrededor de su eje causa los cambios en la distribución de la radiación a lo largo del día, y la posición de este eje respecto al sol causa los cambios estacionales. [10]

En la trayectoria de la tierra alrededor del sol hay que destacar los siguientes días:

- Solsticio de verano: máxima duración del día
- Solsticio de invierno: mínima duración del día
- Equinoccios de primavera y otoño: igual duración del día y la noche

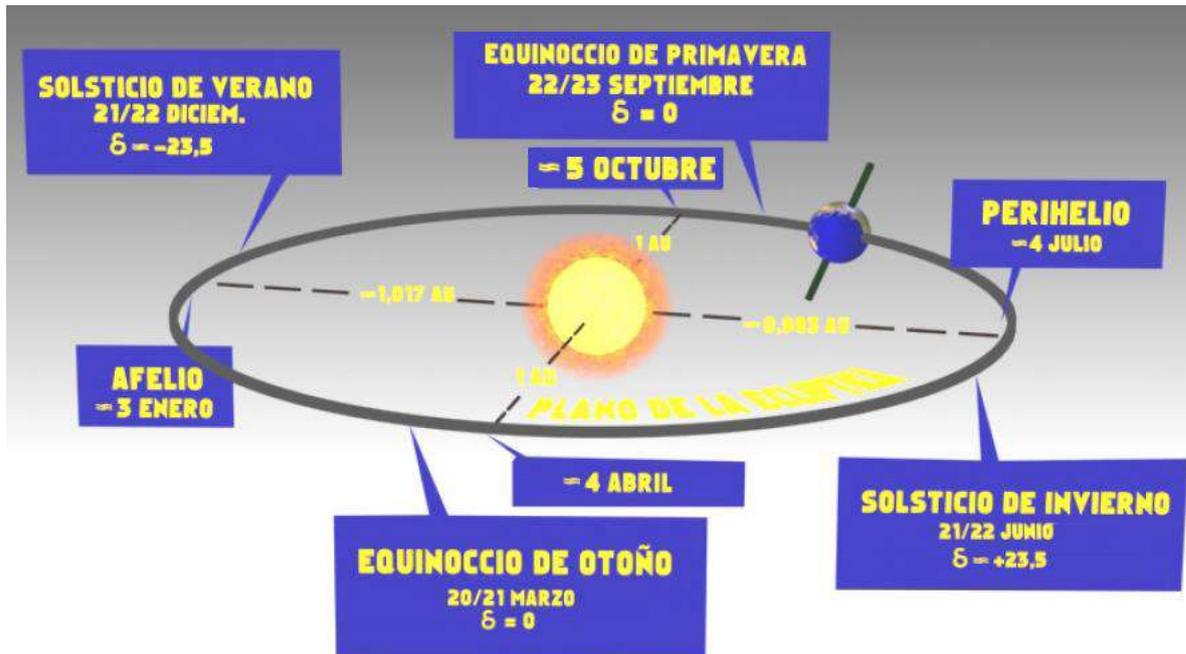


Figura 12: Movimiento de la tierra alrededor del sol

La distancia entre el sol y la tierra varía cada día del año.

El plano de giro de la tierra alrededor del sol se llama plano de la eclíptica. La tierra gira alrededor de su eje polar, que está inclinado aproximadamente $23,5^\circ$ respecto a la perpendicular al plano de la eclíptica. Este ángulo permanece constante a lo largo del año; sin embargo el ángulo formado por una línea que una los centros de la tierra y el sol y el plano ecuatorial varía cada día. Este ángulo se conoce como declinación solar, δ . La declinación es cero en los equinoccios y varía entre $+23,5^\circ$ y $-23,5^\circ$. Es menor que cero en verano para el hemisferio Sur.

La declinación solar es el ángulo formado por una línea que una los centros de la tierra y el sol y el plano ecuatorial. Varía cada día.

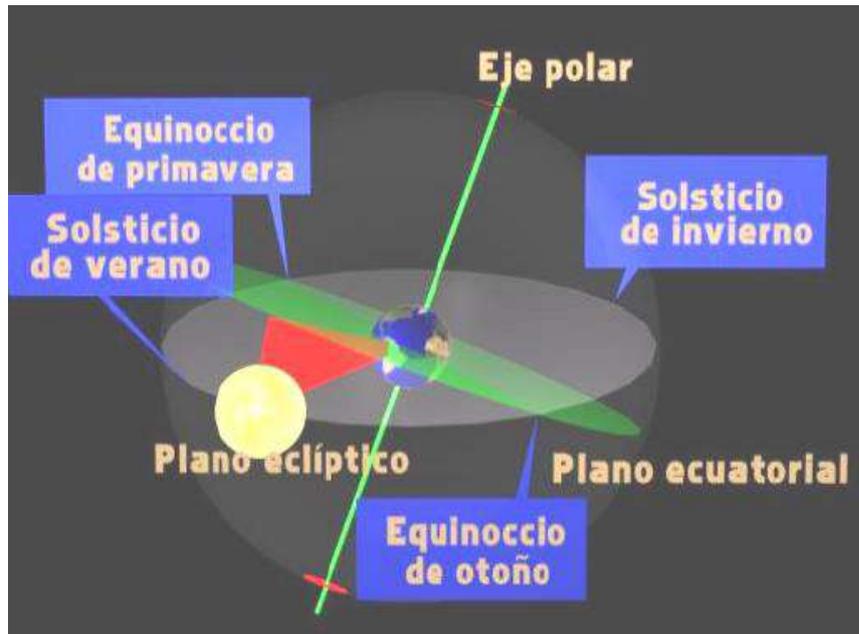


Figura 13: Declinación Solar

Su ecuación es:

$$\delta(^{\circ}) = 23,14 \cdot \text{sen} \left[\frac{360}{365} \cdot (d_n + 284) \right] \quad (2.1)$$

Siendo:

d_n : 1,2,3...365 (días del año);

δ : Declinación Solar

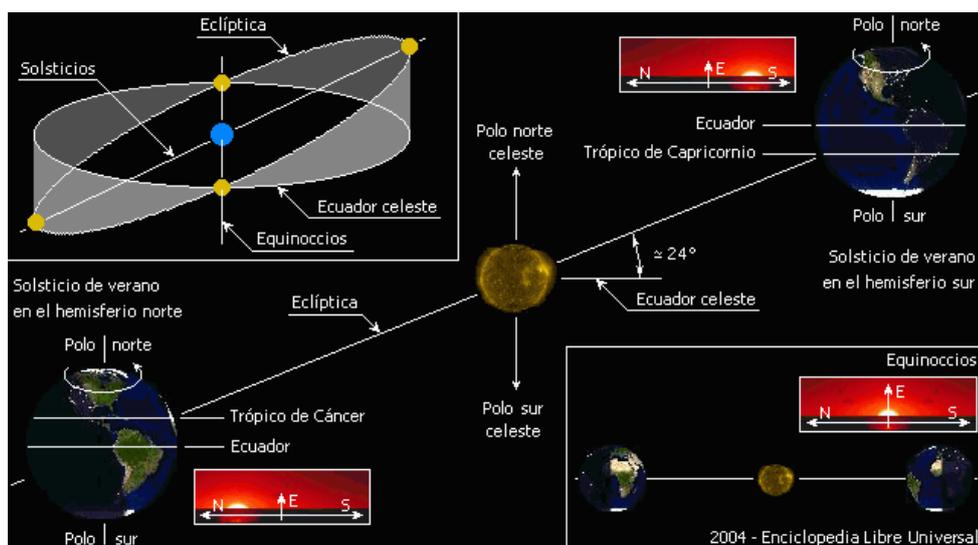


Figura 14: Camino Aparente del Sol Sobre la Esfera Celeste

2.1.3 POSICIÓN RELATIVA SOL- SUPERFICIE HORIZONTAL

Para calcular la radiación solar que llega a una superficie horizontal en la tierra, es necesario conocer las relaciones trigonométricas entre la posición del sol y esta superficie. Para conocer la posición del sol en el cielo en cualquier momento se utilizan dos ángulos, conocidos como acimut y altura solar. [11]

La altura solar se define como el ángulo, en un plano vertical, entre los rayos del sol y la proyección de éstos sobre un plano horizontal (α). Esta, mide la altura del sol respecto a un plano horizontal, podemos decir que es “cuánto ha subido el sol desde el horizonte”.

En función de la latitud, el sol subirá más o menos. En verano el sol sube más (lo vemos más perpendicular a nosotros) y en invierno menos (se eleva menos en el horizonte). Cuando sale el sol (o se pone) la altura solar es cero. [12]

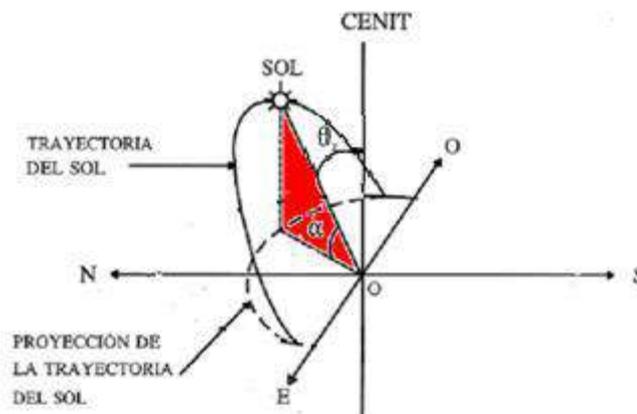


Figura 15: Altura solar α

Otros ángulos que también se utilizan, y que están relacionados con estos son: El ángulo cenital, θ_z , es el ángulo entre los rayos del sol y una línea perpendicular al plano horizontal [12]. Se cumple que:

$$\alpha + \theta_z = \frac{\pi}{2} \quad (2.2)$$

Siendo:

α : Altura Solar

θ_z : Ángulo Cenital

El acimut es el ángulo, medido en el plano horizontal, que forman la proyección de los rayos del sol en este plano con el Norte (en nuestro caso para el hemisferio Sur) (ψ). Al mediodía, este ángulo es, por tanto, cero (el sol está en el Norte). El ángulo acimutal para la hora de salida del sol varía cada día del año.

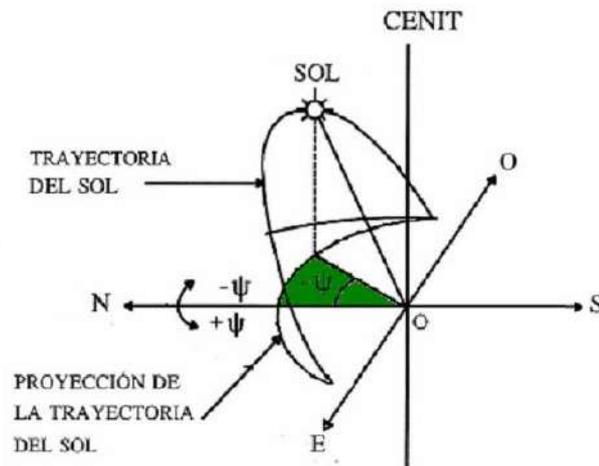


Figura 16: Ángulo Acimutal ψ

En las latitudes de Argentina, en verano el sol sale más alejado del Norte (en el cuadrante SE) y en invierno el sol sale más cercano al Norte (cuadrante NE) Justo cuando sale, o se pone, el sol está en el plano del observador, plano horizontal.

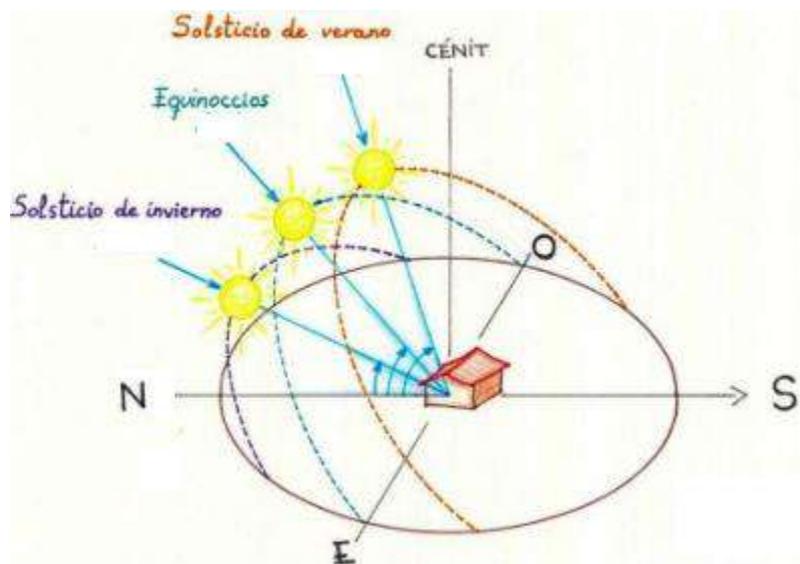


Figura 17: Variación de la Altura Solar y del Ángulo Acimutal en función de las Estaciones

El ángulo horario, ω , es el ángulo medido en la bóveda del cielo, entre el meridiano del observador y el meridiano solar. Cambia 15 grados cada hora (es cero al mediodía y positivo por la mañana). En la figura 18 se muestra el recorrido del sol en un día (trayectoria solar), dentro de esa trayectoria, y tomando como cero el mediodía solar, se pueden "ver" los distintos ángulos horarios. [12]

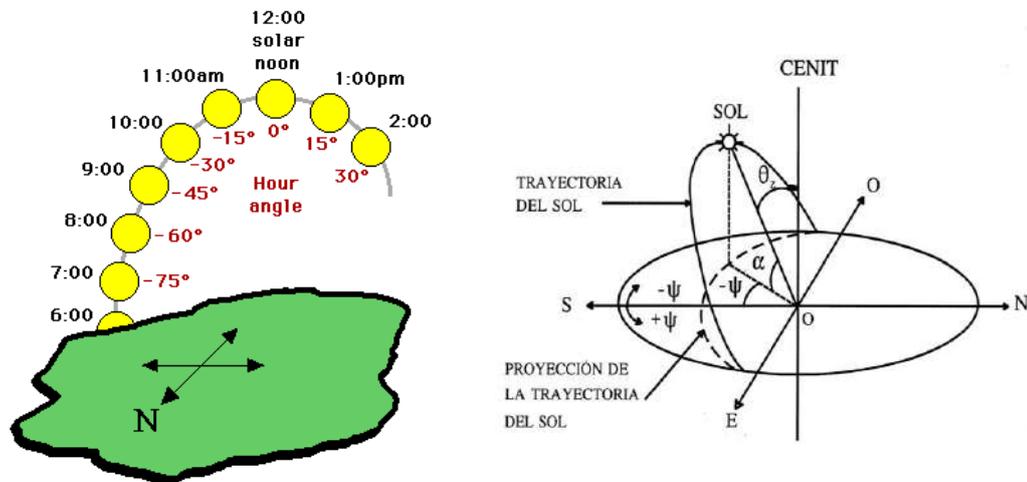


Figura 18: Ángulos Horarios y Trayectoria del Sol

Para especificar la posición de un punto en la superficie de la tierra, es necesario conocer su latitud, ϕ , y longitud, L .

La altura solar y el acimut dependen del lugar y del instante en que se miden. La dependencia del lugar se recoge mediante la latitud, la dependencia temporal se recoge en la declinación y el ángulo horario.

Para una posición geográfica determinada, las relaciones trigonométricas entre el sol y una superficie horizontal son las siguientes:

$$\cos \theta_z = \text{sen} \delta \cdot \text{sen} \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega = \text{sen} \alpha$$

$$\cos \psi = \frac{\text{sen} \alpha \cdot \text{sen} \phi - \text{sen} \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \phi}$$

$$0^\circ \leq \psi \leq 90^\circ, \cos \psi \geq 0$$

$$90^\circ \leq \psi \leq 180^\circ, \cos \psi \leq 0 \quad (2.3)$$

Siendo:

Φ : Latitud del Lugar

Ψ : Ángulo Acimutal

ω : Ángulo Horario

δ : Declinación Solar

A la salida del sol la altura solar es cero (todavía el sol no se “ha elevado” nada en el horizonte), y, por tanto, el ángulo cenital 90° . Así si ω_s es el ángulo de salida del sol, utilizando la ecuación anterior y estos valores, se cumple que:

$$\cos \omega_s = \frac{-\text{sen} \phi \cdot \text{sen} \delta}{\cos \delta \cdot \cos \phi}$$

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (2.4)$$

Siendo:
 ω_s : Ángulo de Salida del Sol

El ángulo de salida del sol es igual al ángulo de puesta del sol, excepto en el signo. La duración del día será igual a dos veces el ángulo de salida del sol, $2\omega_s$, que expresada en horas quedará (teniendo en cuenta que un día son 360 grados y 24 horas):

$$N_d = \left(\frac{2}{15}\right) \cdot \arccos(-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (2.5)$$

Siendo:
 N_d : Duración del Día (horas)

2.1.4 POSICIÓN RELATIVA SOL- SUPERFICIE INCLINADA

Las definiciones de ángulos vistas para superficies horizontales, son equivalentes para una superficie inclinada β grados respecto al Ecuador, si se considera que la latitud de la superficie, ϕ , pasa a ser $\phi - \beta$. Este hecho se puede observar en la siguiente figura:

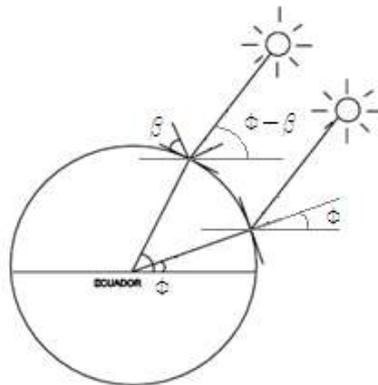


Figura 19: Posición Relativa Sol- Superficie Inclinada

Para el ángulo de la salida del sol habrá que tener en cuenta, que al estar inclinada la superficie, ésta no empezará a ver el sol hasta que su altura sea mayor que la inclinación de la superficie, es decir:

$$\omega'_s = \min[\omega_s, \arccos(-\tan \delta \cdot \tan(\phi - \beta))] \quad (2.6)$$

Siendo:
 ω'_s : Ángulo de Salida del Sol (Visto desde la Superficie Inclinada)
 β : Inclinación de la Superficie Respecto a la Horizontal

2.2 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE. RADIACIÓN SOLAR EN UNA SUPERFICIE HORIZONTAL

2.2.1 LA CONSTANTE SOLAR. COMPOSICIÓN ESPECTRAL

La constante solar, I_{sc} , se define como la cantidad de energía procedente del sol que llega, por unidad de tiempo y área, a una superficie perpendicular a los rayos del sol, situada fuera de la atmósfera, para la distancia media sol-tierra (1 UA). El valor de esta constante varía entre 1338 y 1386 W/m^2 . El valor que proponen Fröhlich y col es 1367 W/m^2 . El error estimado en este valor es de 1,6 W/m^2 . Este valor es el adoptado por el World Radiation Center (WRC). Este valor se obtiene teniendo en cuenta la potencia irradiada por el sol, de acuerdo con:

$$I_{sc} = \frac{P}{S} = \frac{4 \times 10^{26}}{4\pi \cdot (1,5 \times 10^{11})^2} \approx 1,4 kWm^{-2} \quad (2.7)$$

Suponiendo una distancia media sol-tierra de $1,5 \times 10^{11}$ m. Esta cantidad varía a lo largo del año, debido a la variación en la distancia sol-tierra, al ser la órbita terrestre alrededor del sol, elíptica.

La distribución espectral de la radiación procedente del sol que llega a una superficie situada fuera de la atmósfera, propuesta por el WRC, es similar a la que se obtendría si se supone que el sol es un cuerpo negro a una temperatura de 5777 K. [12] En la siguiente figura se puede ver una comparación entre ambas:

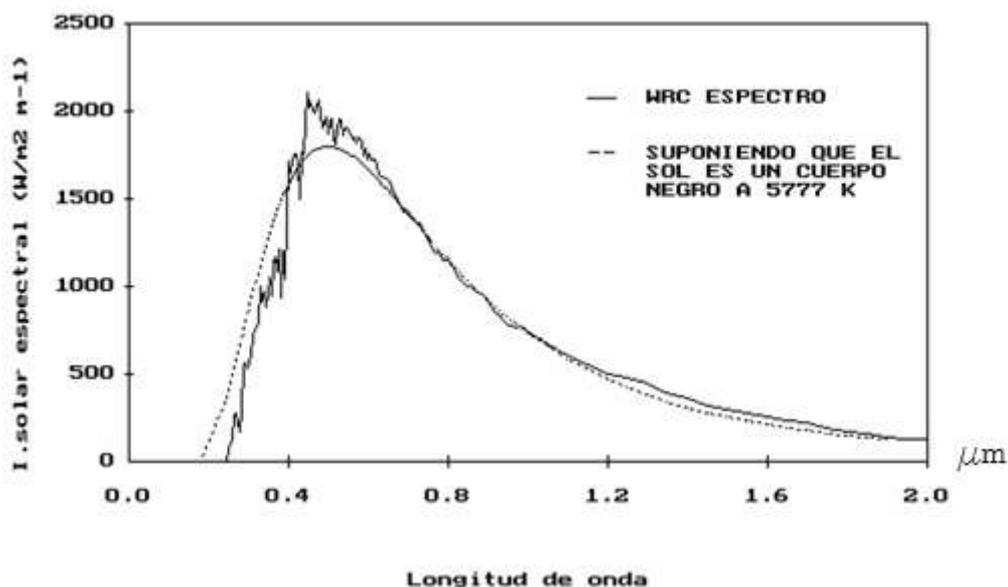


Figura 20: Distribución Espectral del Sol

2.2.1 RADIACIÓN EXTRATERRESTRE SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

La radiación solar extraterrestre se define como la cantidad de energía recibida en la parte exterior de la atmósfera, por unidad de superficie.

Como se ha visto será función, en cada momento, de la distancia sol tierra, de la declinación, de la latitud del lugar considerado y del ángulo horario.

La irradiancia extraterrestre diaria, integrando entre el ángulo de salida y el ángulo de puesta de sol, será en una superficie horizontal:

$$I_0^d = \frac{24}{\pi} \cdot I_{sc} \cdot E_0 \cdot (\omega_s \cdot \text{sen} \delta \cdot \text{sen} \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \text{sen} \omega_s) \quad (2.7)$$

Siendo:

I_{od} : Irradiación Extraterrestre Diaria

I_{sc} : Constante Solar

E_0 : Distancia Sol Tierra

2.2.2 RADIACIÓN EXTRATERRESTRE SOBRE SUPERFICIE INCLINADA

Teniendo en cuenta las consideraciones hechas para calcular los ángulos en una superficie inclinada, las expresiones que permiten calcular el valor de radiación extraterrestre diaria sobre superficie inclinada quedará:

$$I_{\beta\gamma}^d = \frac{24}{\pi} \cdot I_{sc} \cdot E_0 \cdot (\omega'_s \cdot \text{sen} \delta \cdot \text{sen}(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \text{sen} \omega'_s)$$

$$\omega'_s = \min[\omega_s, \arccos(-\tan \delta \cdot \tan(\phi - \beta))] \quad (2.8)$$

Siendo:

$I_{\beta\gamma}^d$: Radiación Extraterrestre Sobre una Superficie Inclinada

El hecho de inclinar una superficie hace que se igualen los niveles de radiación que se reciben en las distintas épocas del año.

2.2.3 RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE DE LA TIERRA: RADIACIÓN DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA.

La radiación solar que llega a la superficie de la tierra está condicionada, como ya se ha comentado, por dos fenómenos de distinta naturaleza [12]:

- Factores astronómicos: son aquellos que dependen de la geometría tierra-sol. Son función de la posición relativa sol-tierra y de las coordenadas geográficas del lugar considerado, latitud y longitud. Condicionan básicamente el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia de los rayos solares. Son función, pues, de la altura solar en cada instante.
- Factores climáticos: no toda la radiación máxima esperable para cada altura solar y cada localidad será siempre observable en la superficie de la tierra. Los factores llamados climáticos atenuarán la misma. Las nubes, la cantidad de vapor de agua, ozono, aerosoles, etc. contenidos en la atmósfera son los responsables de esta atenuación, que ocurre fundamentalmente por absorción, reflexión y difusión de la radiación.

El total de radiación procedente del sol que incide en una superficie en la tierra estará compuesto por:

- Radiación directa: la que llega a la tierra directamente en línea con el disco solar.
- Radiación difusa: originada por los efectos de dispersión de los componentes de la atmósfera, incluidas las nubes.
- Radiación reflejada: radiación incidente en la superficie que procede de la reflejada por el suelo. Al cociente entre la radiación reflejada y la radiación incidente en la superficie de la tierra se le llama albedo.

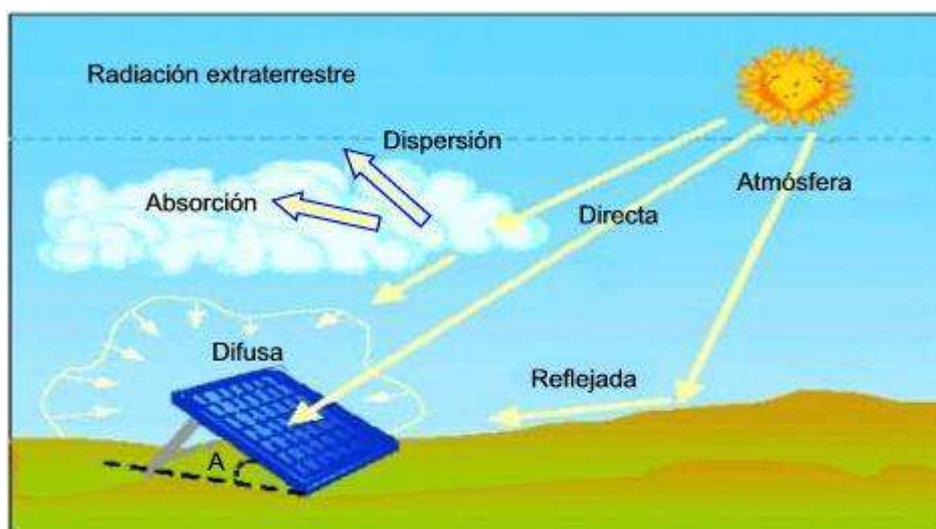


Figura 21: Clasificación de Radiaciones Solares

La radiación global o total que llega a una superficie (horizontal o inclinada) se puede expresar como la suma de estas tres componentes:

$$\underline{G = B + D + R} \quad (2.9)$$

Siendo:

G: Radiación Global

B: Radiación Directa

D: Radiación Difusa

R: Radiación Reflejada

2.2.4 RADIACIÓN SOLAR INTEGRADA EN EL TIEMPO

La integración sobre un período de una hora de las expresiones de los distintos tipos de radiación es lo que se conoce como exposición horaria de radiación.

Por ejemplo, para radiación directa, la exposición horaria de radiación directa sobre una superficie horizontal será:

$$B_0^h = \int^{hora} B_0 \cdot \cos \theta_z \quad (2.10)$$

Siendo:

B_0^h : Radiación Directa Horaria

B_0 : Radiación Directa

Si la integración se hace sobre períodos de un día se obtendrá la exposición diaria de radiación.

2.2.5 INDICE DE TRANSPARENCIA ATMOSFÉRICO

El índice de transparencia atmosférico es una medida de lo “transparente” que es la atmósfera a la radiación solar. Fundamentalmente, nos da información de cuanta radiación alcanza la superficie de la tierra en función de la radiación extraterrestre (o radiación que hay antes de iniciar su paso a través de la atmósfera). En días claros, los valores de este índice serán elevados (por encima de 0,8) y en días nublados pueden llegar a ser muy bajos (incluso por debajo de 0,1). Un valor alto, por ejemplo 0,8, nos indica que el 80% de la radiación que había en el exterior de la atmósfera ha alcanzado la superficie de la tierra. [12]

La expresión que permite calcular el índice de transparencia horario es:

$$K_h = \frac{G_0^h}{I_0^h} \quad (2.11)$$

Siendo:

K_h : Índice de Transparencia Horario

G_0^h : Radiación Global Horaria

I_0^h : Radiación Extraterreste Horaria

El índice de transparencia diario, se calcula utilizando la expresión:

$$K_d = \frac{G_0^d}{I_0^d} \quad (2.12)$$

Siendo:

K_d : Índice de Transparencia Diario

G_0^d : Radiación Global Diaria

I_0^d : Radiación Extraterreste Diaria

2.2.6 ALBEDO TERRESTRE

Cuando una energía radiante incide en una superficie, puede ser parcialmente absorbida, parcialmente reflejada y parcialmente transmitida. Estas propiedades se llaman absorptividad, reflectividad y transmisividad de una superficie. La fracción, respecto al total de energía incidente, asociada con estas propiedades se llama absorptancia, reflectancia y transmitancia. Cuando la fuente de radiación es el sol, se utiliza el término albedo en lugar de reflectancia. El albedo se puede expresar tanto en porcentaje como en fracciones de uno. [12]

Determinar un valor exacto de albedo puede ser muy importante cuando se evalúa el total de radiación que incide en un edificio o en un colector de energía solar.

De manera general el albedo se puede definir como:

$$\rho = \frac{R_{\beta\gamma}}{B_{\beta\gamma}} \quad (2.13)$$

Siendo:

$R_{\beta\gamma}$: Radiación Reflejada por la Superficie Inclinada un Ángulo β

$B_{\beta\gamma}$: Radiación Directa sobre la Superficie Inclinada un Ángulo β

La radiación incidente puede incluir tanto radiación directa como difusa, mientras que la radiación reflejada dependerá de las propiedades de la superficie. Con respecto a éstas, se pueden citar dos tipos límites de características:

- **Difusa:** Una superficie es perfectamente difusa si la radiación que refleja la superficie es uniforme en todas las direcciones. Tal superficie se llama reflector isotrópico. Cuando la reflexión no es la misma en todas las direcciones, entonces se llama reflector anisotrópico.
- **Especular:** Una superficie refleja especularmente cuando es prácticamente lisa con respecto a la longitud de onda de la radiación incidente (espejo).

Respecto a la radiación reflejada por superficies terrestres, hay que tener en cuenta el tipo de cobertura de la superficie.

A continuación se presentan algunos valores orientativos.

	Intervalo	Valor medio típico
Tierras sin vegetación	0.04 - 0.25	0.12
Arena	0.20 - 0.40	0.30
Tierras cultivadas	0.10 - 0.30	0.20
Nieve fresca	0.70 - 0.90	0.80
Nieve vieja	0.30 - 0.70	0.55
Agua, sol en el cenit	0.03 - 0.07	0.05
Agua, sol bajo	0.15 - 0.65	0.20
Nubes	0.30 - 0.85	0.60
Planeta tierra (medio)		0.32

Tabla 1: Variación de Albedos Terrestres Según Terreno

2.3 MOLDELOS PARA ESTIMAR LA RADIACIÓN SOLAR

2.3.1 INTRODUCCIÓN

Entre los métodos de estimación de la radiación solar más utilizados podemos destacar [13]:

- Utilizar datos de estaciones cercanas. Esta opción, únicamente es válida si se trata de un terreno llano y la distancia entre estaciones es menor a 10 km.
- Interpolar valores a partir de medidas de la radiación solar en otras estaciones. Esta solución, es aplicable cuando la red de estaciones de radiación solar tiene una densidad considerable y dependiendo del tipo de terreno, puede precisarse una densidad de entre 50 y 20 km de distancia entre estaciones.
- Modelos de interpolación que tienen en cuenta la topografía. Estos modelos, aún teniendo en cuenta la topografía como dato de entrada, precisan una densidad de estaciones de medida en el orden de los 100 km.
- Modelos de tratamiento de imágenes de satélite. Se basa en el tratamiento de imágenes de satélite geoestacionarios. Estas imágenes son el resultado de la reflexión de los rayos solares en la superficie de la Tierra, por lo que ya han sufrido y llevan implícitas los posibles efectos de la topografía así como de los principales fenómenos atmosféricos que se producen cuando los rayos solares atraviesan la atmósfera.

Una vez que dispongamos de ‘alguna información’ de radiación solar en el lugar deseado, el paso a seguir dependerá de dos cosas:

- De las características del sistema a estudiar (que tenga o no seguimiento, que tenga o no concentración...).
- De los datos que haya conseguido recopilar. (de la variable estimada, de la frecuencia de medida, de la continuidad de la serie, de la calidad de la serie).

Así, dependiendo de la información disponible y de la variable precisa para el estudio concreto, habrá que aplicar unos u otros de los modelos de cálculo (de generación y/o de variables relacionadas) que se describen en este tema.

2.3.2 VALORES DE RADIACIÓN SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

2.3.2.1 DISPONIBILIDAD DE DATOS ENERGÉTICOS

En el dimensionado de sistemas de aprovechamiento de energía solar es necesario conocer la disponibilidad energética del emplazamiento de la instalación, tanto cuantitativa como cualitativamente. En concreto, en sistemas fotovoltaicos es preciso determinar la cantidad de radiación directa, difusa y reflejada que recibirá el sistema; en el caso de los sistemas fotovoltaicos aislados, para poder calcular bien cuál es el tamaño adecuado de la instalación para cubrir las necesidades o demandas energéticas; en el caso de los sistemas conectados a red para poder estimar el periodo de amortización previsto de la misma.

Para el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas se utilizan valores de radiación históricos, de periodos anteriores. Sin embargo, en la actualidad para muchas localidades no se disponen de datos históricos de las dos componentes de la radiación, a saber: radiación directa y difusa, y a veces, ni siquiera de radiación global.

En Argentina, el Departamento de Ciencias Básicas de la Universidad de Luján ha realizado un Atlas de Energía Solar de la República Argentina. En el mismo se presenta un conjunto de cartas con la distribución mensual de los promedios diarios de la irradiación solar global y de las horas de brillo solar (heliofanía efectiva).

El sitio web SSE, Surface meteorology and Solar Energy (Meteorología de Superficie y Energía Solar), patrocinado por la NASA así como también el NREL, National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de Energías Renovables), brindan abundante información de energía solar, parámetros climáticos y geográficos.

En las localidades donde no existen datos de radiación es necesario estimarlos a partir de correlaciones con otros tipos de parámetros.

Para calcular la energía que se recibe en un plano inclinado (normalmente en las instalaciones fotovoltaicas la superficie de los paneles está inclinada) es necesario conocer cuanta del total de radiación recibida en superficie horizontal corresponde a radiación directa y cuánta a radiación difusa.

2.3.2.2 MÉTODOS PARA OBTENER VALORES DE RADIACIÓN GLOBAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

Debido a que en nuestro caso se cuenta con los valores de radiación global diarios sobre una superficie horizontal, solo mencionaremos las distintas correlaciones que permiten, en función de los datos de partida de que se disponga, obtener los valores de radiación global en sus intervalos diarios y horarios.

- Valor medio mensual de radiación global diaria a partir del valor de horas de sol.
- Valor medio mensual de radiación global horaria a partir del valor medio mensual de radiación global diaria.

2.3.2.3 MÉTODOS PARA OBTENER VALORES DE RADIACIÓN DIFUSA SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

Los valores de radiación difusa se registran de manera sistemática en muy pocas localidades. Sin embargo, para el diseño de muchos sistemas de aprovechamiento de la energía solar, estos valores son necesarios.

Existen varios métodos que permiten estimar los valores de radiación difusa partiendo de los valores de radiación global:

Estimación de los valores medios mensuales de radiación difusa

Método de Liu y Jordan: Propusieron la siguiente relación:

$$\frac{D_0^d}{G_0^d} = 1,39 - 4,027 \cdot K_d + 5,531 \cdot K_d^2 - 3,108 \cdot K_d^3$$
$$0,3 \leq K_d \leq 0,7 \quad (2.14)$$

Siendo:

K_d : Índice de Transparencia Diario

G_0^d : Radiación Global Diaria

D_0^d : Radiación Difusa Diaria

Klein y Duffie analizaron la generalidad de este método y llegaron a la conclusión de que la expresión propuesta sólo sirve para localidades con datos climatológicos similares.

Método de Page: Page propone realizar un análisis de regresión de los datos. Utilizando datos de diez localidades situadas entre las latitudes 40N y 40S, propone la siguiente ecuación lineal:

$$\frac{D_0^d}{G_0^d} = 1 - 1,13 \cdot K_d$$

$$0,3 \leq K_d \leq 0,6 \quad (2.15)$$

Iqbal, haciendo también una regresión de los datos, propone la expresión:

$$\frac{D_0^d}{G_0^d} = 0,958 - 0,982 \cdot K_d$$

$$0,3 \leq K_d \leq 0,6 \quad (2.16)$$

Estimación de los valores de radiación difusa diaria:

En un día nublado, la radiación recibida es un indicador de la cantidad de nubes que hay en el cielo, y puede ser, por tanto, un indicador de la cantidad de radiación difusa que se ha recibido. El índice de transparencia atmosférico es un indicador de la claridad de un día; es decir, es un indicador de la cantidad de radiación difusa. El objetivo es poder predecir el valor de D_d partiendo del valor de G_d , para un día concreto.

La primera correlación entre estos valores fue desarrollada por Liu y Jordan. Ellos utilizaron datos de radiación difusa que no estaban corregidos por el efecto de la banda de sombreado. Por tanto, los resultados que obtuvieron han sido revisados después por varios autores, y se ha comprobado que se subestimaba el valor de radiación difusa.

De las correlaciones que se han propuesto después, las dos más utilizadas son:

Correlación de Ruth y Chant:

$$\frac{D_0^d}{G_0^d} = \left\{ \begin{array}{l} 0,98 \rightarrow K_d \leq 0,1 \\ 0,91 + 1,154 \cdot K_d - 4,936 \cdot K_d^2 + 2,848 \cdot K_d^3 \rightarrow 0,1 \leq K_d \leq 0,7 \end{array} \right\} \quad (2.17)$$

Siendo:

K_d : Índice de Transparencia Diario

G_0^d : Radiación Global Diaria

D_0^d : Radiación Difusa Diaria

Correlación de Collares-Pereira y Rabl:

$$\frac{D_0^d}{G_0^d} = \left\{ \begin{array}{l} 0,99 \rightarrow K_d \leq 0,17 \\ 1,188 - 2,272 \cdot K_d + 9,473 \cdot K_d^2 - 21,856 \cdot K_d^3 + 14,648 \cdot K_d^4 \rightarrow 0,17 \leq K_d \leq 0,75 \end{array} \right\} \quad (2.18)$$

Estimación de los valores medios mensuales de radiación difusa horaria

La caracterización de muchos de los procesos en aplicaciones de energía solar se puede realizar, de manera aproximada, mediante la utilización de valores medios a largo plazo de la radiación horaria (global, directa y/o difusa). Ya se ha visto cómo estimar la radiación horaria a partir de los valores diarios. Se estudiará un método de estimar la radiación difusa horaria, en valor medio mensual.

Método de Liu y Jordan: Este método sigue la misma aproximación que la propuesta por Willier para estimar la radiación global horaria. Se basa en la relación observada entre la curva horaria de radiación difusa para un día y la curva horaria de radiación extraterrestre para un día. A partir de estas gráficas, se puede proponer que:

$$\frac{I_0^h}{D_0^h} = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos \omega_i - \cos \omega_s}{\text{sen} \omega_s - (\pi/180) \cdot \omega_s \cdot \cos \omega_s} \quad (2.19)$$

Estimación de los valores de radiación difusa horaria

Para la investigación y para realizar simulaciones numéricas de procesos de energía solar, son necesarios valores horarios de radiación difusa (no sólo medias mensuales). Una forma de obtener estos valores es partiendo de los valores horarios de radiación global horaria.

La cantidad de radiación difusa depende tanto de la altura solar como de la fracción de cielo cubierto. El parámetro que se utiliza normalmente como variable independiente, es el índice de transparencia atmosférico horario que es un indicativo de la claridad del cielo.

Correlación de Orgill y Hollands: Los parámetros de esta correlación se han obtenido utilizando cuatro años de datos de Toronto (Canadá). Esta correlación divide la cobertura del cielo en tres partes:

$$\frac{D_0^h}{G_0^h} = \left\{ \begin{array}{l} 1 - 0,249 \cdot K_h \rightarrow 0 \leq K_h \leq 0,35 \\ 1,777 - 1,84 \cdot K_h \rightarrow 0,35 \leq K_h \leq 0,75 \\ 0,177 \rightarrow K_h > 0,57 \end{array} \right\} \quad (2.20)$$

Correlación de Erbs et al: Utilizan la misma metodología de Orgill y Hollands, pero con datos de más estaciones. La correlación que proponen es:

$$\frac{D_0^h}{G_0^h} = \left\{ \begin{array}{l} 1 - 0,09 \cdot K_h \rightarrow 0 \leq K_h \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,160 \cdot K_h + 4,388 \cdot K_h^2 - 16,638 \cdot K_h^3 + 12,336 \cdot K_h^4 \rightarrow 0,22 \leq K_h \leq 0,80 \\ 0,165 \rightarrow K_h > 0,80 \end{array} \right\} \quad (2.21)$$



2.3.3 RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS

Para la determinación de la radiación solar sobre superficies inclinadas, si bien, sería deseable partir del conocimiento de las componentes de la radiación solar, esto no es frecuente y hemos de partir al menos del conocimiento de la radiación global sobre superficie horizontal. En la tabla 2 siguiente se muestra como, a partir de la radiación global y dependiendo de que se trata de datos diarios u horarios, han de aplicarse unos u otros modelos [14].

RADIACIÓN GLOBAL DIARIA HORIZONTAL ($G_0^d = D_0^d + B_0^d$)			RADIACIÓN GLOBAL HORARIA HORIZONTAL ($G_0^h = D_0^h + B_0^h$)		
	DIFUSA DIARIA HORIZONTAL (D_0^d)	DIRECTA DIARIA HORIZONTAL (B_0^d)		DIFUSA HORARIA HORIZONTAL D_0^h	DIRECTA HORARIA HORIZONTAL B_0^h
REFLEJADA DIARIA INCLINADA ($R_{\beta\gamma}^d$)	DIFUSA DIARIA INCLINADA ($D_{\beta\gamma}^d$)	DIRECTA DIARIA INCLINADA ($B_{\beta\gamma}^d$)	REFLEJADA HORARIA INCLINADA ($R_{\beta\gamma}^h$)	DIFUSA HORARIA INCLINADA ($D_{\beta\gamma}^h$)	DIRECTA HORARIA INCLINADA ($B_{\beta\gamma}^h$)
RADIACIÓN GLOBAL DIARIA INCLINADA ($G_{\beta\gamma}^d = R_{\beta\gamma}^d + D_{\beta\gamma}^d + B_{\beta\gamma}^d$)			RADIACIÓN GLOBAL HORARIA INCLINADA ($G_{\beta\gamma}^h = R_{\beta\gamma}^h + D_{\beta\gamma}^h + B_{\beta\gamma}^h$)		

Tabla 2: Resumen de Fórmulas Para el Cálculo de Radiaciones Solares

Partiendo de la radiación global sobre superficie horizontal, el primer paso lo constituye la determinación de la radiación difusa sobre superficie horizontal, y por diferencia de la radiación global, se estima la radiación directa sobre superficie horizontal. Se observa cómo en la estimación sobre superficie inclinada, aparece además de las dos componentes mencionadas, la radiación reflejada, como una nueva aportación a la radiación recibida por la superficie, y que dependerá de la reflectividad de las superficies del entorno al sistema de aprovechamiento (ρ). En caso de desconocer este valor se utiliza un valor medio de $\rho = 0,2$.

2.3.3.1 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN REFLEJADA SOBRE SUPERFICIE INCLINADA

A partir de datos de radiación global diaria:

$$R_{\beta\gamma}^d = G_0^d \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.22)$$

A partir de datos de radiación global horaria:

$$R_{\beta\gamma}^h = G_0^h \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.23)$$

2.3.3.2 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN DIRECTA SOBRE SUPERFICIE INCLINADA

El cálculo de la radiación directa sobre superficies inclinadas se basa en la determinación de un factor geométrico de corrección R_b : [15]

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \text{sen} \omega'_s + (\pi/180) \cdot \omega'_s \cdot \text{sen}(\phi - \beta) \cdot \text{sen} \delta}{\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \text{sen} \omega_s + (\pi/180) \cdot \omega_s \cdot \text{sen} \phi \cdot \text{sen} \delta} \quad (2.24)$$

Recordando que ω_s y ω'_s son:

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \cdot \tan \delta)$$

$$\omega'_s = \min[\omega_s, \arccos(-\tan \delta \cdot \tan(\phi - \beta))]$$

Finalmente:

$$B_{\beta\gamma}^h = B_0^d \cdot R_b \quad (2.25)$$

2.3.3.3 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN DIFUSA SOBRE SUPERFICIE INCLINADA

A partir de datos de radiación global diaria (método isotrópico de Liu Jordan):

$$D_{\beta\gamma}^d = D_0^d \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.26)$$

2.3.3 MEDIDA DE LA RADIACIÓN SOLAR

2.3.3.1 INTRODUCCIÓN

Es importante hacer las siguientes consideraciones en cuanto a la medida de las variables de la radiación solar en la superficie terrestre [16]:

- Radiación solar directa: es la radiación que proviene directamente del disco solar, y por lo tanto *ha de medirse utilizando sistemas de seguimiento* del movimiento del sol en su trayectoria.
- Radiación solar difusa: es la radiación solar que proviene de las reflexiones en la atmósfera, y *ha de medirse utilizando sistemas de sombreado* del disco solar.



- Radiación solar reflejada: es la radiación solar que, tras ser reflejada por el entorno de la superficie receptora, incide en una superficie inclinada. *No suele medirse* y su valor medio es el 20% de la radiación global incidente sobre superficie horizontal.
- Radiación solar global: es la radiación solar que se recibe por unidad de superficie. Supone la suma de las aportaciones de la radiación directa, difusa y reflejada (también llamadas *componentes de la radiación solar*). Esta superficie, puede tener una disposición cualquiera, y dependiendo de la misma, variará la contribución de las componentes. *Suele medirse sobre superficie horizontal*, y posteriormente calcular la radiación global incidente en la superficie receptora, pero hay veces que se mide en la misma disposición en la que irán la superficie de aprovechamiento (los paneles): en superficie inclinada o con el seguimiento seleccionado para la instalación.

Es importante destacar que todas estas variables, tienen una distribución espectral en el mismo rango de la distribución espectral de la radiación solar extraterrestre (que en un 97% se encuentra entre 0,29 y 3 μ m), ya que es ésta la fuente de todas ellas.

Por otro lado, hay otra serie de variables relacionadas con la radiación, pero que son de origen terrestre. Así, la Tierra emite una radiación térmica en el rango de 3 a 100 μ m.

2.3.3.2 MAGNITUDES METEOROLÓGICAS DE LA RADIACIÓN

Las magnitudes meteorológicas de la radiación pueden clasificarse en dos grupos, según su origen, a saber: la radiación solar y la radiación terrestre.

La radiación solar es la radiación electromagnética procedente del Sol. La radiación solar incidente en el límite de la atmósfera terrestre se denomina radiación solar extraterrestre; el 97 % de la misma está contenida dentro del intervalo espectral comprendido entre 0,29 μ m y 3,00 μ m y se denomina radiación de onda corta.

La radiación terrestre es la radiación de onda larga emitida por la superficie de la Tierra y por los gases, los aerosoles y las nubes de la atmósfera, y es también parcialmente absorbida dentro de la atmósfera. Para una temperatura de 300 K, el 99,99 % de la energía de la radiación terrestre posee una longitud de onda superior a 3 μ m, y alrededor del 99 % una longitud de onda que supera los 5 μ m.

En meteorología, la suma de las dos clases de radiaciones se denomina "radiación total".

La luz es la radiación que resulta visible al ojo humano. El 99 por ciento de la radiación visible está comprendido entre 400 nm y 730 nm. La radiación cuya longitud de onda es inferior a 400 nm se denomina ultravioleta, y la de longitud de onda superior a 730 nm, infrarroja. El intervalo de la radiación ultravioleta se divide a veces en tres: UV-A (315 a 400 nm); UV-B (280 a 315 nm); UV-C (100 a 280 nm).

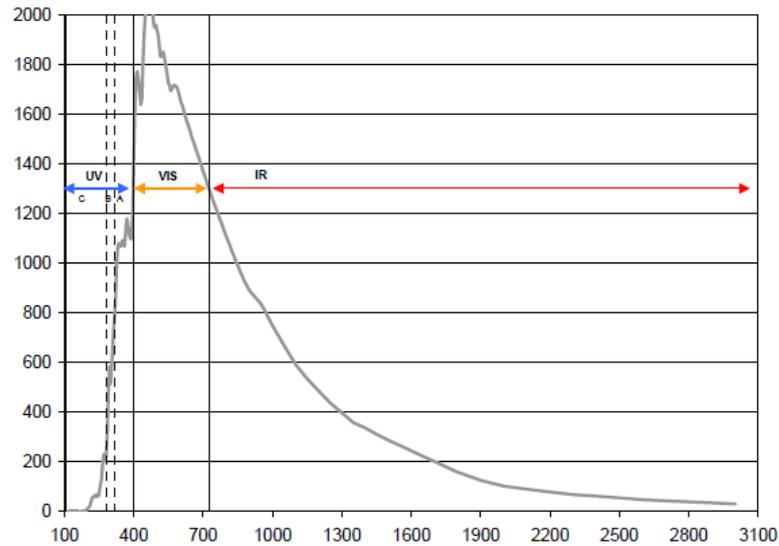


Figura 22: Espectros UV, Visible e Infrarrojo en Función de la Longitud de Onda

2.3.3.3 TERMINOLOGÍA Y UNIDADES

Para las variables meteorológicas de la radiación se recomiendan las siguientes unidades:

Magnitudes totales (integradas sobre el intervalo completo de longitudes de onda):

- Irradiancia (potencia): vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- Exposición radiante (energía): julios por metro cuadrado (J/m^2).

Magnitudes espectrales:

- Irradiancia espectral: vatios por metro cuadrado por nanómetro ($W/m^2.nm$).
- Exposición radiante: julios por metro cuadrado por nanómetro ($J/m^2.nm$).

2.3.3.4 MEDIDA DE LA RADIACIÓN SOLAR DÍRECTA

El instrumento que mide la radiación solar directa es el pirheliómetro y cuya superficie receptora se dispone *normalmente* a los rayos solares incidentes. Dispone de un obturador para medir solamente la radiación procedente del sol y de una región anular del cielo muy próxima al astro.

En los instrumentos modernos, esta última abarca un semiángulo de $2,5^\circ$ aproximadamente a partir del centro del Sol, mientras que en los modelos más antiguos era de unos 8° .

2.3.3.5 TIPOS DE PIRHELIÓMETROS

Existen varios tipos de pirheliómetros y dependiendo de los recursos disponibles para los instrumentos de medida, de los objetivos de precisión y de otros condicionamientos relacionados, se seleccionará la utilización de unos u otros en una campaña de medida.

Pirheliómetro patrones primarios (absolutos):

Un pirheliómetro absoluto es un instrumento susceptible de definir la escala de irradiancia total sin recurrir a fuentes o radiadores de referencia. Todos los pirheliómetros absolutos de diseño moderno utilizan receptores de cavidad y, como sensores, medidores diferenciales de flujo calorífico calibrados eléctricamente.



Figura 23: Pirheliómetro Autocalibrable de Cavidad Absoluta Modelo HF.

Pirheliómetros patrones secundarios

El Pirheliómetro de compensación Ångström:

El pirheliómetro de compensación Ångström es un instrumento muy adecuado para la calibración de piranómetros y otros pirheliómetros. Fue diseñado por K. Ångström (1893) como instrumento absoluto y la Escala Ångström, de 1905 se construyó basándose en él, aunque en la actualidad se utiliza como patrón secundario y debe calibrarse por comparación con un instrumento patrón.

El pirheliómetro de disco de plata:

El pirheliómetro de disco de plata es un instrumento de referencia que siempre debe calibrarse por comparación con un patrón primario. Presenta buena estabilidad y todavía se utiliza para calibrar piranómetros y pirheliómetros.



Figura 24: Pirheliómetro de P. Dollond 1785



Figura 25: Pirheliómetro Compensado Ångström

2.3.3.6 PIRHELÍOMETROS DE PRIMERA Y SEGUNDA CLASE

Estos pirheliómetros son los que se usan más frecuentemente. Utilizan generalmente termopilas como detectores. Se emplean para un registro continuo de la radiación solar.

Pueden utilizarse para la calibración de los instrumentos de una red. A su vez, es necesario calibrarlos por comparación con patrones primarios o secundarios. La precisión en el transcurso de un año y para todas las condiciones ambientales durante el empleo del instrumento debe ser superior al uno por ciento para un pirheliómetro de primera clase y al dos por ciento para uno de segunda.

Otro aspecto importante del instrumento es el tiempo de respuesta. Se recomienda un tiempo de respuesta máximo de diez segundos para los instrumentos de primera clase y de treinta segundos para los de segunda clase.

2.3.3.7 MEDIDA DE RADIACIÓN GLOBAL Y DIFUSA

La radiación global se define como la radiación solar recibida de un ángulo sólido de 2π estereorradianes sobre una superficie generalmente horizontal. La radiación global incluye la recibida directamente del ángulo sólido del disco solar y también la radiación celeste difusa dispersada al atravesar la atmósfera.

El piranómetro, es el instrumento para medir la radiación solar procedente de un ángulo de 2π esterorradianes en una superficie plana y un intervalo espectral comprendido entre 0,3 y 3,0 μm .

El piranómetro se utiliza a veces para medir la radiación solar incidente sobre superficies inclinadas respecto a la horizontal y se dispone en posición invertida para medir la radiación global reflejada.

Cuando sólo se efectúa la medida de la componente difusa de la radiación solar, la componente solar directa se debe cubrir por medio de un sistema de pantalla.

TIPOS DE PIRANÓMETROS

Normalmente los piranómetros emplean como sensores elementos termoeléctricos, fotoeléctricos, piroeléctricos o bimetálicos. Debido a que los piranómetros están expuestos continuamente a todas las condiciones ambientales, deben ser de diseño robusto. Las propiedades de los piranómetros que hay que tener en cuenta al evaluar la precisión y calidad de la medida de la radiación son: sensibilidad, estabilidad, tiempo de respuesta, respuesta cosenoidal, respuesta azimutal, linealidad, respuesta de temperatura y respuesta espectral. En base a la precisión y calidad global del sistema, pueden definirse tres clases de piranómetros:

Característica	Patrón secundario	Primera clase	Segunda clase
Resolución (variación mínima detectable en $W m^{-2}$)	± 1	± 5	± 10
Estabilidad (tanto por ciento de totalidad de escala, variación/año)	± 1	± 2	± 5
Respuesta cosenoidal (tanto por ciento de desviación respecto de la ideal para una altura solar de 10° en un día despejado)	$<\pm 3$	$<\pm 7$	$<\pm 15$
Respuesta azimutal (tanto por ciento de desviación de la media para una altura solar de 10° en un día despejado)	$<\pm 3$	$<\pm 5$	$<\pm 10$
Respuesta de temperatura (tanto por ciento de error máximo debido a variación de la temperatura ambiente dentro del intervalo de operación)	± 1	± 2	± 5
No linealidad (tanto por ciento de totalidad de escala)	$\pm 0,5$	± 2	± 5
Sensibilidad espectral (tanto por ciento de desviación de la absorbancia media 0,3 a $3 \mu m$)	± 2	± 5	± 10
Tiempo de respuesta (respuesta del 99%)	$<25s$	$<1 \text{ min}$	$<4 \text{ min}$

Tabla 3: Clases de Piranómetros

Es evidente que con la especificación dada para la sensibilidad espectral, los "piranómetros" con detectores fotoeléctricos (piranómetros fotovoltaicos) no pueden clasificarse. A pesar de ello, si se utilizan para fines especiales, debe tenerse en cuenta la posible influencia de la respuesta espectral.



Figura 26: Piranómetro Negro y Blanco de Eppley y Piranómetro CM 11

DISPOSITIVOS DE SOMBRAMIENTO

En cuanto a la radiación difusa, para su medida se precisa de la utilización de dispositivos de sombreado. Si bien los dispositivos más comúnmente utilizados son las bandas de sombra, éstas tienen el inconveniente de que necesitan de un ajuste manual periódico así como una corrección teórica de la variable registrada, ya que sombrean una importante porción de cielo además del disco solar.

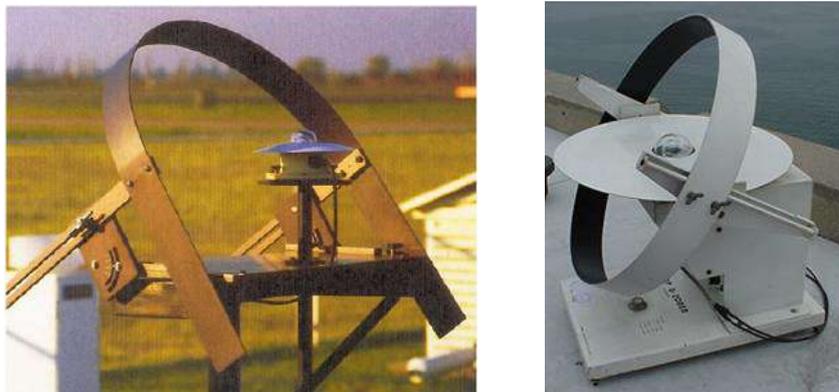


Figura 27: Piranómetros con Banda de Sombra

MEDIDAS DE HORAS DE SOL

Tradicionalmente se ha registrado en numerosos emplazamientos la variable: horas de sol.

Este parámetro ha sido muy utilizado para estimar la radiación solar incidente, así como recientemente se han realizado trabajos de estimación de la radiación solar directa.

El instrumento utilizado recibe el nombre de heliógrafo o solarímetro de Campbell Stokes. Se compone de una bola maciza de cristal pulimentada conforme a un calibrador, con índice de refracción determinado, con un diámetro de aprox. 96mm, así como de un casquete metálico dispuesto concéntricamente a esta bola a su distancia focal. En las ranuras del lado interior del casquete se introduce cada día una tira nueva de cartulina con división horaria. El sol quema en la tira huellas más o menos fuertes, según la intensidad de sus rayos y de acuerdo con su curso aparente. Después de haber retirado la tira de cartulina del casquete metálico, se puede determinar retroactivamente cuántas y durante qué horas de cada día ha habido sol.

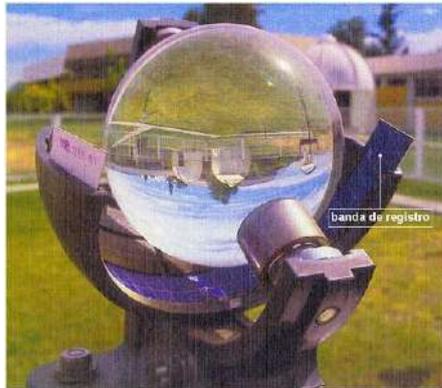


Figura 28: Heliógrafo de Campbell-Stokes

CAPÍTULO 3: GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR

3.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

3.1.1 INTRODUCCIÓN

El uso de la energía solar se puede remontar a épocas muy antiguas donde por sí misma la agricultura no podría concebirse sin la utilización constante la energía emanada del sol, pero siendo más específicos y considerando el uso de la energía solar mediante mecanismos más elaborados podríamos remontarnos a el año 212 A.C. cuando Arquímedes atacó mediante un rayo de luz a una flota romana en Siracusa quemando algunas de sus naves. [17]

También se puede hacer referencia al uso de la energía o luz solar en calendarios, o instrumento para calcular el tiempo.

Fue el físico francés Edmond Becquerel el descubridor del llamado efecto fotovoltaico en 1839, aunque este importante descubrimiento se mantuvo inexplorado en el olvido por los siguientes 75 años. A la edad de sólo 19 años Becquerel descubrió que algunos materiales generaban pequeñas cantidades de corriente eléctrica cuando se exponían a la luz.

Después fue Heinrich Hertz quien estudió el efecto en los sólidos en 1870, fabricando celdas fotovoltaicas que transformaban la luz en electricidad con una eficiencia de 1% al 2%.

Estas celdas de Selenio tuvieron sus primeras aplicaciones en el área militar a finales del siglo IXX, cuando aun no se investigaban las comunicaciones inalámbricas por radio, ya que se utilizaban sistemas de comunicaciones que usaban reflectores de luz y la clave Morse para comunicarse.

En 1940 se desarrolló el procedimiento Czochralski que permitió generar cristales de silicio de alta pureza. En 1954 los Laboratorios Bell utilizaron esta nueva técnica de producir cristales para fabricar una celda de silicio con un 4% de eficiencia.

3.1.2 FECHAS Y HECHOS IMPORTANTES

- 1839 Edmund Bacquerel, descubre el efecto Fotovoltaico. En una celda electrolítica compuesta de 2 electrodos metálicos sumergidos en una solución conductora, la generación de energía aumentaba al exponer la solución a la luz.
- 1873 Willoughby Smith descubre la fotoconductividad de selenio. La fotoconductividad es el incremento de la conductividad eléctrica de la materia o en diodos provocada por la luz.
- 1877 W.G. Adams y R.E. Day observan el efecto fotovoltaico en selenio sólido. Construyen la primera celda de selenio. Aunque existe la discusión de que la primera célula solar fue fabricada por Charles Fritts en 1884 formada por selenio recubierto de una fina capa de oro.
- 1904 Albert Einstein publica su trabajo acerca del efecto fotovoltaico.



- 1954 Los investigadores de los Laboratorios Bell (Murray Hill, NJ) D.M. Chapin, C.S. Fuller, y G.L. Pearson publican los resultados de su descubrimiento celdas solares de silicio con una eficiencia del 4,5%.
- 1955 Se comercializa el primer producto fotovoltaico, con una eficiencia del 2% al precio de \$25 cada celda de 14 mW.
- 1958 El 17 de marzo se lanza el Vanguard I, el primer satélite artificial alimentado parcialmente con energía fotovoltaica. El sistema FV de 0,1 W duró 8 años.
- 1963 En Japón se instala un sistema fotovoltaico de 242 W en un faro.
- 1973 La Universidad de Delaware construye "Solar One", una de las primeras viviendas con EFV. Las placas fotovoltaicas instaladas en el techo tienen un doble efecto: generar energía eléctrica y actuar de colector solar (calentado el aire bajo ellas, el aire era llevado a un intercambiador de calor para acumularlo).
- 1974-1977 Se fundan las primeras compañías de energía solar. El Lewis Research Center (LeRC) de la NASA coloca las primeras aplicaciones en lugares aislados. La potencia instalada de EFV supera los 500 kW.
- 1978 El NASA LeRC instala un sistema FV de 3.5-kWp en la reserva india Papago (Arizona). Es utilizado para bombear agua y abastecer 15 casas (iluminación, bombeo de agua, refrigeración, lavadora,...). Es utilizado hasta la llegada de las líneas eléctricas en 1983, y partir de entonces se dedica exclusivamente al bombeo de agua.
- 1981 Se instala en Jeddah, Arabia Saudita, una planta desalinizadora por ósmosis-inversa abastecida por un sistema Fotovoltaico de 8 kW.
- 1982 La producción mundial de EFV supera los 9.3 MW.
- 1983 La producción mundial de EFV supera los 21.3 MW, y las ventas superan los 250 millones de dólares.

3.2 LA LUZ SOLAR

3.2.1 ESPECTRO LUMINOSO

Como se vio en el anterior capítulo. La luz, sea ésta de origen solar, o generada por un foco incandescente o fluorescente, está formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas de muy alta frecuencia, que están agrupadas dentro de un cierto rango, llamado *espectro luminoso*. Las ondas de baja frecuencia del espectro solar (infrarrojo) proporcionan calor, las de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible el proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel. Entre esos dos extremos están las frecuencias que forman la parte visible de la luz solar. La intensidad de la radiación luminosa varía con la frecuencia. [18]

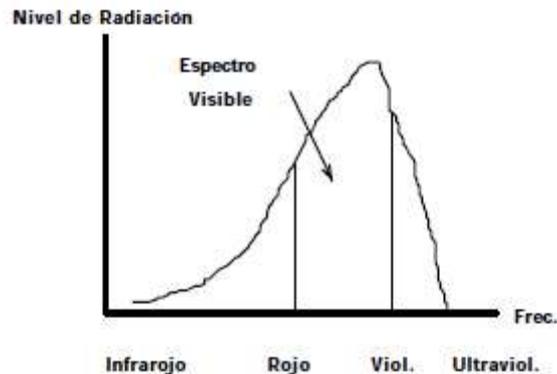


Figura 29: Espectro Luminoso de la Luz Solar en Función de la Frecuencia de Onda

El “color” de la luz solar depende de la composición del espectro de frecuencias. Los fabricantes de focos luminosos, conscientes de este fenómeno, tratan de dar a éstos un espectro de radiación luminosa similar al de la luz solar que llega a la Tierra cuando el sol alcanza la posición del zenit (luz blanca). La intensidad y frecuencias del espectro luminoso generado por el sol sufren alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera.

Ello se debe a la absorción, reflexión y dispersión que toma lugar dentro de esta. Los gases presentes en la capa atmosférica actúan como filtros para ciertas frecuencias, las que ven disminuidas su intensidad o son absorbidas totalmente. El proceso fotovoltaico *responde a un limitado rango de frecuencias* dentro del espectro visible, de manera que es importante definir el espectro de radiación de la fuente luminosa que se utiliza para evaluar la celda fotovoltaica. Esto se hace especificando un parámetro denominado Masa de Aire.

La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal, se dice que el sol ha alcanzado su zenit.

Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir, la “masa de aire” es mayor.

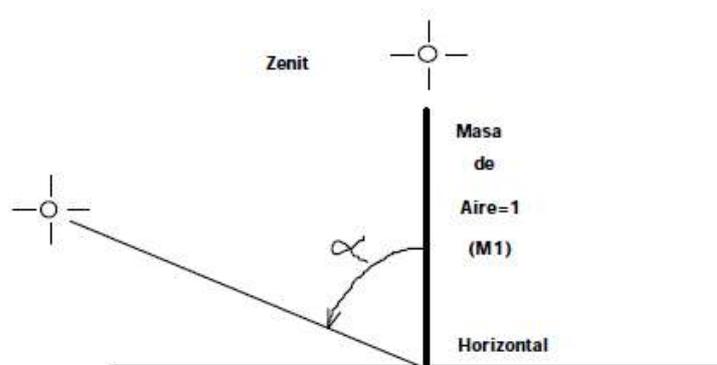


Figura 30: Masa de Aire

A la posición del zenit se le asigna una masa de aire igual a 1 (M1). Cualquier otra distancia tendrá una masa de aire que puede calcularse usando la expresión:

$$\text{Masa de Aire} = \frac{1}{\cos \alpha} \quad (3.1)$$

Donde α es el ángulo formado entre la posición de zenit y la posición del sol en ese momento, y $\cos \alpha$ es el valor del coseno de ese ángulo, el que varía entre 1 y 0 cuando el ángulo varía entre 0 y 90°. Para valores de α mayores que cero, el valor del $\cos \alpha$ es siempre menor que la unidad, de manera que el valor de la masa de aire se incrementa.

Valores para la masa de aire mayores que la unidad indican que la radiación directa debe atravesar una distancia mayor dentro de la atmósfera. El ángulo de inclinación respecto a la posición del zenit (vertical) puede ser calculado de la expresión anterior.

Se deduce así que una masa de aire de valor 1,5 corresponde a un ángulo α de unos 48°. Algunos autores asignan, arbitrariamente, el valor $M=0$ para el espectro luminoso fuera de la atmósfera. Este valor carece de sentido matemático.

Al incrementarse la distancia, la absorción, reflexión y dispersión de la luz solar también se incrementan, cambiando el rango de frecuencias que integran el espectro luminoso, así como la intensidad del mismo. Esto explica las variaciones de intensidad y color de la luz solar durante la salida y puesta del sol. La fuente luminosa usada para medir la potencia de salida de un panel FV tiene un espectro luminoso correspondiente a una masa de 1,5 (M 1,5), el que ha sido adoptado como estándar. La intensidad es muy cercana a 1kW/m^2 .

3.2.2 INSOLACIÓN

La cantidad total de radiación solar (directa, difusa y reflejada) que se recibe en un punto determinado del planeta, sobre una superficie de 1 m^2 , en un periodo de tiempo (diario, mensual o anual) y para un determinado ángulo de inclinación entre la superficie colectora y la horizontal del lugar, recibe el nombre de insolación. El término deriva de la palabra inglesa *insolation*, la que, a su vez, representa un acrónimo derivado de otras tres palabras del mismo idioma: *incident solar radiation* (radiación solar incidente).

El valor de la insolación en una dada locación debe reflejar el *valor promedio* de la misma.

Se usan diferentes unidades para expresar el valor de la insolación de un lugar. La más conveniente para nuestra aplicación es el Kilowat.hora por metro cuadrado (kWh/m^2), o su valor equivalente en miliwat.hora por centímetro cuadrado (mWh/cm^2). Si la superficie colectora mantiene un ángulo de inclinación fijo, el valor de la insolación en una dada locación depende de las condiciones atmosféricas y la posición del sol respecto del horizonte. La presencia de nubes incrementa la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar. Las zonas desérticas, dada la carencia de nubes, tienen los mayores valores de insolación en el planeta. La posición del sol respecto a la horizontal cambia durante el día y con las estaciones.

El valor de la insolación al amanecer y al atardecer, así como en el invierno, es menor que el del mediodía o el verano.

3.2.3 IRRADIACIÓN

La irradiación es el valor de la potencia luminosa. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos determinan la máxima potencia eléctrica de salida *usando una fuente con una potencia luminosa de 1 kW/m^2* . Este valor, conocido con el nombre de SOL, se ha convertido en un estándar para la industria, facilitando la comparación de paneles de distintos orígenes.

Recordando que $1 \text{ m}^2 = 10.000 \text{ cm}^2$, y que $1 \text{ kW} = 1.000 \text{ W}$, se tiene que:

$$1 \text{ SOL} = 1 \text{ kW/m}^2 = 100 \text{ mW/cm}^2$$

Las dos cantidades son usadas, indistintamente, en las especificaciones de paneles fotovoltaicos.

El valor de la irradiación varía al variar la masa de aire, la que cambia constantemente desde el amanecer al anochecer. Para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel fotovoltaico, se acostumbra a definir el *día solar promedio*.

Este valor es el número de horas, del total de horas entre el amanecer y el anochecer, durante el cual el sol irradiaría con una potencia luminosa de 1 SOL. Supongamos como ejemplo, que el promedio de insolación diaria en una locación es de 5 kWh/m^2 . Si este valor es dividido por un SOL, se obtiene el valor (en horas) del día solar promedio para esa locación y esa inclinación. Ejemplo:

$$\text{Día Solar} = \frac{5 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 5 \text{ h} \quad (3.2)$$

Recordando que los paneles son evaluados usando una intensidad luminosa de un SOL, la duración del día solar promedio representa la cantidad de horas, del total de horas de luz diaria, en que el panel es capaz de generar la potencia máxima de salida especificada por el fabricante.

$$E_{\text{diaria}} = P_p \cdot \text{Día Solar} \quad (3.3)$$

3.3 CONVERSIÓN DE LUZ SOLAR EN ENERGÍA ELÉCTRICA

3.3.1 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica se consigue mediante las celdas solares, por un proceso llamado *efecto fotovoltaico*.

La celda solar posee una estructura similar a la de un diodo, y como tal, los principales componentes que conforman su estructura interna son los materiales semiconductores. Están compuestas básicamente por una capa de semiconductor tipo N y otra capa de semiconductor tipo P.

Los materiales en general pueden clasificarse en conductores, aislantes y semiconductores, de acuerdo con su conductividad eléctrica. La conductividad eléctrica indica el grado de movilidad que presentan los electrones dentro de una sustancia específica.

Los electrones que pueden generar una corriente eléctrica en un material son los que se encuentran en las órbitas exteriores o banda de valencia de los átomos, que tienen menor fuerza de atracción por parte del núcleo y pueden ser liberados de la misma al aplicar una diferencia de potencial al material. Para ser liberado de la fuerza de atracción del núcleo del átomo, la energía suministrada al electrón por el campo eléctrico generado por una diferencia de potencial, deberá ser suficiente para que este salte de la banda de valencia sobre la llamada banda prohibida, hacia la banda de conducción. La siguiente figura muestra la disposición de estas bandas en materiales conductores, aislantes y semiconductores.

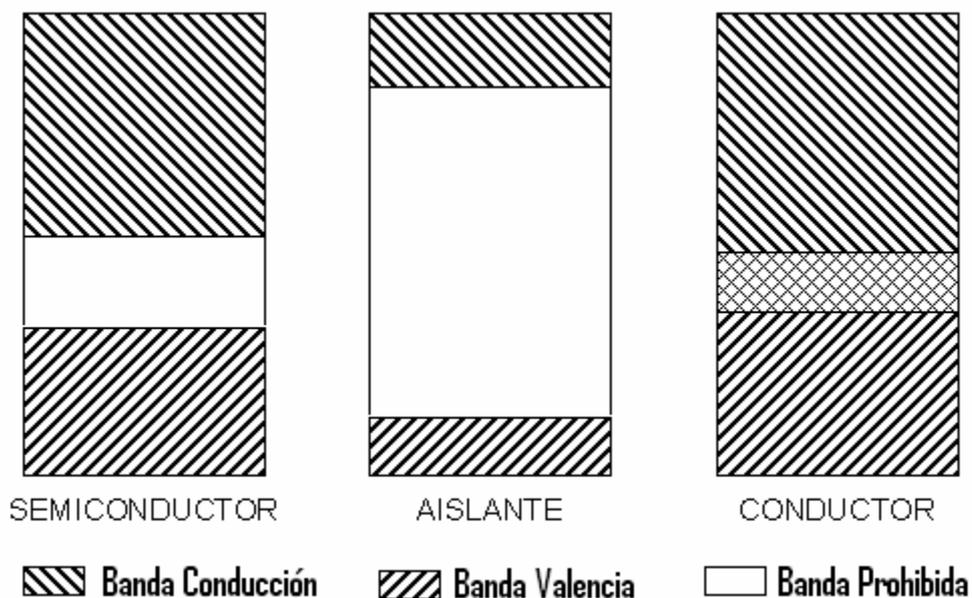


Figura 31: Bandas de Energía en Materiales Semiconductores, Conductores y Aislantes



En materiales conductores las bandas de valencia y de conducción se traslapan por lo que los electrones de la banda externa de valencia tienen mucha movilidad, y pueden saltar de átomo a átomo, aún a la temperatura ambiente. El valor de la conductividad (inversa de la resistividad) es elevado en estos materiales.

En materiales aislantes, aún cuando se apliquen voltajes elevados a la estructura del material, la fuerza que se ejerce sobre los electrones de la órbita externa no es suficiente para permitir que estos atraviesen la banda prohibida y puedan establecer una corriente.

Los materiales semiconductores presentan características intermedias entre conductores y aislantes, el nivel de energía necesario para que los electrones crucen la banda prohibida en estas sustancias es mayor que el necesario en un conductor pero no tan elevado como en el caso de un aislante. El salto de energía entre una banda y otra en un semiconductor es pequeño, por lo que suministrando energía pueden conducir la electricidad y su conductividad puede regularse, puesto que basta disminuir la energía aportada para que sea menor el número de electrones que salte a la banda de conducción; cosa que no puede hacerse con los metales, cuya conductividad es constante o poco variable con la temperatura.

Se puede conseguir un efecto de conversión fotovoltaica en todos los semiconductores; aunque los semiconductores más aptos para la conversión de luz solar son los más sensibles, es decir, aquellos que dan el mayor producto de corriente-voltaje para luz visible (la mayor cantidad de energía transmitida por los rayos solares está en las partes visibles del espectro).

El silicio es el más importante material semiconductor para la conversión fotovoltaica de energía solar. En su forma cristalina pura, este material presenta pocas cargas libres en su interior y una resistividad alta. Mediante un proceso llamado *difusión* se puede introducir pequeñas cantidades de otros elementos químicos, que permiten decrecer el valor inicial de resistividad y crear simultáneamente una región tipo p y una región tipo n, de modo de que se produce una unión p-n.

Un átomo del silicio tiene 4 electrones de valencia, que enlazan a los átomos adyacentes. Sustituyendo un átomo del silicio por un átomo que tenga 3 o 5 electrones de la valencia producirá un espacio sin un electrón (un agujero), o un electrón extra que pueda moverse más libremente que los otros. La creación de agujeros, es alcanzada mediante la incorporación en el silicio de átomos con 3 electrones de valencia, generalmente se utiliza boro. La creación de electrones adicionales es alcanzada incorporando un átomo con 5 electrones de valencia, generalmente fósforo. Este proceso de dopado puede visualizarse en la figura siguiente:

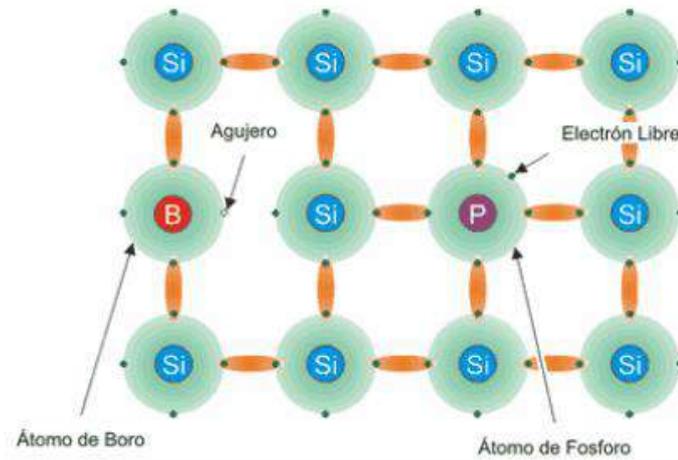


Figura 32: Dopado del Silicio

Los principales componentes de la celda FV son las capas adyacentes de materiales semiconductores tipo P y tipo N que se unen en una zona denominada juntura.

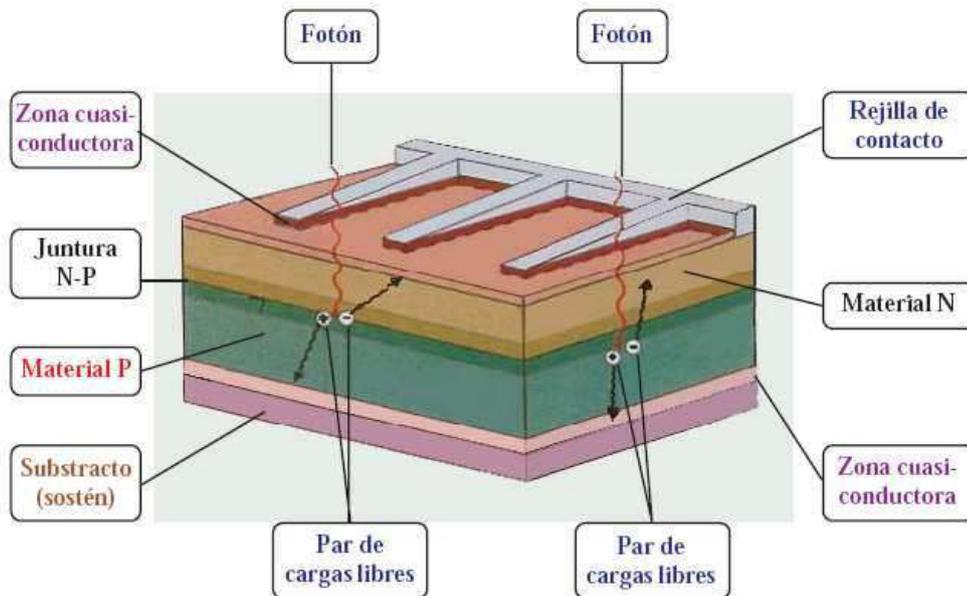


Figura 33: Construcción de la Celda Solar Fotovoltaica

Las cargas mayoritarias en cada semiconductor (electrones de un lado y hoyos del otro) no permanecen inmóviles al realizar la juntura, sino que se desplazan hacia la zona adyacente, donde la concentración es baja. Este desplazamiento de cargas acumula cargas positivas en la zona N y negativas en la zona P, creando una diferencia de potencial en la juntura, la que establece a su vez un campo eléctrico en esta zona.

El proceso migratorio de las cargas continúa hasta que se alcanza un estado de equilibrio, tal como se muestra en la figura:

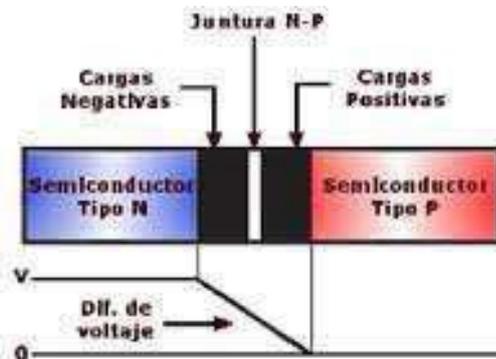


Figura 34: Juntura N-P en Equilibrio

Cuando la luz solar que incide sobre la zona adyacente a la juntura tiene el espectro y nivel de energía requerido por el material, las cargas eléctricas creadas por la luz mediante el efecto fotoconductor serán separadas por la barrera en cargas positivas en un lado y cargas negativas en el otro, creando una diferencia de potencial entre ambas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo de modo que permite producir trabajo útil.

El voltaje generado en la juntura depende del semiconductor empleado. Para las células de silicio este valor es de alrededor de 0,5 V. Como en la unión p-n se genera un campo eléctrico fijo, el voltaje de una celda FV es de corriente continua. La potencia eléctrica generada por la celda FV en un determinado instante, está dado por los valores instantáneos del voltaje y la corriente de salida. El valor de la corriente dependerá del valor de la carga, la irradiación solar, la superficie de la celda y el valor de su resistencia interna.

La superficie del material semiconductor expuesta a la luz tiende a reflejar hasta el 30% de la luz incidente, lo que reduce la eficiencia de conversión de la celda. Para disminuir esta reflectancia, sobre la superficie de la celda se coloca una película de material antireflectante.

3.3.2 EL EFECTO FOTOELÉCTRICO

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un metal o fibra de carbono cuando se hace incidir sobre él una radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general). A veces se incluyen en el término otros tipos de interacción entre la luz y la materia:

- **Fotoconductividad:** es el aumento de la conductividad eléctrica de la materia o en diodos provocada por la luz. Descubierta por Willoughby Smith en el selenio hacia la mitad del siglo XIX.



- **Efecto fotovoltaico:** transformación parcial de la energía luminosa en energía eléctrica. La primera célula solar fue fabricada por Charles Fritts en 1884. Estaba formada por selenio recubierto de una fina capa de oro.

El efecto fotoeléctrico fue descubierto y descrito por Heinrich Hertz en 1887, al observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta que cuando se deja en la oscuridad. La explicación teórica fue hecha por Albert Einstein, quien publicó en 1905 el revolucionario artículo "Heurística de la generación y conversión de la luz", basando su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck. Más tarde Robert Andrews Millikan pasó diez años experimentando para demostrar que la teoría de Einstein no era correcta, para finalmente concluir que sí lo era. Eso permitió que Einstein y Millikan fueran condecorados con premios Nobel en 1921 y 1923, respectivamente. [19]

Se podría decir que el efecto fotoeléctrico es lo opuesto a los rayos X, ya que el efecto fotoeléctrico indica que los fotones luminosos pueden transferir energía a los electrones. Los rayos X (no se sabía la naturaleza de su radiación, de ahí la incógnita "X") son la transformación en un fotón de toda o parte de la energía cinética de un electrón en movimiento. Esto se descubrió casualmente antes de que se dieran a conocer los trabajos de Planck y Einstein (aunque no se comprendió entonces).

3.3.3 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS

Las celdas solares de silicio se elaboran utilizando planchas monocristalinas, planchas policristalinas o láminas delgadas. Se unen capas de silicio tipo p y silicio tipo n, a través de una capa de barrera, que es esencial para el efecto fotovoltaico.

Las planchas monocristalinas (estructura cristalina uniforme) se cortan de un lingote monocristalino que se desarrolla a aproximadamente 1400°C, lo que resulta en un proceso muy costoso. .

Las células de silicio monocristalino se obtienen a partir de silicio muy puro, que se funde en un crisol junto con una pequeña proporción de boro. Una vez que el material se encuentra en estado líquido se le introduce una varilla con un "cristal germen" de silicio, que se va haciendo recrecer con nuevos átomos procedentes del líquido, que quedan ordenados siguiendo la estructura del cristal. De esta forma se obtiene una monocristal dopado, que luego se corta en obleas de aproximadamente 3 décimas de milímetro de grosor. Estas obleas se introducen después en hornos especiales, dentro de los cuales se difunden átomos de fósforo que se depositan sobre una cara y alcanzan una cierta profundidad en su superficie. Posteriormente, y antes de realizar la serigrafía para las interconexiones superficiales, se recubren con un tratamiento antireflexivo de bióxido de titanio o zirconio.

Las planchas policristalinas (estructura cristalina no uniforme) se realizan por un proceso de moldeo en el cual el silicio fundido es vertido en un molde y se lo deja asentar. Entonces se rebana en planchas.

Como las planchas policristalinas son hechas por moldeo implican menores costos de producción, pero no son tan eficientes como las celdas monocristalinas. El rendimiento más bajo se debe a las imperfecciones en la estructura cristalina, resultado del proceso de moldeo.

El otro tipo corresponde a las células amorfas. Como su nombre lo indica, estas células no poseen una estructura cristalina. Precisamente esa simplificación en la estructura conduce a un abaratamiento drástico de las mismas.

Es un hecho que cuando más se aleja la técnica de fabricación de una célula fotovoltaica de la estructura cristalina pura, más defectos estructurales aparecerán en la sustancia semiconductor, los que aumentan la cantidad de cargas libres que son atrapadas, disminuyendo la eficiencia de conversión.

Otro tipo de celda existente en el mercado considera el hecho de que en el semiconductor empleado en la construcción de la misma, se generan cargas libres a partir de solo una parte del espectro luminoso (aquella cuya frecuencia y energía es igual o mayor a la energía de *función de trabajo* del material de la celda). Es por esto que algunas celdas solares se diseñan con multijunturas. Es decir, un conjunto de celdas individuales de distintos materiales, con una sola juntura, que se apilan de forma que la primera celda captura los fotones de alta energía y deja pasar el resto, para que sean absorbidos por las demás células que requieren niveles de energía más bajos. Esto permite aumentar la eficiencia de conversión pero aumenta los costos de producción.

Los dos principales tipos de estructura cristalina disponibles en el mercado pueden ser identificados a simple vista, ya que la estructura cristalina provee una superficie de brillo uniforme, mientras que la policristalina muestra zonas de brillo diferente:

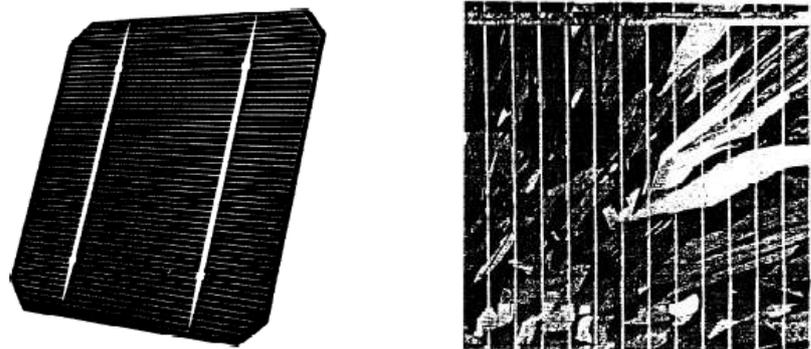


Figura 35: Material Monocristalino y Policristalino

3.4 PANELES SOLARES

3.4.1 ASPECTOS GENERALES

Los *módulos o paneles solares fotovoltaicos* están conformados por un grupo de celdas solares interconectadas entre sí y protegidas contra la intemperie, impactos y corrosión. En la figura se muestra el aspecto físico de un grupo de paneles solares y sus partes principales. [20]

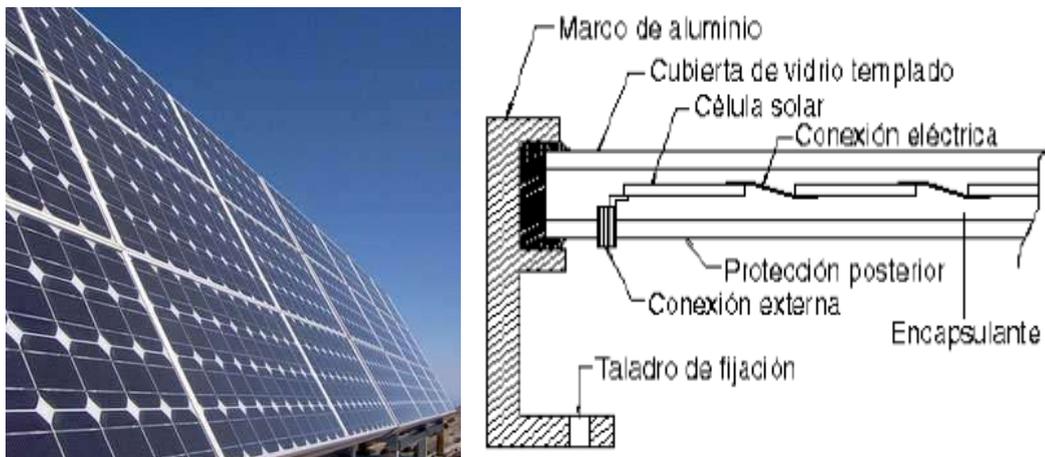


Figura 36: Aspecto Físico y Principales Partes de un Panel Fotovoltaico
Se observa, el conjunto de células está cubierto por elementos que le confieren protección frente a los agentes externos y rigidez para acoplarse a las estructuras que los soportan. Los principales elementos que lo conforman son los siguientes:

- **Encapsulante:** Material que protege las celdas dentro del panel, debe presentar un índice elevado de transmisión de la radiación y baja degradación por efecto de los rayos solares.
- **Cubierta exterior de vidrio templado:** Permite que el panel resista condiciones climatológicas adversas y maximiza la transmisión luminosa, debe soportar cambios bruscos de temperatura.
- **Cubierta posterior:** Constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre las células, haciendo que vuelva a incidir otra vez sobre éstas.
- **Marco de metal:** Se construye generalmente de aluminio lo que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto. En él se encuentran mecanismos que permiten el montaje del panel sobre la estructura de soporte.
- **Caja de terminales:** Incorpora los bornes para la conexión del módulo.
- **Diodo de protección:** Impide daños por sombras parciales en la superficie del panel.

3.4.2 TENSIÓN DE SALIDA

El voltaje de los paneles depende del número de celdas solares que se conecten en serie y de la estructura cristalina del semiconductor usado. El fabricante, teniendo en cuenta este factor, así como el comportamiento anticipado para el caso más desfavorable, decide en el número mínimo de celdas que garantiza la carga efectiva del banco de baterías. Los voltajes nominales son en general 12 o 24 V de corriente continua.

3.4.3 VIDA ÚTIL Y EFICIENCIA

La vida útil de un panel solar fotovoltaico se considera que es entre 25-30 años y la eficiencia de dichos módulos se encuentra generalmente entre 8 y 16%.

Tipo de Panel	Eficiencia (%)	
	Máxima	Comercial
Monocristalino	25	16
Policristalino	20	14
Amorfo	13	8

Tabla 4: Eficiencia de las distintas Tecnologías de Paneles Fotovoltaicos

3.4.4 CURVAS I-V

Si los valores de potencia luminosa y la orientación del panel *permanecen constantes*, la corriente de salida de un panel fotovoltaico *varía con el valor del voltaje en la carga y su temperatura de trabajo*. Esto se debe a las características intrínsecas de los materiales semiconductores.

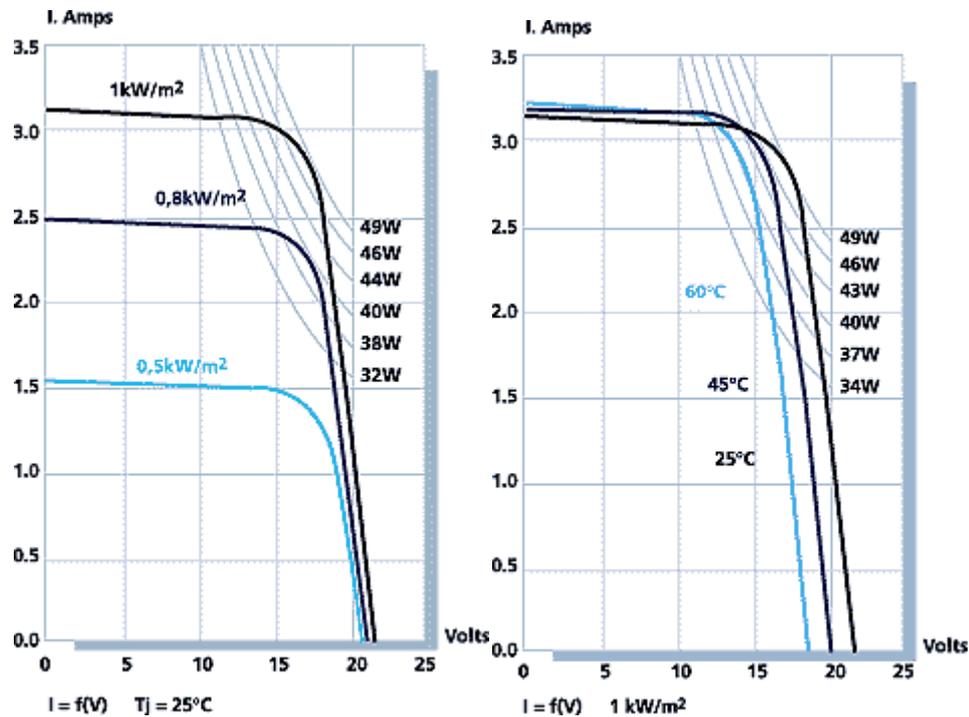


Figura 37: Curvas I-V Características de los Paneles Solares

Si bien se ha seleccionado un panel en particular para esta ilustración, los restantes tienen un comportamiento similar, ya que utilizan celdas de silicio. Puede observarse que el valor máximo para el voltaje de salida corresponde a un valor de corriente nulo (voltaje a circuito abierto), mientras que el valor máximo para la corriente corresponde a un voltaje de salida nulo (salida cortocircuitada). Todas las curvas tienen una zona donde el valor de la corriente permanece *prácticamente constante* para valores crecientes del voltaje de salida, hasta que alcanzan una zona de transición.

A partir de esta zona, pequeños aumentos en el voltaje de salida ocasionan bruscas disminuciones en el valor de la corriente de salida. El comienzo de la zona de transición se alcanza para menores valores del voltaje de salida cuando la temperatura de trabajo se incrementa.

3.4.5 MÁXIMA POTENCIA O POTENCIA PICO

Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida del panel multiplicando los valores correspondientes al voltaje y la corriente para ese punto de la curva I-V. En particular, la potencia de salida es *nula* para dos puntos de trabajo: circuito abierto y cortocircuito, ya que la corriente o el voltaje de salida es nulo. Esto significa que si la salida de un panel es cortocircuitada, éste no sufre daño alguno. Entre estos dos valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo que corresponde a una temperatura de



trabajo de 25°C se denomina “*valor pico*” (W_p) del panel. Es decir, un modulo de 80 W de potencia pico produce 80 Wh si durante una hora recibe la cantidad de radiación para la que fue diseñado.

Para determinar la potencia pico, se usan los valores estandarizados: potencia luminosa de 1 Sol; espectro luminoso correspondiente a M 1,5. Los valores de voltaje y corriente asociados con este máximo (V_p e I_p) son los dados en la hoja de especificaciones para el panel. Estos están ubicados al comienzo de la zona de transición de la curva I-V para la temperatura en consideración.

3.4.6 FACTOR DE DEGRADACIÓN

Para la mayoría de los paneles fotovoltaicos, cuando la temperatura de trabajo *aumenta*, el valor de la potencia de salida *disminuye*. En la práctica, debido a la disipación de calor dentro de las celdas del panel, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo excede los 25°C. Cuando ello ocurre, la potencia de salida nunca alcanza el valor pico especificado por el fabricante. El diseño de un sistema FV debe tener en cuenta esta degradación del panel, a fin de asegurar que los requerimientos eléctricos del sistema pueden ser satisfechos durante los días más calurosos del verano. Para el período invernal, si el mínimo para la temperatura promedio es menor a los 25°C, no se considera ninguna degradación para la potencia de salida pico. La degradación puede ser calculada usando los valores dados por las curvas I-V a alta temperatura, pero este proceso es tedioso e impreciso, dada la pobre resolución de las curvas publicadas por los fabricantes. Por ello es mucho más conveniente usar factores de degradación dados en forma porcentual con relación a la potencia pico.

La mayoría de los paneles, independientemente del tipo de celda, ofrecen un coeficiente de degradación que oscila entre 0,7 y 0,86%.

3.4.7 EFECTO DE LA TEMPERATURA

Tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje a circuito abierto, se ven afectados por la temperatura de trabajo, pero el tipo de variación, así como su magnitud porcentual, son distintos para estos dos parámetros. Si tomamos como referencia los valores a 25°C de la curva I-V, la corriente de cortocircuito *aumenta moderadamente* (+ 1,6% a 50°C; + 3,3% a 75°C), mientras que el voltaje a circuito abierto *disminuye sensiblemente* (- 9,5% a 50°C; - 16,7% a 75°C).

Es por ello que los fabricantes tratan de ofrecer un voltaje de circuito abierto elevado a 25°C, de manera que el incremento en la temperatura de trabajo no impida el proceso de carga de las baterías. Cuando la temperatura de trabajo es menor que 25°C, el voltaje de circuito abierto crece, y la corriente de cortocircuito disminuye.

La temperatura de trabajo que alcanza un panel fotovoltaico obedece una relación lineal dada por la expresión:

$$T_t = T_a + k \cdot R \quad (3.4)$$

Siendo:

T_t : Temperatura de trabajo del panel

T_a : Máxima temperatura ambiente

R: Valor de la radiación solar en mW/cm^2

K: Coeficiente que varía entre 0,2 y 0,4 $^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}^2/\text{mW}$.

Donde k varía dependiendo de la velocidad promedio del viento. Cuando ésta es muy baja, o inexistente, el enfriamiento del panel es pobre o nulo, y k toma valores cercanos o iguales al máximo (0,4). Si la velocidad promedio del viento produce un enfriamiento efectivo del panel, el valor de k será el mínimo (0,2). El valor de R varía entre 80 y $100\text{mW}/\text{cm}^2$. Para locaciones con alto valor de insolación diaria se usa el valor máximo. Si existen nubes pasajeras que reducen el valor de irradiación, el valor de R se reduce a $80\text{mW}/\text{cm}^2$.

El producto kR representa el incremento de temperatura que sufre el panel sobre la máxima temperatura ambiente.

El primer paso en el cálculo de la potencia de salida de un panel fotovoltaico trabajando a una temperatura mayor que los 25°C , es determinar los valores de radiación solar y los parámetros ambientales de viento y temperatura ambiente para la zona en que éste será usado. Una vez conocido este valor, se determina el incremento en la temperatura de trabajo respecto a la de prueba (25°C).

La potencia de salida de un panel trabajando a una temperatura T_t , la calculamos con la siguiente expresión:

$$P_t = P_p - (P_p \cdot \delta \cdot \Delta T) \quad (3.5)$$

Siendo:

P_t : Potencia de salida del Panel a la temperatura de trabajo T_t

P_p : Potencia pico del panel a 25°C

δ : Coeficiente de degradación

ΔT : Incremento de temperatura por sobre los 25°C

3.4.8 FORMA GEOMÉTRICA

El método de fabricación de las celdas solares determina, en gran parte, la forma geométrica de las mismas. La forma geométrica de las celdas, es cuadrada, la superficie del panel será la mínima para un número dado de celdas, ya que el espacio entre ellas es prácticamente nulo. Esto permite la realización de un panel de menor tamaño, lo que abarata algo el costo del mismo y el de su transporte. Un panel de menor tamaño minimiza la superficie requerida para satisfacer la carga del sistema, reduciendo la superficie expuesta al viento. Los paneles modernos tienen celdas cuadradas (o con esquinas redondeadas), los más antiguos tienen celdas circulares.

3.4.9 ENSAMBLE MECÁNICO

Los detalles del ensamblado mecánico de un panel varían con cada fabricante. A pesar de ello existen puntos comunes para todas las realizaciones. Para proteger las celdas, éstas son firmemente adheridas a una superficie de sostén. Esta a su vez, pasa a formar una estructura “sándwich”, con dos capas plásticas de protección, una en la parte superior (translúcida y con protección a los rayos ultra-violetas) y otra en la parte inferior. El frente del panel (zona expuesta a la luz solar), tiene un vidrio templado (resistente al impacto) que protege a las celdas de los agentes meteorológicos (lluvia, granizo, nieve, polvo) y los golpes. El vidrio usado tiene un bajo contenido de plomo, para no reducir la transmitividad de la luz a través del mismo. La parte posterior tiene una capa dieléctrica (aisladora) y una cubierta de protección. Un marco de aluminio sirve para dar rigidez mecánica al conjunto, facilitando a su vez el montaje del panel al soporte. El marco exterior es de aluminio para evitar su deterioro por oxidación. Varios agujeros, ubicados en distintas partes de su perímetro, hacen innecesario el uso de máquinas de perforar, evitando el riesgo de dañar, accidentalmente, el panel FV.

En la parte trasera del panel se encuentran los contactos eléctricos. Las versiones más modernas tienen una caja de plástico, con tapa removible y agujeros laterales para la entrada y salida de los cables de conexión. Tanto la tapa como los agujeros laterales están diseñados para brindar protección ambiental y permitir un mejor anclado mecánico para los cables de conexión. Dentro de la caja se hallan dos bornes de salida. El terminal positivo tiene el símbolo (+), o una marca de color rojo; el negativo tiene el símbolo (-), o una marca de color negro.

3.4.10 DIODOS

Los diodos son componentes electrónicos que permiten el flujo de corriente en una única dirección. En los sistemas fotovoltaicos generalmente se utilizan de dos formas: como diodos de bloqueo y como diodos de bypass.

Los diodos de bloqueo impiden que la batería se descargue a través de los paneles fotovoltaicos en ausencia de luz solar. Evitan también que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. Generalmente no son necesarios en sistemas que funcionan a 24 V o menos.

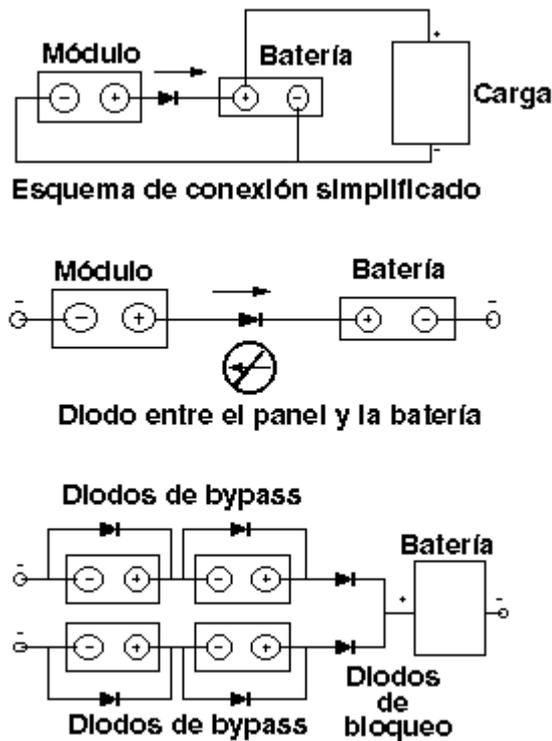


Figura 38: Esquema de Conexión de Diodos

Mientras que los diodos de bloqueo evitan que un grupo de paneles en serie absorba flujo de corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra. [21]

3.5 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Un aspecto fundamental es cerciorarse de que ningún objeto proyecte su sombra sobre los módulos, al menos en las horas centrales del día.

La orientación de los módulos se define a partir de dos ángulos principales:

- Ángulo azimutal de la superficie (δ): ángulo entre la proyección de la normal a la superficie en el punto horizontal y la dirección sur-norte (para localizaciones en el hemisferio norte) o norte-sur (para localizaciones en el hemisferio sur).
- Inclinación (β): ángulo entre el plano de la superficie a considerar y la horizontal.

La máxima captación en los colectores solares con estructura y orientación fija, se logra colocando los módulos dirigidos hacia el Sur en el caso de una región en el hemisferio Norte, y hacia el Norte en el caso de ubicaciones en el hemisferio Sur ($\delta = 0^\circ$). Esta configuración permite balancear las posibilidades de captación entre la mañana y la tarde si se suponen características similares de irradiación. Aunque una variación de hasta 30° en el azimutal puede provocar variaciones mínimas de alrededor de 1%. Con dicha orientación ($\delta = 0^\circ$), la máxima captación en promedio



anual se obtiene inclinando los paneles un ángulo igual a la latitud de la región en que se instalan. Las variaciones en la inclinación de $\pm 15^\circ$ respecto al ángulo óptimo produce una reducción aproximada del 2,5% en la capacidad de captación del panel.

Si se desea maximizar la captación de energía en las mañanas, el panel deberá orientarse al Este ($\delta \approx -75^\circ$) con una inclinación mayor de la acostumbrada (mayor que la latitud). En lugares en que existe asimetría de radiación solar en las mañanas y en las tardes, por ejemplo por el aumento de nubosidad en las tardes, provocan que el máximo de captación, no se logre con azimutal = 0° , sino con una orientación ligeramente hacia este.

En cualquier caso es recomendable una inclinación mayor de 10° , para que el agua de lluvia pueda circular adecuadamente sobre el panel. Si se asumen algunas pérdidas, en muchos casos pequeñas, se tiene un abanico más amplio de posibilidades de orientación, lo que puede facilitar la instalación y mantenimiento de los módulos.

CAPÍTULO 4: GENERACIÓN ELÉCTRICA EÓLICA

4.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El uso más antiguo de la energía eólica del que se tiene documentación es como medio de locomoción. Existen dibujos egipcios, de 5000 años de antigüedad, que muestran naves con velas utilizadas para trasladarse por el Nilo. Hasta el siglo XIX, con el perfeccionamiento e introducción de las máquinas de vapor, la navegación dependió casi exclusivamente de este recurso energético. Ya en el siglo XX, con la invención de los motores de combustión interna, la navegación a vela quedó relegada solo a las actividades deportivas y a algunas actividades comerciales en pueblos costeros. Fue a partir de los ochenta del siglo pasado, cuando este tipo de energía limpia sufrió un verdadero impulso motivado por los aumentos de los precios del petróleo de los años 1973 y 1979.

Las primeras máquinas eólicas de las que se tiene documentación datan del siglo VI d.c.. Eran de eje vertical y se las utilizaba para moler granos y bombear agua en la región de Sijistán, entre Irán y Afganistán. Existen indicios, aunque no demostrados, de que el uso de estos molinos, denominados panémonas, se remonta según distintos autores a entre 200 y 500 años antes de nuestra era. [22]

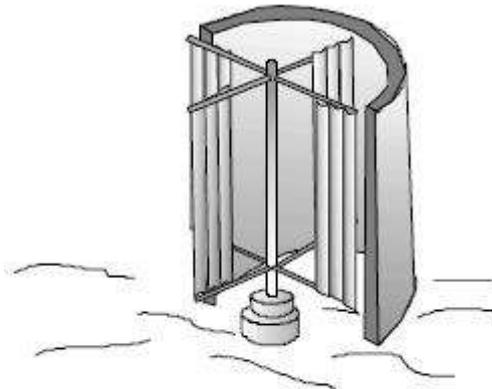


Figura 39: Molino Panémona

Con posterioridad, y especialmente en las islas griegas del Mediterráneo, se desarrollaron molinos de viento de eje horizontal cuya principal característica fue la utilización de velas triangulares a modo de palas y fueron utilizados en la isla griega de Mykonos para moler granos. Es de destacar que este tipo de diseño permite ajustar la superficie de captación, según la velocidad del viento, arrollando las velas en sus "mástiles".



Figura 40: Molinos Griegos en la Isla Mykonos

En el siglo XI d.c. los molinos de viento eran extensivamente utilizados en el Medio Oriente. Recién en el siglo XIII y como consecuencia de las Cruzadas fueron introducidos en Europa. Durante la Edad Media se construyeron muchos molinos llegando al extremo de que los señores feudales se reservaban el derecho de autorizar su construcción, como modo de obligar a sus súbditos a moler los granos en los molinos de su propiedad. Plantar árboles cerca de ellos estaba prohibido pues debía asegurarse la libre incidencia del viento.

En el siglo XIV los holandeses tomaron el liderazgo en el mejoramiento de los molinos y comenzaron a utilizarlos extensivamente para drenar las regiones pantanosas del delta del río Rin. A fines del siglo XV se construyeron los primeros molinos de viento para la elaboración de aceites, papel y procesar la madera en aserraderos. A comienzos del siglo XVI se empezaron a utilizar para el drenaje de "polders", empleándose máquinas de hasta 37 kW (50 HP) cada una.

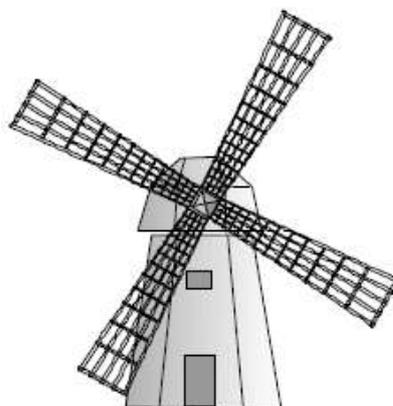


Figura 41: Molino Holandés

A mediados del siglo XIX cerca de 9000 molinos operaban en Holanda con diferentes propósitos, algunos de hasta 65 kW (90 HP). Con la introducción de las máquinas de vapor durante la Revolución Industrial comenzaron a declinar y menos de 1000 máquinas estaban en condiciones de operación a mediados del siglo XX.

En Dinamarca, al finalizar el siglo XIX, cerca de 3000 molinos eran utilizados con fines industriales y cerca de 30.000 en casa y granjas, proveyendo una potencia equivalente a 200 MW.

Como en otras regiones del mundo la aparición de alternativas más baratas de abastecimiento energético hizo que paulatinamente fueran reemplazándose por máquinas térmicas o motores eléctricos alimentados desde las redes. Procesos similares tuvieron lugar en otras regiones del mundo, haciendo que el uso del recurso eólico quedase relegado a satisfacer necesidades puntuales en medios rurales o comunidades aisladas, sin ninguna participación en el mercado energético.

4.2 EL VIENTO

4.2.1 CAUSAS GENERALES

Debido a la acción de las diferencias de presión atmosférica, continuamente variables, que existen sobre nuestro planeta, el aire no puede estar nunca en reposo y se desplaza prácticamente sin cesar. La corriente correspondiente constituye el viento. *El viento se define por su dirección y su velocidad.*

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

Los vientos son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte de la radiación solar, entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. Es por esto que se considera a la energía eólica como una clase de energía solar o derivada de la misma.

De día, las masas de aire sobre los océanos, los mares y los lagos se mantienen frías con relación a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales.

Los continentes absorben una menor cantidad de luz solar, por lo tanto el aire que se encuentra sobre la tierra se expande, y se hace por lo tanto más liviana y se eleva. El aire más frío y más pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente. [23]



Figura 42: Ciclo de las Corrientes de Aire

4.2.2 CLASIFICACIÓN DE VIENTOS

Los vientos pueden clasificarse en tres clases principales:

1) Vientos dominantes:

La circulación atmosférica general ha sido estudiada por numerosos autores, particularmente por Rossby. Tiene lugar fundamentalmente en la troposfera, zona inferior de la atmósfera, que contiene los 4/5 de la masa de ésta y cuyo espesor alcanza los 7 km en el polo y 17 km en el ecuador. Tiene su origen en dos causas principales:

- La radiación solar, más intensa en el ecuador que en los polos que es el factor más importante;
- La rotación de la tierra que produce una desviación de los vientos, hacia la derecha en el hemisferio Norte y hacia la izquierda en el hemisferio Sur y, por efecto centrífugo, una sobre elevación de la altura de la atmosfera en el ecuador.

La circulación general en la atmósfera, por término medio, puede representarse esquemáticamente al nivel de la superficie terrestre en una sección que contiene un plano meridiano:

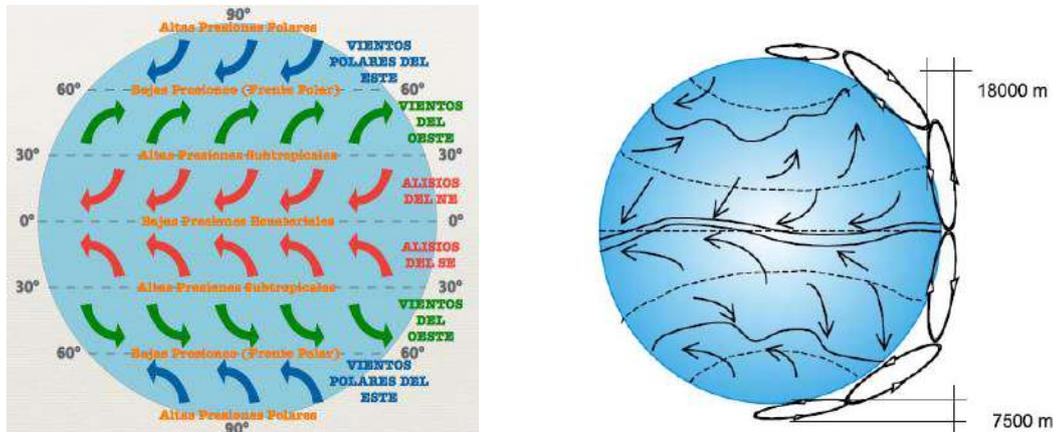


Figura 43: Circulación General Atmosférica

En cada hemisferio se pueden distinguir tres núcleos más o menos individualizados: tropical, templado o subtropical y polar.

Los núcleos tropicales a ambas partes del ecuador están separados entre sí por la zona de las calmas y bajas presiones ecuatoriales. Los núcleos templados están separados de los anteriores por zonas de altas presiones subtropicales y de los núcleos polares por ejes de depresión situados hacia los paralelos de latitud de 60°.

Claramente, el esquema presentado no es perfecto. El desigual calentamiento de los océanos y continentes, la existencia del relieve y las variaciones de las estaciones implican deformaciones y una partición de las zonas de altas y bajas presiones.



Zonas de calmas y bajas presiones ecuatoriales

La radiación solar determina un movimiento de convección de las masas de aire. El aire recalentado sube. El vapor de agua que contiene se condensa como consecuencia del enfriamiento y origina las precipitaciones. Aparece al nivel de los océanos una zona de depresiones con vientos prácticamente nulos. Es la zona que los navegantes denominan “calma chicha”.

Zonas tropicales

La zona de depresión ecuatorial se alimenta básicamente por corrientes de aire procedentes de regiones tropicales vecinas: los vientos alisios. El aire caliente de las regiones ecuatoriales regresa cuando ha alcanzado una altura suficientemente alta en su movimiento convectivo hacia los trópicos, bajo la forma de una contracorriente, constituida por los vientos contralisios.

Zonas de calmas y altas presiones subtropicales

Los contralisios comienzan un movimiento de descenso hacia el paralelo de 30°, asegurando así la alimentación en el suelo de los vientos alisios. Esto produce la aparición en la superficie del globo de dos zonas más o menos continuas de altas presiones. Las precipitaciones son raras en estas regiones debido a que el movimiento de descenso se opone al movimiento de convección del aire. Los principales desiertos se encuentran principalmente en estas zonas: Sáhara, Libia, Arabia, Gobi, Méjico en el hemisferio Norte y Kalahari y Australia en el hemisferio Sur.

Zonas templadas

Las zonas de los vientos del Oeste se encuentran en los dos hemisferios y su circulación es menos regular que en las zonas tropicales. En efecto, masas de aire de origen tropical o polar penetran con frecuencia en esta región. El encuentro de estas masas de aire de caracteres físicos diferentes origina la aparición de formaciones nubosas. La zona de contacto se llama frente frío si se trata de desplazamiento de aire cálido por el aire frío y frente cálido en el caso contrario.

Los frentes fríos, cuya pendiente es más fuerte, se acompañan de precipitaciones que pueden ser bastante fuertes y de baja temperatura. Los frentes cálidos se manifiestan por la aparición de nieblas con la elevación de temperatura.

Zonas polares

En las proximidades de los polos, como consecuencia de la débil radiación recibida, se encuentra, como en la zona subtropical, un movimiento de subsidencia de las masas de aire que se traduce en altas presiones en la superficie del suelo y precipitaciones reducidas. Estas áreas anticiclónicas dirigen hacia las zonas de depresión de los paralelos 60° un flujo, aproximadamente de dirección Este.

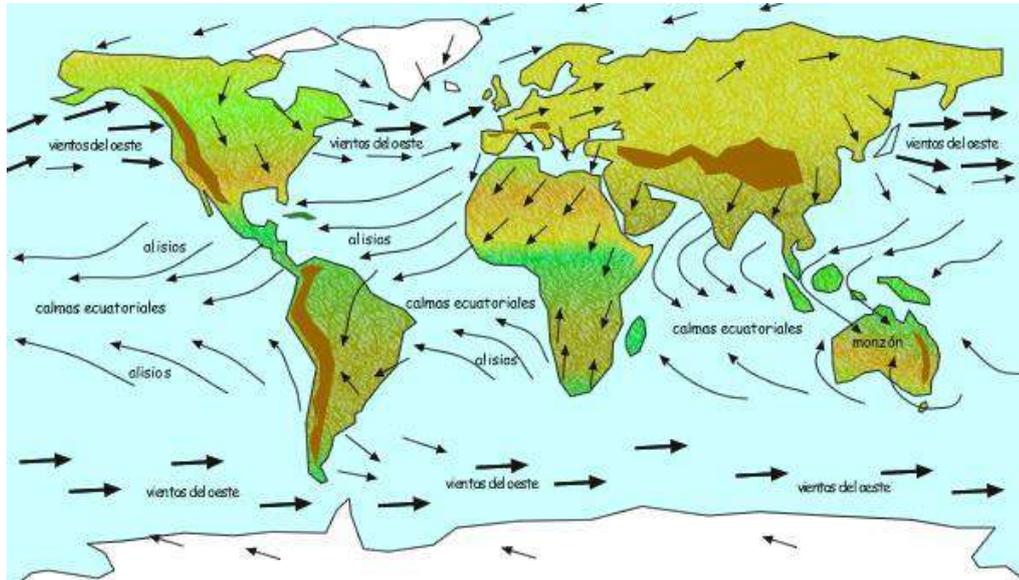


Figura 44: Circulación de los Vientos Globales

2) Vientos Estacionales

Los vientos estacionales se producen debido a que el aire sobre la tierra es más caliente en verano y más frío en invierno, en comparación con el aire presente en el océano cercano en la misma estación.

Es por esto que, en el verano, los continentes presentan vientos más fríos que provienen del mar; y en invierno se producen vientos más calientes que van hacia los océanos desde los continentes.

3) Vientos Locales

Ocurren por las variaciones diarias de temperatura entre la tierra y el agua, las que se dan principalmente en verano. La tierra, debido a la presencia del sol, se calienta más rápidamente que el mar durante el día. El aire caliente que proviene de la tierra se eleva, dirigiéndose hacia el mar, y es reemplazado a nivel del suelo por el aire frío del mar. Esto produce vientos llamados “Brisas Marinas” explicadas en la sección “vientos estacionales”.

Durante la noche se produce lo contrario. La tierra está más fría que el mar, lo que origina que el aire frío descienda sobre la tierra y se dirija hacia el mar. El aire marino que ahora está más caliente, se eleva y es reemplazado por el aire frío de la tierra. Estos vientos son conocidos con el nombre de “Brisas Terrestres”. Estas brisas son de menor velocidad que las anteriores, debido a que en la noche existen menores diferencias de temperatura entre la tierra y el mar.

Estas brisas generadas por las diferencias de temperatura pueden llegar hasta unos 50 km. tierra y mar adentro.

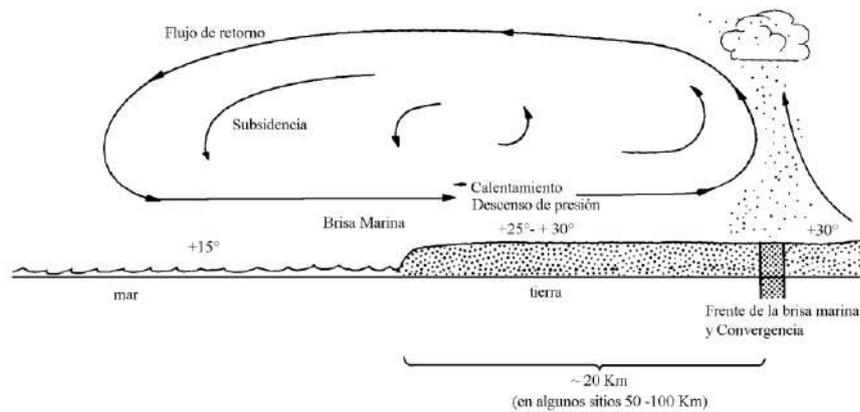


Figura 45: Circulación de los Vientos en un día de Verano

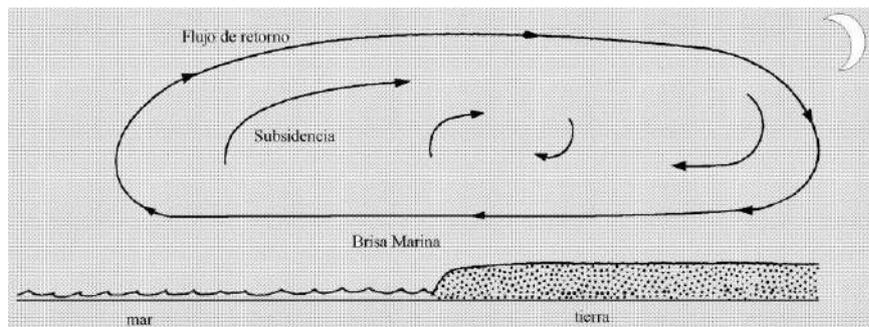


Figura 46: Circulación de los Vientos en una Noche de Invierno

4.2.3 DIRECCIÓN

El viento sopla en principio desde las zonas de presiones altas hacia las zonas de bajas presiones. Sin embargo, en las latitudes medias y altas, su dirección se modifica por la rotación de la tierra. El viento entonces toma una dirección paralela a las isóbaras, en sentido contrario a las agujas del reloj, alrededor de las áreas ciclónicas y en sentido directo alrededor de las áreas anticiclónicas. En el hemisferio sur, los sentidos son los inversos de los citados (figura circulación atmosfera).

La dirección del viento se designa por el lado desde donde sopla. Se dice que el viento es de dirección oeste si la corriente de aire viene del oeste. Esta dirección viene determinada por la veleta.

La dirección del viento varía continuamente alrededor de una dirección media. Los registros diarios permiten establecer para cada lugar un diagrama polar que permite conocer los tiempos relativos expresados en tanto por ciento, durante los cuales el viento ha soplado en una dirección determinada denominado rosa de las velocidades

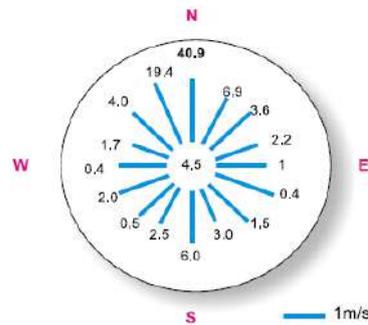


Figura 47: Rosa de velocidades

4.2.4 VELOCIDAD

La intensidad es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el lugar de origen del viento y el de su llegada.

Se ha establecido una escala, llamada Beaufort, que clasifica los vientos en función de su velocidad, en 17 categorías.

Grados Beaufort	Nudos		m/s		km/h		Descripción	Presión s/superficie Plano en daN/m ²	
	de	a	de	a	de	a		de	a
0	<	1	0	0.2	<	1	Calma		
1	1	3	0.3	1.5	1.0	3.0	Ventolina	0.0	0.3
2	4	6	2.1	3.1	7.4	11.1	Brisa Suave	0.6	1.2
3	7	10	3.6	5.1	13.0	18.5	Brisa Leve	2	3
4	11	16	5.7	8.2	20.4	29.7	Brisa Moderada	4	9
5	17	21	8.8	10.8	31.5	38.9	Viento Refrescante	10	15
6	22	27	11.3	13.9	40.8	50.0	Viento Fuerte	17	25
7	28	33	14.4	17.0	51.9	61.2	Viento muy Fuerte	27	38
8	34	40	17.5	20.6	63.0	74.1	Temporal	40	55
9	41	47	21.1	24.2	76.0	87.1	Temporal Fuerte	58	76
10	48	55	24.7	28.3	89.0	101.9	Temporal muy Fuerte	79	104
11	56	63	28.8	32.4	103.8	116.8	Tempestad	108	137
12	64	71	32.9	36.5	118.6	131.6	Huracán	141	174
13	72	80	37.1	41.2	133.4	148.3		179	220
14	81	89	41.7	45.8	150.1	164.9		226	273
15	90	99	46.3	51.0	166.8	183.5		279	338
16	100	108	51.5	55.6	185.3	200.1		344	402
17	109	118	56.1	60.7	202.0	218.7	Ciclón	409	480

Tabla 5: Clasificación de los Vientos en Función de su Velocidad (Escala Beaufort)

La última columna indica la presión media en daN/m² sobre superficies planas dispuestas perpendicularmente al viento, calculada por la fórmula: $p = 0,13 \cdot V^2$, siendo V la velocidad en m/s.

Las velocidades máximas se dan en los ciclones tropicales (no son raras velocidades de 150 a 200 km/h) y cerca de los 45° de latitud sur.

La siguiente tabla describe los fenómenos observables según la intensidad de los vientos expresados en grados Beaufort.



Intensidad del viento en grados Beaufort	Criterio de apreciación	
	en el mar	en tierra
0	La mar está en calma.	El humo se eleva verticalmente.
1	Formación de rizos con aspecto de escamas, pero sin espuma en la cresta.	El viento inclina el humo, pero no hace girar las veletas.
2	Rizos todavía cortos, pero más pronunciados. Crestas con aspecto cristalino, pero no se rompen.	Las hojas se mueven. El aire se siente en el rostro.
3	Grandes rizos. Las crestas comienzan a romper. Espuma de aspecto cristalino. Aparición de "cabrillas" sueltas.	Las hojas y las ramas pequeñas se mueven continuamente.
4	Las olas cortas se alargan. Las "cabrillas" cada vez más densas.	El viento levanta el polvo y las hojas. Las ramas se agitan.
5	Olas moderadas, tomando una forma más acentuada. Numerosas "cabrillas".	Los árboles pequeños frondosos empiezan a balancearse.
6	Comienzan a formarse grandes olas. Las crestas con espuma blanca se forman por todas partes. Brumazones.	Se mueven las ramas grandes. Vibran los cables eléctricos. Resulta difícil usar paraguas.
7	La mar se engruesa y la espuma blanca de las olas comienza a desaparecer en regueros.	Los árboles se agitan. Se hace molesto caminar cara al viento.
8	Olas altas de longitud mayor. Las crestas comienzan a pulverizarse en brumas. La espuma se escapa en regueros bien marcados.	Se rompen las ramas pequeñas de los árboles. Se hace difícil caminar.
9	Las olas muy altas comienzan a romperse. Regueros densos de espuma. Las brumas reducen la visibilidad.	Las ramas medianas de los árboles se quiebran.
10	Se rompen violentamente las olas muy altas. Masas de espuma en regueros muy densos. La superficie del agua se encuentra toda blanca. Visibilidad muy débil.	Los árboles son arrancados de cuajo y resultan dañadas las techumbres.
11 y mayores		Destrozos extensos. Techumbres arrancadas, etcétera.

Tabla 6: Intensidad del Viento en Grados Beaufort Según Criterio de Apreciación



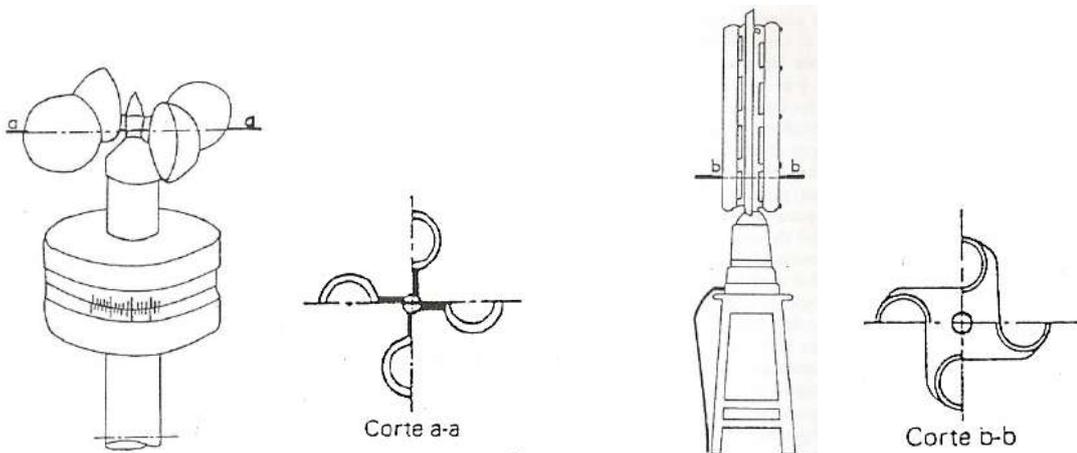
4.2.5 MEDIDAS ANEMOMÉTRICAS

La velocidad del viento se mide con anemómetros. Existen varios tipos de ellos. Podemos clasificarlos en tres categorías principales: anemómetros de rotación, anemómetros de presión y otros. [23]

a) Anemómetros de rotación

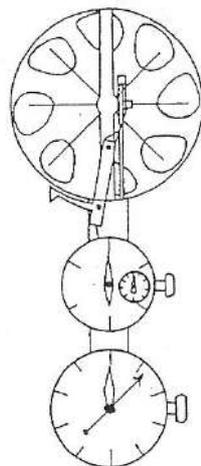
Los tipos más conocidos son los de cucharilla de Papillón y Robinson, el anemómetro de aletas oblicuas de Jules Richard y el anemómetro de canales de Ailleret construido por la "Compagnie des Compteurs".

Los primeros se encuentran prácticamente en todas las estaciones meteorológicas, mientras que el anemómetro Richard, más sensible, es principalmente un aparato de laboratorio.

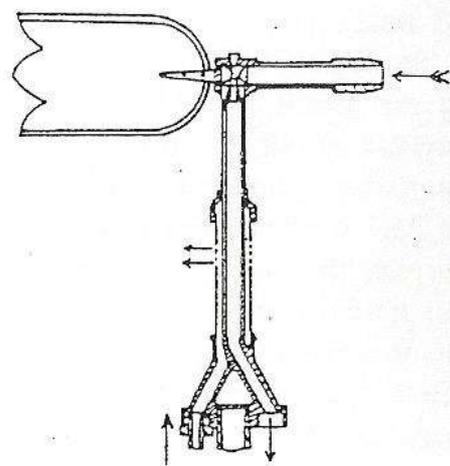


Anemómetro Papillón

Anemómetro Ailleret



Anemómetro Jules Richard



Anemómetro Dines

Figura 48: Anemómetros de Rotación

b) Anemómetros de presión

Citaremos el anemómetro de bola y de cuadrante, los anemómetros de tubo de Pitot (por ejemplo el anemómetro Dines), los anemómetros de ráfagas ERA de la Electrical Research Assosiation y el anemómetro Best Romani.

Los anemómetros de ráfagas Era y Best Romani han sido concebidos para medir los vientos de rápida variación de intensidad.

En los anemómetros ERA, el empuje del viento se ejerce sobre esferas y produce desplazamientos horizontales o verticales.

El anemómetro Best Romani, utilizado en Francia, lleva un cilindro rugoso. La fuerza que actúa sobre el cilindro, se determina en magnitud y dirección por medio de galvanómetros registradores. Estos reciben la corriente que procede de calibres de resistencia colocados sobre láminas influidas por el movimiento del cilindro y perpendiculares entre sí.

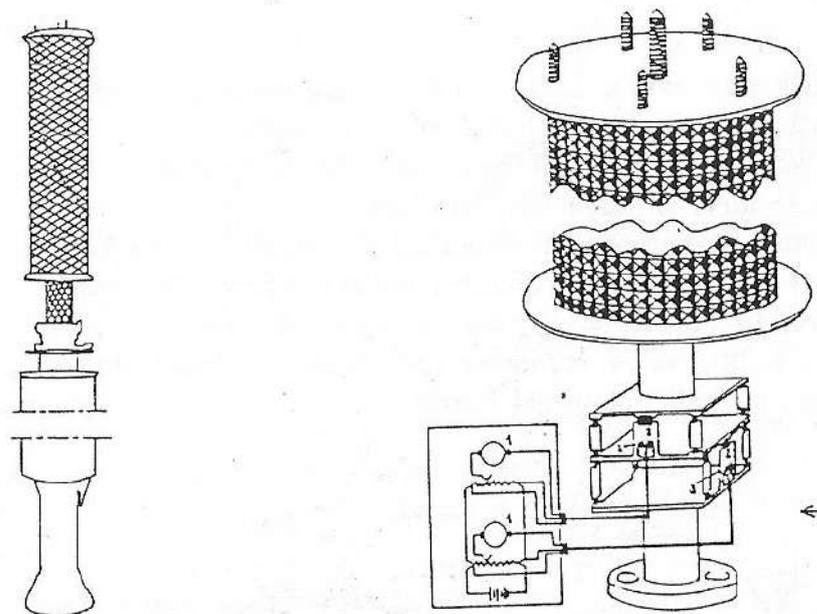


Figura 49: Anemómetro Best Romani

Principio de Funcionamiento

- 1- Galvanómetro
- 2- Lámina flexible
- 3- Banda extensométrica

Los anemómetros Best Romani tienen apreciaciones de tiempo inferiores a la décima de segundo y permiten un registro de la velocidad casi instantáneo.

c) Otros:

Además de los aparatos citados anteriormente, se pueden utilizar el anemoclinómetro IMFL, el anemómetro de variación de sección y el anemómetro de hilo caliente.

4.2.6 VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DEL VIENTO

Intervalos de tiempo cortos

Los registros anemométricos muestran que la velocidad instantánea del viento varía continuamente en magnitud y dirección. En intervalos de tiempo muy cortos, como un segundo, la velocidad puede doblar y la dirección puede variar considerablemente.

El movimiento del aire puede considerarse como la superposición de un viento de velocidad uniforme y de turbulencias. [23]

Un remolino simple cuya velocidad tangencial es ΔV , arrastrado por la corriente uniforme V_m da origen a una oscilación de velocidad y dirección según la fórmula:

$$\vec{V} = \vec{V}_m + \Delta \vec{V} \quad (4.1)$$

Siendo:

V: Velocidad Instantánea de Viento

V_m : Velocidad Uniforme de la Corriente de Aire

ΔV : Velocidad Tangencial de un Remolino

Cuando V_m y ΔV son del mismo sentido, la velocidad es máxima. Cuando V_m y ΔV son de sentido opuesto, la velocidad es mínima.

La relación $\Delta V/V_m$ varía habitualmente entre 0,3 y 0,4.

En la hipótesis de que ΔV sea constante, podemos escribir:

$$\vec{V}_{\max} = \vec{V}_m + \Delta \vec{V}$$

$$\vec{V}_{\min} = \vec{V}_m - \Delta \vec{V}$$

De aquí se deduce:

$$V_m = (V_{\max} + V_{\min}) / 2$$

$$\Delta V = (V_{\max} - V_{\min}) / 2 \quad (4.2)$$

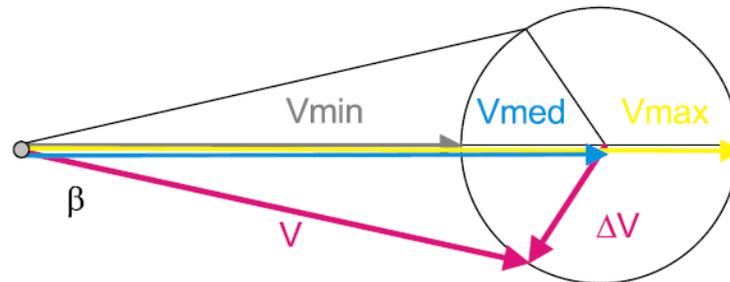


Figura 50: Diagrama Vectorial de Velocidades de Viento

Si se designa por β , el valor máximo que puede tomar el ángulo que forma \vec{V}_m con la dirección de la velocidad instantánea \vec{V} , la oscilación en dirección puede calcularse por la expresión:

$$\text{sen}\beta = \frac{\Delta V}{V_m} \quad (4.3)$$

Las desviaciones en dirección en el sentido vertical son de 5 a 10 veces más pequeñas que las desviaciones en dirección horizontal.

Las fluctuaciones más molestas son, por lo tanto, los cambios de dirección que tienen lugar en el plano horizontal.

Influencia de la altura respecto al suelo

El aumento de la velocidad del viento a medida que nos separamos del suelo, es un fenómeno bien conocido. [23]

La reducción de la velocidad en las proximidades del suelo se debe a la frenada que experimenta el aire debido a la vegetación, las construcciones y obstáculos de todas las clases.

Las determinaciones meteorológicas nos demuestran que el crecimiento relativo de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo varía de un punto a otro.

Distintos autores han propuesto la siguiente expresión para representar la ley de variación de la velocidad del viento:

$$\frac{V_1}{V_2} = \left[\frac{h_1}{h_2} \right]^\alpha \quad (4.4)$$

Ley de Variación Exponencial

Siendo:

V_2 : Velocidad a la altura h_2

V_1 : Velocidad a la altura h_1

h_1 : Altura de Referencia

h_2 : Altura a Extrapolar

α : Coeficiente que varía desde 0,1 a 0,4

Generalmente se toma para h_1 el valor de 10 m; La variación de la velocidad con la altura se puede representar también por una ley logarítmica:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\text{Ln}\left(\frac{h_2}{Z_0}\right)}{\text{Ln}\left(\frac{h_1}{Z_0}\right)} \quad (4.5)$$

Siendo:

Z_0 : Longitud relativa a la rugosidad del suelo

Hay que considerar las alturas h_1 y h_2 , no como relativas al suelo, sino respecto a un nivel de viento nulo. Por ejemplo, este nivel coincide con la cima de los tallos de los cereales. En una selva, este nivel es el que corresponde a la altura que alcanzan los ramajes de los árboles. La siguiente tabla indica valores de Z_0 y α en función de rugosidades diversas.

Tipo de terreno	Z_0 [m]	α
Liso (mar, arena, nieve)	0,001-0,02	0,10-0,13
Moderadamente rugoso (hierva corta, campos de trigo u otros cereales, regiones rurales)	0,02-0,3	0,13-0,20
Rugoso (bosques, barrios)	0,3-2	0,20-0,27
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	2-10	0,27-0,40

Tabla 7: Z_0 y α en Función de Rugosidades Diversas

Para el valor de α , F. Warne y P.C. Calnan han establecido la relación siguiente entre los valores de Z_0 y α :

$$\alpha = 0,04 \cdot \ln Z_0 + 0,003 \cdot (\ln Z_0)^2 + 0,24 \quad (4.6)$$

Como la energía susceptible de ser captada, es proporcional al cubo de la velocidad, se deduce que la relación entre las energías disponibles a h_1 metros y a h_2 metros sobre el suelo viene dada por la expresión:

$$\frac{E_2}{E_1} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^{3\alpha} \quad \text{Con } 0,30 < 3\alpha < 1,20 \quad (4.7)$$

Siendo:

E_2 : Energía Susceptible de ser Captada a la Altura h_2

E_1 : Energía Susceptible de ser Captada a la Altura h_1

Por tanto, será de gran importancia, para recoger el máximo de potencia, colocar el motor eólico lo más alto posible.

Influencia del relieve en la intensidad de los vientos. Elección del lugar

La intensidad de los vientos está influida por el relieve. Generalmente, la velocidad del viento es más elevada sobre las colinas que en el fondo de los valles.

Las colinas situadas cerca de las costas son lugares favorables para la implantación de instalaciones eólicas, principalmente cuando están desnudas y son de pendiente suave y progresiva. Las colinas y escarpados de pendiente muy fuerte son, por el contrario, mucho menos favorables debido a los torbellinos que originan.

Hay que señalar que el viento es muy rápido en las vertientes de las colinas tangentes a la dirección de aquel. Estos lugares convienen si la dirección del viento queda casi constante durante todo el año. Pero como última alternativa, la cima de la colina es mejor para la producción de energía eólica.

Los acantilados de pendiente moderada son también muy favorables, especialmente cuando son perpendiculares a la dirección del viento. Según Wegley, Orgell y Drake del Batelle Institute (EEUU), los mejores lugares están situados entre 0,25 y 2,5 veces la altura del acantilado a partir de la orilla. Una buena estrategia consiste en colocar el aerogenerador cerca de la orilla. Así estamos seguros de que el rotor girará por encima de la zona de turbulencia.



Figura 51: Aerogeneradores en los Acantilados de Tracia (Sureste Europa- Bulgaria)
Se debe tener cuidado al instalar turbinas eólicas sobre los acantilados o colinas con pendientes mayores a 30 ° porque sobre tales obstáculos se producen a veces una



considerable turbulencia. Turbulencia que provoca importantes fatigas en las palas de máquina de viento.

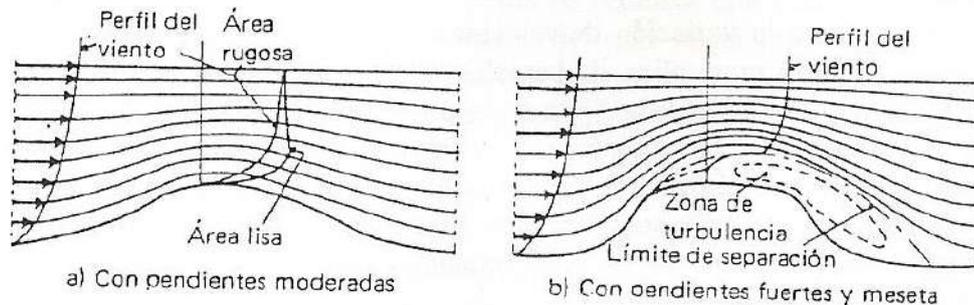


Figura 52: Influencia del Relieve en la Velocidad del Viento

4.2.7 ESTUDIO ESTADÍSTICO DE LOS VIENTOS. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Dadas las características tan dispersas y aleatorias del viento, la manera más conveniente de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no, es utilizando la estadística. Para ello se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución llamada curva de distribución de velocidades o de frecuencias de ocurrencia. Permiten visualizar como se distribuye la intensidad del viento y que rango de velocidades ocurren con mayor frecuencia.

Una integración de la curva de distribución de velocidades, da la curva de duración de los vientos, de persistencia o de probabilidad acumulada. Las ordenadas representan el tiempo durante el cual el viento es igual o superior al indicado por la abscisa. La suma de las frecuencias relativas es el 100% del período.

La curva anual de distribución de velocidades, es imprescindible para evaluar el potencial eólico disponible de un lugar. Cruzando esta información con la curva de potencia generada en función de la velocidad del viento, suministrada por el fabricante del aerogenerador podemos obtener la producción anual de energía.

Para esto se utiliza comúnmente la distribución de Weibull. Esta es una distribución continua y triparamétrica, es decir, está completamente definida por tres parámetros y es la más empleada en el campo de la confiabilidad. La función de densidad de la distribución de Weibull para la variable aleatoria v está dada por la siguiente expresión:

$$f(v) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \cdot \left(\frac{v-\theta}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v-\theta}{\lambda}\right)^k} \quad v \geq \theta \quad (4.8)$$

Siendo:

v : Velocidad del viento.

k : Parámetro de forma ($0 < k < \infty$)

λ : Parámetro de escala ($0 < \lambda < \infty$)

Θ : Parámetro de localización ($-\infty < \Theta < \infty$)

El parámetro k , como su nombre indica, determina la forma o perfil de la distribución, la cual es función del valor de éste.

El parámetro λ indica la escala de la distribución, es decir, muestra que tan aguda o plana es la función.

El parámetro Θ indica, en el tiempo, el momento a partir del cual se genera la distribución.

Si tomamos el parámetro de localización cero, la distribución sería biparamétrica completamente definida por los parámetros de forma y de escala:

$$f(v) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \cdot \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad v \geq 0 \quad (4.9)$$

Para el cálculo de los parámetros de Weibull existen diferentes metodologías. Ellos son:

- Mínimos cuadrados.
- Gráfico de la función tasa de falla.
- Máxima similitud.
- Estimación de momentos.
- Estimadores lineales.

En nuestro estudio se utilizará el método de mínimos cuadrados debido a que es un método simple y la gráfica de los datos sirve como una prueba de bondad de ajuste de la distribución.

Cálculo de los parámetros de Weibull por el método de mínimos cuadrados

La función confiabilidad $R(v)$ de Weibull se determina por la siguiente expresión:

$$R(v) = \int_s^{\infty} f(s) \cdot ds = e^{-\left[\left(\frac{v-\theta}{\lambda}\right)^k\right]}$$

La función distribución acumulativa $F(v)$ es el complemento de la función confiabilidad y se define de la siguiente manera:

$$F(v) = 1 - R(v) = 1 - e^{-\left[\frac{v-\theta}{\lambda}\right]^k} \quad (4.10)$$

El método de los mínimos cuadrados permite calcular los parámetros de forma y escala, mediante la transformación doble logarítmica de la función de distribución acumulativa. [24]

Deducción de la ecuación lineal de regresión

$$F(v) = 1 - e^{-\left[\frac{v-\theta}{\lambda}\right]^k} \quad \text{Función acumulativa de Weibull}$$

$$1 - F(v) = \frac{1}{e^{\left(\frac{v-\theta}{\lambda}\right)^k}}$$

$$e^{\left(\frac{v-\theta}{\lambda}\right)^k} = \frac{1}{1 - F(v)}$$

$$\ln \left[e^{\left(\frac{v-\theta}{\lambda}\right)^k} \right] = \ln \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] \quad \text{Aplicando logaritmos naturales}$$

$$\ln \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] = \left(\frac{v-\theta}{\lambda} \right)^k \quad \text{Propiedad exponencial de los logaritmos}$$

$$\ln \left[\ln \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] \right] = k \cdot \ln \left(\frac{v-\theta}{\lambda} \right) \quad \text{Aplicando logaritmos naturales}$$

$$\ln \left[\ln \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] \right] = k \cdot \ln(v - \theta) - k \cdot \ln(\lambda) \quad (4.11)$$

La expresión (4.11) representa una ecuación lineal de la forma

$$y = k \cdot x + b \quad (4.12)$$

La cual es una recta de regresión, con:

$$y = \ln \left[\ln \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] \right]$$

$$x = \ln(v - \theta)$$

$$b = -k \cdot \ln(\lambda)$$

De la expresión (4.11) se concluye que el parámetro de forma, k , es la pendiente de la recta de regresión.

De la expresión (4.12) se observa que el parámetro de escala, λ , está en función de la ordenada al origen b de la recta de regresión y del parámetro de forma; por lo tanto:

$$b = -k \cdot \ln(\lambda)$$

$$\left(-\frac{b}{k} \right) = \ln(\lambda)$$

Por definición de logaritmo

$$\lambda = e^{\left(\frac{b}{k} \right)} \quad (4.13)$$

Cálculo del estimador rango mediana

Para poder trazar la recta de regresión, se debe calcular un estimador para la función de distribución acumulativa $F(v)$. Este estimador, llamado Rango de mediana, es un estimador no paramétrico basado en el orden de las velocidades. Esto implica que la muestra de datos se debe organizar de menor a mayor (en forma ascendente).

La expresión matemática para este estimador es:

$$W_{\alpha}(x_i) = \frac{\frac{i}{n-i+1}}{F_{1-\alpha, 2(n-i+1), 2i} + \frac{i}{n-i+1}} \quad (4.14)$$



Siendo:

$W_\alpha (i)$: Rango de mediana para un nivel de confianza $(1-\alpha)$, donde α es el nivel de significancia y toma el valor de 0,5 para este estimador.

i : Orden de la velocidad del viento.

n : Número total de datos de la muestra.

F_α, v_1, v_2 : Valor crítico de la distribución F, evaluada en el nivel de significancia α y con grados de libertad v_1 y v_2 .

Dada la complejidad de la ecuación anterior, generalmente el rango de mediana se aproxima mediante la siguiente expresión con discrepancias respecto a la ecuación 4.14 de hasta el 1%:

$$RM(x_i) = \frac{i - 0,3}{n + 0,4} \quad (4.15)$$

Siendo:

$RM(x_i)$: Rango de mediana

i : Orden de falla

n : Número total de datos de la muestra

Extrapolación en altura de los parámetros de Weibull

Para la extrapolación en alturas de los parámetros de Weibull, se utilizarán las siguientes ecuaciones [47]:

El parámetro k (factor de forma) de la distribución de Weibull varía según la siguiente expresión:

$$k_{h_1} = k_{h_0} + 0,008 \cdot (h_1 - h_0) \quad (4.16)$$

Siendo:

h_1 = Es la altura a la que se desea extrapolar.

h_0 = Es la altura de referencia o de medición.

k_{h_0} = Es el parámetro k a la altura h_0 .

k_{h_1} = Es el parámetro k a la altura h_1 .

El parámetro λ (factor de escala) de la distribución de Weibull varía según la siguiente expresión:

$$\lambda_{h_1} = \frac{V_{h_1}}{\Gamma(x_{h_1})} \quad (4.17)$$

Siendo:

λ_{h_1} = Es el parámetro A a la altura h_1 .

V_{h_1} = Es la velocidad media de viento extrapolada la altura h_1 .

$r(x_{h_1})$ = Es la función gamma calculada según la altura h_1 con la siguiente expresión:

$$\Gamma(x_{h_1}) = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_{h_1}}\right) \quad (4.18)$$

4.2.8 DURACIÓN DE LOS PERÍODOS DE CALMA Y VIENTO IMPRODUCTIVO

Los anemómetros empleados habitualmente no dan indicación alguna por debajo de 1 m/s. Estos períodos se llaman períodos de calma.

En el campo de la energía eólica es interesante conocer las características relativas a los períodos durante los cuales la velocidad del viento ha sido inferior a 3 y 5 m/s ya que ciertas clases de generadores eólicos no arrancan por debajo de estos límites. Estas informaciones son indispensables, sobre todo, para determinar las capacidades y características de los acumuladores de energía.

4.2.9 VIENTOS TÍPICOS EN ARGENTINA

En Argentina, los vientos de denominación propia son: el Pampero, el viento Zonda, el Chorrillero y el viento Blanco que se producen en regiones montañosas del noroeste. Se presenta también la Brisa de Mar y Tierra en el litoral Atlántico, de forma tal que la brisa diurna es del mar y la nocturna es de la tierra; brisa de Valle y Montaña en las regiones serranas, de valle durante el día y de montaña durante la noche y brisa Glaciar en regiones patagónicas y antárticas, corriente abajo del glaciar. [25]

La circulación general de la atmósfera determina que, en algunas regiones del país, existan vientos predominantes como por ejemplo los vientos del Oeste en la Patagonia del sector Este en el Litoral y Mesopotamia.

En la Pampa Húmeda el viento del Norte, además de provocar un aumento de la temperatura, si es de regular a fuerte (50 km/h) puede producir un transporte y redistribución de la humedad que favorece la formación de tormentas. El viento del Este es generalmente portador de la humedad del Atlántico. El viento Sur, sostenido, indica la llegada de una masa polar y el viento del Oeste determina un descenso de la humedad.

4.2.10 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EÓLICA

La producción de energía eólica diaria está dada según la siguiente ecuación:

$$E_{generada} = dist_Weibull \times curvaP_Aero \quad (4.19)$$

Siendo:

$E_{generada}$: Energía generada para un determinado período de tiempo

Dist_Weibull: Distribución de las Velocidades (duración de las mismas)

CurvaP_Aero: Curva de Potencia del Aerogenerador

La distribución o de Weibull brinda la duración de la velocidades clasificadas. Por otro lado, para cada velocidad clasificada la curva de potencia del aerogenerador indica la potencia generada por el mismo.

Finalmente multiplicando la duración de cada velocidad clasificada por la potencia que suministra el aerogenerador para cada una de estas obtenemos las energías generadas para cada velocidad. Luego sumando el total de las energías se obtiene la energía generada total, ya sea diaria o mensual según el período en que se registraron las velocidades de viento.

4.3 TEORÍA DE BETZ

La teoría de Betz, se aplica esencialmente a las máquinas de eje horizontal. Sin embargo, el rendimiento de los generadores eólicos de eje vertical, se calcula respecto a la potencia máxima recuperable calculada por Betz.

Betz supone que la máquina eólica está colocada en un aire animado delante de la máquina, a una velocidad V_1 y detrás a una velocidad V_2 . [23]

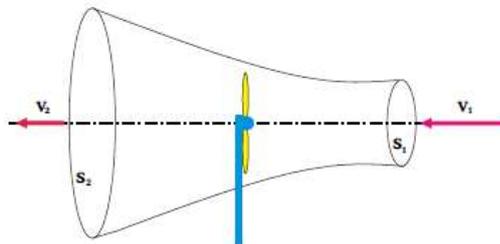


Figura 53: Flujo de Aire que Atravieza una Turbina Eólica

Como la producción de energía no se realiza más que a costa de la energía cinética, la velocidad V_2 es necesariamente inferior a V_1 . Resulta de aquí que la vena fluida atraviesa el motor ensanchándose.

Designemos por la letra V , la velocidad del aire al paso del aerogenerador por S_1 y S_2 las secciones hacia el origen y hacia el final, de la vena y por S la superficie barrida por la hélice. La igualdad que traduce la incompresibilidad del aire y la permanencia de la corriente se escribe así:

$$S_1 \cdot V_1 = S \cdot V = S_2 \cdot V_2$$

Evaluemos la fuerza ejercida por el generador eólico sobre el aire en movimiento. Según el teorema de Euler, esta fuerza F se dirige hacia adelante y es igual en valor absoluto a:

$$F = \rho \cdot Q(V_1 - V_2) = \rho \cdot S \cdot V(V_1 - V_2)$$

La potencia absorbida por la fuerza F (es decir, por el motor eólico) cuyo punto de aplicación se desplaza a la velocidad V respecto a las moléculas de aire en movimiento es, en estas condiciones:

$$P = F \cdot V = \rho \cdot S \cdot V^2 (V_1 - V_2)$$

Expresemos ahora que la potencia absorbida por el aerogenerador es igual a la variación ΔT de la energía cinética de la masa de aire que atraviesa por segundo el generador. Resulta:

$$\Delta T = \frac{1}{2} \cdot \rho S V (V_1^2 - V_2^2) = P = \rho S V^2 (V_1 - V_2)$$

De donde deduce:

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2}$$

Valor que sustituido en las expresiones:

$$F = \frac{1}{2} \rho S (V_1^2 - V_2^2)$$

$$P = \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2)$$

Estudiamos ahora, la variación de potencia recogida en función de la velocidad residual V_2 después de haber pasado por el aerogenerador, suponiendo constante la velocidad del viento V_1 antes del paso.

Para ello calculamos la derivada

$$\frac{dP}{dV_2} = \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - 2V_2V_1 - 3V_2^2)$$

La ecuación $\frac{dP}{dV_2} = 0$ admite dos raíces:

- $V_2 = -V_1$, que no tiene sentido físico ninguno;
- $V_2 = \frac{V_1}{3}$, que corresponde a un máximo de la potencia.

Llevando este valor particular de V_2 a la expresión de P , se obtiene para la máxima potencia aprovechable el valor:

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \rho S V_1^3$$

$$P_{\max} = 0,37 S V_1^3, \text{ tomando para } \rho \text{ el valor de } 1,25 \text{ kg/m}^3$$

ρ : [kg/m³]
S: [m²]
V: [m/s]

Hay que advertir que la cantidad $\frac{1}{2}\rho SV_1^3$ no representa la energía cinética inicial de la masa de aire que atraviesa la turbina eólica cada segundo. Aquélla es, efectivamente, igual a $\frac{1}{2}\rho S_1 V_1^3$. Se puede escribir, teniendo en cuenta que $S_1 V_1 = SV$ y que

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} = \frac{2V_1}{3}$$

$$\frac{1}{2}\rho S_1 V_1^3 = \frac{1}{2}\rho SVV_1^2 = \frac{1}{3}\rho SV_1^3$$

En estas condiciones se puede escribir P máxima en la forma:

$$P_{\max} = \frac{8}{9} \left(\frac{1}{3} \rho SV_1^3 \right) = \frac{8}{9} \left(\frac{1}{2} \rho S_1 V_1^3 \right) \quad (4.20)$$

En esta forma, la fórmula de Betz muestra que la energía máxima capaz de ser recogida por un motor eólico no puede superar en ningún caso los 8/9 de la energía cinética de la masa de aire que atraviesa por segundo.

En realidad, la potencia de los aerogeneradores más perfeccionados, no supera en general el 60 o 70 % de la potencia máxima calculada por la fórmula de Betz.

4.4 CLASIFICACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE AEROGENERADORES

Se definen en general, los aerogeneradores, según la posición de su eje de rotación, con relación a la dirección del viento [26]. Así se dividen en:

- Con el eje paralelo a la dirección del viento (Aerogeneradores de eje horizontal).
- Con el eje perpendicular a la dirección del viento (Aerogeneradores de eje vertical).

4.4.1 AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Los aerogeneradores de eje horizontal con el eje paralelo a la dirección del viento, en la actualidad son las máquinas más difundidas y con mayores rendimientos que las otras existentes, algo muy importante en el momento de comenzar un diseño. En este grupo se incluyen aquellas que tienen 1, 2,3 o 4 palas (denominadas eólicas rápidas), y las típicas multipalas para el bombeo de agua. También en estas máquinas se distinguen aquellas que tienen las palas situadas de "cara al viento" y

aquellas que las tienen de "espalda al viento". Generalmente este tipo de aerogeneradores van provistos de rotores bipala o tripala de cara al viento.

Eólicas lentas

Las palas cuyo número varía de 12 a 24 cubren toda la superficie de la rueda o casi su totalidad.

La máxima potencia susceptible de ser recogida se expresa aproximadamente en función del diámetro por la fórmula:

$$P = 0,15D^2V^3 \quad (4.21)$$

Donde P está expresado en watios, D y V en metros y metros por segundo respectivamente, y para ρ se ha adoptado un valor igual a $1,25 \text{ kg/m}^3$.

Sus principales características fundamentales son:

- Número de palas elevado, entre 12 y 24.
- Diámetro entre 3 y 10 m, limitado por el elevado peso del rotor. Se adaptan muy bien a vientos de pequeña velocidad. Su arranque se produce a partir de una velocidad del viento entre 2 y 3 m/s.
- Potencias pequeñas debido básicamente a dos razones: usan vientos de baja velocidad (entre 3 y 7 m/s) y tienen un diámetro limitado por el peso del rotor debido al elevado número de palas.
- Su campo de aplicación fundamentalmente se centra en las instalaciones de extracción y bombeo de agua.
- Presentan un valor elevado del coeficiente de par para pequeños valores de velocidad específica.



Figura 54: Molino Multipala de Velocidad Lenta

Eólicas rápidas

En este tipo de aerogeneradores el número de palas es pequeño. Su ventaja respecto a las eólicas lentas es que su potencia por unidad de peso es mucho mayor, por lo que al ser más ligeros pueden construirse generadores de un radio mucho mayor, así como situar el buje o punto de giro central del rotor a alturas

mucho mayores y por consiguiente aprovechar el efecto de aumento de la velocidad del viento con la altura. En la actualidad se construyen eólicas con diámetros de rotor que alcanzan los 90 m y con una potencia nominal de 3 MW, lo que da una idea del área de barrido del rotor.

La máxima potencia susceptible de ser recogida se expresa aproximadamente en función del diámetro por la fórmula:

$$P = 0,2D^2V^3 \quad (4.22)$$

Donde P está expresado en watios, D y V en metros y metros por segundo respectivamente, y para ρ se ha adoptado un valor igual a $1,25 \text{ kg/m}^3$ aproximadamente.

Las características principales son:

- Reducido número de palas, entre 1 y 4, aunque los más usados son de 3 palas.
- Máquinas más ligeras que las eólicas lentas, y por lo tanto pueden construirse de mayor tamaño.
- Requieren una velocidad del viento para su arranque mayor que las eólicas lentas (entre 4 y 5 m/s). Poseen un par de arranque menor.
- Alcanzan su potencia nominal para velocidades del viento entre 12 y 15 m/s. A partir de velocidades del orden de 25 a 30 m/s se produce la parada del rotor para evitar daños sobre la máquina.
- En los aerogeneradores rápidos, el valor máximo del coeficiente de potencia se sitúa en el entorno de $C_p=0,4$, un 67% del coeficiente de potencia de Betz ($C_p \text{ Betz} = 16/27=0,595$).

Siendo:

$$C_p = \frac{2 \cdot P}{\rho \cdot S \cdot V^3} \quad \text{Coeficiente de potencia;} \quad (4.23)$$

P: Potencia del aerogenerador [W];

ρ : Densidad del aire $1,25 \text{ [kg/m}^3\text{]}$;

S: Área barrida por las hélices [m^2]

Se utilizan para la generación de energía eléctrica, pudiendo ser en sistemas aislados o conectados a la red.

Rotores monopala: Permite una mayor velocidad de rotación, reducción de masas y costes de material, en las palas, en la caja multiplicadora y en el generador. Tienen el inconveniente de necesitar un equilibrador muy preciso con un contrapeso de compensación, y existe un mayor riesgo de desequilibrio aerodinámico y vibraciones con la aparición de cargas de fatiga. También aumenta la generación de ruidos. Del orden del doble que un rotor tripala.



Rotores bipala: Reduce el coste de material y equipos respecto del rotor tripala, pero presenta también la desventaja respecto a éste último de un mayor nivel de esfuerzos dinámicos. De forma similar a rotor monopala se producen esfuerzos mecánicos originados por la variación del perfil de la velocidad del viento con la altura. Además estos rotores presentan respecto a los tripalas un mayor nivel de vibraciones y de ruido.

Rotores tripala: presentan como principal ventaja la de un giro más suave y uniforme debido a las propiedades de su momento de inercia, por lo que se minimiza la inducción de esfuerzos sobre la estructura. Además gira a menor velocidad que los rotores mono y bipala, disminuyéndose los esfuerzos de la fuerza centrífuga, el nivel de vibraciones y la producción de ruido. En la actualidad el rotor tripala es la configuración más usada en turbinas eólicas rápidas dedicadas a la generación de electricidad.

Rotor a barlovento: el viento incide primero sobre el palmo del rotor y posteriormente sobre la torre de sustentación, con lo cual se minimiza el efecto de sombra sobre el rotor, y la aparición de vibraciones y esfuerzos de fatiga sobre las palas del rotor. Este tipo de disposición requiere un rotor más rígido y más alejado de la torre a fin de evitar interferencias entre los álabes del rotor y la torre debido a la flexión de los mismo por el esfuerzo de empuje del viento. Este rotor, a diferencia del rotor a sotavento, necesita un sistema de orientación que mantenga siempre el plano de giro de rotor orientado perpendicularmente a la dirección del viento.

Rotor a sotavento: No requieren ningún tipo de dispositivo de orientación. Su desventaja radica en los efectos de sombra de la góndola y de la torre sobre las palas del rotor con la consiguiente pérdida de potencia y aumento de tensiones de fatiga, además, se pueden producir enrollos en el cable conductor que transporta la energía producida por el generador situado en la góndola que gira libremente.

Ventaja de los aerogeneradores rápidos frente a los lentos

- Son mucho más ligeros y económicos a igualdad de diámetros, por lo cual se construyen con grandes diámetros (40 a 90 m) y con rotores situados a elevadas alturas (hasta unos 100 m). Disponiéndose de generadores eólicos de gran potencia (0,5 a 3 MW). Ya que se pueden construir rotores que barran áreas elevadas y beneficiarse con el aumento de velocidad del viento con la altura.
- Resisten mejor los esfuerzos provocados por las ráfagas de viento.
- Al tener menor número de palas es más fácil incorporar mecanismos que permitan el giro de las mismas alrededor de la torre para lograr regular la potencia de generación o proteger el rotor en caso de vientos muy fuertes.
- El empuje axial debido a la acción del viento sobre el rotor parado es menor en las eólicas rápidas que cuando está girando, no sucediendo esto en las lentas.

- Al girar más rápidas, el tamaño y coste de la caja multiplicadora que acciona el generador eléctrico se reduce. En los grandes aerogeneradores la velocidad de rotación está en el rango de 15 a 50 rpm siendo la velocidad de la punta de la pala no mayor a 65 – 75 m/s.

Frente a las ventajas citadas, la eólicas rápidas tienen el inconveniente de presentar un par o momento de arranque mucho menor que las eólicas lentas.

Los dispositivos de orientación más empleados son:

- La aleta estabilizadora,
- La eólica auxiliar,
- La eólica situada detrás del soporte (autoorientable),
- Los dispositivos de los servomotores,
- Dispositivos manuales.

Dispositivos de regulación:

Estos dispositivos sirven como limitadores de la potencia y de los esfuerzos sobre las palas en caso de fuertes vientos. Las soluciones adoptadas se pueden clasificar en dos grupos:

- Regulación por palas fijas
- Regulación mediante palas orientables

4.4.2 AERGENERADORES DE EJE VERTICAL

Se han realizado numerosos prototipos y experiencias con diferentes eólicas de eje vertical, pero por razones técnicas y económicas su implantación en la práctica es muy limitada, por lo que la mayoría de generadores eólicos son de eje horizontal. El rotor de las eólicas de eje vertical básicamente suele ser de los siguientes tipos:

- Rotor de arrastre diferencial, con o sin pantalla (Savonius).
- Rotor de variación cíclica de incidencia (Darrieus).

Eólica de rotor de arrastre diferencial: rotor Savonius

Este rotor se basa en la diferente fuerza aerodinámica que ejerce un flujo de aire sobre objetos de distinta forma.

Si se concibe un rotor formado por un conjunto de álabes en forma de cazoletas semiesféricas o semicilíndricas colocadas en la forma que se indica en la siguiente figura, la acción del viento origina fuerzas distintas en las partes cóncava y convexa de estas cazoletas, lo que da lugar a un par que provoca el giro del rotor. Debido a

que la fuerza que origina el par es la diferencia entre los álabes o paletas del rotor, este tipo de máquina recibe el nombre de arrastre diferencial.

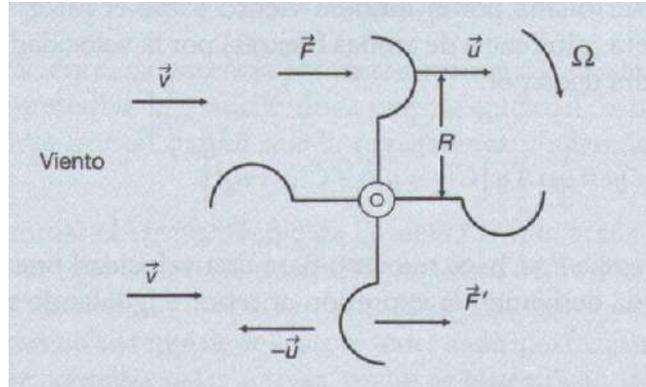


Figura 55: Acción del Viento Sobre un Rotor de Arrastre Diferencial

Generador de eje vertical con deflectores que impiden la fuerza de contrapresión del viento sobre los álabes del rotor

Para eliminar el efecto nocivo de la fuerza que actúa sobre el álabe o cazoleta inferior (que se mueve en sentido opuesto a la velocidad del viento), se puede incorporar al rotor una pantalla orientable por medio de un timón-veleta, junto con un sistema de deflectores adecuado que facilite la canalización del flujo de aire sobre las palas activas, según se muestra en la siguiente figura. La mejora que experimenta el equipo cuando se apantalla el rotor es importante.

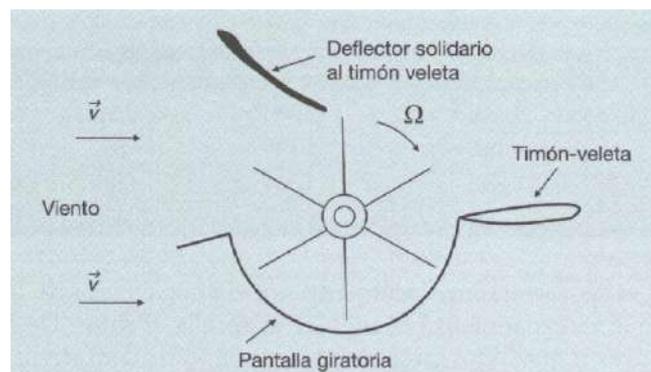


Figura 56: Rotor de Arrastre Diferencial Provisto con una Pantalla Giratoria que Impide la Acción del Viento Sobre los Álabes Situados en la Parte Inferior de la Figura



Eólica de rotor de variación cíclica de incidencia: rotor Darrieus

El rotor está formado por un conjunto de álabes, unidos entre rígidamente sí, que pueden girar alrededor de un eje vertical y cuya sección recta tiene forma de un perfil aerodinámico.

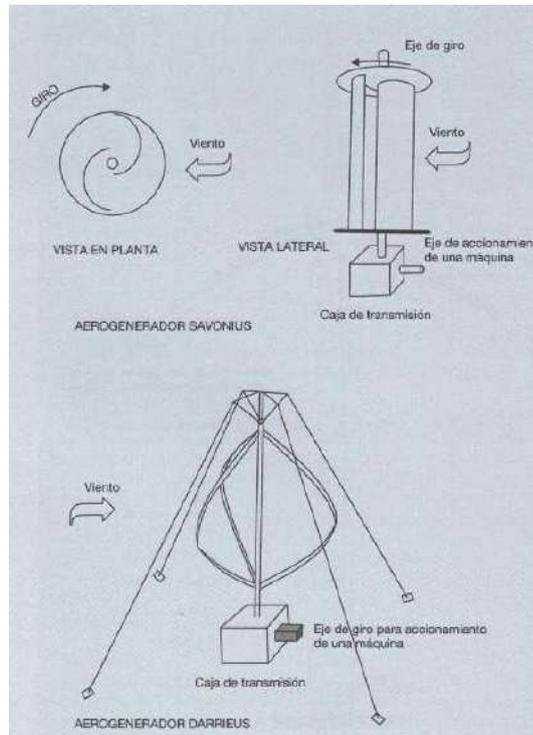


Figura 57: Generadores Savonius y Darrieus

Las palas o álabes están arqueados con una forma parecida a la que forma una cuerda que gira alrededor de un eje. Los álabes son biconvexos y la superficie descrita por los mismos puede tener diversas formas: esférica, parabólica, cilíndrica, troncocónica, etc.

El giro del rotor está provocado por la acción aerodinámica del viento sobre los álabes, que origina fuerzas aerodinámicas que dan lugar al par de rotación. El par de arranque de un rotor Darrieus es muy pequeño, y en la práctica requiere un arranque auxiliar. En algunos prototipos se combina un rotor Savonius para facilitar el arranque del primero. La principal ventaja que representa el rotor Savonius frente al Darrieus es la sencillez de su construcción y mejores valores para el par de arranque a bajas velocidades. Puede decirse que el rotor Savonius es útil para pequeñas potencias.

Comparación entre generadores de eje horizontal y de eje vertical

Las principales ventajas de las eólicas de eje horizontal frente a las de eje vertical son:

- Los de eje horizontal tienen un coeficiente de potencia (C_p) mayor.



- Las eólicas rápidas de eje horizontal presentan una velocidad de giro mayor que las de eje vertical, por lo que son más adecuadas para el accionamiento de generadores eléctricos que giran a 1000 o 1500 rpm.
- Las eólicas de eje horizontal permiten barrer mayores superficies que las de eje vertical, por lo que alcanzan potencias mucho mayores.
- Las de eje horizontal aprovechan el efecto beneficioso del aumento de la velocidad del viento con la altura respecto del suelo. La configuración de las de eje vertical impide alcanzar alturas elevadas y por lo tanto no pueden aprovechar este efecto.

En cambio, las eólicas de eje vertical presentan las siguientes ventajas frente a las de eje horizontal:

- Dada su simetría vertical, no necesitan sistemas de orientación para alinear el eje de la turbina con la dirección del viento, como ocurre en las de eje horizontal.
- Su mantenimiento es más sencillo, dada su poca altura con respecto al suelo.
- Pueden tomar ventaja de aquellas irregularidades del terreno que incrementan la velocidad del viento.
- Necesitan una menor velocidad del viento para empezar a girar.
- Son menos propensas a romperse con vientos fuertes.

CAPÍTULO 5: BATERÍAS. REGULADOR DE CARGA. CABLEADO Y PROTECCIONES

5.1 BATERÍAS

5.1.1 ASPECTOS GENERALES

El sistema de almacenamiento en un sistema híbrido solar-eólico está formado por un conjunto de baterías, generalmente de plomo-ácido, que almacenan la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los períodos de calma de viento o momentos de poca insolación. [27]

Las características más importantes de una batería en una instalación de este tipo son el *ciclado* y la *profundidad de descarga*. El *ciclado diario* se refiere a que la batería se carga en el día y se descarga en la noche. Superpuesto a este ciclo diario está el *ciclo estacional* que se asocia a periodos de reducida incidencia de radiación solar generalmente. Estos ciclos conjuntamente con otros parámetros de operación como temperatura ambiente, corriente, etc.; inciden sobre la vida útil de la batería y sus requisitos mantenimiento.

Para alargar la vida de las baterías deben evitarse las siguientes situaciones:

- Elevados voltajes de carga, que elevan la corrosión y pérdida de agua.
- Bajos voltajes en descarga.
- Descargas profundas
- Largos periodos sin recarga total.
- Elevadas temperaturas, que aceleran los procesos de envejecimiento.
- Estratificación del electrolito.
- Bajas corrientes de carga.

Algunas de estas recomendaciones son contradictorias, por lo que deben buscarse soluciones de compromiso que tomen en consideración las condiciones locales, como los niveles de radiación solar, precios de las baterías y paneles FV principalmente.

Los principales parámetros que definen el funcionamiento de una batería en un sistema híbrido eólico solar son:

- El máximo valor de corriente que puede entregar a una carga fija, en forma continua, durante un número específico de horas de descarga.
- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Profundidad de descarga máxima
- La vida útil.

Con la finalidad de poder comparar distintos tipos de baterías y preservar la vida útil de las mismas, la prueba que determina la corriente de descarga máxima se ha estandarizado en la industria. La corriente máxima corresponde al valor de corriente que permite una descarga continua de 20 horas, al cabo de la cual la energía remanente representa el 20% de la potencia máxima inicial.

Debido a que los parámetros utilizados en la prueba son corriente y tiempo, la capacidad de la batería se define en Ampere-horas (Ah). A partir de este valor puede determinarse la corriente máxima (estandarizada) para un determinado régimen de descarga.

Con el fin de evitar descargas excesivas, debe limitarse la máxima profundidad de descarga (PD_{\max}) a un valor específico, generalmente está entre 0,3 y 0,6 de la capacidad nominal. Al alcanzar este límite debe interrumpirse el suministro de energía a las cargas. La capacidad disponible C_u , es menor que la capacidad nominal C_b (carga total que podría extraerse de la batería). Y se tiene que:

$$C_u = C_b \cdot PD_{\max} \quad (5.1)$$

La profundidad de descarga de la batería en un ciclo diario se denomina PD_d . Finalmente, la doble conversión de energía que toma lugar en una batería resulta en una eficiencia total (η_b) que está dada por la expresión:

$$\eta_b = \eta_c \cdot \eta_d \quad (5.2)$$

Donde η_c es el valor de la eficiencia de carga y η_d el de descarga. Ambos valores varían con la temperatura del electrolito y el estado de carga de la batería, ya que la resistencia interna de la misma genera estas pérdidas. Las pérdidas durante el proceso de carga fuerzan un incremento en la capacidad de generación del sistema, a fin de restablecer el balance energético del mismo.

La capacidad de almacenamiento de una batería de Pb-ácido varía con la temperatura del electrolito, la que, en la práctica, está determinada por la temperatura ambiente del lugar donde ésta será instalada.

5.1.2 TIPOS DE BATERÍAS

SLI:

Las baterías para automóviles, referidas como SLI (Starting, Lighting, Ignition), presentan algunas otras ventajas. Son las baterías más baratas cuando se las compara en términos de capacidad nominal, generalmente se producen localmente y están ampliamente disponibles en todos los mercados. La producción local presenta ventajas por razones económicas y sociales, y además porque representa la posibilidad para el reciclado de las baterías usadas, lo que evita problemas ambientales. El principal inconveniente de esta batería es su relativamente corta vida. Debido a que el diseño de los vasos se optimiza para entregar altas corrientes durante períodos cortos de tiempo, ya que necesita asegurar el arranque del



vehículo cuando la temperatura ambiente es baja (disminuye la actividad química), tienen grandes áreas y placas delgadas, y están poco adaptados para suministrar corrientes bajas durante largos períodos de tiempo antes de recargarlos de nuevo, como se requiere en los sistemas de generación fotovoltaico. Este tipo de baterías debe entregar una corriente pico cercana a los 1000 A durante un periodo de alrededor de tres segundos, pero tiene asegurada una recarga inmediata que continúa mientras el automóvil permanezca encendido, por lo que los regímenes de carga son totalmente distintos.

Por lo tanto, es necesario utilizar baterías de capacidad más grande, $PD_d \leq 0,1$, y densidad del electrolito menor a la que se utilizaría normalmente (por ejemplo, 1,24 en lugar de 1,28 g/cl). Esto es necesario para reducir la corrosión y prolongar así la vida de las baterías. El aumento de resistencia interna de la batería, que se genera mediante estas prácticas, no representa ningún problema en el funcionamiento del sistema híbrido, porque los regímenes de carga y descarga son relativamente bajos en comparación con los regímenes a que se somete la batería generalmente. Las baterías SLI clásicas utilizan aleaciones de plomo y antimonio en las rejillas, y requieren ser frecuentemente rellenadas con agua destilada. Las celdas de las baterías solares tienen una mayor cantidad de material activo por unidad de volumen para alargar la vida útil de las mismas. Este incremento en la cantidad de material activo explica el aumento en el costo de las baterías diseñadas para uso solar.

SLI modificada:

Existe un procedimiento mediante el cual se varían algunas características del diseño de la batería SLI, permitiendo alargar la vida útil de la misma sin alterar su funcionamiento.

Las modificaciones más comunes son: introducir placas más gruesas y una mayor cantidad de electrolito en el espacio sobre las placas. Este tipo de baterías se conoce como SLI modificada y se encuentran en los mercados a veces con el nombre de baterías solares. Este tipo de batería representa una alternativa importante en el diseño de sistemas híbridos y su empleo, siempre que sea posible, debe preferirse en lugar de baterías SLI convencionales.

SLI bajo mantenimiento:

Otro tipo de baterías SLI son las llamadas de bajo mantenimiento, comercializadas a veces como baterías libres de mantenimiento, que emplean aleaciones de plomo y calcio en las rejillas. El calcio aumenta el voltaje a que se inicia el gaseo, reduciendo la cantidad de agua que consume la batería, pero reduce la cohesión del material activo de las placas y la resistencia al ciclado de la batería. Este tipo de baterías son muy vulnerables a los daños por descargas profundas, y están sujetas a deterioro por variaciones en la temperatura. Por estas razones se recomienda no utilizarlas en aplicaciones en países cálidos.



VRLA:

Otra clase de baterías del tipo “libres de mantenimiento”, son las referidas como VRLA (Valve Regulated Lead Acid) para aplicaciones profesionales utilizando electrolito gelatinoso. En estas baterías los gases generados durante el ciclado pueden ser parcial o totalmente recombinados, lo que permite que la caja de la batería sea hermética lo que las hace más resistentes a las descargas profundas. El grado de recombinación depende de la actividad química en el electrolito (valor de corriente). Este tipo de baterías posee una válvula de seguridad que funciona como un cortocircuito externo en condiciones de emergencia, de ahí su nombre. El precio de este tipo de baterías es elevado en comparación con las SLI, pero en los últimos años ha aumentado su uso debido a las numerosas ventajas que ofrece en sistemas eólico-solares, por lo que su disponibilidad en el mercado ha aumentado notablemente.

AGM:

La sigla inglesa AGM denota un tipo de construcción de baterías herméticas: Aggregate Glass Mat, que significa conglomerado con alfombrilla “vitrosa” y electrolito. La alfombrilla es un separador de placas hecho de una estructura fibrosa de silicio y boro de apariencia vitrosa. El electrolito, reducido a una masa gelatinosa, forma parte del conglomerado.

Este tipo de baterías usan electrolito de ácido y agua, pero con un grado de saturación menor que el electrolito líquido. Algunas de sus características ventajosas son: toleran más abuso que las demás baterías herméticas, debido a que tienen un grado de recombinación de los gases de carga algo superior al 99%; tienen una autodescarga menor al 3% mensual; pueden recargarse al 100% aún después de ser descargada completamente; dejan escapar solamente el 4% o menos del total de los gases de carga; no requieren ningún mantenimiento; poseen mejor resistencia a temperaturas ambientales bajas; y abaratan costos de envíos, ya que se clasifican como sustancia no peligrosa.

Tubulares:

Son las baterías de mejor calidad para uso fotovoltaico, están hechas con placas tubulares y rejillas con bajo contenido de Sb-Se. Con este tipo de baterías pueden alcanzarse vidas útiles de más de ocho años, con $PD_d = 0,2$ y frecuencias de mantenimiento entre 1 y 2 veces al año. Una desventaja particular de las baterías tubulares en sistemas fotovoltaicos, es que no aceptan fácilmente regímenes de carga muy bajos, además, son caras y no se asegura su disponibilidad en los mercados actuales de los países en desarrollo.

El aumento en el uso de este tipo de baterías, al igual que en el caso de las VRLA, ha resultado beneficioso para los programas de electrificación rural a gran escala, ya que se ha incentivado a los fabricantes para que expandan y diversifiquen el mercado de estos productos.

Debido a estas numerosas ventajas, el costo de estas baterías es obviamente más elevado (dos o tres veces superior) que el de las baterías con electrolito líquido. Este tipo de batería también requiere un mayor tiempo de carga.

NiCd :

Las baterías de Níquel Cadmio de ciclo profundo pueden llegar a tener un costo de 6 a 8 veces superior a las baterías de plomo ácido con electrolito líquido, aunque su costo operacional a largo plazo es hasta 5 veces menor al de una batería de plomo ácido con la misma capacidad.

Este tipo de baterías usan un diseño conocido como “placas con bolsillos”. Las placas son de acero inoxidable con depresiones donde se coloca el material activo. El electrolito que se usa en este caso es una solución de agua con hidróxido de potasio con una fina capa de aceite en la superficie superior, que evita la oxidación por el oxígeno del ambiente.

Entre las principales ventajas que ofrece esta clase de baterías están: soportan sin dañarse cargas y descargas excesivas, y operación con bajo estado de carga; mayor eficiencia a altas y bajas temperaturas, y pueden operar con temperaturas variables y una alta humedad en el ambiente, lo que las hace óptimas para climas tropicales; no presentan sulfatación de placas o congelación del electrolito; la autodescarga, que inicialmente es elevada, disminuye con el tiempo permitiendo prolongados periodos de almacenamiento; su vida útil puede ser hasta más de dos veces mayor que la de una batería de plomo ácido de la misma capacidad.

Sus principales desventaja está en la característica de descarga, debido a que el voltaje de la batería permanece prácticamente constante durante la descarga, hasta que cae súbitamente cuando se agota su capacidad de almacenaje, por lo que no permite tener un aviso previo. Para delimitar los límites de carga de la batería se requiere un voltímetro de gran exactitud, debido a que la diferencia de voltaje entre una batería cargada y descargada es muy pequeña. El bajo voltaje por celda requiere de la colocación de un número mayor de estas para lograr voltajes cercanos a los 12 V.

5.1.3 DIMENSIONAMIENTO DE LAS BATERÍAS

La primera etapa en el dimensionado de las baterías, consiste en asegurar que la producción de energía excederá la demanda durante el peor mes. Para lograr esto, la capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir una cantidad de días de autonomía (días que el sistema puede suministrar energía en ausencia de radiación solar y viento usando solo las baterías).

La capacidad del banco de baterías la podemos calcular:

$$C = \frac{E \cdot N}{V \cdot PD} \quad (5.3)$$

La ecuación anterior permite calcular la capacidad del banco de baterías C (Ah), a partir del consumo energético real E Wh; los días de autonomía N ; la tensión nominal del acumulador V (usualmente 12 V); y la profundidad de descarga

permitida PD . Con este dato, puede calcularse el número de baterías que se requieren (N_b) en base a la capacidad de la batería elegida (C_{bat}) en Ah.

$$N_b = \frac{C}{C_{bat}} \quad (5.4)$$

Una vez confirmado que la producción de energía excederá la demanda durante el peor mes y que el banco de baterías brinda los días de autonomía necesarios, el dimensionado de la batería deberá regirse por las curvas de carga y descarga dadas por el fabricante.

Carga y Descarga:

A la hora de la elección del banco de baterías es muy importante conocer cuál será la máxima corriente de carga y cuáles serán las máximas profundidades de descarga. Este proceso será explicado en detalle en el capítulo [7.5]

En líneas generales podemos decir que la corriente de carga en una batería irá disminuyendo hasta que llegué al 100 % de carga. Esto significa que si los generadores alimentan con más potencia que la máxima de carga, esta energía en exceso será disipada por el regulador de carga.

Una buena tecnología de baterías puede ser desaprovechada si no se respetan las instrucciones de carga inicial. Por lo tanto, deben hacerse las provisiones necesarias para asegurar que la capacidad inicial de las baterías no está significativamente por debajo de los valores nominales. Esto puede lograrse con un proceso apropiado de formación durante la fabricación de la batería, o mediante la realización de cargas iniciales cuando la batería ya está instalada. Si se elige esta última alternativa, el personal que instale las baterías debe tener los equipos necesarios para cargarlas, y estar capacitado para controlar y realizar las cargas iniciales. Por lo que este tipo de solución es generalmente inapropiada en el caso de sistemas híbridos para electrificación rural, debido a lo remoto de las condiciones características de operación. Deben hacerse las provisiones necesarias para asegurar que la capacidad inicial de las baterías puestas en operación no difiere en más del 95 % del valor nominal.

En lo referente a la resistencia de la batería, deben cumplirse las siguientes especificaciones:

- La vida de la batería (es decir, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal) a 25°C, debe exceder un cierto número de ciclos, cuando se descarga hasta una profundidad del 50%.
- La autodescarga de la batería a 25°C, no debe exceder el 6% de su capacidad nominal en un mes.

Finalmente, debe mencionarse que la batería deberá colocarse en un lugar ventilado y de acceso fácil pero restringido. Acceso fácil se refiere a que la limpieza de los terminales de la batería, la verificación del nivel de electrolito y el relleno de agua (en el caso que la batería lo requiera) y el reemplazo de fusibles debe poder realizarse

sin mover las baterías. Además por la posibilidad de ocurrencia de accidentes si la batería o su contenedor se vuelcan o si se cortocircuitan accidentalmente sus terminales, es necesario tomar las previsiones necesarias para evitar tales situaciones.

5.2 REGULADORES DE CARGA

5.2.1 ASPECTOS GENERALES

La función básica de este dispositivo es prevenir descargas y sobrecargas de la batería. Se emplea además para proteger las cargas en condiciones extremas de operación y brindar información al usuario. La función de regulación de carga idealmente debe depender directamente del estado de carga en la batería. Los reguladores que se emplean generalmente atienden el voltaje de la batería.

5.2.2 SELECCIÓN Y TIPOS DE REGULADORES

La selección de regulador de carga está determinada por los parámetros eléctricos del sistema (tensión y corriente de trabajo), los detalles de diseño (uno o más bloques de carga, tipo de batería y montaje mecánico más conveniente) y por las opciones ofrecidas por el fabricante (funciones auxiliares).

Los numerosos modelos ofrecidos en el mercado pueden ser agrupados en dos categorías: controles en serie y controles en paralelo. Esta clasificación está relacionada con el paso que toma la corriente de carga, respecto al banco de baterías, cuando el control comienza a restringir la gasificación.

En un control en paralelo, cuando la tensión de la batería alcanza un valor predeterminado (batería cargada), la corriente de los generadores es desviada a un circuito que está en paralelo con el banco de baterías. Cuando el voltaje de batería baja por debajo de un valor mínimo, predeterminado por el fabricante, el proceso de carga se restablece nuevamente.

Tanto en el regulador paralelo, como en el regulador serie, el máximo valor de la corriente de carga está determinado por la diferencia entre la tensión de salida de la generación y el de las baterías.

Regulador de Carga Paralelo (Shunt)

Los reguladores de carga del tipo paralelo (o Shunt), ejercen un control muy rudimentario. Cuando el voltaje de batería alcanza un valor considerado como el de carga completa, la corriente de los generadores es desviada a un circuito en paralelo, que tiene una resistencia fija. Esta disipa en forma de calor, la energía eléctrica proporcionada por el bloque de generación.

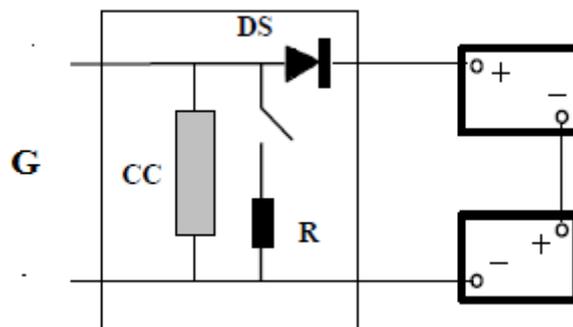


Figura 58: Circuito de un Regulador Paralelo o Shunt con Resistencia de Disipación

Siendo:

G: Generación;
DS: Diodo Serie;
CC: Circuito de control;
R: Resistencia de disipación.

Un transistor bipolar suele proveer la acción representada por el interruptor en serie con la resistencia de disipación. Este sistema de desviación paralelo ha sido suplantado por uno más elaborado, donde el circuito de control actúa sobre un semiconductor (MOS-FET), el que posee una muy baja resistencia interna y soporta altas corrientes. Estas dos características permiten establecer un efectivo cortocircuito de salida, minimizando la disipación por calor dentro del semiconductor.

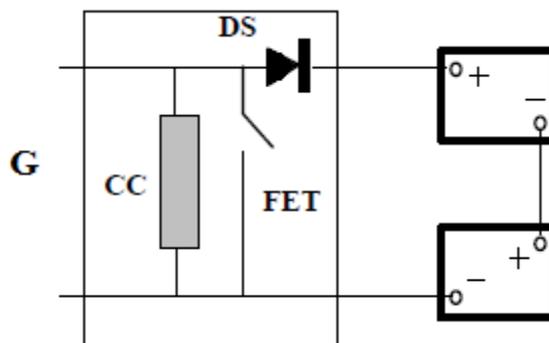


Figura 59: Circuito de un Regulador Paralelo o Shunt con FET

Este regulador de carga se tiene una desventaja que le es inherente: el banco de baterías debe ser aislado del cortocircuito. El diodo serie (DS) cumple con esa función. Esto provoca una disminución en el voltaje de carga, así como una pérdida de energía (disipación de calor dentro del diodo). Para disminuir ambos valores se utilizan diodos del tipo Schottky. Este tipo de componente tiene una juntura formada por un semiconductor y un metal (*hot carrier diode*, en inglés). El resultado es un

diodo con menor voltaje de trabajo (0,3V en lugar de 0,6V). Para el mismo valor de corriente de carga, las pérdidas se reducen a la mitad.

Reguladores Serie

El regulador serie elimina la necesidad de un diodo en serie, ya que la apertura del interruptor aísla al banco de baterías de los circuitos que le preceden.

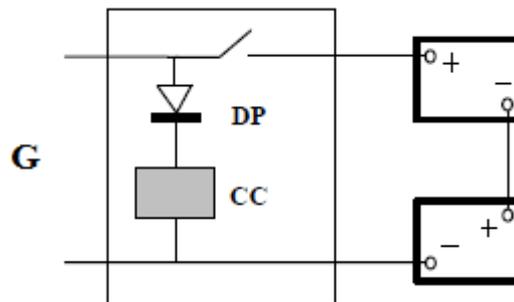


Figura 60: Circuito de un Regulador Serie

Siendo:

G: Generación;
DP: Diodo de Protección;
CC: Circuito de control.

Los reguladores serie realizan la función de desconectar el panel de las baterías cuando se logre el estado de plena carga. Es equivalente a un conmutador conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo de paneles al sistema de baterías durante la carga y un circuito abierto entre ambos cuando las baterías se encuentran plenamente cargadas.

Como elemento regulador se emplea un dispositivo semiconductor (normalmente transistores de potencia bipolares) capaz de conducir la corriente deseada en la carga, de soportar la diferencia de tensión entre la entrada y la salida y que está provisto de un sistema térmico capaz ceder al ambiente el calor generado por efecto Joule por la pérdida de potencia, sin alcanzar una temperatura peligrosa para la estructura. Este elemento es gobernado por un circuito de control que, comparando constantemente la tensión de las baterías con una tensión de referencia, entrega al regulador una señal para permitir o impedir el paso de corriente.

En los reguladores en serie, la energía sobrante, disipada intencionadamente en forma de calor, aumenta en proporción directa con la carga a que es sometida la fuente. Existen diferentes criterios de diseño para los controles en serie, dependiendo de lo que el fabricante considera el control óptimo de la corriente de carga. Sin embargo, en todos ellos existen dos características que les son comunes:

- a) alternan períodos activos de cargas con períodos de inactividad;
- b) la acción del circuito de control depende del estado de carga del banco de baterías. Durante el período activo algunos modelos usan un voltaje de carga de valor constante, mientras que en otros este valor está limitado por la diferencia de voltaje entre los paneles y las baterías.

5.2.3 CAÍDAS DE TENSIÓN

Las caídas excesivas de voltaje (en el regulador de carga, cables, interruptores, fusibles, etc.) tienen consecuencias negativas en el comportamiento de muchos sistemas causando con frecuencia una disminución de la capacidad efectiva de carga de los generadores.

Debido a que los reguladores de carga miden el voltaje de la batería en los correspondientes terminales del propio regulador, tales caídas de tensión pueden reducir el voltaje de carga de la batería, y afectar con ello a su correcto funcionamiento. Caídas de tensión tan pequeñas como 30 mV/celda pueden tener efectos significativos sobre la estimación del estado de carga de la batería y, en último extremo, sobre su tiempo de vida.

De forma análoga, cualquier caída excesiva de tensión en el circuito de consumo reduce el voltaje disponible en las cargas y puede afectar negativamente a su funcionamiento. Por estas razones, es necesario limitar las caídas de voltaje tanto en el cableado como en el propio regulador.

Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del generador, deben ser inferiores al 4 % de la tensión nominal (aproximadamente 0,5 V para 12 V), en las peores condiciones de operación (todas las cargas apagadas y máxima corriente procedente de los generadores). Entre los terminales de la batería y los del consumo, deben ser inferiores al 4 % del voltaje nominal en las peores condiciones de operación (todas las cargas encendidas y sin corriente alguna procedente de generación).

5.2.4 INFORMACIÓN Y SEÑALIZACIÓN

Los reguladores que muestran información sobre parámetros eléctricos como corriente de carga y tensión de la batería, se han empleado ampliamente en el pasado, pero en la actualidad se considera que esto no es muy útil. Preferiblemente deben emplearse señalizaciones en los reguladores que permitan determinar el riesgo de desconexión por baja disponibilidad de energía. Los principales estados que deben reconocerse y señalarse son: la disponibilidad de energía debida una carga suficientemente elevada en la batería, situación de riesgo de desconexión por bajo nivel de carga, y desconexión de cargas debida a un nivel de carga de la batería excesivamente bajo.

Todas estas señales pueden permanecer activas, siempre que se empleen LED de muy bajo consumo. Aunque una mejor opción es que las señales se activen con un pulsador, esto ahorra energía y fomenta la participación del usuario en el funcionamiento del sistema.

Las señales del regulador se pueden consultar fácilmente solo si este se ubica en un lugar accesible en una habitación de uso frecuente. Aunque otras recomendaciones indican que el regulador debe estar lo más cerca posible de la batería (para evitar pérdidas), y esta debe colocarse en un lugar ventilado y de acceso restringido.

5.3 CABLEADO

Bajas tensiones y corrientes elevadas son parámetros característicos en sistemas eólicos y eléctricos de baja potencia, por lo que caídas pequeñas de tensión tienden a ser significativas y generan efectos negativos sobre la corriente entregada por los generadores, la regulación de carga de la batería y la vida útil de las lámparas led.

Por estas razones, debe evitarse las caídas de tensión dimensionando adecuadamente el cableado. Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean menores al 5% entre el generador y el regulador, menores de 1% entre el regulador y las baterías, e inferiores a 5% entre el regulador de carga y las cargas. Esto en condiciones de máxima corriente. Estas caídas en los conductores, son independientes de las caídas en regulador, mencionadas en el apartado anterior.

Las terminales de los cables deberán permitir una conexión mecánicamente fuerte, segura y con baja caída de tensión.

Los cables deben asegurarse a las estructuras de soporte, para evitar esfuerzos mecánicos sobre otros elementos de la instalación eléctrica.

5.4 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Los sistemas eólicos y solares generalmente operan con tensiones bajas (del rango de 12-24V). El factor que representa mayor peligro en estos casos es la batería, ya que tienen corrientes de cortocircuito muy altas, además contienen ácido sulfúrico y libera gases inflamables. Para evitar este tipo de riesgos, tanto la batería como el regulador de carga deben estar protegidos contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito. Dichas protecciones deben tener efecto tanto sobre la línea de los generadores como sobre la línea de las cargas.

Dichas protecciones pueden realizarse de manera fácil implementando fusibles, diodos, disyuntores u otros; y pueden o no estar incluidas dentro de la caja del regulador.

En cualquiera de los caso, dichas protecciones se consideran parte del regulador en lo relativo a caídas de tensión en las mismas.

Los fusibles para la protección de los cables se eligen de forma que la máxima corriente de operación esté entre el 50 y 80% de la capacidad nominal del mismo. Los fusibles se instalan preferiblemente en las líneas de polaridad positiva.

CAPÍTULO 6: FUENTES DE ILUMINACIÓN LED

6.1 RESEÑA HISTÓRICA

El primer led fue desarrollado en 1927 por Oleg Vladimírovich Lósev (1903-1942), sin embargo no se usó en la industria hasta los años sesenta. El primer led que emitía en el espectro visible fue desarrollado por el ingeniero de General Electric Nick Holonyak en 1962.

Solo se podían construir de color rojo, verde y amarillo con poca intensidad de luz y se limitaba su utilización a mandos a distancia (controles remotos) y electrodomésticos para marcar el encendido y apagado.

A finales del siglo XX se inventaron los led ultravioletas y azules, lo que dio paso al desarrollo del led blanco, que es un led de luz azul con recubrimiento de fósforo que produce una luz amarilla, la mezcla del azul y el amarillo produce una luz blanquecina denominada (luz de luna) consiguiendo alta luminosidad (7 lúmenes unidad) con lo cual se ha ampliado su utilización en sistemas de iluminación. [28]

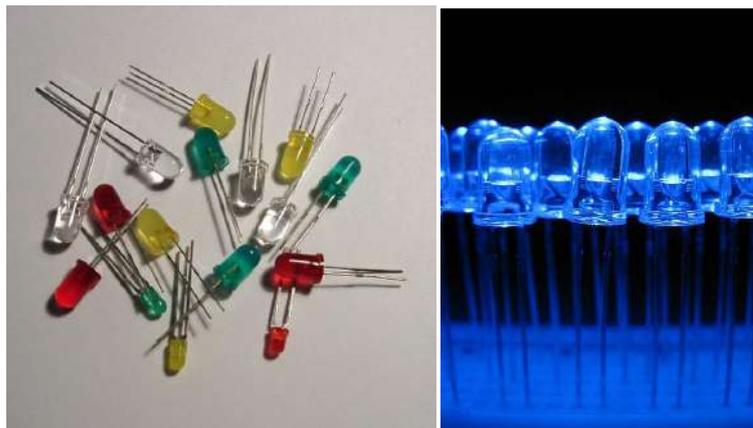


Figura 61: Primeros Led

6.2 TECNOLOGÍA LED

En corriente continua, todos los diodos emiten cierta cantidad de radiación cuando los pares electrón-hueco se recombinan; es decir, cuando los electrones *caen* desde la banda de conducción (de mayor energía) a la banda de valencia (de menor energía), emitiendo fotones en el proceso. Su color dependerá de la altura de la banda prohibida (diferencias de energía entre las bandas de conducción y valencia), es decir, de los materiales empleados. Los diodos convencionales, de silicio o germanio, emiten radiación infrarroja muy alejada del espectro visible. Sin embargo, con materiales especiales pueden conseguirse longitudes de onda visibles. [28]

6.2.1 LED E IRED

Los led e IRED (diodos infrarrojos), tienen geometrías especiales para evitar que la radiación emitida sea reabsorbida por el material circundante del propio diodo, lo que sucede en los convencionales.

Compuesto	Color	Long. de onda
arseniuro de galio (GaAs)	Infrarrojo	940 nm
arseniuro de galio y aluminio (AlGaAs)	rojo e infrarrojo	890 nm
arseniuro fosfuro de galio (GaAsP)	rojo, anaranjado y amarillo	630 nm
fosfuro de galio (GaP)	verde	555 nm
nitruro de galio (GaN)	verde	525 nm
seleniuro de zinc (ZnSe)	azul	
nitruro de galio e indio (InGaN)	azul	450 nm
carburo de silicio (SiC)	azul	480 nm
diamante (C)	ultravioleta	
silicio (Si)	en desarrollo	

Tabla 8: Compuestos Empleados en la Construcción de Led

Los primeros diodos construidos fueron los diodos infrarrojos y de color rojo, permitiendo el desarrollo tecnológico posterior la construcción de diodos para longitudes de onda cada vez menores. Los diodos azules fueron desarrollados a finales de los años noventa, añadiéndose a los rojos y verdes desarrollados con anterioridad, lo que permitió, por combinación de los mismos, la obtención de luz blanca. El diodo de seleniuro de zinc puede emitir también luz blanca si se mezcla la luz azul que emite con la roja y verde creada por fotoluminiscencia.

La más reciente innovación en el ámbito de la tecnología led son los diodos ultravioleta, que se han empleado con éxito en la producción de luz negra para iluminar materiales fluorescentes.

6.2.2 OLED

El OLED (*organic light-emitting diode*: “diodo orgánico de emisión de luz”) es un diodo basado en una capa electroluminiscente que está formada por una película de componentes orgánicos, y que reaccionan a una determinada estimulación eléctrica, generando y emitiendo luz por sí mismos.

No se puede hablar realmente de una tecnología OLED, sino más bien de tecnologías basadas en OLED, ya que son varias las que hay, dependiendo del soporte y finalidad a la que vayan destinados.

Su aplicación más importante se encuentra en las pantallas reproductoras de imagen, pero su horizonte se amplía al campo de la iluminación y otros múltiples usos que se le pueda dar.

Las ventajas de esta nueva tecnología son enormes, pero también tiene una serie de inconvenientes, la degradación de los materiales OLED ha limitado su uso por el momento.

6.2.3 APLICACIONES

IRED

Los diodos infrarrojos (IRED) se emplean desde mediados del siglo XX en mandos a distancia de televisores, habiéndose generalizado su uso en otros electrodomésticos como equipos de aire acondicionado, equipos de música, etc., y en general para aplicaciones de control remoto, así como en dispositivos detectores, además de ser utilizados para transmitir datos entre dispositivos electrónicos como en redes de computadoras y dispositivos como teléfonos móviles, computadoras de mano, aunque esta tecnología de transmisión de datos ha dado paso al bluetooth en los últimos años, quedando casi obsoleta.

LED (APLICACIONES GENERALES)

Los led se emplean en todo tipo de indicadores de estado (encendido/apagado) en dispositivos de señalización (de tránsito, de emergencia, etc.) y en paneles informativos. También se emplean en el alumbrado de pantallas de cristal líquido de teléfonos móviles, calculadoras, agendas electrónicas, etc., así como en bicicletas y usos similares. Existen además impresoras con led.

También se utilizan en la emisión de señales de luz que se transmiten a través de fibra óptica. Sin embargo esta aplicación está en desuso ya que actualmente se opta por tecnología láser que focaliza más las señales de luz y permite un mayor alcance de la misma utilizando el mismo cable. Sin embargo en los inicios de la fibra óptica eran usados por su escaso coste, ya que suponían una gran ventaja frente al coaxial (aún sin focalizar la emisión de luz).

Pantalla de ledes: pantalla muy brillante, formada por filas de led verdes, azules y rojos, ordenados según la arquitectura RGB, controlados individualmente para formar imágenes vivas, muy brillantes, con un altísimo nivel de contraste, entre sus principales ventajas frente a otras pantallas se encuentran: buen soporte de color, brillo extremadamente alto (lo que le da la capacidad de ser completamente visible bajo la luz del sol), altísima resistencia a impactos.

LED (ILUMINACIÓN)

El uso de led en el ámbito de la iluminación (incluyendo la señalización de tráfico) todavía es moderado y es previsible que se incremente en el futuro, ya que sus prestaciones son superiores a las fuentes de iluminación convencionales como por ejemplo la lámpara incandescente, la lámpara fluorescente, etc.

La iluminación con led presenta indudables ventajas que se detallarán más adelante.

6.3 TECNOLOGÍA LED EN ILUMINACIÓN. CONCEPTOS BÁSICOS

6.3.1 TIPOS DE LED

Las fuentes luminosas LED se pueden clasificar de varias formas, las dividiremos aquí en tres tipos [29]:

1) Led con óptica primaria

En este caso, el fabricante de sistemas de iluminación compra los componentes LED, fabrica circuitos impresos a medida y los combina con una óptica secundaria. De este modo se obtiene la máxima flexibilidad de diseño, puesto que la geometría del módulo de iluminación se puede integrar por completo en el diseño de la luminaria.

Actualmente solo se utilizan LED SMD (dispositivo de montaje adosado) que van soldados directamente a la superficie de una placa de circuito impreso y disipan el calor mucho mejor. Este tipo de LED es más reciente y está pensado específicamente para soportar cargas y flujos luminosos mayores. Su vida útil y su eficiencia son considerablemente superiores. Se encuentran disponibles en un amplio espectro de potencias: desde los LED de baja potencia (entre 70 mW y 0,5 W) a los de potencia media (entre 1 y 3 W) y los de alta potencia (hasta 90 W). Los paquetes de lúmenes por LED varían de 4 lm por componente a 6000 lm para las capacidades más altas.

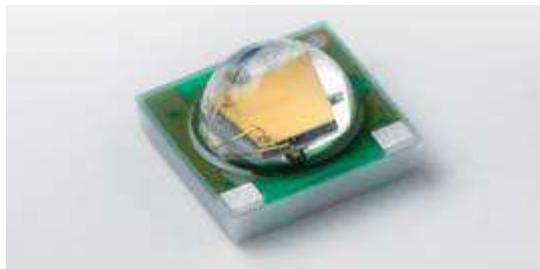


Figura 62: Lente con Óptica Primaria

2) Placas de circuito impreso (PCB) preensambladas

El fabricante de sistemas de iluminación compra al proveedor de LED las PCB preensambladas, que son placas de circuito impreso en las que se montan uno o varios LED. Las placas de circuito impreso también cuentan con la electrónica de funcionamiento necesaria, lo que permite conectar los módulos fácilmente a una fuente de alimentación. Estas PCB preensambladas se encuentran disponibles en distintas versiones (redondas, lineales o tiras, soportes flexibles, etc.) y se pueden equipar con LED SMD de baja o de alta potencia. Algunos ejemplos de ello son las PCB lineales de LED Osram o Philips.

Los circuitos impresos preensamblados ofrecen la ventaja de que son módulos de iluminación prefabricados. Pero, por otra parte, los módulos tienen una forma fija, lo

que limita ligeramente la libertad de diseño. Además, la elección del tipo de LED no puede optimizarse por completo en función de la aplicación prevista.



Figura 63: Placas Preensambladas

3) Módulos led (lámparas completas)

Los módulos LED van aún más lejos: la PCB preensamblada se integra en las interfaces eléctrica y térmica necesarias dentro de su carcasa. También se puede integrar la óptica secundaria.



Figura 64: Módulo Led

6.3.2 ANATOMÍA DEL LED

El diodo y su correspondiente circuito eléctrico se encapsulan en una carcasa plástica, de resina epoxi o cerámica según las diferentes tecnologías. Este encapsulado consiste en una especie de cubierta sobre el dispositivo y en su interior puede contener uno o varios LED. [30]

A continuación se presentan los distintos componentes de un sistema básico de iluminación led:



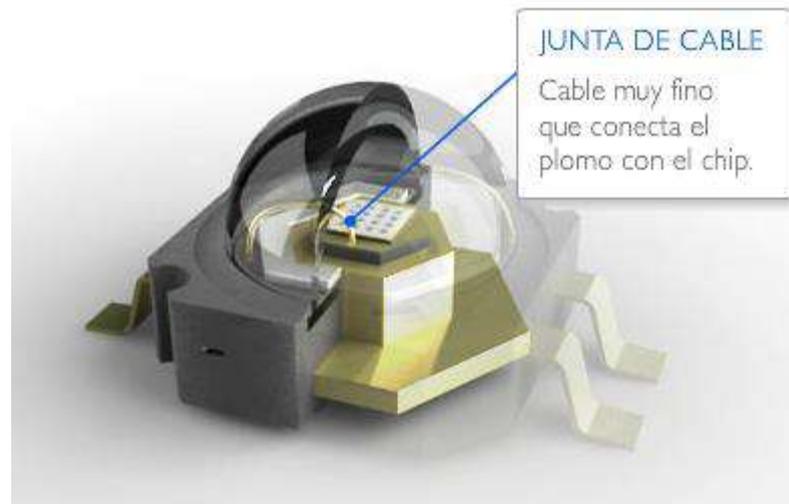


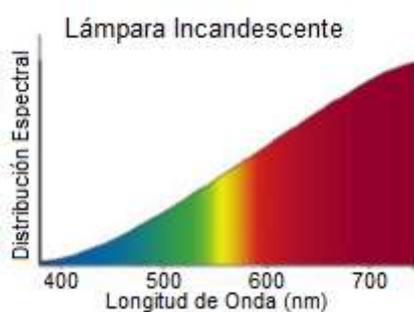
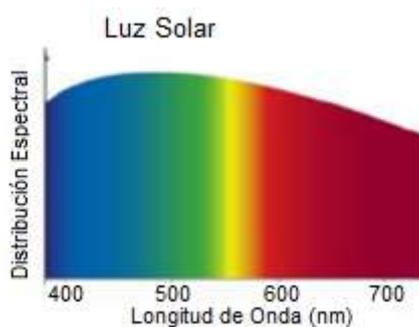


Figura 65: Anatomía del Led

6.3.3 ESPECTROS LUMINOSOS

Se comparan los distintos espectros luminosos de fuentes luminosas comenzando por la luz solar, considerada como la fuente ideal o de referencia, siguiendo por la lámpara incandescente, la lámpara fluorescente, sodio baja presión, sodio alta presión, halogenuros metálicos y finalizando con la fuente tecnología led.

Se puede observar en los espectros luminosos de las fuentes led, la luz azul que es emitida directamente por el led mientras que el resto de radiación es convertida gracias al agregado de fósforos. [31]



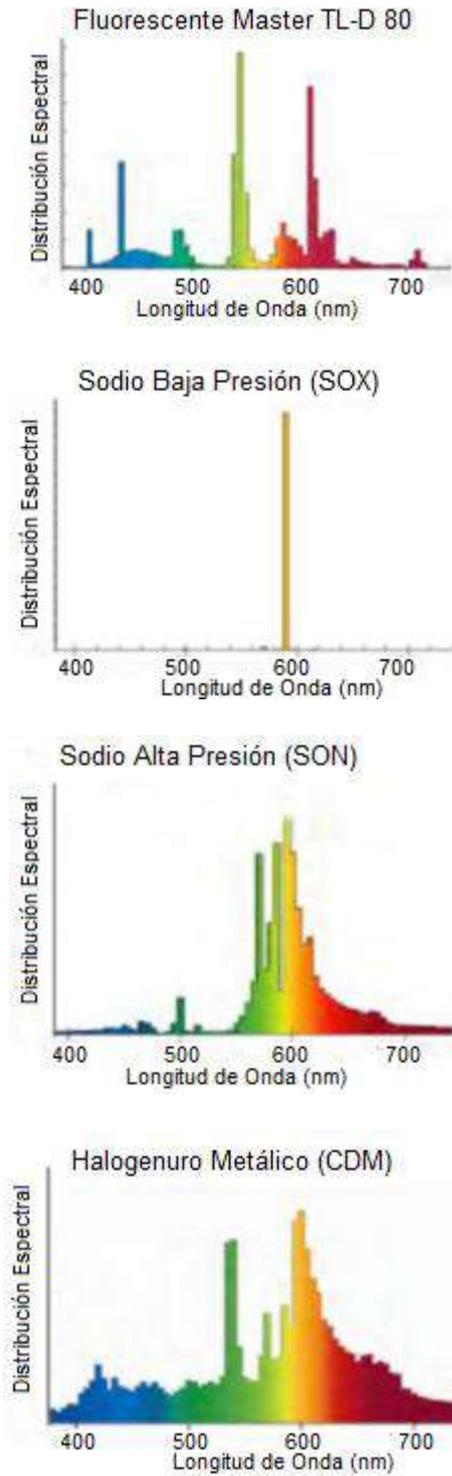


Figura 66: Espectros Luminosos de las Principales Tecnologías de Iluminación

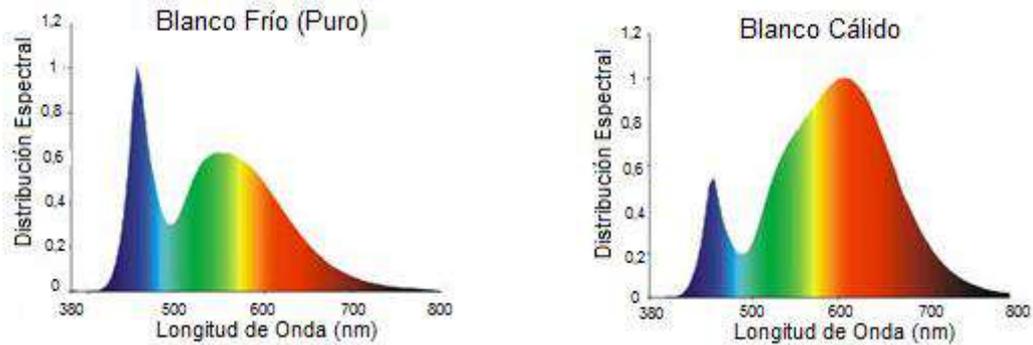


Figura 67: Espectro Luminoso de la Tecnología Led

6.3.4 INDICE DE REPRODUCCIÓN CROMÁTICA Y TEMPERATURA DE COLOR

El índice de reproducción cromática, junto con la temperatura de color, son los dos factores que permiten definir una fuente luminosa.

Un error común es pensar que la temperatura de color y el índice de reproducción de color, describen las mismas propiedades de una lámpara. La temperatura de color describe la apariencia del color de la luz emitida. El índice de reproducción del color, por el contrario, describe cómo de bien esa misma luz representa el color en los objetos iluminados.

Índice de reproducción cromática IRC

La Comisión Internacional de Iluminación (CIE en francés Commission internationale de l'éclairage) lo define como "Efecto de una iluminación sobre la percepción del color de los objetos, de forma consciente o subconsciente, en comparación con su percepción del color bajo una iluminación de referencia." [32]

El índice de reproducción cromática (IRC) es una medida de la capacidad que una fuente luminosa tiene para reproducir fielmente los colores de varios objetos en comparación con una fuente de luz natural o ideal. Las luces con un IRC elevado son necesarias en aplicaciones donde son importantes los colores.

Tipo de luz	IRC [Ra]
Incandescencia	100
Halógena	100
Halogenuros Metálicos	65/95
Fluorescente	80
Sodio Baja Presión	25
Sodio Alta Presión	25/80
Mercurio Baja Presión	50/95
Mercurio Alta Presión	45
Mezcladoras	60
Led	>75

Tabla 9: Índice de Reproducción Cromática de Distintas Tecnologías de Lámparas

Temperatura de color

Podríamos definir temperatura de color como la dominancia de alguno de los colores del espectro lumínico en las luces BLANCAS, de modo que altera el color blanco hacia el ámbar o hacia el azul en dicho espectro. [33]

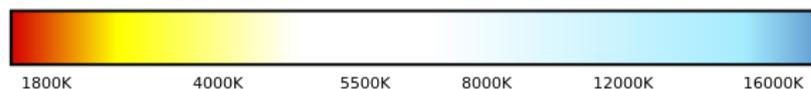


Figura 68: Temperaturas de Color

La temperatura de color se mide en Kelvin y solo se aplica a las luces blancas. Si tenemos un fuente de luz de color, ejemplo luz roja, no podremos medir su temperatura de color.

Tenemos varios tipos de dominante de color, pero las que más se hacen presente son el color ámbar y el azul. Por lo cual las luces blancas que tengan dominante de color ámbar las llamamos luces cálidas, porque el efecto psicológico que vemos en una habitación que es iluminada con estas luces, nos da la sensación de encontrarnos en un lugar cálido.

Entonces las luces blancas que tengan dominante de color azul las llamamos luces frías, porque el efecto psicológico que vemos en una habitación que es iluminada con estas luces, nos da la sensación de encontrarnos en un lugar frío.

Tipo de luz	Temperatura de color [°K]
Incandescencia	2600
Halógena	2900
Halogenuros Metálicos	4800/6500
Fluorescente	2700/4000
Sodio Baja Presión	1800
Sodio Alta Presión	2000/2500
Mercurio Baja Presión	2600/6500
Mercurio Alta Presión	4000
Mezcladoras	3600
Led	2700/7000

Tabla 10: Temperatura de Color de las Lámparas de las Principales Tecnologías de Iluminación

En los led RGB de luz blanca (por combinación de rojo, verde y azul) son posibles todas las temperaturas de color, aunque el control a largo plazo es complicado porque los tres colores tienen una dependencia de la temperatura distinta. Por eso se emplea con menos frecuencia en iluminación.

En los led con conversión por material luminiscente, la temperatura de color viene dada, por una parte, por el tono de azul del led y, por otra, por el material luminiscente.

Podemos decir que los led tienen una reproducción de colores de alta calidad y podemos elegir la temperatura de color. [34]

6.3.5 VIDA ÚTIL

La vida útil de los LED depende en gran medida de las condiciones de uso específicas; entre ellas, las más importantes son la potencia y la temperatura interna (y, por consiguiente, la temperatura ambiente). Hoy en día, a un LED de calidad se le presupone una vida útil de 50 000 horas. Se entiende que este es el periodo en el que, de media, el flujo luminoso cae hasta el 60% de su valor inicial.

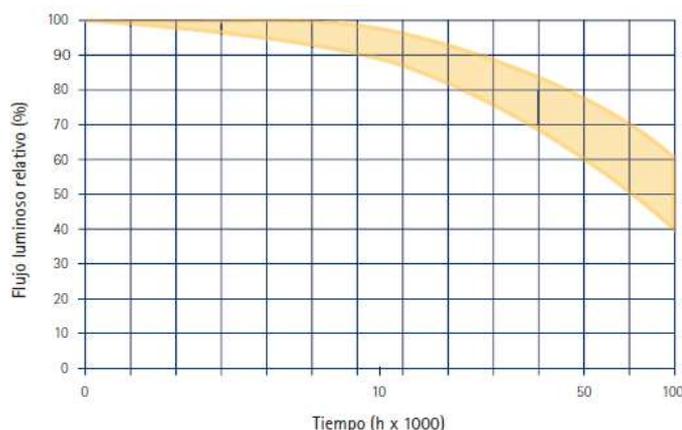


Figura 69: Depreciación del Flujo Luminoso con el Paso del Tiempo

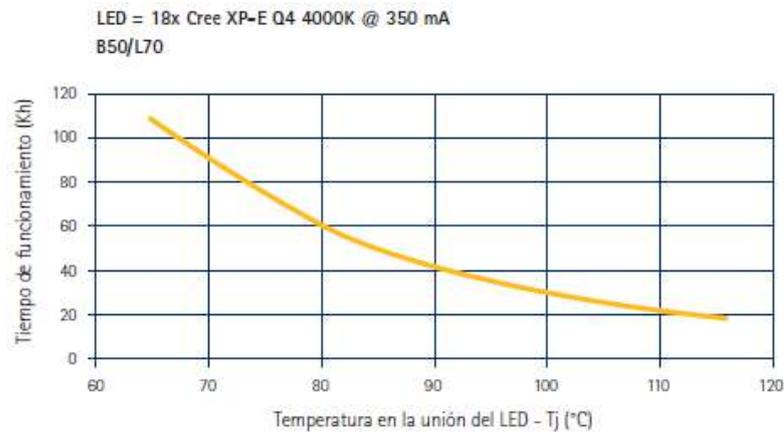


Figura 70: Influencia de la Temperatura de Unión en la Vida Útil

Esta vida útil es alcanzable siempre y cuando el LED se emplee dentro de sus límites de temperatura establecidos (normalmente entre 80 y 85 °C).

Es importante tener en cuenta que la vida útil de los LED depende en gran medida de los requisitos impuestos por su aplicación. Por ejemplo, para aplicaciones arquitectónicas o residenciales específicas, es aceptable una reducción luminosa del 30% o más y la vida útil puede superar las 50 000 horas. Para otras aplicaciones de iluminación profesional, es inaceptable un fallo del 50% con una reducción luminosa del 30%, con lo que la vida útil real es más corta.

Una rápida comparación nos muestra que el led es el que mayor vida útil tiene.

Tipo de luz	Vida Útil [h]
Incandescencia	1000
Halógena	2000/5000
Halogenuros Metálicos	9000
Fluorescente	6000/20000
Sodio Baja Presión	14000
Sodio Alta Presión	16000
Mercurio Baja Presión	10000
Mercurio Alta Presión	16000
Mezcladoras	6000
Led	25000/50000

Tabla 11: Vida Útil de las Lámparas de las Principales Tecnologías de Iluminación

Al determinar la vida útil de un LED es preciso distinguir entre fallo paramétrico (deterioro del rendimiento luminoso) y fallo catastrófico (el LED no emite luz).



Cuando los fabricantes hablan de una vida útil L70 se refieren al tiempo en el que un porcentaje específico de LED disminuye al 70% de su flujo luminoso inicial. Este porcentaje de LED se indica con la letra "B"; así, por ejemplo B50 indica un 50%.

No obstante, al determinar la vida útil, no se tienen en cuenta los LED que pueden fallar, que se retiran de la prueba. Sin embargo, a los usuarios les importan los LED defectuosos. Cuando se determina la vida útil teniendo en cuenta los LED que fallan, se hace referencia a una vida útil F, que normalmente será inferior a la vida útil B. Por ejemplo, L70F10 indica el periodo en el que un 10% disminuye a menos del 70% del flujo luminoso inicial o falla por cualquier motivo. Las normas y recomendaciones internacionales promoverán cada vez más e incluso terminarán por imponer la definición F para la vida útil de los LED.

6.3.6 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Desde hace años, la eficiencia lumínica de las luminarias fluorescentes se viene expresando en términos de porcentaje, una indicación del grado de eficiencia con el que la luminaria utiliza la luz. La misma se determina comparando el flujo luminoso de una luminaria con una lámpara desnuda. La indicación de eficiencia en términos de porcentaje es fácilmente demostrable. Muestra con qué grado de eficiencia gestiona una luminaria una cantidad de luz. Por este motivo, esta indicación se ha convertido en la norma para soluciones fluorescentes. También es muy fácil de determinar: basta con medir el flujo luminoso de una luminaria con lámpara y compararlo con el flujo luminoso de la lámpara desnuda.

En la era del LED, solo hablamos de lumen por vatio (eficiencia energética), es decir, rendimiento luminoso por unidad de consumo energético. En este contexto, es importante tener en cuenta la eficiencia específica de toda la solución, tanto de la fuente luminosa como de la luminaria.

A diferencia de las fuentes convencionales de iluminación, el flujo luminoso de un LED desnudo no es una referencia válida. Para empezar, hay muchos tipos distintos de LED (el producto no está estandarizado). Además, existe una variación (en fábrica) en el rendimiento luminoso y la temperatura de color. Actualmente no existe ningún método de medición estándar que se pueda emplear para medir el flujo luminoso de un LED desnudo. Y lo que es más importante, el flujo luminoso es muy sensible a la temperatura. Los LED tienen un comportamiento mucho mejor a 25 °C que cuando se calientan en una luminaria. No se debe analizar solo la luminaria, sino el binomio lámpara/luminaria. Se trabaja con lm/W, basándose en la cantidad de energía que necesita una luminaria determinada para alcanzar un determinado flujo luminoso.

Actualmente los LED en blanco frío con una temperatura de color de entre 5000 y 7000 K (grados Kelvin) alcanzan más de 160 lm/W en las condiciones de referencia y se prevé que para 2014 estarán disponibles comercialmente. Los LED con temperaturas de color inferiores de entre 2700 y 4000 K normalmente presentan un rendimiento ligeramente inferior. Para estas temperaturas de color, en 2011 se comercializaron LED con rendimientos luminosos de hasta 80 lm/W.

Los LED con una temperatura de color más alta, y por tanto con una luz más fría, ofrecen un nivel de eficiencia superior que los mismos LED con temperaturas de color más bajas. El material luminiscente utilizado para crear el blanco cálido contiene más rojo y el rendimiento de este componente rojo es inferior al del amarillo. Por eso, el rendimiento general del LED es menor.

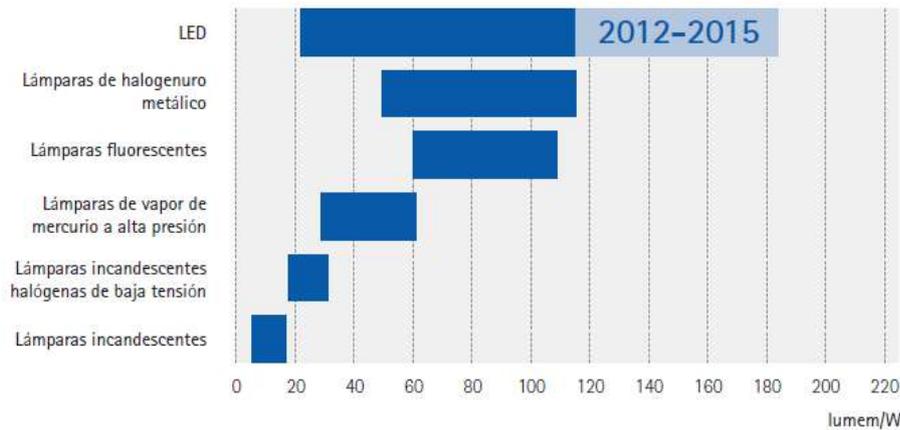


Figura 71: Valores Típicos de Eficiencia Luminosa en distintas Tecnologías de Iluminación

La relación lm/W, depende mucho de con qué se relacione, si con un simple led o todo el sistema. Actualmente, 80 lm/W es un rendimiento muy bajo para una luminaria, pero a medida que los LED sigan desarrollándose, el listón también estará cada vez más alto.

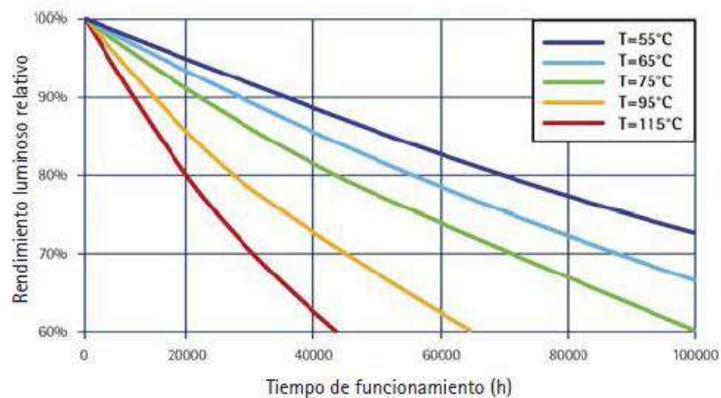


Figura 72: Depreciación del Flujo Luminoso con el Tiempo para Distintas Temperaturas en la Unión

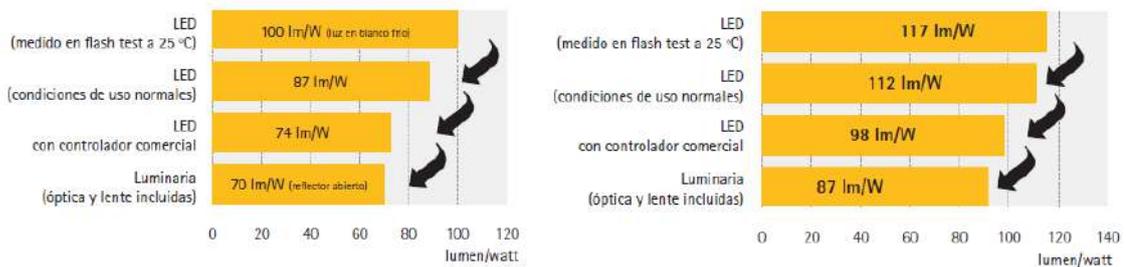


Figura 73: Eficacia Energética del Conjunto Lámpara-Luminaria en dos Tipos de Led y Luminaria

Tipo de luz	Eficiencia Energética [lm/W] Lámpara	Eficiencia Energética [lm/W] Lámpara+Luminaria
Incandescencia	15	12
Halógena	20	16
Halogenuros Metálicos	70/90	56/72
Fluorescente	60/90	39/60
Sodio Baja Presión	120/150	84/105
Sodio Alta Presión	95/130	76/96
Led	90/120	70/90

Tabla 12: Eficiencia Energética de las Principales Lámparas y Reducción de la Misma por Luminaria

Eficiencia y flujo luminoso

La cantidad de luz generada es casi proporcional a la cantidad de corriente que fluye a través del diodo. A efectos de iluminación, el suministro siempre está controlado por la corriente.

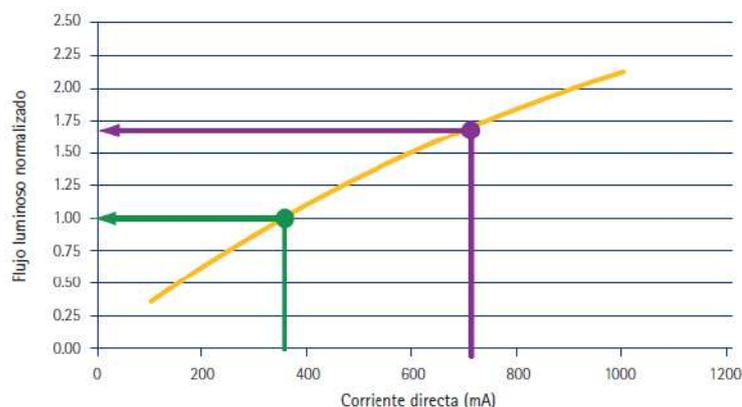


Figura 74: Impacto de la Corriente en el Flujo Luminoso

El led puede ser alimentado a distintas intensidades, siempre a corriente continua y constante. Las corrientes estándar suelen ser 350 mA, 500 mA, 700 mA, 1A y 1,5 A.

La mejor eficacia se obtiene a 350 mA, cuanto más corriente menos lumen por vatio. En la figura se ve que a 700 mA, doble consumo, tan solo obtenemos el 1,65 de flujo luminoso.

Eficacia luminosa en el encendido

Las lámparas fluorescentes no emiten inmediatamente todo su flujo luminoso desde el momento en que se encienden. En contraste, los LED reaccionan inmediatamente a los cambios en el suministro eléctrico. Una vez encendidos, alcanzan en un instante su flujo luminoso máximo, con lo que son sumamente adecuados para aplicaciones con encendidos y apagados frecuentes, sobre todo si la luz se utiliza solo durante breves espacios de tiempo.

Esto también ocurre a temperaturas ambiente bajas, en las que incluso funcionan mejor. Además, los LED, a diferencia de las lámparas CDM (Ceramic discharge metal-halide lamp, lámpara de descarga con halogenuros metálicos) por ejemplo, pueden volver a encenderse sin problemas aunque aún estén calientes y la conmutación frecuente no repercute negativamente en la vida útil.

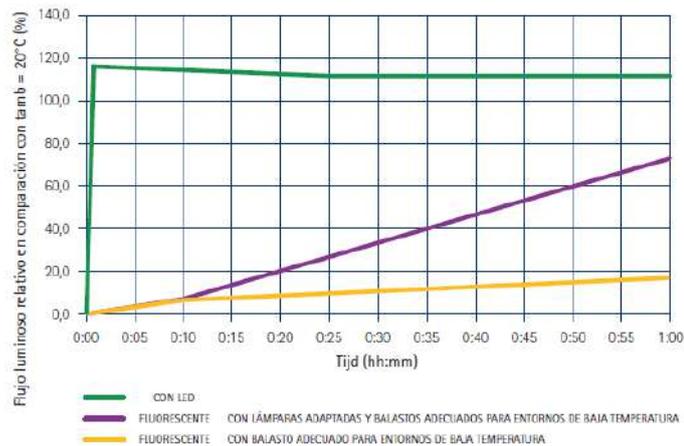


Figura 75: Comparación del Comportamiento de Puesta en Servicio del LED vs Fluorescente a -30°

6.3.7 VENTAJAS DE LA ILUMINACIÓN LED

1) Alta fiabilidad (resistente a los golpes y vibraciones).

Como no contienen componentes vulnerables o móviles tales como vidrio, filamentos o gases las soluciones LED bien diseñadas son bastante robustas y presentan una elevada resistencia a las vibraciones u otras tensiones mecánicas.

2) No emite radiaciones infrarrojas (IR) ni ultravioleta (UV)

El haz de luz LED no contiene radiación ultravioleta (UVA) ni infrarroja (IR). Eso los hace muy adecuados para entornos en los que interese evitar este tipo de radiaciones, como museos, comercios con productos alimenticios o tiendas de ropa.

Aunque el LED en sí genera calor, lo dirige hacia su parte trasera, lejos del objeto que se desea iluminar.

La gestión de la temperatura (refrigeración) es, sin duda, el aspecto más importante a la hora de desarrollar una iluminación LED de alta calidad. En función del rendimiento del LED, entre un 25 y un 30% de la energía se convierte en luz visible y el 70% restante en calor dentro del componente (disipación).

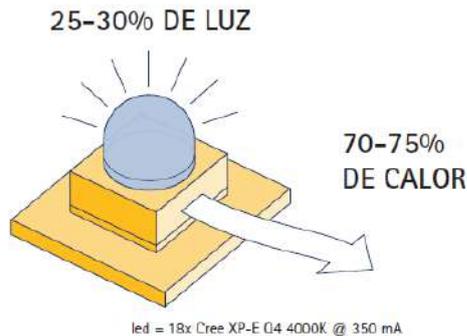


Figura 76: Energía Total Consumida por el Led

3) Respetuoso con el medio ambiente

No contiene gases ni metales peligrosos para el medio ambiente.

4) Fácil control y regulación

Los LED pueden regularse de manera eficaz en un amplio intervalo (casi desde el 0% al 100%) o controlarse de forma dinámica empleando métodos de regulación estandarizados, las pérdidas asociadas al regulador en los intervalos de regulación más bajos son comparables a las de los reguladores de lámparas fluorescentes con los balastos regulables más avanzados. Con una modulación completa, el consumo de energía residual puede bajar hasta el 10% del consumo nominal.

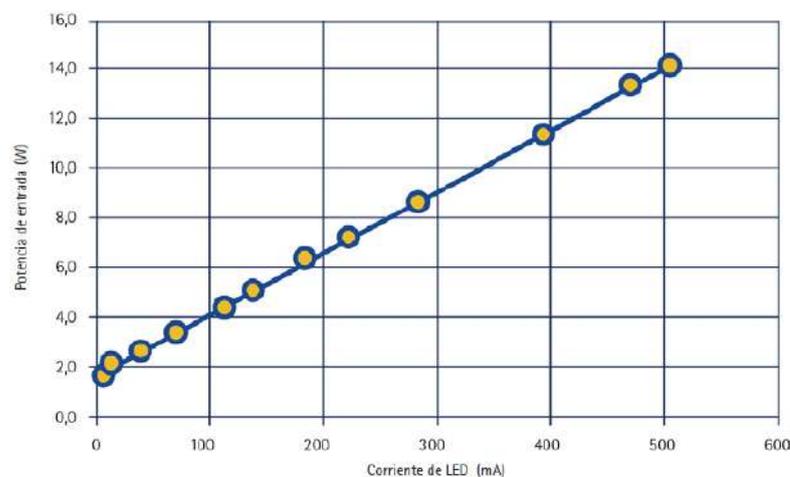


Figura 77: Efecto de la Regulación en el Consumo de Energía



No obstante, también hay diferencia en el grado de regulación. Los LED son extremadamente regulables; por ejemplo, pueden modularse hasta en pasos del 0,1% (según las características del regulador). [35]

Otras ventajas:

- Bajo voltaje y reducida potencia de consumo;
- Mejor factor de utilización, la iluminación led no tiene pérdidas por la reflexión, todos los demás sistemas de iluminación necesitan de reflectores para concentrar la luz al lugar donde queremos iluminar, lo que supone perder un 60% de efectividad, mientras que el led no precisa estos sistemas y la luz puede ser dirigida a la zona que queremos iluminar con una eficiencia del 90%
- Excelente rendimiento a bajas temperaturas;
- La luz no parpadea;
- Menores emisiones de CO₂;
- Seguridad eléctrica;
- Resistentes a encendidos y apagados;
- Reducción del mantenimiento de la instalación.

6.3.8 FABRICANTES DE LED

Hay muchos fabricantes de bombillas y equipos en el mercado: Philips, Osram, Sylvania, General Electric, etc. Estos fabricantes no solo se aseguran de fabricar bombillas y productos led de máxima calidad, sino que también tienen que asegurarse una imagen y una reputación intachables. Además de los ya conocidos, otros fabricantes relevantes de led son Cree, Toshiba, Bridgelux, Edison, Samsung, Epistar, Sharp... [36]

CAPÍTULO 7: DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN EÓLICO-SOLAR

7.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El sistema de iluminación eólico-solar utiliza naturalmente el viento y la luz del sol como fuente de energía. El generador eólico y los paneles solares, utilizados en el diseño del sistema, convierten la energía eólica y la solar en energía eléctrica, a fin de proveer electricidad al sistema de alumbrado.

El generador eólico y los paneles solares son capaces de generar energía en forma independiente o conjunta. Pueden utilizar la energía eólica en días nublados y lluviosos o durante la noche, o la energía solar en días sin viento, de modo de generar en forma complementaria tanto con energía eólica como solar. A su vez, el sistema está equipado con un banco de baterías que asegura el funcionamiento normal del sistema de alumbrado bajo condiciones de falta de viento y luz solar.

El sistema cuenta además con un relé programable, pudiendo regular a merced de las distintas necesidades a satisfacer, la duración de horas de iluminación así como también el consumo de energía.

También, se tiene la opción de poder conectarse a una fuente de energía de características iguales a la de la red eléctrica convencional (CA 220 V, 50 Hz).

Finalmente la utilización de la tecnología led como fuente de iluminación cierra el diseño general del sistema que lo hace altamente eficiente desde el punto de vista energético.

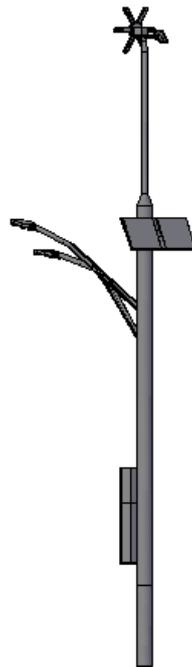


Figura 78: Diagrama General del Sistema de Iluminación Diseñado



7.2 PARÁMETROS TÉCNICOS Y COMPONENTES DEL SISTEMA

El sistema está compuesto por la estructura principal y los componentes descriptos en el diagrama unifilar representado en la figura 85. Todos los componentes, se instalan en el tablero eléctrico del sistema, a diferencia de los generadores, las luminarias y las baterías, estas últimas poseen un gabinete aparte donde se sitúan con sus respectivos fusibles.

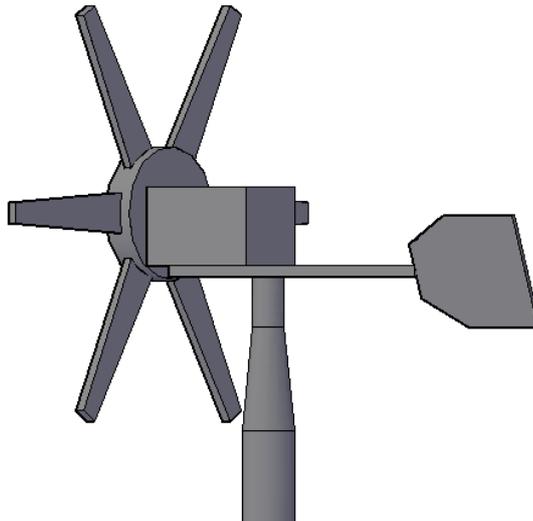


Figura 79: Aerogenerador Ensamblado a la Estructura

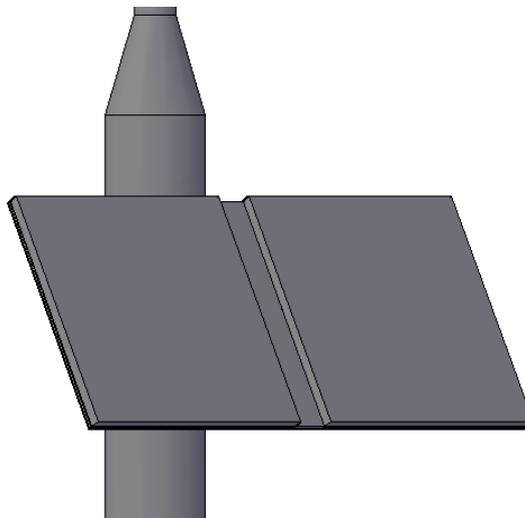


Figura 80: Paneles Solares Ensamblados a la Estructura

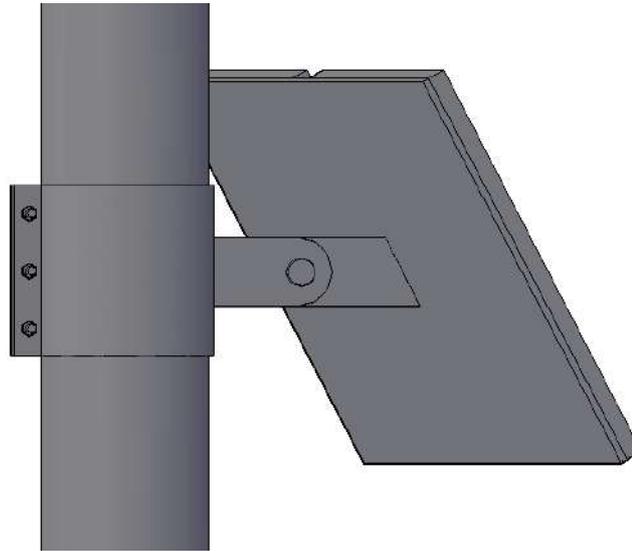


Figura 81: Regulación de Ángulos de paneles solares

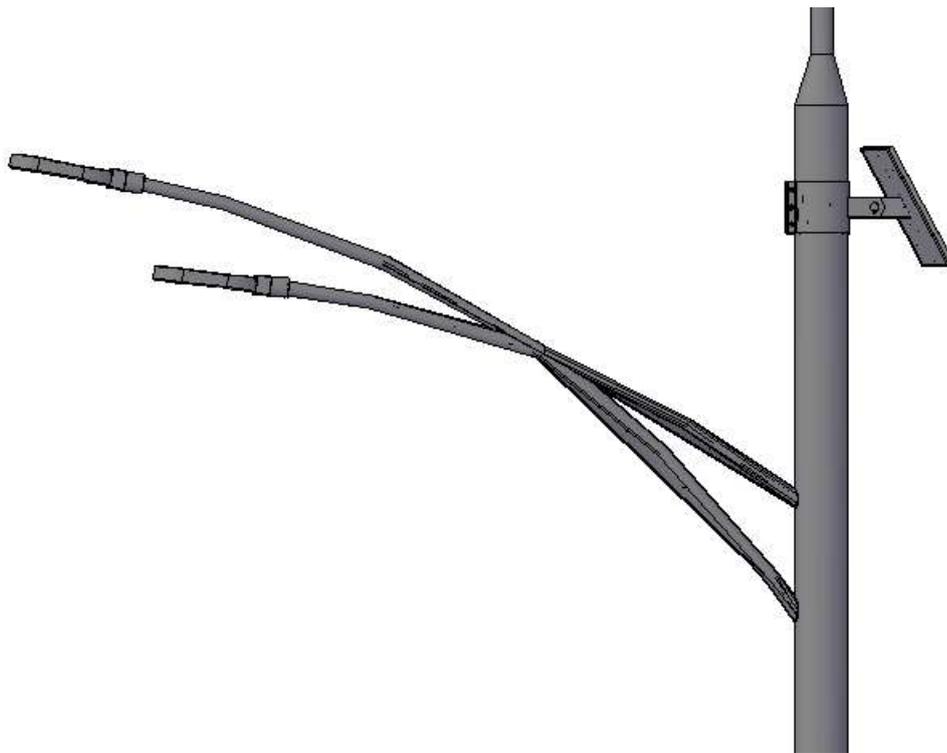


Figura 82: Disposición de las Luminarias



Figura 83: Vista superior del Sistema de Iluminación

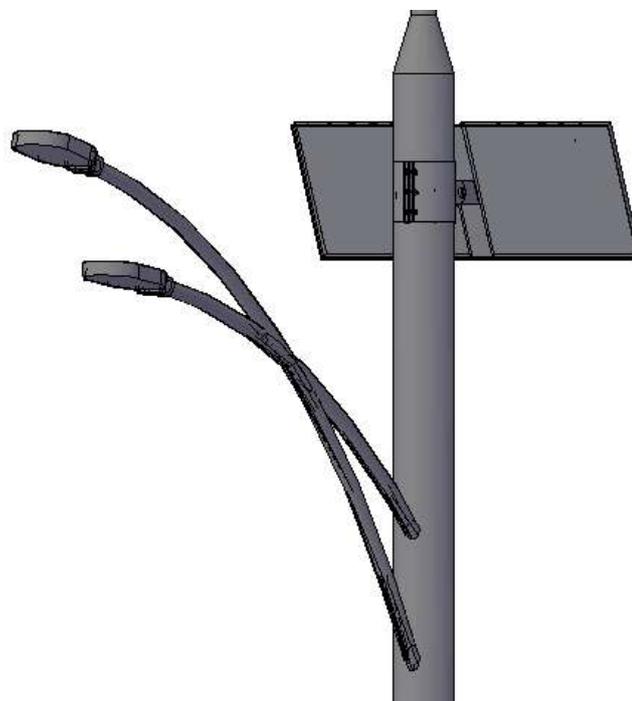


Figura 84: Luminarias y Paneles Solares

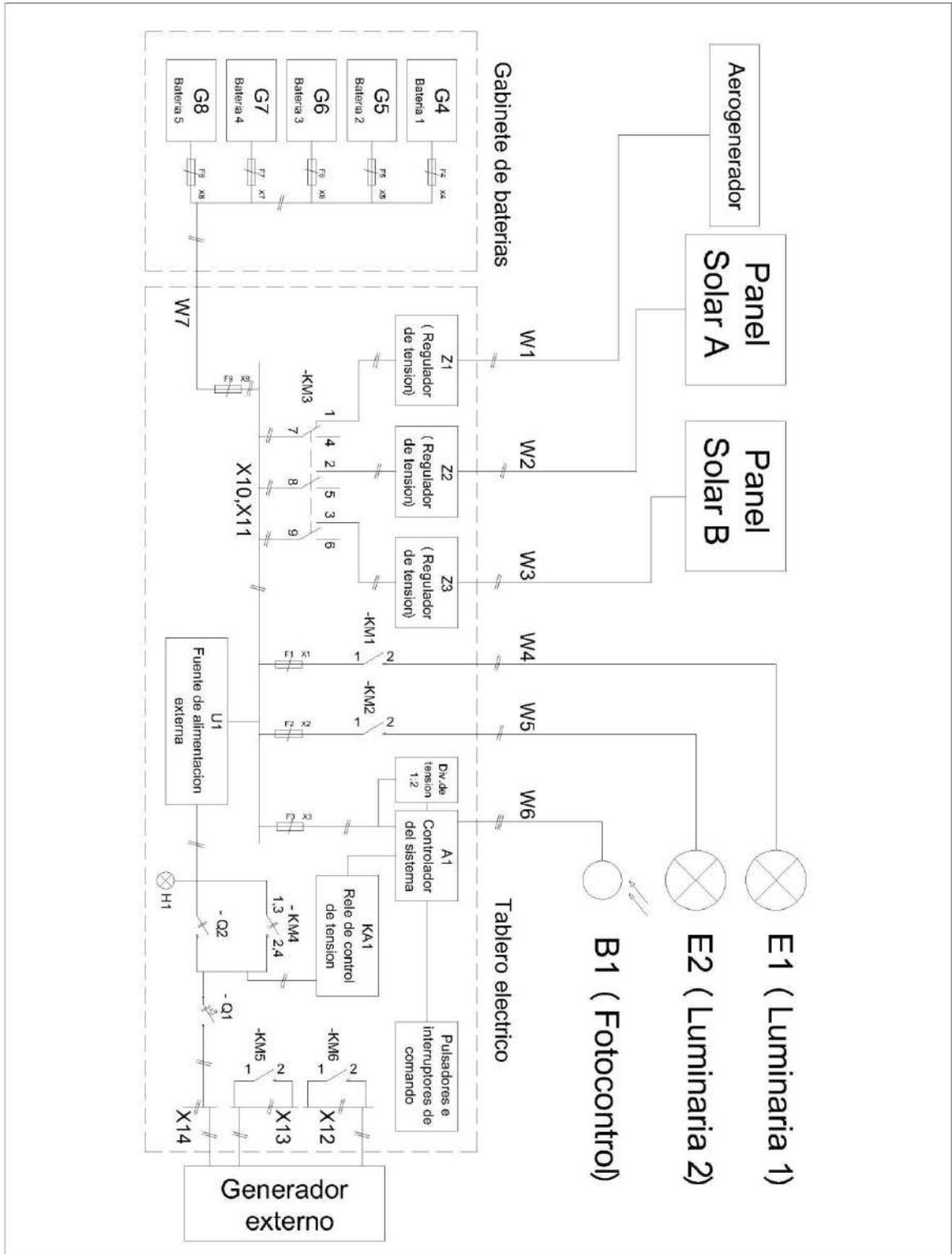


Figura 85: Diagrama Unifilar del Sistema



Nombre	Descripción/Función	Descripción
G1	Aerogenerador	FM Rutland 910-3- Marca Marlec
G2	Panel fotovoltaico A	KD-M50- Marca Kingdom Solar Energy
G3	Panel fotovoltaico B	KD-M50- Marca Kingdom Solar Energy
G4	Batería 1	Batería 12V-38Ah serie NP - Marca Yuasa
G5	Batería 2	Batería 12V-38Ah serie NP - Marca Yuasa
G6	Batería 3	Batería 12V-38Ah serie NP - Marca Yuasa
G7	Batería 4	Batería 12V-38Ah serie NP - Marca Yuasa
G8	Batería 5	Batería 12V-38Ah serie NP - Marca Yuasa
G9	Generador externo	A elección del cliente. (Potencia eléctrica Mínima 0,5HP).
E1	Luminaria c/ Lámpara - Base	DMXSCL-M30- Marca DMX
E2	Luminaria c/ Lámpara - Apoyo	DMXSCL-M30- Marca DMX
Z1	Regulador de carga Aerogenerador	SR200
Z2	Regulador de carga Panel A	SR200
Z3	Regulador de carga Panel B	SR200
A1	Controlador del sistema (Zelio)	Relé programable marca Schneider, Línea Zelio, Modelo: SR3B261JD.
B1	Foto control	Marca Home electric, Modelo: HI-FT12V.
KA1	Relé de control de voltaje	Relé de control de máxima y mínima tensión, Marca Schneider, Modelo: RM17UAS15
U1	Cargador de baterías/Fuente de alim.	Marca Xantrex, Modelo: Truecharge2 - 20A
W1	Cables de potencia Aerogenerador	2x2,5 mm ² Sintenax, Marca Prismyan.
W2	Cables de potencia Panel A	2x2,5 mm ² Sintenax, Marca Prismyan.
W3	Cables de potencia Panel B	2x2,5 mm ² Sintenax, Marca Prismyan.
W4	Cable de luminaria Base	2x1,5 mm ² Sintenax, Marca Prismyan.
W5	Cable de luminaria Apoyo	2x1,5 mm ² Sintenax, Marca Prismyan.
W6	Cable de fotocélula	3x1,5 mm ² Sintenax, Marca Prismyan.
W7	Cable de banco de baterías	2x10 mm ² unifilares, Marca Prismyan.
F1	Fusible Luminaria Base	Fusible cilíndrico 10x38 - 5A tipo gPV - DC 600V, Marca Df electric, modelo 491906.
F2	Fusible Luminaria Apoyo	Fusible cilíndrico 10x38 - 5A tipo gPV - DC 600V, Marca Df electric, modelo 491906.
F3	Fusible controlador Zelio	Fusible cilíndrico 10x38 - 5A tipo gPV - DC 600V, Marca Df electric, modelo 491901.
F4	Fusible Batería 1	Fusible cilíndrico 10x38 - 12A tipo gPV - DC 600V, Marca Df electric, modelo 491925.



F5	Fusible Batería 2	Fusible cilíndrico 10x38 - 12A tipo gPV - DC 600V, Marca Df electric, modelo 491925.
F6	Fusible Batería 3	Fusible cilíndrico 10x38 - 12A tipo gPV - DC 600V, Marca Df electric, modelo 491925.
F7	Fusible Batería 4	Fusible cilíndrico 10x38 - 12A tipo gPV - DC 600V, Marca Df electric, modelo 491925.
F8	Fusible Batería 5	Fusible cilíndrico 10x38 - 12A tipo gPV - DC 600V, Marca Df electric, modelo 491925.
F9	Fusible Banco de baterías	Fusible NH1 - 50A tipo gPV - DC 1000V, Marca Df electric, modelo 373230.
X1	Base portafusible-Fusible 1	Portafusible- Para Fusible 10x38, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 485150.
X2	Base portafusible-Fusible 2	Portafusible- Para Fusible 10x38, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 485150.
X3	Base portafusible-Fusible 3	Portafusible- Para Fusible 10x38, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 485150.
X4	Base portafusible-Fusible 4	Portafusible- Para Fusible 10x38, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 485150.
X5	Base portafusible-Fusible 5	Portafusible- Para Fusible 10x38, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 485150.
X6	Base portafusible-Fusible 6	Portafusible- Para Fusible 10x38, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 485150.
X7	Base portafusible-Fusible 7	Portafusible- Para Fusible 10x38, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 485150.
X8	Base portafusible-Fusible 8	Portafusible- Para Fusible 10x38, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 485150.
X9	Base portafusible-Fusible 9	Portafusible- Para NH1, Fijación con riel Din 35mm, Marca Df electric, modelo 344170.
X10	Bornera de conexión positivo (Nodo principal)	$1 \times 10 \text{ mm}^2 + 1 \times 4 \text{ mm}^2 + 2 \times 2,5 \text{ mm}^2 + 4 \times 1,5 \text{ mm}^2 + 2 \text{ Topes}$
X11	Bornera de conexión Negativo(Nodo principal)	$1 \times 10 \text{ mm}^2 + 1 \times 4 \text{ mm}^2 + 2 \times 2,5 \text{ mm}^2 + 4 \times 1,5 \text{ mm}^2 + 2 \text{ Topes}$
X12	Bornera de conexión de marcha de generador externo	$2 \times 1,5 \text{ mm}^2 + 2 \text{ Topes}$
X13	Bornera de conexión de arranque de generador externo	$2 \times 1,5 \text{ mm}^2 + 2 \text{ Topes}$
X14	Bornera de conexión de alimentación externa	$2 \times 1,5 \text{ mm}^2 + 2 \text{ Topes}$
X15	Zócalo para Relé KM1	Zócalo para relé enchufable, Marca Finder, modelo:92.03.0
X16	Zócalo para Relé KM2	Zócalo para relé enchufable, Marca Finder, modelo:92.03.1



X17	Zócalo para Relé KM3	Zócalo para relé enchufable, Marca Finder, modelo:92.03.2
KM1	Relé de conexión Luminaria Base	Relé de tres contactos conmutados de 16A, bobina de 12Vcc, Marca Finder, Modelo: 62.33.9.012.0000
KM2	Relé de conexión Luminaria Apoyo	Relé de dos contactos NA de 16A, bobina de 12Vcc, Marca Finder, Modelo: 62.32.9.012.0300
KM3	Relé de desconexión de Generadores	Relé de dos contactos NA de 16A, bobina de 12Vcc, Marca Finder, Modelo: 62.32.9.012.0301
KM4	Contactador de alimentación externa	Contactador tripolar AC1 12A - Bobina 12 Vcd, Marca Schneider, Línea Tesys, Modelo: LP1 SK0600 JD
KM5	Contactador de Marcha de generador externo	Contactador tripolar AC1 12A - Bobina 12 Vcd, Marca Schneider, Línea Tesys, Modelo: LP1 SK0600 JD
KM6	Contactador de Arranque de generador externo	Contactador tripolar AC1 12A - Bobina 12 Vcd, Marca Schneider, Línea Tesys, Modelo: LP1 SK0600 JD
Q1	Termomagnética de alimentación externa	Marca Schneider, Modelo: P60N-Bipolar C6
Q2	Interruptor- Alimentación externa forzada	Interruptor bipolar 10A. Con fijación a riel din 35mm
H1	Indicador Luminoso de Alimentación externa conectada	Indicador luminoso Led para riel Din. Tamaño: 1 modulo, Color: Verde.

Tabla 13: Componentes del Sistema

Principales componentes:

1. Estructura (Poste)

El diseño de la columna se realizó en dos tramos de caño de medidas diferentes. Las dos secciones fueron diseñadas con caños redondos estructurales laminados en frío (Norma UNW-EN 10219-1 acero S355J2H) marca Leitz S.R.L.

La primera sección está hecha con un caño de 273 mm de diámetro externo de espesor 8 mm. Este tramo de caño tiene una longitud de 8,5 metros, aunque solo 7 metros están por encima del piso, ya que tiene una longitud reservada para la fundación de 1,5 metros.

El segundo tramo de la columna fue diseñado con un caño de 114,3 mm de diámetro externo de 3 mm de espesor. Este tramo tiene una longitud de 2,5 metros (los 10 metros de altura total lo completan el mismo generador con la unión del caño de 273 mm al mismo).

Los brazos de las luminarias son de 3 metros de longitud para la luminaria base y de 4 metros de longitud para la luminaria de apoyo, ambos al igual que la estructura principal son caños redondos estructurales pero de 60,3 mm de diámetro externo y 4 mm de espesor. Las altura de la luminaria base es de 6 metros y la de la luminaria de apoyo de 6,5 metros.

En la siguiente tabla se muestran las medidas normalizadas de los mismos.

D (mm)	Espesores (mm)										
	3	4	5	6	8	10	12	12,5	14,2	16	20
30	•										
33,7	•										
40	•										
42,4	•										
45	•										
48,3	•	•									
50	•	•									
60,3	•	•									
70	•	•									
76,1	•	•	•	•							
80	•	•	•	•							
88,9	•	•	•	•							
100	•	•	•	•	•						
101,6	•	•	•	•							
114,3	•	•	•	•	•						
120	•	•									
125	•	•	•	•	•	•					
127	•	•									
133	•	•	•	•							
139,7	•	•	•	•	•	•	•				
152,4	•	•	•	•							
159	•	•	•	•	•						
168,3	•	•	•	•	•	•	•	•	•		
177,8	•	•	•	•	•	•					
193,7	•	•	•	•	•	•	•	•	•		
200	•	•	•	•	•	•					
219,1	•	•	•	•	•	•	•	•	•		
244,5				•	•	•	•	•	•		
273				•	•	•	•	•	•		
323,9				•	•	•	•	•	•	•	
355,6			•	•	•	•	•	•	•	•	

Figura 86: Medidas de Caños Redondos Marca Leitz

2. Generador Eólico

Se utilizó un aerogenerador de eje horizontal marca Marlec, modelo "Furlmatic 910-3". El mismo posee un regulador de carga independiente de los demás generadores y cuenta además con un relé que desconecta el generador del sistema para que

cuando el dispositivo de control tenga que tomar valores de tensión en las baterías, pueda determinar el estado de carga y definir su funcionamiento durante la noche. Si los generadores no se desconectan del sistema, estos alterarían la medición de las baterías modificando el valor de la tensión.

El relé que desconecta los generadores del sistema, tiene tres contactos NC, los cuales solo se accionan para su desconexión.

A continuación se detallan las características principales y dimensiones del aerogenerador:

Aerogenerador	
Marca	Marlec Enengineering Company
Modelo	Rutland Furlmatic 910-3
Potencia Nominal (8,9 m/s)	72 W
Máxima Potencia (15 m/s)	180 W

Tabla 14: Datos Característicos del Aerogenerador Rutland 910-3

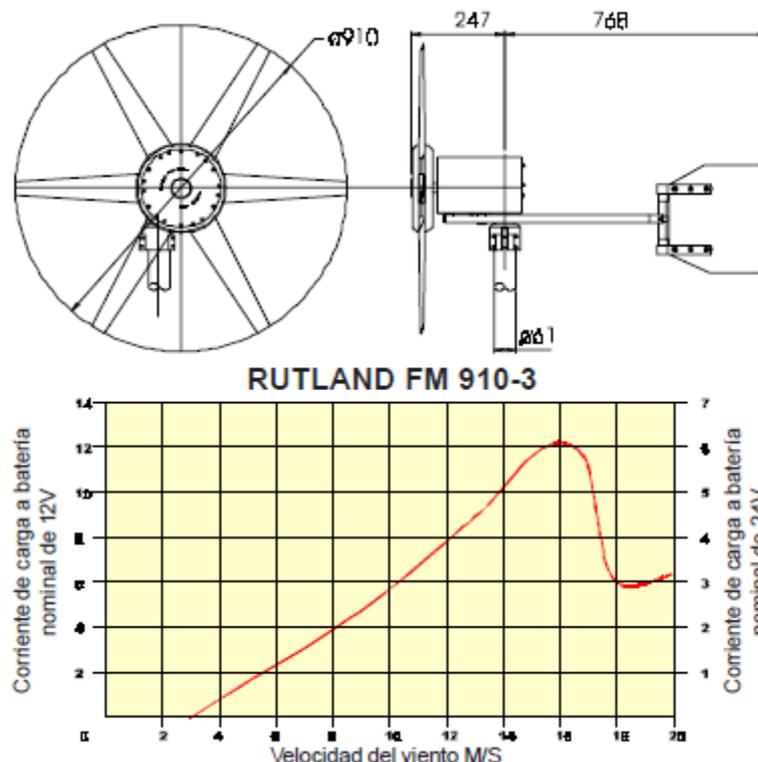


Figura 87: Curva de Potencia y Dimensiones del Aerogenerador Rutland FM 910-3 Generador

El aerogenerador Rutland, posee un generador trifásico de corriente alterna, que es accionado directamente por el perfil aerodinámico de las palas que hacen girar los imanes permanentes alrededor del bobinado del estator.

La corriente generada de frecuencia alterna se rectifica en la carcasa del generador y se transmite a través de los anillos colectores y escobillas al cable de salida.

Sistema de orientación

El diseño de la cola está hecho para dirigir la turbina en la dirección principal del viento a velocidades de hasta aproximadamente 15m / s. Por encima de esta, el mecanismo automático "Furling" es activado para orientar el generador en un ángulo de 90° y proteger la turbina, el generador y la estructura de soporte de severas cargas eléctricas y mecánicas debido a los fuertes vientos. Cuando la velocidad del viento se reduce, la cola volverá automáticamente a su estado normal de operación.

Soporte

El Furlmatic 910-3 está diseñado para ensamblarse con un caño de 41 mm de diámetro interno y un mínimo de 5 mm de espesor.

3. Paneles Solares.

Se utilizaron paneles solares marca Kingdom Solar de 50 Wp. Al igual que el aerogenerador, cada panel posee un regulador de carga independiente de los demás generadores y cuenta además con un relé que desconecta el generador del sistema para que cuando el dispositivo de control tenga que tomar valores de tensión en las baterías, pueda determinar el estado de carga y definir su funcionamiento durante la noche.

El relé que desconecta los generadores del sistema, tiene tres contactos NC, los cuales solo se accionan para su desconexión.

A continuación se presentan los parámetros de operación del panel:

Panel FV	
Marca	Kingdom solar energy
Modelo	KD-M50
Pp [w]	50
Corriente a Pp [A]	2,86
Corriente de cortocircuito [A]	3,07
Tensión circuito abierto [v]	22
Tensión a Pp [V]	17,5
Temperatura de la celda operando [°C]	45°C +- 2
Rango de temperatura de operación [°C]	(-40)/ (+85)
Tecnología	Mono-Si

Dimensiones [mm]	675x632x25
Coef. De temp. [%/°C]	0,6

Tabla 15: Datos Característicos del Panel Solar KD-M50



Figura 88: Panel Kingdom Solar Modelo KD-M50

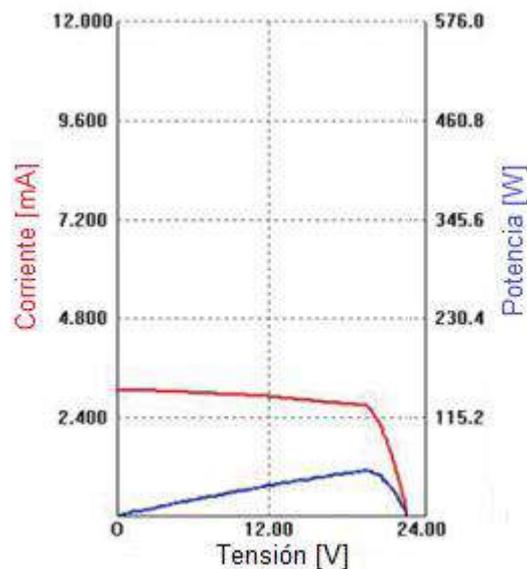


Figura 89: Curvas Tensión-Potencia, Tensión-Corriente del Panel Solar KD-M50

4. Luminarias.

El sistema utiliza dos luminarias de 36W instaladas a 6 metros de altura. Cada una de estas está conectada por medio de un fusible de protección y un relé que habilita el funcionamiento de las mismas.

A L1 se la denomina “Luminaria Base”, y a L2 se la denomina “Luminaria de Apoyo”. La luminaria base enciende siempre que sea de noche exceptuando en algunos meses donde hay muy poca generación y mucho tiempo de utilización. La luminaria de apoyo prende en los casos donde hay excesos de generación, haciéndolo en los momentos más importantes de la noche, duplicando la iluminación disponible.

Las luminarias presentan los siguientes parámetros característicos:

Modelo	DMXSLC-M30
Reemplazo de lámpara sugerido	Lámpara de Sodio 70W
Tipo de LED	Cree high power LED, 100-114lm/W
Cantidad de LED	30PCS
Flujo Inicial	3210lm
Potencia Total	36W
Eficiencia Energética	86%
Flujo Final	2400lm(Tj=25°C)
Eficiencia Energética	70lm/W
Color Index(IRC)	Ra _a >75
Angulo de Inclinación	Horizontal Axis: 120° Vertical Axis: 60°
Tensión de Entrada	85-264V CA o 10-28V CC
Frecuencia	47-63Hz
Factor de Potencia	PF>0,95
Distorsión Armónica (THD)	THD<20%
Temperatura de Almacenamiento	-40°C/+80°C
Medio Ambiente de Trabajo	-40°C/+50°C;10%-95%RH
Temperatura de Juntura(Tj)	60°C 10%(ta=25°C)
Material de la Lámpara y Luminaria	Plástico y aleación de Aluminio
Vida útil	PF>50000hrs

Tabla 16: Datos Característicos la Luminaria DMXSLC-M30

La distribución de la iluminación de las luminarias a diferentes alturas según el fabricante es:

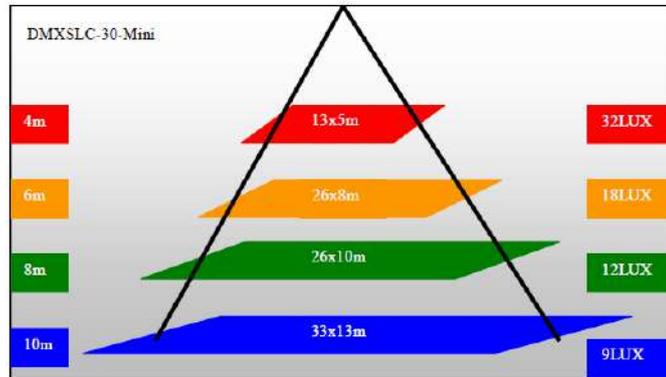


Figura 90: Distribución de Iluminación de las Luminarias DMXSLC-M30 en Función de la Altura

Las dimensiones son las siguientes:

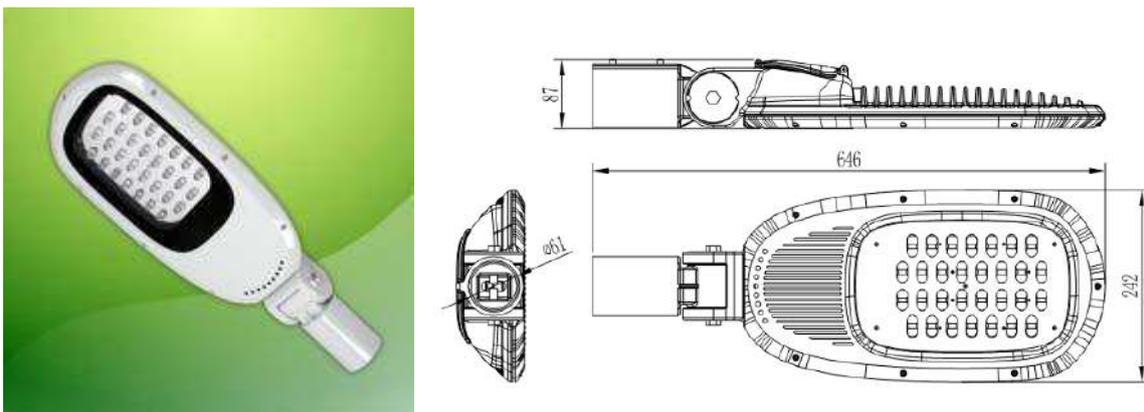


Figura 91: Dimensiones de la Luminaria DMXSLC-M30

5. Tablero principal:

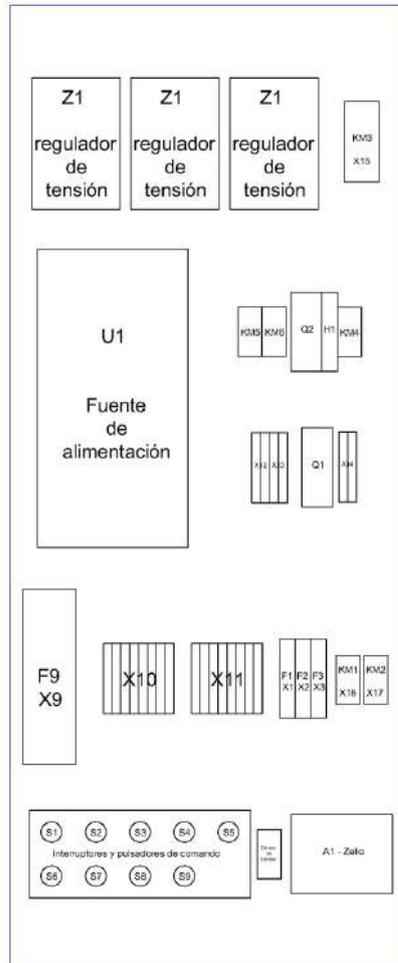


Figura 92:Esquema Representativo del Tablero Eléctrico

Las medidas internas del tablero eléctrico, son de 450mm por 1100mm. Este tablero se sitúa por encima del gabinete de baterías.

Controlador:

El funcionamiento del sistema está gobernado por la programación del controlador, el mismo es un relé programable marca Schneider de la línea Zelio (El diseño de la programación se encuentra en el anexo digital “Capítulo 7_Diseño del sist...” nombre del archivo: Programa_Sistema.zm2).

Entrada de medición de tensión:

Para que el controlador del sistema pueda determinar el estado de carga de las baterías, este realiza una medición de las mismas justo antes de iniciar su ciclo de descarga durante la noche. Esto lo puede hacer a través de una entrada analógica que tiene el controlador. Como el nivel de tensión de alimentación es el mismo que el nivel el cual se intenta medir, se lo hace por medio de un divisor de tensión

(divisor resistivo). Esta medición de tensión la realiza para poder regular la carga y no agotar la batería definitivamente.

Divisor de tensión:

Como las entradas analógicas del dispositivo de control son de 10V, se debe conectar antes de la entrada analógica un divisor de tensión que reduzca el valor de la tensión a la mitad, es decir en el caso de que a las baterías le corresponda una tensión de 12 V, el divisor de tensión se encargará de que a la entrada analógica del relé programable solo hayan 6 V es decir, la mitad.

Para la elección de las resistencias, se parte de que no deben ser valores muy bajos para que estas no consuman mucha potencia. Al estimarlas se debe tener en cuenta que la entrada analógica tiene una resistencia de entrada de 14kΩ.

Hay dos maneras de realizar la elección, una sería utilizar valores de resistencias para que directamente la tensión en la entrada del controlador sea la mitad teniendo en cuenta la resistencia interna de la entrada del controlador y la otra, la que se utilizó en este diseño, resulta de poner dos valores de resistencias iguales, y a partir de ahí setear en el controlador el nivel de tensión correspondiente.

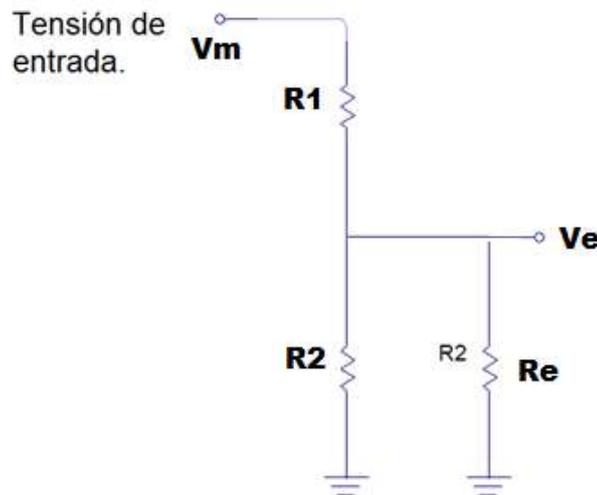


Figura 93: Esquema general de un divisor de tensión

Partiendo de que las resistencias R1 y R2 son iguales:

$$V_e = V_m - V_{R1}$$

$$V_e = V_m - i_1 \cdot R_1$$

$$V_e = V_m - \frac{V_m \cdot R_1}{R_1 + R_2 \parallel R_e}$$

Despejando el término V_e/V_m se obtiene:

$$\frac{V_e}{V_m} = 1 - \frac{R_1}{R_1 + R_2 \parallel R_e}$$

Llamando $R_1=R_2=R$

$$\frac{V_e}{V_m} = \frac{R_e}{R + 2 \cdot R_e}$$

Despejando el valor de R se obtiene:

$$R = \frac{R_e}{V_e} \cdot (V_m - 2 \cdot V_e)$$

Como se ve en la expresión, para que V_e sea la mitad de V_m , el valor de resistencia debería ser cero. Por este motivo se tomó el criterio que V_e , en lugar de ser la mitad de V_m , difiera en un 5%, es decir:

$$V_e = 0,45 \cdot V_m$$

$$\frac{R_e}{R + 2 \cdot R_e} = 0,45$$

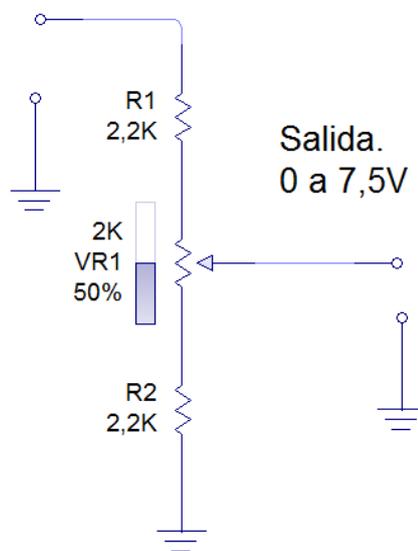
$$R = R_e \left(\frac{1}{0,45} - 2 \right) = R_e \cdot \frac{2}{9}$$

Teniendo en cuenta que $R_e=14 \text{ k}\Omega$

$$R = 14 \text{ k}\Omega \cdot \frac{2}{9} = 3,11 \text{ k}\Omega$$

Como $3,11 \text{ K}\Omega$ no es un valor comercial, se tomó el siguiente esquema al cual se le incorporó un preset multivuelta en el medio para poder realizar un ajuste por el error de las resistencias.

Tensión de
entrada.
0 a 15V



Salida.
0 a 7,5V

Figura 94: Divisor de Tensión Resistivo, Regulación por Preset Multivuelta

Con esta configuración, se podría decir que los valores de resistencia anteriores corresponden a 2,2KΩ más 1KΩ correspondiente a la mitad del valor del preset, es decir el valor de resistencia total resultaría de 3,2 KΩ. A partir de esto solo restaría calcular el valor de seteo en el controlador para que nos indique el nivel deseado. Existen dos niveles de tensión que se desean medir por el sistema de control, estos valores corresponden a 11V, y a 12V.

Recordando que:

$$V_e = V_m \cdot \frac{R_e}{R + 2 \cdot R_e}$$

Si se desea sensar un nivel de tensión de 11 V se debería setear en la entrada del controlador un nivel de tensión de 4,93 V:

$$V_e = 11V \cdot \frac{14k\Omega}{3,2k\Omega + 2 \cdot 14k\Omega} = 4,93V$$

Si se desea sensar una tensión de 12 V se debería setear en la entrada del controlador un nivel de tensión de 5,38 V:

$$V_e = 12V \cdot \frac{14k\Omega}{3,2k\Omega + 2 \cdot 14k\Omega} = 5,38V$$

Fotocontrol:

El sistema cuenta con una fotocélula que se encuentra conectada directamente al sistema de control. Esta cumple un papel muy importante ya que es quien define en qué momento se encenderá, y se apagará la luminaria base.

Fuente de alimentación. Conexión de alimentación externa

El sistema cuenta con la posibilidad de poder conectar alimentación externa, si está se encuentra disponible, ya que no es vital para el funcionamiento del mismo. Solo sirve para poder afrontar los períodos de escasa generación.

La fuente de alimentación se utiliza solo si el sistema posee alimentación externa para cargar las baterías y suministrar la energía necesaria para la iluminación en los casos donde sea necesario.

La conexión de la alimentación externa, es realizada por el contactor KM4. Este contactor se controla mediante el dispositivo de control, que decide automáticamente cuando entrar en servicio o no, pero también posee un interruptor en paralelo Q2 para poder forzar la conexión, es decir para que el usuario pueda determinar si conectar la red externa o no, sin tener que esperar a que el control del sistema lo determine.

Como el sistema tiene la posibilidad de conectar una alimentación externa, ya sea mediante la red externa o mediante un generador, cuenta con la capacidad de poder arrancar este último automáticamente. El controlador posee una salida que le da arranque al generador, y otra que lo mantiene encendido hasta que ya no sea necesario. Los Contactores encargados de esto, son KM5, y KM6. El arranque al generador solo se le proporciona por 20 segundos, ya que después de ese tiempo se dará por hecho que el generador no arrancará.

En todos los casos la alimentación externa no estará conectada por más de 5 horas consecutivas

Relé de control de tensión

A la entrada del contactor de alimentación se instala un relé de control de tensión KA1, cuya función es determinar si existe alimentación externa o no, para que el sistema pueda decidir si cerrar el contactor para alimentar la fuente de alimentación o si este debe apagarse para poder preservar la carga de las baterías. También se lo utiliza para poder determinar cuando el generador arrancó.

6. Banco de baterías y Regulador

Baterías

El sistema utiliza baterías de plomo-ácido tipo VRLA marca Yuasa, el cálculo de la cantidad y capacidad; y el criterio de elección se detalla en los capítulos 7.3 y 7.5. Los principales parámetros característicos son:

Batería	
Tensión de Salida:	12V
Capacidad de almacenamiento de energía:	38Ah
Tecnología Batería:	Plomo-ácido
Anchura exterior:	197mm
Profundidad exterior:	165mm
Tipo de terminal:	Perno
Altura máx.:	170mm
Peso:	13,8kg
Corriente de carga máx.:	9,5A
Diámetro agujero de perno:	5.5mm
Tensión de carga cíclica máx.:	15V
Tensión carga cíclica mín.:	14,4 V
Tensión carga de reserva:	13,8V

Tabla 17: Datos Característicos de la Batería Yuasa 38 Ah

Cada batería posee un fusible en caso de ocurrir alguna falla en alguna de las mismas. Además de su fusible individual cuentan con un fusible general para todo el banco de baterías.

Los fusibles utilizados son de tipo gPV para corriente continua.

Gabinete de baterías

Las medidas internas del gabinete de baterías, es de 450mm de ancho, por 660mm de alto y 300 mm de profundidad. El mismo se encuentra al ras del suelo y por encima de este se sitúa el tablero eléctrico.

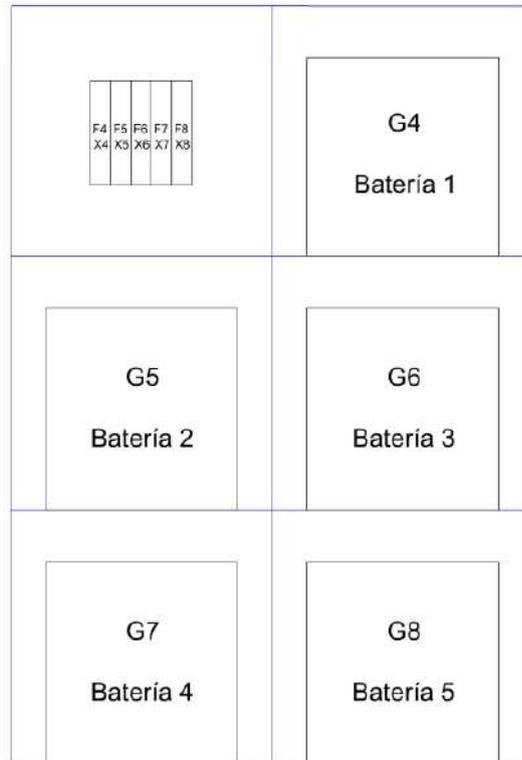


Figura 95: Esquema Representativo del Gabinete de Baterías

Regulador de carga

Para la regulación de tensión tanto en los paneles solares como para el aerogenerador, se utilizaron dos reguladores Rutland modelo SR 200 ya que cada uno es capaz de disipar potencias hasta de 200 W. El regulador integrado por los siguientes componentes:

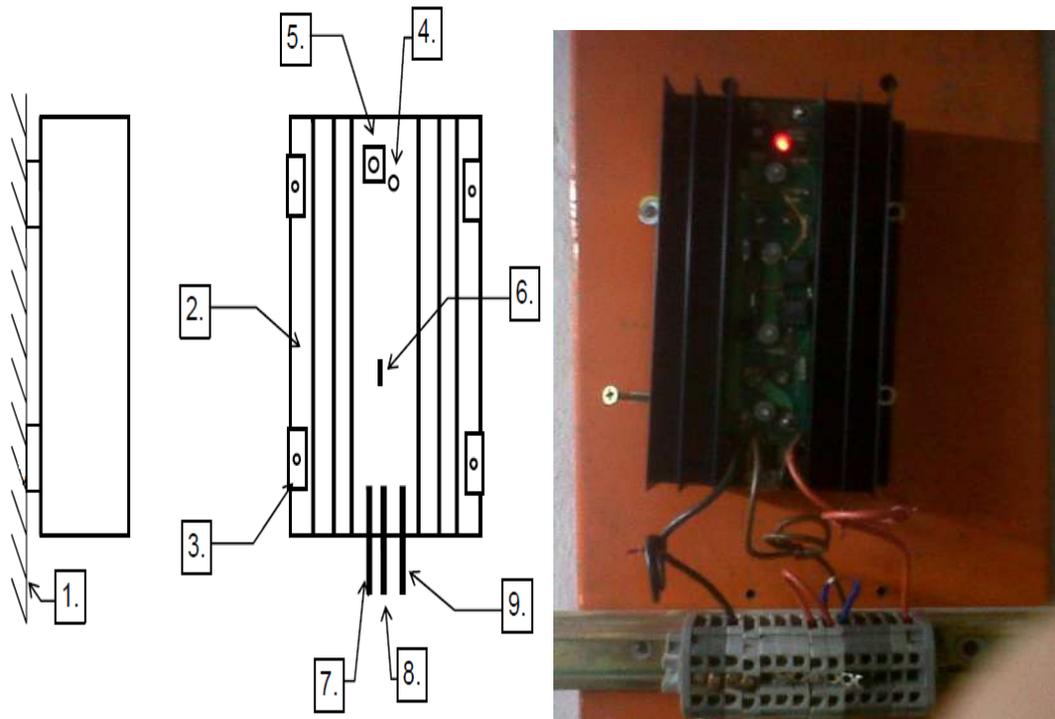


Figura 96: Regulador de Carga SR 200

1. Superficie de Montaje;
2. Disipador;
3. Aisladores;
4. Led;
5. Programador de Corte;
6. Terminal para Conexión en Paralelo;
7. Cable Negativo Común (Negro);
8. Terminal Positivo del Generador (Marrón);
9. Cable Positivo de Baterías (Rojo).

Principio de funcionamiento:

El regulador SR200 monitorea constantemente el voltaje de la batería y en el momento que la generación alcanza el nivel pre-programado (13,8 V) baja la carga sobre las baterías hasta que no fluya más energía sobre las mismas; el regulador consigue esto disipando el exceso de carga en calor. El led rojo montado en el regulador se prenderá cuando el regulador comience a conmutar al circuito de disipación.

El regulador está preparado para manejar 200 W de corriente continua con una temperatura ambiente de 40°C. Para cargas mayores es posible utilizar 2 o más SR200 en paralelo.

7.3 CRITERIO DE ELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA

7.3.1 Generación

Se optó por diseñar el sistema con 2 paneles fotovoltaicos cada uno de $50 W_p$ y un aerogenerador de 72 W de potencia nominal debido a que tanto el aerogenerador como el panel se encontraban a disposición para su respectivo análisis y estudio, adoptando el criterio expuesto en el objetivo general: “obtener el mejor rendimiento energético, en función de la capacidad de los equipos”.

Finalmente el panel solar no pudo ser instalado y se trabajó solamente con valores teóricos, es decir con los valores especificados por el fabricante si haber podido ensayar al mismo.

7.3.2 Estructura

El criterio de elección del poste se basó en primera medida en la altura necesaria para el correcto funcionamiento del aerogenerador (10 metros de altura).

La determinación de las medidas de la columna, se realizó de forma iterativa es decir, primero se partió de un diseño el cual se verifica estructuralmente y luego, a partir de los resultados mecánicos obtenidos se ajusta a un tamaño más efectivo, llegando así a la solución óptima teniendo en cuenta el criterio de cálculo adoptado. Se realizó de esta manera, debido a que al cambiar el diámetro de la columna, también se modifican las fuerzas que el viento ejerce sobre la misma.

El cálculo mecánico consistió en la determinación de las máximas tensiones principales, las cuales se compararon con la máxima tensión de fluencia del material mediante un factor de seguridad de 2,5 (según Reglamento Técnico y Normas Generales para Proyectos y Ejecución de Obras para Electrificación Rural). Finalmente se realizó el cálculo de la verificación a la estabilidad elástica es decir, el cálculo de la carga máxima admisible al pandeo sin considerar el peso de los paneles solares ni el del aerogenerador, despreciables frente al peso de la columna. Se utilizó como valor de comparación el de la carga máxima axial al pandeo el propio peso de la columna.

Para la determinación de los esfuerzos a los cuales estará sometida la columna, se utilizaron las fuerzas que ejerce el viento sobre los diferentes componentes de sistema, conociendo en primer lugar cuales son las máximas velocidades de viento a los cuales la estructura estará sometida sin sufrir alteraciones:

- Fuerza que ejerce el viento sobre las palas del aerogenerador.
- Fuerza que ejerce el viento sobre los paneles solares.
- Fuerza que ejerce el viento sobre el tablero eléctrico y el gabinete de baterías.
- Fuerza que ejerce el viento sobre la propia columna.

Serán las velocidades de viento admisibles para la estructura, a partir de ese valor ya no se garantiza que la estructura sea confiable mecánicamente.

Velocidades del viento

Se ha establecido una escala de velocidades de vientos llamada Beaufort que las clasifica en 17 categorías como se detalló en el capítulo 4.2.4 tablas 5 y 6.

Como valor admisible elegido para la velocidad del viento, se establece que la estructura deberá permanecer intacta a condiciones climáticas correspondientes a una tempestad correspondiente a 116,8 km/h como máximo. Es decir, no se asegura que el sistema sea confiable a un huracán, lo cual carece de sentido, ya que los daños ocasionados en un huracán son realmente considerables y la probabilidad de ocurrencia del mismo es realmente muy baja dependiendo la zona y en algunos casos se la podría considerar casi nula.

7.3.3 Fuente de iluminación

Se eligieron dos luminarias para el sistema, cada una de 36 W y no solo una de mayor potencia debido a que con esta disposición se puede optar por reducir el consumo en períodos donde no se requiera la totalidad de iluminación, administrando de manera eficiente la energía disponible en las baterías.

7.3.4 Almacenamiento de la energía

La capacidad del banco de baterías y la cantidad de horas de iluminación que estas pueden brindar se determinan en función del recurso energético del lugar de emplazamiento. En nuestro caso puntual se estudiaron, como se verá más adelante, los recursos energéticos en la zona de Mar del Plata.

Para la elección de las baterías de almacenamiento, se adoptó el criterio de consumir durante la noche la energía capaz de ser almacenada, mediante la generación, en el periodo de un día, utilizando el peor mes como base.

Se puede observar de forma ilustrativa en el siguiente gráfico:

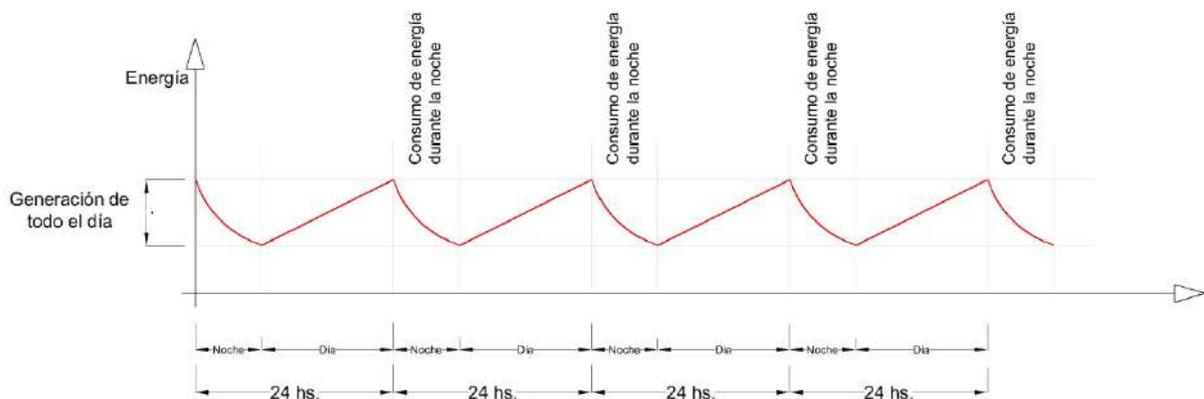


Figura 97: Esquema Representativo del Ciclo Diario de Carga-Descarga del Banco de Baterías

Se adopta también como criterio de diseño, dos días de reserva. Por lo tanto, además de tener la capacidad de acumular la energía generada en el transcurso del día, también tiene que tener la capacidad de poder acumular la energía para dos días de reserva.

Utilizando este criterio, las baterías tienen que tener la capacidad de poder abastecer durante tres días consecutivos la carga, es decir, poder abastecer la carga del día, más dos días sin generación.

El siguiente gráfico ilustra lo anteriormente detallado:

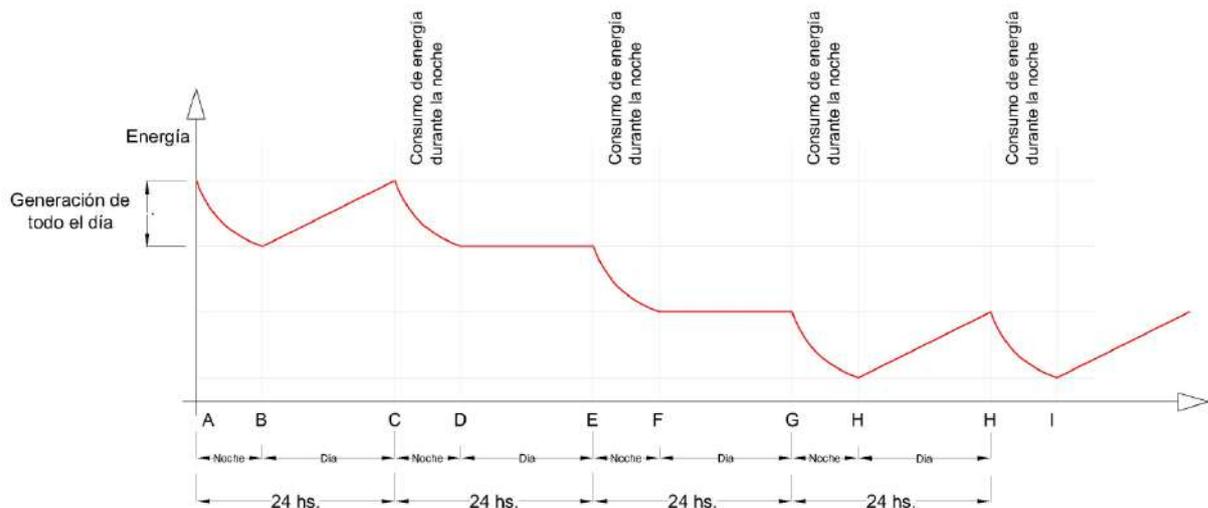


Figura 98: Esquema Representativo del Ciclo Diario de Carga-Descarga del Banco de Baterías Asumiendo 2 Días de Autonomía

Siendo DE y FG los días sin generación

Cabe aclarar que cuando se habla de dos días sin generación, se refiere a la no generación de ambas fuentes de generación en forma simultánea.

En el caso de ocurrir esto, el sistema quedará sin reserva, y deberá utilizar los excesos de energía generada para poder volver al estado de carga con dos días de reserva para poder enfrentar este caso eventual. Como se verá más adelante, en los meses de mayor energía el sistema se recuperará rápido ya que la energía generada es mayor que la necesaria para abastecer la carga, pero en los meses donde la energía no abunda, como en los meses de mayo, junio y julio, el tiempo de reposición al estado completo de carga (es decir con la energía para tres días) demorará más días en completarse.

En el gráfico siguiente se muestra un ejemplo de recuperación de la carga de las baterías al estado completo.

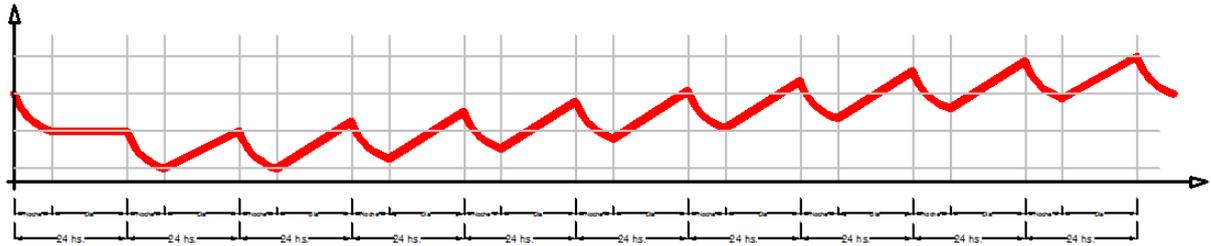


Figura 99: Esquema Representativo de la Carga del Banco de Baterías Luego de Haber Llegado a su Máxima Profundidad de Descarga

En la “Figura 97” se parte de un estado donde la batería ya se encuentra a un nivel de energía el cual no es completo, es decir viene de un día sin generación, y luego continúa con el consumo energético de toda la noche, siguiendo por otro día sin generación quedándole disponible la cantidad de energía para poder abastecer solo una noche más a las luminarias. Después de esa noche, ya agota toda su reserva, solo quedándole la posibilidad de cargarse nuevamente, o el sistema dejaría de funcionar.

A partir de este momento se pueden dar los siguientes casos:

1. Si no comienzan nuevamente los días de generación, el sistema permanecerá sin funcionar hasta que esto se revierta, es decir comience nuevamente la generación.
2. Si la generación es poca, es decir insuficiente para poder abastecer toda la noche, el sistema funcionará solo un periodo de la noche intentando minimizar el consumo para que dure el mayor tiempo posible.
3. Si comienzan nuevamente los días de generación con la suficiente energía para poder abastecer tan solo la noche completa, el sistema se mantendrá a un nivel donde funcionara, pero sin días de reserva.
4. Si la generación comienza nuevamente, como muestra la “Figura 98”, y además, aunque sea poco, pero en exceso, es decir con mayor generación de la que consume, las baterías podrán ir recuperando la carga de a poco el total de la carga, acumulando los excesos de energía generados que estén disponibles en la generación de los días siguientes. Con el pasar de los días, las baterías deberían volver al estado de carga total, ya que el sistema se calculo con los días de peor generación del año, es decir estadísticamente la energía generada durante todo el día casi siempre será mayor a la energía utilizada por la noche.

En el mes de junio tardará más días en recuperarse, ya que se tomó ese mes como base, es decir el sistema consume la misma energía por la noche, que la que genera durante todo el día. De todas maneras existe la posibilidad de que la energía generada sea mayor a la consumida, y de no ser así en el capítulo 7.8 se demuestran medidas para poder afrontar esta condición.

7.3.5 Regulador de Carga

Se utilizó el regulador de carga SR 200 debido a que al igual que la generación, se encontraba a disposición para su respectivo análisis y estudio.

7.4 DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA

Los cálculos mecánicos se realizaron mediante el siguiente sistema de referencias:

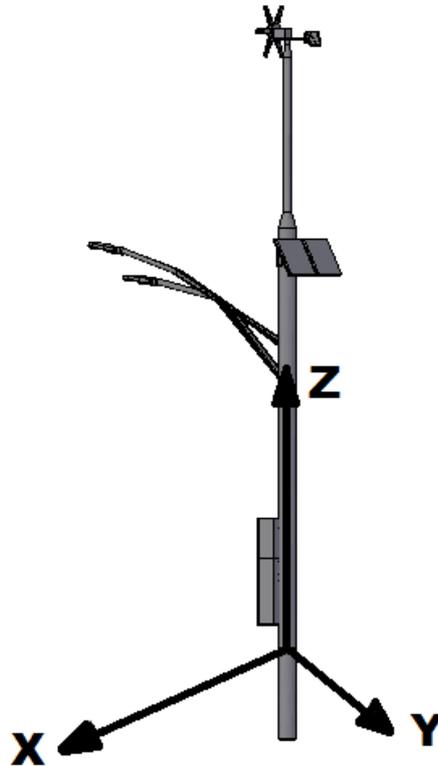


Figura 100: Sistema de Referencias Utilizado Para el Cálculo Mecánico

Se calcularon los momentos que producen todas las partes del sistema de manera individual, con respecto a la base del mismo, es decir en el origen de coordenadas, y luego se sumaron para obtener el momento resultante. Finalmente se realizó la verificación a la estabilidad elástica.

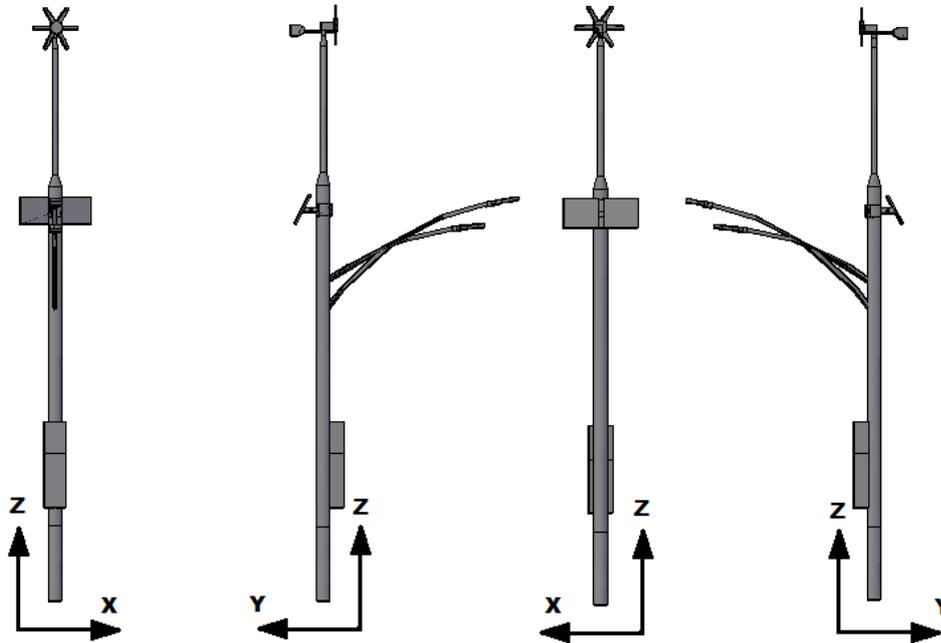


Figura 101: Diagramas de Referencias en Planta

Cálculo de los esfuerzos debidos a la acción del viento

Para la estimación de las fuerzas a las cuales están sometidas los diferentes componentes del sistema, se realizó el cálculo de la presión dinámica, que existe sobre los diferentes componentes, teniendo en cuenta las formas de los mismos, y utilizando coeficientes fluido-dinámicos. Luego estos valores de presión, se los multiplicó por el área proyectada en la dirección normal al viento.

El criterio utilizado para el cálculo, se realizó para que soporte una tempestad, y según la tabla de Beaufort, esto corresponde a una velocidad máxima de viento de 116,8 km/h.

Aunque la velocidad del viento es variable dependiendo la altura, se tomó la misma velocidad en todas las alturas, para simplificar el cálculo.

Con los coeficientes se determinó la fuerza por longitud, la cual posteriormente se integró en toda su extensión para determinar el momento producido con respecto al origen de coordenadas.

Cálculo de fuerzas sobre áreas planas.

Para el cálculo de áreas planas, se utilizó el coeficiente de presión indicado en la tabla de Beaufort "Tabla 5".

A esta velocidad anteriormente mencionada, le corresponde un coeficiente de presión sobre superficie plana de 137 daN/m^2 , el mismo está indicado en la tabla de Beaufort.

Cálculo de fuerzas sobre secciones circulares.

Para el cálculo de secciones circulares, se utilizaron coeficientes dinámicos, con los cuales se determinó la presión en la superficie de las mismas. [50]

Cabe aclarar, que se utilizó la máxima velocidad del viento para todos los componentes, aun para el tablero eléctrico y el gabinete de las baterías, los cuales están cerca del suelo, y eso hace que la velocidad del viento disminuya de forma considerable.

Cálculos:

R: Número de Reynolds

ρ : Densidad

V: Velocidad del viento

μ : Viscosidad absoluta

C_d : Coeficiente de Resistencia

F_y : Fuerza por unidad de longitud sobre la columna

A: Área proyectada en la dirección normal al viento.

D: Diámetro de la columna.

P: Presión en la superficie, debida a la velocidad del viento.

H: Punto de aplicación de la fuerza, con respecto a la base de la columna.

F: Fuerza.

$$F = P \times A$$

Fuerza que ejerce el viento sobre las palas del aerogenerador

A: 0,265 m²

P: 139,6 Kg/m²

F_y : 37 kg

H: 10 m

Luego, la siguiente distribución del momento flector en la dirección de "x" es:

$$M(x) = 37 \times z [kg] - 370 [kgm]$$

Intervalo: $0 \leq Z \leq 10m$

Fuerza que ejerce el viento sobre los dos paneles solares

A: 0,76 m²

P: 139,6 kg/m²

F_y : 106 kg

H: 6,5 m

La distribución del momento flector en la dirección de "x" es:

$$M(x) = 106 \times z \text{ [kg]} - 689 \text{ [kgm]}$$

Intervalo: $0 \leq Z \leq 6,5\text{m}$

Fuerza que ejerce el viento sobre la propia columna

La fuerza que ejerce el viento sobre la columna no se consideró como una carga puntual, sino que es una carga repartida en toda la extensión de la misma.

Existen dos tramos de columna, las cuales tiene diferentes diámetros. El tramo superior tiene un diámetro de 114,3mm mientras que el tramo inferior tiene un diámetro de 273mm.

A partir de la siguiente figura, se determinan los coeficientes C_d para los dos tramos de la columna:

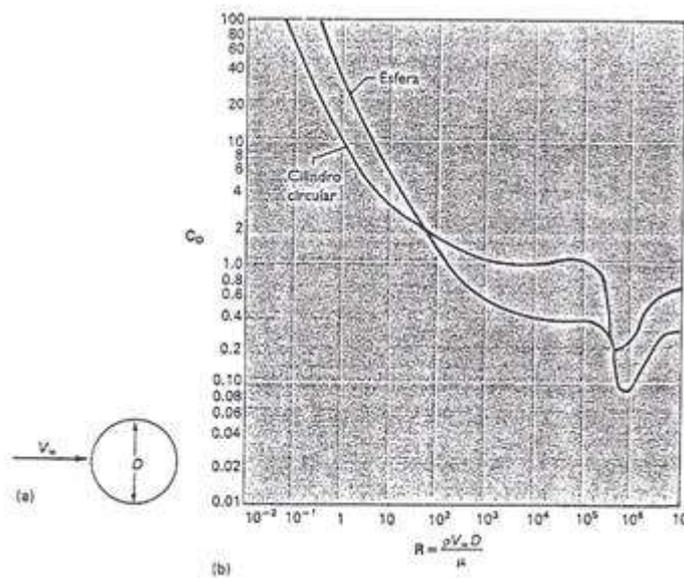


Figura 102: Resistencia de un cuerpo liso de sección circular (cilindro o esfera): (a) representación esquemática; (b) coeficientes de resistencia en función del número de Reynolds

En primer lugar se calcularon los números de Reynolds, para los dos tramos de la columna:

$$R = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu}$$

Para 0°C se tomaron:

$$\mu = 1,71 \times 10^{-5} \left[\frac{N \cdot S}{m^2} \right]$$

$$\rho = 1,29 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

Cálculo de R para el tramo inferior:

$$R = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu} = \frac{1,29 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot 116,8 \left[\frac{m}{s} \right] \cdot 273 [mm]}{1,71 \times 10^{-5} \left[\frac{N \cdot S}{m^2} \right]} = 6,68 \times 10^5$$

Cálculo de R para el tramo superior:

$$R = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu} = \frac{1,29 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot 116,8 \left[\frac{m}{s} \right] \cdot 114,3 [mm]}{1,71 \times 10^{-5} \left[\frac{N \cdot S}{m^2} \right]} = 2,79 \times 10^5$$

Ingresando con el número de Reynolds, en el gráfico se puede obtener el Cd para los dos tramos:

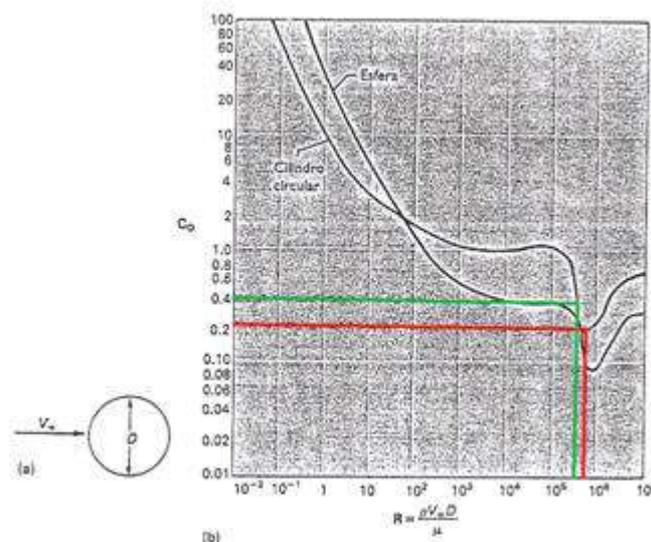


Figura 103: Coeficientes Dinámicos de los dos tramos



Finalmente:

C_d para el tramo inferior (273mm): 0,22

C_d para el tramo superior (114,3mm): 0,4

A partir de estos valores de coeficientes de resistencia, se puede obtener la presión que ejerce el viento en cada tramo:

$$C_d = \frac{F}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot A} \Rightarrow \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \rho \cdot V^2 = \frac{F}{A}$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \rho \cdot V^2$$

Presión sobre el tramo de columna inferior:

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \rho \cdot V^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,22 \cdot 1,29 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot \left(116,8 \left[\frac{m}{s} \right] \right)^2 = 1935,8 \left[\frac{N}{m^2} \right] = 197,3 \left[\frac{kg}{m^2} \right]$$

Presión sobre el tramo de columna superior:

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \rho \cdot V^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 1,29 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot \left(116,8 \left[\frac{m}{s} \right] \right)^2 = 3519,69 \left[\frac{N}{m^2} \right] = 358,7 \left[\frac{kg}{m^2} \right]$$

Calculo del momento producido por ambos tramos en la base de la misma.

$$F_y = P \cdot D$$

1) Parte inferior de la columna: 273mm de diámetro externo:

D_{273mm} : 0,273 m

P : 197,3 Kg/m²

F_y : 53,86 kg/m

H : 0 ≤ H ≤ 7m

La distribución del momento flector en la dirección de "x" es:

$$M(x) = -26,93 \left[\frac{kg}{m} \right] \times z^2 + 377,02 \times z [kg] - 1319,57 [kgm]$$

Intervalo: 0 ≤ Z ≤ 7m

2) Parte superior de la columna: 114,3 mm de diámetro externo:

$D_{114,3mm}$: 0,1143 m

P : 358,7 Kg/m²

F_y : 40,99 Kg/m

H : 7 < H ≤ 9,5m

La distribución del momento flector en la dirección de “x” es:

$$M(x) = -20,495 \left[\frac{kg}{m} \right] \times z^2 + 389,40 \times z [kg] - 1849,67[kgm]$$

Intervalo: $7 \leq Z \leq 9,5m$

Si se calcula el momento producido a los 7 metros de altura, correspondiente a esta última expresión, resulta un valor de: -128,125 kgm, el mismo deberá sumarse al momento total.

Momento producido sobre el tramo inferior, debido al momento total generado en el tramo superior:

$$M(x) = 88,99 \times z [kg] - 845[kgm]$$

Intervalo: $0 \leq Z < 7m$

Fuerza que ejerce el viento sobre el tablero eléctrico y el gabinete de baterías

Para estimar la fuerza que ejerce el viento sobre el tablero eléctrico y el gabinete de las baterías, se consideró a todos los componentes como uno solo. Para el cálculo se supone que la fuerza total se aplica en el centro del tablero, y la velocidad del viento se mantiene constante en toda su extensión.

Ancho: 0,45 m

Alto: 1,76 m

Entonces: A (Área): 0,792 m²

Punto de aplicación: Altura/2 + 0,4m = 2,16 m

A: 0,792 m²

P: 139,6 Kg/m²

H: 2,16 m

$$F = A \cdot P = 110,56[kg]$$

La distribución del momento flector en la dirección de “x” es:

$$M(x) = 110,56 \times z [kg] - 238,8[kgm]$$

Intervalo: $0 \leq Z \leq 2,16m$

Suma de todos los esfuerzos debidos a las cargas producidas por el viento

Sumando todas las distribuciones de momentos anteriormente calculados en la columna principal, teniendo en cuenta hasta el último tramo correspondiente al tablero, se llegó a la siguiente expresión:

$$M(x) = -47,425 \left[\frac{kg}{m} \right] \times z^2 + 1108,97 \times z [kg] - 3591,16 [kgm]$$

Para intervalo: $0m \leq Z \leq 2,16m$:

Calculando el momento flector máximo en la base del mismo que corresponde al punto más solicitado, da como resultado: -3591,16 Kgm

Cálculo de las tensiones de tracción debidas a las cargas producidas por el viento

Mediante las siguientes formulas se pueden calcular las tensiones principales debidas al momento flector:

$$\sigma_{zz}^{\max} = -\frac{M(z)}{I_{zz}} \times y^{\max}$$

$$I_{zz} = \frac{\pi}{4} (R_{ext}^4 - R_{int}^4)$$

Tramo de $\phi:273 \text{ mm}$:

Máximo momento flector en la base del tramo inferior ($z = 0$): 3591,16 [kgm].

Teniendo en cuenta las medidas del caño:

$$D_{ext} = 273 \text{ mm}$$

$$E = 8 \text{ mm}$$

Se obtiene:

$$I_{zz} = 5,851 \times 10^{-5} \text{ m}^4$$

$$\sigma_{zz}^{\max} = -\frac{M(z)}{I_{zz}} \times y^{\max} = -\frac{3591,16 [kgm]}{5,85 \times 10^{-5} [m^4]} \cdot 9,81 \cdot 0,1365 [m] = 82,20 [MPa]$$

A esta tensión de tracción debida al momento, se le debe sumar la tensión de compresión provocada por el propio peso de la columna.

Esfuerzo debido al peso propio de la columna

L: Longitud.

R: Peso por unidad de longitud.

S₁: Peso total tramo inferior.

S₂: Peso total tramo superior.

A: Área.

B: Espesor.

$$S = R \times L$$

Tramo inferior de la columna

L: 7 m

R: 39,51 kg/m

$$S = R \times L = 39,51 \text{ kg/m} \times 7 \text{ m} = 276,57 \text{ kg}$$

S₁ = 276,57 kg

Tramo superior de la columna:

L: 2,5 m

R: 8,23 kg/m

$$S = R \times L = 8,23 \text{ kg/m} \times 2,5 \text{ m} = 20,57 \text{ kg}$$

S₂ = 20,57 kg

Teniendo en cuenta los pesos de los dos tramos, se calculó el esfuerzo de compresión que se genera en la base de la columna, para eso se utiliza la suma de ambos.

$$S_t = S_1 + S_2 = 276,57 \text{ kg} + 20,57 \text{ kg} = 297,14 \text{ kg}$$

La tensión de compresión está dada por la fuerza por unidad de área. Para esto se debe calcular la sección del caño en la base de la columna.

D_{273mm}: 273 mm = 0,273 m

B: 8 mm = 0,008 m

$$A = \pi \times (R_e^2 - R_i^2) = \pi \times (D_e^2 - D_i^2) / 4$$

$$A = \pi \times ((0,273 \text{ m})^2 - (0,273 \text{ m} - 2 \times 0,008 \text{ m})^2) / 4 = 6,343 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

La tensión principal σ_{zz} debido al peso propio:

$$\sigma_{zz} = -\frac{S_t}{A} = -\frac{297,14 \text{ kg}}{6,343 \times 10^{-3} \text{ m}^2} = -46845,07 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} = -0,468 \text{ MPa}$$

Como puede observarse, este aporte a la tensión principal, pese a ser muy chico es beneficioso ya que se opone a la tensión de tracción en la misma dirección que los esfuerzos producidos por el momento flector, reduciendo así la tensión principal en la dirección z.

Sumando las dos tensiones, se obtiene:

$$\sigma_{zz} = 82,20[MPa] - 0,593[MPa] = 81,607[MPa]$$

Teniendo en cuenta que la tensión de fluencia del material elegido es de 275 MPa (acero S355J2H) y que el factor de seguridad utilizado es de 2,5 (según Reglamento Técnico y Normas Generales para Proyectos y Ejecución de Obras para Electrificación Rural):

$$\sigma_{zz} \leq \sigma_{adm} = \frac{\sigma_{fluencia}}{2,5}$$

Para que la estructura sea admisible debe cumplirse la siguiente expresión:

$$\sigma_{adm} = \frac{355[MPa]}{2,5} = 142[MPa] > 81,607 [MPa]$$

Como la tensión calculada resultó menor a la tensión admisible, se puede asumir que la estructura está correctamente dimensionada.

Tramo de ϕ : 114,3 mm

Máximo momento flector en la base del tramo superior ($z = 7$): 220,58 [kgm]

Teniendo en cuenta las dimensiones del caño:

$$D_{ext} = 114,3 [mm]$$

$$E = 3 [mm]$$

Se obtiene:

$$I_{zz} = 1,62 \times 10^{-6} [m^4]$$

$$\sigma_{zz}^{max} = -\frac{M(z)}{I_{zz}} \times y^{max} = -\frac{220,58[kgm]}{1,62 \times 10^{-6}[m^4]} \times 0,05715[m] = 7781572,22 \left[\frac{kg}{m^2} \right] = 76,33[MPa]$$

Teniendo en cuenta que la tensión de fluencia del material elegido es de 275 MPa (acero S355J2H) y que el factor de seguridad utilizado es de 2,5 (según Reglamento Técnico y Normas Generales para Proyectos y Ejecución de Obras para Electrificación Rural):

$$\sigma_{adm} = \frac{275[MPa]}{2,5} = 110[MPa] > 76,33 [MPa]$$

Como la tensión calculada resultó menor a la tensión admisible, se puede asumir que el tramo superior de la estructura está correctamente dimensionado.

Verificación al Pandeo

Como la única carga de compresión de la estructura es el peso propio de la misma, se debería realizar el cálculo de Pandeo con la carga distribuida, pero si se calcula como si estuviera concentrado todo el peso en la punta de la columna, sería un caso mucho más desfavorable es decir si este caso es admisible, se puede asumir que la estructura no colapsará por inestabilidad elástica.

La verificación se realizó en el tramo inferior, es decir el tramo de 273 de diámetro, a 7 metros de altura, con el peso total de la columna. El mismo es de 386,53 kg y aunque se debería calcular el peso total, es decir la suma de todos los componentes, se toma este como referencia ya que es el más significativo. A partir de este valor se lo compara con la carga máxima admisible.

El pandeo se calculó por Euler (fórmula especializada para el caso de una columna empotrada solo en la base):

P_{cr} = Máxima Carga admisible.

E = Modulo de elasticidad (205000 MPa)

L = Longitud total de la columna (7 m)

I_{zz} = Momento de inercia ($4,48 \times 10^{-5} \text{ m}^4$)

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 \times E \times I_{zz}}{(2 \times L)^2}$$

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 \times 205000 [MPa] \times 4,48 \times 10^{-5} [m^4]}{(2 \times 7 [m])^2} = 0,462761 [kN] = 47141 [kg]$$

Teniendo en cuenta el factor de seguridad adoptado de 2,5, se puede decir que la carga crítica máxima admisible no podría superar los 24627,4 kg.

Se puede observar que la carga crítica admisible, es ampliamente superior a el peso de la estructura que es de solo 301,26 kg, por este motivo se puede asegurar que la estructura no colapsará elásticamente por pandeo. Vale aclarar que no se sumaron los pesos del aerogenerador y paneles solares debido a que su peso se lo consideró despreciable respecto al peso de la columna.

Con todos los cálculos realizados se demuestra que la columna es admisible mecánicamente.

7.5 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO

7.5.1 ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE RADIACIÓN SOLAR

Para la estimación del nivel de radiación solar en la zona de interés, se tomaron los datos de radiación global incidente sobre una superficie horizontal. Los mismos fueron brindados por el sitio web SSE, Surface meteorology and Solar Energy (Meteorología de Superficie y Energía Solar) (Anexo Digital: “Capítulo 2_Solarimetría”), patrocinado por la NASA y corresponden a valores diarios del año 2000. Como se mencionó en el capítulo 1, se tomaron estos valores por contar con una base de datos de velocidades de viento del año 2000.

En primer lugar se estimaron las radiaciones directa y difusa sobre una superficie horizontal, para cada día de cada mes, para luego con estas poder estimar la radiación global incidente sobre una superficie inclinada.

Finalmente, cabe decir que se optó por una inclinación de los paneles de 61° debido a que se priorizó el criterio de obtener las mejores radiaciones globales durante el período invernal y los mismos se orientaron en dirección norte (Ángulo acimutal nulo). Se halló este ángulo iterando en la planilla de cálculo de las radiaciones globales sobre planos inclinados de todos los meses (citado en el Anexo Digital: “Capítulo 7_Diseño del Sistema de Iluminación Eólico-Solar”) priorizando el criterio anteriormente mencionado.

En este capítulo se exponen solamente los valores de radiaciones globales tanto en superficies horizontales como inclinadas. Las radiaciones difusas, directas y reflejadas se encuentran en el anexo digital “Radiaciones Solares”

Cálculo de las radiaciones directa y difusa sobre una superficie horizontal

Con los valores de radiación global incidente sobre superficie horizontal y los índices de claridad de cada día, ambos proporcionados por el sitio web SSE, se estimaron los valores de radiación difusa sobre una superficie horizontal según la ecuación (2.18) Finalmente la radiación directa sobre una superficie horizontal se calculó como la diferencia entre la radiación global y la difusa según ecuación (2.9), recordando que la radiación reflejada en este caso es nula.

Cálculo de las radiaciones directa, difusa y reflejada sobre una superficie inclinada

Una vez calculadas las dos componentes de la radiación global horizontal, se procedió a calcular las tres componentes de la radiación global sobre una superficie inclinada según ecuación (2.9). Los parámetros elegidos para el cálculo de las mismas fueron:

Albedo: ρ		0,2
Inclinación Panel β [°]		61,00
Orientación del panel	Dirección	Norte
	g [°]	0
Ubicación geográfica	Latitud	37,98
		Sur
	Longitud	57,55
		Oeste

Tabla 18: Parámetros de Localización y Dirección del Panel Solar

En primer lugar se estimó la radiación reflejada por medio de la ecuación (2.22), tomando un albedo igual a 0,2 (tierras cultivadas según 2.2.6) por estar el proyecto enfocado al área rural.

Luego se estimó la radiación difusa inclinada según la ecuación (2.26).

La componente radiación directa de la radiación global inclinada se estimó calculando el coeficiente R_b por medio de la ecuación (2.24) y luego multiplicando el mismo por la componente directa de radiación horizontal según la ecuación (2.25)

La radiación global sobre una superficie inclinada 61° se estimó por la ecuación (2.9) Las radiaciones estimadas para cada mes se observan en las siguientes figuras:

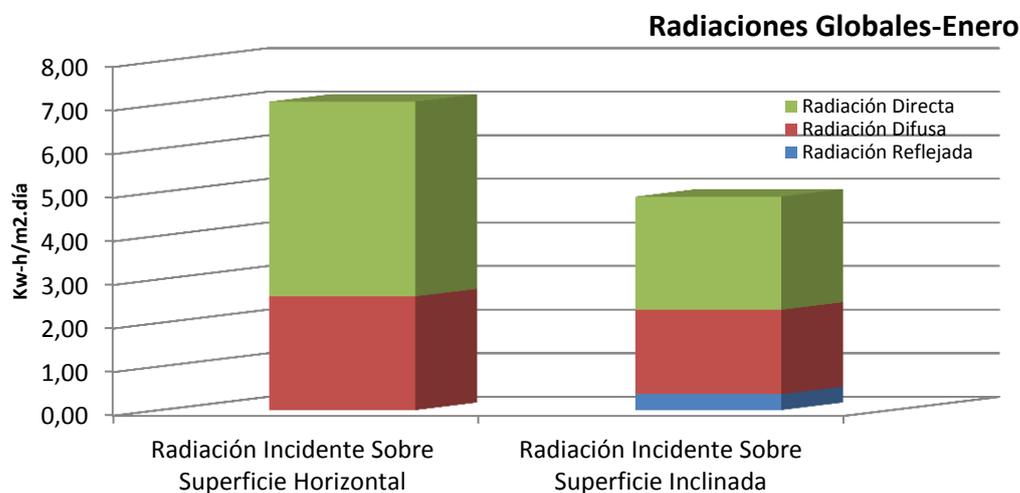


Figura 104: Radiaciones Globales Correspondiente al Mes de Enero

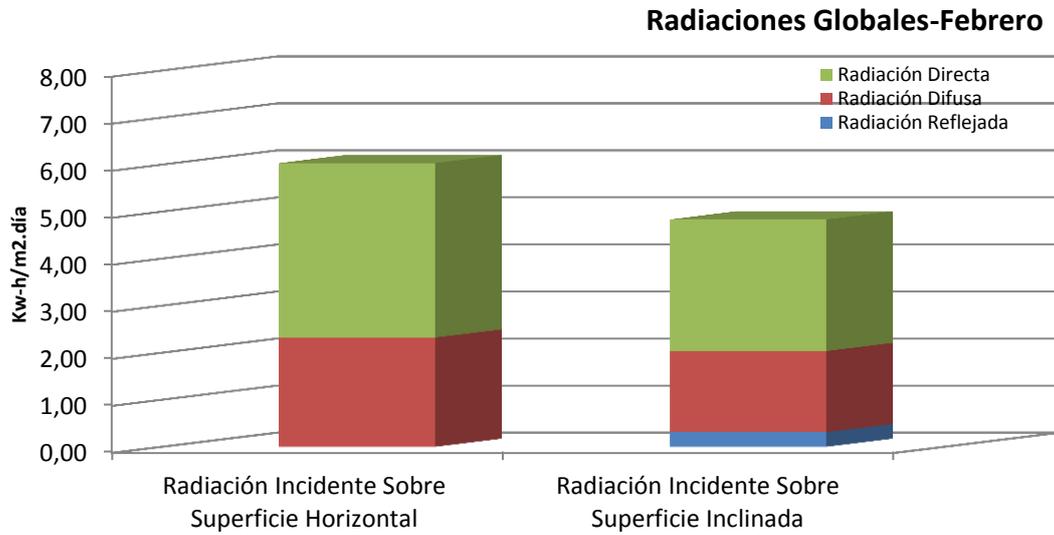


Figura 105: Radiaciones Globales Correspondiente al Mes de Febrero

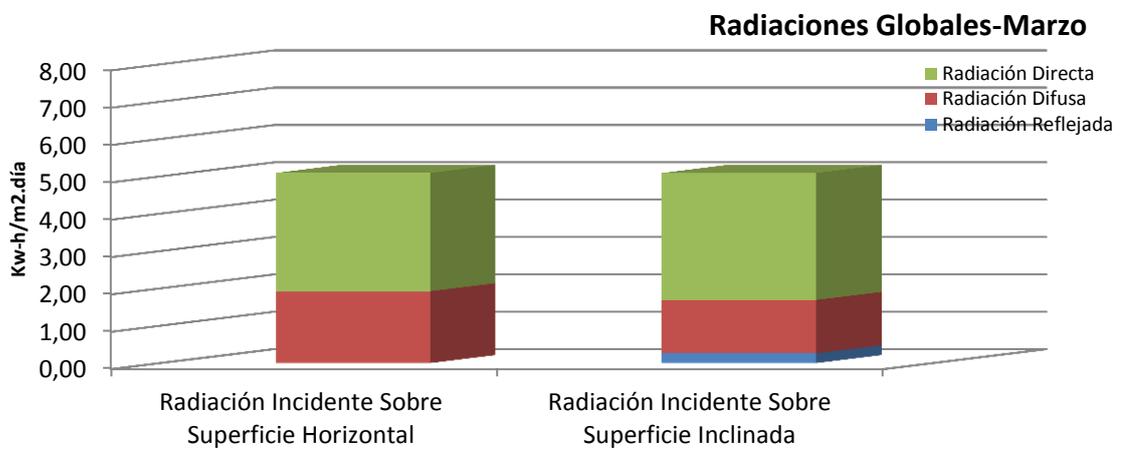


Figura 106: Radiaciones Globales Correspondiente al Mes de Marzo

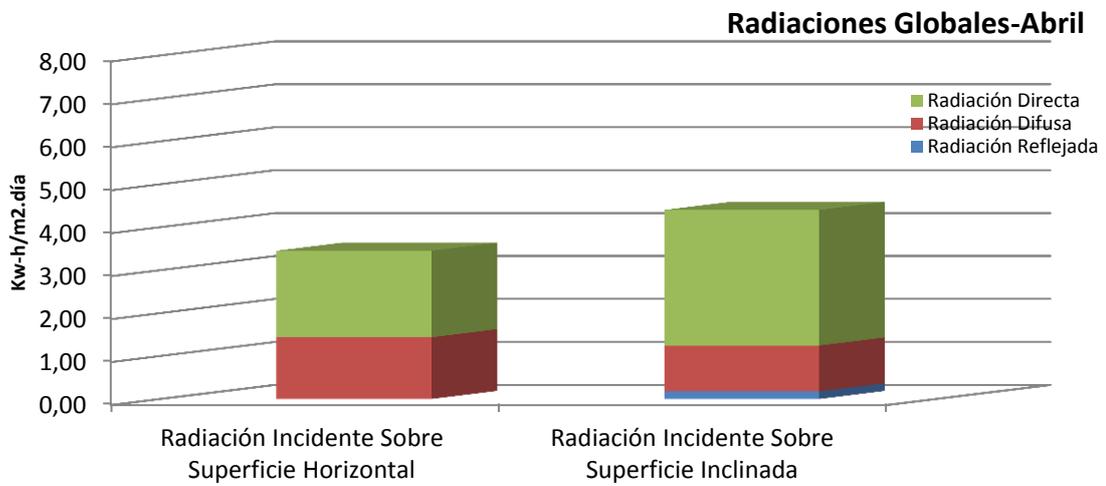


Figura 107: Radiaciones Globales Correspondiente al Mes de Abril

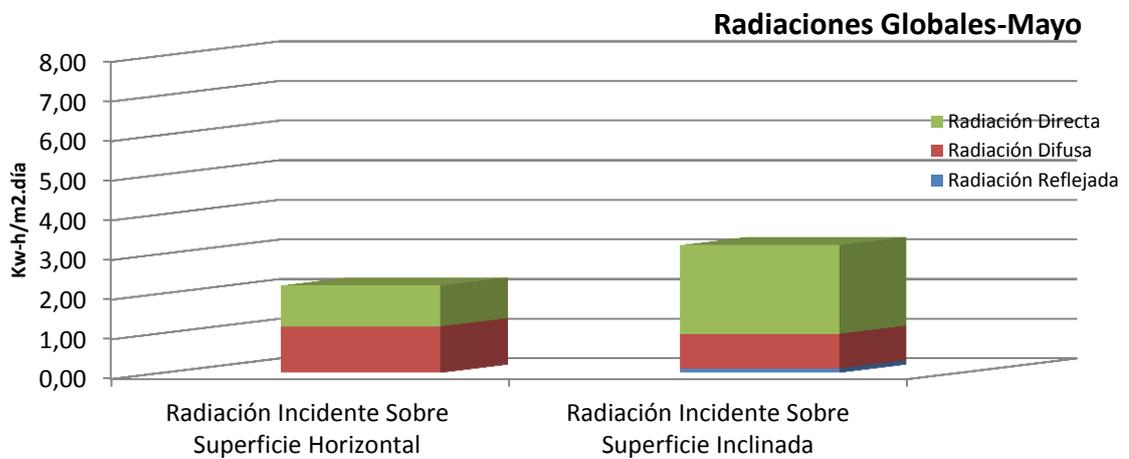


Figura 108: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Mayo

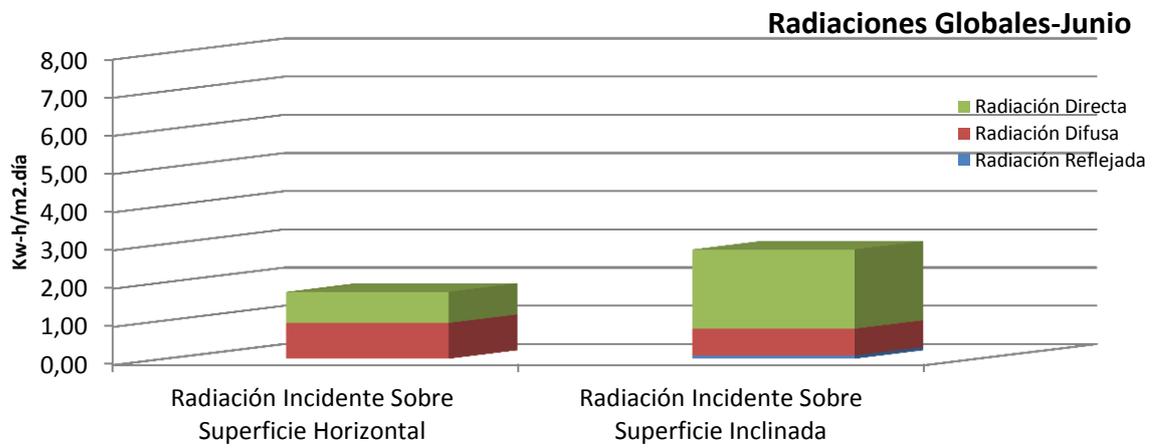


Figura 109: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Junio

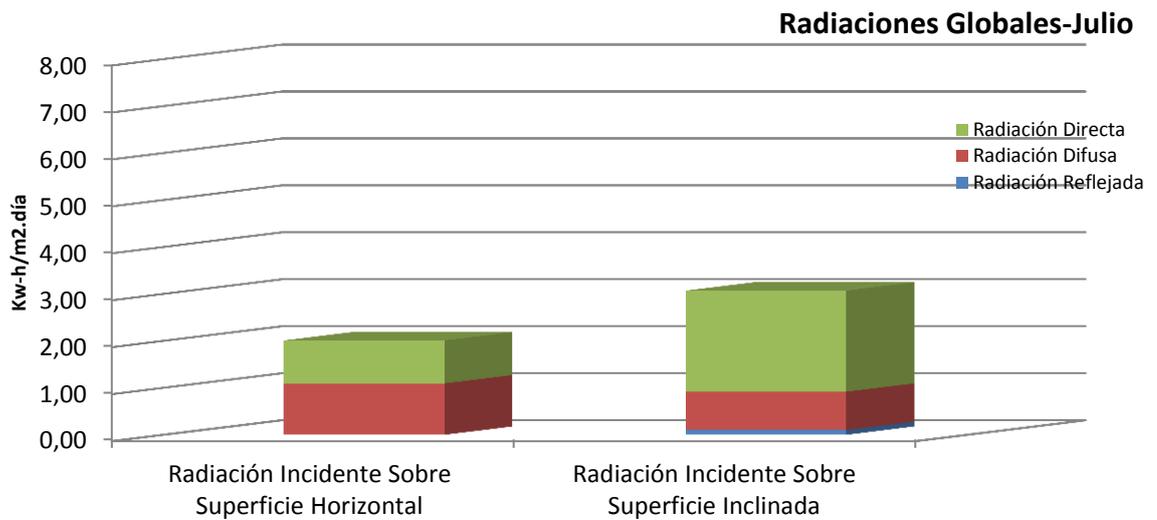


Figura 110: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Julio

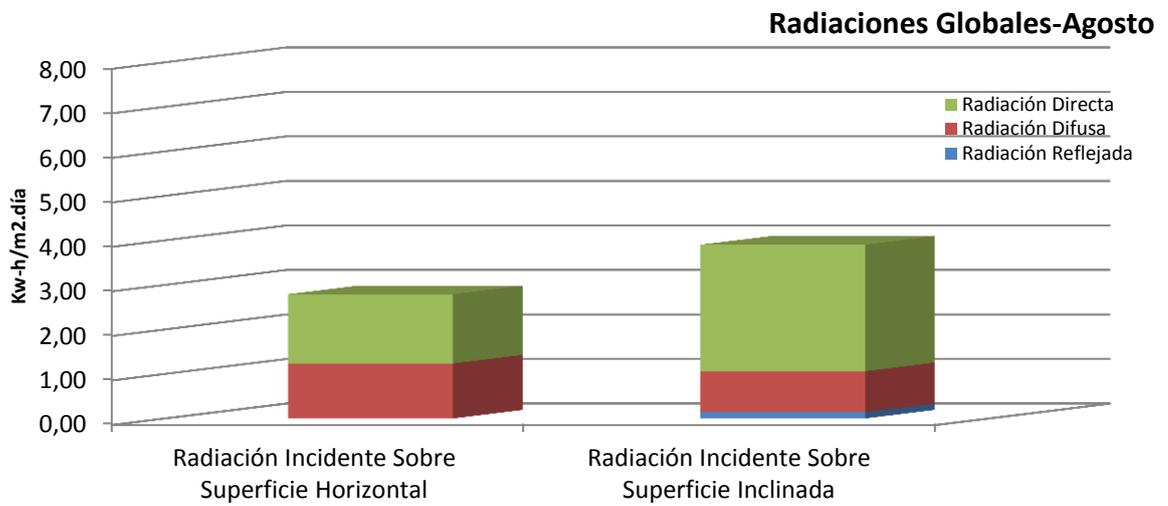


Figura 111: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Agosto

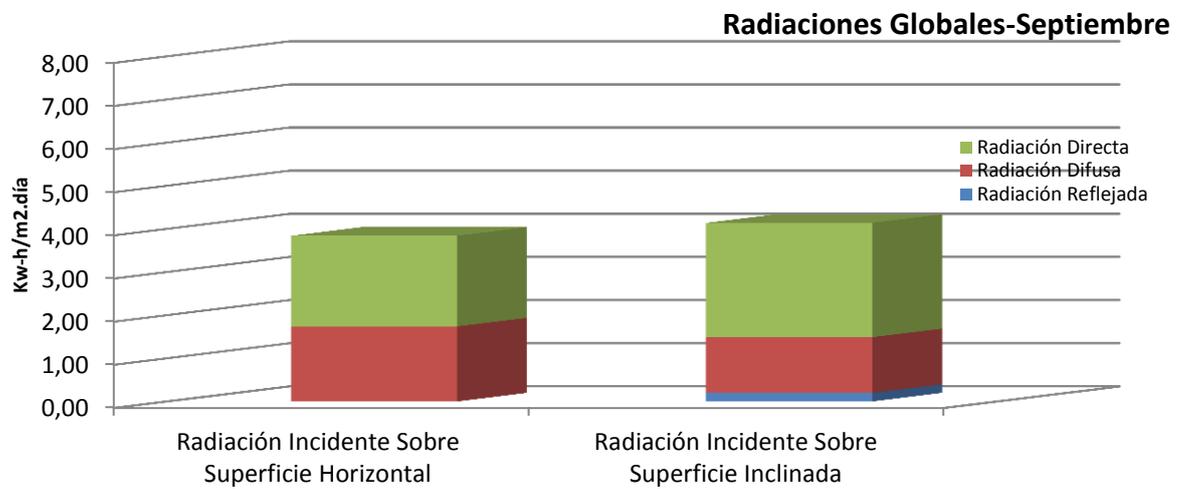


Figura 112: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Septiembre

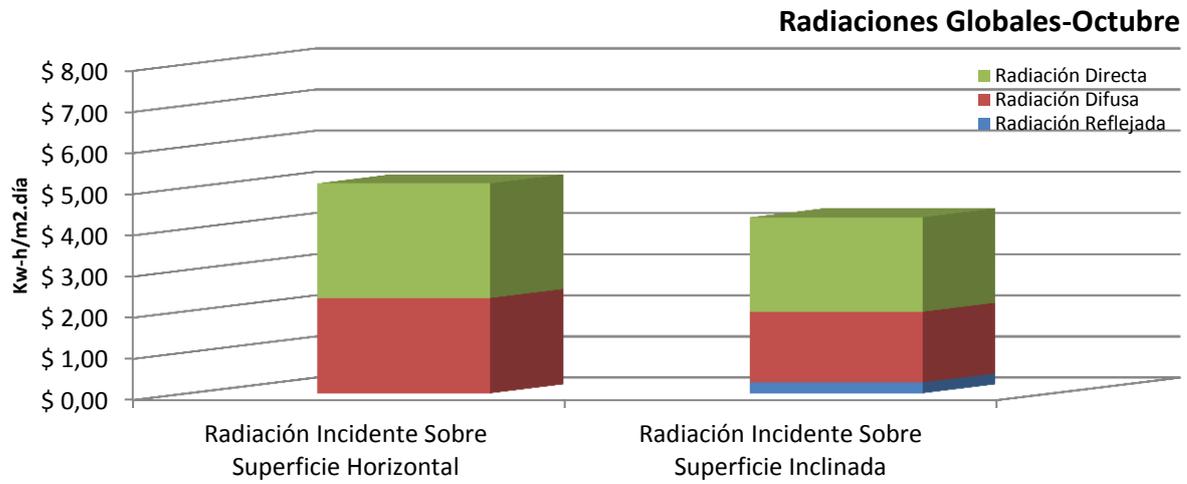


Figura 113: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Octubre

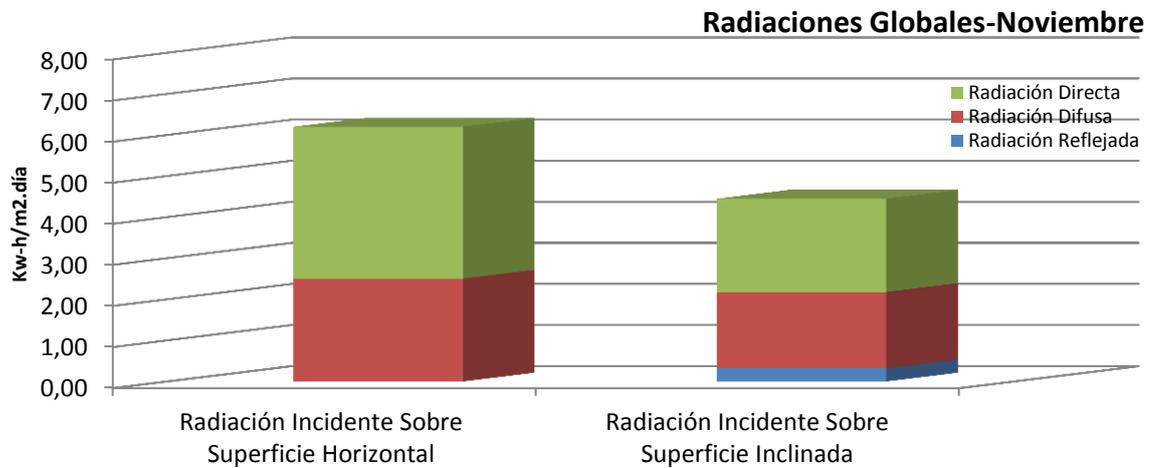


Figura 114: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Noviembre

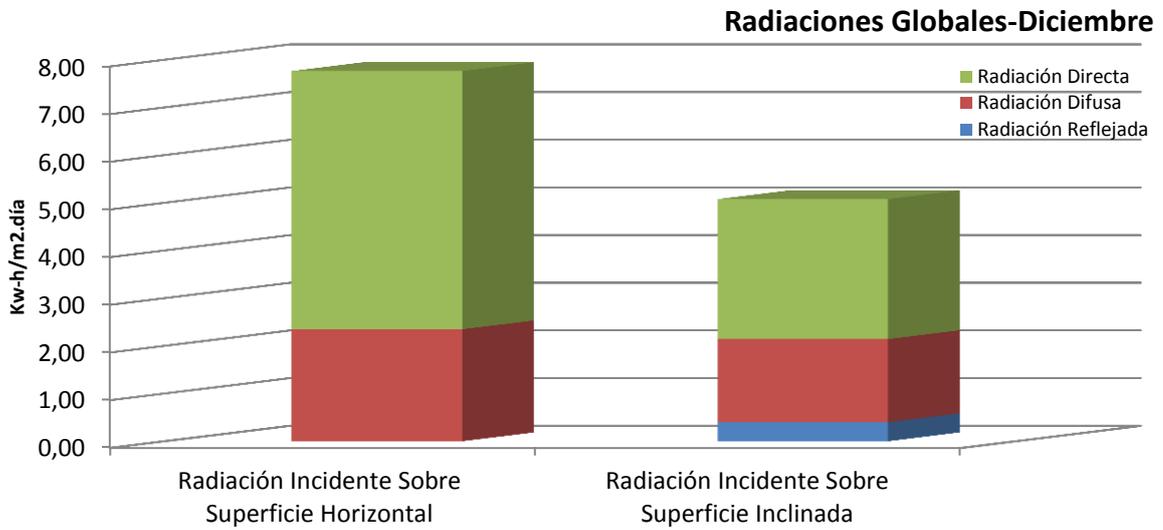


Figura 115: Radiaciones Globales Correspondientes al Mes de Diciembre

Finalmente, se graficaron las radiaciones globales diarias, tanto horizontales como inclinadas, para todo el año:

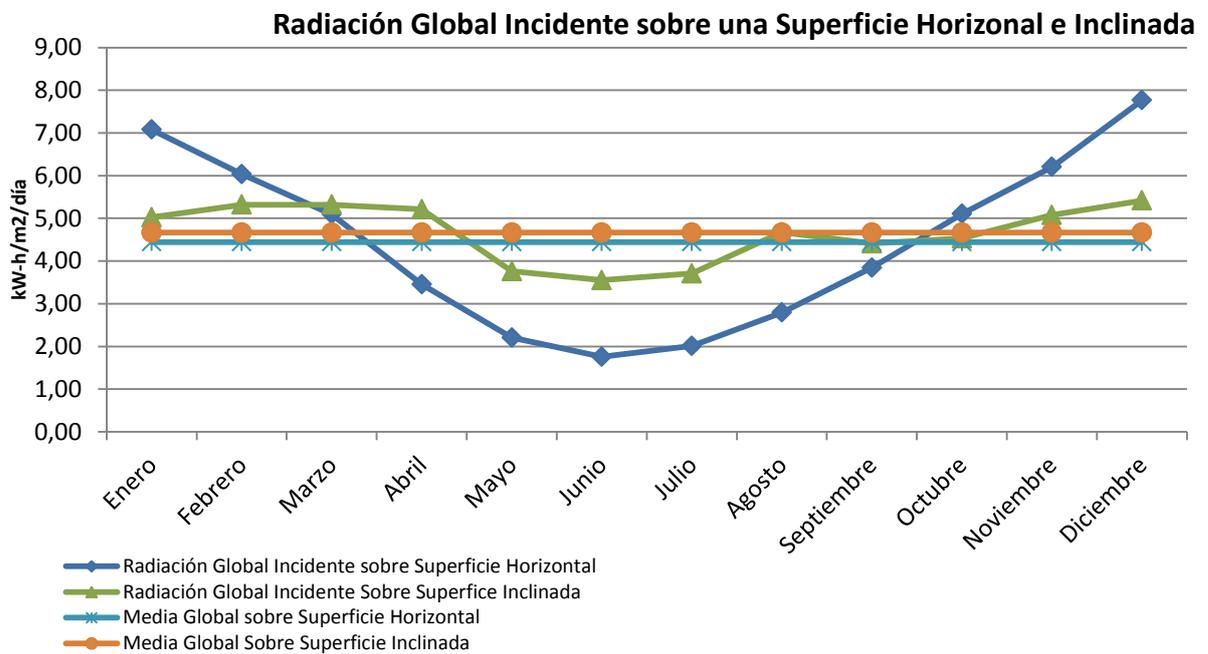


Figura 116: Radiaciones Globales Representación Anual

7.5.2 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA SOLAR

Como se mencionó anteriormente, para el cálculo de la energía generada se utilizó un panel fotovoltaico marca Kingdom Solar, modelo KD-M50.

En función de las radiaciones globales inclinadas, se obtuvo la duración solar para cada día según ecuación (3.2).

Finalmente con la duración del día solar y la potencia pico del panel se obtuvo mediante la ecuación (3.3) la energía diaria.

Cabe destacar que en los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo; se corrigió la potencia pico del panel por efectos de la temperatura ambiente mayor a 25 °C mediante las ecuaciones (3.4) y (3.5) (Anexo Digital: “Capítulo 7_Diseño del Sistema de Iluminación Eólico-Solar”). Los valores de temperatura fueron obtenidos de la estación meteorológica (Weather Monitor II marca Davis) instalada en la facultad detallada en el siguiente capítulo (7.5.3.1).

Finalmente, las energías generadas fueron las siguientes:

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía Mensual (días nublados + días no nublados) [Wh]	7495,99	6985,53	7869,93	6602,90	4952,00	4293,06	4759,57	7754,85	7923,35	8800,28	8773,69	7815,05
Energía Mensual (sin días nublados) [Wh]	7440,15	6622,55	7689,87	6251,61	4776,33	4084,49	4470,16	7455,64	7870,47	8722,29	7893,14	7526,05
Energía Mensual en días nublados [Wh]	55,84	362,98	180,06	351,29	175,67	208,57	289,41	299,21	52,88	77,99	880,55	289,00
Energía Diaria (Promedio mensual) [Wh]	241,81	240,88	253,87	220,10	161,09	143,10	153,53	250,16	264,11	283,88	292,46	252,10
Energía Diaria (Promedio Mensual sin días nublados) [Wh]	248,00	264,90	265,17	260,48	183,70	177,59	186,26	298,23	281,09	300,77	343,18	268,79
Energía Diaria Máxima Mensual [Wh]	304,03	345,07	350,12	358,35	331,37	305,98	331,16	492,65	519,41	461,26	477,97	301,95
Energía Diaria Mínima Mensual [Wh]	55,84	73,42	84,59	32,20	33,46	10,96	22,32	12,94	22,03	23,19	31,74	50,68
Días nublados	1	4	2	6	5	7	7	6	2	2	7	3
Energía promedio diaria generada en días nublados [Wh]	55,84	90,74	90,03	58,55	35,13	29,80	41,34	49,87	26,44	38,99	125,79	96,33

Tabla 19: Producción Energética Solar Mensual

Finalmente, la energía generada (diaria promedio mensual sin días nublados) se puede visualizar en el siguiente gráfico:

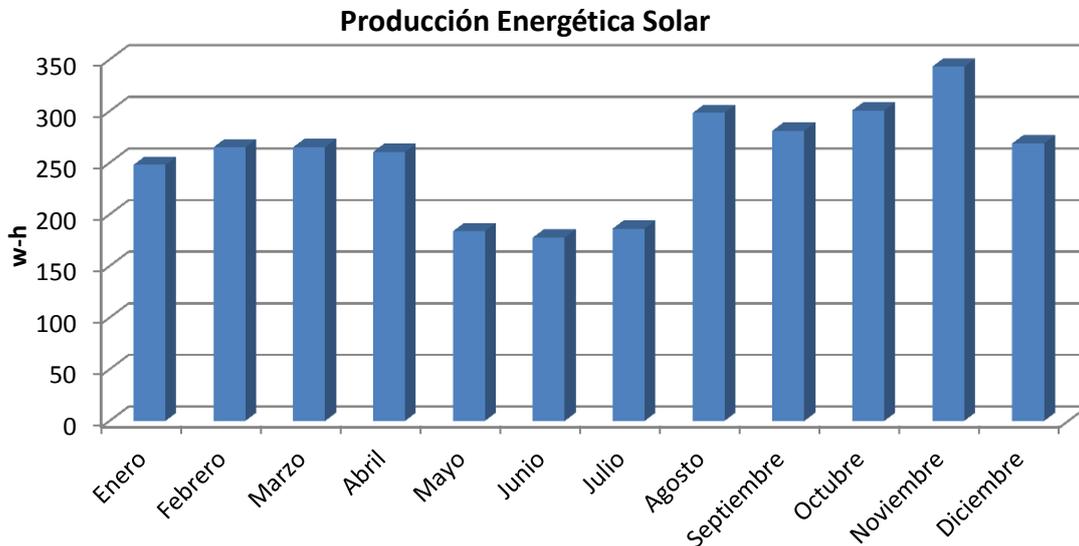


Figura 117: Producción Energética Solar

Se utiliza la “Energía diaria promedio mensual sin días nublados” y no la “Energía Mensual” debido a que en esta última el promedio incluye los días nublados y para el cálculo no nos interesa promediar esos valores ya que el déficit de energía en estos días estará contemplado por los días de reserva que tendrá el sistema.

7.5.3 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

7.5.3.1 TOMA DE DATOS

Para la determinación del potencial eólico, se utilizó en primera medida una estación meteorológica Weather Monitor II, Davis Instruments. La misma se encontraba previamente instalada en la terraza del tercer cuerpo de la facultad de Ingeniería (37°58'33" Lat S y 57°33'4" Long O) a una altura de 24 metros. La central fue seteada para grabar los datos cada 5 minutos. Estos datos incluían:

- Fecha.
- Hora.
- Humedad externa.
- Velocidad del viento (promediada cada 5 minutos).
- Velocidad del viento máxima (tomada durante esos 5 minutos).
- Dirección del viento

La información fue grabada en el disco rígido de la PC instalada en el laboratorio de mediciones, conectada a la estación meteorológica y podía recuperarse agrupada por fecha y hora a través del software específico WeatherLink 4.03s.

Los datos comenzaron a tomarse a mediados del mes de noviembre del año 2011 hasta mediados del mes de marzo del año 2012, fecha en la cual la central dejó de funcionar por motivos desconocidos.

Ante la falta de instrumental para medir los datos del entorno, se decidió trabajar con una base de datos proporcionada por el GEEA.

La base de datos brindada (Anexo Digital: “Capítulo 7_Diseño del Sistema de Iluminación Eólico-Solar”) tiene en cuenta todas las mismas variables descriptas anteriormente ya que la central meteorológica utilizada fue la misma (misma marca y modelo, no mismo equipo) y los datos relevados son del año 2000. Al igual que anteriormente los datos recolectados fueron promediados en un intervalo de 5 minutos.

Finalmente, cabe destacar que los datos brindados ya se encontraban validados [46].

7.5.3.2 ANÁLISIS DE DATOS

Distribución de velocidades de viento y modelización

Para este estudio, se optó por determinar la función de distribución de velocidades para cada mes del año 2000 utilizando una planilla de cálculo Excel. Para modelar la distribución mensual de las velocidades se utilizó la distribución de Weibull (4.8).

Debido a que la central se encontraba situada a 24 metros de altura, se extrapolaron las velocidades (extrapolación exponencial y logarítmica) tomadas de acuerdo a las ecuaciones (4.4) y (4.5) a una altura de 10 metros y la velocidad final extrapolada será el promedio de las dos. Los coeficientes utilizados fueron los siguientes:

$$Z_0=0,2$$

$$n=0,18 \text{ [m]} \text{ calculado mediante ecuación (4.6)}$$

Los parámetros de Weibull fueron calculados por las ecuaciones (4.11), (4.12) y (4.13) utilizando el método de mínimos cuadrados. Para la determinación del parámetro rango mediana se utilizó la ecuación (4.14) por ser más exacta. Para facilitar su empleo se utilizó una función definida por el usuario en Excel. El bloque de programación para esta función desde el entorno Visual Basic (lenguaje de programación que posee Excel) es el siguiente:

```
Public Function RangoMediana(alfa As Single, n As Long, i As Long) As Double
```

```
*****
```

```
’*Esta función calcula el rango de mediana en función de la distribución F. *
```

```
’*alfa representa el nivel de significancia con el que se calcula la dist. F.*
```

```
’*n es el número de puntos de la muestra. *
```

```
’*i es el orden de falla. *
```

```
*****
```

```
Dim a As Double, f As Double
```

```
On Error GoTo ManejarError
```

```
a = i / (n - i + 1)
```

```

f = Application.WorksheetFunction.FInv(alfa, 2 * (n - i + 1), 2 * i)
RangoMediana = a / (f + a)
Salir:
Exit Function
ManejarError:
Select Case Err.Number
Case 1004
MsgBox "Los argumentos (n) o (i) no pueden ser cero.", vbCritical +
vbOKOnly
Case Else
MsgBox "Se ha generado el error " & Err.Number & _
Err.Description, vbCritical + vbOKOnly
End Select
Resume Salir
End Function

```

Los parámetros de Weibull para las velocidades extrapoladas a 10 metros se calcularon mediante las ecuaciones [4.16, 4.17 y 4.18] detalladas en 4.2.7.

Las velocidades medias mensuales y el promedio anual resultaron:

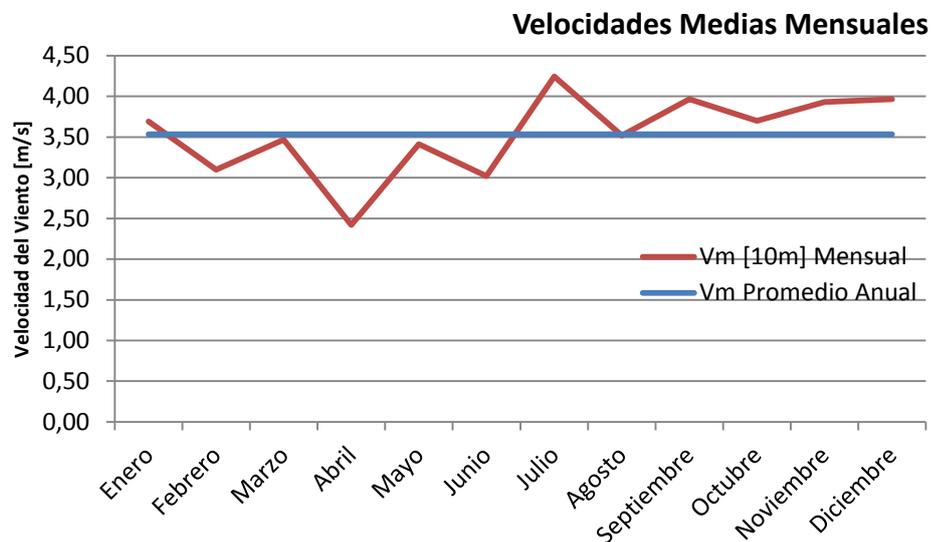


Figura 118: Velocidades Medias Mensuales

Finalmente los coeficientes en los 12 meses del año 2000 calculados resultaron ser los siguientes:

Mes	Factor de forma k		Factor de escala l	
	H=24 [m]	H=10 [m]	H=24 [m]	H=10 [m]
Enero	2,09	1,98	5,03	4,16
Febrero	2,02	1,9	4,22	3,49
Marzo	1,92	1,81	4,74	3,9
Abril	1,78	1,67	3,3	2,7
Mayo	1,99	1,88	4,66	3,84
Junio	1,93	1,82	4,12	3,4
Julio	2,17	2,06	5,79	4,79
Agosto	1,91	1,8	4,8	3,95
Septiembre	1,8	1,69	5,39	4,44
Octubre	1,97	1,86	5,04	4,16
Noviembre	1,88	1,76	5,35	4,41
Diciembre	1,86	1,75	5,54	4,45

Tabla 20: Coeficientes de Weibull Mensuales del Año 2000

Finalmente se pueden observar las distribuciones de velocidades para cada mes (Anexo Digital: "Capítulo 7_Diseño del Sistema de Iluminación Eólico-Solar") tanto real como las distribuciones de Weibull a 10 y 24 metros de altura.

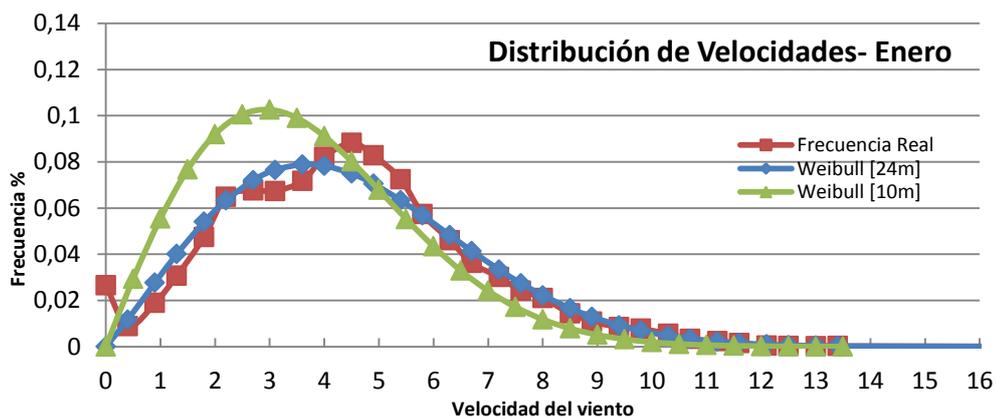


Figura 119: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Enero

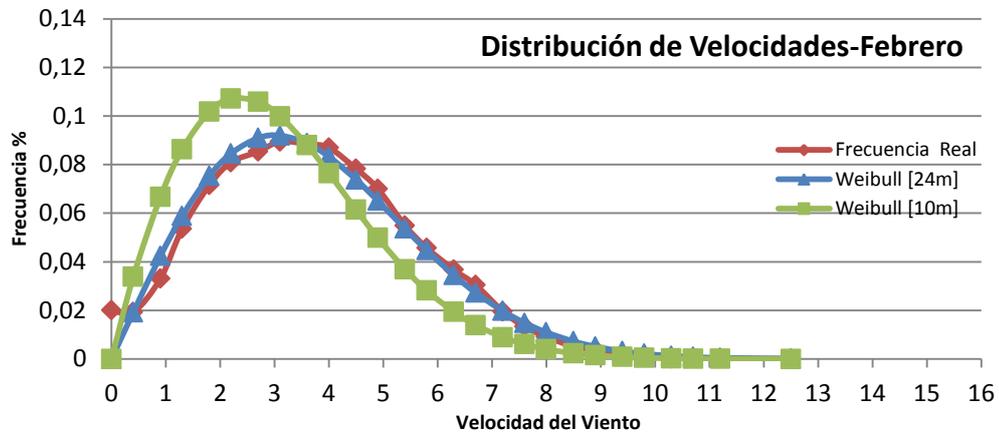


Figura 120: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Febrero

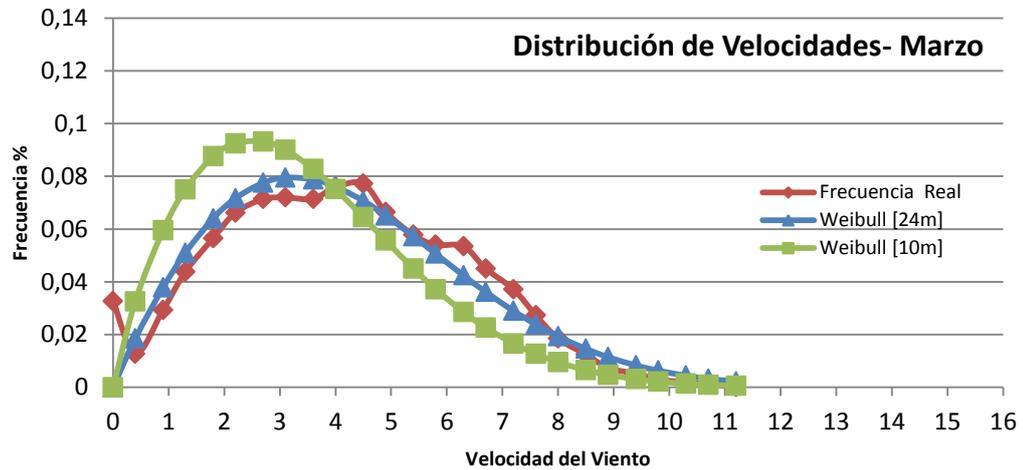


Figura 121: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Marzo

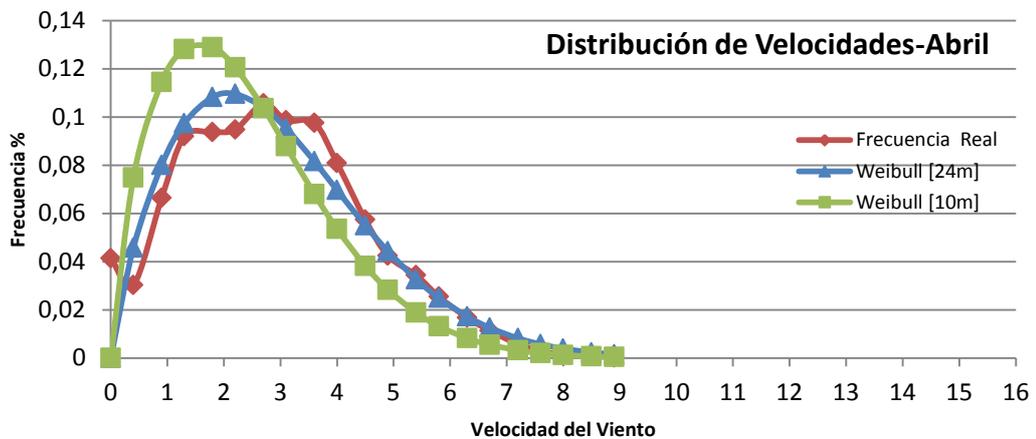


Figura 122: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Abril

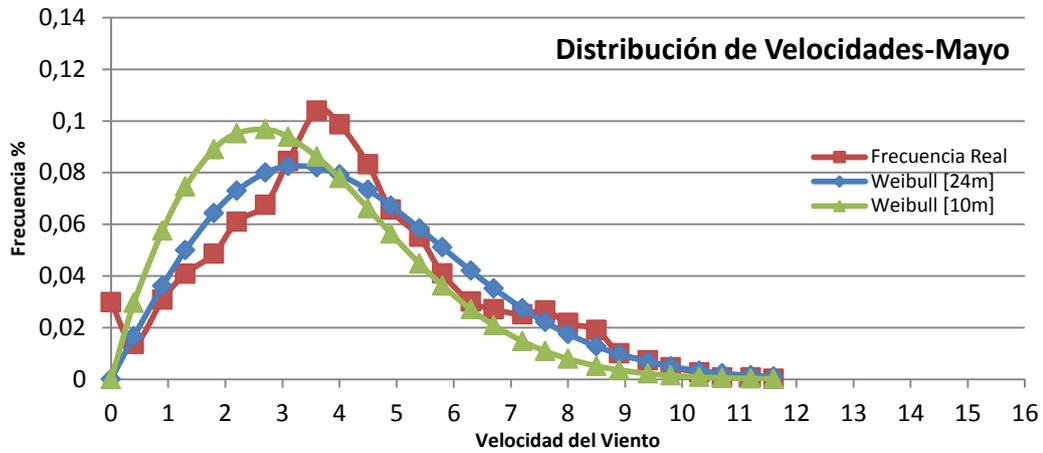


Figura 123: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Mayo

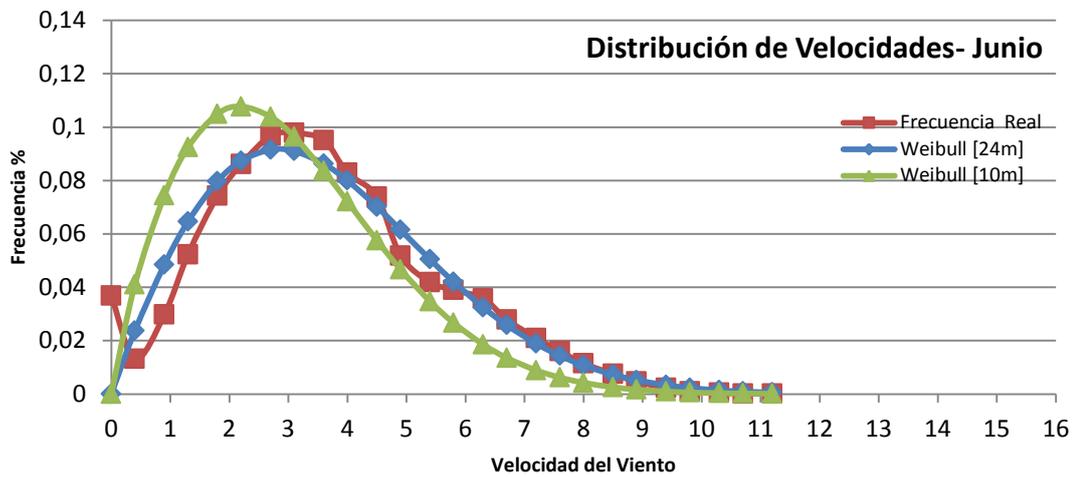


Figura 124: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Junio

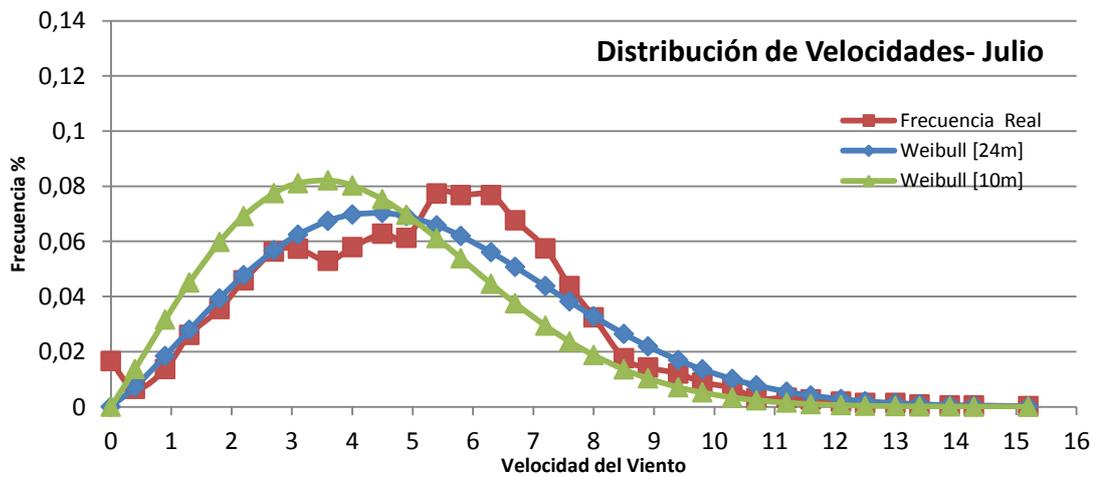


Figura 125: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Julio

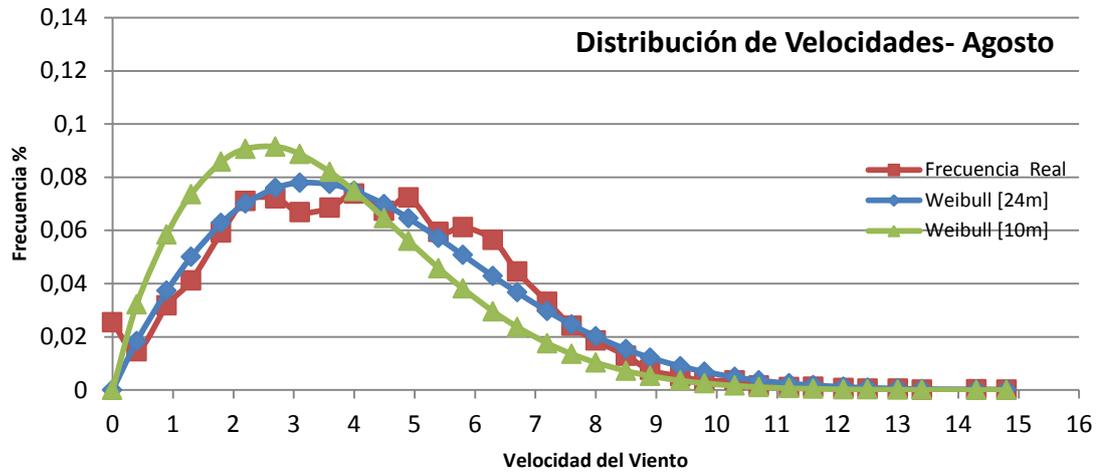


Figura 126: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Agosto

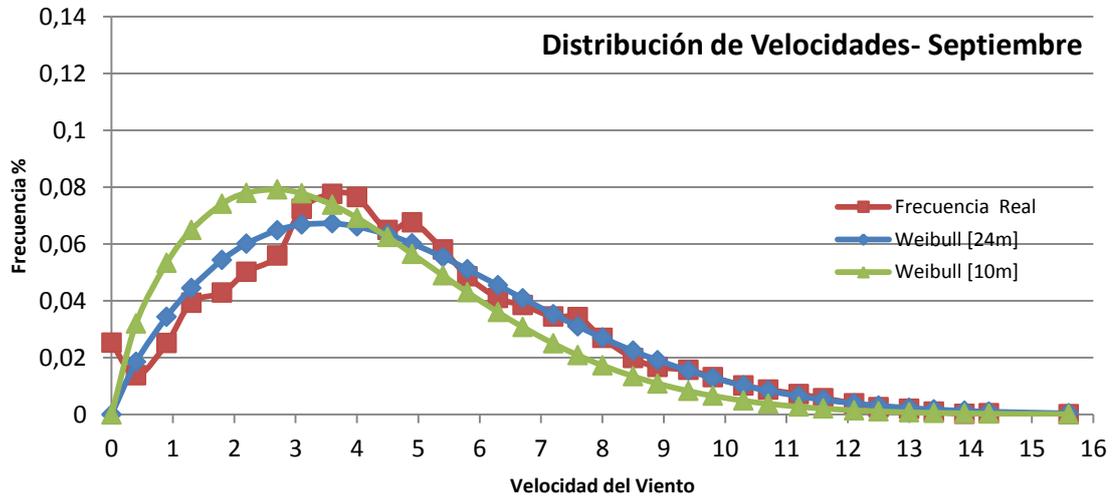


Figura 127: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Septiembre

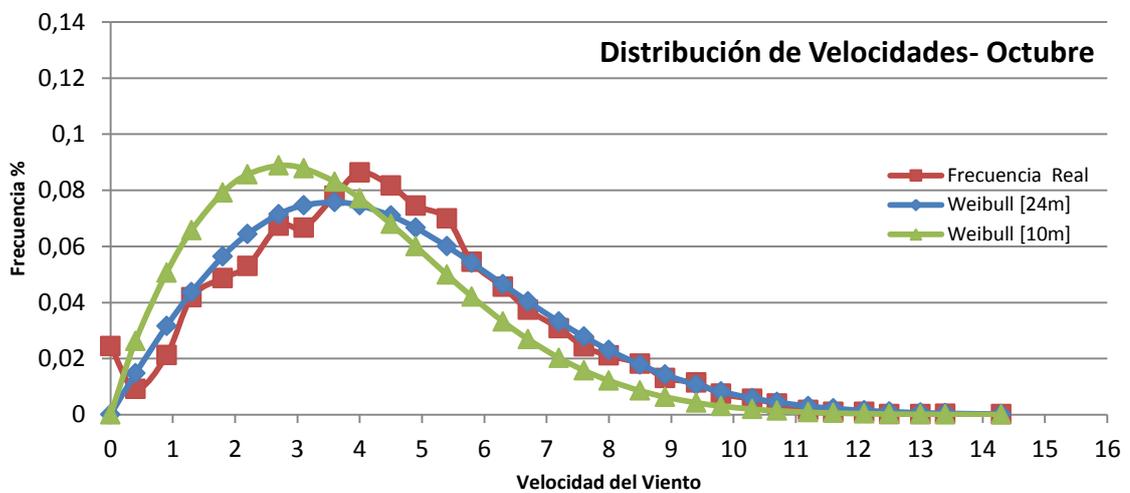


Figura 128: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Octubre

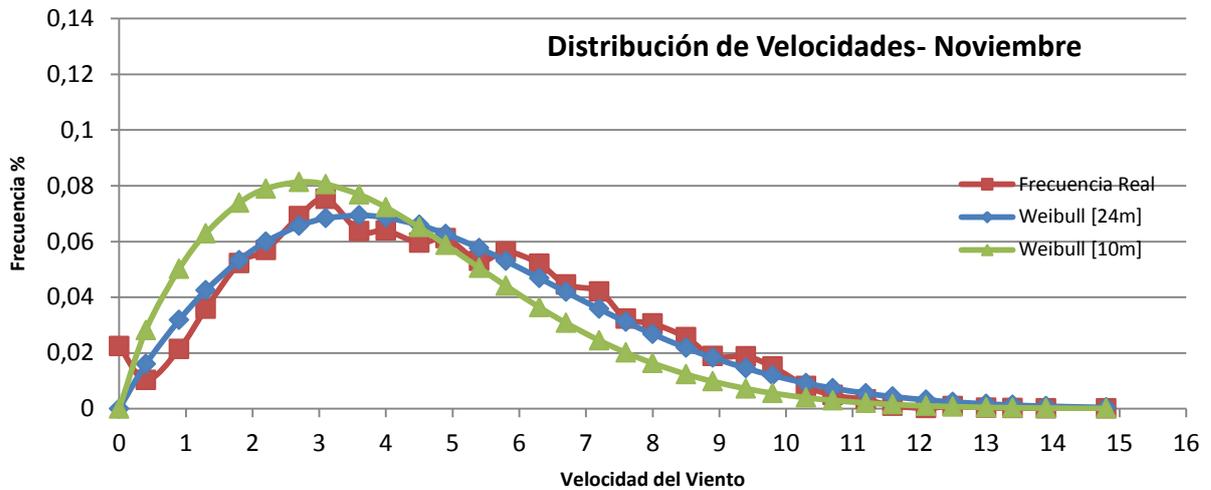


Figura 129: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Noviembre

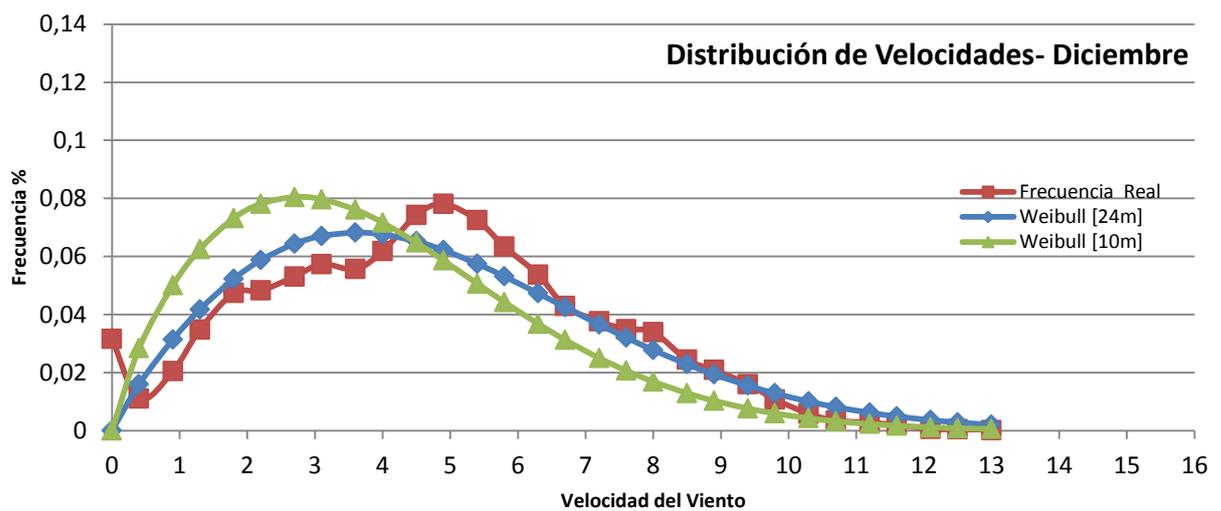


Figura 130: Distribución de Velocidades de Viento en el Mes de Diciembre

7.5.4 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EÓLICA

Para realizar el cálculo energético se utilizó la curva de potencia del aerogenerador FM Rutland 910-3 proporcionada por el fabricante [Figura 87].

Con las curvas de distribución de velocidades mensuales y la curva del aerogenerador, se calcularon las energías promedio diarias para cada mes según ecuación (4.19). Las mismas se ven reflejadas en la siguiente gráfica (Anexo Digital: “Capítulo 7_Diseño del Sistema de Iluminación Eólico-Solar”):

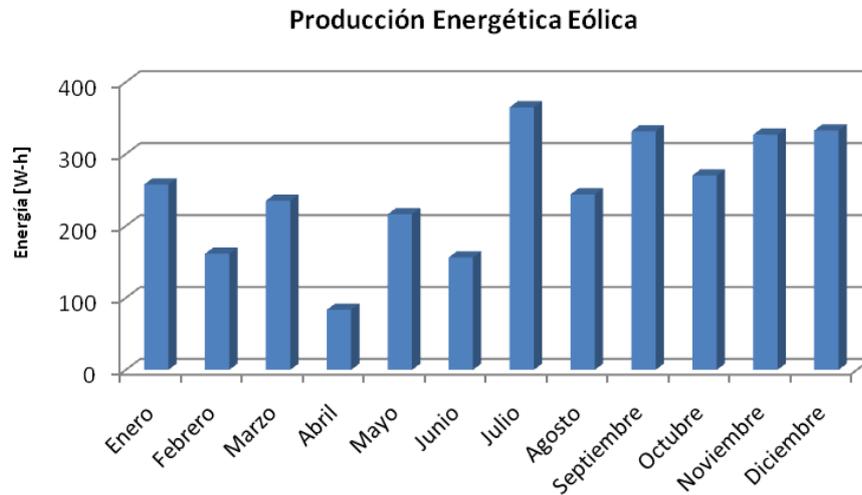


Figura 131: Producción Energética Eólica

Períodos de calma

A la hora de tener en cuenta los períodos de calma o viento improductivo, se optó por el criterio de elegir en cada mes el máximo período consecutivo de velocidades menores a 3 m/s, debido a que a partir de esta el aerogenerador comienza a generar energía. Los resultados fueron los siguientes:

Mes	Max. Período de calma <3m/s [h]
Enero	16,75
Febrero	16,08
Marzo	14,17
Abril	19,92
Mayo	17,08
Junio	17,92
Julio	11,58
Agosto	13,58
Septiembre	16,33
Octubre	12,75
Noviembre	12,50
Diciembre	9,33

Tabla 21: Máximo Período de Calma Mensual

7.5.5 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA TOTAL

La energía total es la generada por el aerogenerador (72 W) y los 2 paneles solares (50 W_p). Se puede observar en el siguiente gráfico los dos tipos de energía y el total:

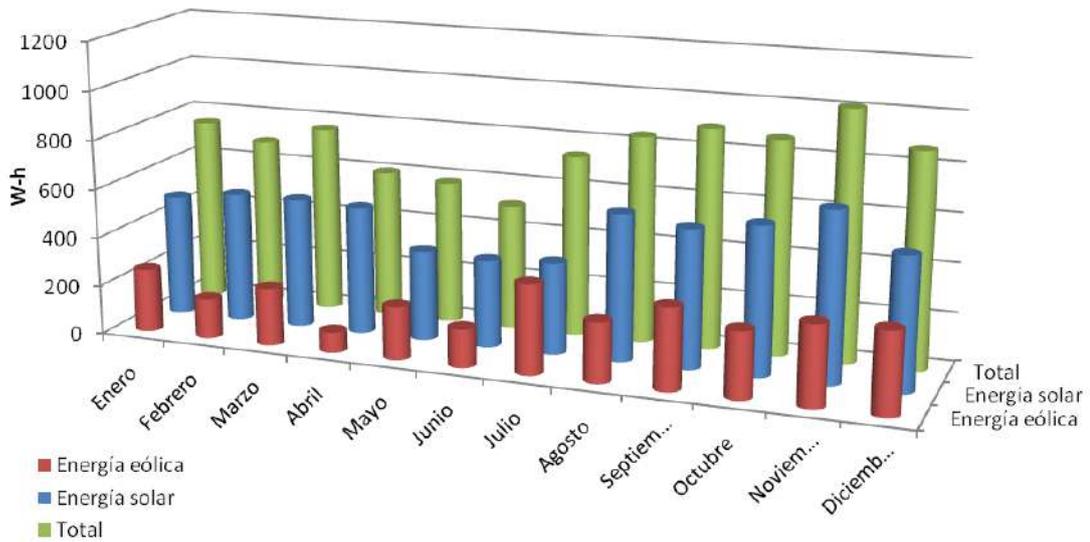


Figura 132: Producción Energética Total

7.6 ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS

Como se mencionó en la sección 7.2, para el banco de baterías se utilizarán baterías marca Yuasa del tipo VRLA.

7.6.1 TENSIÓN Y CORRIENTE DE CARGA

El fabricante para no reducir la vida útil de la batería recomienda que el voltaje de carga para uso cíclico se debe mantenerse entre 2,4 y 2,5 Volt, por celda, lo que resulta una tensión de carga recomendada entre 14,4V y 15V (figura 130).

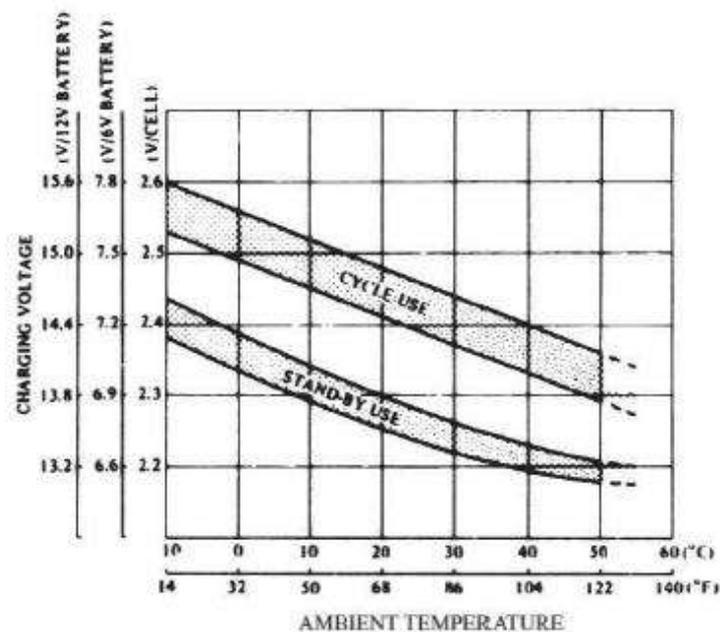


Figura 133: Relación entre la Tensión de Carga y Temperatura Ambiente de las Baterías



La figura 130 muestra la tensión de carga en función de la temperatura, y del tipo de uso, stand-by, o uso cíclico. Como se puede apreciar, no se podría fijar un voltaje en un valor que se adapte a todas las condiciones de temperatura. Para esto se debería tener un sistema que regule el valor de la tensión de carga en función de la temperatura, o mantener la temperatura de las baterías a un valor dentro los márgenes indicados, lo cual generaría un gasto energético sin necesidad.

Teniendo en cuenta que es solo una recomendación utilizamos la tensión de carga de 13,8 V, la cual nos brinda el regulador del sistema instalado en nuestro laboratorio. Este valor de tensión es aceptable, ya que el fabricante brinda como valor de tensión de carga nominal el siguiente gráfico de características de carga:

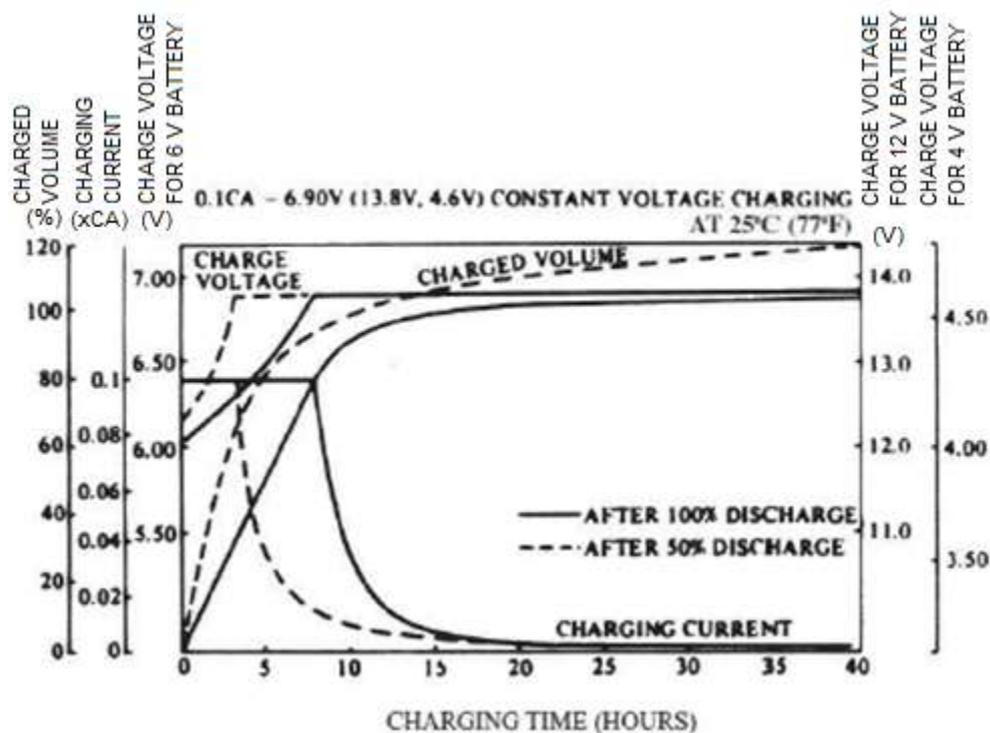


Figura 134: Características de Carga General de las Baterías

En el figura 131 se puede ver que la tensión en la batería nunca supera el valor de 13,8V. El mismo es dado para una tensión de carga constante de 13,8 V.

La figura 131 muestra para dos estados de carga, cuando la batería esta descargada al 100% y cuando esta descargada al 50%, los parámetros de tensión, corriente de carga y volumen de carga en función de el tiempo de carga. A continuación se analizan los dos estados:

- Después del 50% de descarga:

La tensión de carga inicia en 12,3V, y va incrementando su valor hasta llegar a un valor de 13,8V (valor que se mantiene hasta la carga completa), en un lapso de

no aceptarán la carga, y no se podrá afirmar que toda la energía disponible se acumule en las mismas.

7.6.2 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DEL BANCO

Como se mencionó anteriormente, se parte del criterio de poder acumular la energía generada en el periodo de un día, empleando el peor mes en términos de recursos energéticos (mes de menor duración diurna por lo tanto mayor duración nocturna), y además poder contar con dos días de reserva.

Vale mencionar que en la mayoría de los casos el proceso de diseño es inverso, ante una necesidad existente se determinan las capacidades de las baterías y la potencia de los generadores para poder satisfacer la demanda correspondiente.

En el diseño que se presenta en este trabajo, se parte desde la energía disponible y no la energía necesaria para una determinada necesidad, es decir, se cuenta con la energía capaz de ser generada con los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador y a partir de la misma, se analiza cómo se puede utilizar de la manera más eficiente todo ese recurso generado. Por eso es que la capacidad de las baterías queda determinada, en principio, por la generación disponible, y a su vez está condicionada por el tiempo de utilización de la carga.

Para determinar la capacidad de las baterías, se supone que se consume toda la energía que se genera en el periodo de un día durante el peor mes del año, el cual a su vez es el periodo de mayor consumo, por eso es que en los meses del año con mayor generación y de menor tiempo de utilización el sistema será más efectivo.

El mes con menor generación es junio, con 511,39 Wh de energía generada diaria. Para determinar cuánta de esta se podrá almacenar en las baterías, se debe tener en cuenta que no será posible almacenarla en su totalidad debido a las pérdidas en los cables por efecto joule, pérdidas en el regulador y pérdidas en la carga de la batería.

Eficiencia en la carga:

1. Asumiremos que las pérdidas en el cableado y el control de carga representan un 2% del total a generarse (eficiencia: 98%). La alta eficiencia asumida para el sistema se justifica pues se anticipa un reducido valor para la corriente máxima del sistema (bajo valor para el producto $I^2.R$) y una reducida longitud del cable entre las fuentes generadoras y el banco de baterías (lo que implica bajo valor para el producto $I.R$).
2. Asumiremos que las baterías usarán un gabinete con aislación térmica, resguardada durante el verano y el invierno. La capacidad de acumulación será del 100% y la eficiencia del proceso de carga del 92%. La eficiencia total del sistema en la carga tendrá un valor de 0,903.

Finalmente el valor de energía disponible para almacenar en las baterías es de 461,79 Wh.

Teniendo en cuenta que la tensión de carga es 13,8 V, la energía capaz de ser almacenada en unidades de Ah resulta:

$$\text{Energía} = \frac{461,79[\text{Wh}]}{13,8[\text{V}]} = 33,46[\text{Ah}]$$

Como primera aproximación, podemos decir que la capacidad de las baterías a partir de todo lo mencionado anteriormente, deberá ser como mínimo de 3 veces la energía disponible de 33,46 Ah por día y además teniendo en cuenta recomendaciones de uso de baterías de Plomo-Acido, no se debe sobrepasar la profundidad de descarga del 80%.

Teniendo en cuenta estas últimas afirmaciones, es decir que aseguramos que se cargarán al 69% tomando toda la corriente a 0,1CA de los generadores y que no supere el 80% de profundidad de descarga, nos queda la siguiente capacidad del banco de baterías con la reserva para tres días de utilización:

$$\text{Capacidad al 69\% del Banco de Baterías} = \frac{33,46[\text{Ah}] \times 3}{0,8} = 125,47[\text{Ah}]$$

A partir de la capacidad mínima calculada se eligen las baterías.

Como primera elección, se opta por 5 baterías de la serie NP de la marca Yuasa de 38 Ah, lo cual resulta una capacidad total del banco de 190 Ah.

Aunque la capacidad de las baterías es mayor que la necesaria, es decir se adopta un banco de baterías de 190 Ah y la necesaria es de 125 Ah, esto es razonable ya que se sabe que el banco de baterías difícilmente se cargue al 100% de carga por lo mencionado anteriormente, que las baterías llegando al estado completo de carga no aceptan toda la corriente suministrada por los generadores, con lo cual no podrían aprovechar todo el recurso disponible calculado teóricamente, sabiendo que el aerogenerador no aporta corriente constante como lo hacen los paneles solares, sino que lo hace de forma aleatoria.

Por otro lado, las baterías toman como máximo un valor de corriente de 0,1CA, se puede asegurar que estas tomarán toda la corriente aportada por los generadores, ya que para la capacidad del banco de 190 Ah y la corriente a 0,1CA sería de 19 A como máximo hasta que se llegue al estado de 69% de carga, como se explicó anteriormente.

Los generadores suministrarán como máximo un valor de corriente de 19,7 A, en algún caso extremo, esto último es teniendo en cuenta las corrientes máximas generadas, las cuales son 3,85 A de los paneles y aproximadamente 12 A del aerogenerador, resultando un máximo de corriente de 19,7 A valor difícilmente probable, ya que tendrían que estar generando las tres fuentes generadoras a sus niveles máximos.

Por último, es aceptable que el banco sea mayor que 125 Ah, valor adoptado como criterio para el peor mes del año. Si bien se desaprovecha energía en los meses de mayor generación (todos excepto junio) debido a que el banco de baterías se



seguiría cargando pero no podrá aceptar toda la corriente generada, se asegura que en el peor mes si lo haga y que en estos meses los días de autonomía sean mayores.

Finalmente, el banco de baterías elegido es de 5 baterías de 38 Ah, de la marca Yuasa serie NP, lo cual nos da una capacidad total de 190 Ah.

7.7 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA A CONSUMIR

Como se mencionó en la sección [7.2] de este capítulo, las luminarias a utilizar demandarán una potencia máxima de 72 W ya que el dispositivo cuenta con dos de estas, cada una de 36 W. Además, hay que tener en cuenta la energía consumida por el relé programable utilizado como dispositivo de control que tiene un consumo de 200 mA y funciona las 24 horas, por lo tanto este tiene un consumo de aproximadamente 2,4 W.

Finalmente el consumo máximo es de 74,4 W. Este valor de potencia nos determina una corriente máxima de utilización de:

$$\text{Corriente máx.de descarga} = \frac{74,4[W]}{12[V]} = 6,2[A]$$

Teniendo en cuenta las curvas características de descarga, y la corriente máxima de descarga, podemos determinar el tiempo de descarga del banco de baterías.

Descarga máxima del banco de baterías:

$$\text{Descarga máxima} = \frac{I_{desc.}[A]}{CA[Ah]} = \frac{6,2[A]}{4 \times 38[Ah]} = \frac{0,0326}{[h]} \cong \frac{0,033}{[h]}$$

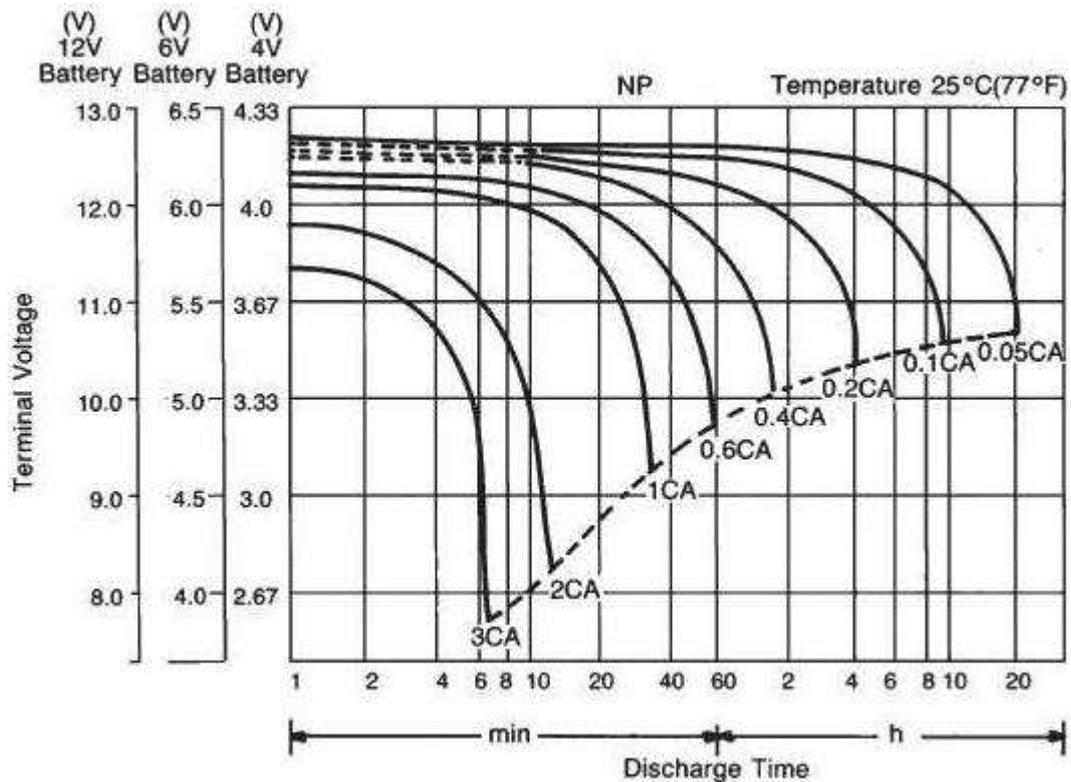


Figura 136: Características de descarga (a 25°C)

Se puede ver que descargando el banco de baterías a 0,05CA, estando cargada al 100%, las baterías entregarán una tensión mayor a 12V, durante las primeras 12 horas de descarga. El banco de baterías diseñado en [7.5], quizás no se encuentre a un 100% de carga, pero se descargará a un ritmo de 0,033CA, y solo durante un periodo de la noche, debido a que no funciona toda la noche a su máxima capacidad. Por lo tanto la tensión de descarga en el sistema se espera que no sea inferior a los 12 V, lo que asegura que la potencia entregada por las lámparas sería siempre la adecuada.

En el caso de tener poca generación, el sistema detectará que esto ocurre y continuará alimentando el sistema pero encendiendo una sola luminaria.

Descarga mínima de baterías:

$$\text{Corriente mín.de descarga} = \frac{36[W] + 2,5[W]}{12 [V]} = 3,2[A]$$

$$\text{Descarga mínima} = \frac{I_{desc.} [A]}{CA [Ah]} = \frac{3,2[A]}{5 \times 38 [Ah]} = \frac{0,0168}{[h]} \cong \frac{0,017}{[h]}$$

Si se realizara una extrapolación al gráfico de descarga de baterías (figura 119), el tiempo de descarga sería ampliamente mayor a 30 horas (solo si partiese del 100% de estado de carga).

Como se mencionó anteriormente, a pesar de que el banco de baterías se diseñó con el criterio del peor mes de generación, al elegir un valor de capacidad del banco superior a la capacidad sin considerar que la corriente máxima de carga es 0,1 CA, la capacidad útil se encuentra por encima de la capacidad necesaria. Esto hace que en los meses donde exista mayor generación (son todos ya que se partió del peor), también el sistema tendrá mayor capacidad de acumulación.

Este límite viene dado por el menor de estos dos valores. Por un lado la energía disponible de carga del mes o la acumulable, y por el otro, el límite de capacidad de carga fijado por las baterías.

El límite de capacidad por día de las baterías se calcula estimando siempre que como máximo se deberá descargar solo hasta el 80%, es decir siempre se deberá respetar la profundidad de descarga del 80%, para no exigir las baterías a valores no recomendados.

$$\text{Capacidad máxima por día} = \frac{\text{Capacidad disponible de banco de baterías}}{\text{Días totales de utilización}}$$

Si la batería estaría cargada al 100%:

$$\text{Capacidad máxima por día} = \frac{CA [Ah] \times 0.8}{3 (\text{días})} = \frac{5 \times 38 [Ah] \times 0.8}{3} = 50,66 [Ah]$$

Este valor calculado anteriormente no siempre será así, ya que no siempre estarán cargadas las baterías al 100%, pero nos da una idea de la potencia máxima que podría alimentar.

Como se ve, el valor de capacidad por día en un mes donde la generación abunda, y si llegase a cargarse al 100%, sería de 50,66 Ah, ya que este valor viene dado por la capacidad y no por la generación. Este caso podría llegar a darse en el mes de noviembre, donde la energía calculada de aporte de los generadores es de 915 Wh, lo cual equivale a 66,3 Ah cargándose a 13,8 V.

Para expresar el valor de la energía útil se debe multiplicar la capacidad máxima por la tensión de descarga de la batería, que varía según el estado de carga, pero se lo asume en 12 V, ya que se espera que no sea inferior a este.

En el caso de carga total de las baterías, la energía útil por día sería:

$$\text{Energía útil por día} = 50,66 [Ah] \times 12 [V] = 607,92 [Wh]$$

La energía útil máxima capaz de acumular el banco por día es de 607,92 Wh, por más que exista mayor generación mayor a este valor.

En el caso que la generación sea inferior a 607,92 Wh diarios, esta misma será la energía útil diaria.

7.8 ESTIMACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE LAS BATERÍAS

Para poder aproximar la vida útil de las baterías, se realizaron ciertas estimaciones.

Analizando el gráfico de vida útil de servicio cíclico, en relación a la profundidad de descarga para la serie NP, se puede aproximar la vida útil de la batería calculando la profundidad de descarga bajo ciertas suposiciones.

La profundidad de descarga que se estimó, será la que tendrían las baterías en condiciones normales de utilización, es decir utilizando toda la capacidad de almacenamiento reservada por día, y suponiendo que la batería se descarga todas las noches y al otro día se vuelve a recargar, usando el sistema suponiendo que no existen días sin generación (este hecho hace que las baterías se descarguen con una profundidad de descarga mayor).

Se calculó la profundidad de descarga diaria en dos meses distintos, en junio que es el mes de peor energía almacenada, y noviembre, donde se podría aprovechar la capacidad total del banco.

Los meses donde se llega a utilizar toda la capacidad del banco, es decir donde se aporta más energía que 50,66 Ah por parte de los generadores son: Enero, Marzo, Agosto, Septiembre, Octubre, Noviembre, y Diciembre. Como se ve son 7 meses (58,33 % del año). Representamos estos 7 períodos mensuales con Noviembre como mes representativo de los mismos.

Para los restantes 5 meses (Febrero, Abril Mayo, Junio y Julio) se tomó el mes de junio (por ser el de menor capacidad) acumulando como se calculó anteriormente 33,46[Ah] y un estado de carga del banco de algo más que el 69%, ya que esta es la carga que como mínimo deberían tomar, por eso se adopta una carga del 80%, la cual es previa a la descarga de la noche.

$$\text{Profundidad de descarga diaria} = \frac{\text{Capacidad utilizada}}{\text{Capacidad total del banco de baterías}}$$

$$\text{Profundidad de descarga diaria (junio)} = \frac{190[\text{Ah}] \cdot (1-0,8) + 33,46[\text{Ah}] \cdot 100\%}{5 \cdot 38 [\text{Ah}]} = 37,61\%$$

Para la profundidad de descarga en el mes de noviembre, se toma que las baterías parten del 100% del estado de carga previa a la descarga de la noche, y como consumo, el de 50,66 Ah, aunque este nunca se utilice.

$$\text{Profundidad de descarga diaria (noviembre)} = \frac{50,66[\text{Ah}] \cdot 100}{5 \cdot 38 [\text{Ah}]} = 26,66\%$$



Como se puede ver la profundidad de descarga es muy baja, utilizando el criterio antes mencionado.

Utilizando la curva de vida útil en función de la profundidad de descarga brindada por el fabricante (figura 133), se estimó la vida útil de las baterías con una profundidad de descarga del 30% debido a que es un valor intermedio entre 26,66% y 37,61%. Estas profundidades de descarga son bajas debido a que se supuso la posibilidad de 3 descargas consecutivas (dos días sin carga).

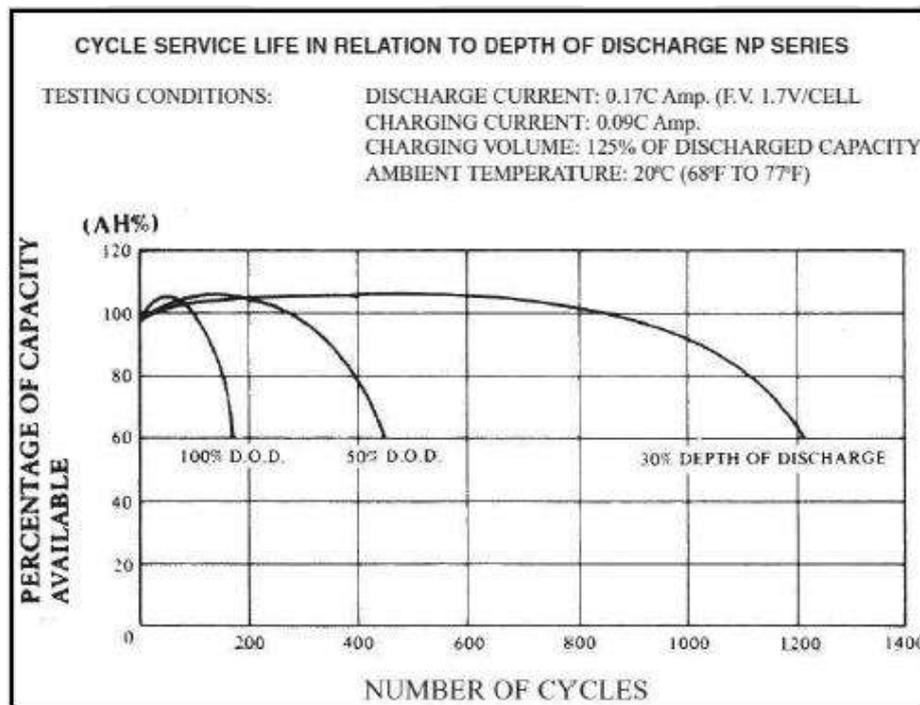


Figura 137: Vida Útil o Porcentaje de la Capacidad Disponible en Función del Número de Ciclos

Se puede observar, el número de ciclos para una profundidad de descarga del 30%, supera los 1200 ciclos (la capacidad que se fija como fin de la vida útil es 60%). Asumiendo 1200 ciclos, podemos decir que las baterías tendrían una vida útil de 3,28 años.

Cabe destacar que como el análisis se hizo sin tener en cuenta los días sin generación, con lo cual por un lado afecta la vida útil, debido a que en ese momento la profundidad de descarga será mayor lo cual reduce la cantidad de ciclos de vida, pero por otro lado la cantidad de ciclos utilizados serán menos ya que no se cargará durante los días sin generación. Sin tener un dato preciso de la cantidad de ciclos se puede asumir que las baterías no deberán reemplazarse antes de los 2,5 años de vida.

Por otro lado podemos reforzar esta afirmación, de los 2,5 años, teniendo en cuenta que el número de ciclos en este periodo de tiempo asciende a 912 (asumiendo 1 ciclo por día). Si se observa esta cantidad de ciclos en la figura 134, se puede ver

que según el fabricante, las baterías todavía disponen de un 98% de capacidad de carga, es decir que se puede asumir que las baterías se comportarán en esa cantidad de ciclos de manera similar que al comienzo de la vida útil.

7.9 SISTEMA. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO

7.9.1 INTRODUCCIÓN

El sistema, define que luminaria estará encendida de acuerdo a la energía disponible según la época del año y a la energía acumulada en las baterías en el momento en el cual están funcionando. Todo esto lo hace a partir de la programación realizada en el controlador del sistema.

El tiempo de utilización de las luminarias, se estima de acuerdo a la capacidad de generación, es decir según el recurso disponible calculado teóricamente durante los diferentes meses del año y en función de este recurso se decidirá cómo será la programación de los relojes que gobiernan el funcionamiento de las luminarias del sistema para cada época del año.

La tabla 22 que se muestra a continuación corresponde a la energía disponible (energía que se genera) a partir de la cual se estima el tiempo de funcionamiento de las lámparas.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
680,55	624,24	691,22	545,78	527,13	461,79

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
665,92	758,86	807,03	787,27	915,03	786,01

Tabla 22: Energía Disponible [Wh] - (Solar + Eólica)

La tabla 22 muestra la energía que podrán acumular las baterías durante todo un día según el período del año. Esta energía condiciona cuanto se puede llegar a acumular, pero no representa cuanta será la energía que realmente se acumulará ni la que se podrá aprovechar.

La energía disponible mostrada en la tabla anterior corresponde al recurso energético generado en Wh, con esto se puede calcular la energía que se acumulará en las baterías en Ah, teniendo en cuenta que la tensión de carga es de 13,8 V.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
49,32	45,23	50,09	39,55	38,20	33,46

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
48,26	54,99	58,48	57,05	66,31	56,96

Tabla 23: Energía Disponible [Ah] - (Solar + Eólica)



A partir de esta energía disponible por día en las baterías, se puede determinar la energía que podrán brindar las mismas, teniendo en cuenta que el criterio propuesto, del sistema es intentar utilizar toda la energía disponible acumulada durante el día.

El límite de la energía disponible esta dado (como se determinó en [7.6]) por un lado por la energía acumulada por día en las baterías y, por otro lado, por la capacidad total por parte del banco de baterías, es decir se mantienen las reservas necesarias para poder afrontar los días sin generación. El límite máximo de capacidad reservada de utilización por día por parte del banco de baterías es de 50,66 Ah por día.

En la siguiente tabla, se muestra cual es la energía máxima de utilización del sistema según el mes del año correspondiente. Este límite viene dado por los dos anteriormente mencionados (generación disponible o capacidad reservada en el banco de baterías por día). En los meses donde hay más de 50, 66 [Ah] de acumulación disponible, se tomará como un exceso, sin posibilidad de ser aprovechado por la carga. Esta energía de exceso será útil en los casos donde existan días de calma, en los cuales con los excesos de energía el sistema se recuperará de forma más rápida.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
49,32	45,23	50,09	39,55	38,20	33,46
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
48,26	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66

Tabla 24: Energía máxima de utilización por día [Ah]

Para la tensión de descarga se debería tomar una tensión promedio de 12,3 V utilizando un criterio pesimista, ya que el sistema inicia entregando 12,7 V y continua durante un tiempo prolongado sin descender a un valor inferior de 12,3 V teniendo en cuenta el gráfico de descarga de baterías, sabiendo que la descarga máxima que se utilizará nunca llegará a los 0,05CA, sino que será muy inferior a esta y solo en los momentos donde el sistema se encuentre encendido en su totalidad. Para los momentos donde tiene encendido una sola luminaria, la descarga será con una corriente de 3,2 A, lo que resulta una descarga de 0,0168CA, valor que ni siquiera tiene curvas en los gráficos correspondientes por tratarse de valores muy bajos.

Tomando esta tensión de 12,3 V, se podría calcular la tabla de energía máxima entregada por las baterías al momento de la descarga, pero esta misma tampoco sería representativa ya que las tensiones nominales de las cargas corresponden a 12 V. Este es el motivo por el cual las cargas tomarán toda la tensión disponible, ya sea a 12,7 V o menos y consumirán la energía necesaria correspondiente a su tensión nominal, desperdiciando el resto en forma de calor en las fuentes de las luminarias. Por este motivo, se asumió la tensión de descarga como 12 V.

A partir de la tabla 24 y teniendo en cuenta la descarga a una tensión de 12 V, la energía máxima disponible a ser utilizada por día es:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
591,78	542,82	601,06	474,59	458,37	401,56
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
579,06	607,92	607,92	607,92	607,92	607,92

Tabla 25: Energía Máxima Disponible a ser Utilizada por Día por el sistema [Wh]

Cabe aclarar que la máxima energía de utilización disponible, no significa que se utilizará toda esta energía siempre. El controlador del sistema definirá en todos los casos si se encenderán las dos luminarias, una sola, o en algún caso extremo que se apaguen las dos para poder preservar la última carga disponible. Esto se hace para que el controlador nunca quede sin alimentación debido a que el mismo necesitará mantenerse alimentado para poder determinar la fecha en la cual se encuentra.

El controlador determina cómo y cuándo encender las luminarias de acuerdo a la señal emitida por la fotocélula y a la energía teórica disponible de utilización, esta última determinará la programación de los relojes que habilitan el encendido y apagado de las luminarias.

También se tiene en cuenta la generación disponible (energía generada) la cual hará que se cargue de forma correcta, o no el banco de baterías. Si esta es escasa, el sistema encenderá en "Modo Ahorro", el cual consiste en inhabilitar la luminaria de apoyo durante esa noche, manteniendo solo encendida la luminaria base. Este "Modo Ahorro" permitirá regular la carga de las baterías en los casos donde exista poca generación, sin tener que llegar al extremo de tener que apagar las dos luminarias del sistema.

La propuesta que se intenta brindar, es que exista iluminación la mayor cantidad de tiempo posible durante la noche, pero la insuficiente energía disponible, hace que el sistema no pueda mantener las dos luminarias encendidas durante todo este periodo, es decir, no puede aportar los 72 W durante todas las noches del año. Este es el motivo por el cual existen dos luminarias de 36 W y no una sola de 72 W.

El sistema define a sus dos luminarias, de la siguiente manera:

Luminaria N°1- Luminaria de Base.

Luminaria N°2- Luminaria de Apoyo.

A partir de la última tabla 25 se determinará el tiempo de utilización de las luminarias de base y de apoyo, teniendo en cuenta una última consideración, que corresponde al consumo del controlador del sistema, el cual es de 200 mA y funciona las 24 horas del día. La potencia de consumo de 2,4 W, lo que corresponde a una energía de consumo durante todo el día de 57,6 Wh.

Este último consumo nunca puede dejar de alimentarse, lo cual divide en dos la tabla de energía de consumo. Por un lado se tiene la energía consumida por el controlador, y por el otro la energía que podrán consumir las luminarias.

A continuación se presenta la tabla 26 correspondiente a la energía que estará disponible para las luminarias:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
535,18	486,22	544,46	417,99	401,77	344,96

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
521,46	550,32	550,32	550,32	550,32	550,32

Tabla 26: Energía Máxima Disponible a ser Utilizada por día en las Luminarias [Wh]

Con la energía disponible a ser utilizada por las luminarias, corresponderá ahora conocer el tiempo de oscuridad, el cual determinará el tiempo que se deben mantener encendidas

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
09:57	11:03	12:20	13:29	14:18	14:28

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
14:25	13:48	12:42	11:30	10:17	09:24

Tabla 27: Duración de la Noche más Larga del Mes [h: min]

La tabla 27 corresponde a los períodos de oscuridad según el mes correspondiente. A partir de todos estos datos se puede definir el tiempo de utilización de las luminarias. El criterio de elección del tiempo el cual se mantendrán encendidas, corresponderá al de aprovechar toda la energía disponible.

En la siguiente tabla 28, se muestra cual sería la máxima utilización de la energía disponible, siendo aprovechada por las dos luminarias teniendo en cuenta el criterio de mantener encendido el mayor tiempo posible la luminaria base durante la noche, y con la energía extra encender la luminaria de apoyo durante la máxima cantidad de tiempo posible, utilizando así toda la energía disponible para esa noche.



Mes del Año		Enero	Febrero	Marzo	Abril
Duración de la noche más larga del mes	Tiempo real (h:min)	09:57	11:03	12:20	13:29
	Tiempo real (Formato decimal)	9,95	11,05	12,33	13,48
	Tiempo redondeado (decimal)	10,00	11,00	12,33	13,50
Energía disponible para iluminación [Wh]		535,18	486,22	544,46	417,99
Horas de iluminación a 36 W (solo luminaria Base)		10	11	12,33	11,5
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)		4,75	2,5	2,5	0
Horas sin iluminación		0	0	0	2
Suma de energía consumida [Wh]		531	486	533,88	414

Mes del Año		Mayo	Junio	Julio	Agosto
Duración de la noche más larga del mes	Tiempo real (hs:min)	14:18	14:28	14:25	13:48
	Tiempo real (Formato decimal)	14,30	14,46	14,41	13,80
	Tiempo redondeado (decimal)	14,33	14,50	14,33	13,75
Energía disponible para iluminación. [Wh]		401,77	344,96	521,46	550,32
Horas de iluminación a 36[W] (solo luminaria Base)		11	9,5	14,33	13,75
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)		0	0	0	1,5
Horas sin iluminación		3,33	5	0	0
Suma de energía consumida [Wh]		396	342	515,88	549

Mes del Año		Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Duración de la noche más larga del mes	Tiempo real (hs:min)	12:42	11:30	10:17	09:24
	Tiempo real (Formato decimal)	12,70	11,50	10,28	9,40
	Tiempo redondeado (decimal)	12,66	11,50	10,33	9,50
Energía disponible para iluminación. [Wh]		550,32	550,32	550,32	550,32
Horas de iluminación a 36[W] (solo luminaria Base)		12,66	11,5	10,33	9,5
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)		2,5	3,75	4,75	5,75
Horas sin iluminación		0	0	0	0
Suma de energía consumida [Wh]		545,76	549	542,88	549

Tabla 28: Máxima Utilización de la Energía Disponible



Como se puede ver, los resultados son muy variados con lo cual tendría que existir una programación para cada mes del año. Si se observan los valores, se pueden reagrupar los doce meses en cinco grupos distintos que tienen características de funcionamiento similares, es decir pueden compartir los tiempos de encendido de la luminaria de apoyo y los tiempos donde se apagan las dos luminarias a la vez.

Mes del Año		Enero	Octubre	Noviembre	Diciembre
Duración de la noche más larga del mes	Tiempo real (hs:min)	09:57	11:30	10:17	09:24
	Tiempo real (Formato decimal)	9,95	11,5	10,28	9,4
	Tiempo redondeado (decimal)	10	11,5	10,33	9,5
Energía disponible para iluminación. [Wh]		535,18	550,32	550,32	550,32
Horas de iluminación a 36[W] (solo luminaria Base)		10	11,5	10,33	9,5
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)		3,75	3,75	3,75	3,75
Horas sin iluminación		0	0	0	0
Suma de energía consumida [Wh]		495	549	506,88	477

Tabla 29: Meses de Características de Funcionamiento Similares. Grupo 1: Enero, Octubre, Noviembre y Diciembre

Mes del Año		Febrero	Marzo
Duración de la noche más larga del mes	Tiempo real (hs:min)	11:03	12:20
	Tiempo real (Formato decimal)	11,05	12,33
	Tiempo redondeado (decimal)	11	12,33
Energía disponible para iluminación. [Wh]		486,22	544,46

Horas de iluminación a 36[W] (solo luminaria Base)	11	12,33
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)	2,5	2,5
Horas sin iluminación	0	0
Suma de energía consumida [Wh]	486	533,88

Tabla 30: Meses de Características de Funcionamiento Similares. Grupo 2: Febrero y Marzo

Mes del Año		Abril	Mayo
Duración de la noche más larga del mes	Tiempo real (hs:min)	13:29	14:18
	Tiempo real (Formato decimal)	13,48	14,3
	Tiempo redondeado (decimal)	13,5	14,33
Energía disponible para iluminación. [Wh]		417,99	401,77
Horas de iluminación a 36[W] (solo luminaria Base)		10,5	11
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)		0	0
Horas sin iluminación		3,33	3,33
Suma de energía consumida [Wh]		378	396

Tabla 31: Meses de Características de Funcionamiento Similares. Grupo 3: Abril y Mayo

Mes del Año		Junio
Duración de la noche más larga del mes	Tiempo real (hs:min)	14:28
	Tiempo real (Formato decimal)	14,46
	Tiempo redondeado (decimal)	14,5

Energía disponible para iluminación. [Wh]	344,96
Horas de iluminación a 36[W] (solo luminaria Base)	9
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)	0
Horas sin iluminación	5,5
Suma de energía consumida [Wh]	324

Tabla 32: Meses de Características de Funcionamiento Similares. Grupo 4: Junio

Mes del Año		Julio	Agosto	Septiembre
Duración de la noche más larga del mes	Tiempo real (hs:min)	14:25	13:48	12:42
	Tiempo real (Formato decimal)	14,41	13,8	12,7
	Tiempo redondeado (decimal)	14,33	14,75	14,66
Energía disponible para iluminación. [Wh]		521,46	550,32	550,32
Horas de iluminación a 36[W] (solo luminaria Base)		14,33	14,75	14,66
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)		0	0	0
Horas sin iluminación		0	0	0
Suma de energía consumida [Wh]		515,88	531	527,76

Tabla 33: Meses de Características de funcionamiento Similares. Grupo 5: Julio, Agosto y Septiembre

De las tablas 29, 30, 31, 32 y 33 se puede observar que para todos los meses, la cantidad de horas de iluminación alcanza para abastecer toda la noche exceptuando los meses de Abril, Mayo y junio, donde se deben apagar para que la energía disponible pueda alcanzar para abastecer los periodos más importantes de la noche según el criterio utilizado.

Para la hora de encendido el sistema utilizará una fotocélula instalada en el equipo, la cual iniciará el sistema de iluminación con la luminaria de base, y también es la que dará por terminada la noche. Los tiempos de apagado y encendido restantes los ordenará el dispositivo de control.

Finalmente, la cantidad de horas que estarán encendidas las luminarias base y de apoyo son:

Meses: Octubre, Noviembre, Diciembre y Enero	
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)	3,75
Horas sin iluminación	0

Meses: Febrero y Marzo	
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)	2,5
Horas sin iluminación	0

Meses: Abril y Mayo	
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)	0
Horas sin iluminación	3,33

Mes de Junio	
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)	0
Horas sin iluminación	5,5

Meses: Julio, Agosto y Septiembre	
Horas de iluminación a 72[W] (Base y Apoyo)	0
Horas sin iluminación	0

Tabla 34: Tiempo de Funcionamiento de las Luminarias Base y de Apoyo

A partir de este análisis hecho, solo falta definir las horas correspondientes en las que se apagarán las luminarias de base, y en las que se encenderán las luminarias de apoyo para cada periodo correspondiente, de los cinco grupos en los cuales se dividió el año.

Este análisis se hará con los siguientes datos, para el encendido de la luminaria de apoyo, se hará teniendo en cuenta puesta del sol máxima y mínima del grupo de meses correspondiente, es decir, esta tendrá que encender un rato después de la puesta de sol más tarde del grupo de meses. Para el apagado total de las luminarias, es decir cuando no enciende la luminaria de base, se hará teniendo en cuenta el período de la noche menos importante, según el criterio tomado.

A continuación en la siguiente tabla se determinan los horarios en los cuales suceden los dos eventos antes mencionados para cada uno de los cinco grupos de meses del año:



	Puesta del sol		Luminaria de Base		Luminaria de Apoyo	
	Más temprana del mes	Más tarde del mes	Tiempo de horas de apagado	Rango de horas de apagado	Tiempo de horas de encendido	Rango de horas de encendido
Febrero	19:31	20:04	0	No apaga	02:30	20:30 a 23:00
Marzo	18:44	19:30				
Abril	18:03	18:42	03:20	01:00 a 04:20	0	No enciende
Mayo	17:39	18:02				
Junio	17:37	17:41	05:30	11:00 a 04:30	00:00	No enciende
Julio	17:42	18:02	0	No apaga	0	No enciende
Agosto	18:03	18:28				
Septiembre	18:29	18:54				
Octubre	18:55	19:25	0	No apaga	03:45	20:45 a 00:30
Noviembre	19:25	19:57				
Diciembre	19:58	20:16				
Enero	20:16	20:05				

Tabla 35: Horario de Encendido y Apagado de las Luminarias Base y de Apoyo

7.9.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

El sistema está gobernado por la programación del controlador, un relé programable marca Schneider de la línea Zelio (El diseño de la programación se encuentra en el anexo digital “Capítulo 7_Diseño del sist...” nombre del archivo: Programa_Sistema.zm2).

A continuación se muestra el siguiente esquema que corresponde al circuito de control:

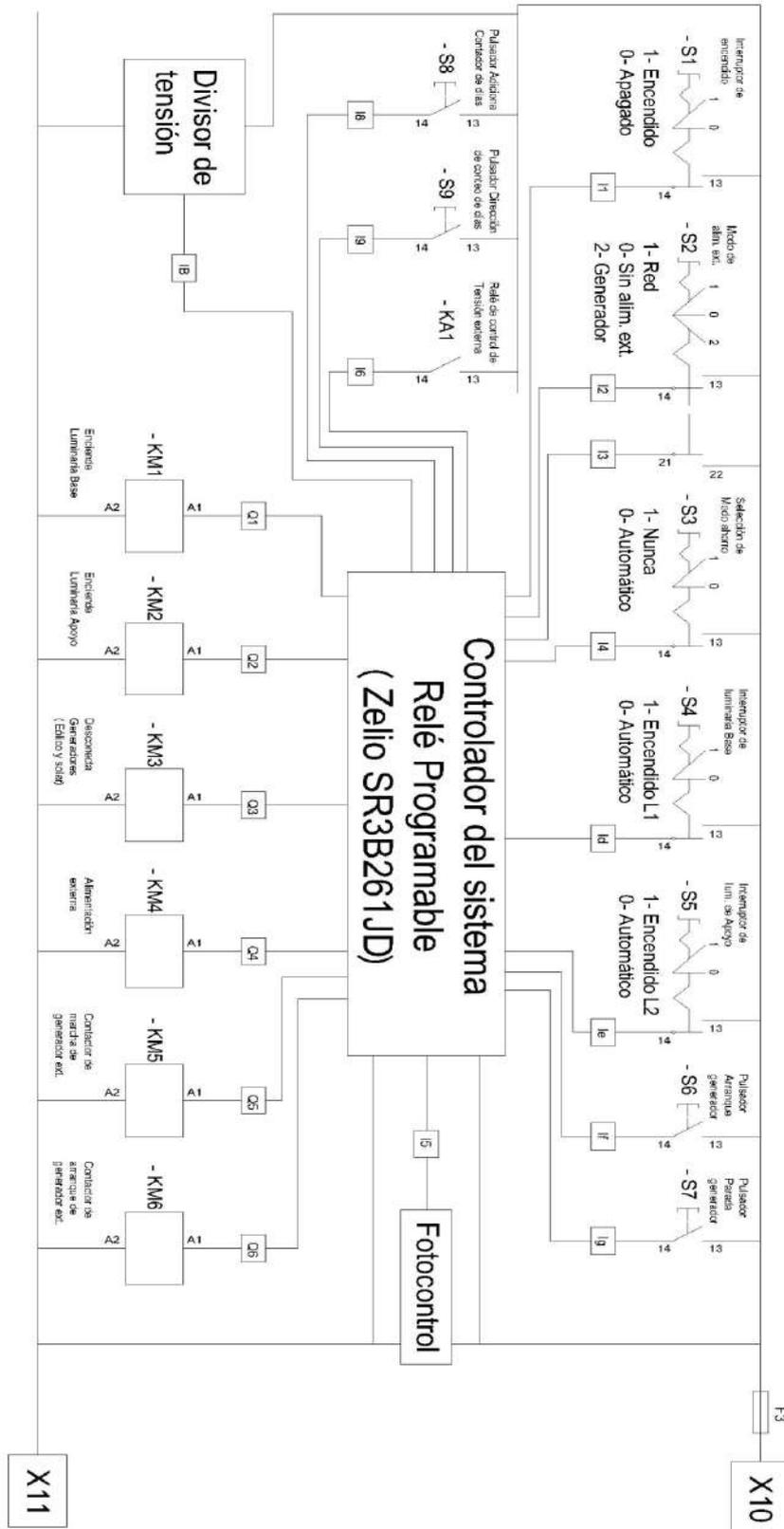


Figura 138: Diagrama Funcional del Sistema

Referencias de los comandos del circuito de control:

Nombre	Función	Tipo
S1	Interruptor de encendido	Interruptor rotativo de dos posiciones (1NA)
S2	Selección de modo de alimentación externa	Interruptor rotativo de tres posiciones (1NA+1NC)
S3	Selección de modo de modo ahorro	Interruptor rotativo de dos posiciones (1NA)
S4	Interruptor de encendido de Luminaria Base	Interruptor rotativo de dos posiciones (1NA)
S5	Interruptor de encendido de Luminaria Apoyo	Interruptor rotativo de dos posiciones (1NA)
S6	Pulsador de arranque de generador externo	Pulsador (1NA)
S7	Pulsador de parada de generador externo	Pulsador (1NA)
S8	Pulsador de conteo de días (Usado por mantenimiento)	Pulsador (1NA)
S9	Pulsador de dirección de conteo de días (Usado por mantenimiento)	Pulsador (1NA)

Tabla 36: Referencias de los Comandos del Circuito de Control del Sistema

El funcionamiento del sistema se basa en el control de encendido de las lámparas para poder hacer que dispositivo funcione de la manera más eficiente posible, cumpliendo con los criterios antes mencionados. La programación del sistema se realizó intentando utilizar toda la energía disponible, la cual está limitada por la generación, o por la capacidad del banco de baterías. Los horarios y los períodos de encendido y apagado de la luminaria de base y de apoyo, son los que se detallaron según el análisis realizado anteriormente, en este mismo capítulo.

Además de determinar cuándo se encenderán y apagaran las luminarias, el sistema también tiene la posibilidad de conectar una alimentación externa, la cual no indispensable para el funcionamiento, pero puede servir para poder afrontar los periodos de poca generación. El dispositivo de control es el que toma la decisión de cuando la alimentación externa aporta energía al sistema, y cuando no, ya sea por alimentación de red, o por un generador externo.

Descripción del funcionamiento:

El control de encendido, además de estar gobernado por los relojes horarios, y por el periodo del año, los cuales son dos parámetros fijos, utiliza como parámetro principal, el estado de la fotocélula conectada al sistema de control.

Para que las luminarias enciendan, se tiene que dar varias condiciones. El sistema censa permanentemente el estado de sus entradas, las cuales una de ellas es la



entrada de la fotocélula. Si el sistema se encuentra encendido, es decir con el interruptor de encendido en estado "ON", y los relojes que gobiernan las luminarias, están habilitando su encendido, pero la fotocélula no habilita que enciendan, las luminarias no encenderán, pues lo que se busca es aprovechar al máximo la energía disponible.

Los relojes que habilitan la luminaria de base, lo que hacen, no es habilitar su encendido, sino que su función es inhabilitar su encendido en ciertos horarios en determinadas épocas del año (en los meses de abril, mayo y junio), las épocas y los horarios, son los que se mencionaron con el análisis anterior. Por este motivo la luminaria de base queda a la respuesta de la fotocélula, que es la que habilita y deshabilita su encendido, y solo los relojes horarios lo deshabilitan en ciertas circunstancias, como se mencionó.

Para el caso de la luminaria de apoyo, el funcionamiento es distinto, ya que los relojes del sistema de control, en este caso son los que habilitan su encendido y también determinan su apagado. Esto lo hacen a determinados horarios según el periodo correspondiente del año como se mencionó (funcionan en los meses de octubre noviembre diciembre enero febrero y marzo).

Control de encendido

Si el sistema se encuentra encendido (que el sistema esté encendido, no se refiere al estado de las luminarias, sino que tiene el interruptor de encendido en "ON"), y con la fotocélula habilitando el encendido de las luminarias, antes de habilitar la luminaria base, se deberá verificar el estado de carga para poder determinar el modo de funcionamiento de toda esa noche.

Por este motivo, cuando la fotocélula habilita, es decir que ya es lo suficientemente oscuro como para encender la iluminación, lo que hace el sistema es desconectar los generadores de todo el resto del circuito, por medio del relé KM3. Esto lo hace durante veinte segundos para poder medir la tensión de las baterías, sin ser afectadas por la tensión de los generadores.

Al desconectar las baterías, se inicia otro contador programado en quince segundos que es el tiempo que espera para tomar el estado de la medición. Luego de tomar la medición, y cuando terminan de transcurrir los veinte segundos de desconexión, se reconectan los generadores a las baterías y continúan aportando al sistema.

Con este dato de medición de tensión, se puede determinar aproximadamente el estado de carga.

Si la tensión en el banco de baterías es menor a 11 V, el sistema no habilitará las luminarias, lo que hará será pedir alimentación externa, es decir, pedirá que se conecten el generador o la red según corresponda. Si no hay Red de alimentación, ni generador externo, la respuesta al pedido de alimentación será negada, y el sistema no iniciará su ciclo de iluminación esa noche.

Esto se realiza por el motivo de que si las baterías tienen una tensión menor de 11 V, no les quedará reserva, solo poco tiempo, el cual no será suficiente para poder afrontar la noche (según los datos aportados por el fabricante de baterías), y si las baterías se agotan, el dispositivo de control se apagará perdiendo información de la



fecha. Por este motivo no tiene necesidad de encender ya que solo podría aportar iluminación por poco tiempo, generando un problema innecesario. A partir de ese momento quedará apagado, hasta volver a repetir la secuencia de inicio al día siguiente.

En el caso de que exista red o generador, el pedido de alimentación externa, puede ser exitoso. Si esto ocurre, el sistema iniciará su ciclo normal, gracias al aporte de energía externa.

Por otro lado, si ocurre lo contrario, es decir si la medición de tensión es mayor o igual a los 11 V, el sistema si habilitará el encendido de las luminarias esa noche.

Luego de realizar esta decisión, es decir, definir si el sistema encenderá o no mediante la tensión de las baterías, el sistema definirá el modo de funcionamiento durante toda esa noche.

El sistema utilizará una función, llamada "Modo Ahorro", que consiste en inhabilitar la luminaria de apoyo durante toda esa noche para ahorrar energía, es decir, esa noche solo encenderá la luminaria de base sin posibilidad de que lo haga la luminaria de apoyo en los momentos donde debería hacerlo. Cabe aclarar que esta función solo tiene sentido en los meses donde se habilita esta luminaria, ya que hay varios meses donde esta nunca entra en funcionamiento.

El "Modo Ahorro" lo definirá el usuario, si este será automático o si nunca se utilizará. Esto se realiza por medio de un interruptor, si este será automático, es decir que el sistema decida cuando encender en modo ahorro o no, y por otro lado, también está la posibilidad de deshabilitarlo, es decir, que el sistema nunca encienda en modo ahorro, y prenda la luminaria de apoyo en los momentos donde lo tenía programado hacer. La determinación de si el sistema encenderá en "Modo Ahorro", o no, lo hará un instante después de determinar la decisión anterior de encender correctamente, o pedir alimentación externa. Esta decisión la determina de la misma manera que la anterior, es decir, también analizando el nivel de tensión del banco de baterías. Si la tensión medida es mayor a 11 V, el sistema le ordenará encender, pero el modo de funcionamiento lo define haciendo una segunda comparación de tensión.

Si la tensión tomada es menor a 12 V, el sistema encenderá esa noche en "Modo Ahorro", pero si la tensión es mayor o igual a 12 V, o el modo ahorro está deshabilitado por el usuario, el sistema encenderá de manera normal.

Una vez que el sistema inicia su funcionamiento, el control de encendido de las luminarias queda determinado por la fotocélula, y por los relojes internos.

Para la luminaria base, el encendido se habilitará instantáneamente ya que este se determina por la fotocélula. Esta solo se apagará, si el reloj lo determina, o si la fotocélula indica que la noche ya transcurrió.

Para la luminaria de apoyo, el control de encendido quedará definido también, por el modo de encendido, es decir si se habilita esa noche el modo ahorro, o no. En el caso de no haberse habilitado el modo ahorro, y estar en una época del año en la cual la luminaria debe encender, esta lo hará de acuerdo a la habilitación programada en los relojes internos del controlador.

Por otro lado, aunque el sistema haya encendido correctamente, siempre continúa monitorizando la tensión en las baterías. Pues el sistema de control no permitirá agotar toda la energía disponible, ya que como se dijo anteriormente, este no puede quedar sin alimentación para que continúe funcionando correctamente. Por este motivo una entrada analógica siempre sigue midiendo, y en el caso de detectar un nivel de tensión menor a 11V, iniciará la secuencia anteriormente explicada. En principio pedirá alimentación externa, si la respuesta de alimentación externa es negada, el sistema se apagará para conservar la última energía disponible. Si la respuesta al pedido de alimentación es exitosa, el sistema continuará funcionando mediante el aporte de energía externa. Si esto ocurre, el sistema comenzará a recuperar la carga en sus baterías, y anulará el “Modo Ahorro” si el mismo estaba habilitado, es decir permitirá encender la luminaria de apoyo si esta estaba programada para encender.

Funcionamiento de la alimentación externa

Cuando el sistema requiere alimentación externa, este emite un pedido el cual si la respuesta es exitosa, continua con el funcionamiento normal, y si la respuesta es fallida, se apagará para conservar la carga y poder mantener alimentado el controlador del sistema.

Este pedido siempre se hace por el mismo motivo, se hace cuando el sistema esta encendido, es decir, con el interruptor en “ON”, la fotocélula está indicando que todavía es de noche, y si la tensión en el banco de baterías es inferior a los 11V.

El modo de alimentación externa, se define por medio de un interruptor, el cual permite tres opciones:

- Modo de alimentación externa, por medio de la Red eléctrica.
- Sin alimentación externa.
- Modo de alimentación externa, por medio de un generador.

Si el sistema tiene fijado el interruptor en: “Sin alimentación externa”, la respuesta al pedido de alimentación externa, será siempre fallida, apagando el sistema en el caso de un pedido del mismo.

Modo generador.

En el caso de que el modo de alimentación externa este definido como generador, la secuencia es la siguiente:

En el momento que el sistema realiza el pedido de alimentación externa, se inician dos temporizadores a la vez.

Por un lado se inicia un temporizador de retardo a la desconexión de 20 segundos, encargado del proceso de arranque del mismo. El arranque del generador, consiste en el accionado de un contactor que le da “contacto al generador”, y luego otro le da arranque por un máximo de 20 segundos. Si el generador no arranca en ese tiempo, se da por hecho que este no arrancará.

Si el sistema no arranca, se emite la respuesta de falla y se apaga el sistema.



Si el generador arranca durante ese período de 20 segundos, la señal de marcha del generador cesa, quedando solo el contactor de “contacto” del mismo activado, que es el cual lo mantiene encendido. El sistema detecta que el generador arrancó por medio de un relé de detector de tensión, conectado a la entrada del sistema.

Cuando hay un pedido de alimentación externa se inician dos temporizadores, uno es el de 20 segundos para el arranque, y el otro, se utiliza para verificar el funcionamiento del generador. Este temporizador se fija en un valor de 40 segundos, y su función es verificar la tensión de salida del generador después de transcurrir este tiempo. Esto lo hace para determinar que el generador arrancó correctamente, es decir que arrancó y continúa su marcha de modo normal. Si a los 40 segundos después del pedido de alimentación externa, el relé detector de tensión, detecta el valor de tensión correcta, entonces el sistema habilita la conexión externa cerrando el contactor KM4, y permitiendo alimentar la fuente de alimentación del sistema que está conectada en paralelo a las baterías. Si a los 40 segundos, este relé de tensión, no detecta alimentación externa, entonces se emite la respuesta de falla de alimentación, y el sistema se apagará.

Una vez que el sistema queda funcionando con el generador, se pueden dar dos condiciones para que el mismo se apague.

Por un lado, el generador se apagará junto con el sistema, cuando la fotocélula indique el término de la noche, o por otro lado el generador se apagará si el tiempo que se mantuvo encendido supera las cinco horas de trabajo. Esto se determina así ya que al cabo de cinco horas las baterías pueden recibir una carga superior al 40% del estado de carga, partiendo desde un estado de carga nulo. Una vez que el día comienza, el aerogenerador, y los paneles fotovoltaicos, son los que deben intentar recuperar al estado de carga correcto a las baterías.

Por último, también tiene un sistema que no permite realizar más de cuatro arranques en la misma noche. Si la cantidad de arranques alcanza este valor, al próximo pedido de alimentación externa, el sistema se apagará automáticamente. Esto, se realiza de esta manera para poder preservar el motor de arranque y las baterías de arranque del generador. Si este se apaga varias veces, quiere decir que existe algún problema en el motor del generador, el cual no tiene sentido seguir intentando arrancar.

Modo Red Eléctrica

En el caso de que el modo de alimentación externa este definido como “Red Eléctrica”, la secuencia es casi la misma que la que realiza cuando hay un generador.

La diferencia existe, en que solo el temporizador que inicia, es el temporizador de 40 segundos, para verificar si en ese momento existe tensión a la entrada de la fuente. En ese momento realiza la conexión si la respuesta es exitosa. Si no es exitosa emite una falla como respuesta al pedido, y el sistema se apaga.

El temporizador de trabajo, fijado en cinco horas, también lo mantiene, es decir funciona de la misma manera que en el generador. La red eléctrica se desconecta



del sistema depende de lo que ocurra primero, es decir, si la fotocélula indica la finalización de la noche, o si transcurren las cinco horas de carga como máximo.

Determinación de la fecha

El motivo por el cual el controlador del sistema no puede quedarse sin alimentación, es porque el relé programable no tiene una función para poder controlar la fecha. La fecha se determina por un contador que todos los días se incrementa en una unidad. Este contador está fijado en un valor de 365 días, el cual al pasar ese valor, es mismo se reinicia y comienza el conteo nuevamente.

Si el contador se corre por haberse quedado sin alimentación externa, y (o por el paso de los años bisiestos), existe la posibilidad de reacomodar el contador por medio de dos pulsadores en el tablero eléctrico. Uno de los dos adiciona la cantidad de días, y el otro cambia la dirección de conteo, es decir, permite descontar días. El valor del contador, se muestra en el display del relé programable. El Control del valor de conteo, es una de las tareas que se deben realizar al momento del mantenimiento del equipo.

La programación realizada, teniendo en cuenta el valor del contador, es decir la cantidad de días transcurridos durante el año, puede determinar la fecha actual, por medio de comparadores del contador, y habilitar o deshabilitar los diferentes relojes que prenden o apagan las luminarias del sistema según la época del año.

A continuación se muestra un diagrama de flujo del funcionamiento del sistema:

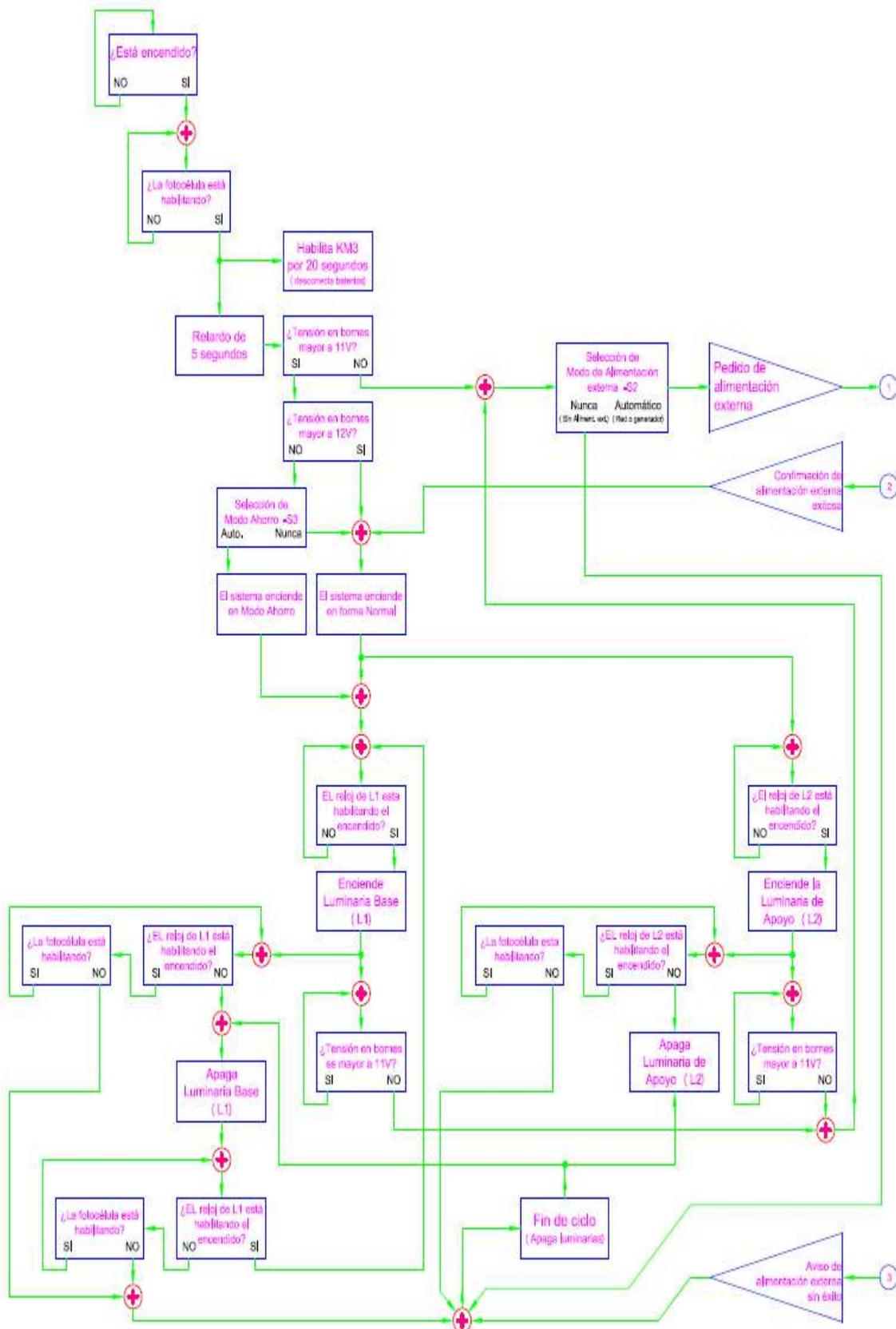


Figura 139: Diagrama de flujo del funcionamiento del sistema

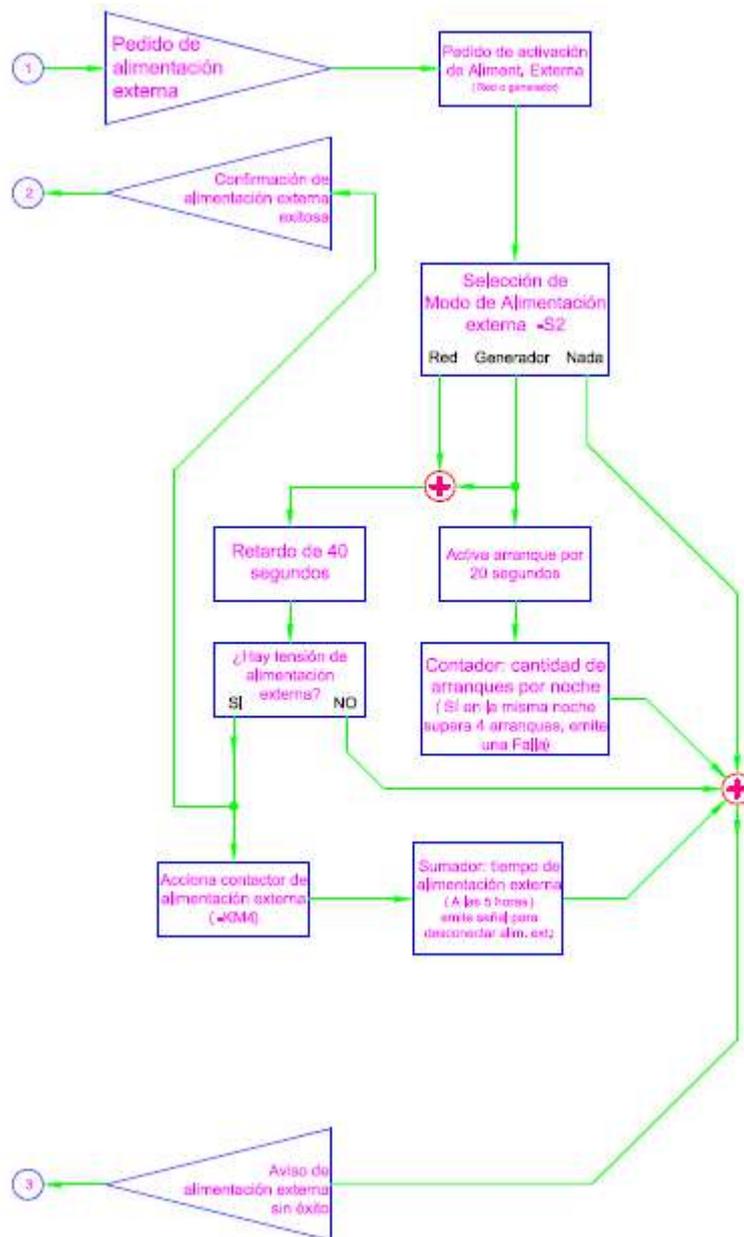


Figura 140: Diagrama de flujo del funcionamiento del sistema (continuación)

CAPÍTULO 8: PRUEBA DE LABORATORIO

8.1 INTRODUCCIÓN

Con el fin de diseñar un sistema de iluminación eólico-solar más confiable que hacerlo solo teóricamente, se diseñó en primera instancia una prueba de laboratorio la cual consistía en un modelo a escala del sistema. La idea original consistía en abastecer mediante el aerogenerador instalado en la facultad, un banco de baterías el cual suministraría energía a una lámpara led. Si la prueba resultaba exitosa, el último paso hubiese sido ensayar la lámpara en algún sector de la facultad, con el fin de poder estudiar posibles sectores a iluminar.

Debido a la escasez de materiales a la hora de intentar diseñar la prueba de laboratorio detallada anteriormente, se abandonó la misma y se desarrolló un nuevo modelo.

La nueva prueba de laboratorio consiste en calcular toda la energía generada durante un día, capaz de ser acumulada en el banco de baterías, adquiriendo los datos mediante placas transductoras (de señales como velocidad del viento y del aerogenerador, tensión y corriente generada por el aerogenerador); y almacenando los mismos para su respectivo análisis en la PC instalada en el laboratorio.

Finalmente, vale acotar que a la hora de empezar a tomar datos, el aerogenerador no suministraba potencia pese a tener suficiente recurso eólico para su correcto funcionamiento. Es por esto que en el presente capítulo se presentan tres temáticas principales: el diseño de las placas transductoras de señales, la prueba de laboratorio (descrita anteriormente) y por último la reparación del aerogenerador.

8.2 DISEÑO DE PLACAS TRANSDUCTORAS

Para la adquisición de datos, se diseñaron y elaboraron de acuerdo a la necesidad, cinco placas electrónicas. Su función principal es poder adaptar las señales disponibles (tensión, corriente, velocidad del viento, y velocidad del aerogenerador) a distintos niveles de tensión. Estos son leídos por una placa de adquisición y mediante la programación realizada en el Software LABVIEW son procesados y registrados en la PC.

8.2.1 PRESENTACIÓN DEL SISTEMA

El sistema con el que se trabajó cuenta básicamente con el aerogenerador y su regulador de carga, una posible carga y un anemómetro para poder tomar la velocidad del viento. A este circuito básico se le incorporaron las placas transductoras para poder realizar las mediciones correspondientes, y de esta manera observar, y analizar el comportamiento de las señales.

Finalmente, se incorporaron instrumentos de medición (voltímetro y amperímetro con una resistencia Shunt); para poder observar las variables en forma directa.

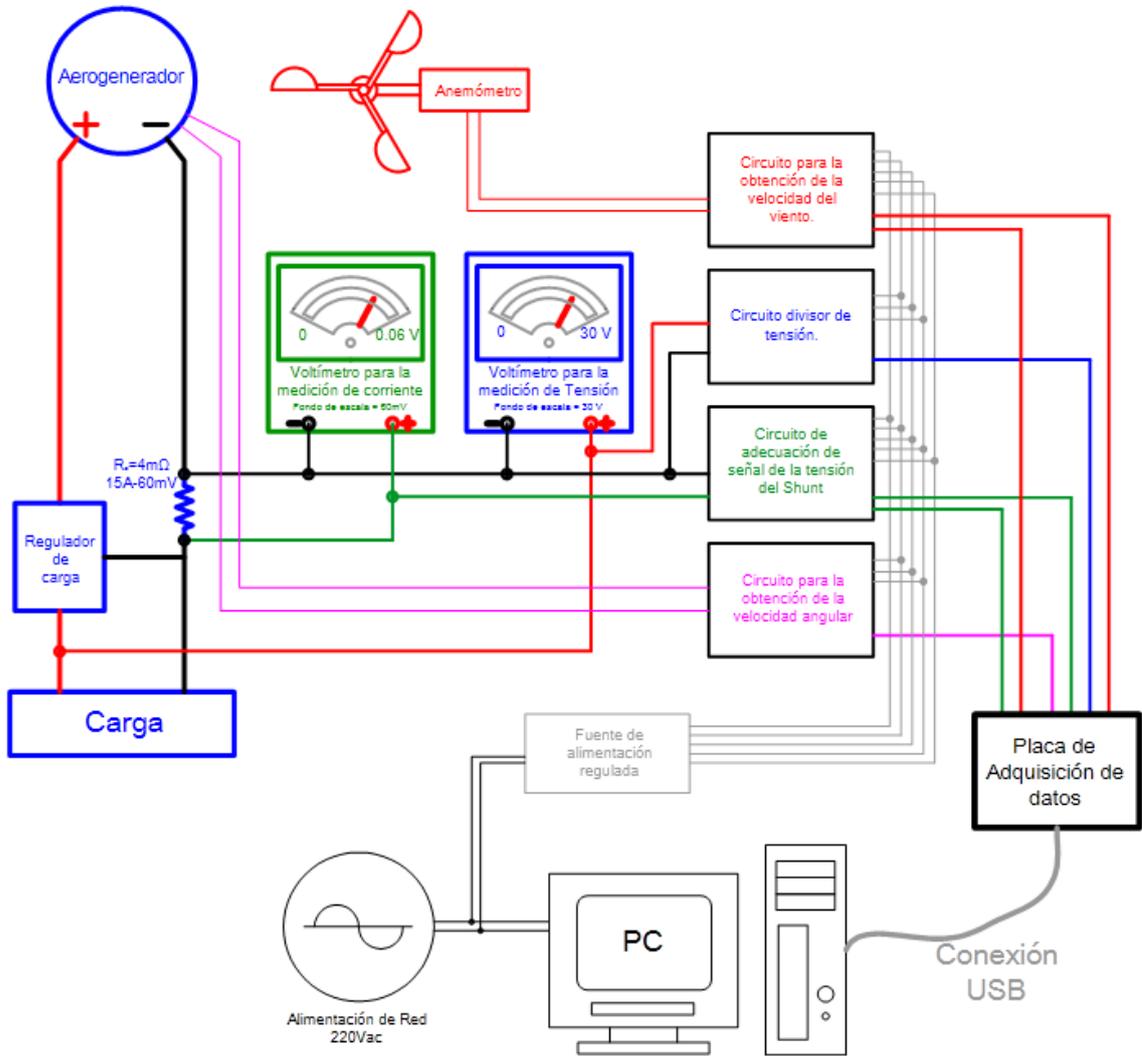


Figura 141: Diagrama General del Sistema



Figura 142: Laboratorio de Mediciones

8.2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA

1. Aerogenerador:

El aerogenerador es marca Marlec, modelo FM Rutland 910-3 y se ha explicado su funcionamiento con detalle en el capítulo 7 (7.2). Básicamente es un generador trifásico con salida en corriente continua, gracias a que posee un rectificador tipo puente en el interior del mismo.

El aerogenerador se encuentra instalado en la terraza de la facultad y sus cables llegan en forma aérea desde la misma al laboratorio instalado.



Figura 143: Aerogenerador Rutland FM 910-3

2. Regulador de carga:

El regulador de carga utilizado es marca Marlec, modelo SR 200 fue detallado en el capítulo 7 (7.2).

Presenta un diseño tipo paralelo (o Shunt) y es capaz de disipar potencias de hasta 200 [W]. La tensión de regulación para la carga en baterías de 12 [V] es de 13,8 [V].



Figura 144: Regulador Rutland SR 200

3. Anemómetro:

El anemómetro utilizado para registrar la velocidad del viento pertenece a la central meteorológica “Weather Monitor II” marca Davis. Cabe aclarar que solo se utilizó el anemómetro de la misma.

Este anemómetro, es de tipo de cucharillas, y tiene la característica que es lineal con la velocidad del viento.



Figura 145: Anemómetro y Veleta de la estación “Weather Monitor II”

Especificaciones técnicas:

- Rango: 0,4 a 50 m/s
- Resolución: 0,25 m/s
- Precisión: $\pm 5\%$

Especificaciones eléctricas:

- Señal de salida: imán giratorio y bobina

Especificaciones mecánicas

- Temperatura de funcionamiento: -20°C a 70°C
- Material: plástico ABS resistente a los rayos UV
- Dimensiones: 381 x 457 x 121 mm
- Peso: 0,6 kg

Básicamente se tomó la señal proveniente desde el anemómetro, pero los pulsos que emitía este fueron procesados por la PC, y no por la central meteorológica.

La señal es un pulso eléctrico por vuelta, ya que tiene un imán en el rotor, y una bobina en la base del mismo, en la cual se induce un valor de tensión por el paso del

imán a través de la misma. No es importante el valor de tensión, sino la frecuencia de la señal, ya que eso nos determina la velocidad de giro del anemómetro.

La velocidad angular del aerogenerador viene dado por:

$$\omega = 2\pi \times f$$

La relación de la velocidad del viento con la velocidad angular del mismo, viene dado por la siguiente expresión:

$$V = \frac{\omega}{2\pi} [m]$$

Lo que nos da directamente: $V = f [m]$

Esto quiere decir, que en este anemómetro, la velocidad del viento si se la mide en metros por segundo, produce una velocidad angular de giro del rotor del anemómetro, tal que su frecuencia de giro es numéricamente igual al valor de la frecuencia en Hz.

$$V [m/s] \equiv f [Hz]$$

4. Instrumentos de medición:

Los instrumentos de medición que se utilizaron, fueron solo para poder observar la variación de tensión y corriente.

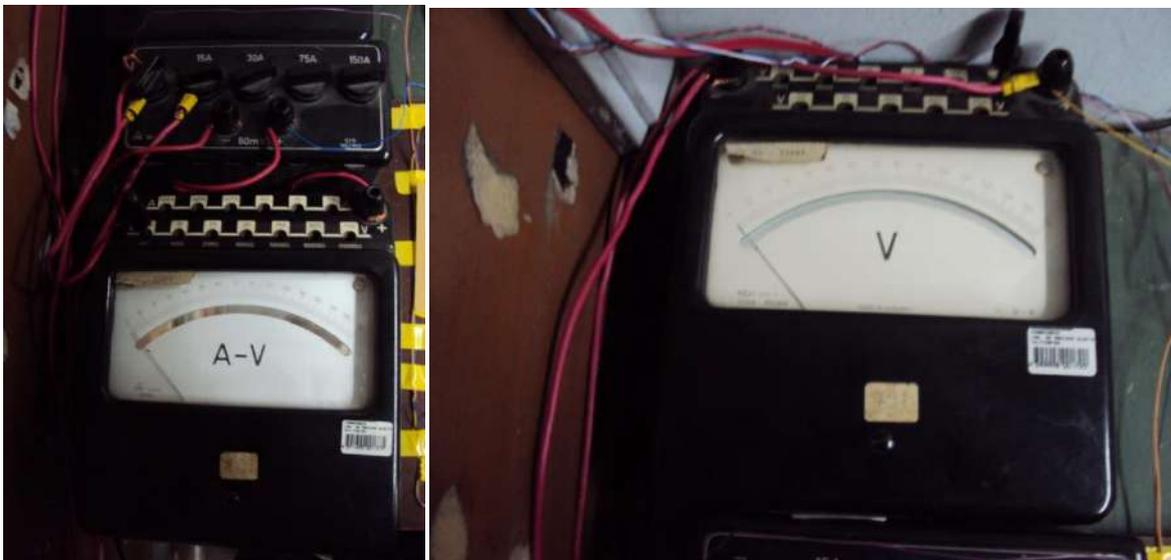


Figura 146: Instrumentos de Medición

El voltímetro utilizado fue un instrumento de laboratorio con un valor de tensión a fondo de escala de 30V.

Para la medición de la corriente se utilizó una resistencia Shunt asociada con un voltímetro. La resistencia Shunt utilizada fue de 4 mΩ, teniendo una salida de 60mV

para un valor de corriente de 15 A. Esta misma se conecto en paralelo con un voltímetro de 60mV de fondo de escala.

5. Placa adquisidora de datos:

Para el relevamiento de señales se utilizó una placa de adquisición de datos provista por el departamento GEEAA. La misma es controlada por un microcontrolador PIC 18F 2550, de la marca Microchip.

Esta placa de adquisición tiene cuatro entradas analógicas, ocho entradas/salidas digitales, y un puerto de interconexión USB, para la comunicación con la PC.

Las entradas/salidas de la misma, admiten una tensión de 5 V. Por este motivo se tuvo que diseñar circuitos electrónicos (más adelante detallados), y así poder adecuar las señales disponibles para poder ser leídas correctamente por el sistema de adquisición de datos.

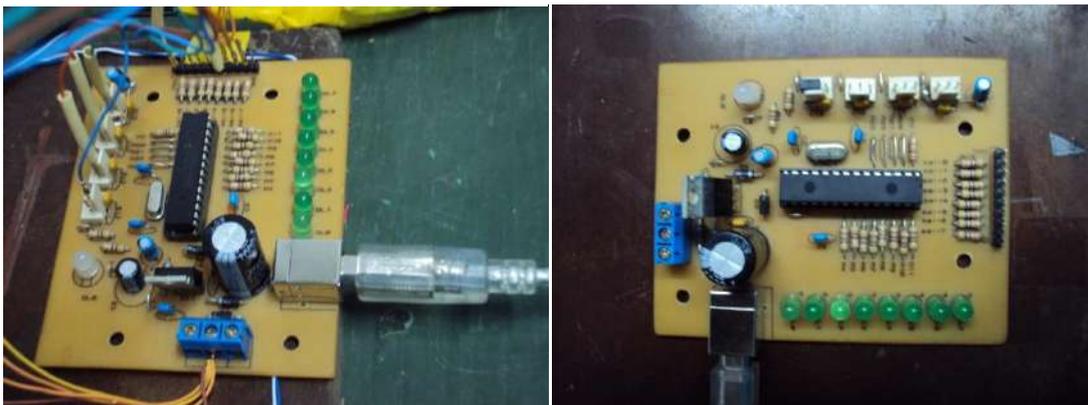


Figura 147: Placa Adquisidora de Datos

De esta placa de adquisición de datos se utilizaron en primera instancia las cuatro entradas analógicas, y dos entradas digitales. Las entradas analógicas se utilizaron para medir las cuatro variables indicadas: tensión, corriente, velocidad del viento y velocidad angular del aerogenerador. Las entradas digitales se utilizaron para poder aumentar la exactitud de la medición, variando de modo conveniente las escalas de las mismas.

En un principio, esta placa de adquisición tenía la programación en su microcontrolador realizada de la siguiente manera: un programa (en este caso realizado en el software LABVIEW), pedía el estado de la variable en el momento deseado, y luego este procesaba los datos, es decir, los leía, los promediaba y luego los almacenaba. El problema fue que esta operación tardaba aproximadamente 300ms entre la lectura de una variable y otra. Este retardo se debía a la suma de todos los tiempos, es decir, los provenientes de la placa de adquisición de datos, del software, de la PC, y de la comunicación entre ambos.

Esta suma de retardos generaba un retraso entre la primera y la última variable leída de aproximadamente 1800 ms, lo cual no se consideró aceptable ya que los datos de distinta naturaleza (tensión, corriente y velocidades de viento y de giro del aerogenerador) debían ser representativos del mismo instante.

Para poder solucionar esto se recurrió a la reprogramación del PIC de la placa de adquisición de datos, cambiando la forma de adquirir los datos del mismo, utilizando ahora cuatro entradas analógicas y cuatro entradas digitales.

La programación que se implementó al microcontrolador fue la siguiente:

En el momento que el programa pide el estado de las variables, el microcontrolador realiza una medición de las cuatro entradas analógicas, y las cuatro entradas digitales, cada 1 ms. Esto lo repite por un segundo completo, es decir toma 1000 veces esta medición, relevando un total de 8000 muestras por segundo.

Luego al terminar este periodo de medición, el PIC envía este paquete de datos a la PC, el cual es leído por el software.

6. Fuente de alimentación regulada o estabilizada:

Como se mencionó anteriormente, la tensión de entrada en cada uno de los canales de la placa de adquisición de datos es de 5 V, motivo por el cual se tuvo que diseñar una fuente de tensión estabilizada.

La fuente que se realizó, consiste en reguladores de tensión de la serie 78XX y 79XX, que estabilizan el nivel de tensión a valores constantes independientemente de estado de carga de los mismos. Los valores de tensión necesarios fueron: -9V, -5V, 0V, 5V, 9V y 12V.

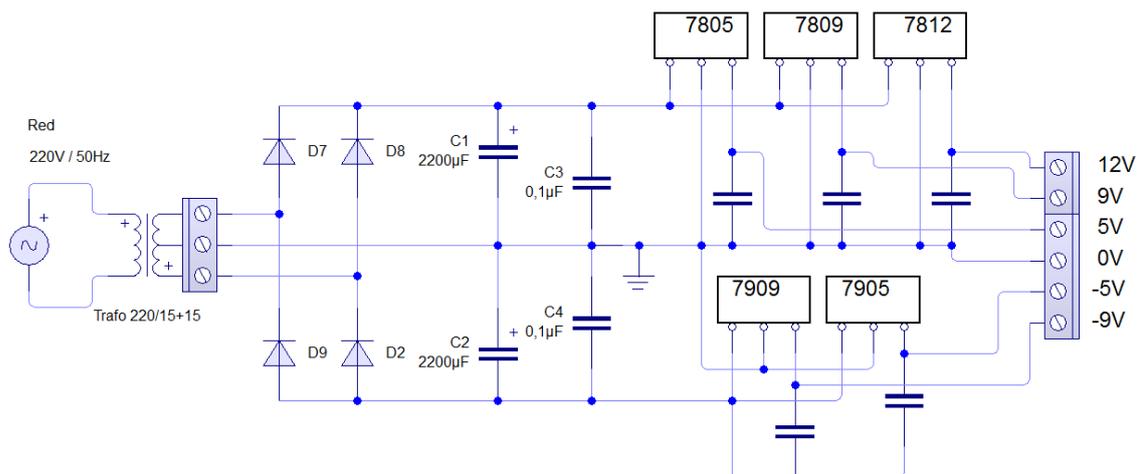


Figura 148: Diseño del Circuito de la Fuente Estabilizada

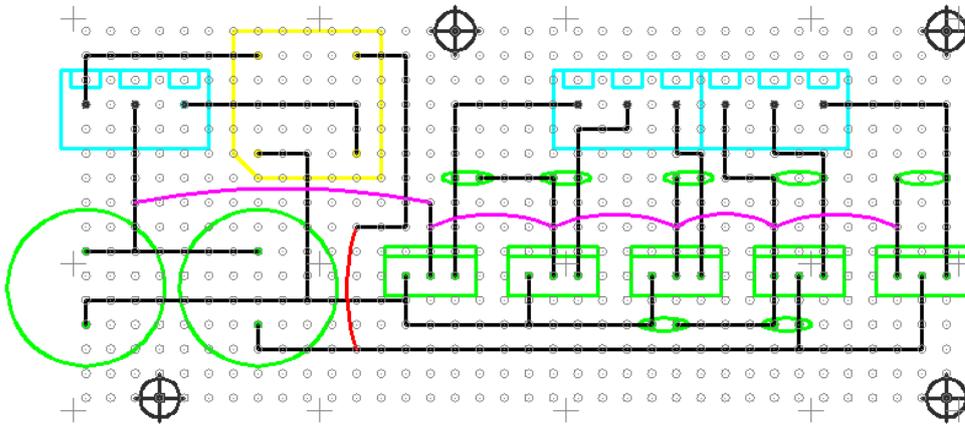


Figura 149: Diseño de la Placa de la Fuente Estabilizada

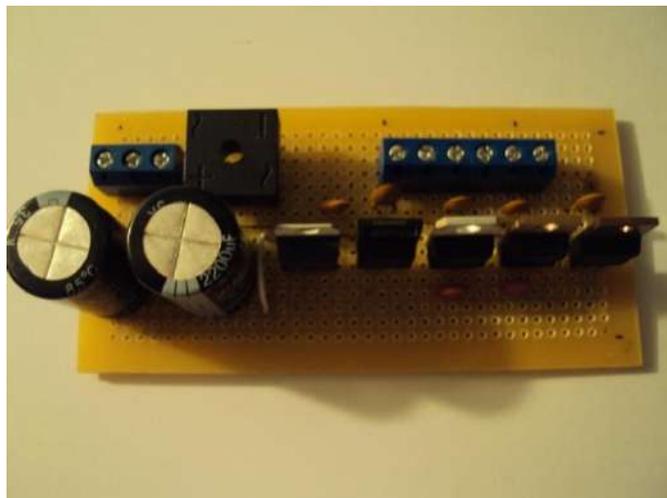


Figura 150: Fuente de Tensión Estabilizada

7. Placa transductora de tensión:

Se realizó un circuito para adaptar la tensión generada y que la misma pueda ser leída correctamente por la placa de adquisición de datos.

Para esto se armó un circuito divisor de tensión, de 15V – 5V a fondo de escala, es decir, si en la entrada existen 15V, en la salida habrá 5V. Se adoptó esta relación debido a que el regulador estabiliza la tensión de generación en 13,8 V y la tensión de entrada de la placa de adquisición es de 5V como máximo.

Además de este divisor de tensión también se le agregó un amplificador operacional con la configuración de seguidor de tensión para no afectar la medición, ya que este circuito le confiere una alta impedancia de entrada, y una baja impedancia de salida. De esta manera se asegura que el divisor de tensión no se vea alterado por la impedancia de entrada de la placa de adquisición.

Esquemas:

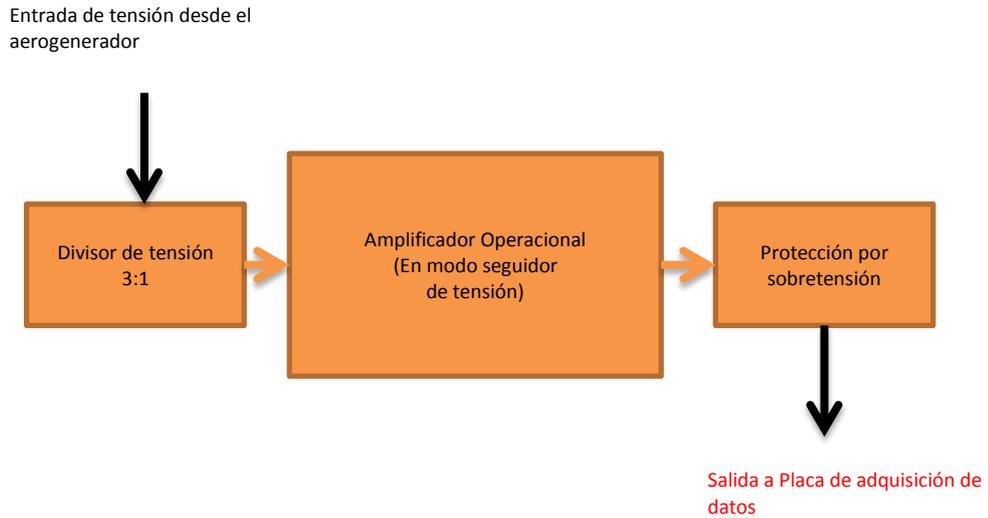


Figura 151: Diagrama en Bloques del Flujo de Datos

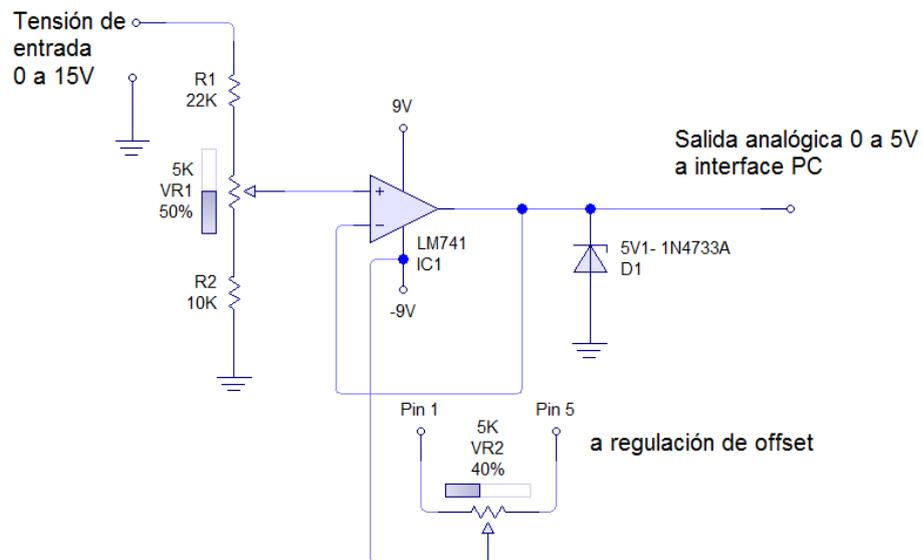


Figura 152: Diseño del Circuito de la Placa Transductora de Tensión

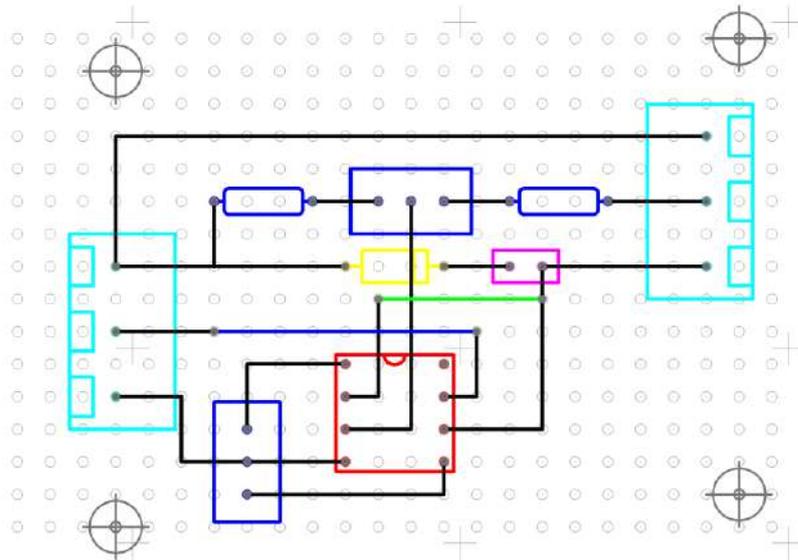


Figura 153: Diseño de la Placa Transductora de Tensión

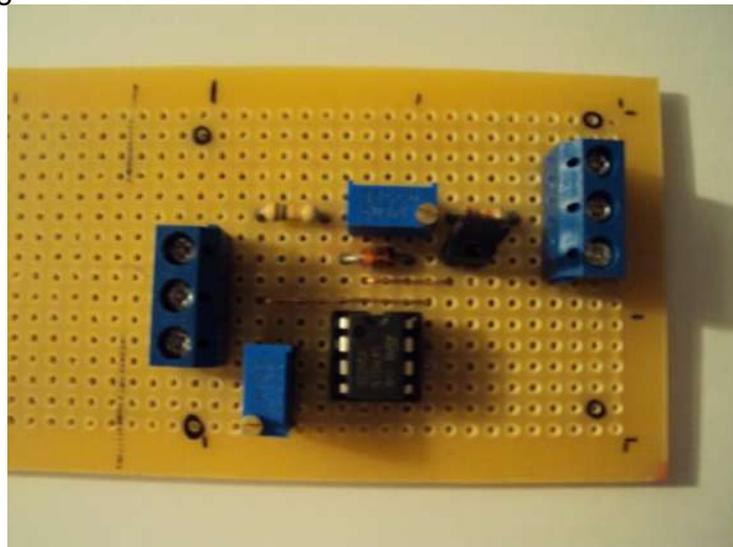


Figura 154: Placa Transductora de Tensión

8. Placa transductora de corriente:

La medición de corriente, se realizó por a través de la tensión en los bornes de la resistencia de Shunt. Como se mencionó antes, esta resistencia de $4\text{ m}\Omega$, determina una tensión de salida de 60 mV cuando circulen 15 A en el circuito.

Debido a que la señal de salida es muy baja (60 mV) con respecto a la tensión de la entrada analógica de la placa de adquisición de datos (5 V), se optó por amplificar la señal de la misma.

Se adoptó una relación 83,33 para que cuando la corriente generada sea 15 A (exista una caída de tensión de 60 mV en la resistencia Shunt), la tensión amplificada sea 5 V.

$$\frac{5 [V]}{0,06 [V]} = 83,33$$

La relación de la placa de adquisición es:

$$I = 3 \cdot V_L \cdot \left[\frac{A}{V} \right]$$

Donde:

I: Corriente generada.

V_L: Tensión leída por la placa de adquisición.

También se puede ver de la manera en la cual lo indica el programa, es decir de la manera que nos indica la medición. Si la entrada de la placa de adquisición de datos lee 5V, entonces el convertor analógico-digital del microcontrolador convertirá ese valor de tensión, en un valor digital, para poder transmitirlo a la PC decodificándolo en bits. La salida indicada para un valor de 5V es de 1023 bits.

Entonces la relación en este caso es la siguiente:

$$I = B_L \cdot \left[\frac{15}{1023} \right] \cdot \left[\frac{A}{bits} \right]$$

Siendo:

I: Corriente generada;

B_L: Bits indicados por el software (valor de tensión registrado por la placa de adquisición).

Se puede observar que esto no tiene mucha exactitud a la hora de medir valores bajos, pues si por ejemplo, la corriente tiene un valor, de 0,5 [A], el software indicará un valor en bits de:

$$B_L = I \cdot \left[\frac{1023}{15} \right] \cdot \left[\frac{bit}{A} \right] = 0,5[A] \cdot \left[\frac{1023}{15} \right] \cdot \left[\frac{bit}{A} \right] = 34,1[bit]$$

El valor indicado en bits, ya que no posee decimales, es 34, o 35, según la operación que realice el convertidor.

Suponiendo un valor de 34 [bit], esto corresponde a un 3,32% de la escala de medición.

Sumado todos los errores que no se calculan, pero existen (errores en la resistencia Shunt, error en el amplificador de tensión, error en el convertidor analógico digital del microcontrolador), un error en la medición de 3,32% de la totalidad de la escala (15 A) no resulta confiable.

Para compensar estos errores, se optó por dividir el rango de operación de la variable (en este caso corriente), incorporando un nuevo rango de medición, en otras palabras, utilizar dos escalas. Esto se obtiene con dos relaciones de amplificación distintas.

El segundo rango de medición que se incorporó fue para la obtención de valores bajos de corriente (< 5A). La relación es la siguiente:

$$I = V_L \cdot \left[\frac{A}{V} \right]$$

Donde:

I: Corriente generada;

V_L : Tensión leída por la placa de adquisición.

Visto según la indicación de programa:

$$I = B_L \cdot \left[\frac{5}{1023} \right] \cdot \frac{[A]}{[bits]}$$

Donde:

I: Corriente generada;

B_L : Bits indicados por el software (valor de tensión registrado por la placa de adquisición).

Siguiendo el mismo razonamiento realizado para una de corriente de 0,5 A, el software indicara un valor en bits de:

$$B_I = I \cdot \left[\frac{1023}{5} \right] \cdot \frac{[bit]}{[A]} = 0,5[A] \cdot \left[\frac{1023}{5} \right] \cdot \frac{[bit]}{[A]} = 102,3[bit]$$

Suponiendo un valor de 102 bit, corresponde a un 9,97% de esta escala de medición.

Comparándolo con el anterior valor de 3,32%, se puede asumir que la mejora de incorporar otro rango de medición, atenuará algo los errores en la medición de valores bajos de corriente.

Al incorporar otro rango de corriente, se cuenta ahora con dos relaciones de amplificación, una, la original de 83,33 veces y la segunda de 250:

$$\frac{5 [V]}{\left[\frac{0,06 [V]}{3} \right]} = 250$$

Funcionamiento:

La primera relación de amplificación es de 250, amplifica el valor de tensión hasta 20mV, (que corresponde a un valor de 5 A por la resistencia Shunt), a un valor de tensión de 5V. Luego cuando el sistema detecta que la tensión de salida es superior a un valor cercano a los 5V (Valor fijado en 4,75V mediante un preset multivuelta), automáticamente cambia la relación de amplificación a un valor de 83.33, es decir amplifica el valor de 60mV, (que corresponde a una corriente de 15 A en la resistencia Shunt), a un valor de tensión de 5 V, que es máximo valor de la entrada de la placa de adquisición.

Lo que está haciendo es variar el rango automáticamente, y para que el programa detecte con qué relación de amplificación está funcionando, se le agrega una salida digital, cuya función es cambiar el estado cuando cambia la relación.

Esta salida digital, permanece en su estado "0", cuando la relación de amplificación es la más alta, es decir, cuando el rango de corriente varía de 0 a 5 A. El valor de la entrada digital cambia a "1", cuando el sistema de amplificación modifica el rango, es decir, cuando cambia su relación de amplificación a un valor de 83,33 ampliando el rango de medición de 5 a 15 A.

Tabla de valores:

Tensión de entrada Máxima	Rango de Medición	Relación de Amplificación	Tensión de Salida Máxima	Estado de Salida digital
20mV	0 a 5 A	250	5V	0
60mV	0 a 15 A	83,33	5V	1

Tabla 37: Parámetros Característicos de la Placa Transductora de Corriente

Esquemas:

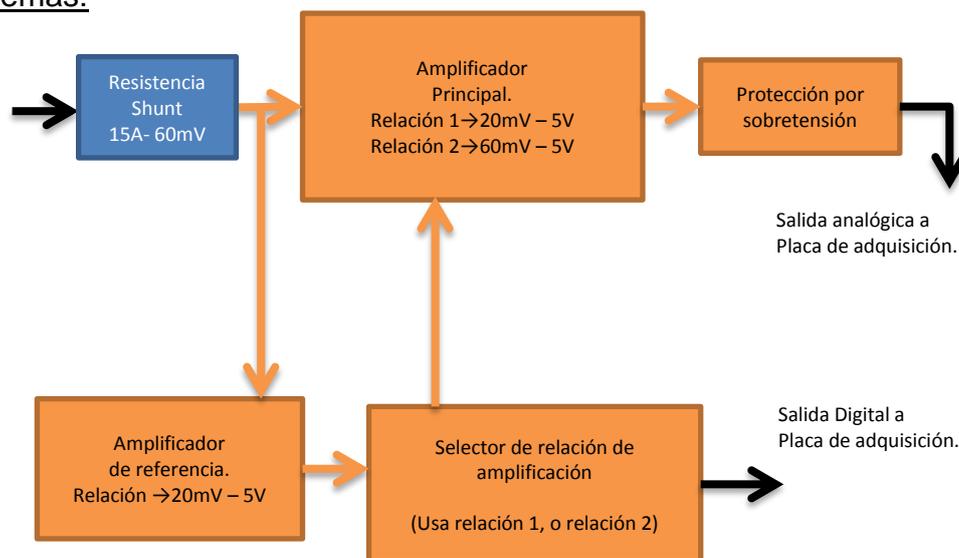


Figura 155: Diagrama en bloques del flujo de datos



El sistema posee un amplificador operacional principal que puede trabajar con dos relaciones de amplificación, la relación la fijan los valores de resistencia que se le incorporan a su circuito. Este amplificador emite la tensión de salida.

Existe un segundo amplificador de relación fija de 250, lo que hace es detectar cuando la tensión de salida está llegando a un valor cercano a los 5V (este valor es variable pero se fija por medio de un preset a un valor de 4,75V), y es ahí cuando el sistema cambia el rango de medición. Este segundo amplificador existe pues también es el que hace la operación inversa, es decir cuando el valor de salida vuelve a ser inferior a los 5V, vuelve a incorporar el rango original de 0 a 5V. Este cambio de rango lo hace con un comparador de tensión (LM311), comparando el valor de tensión de referencia, con el valor de tensión del amplificador secundario.

Los amplificadores están hechos con circuitos integrados LM741, que incorporan también ajuste de offset, lo que les confiere una exactitud mayor que los de uso general.

Por último el circuito posee a la salida un diodo zener en inversa que fija el valor de salida como máximo a 5V. Esto es solo por protección para la placa de adquisición, ya que el amplificador está alimentado con $\pm 9V$, por lo tanto el valor de tensión se satura a un valor inferior, pero cercano a los 9V. Esta situación solo se podría generar si no estuviera el diodo a la salida, si existiera algún cambio muy rápido en el rango de 0 a 5 A, o por si el valor de corriente supera los 15 A, lo cual es poco probable ya que el generador no llega a ese valor.

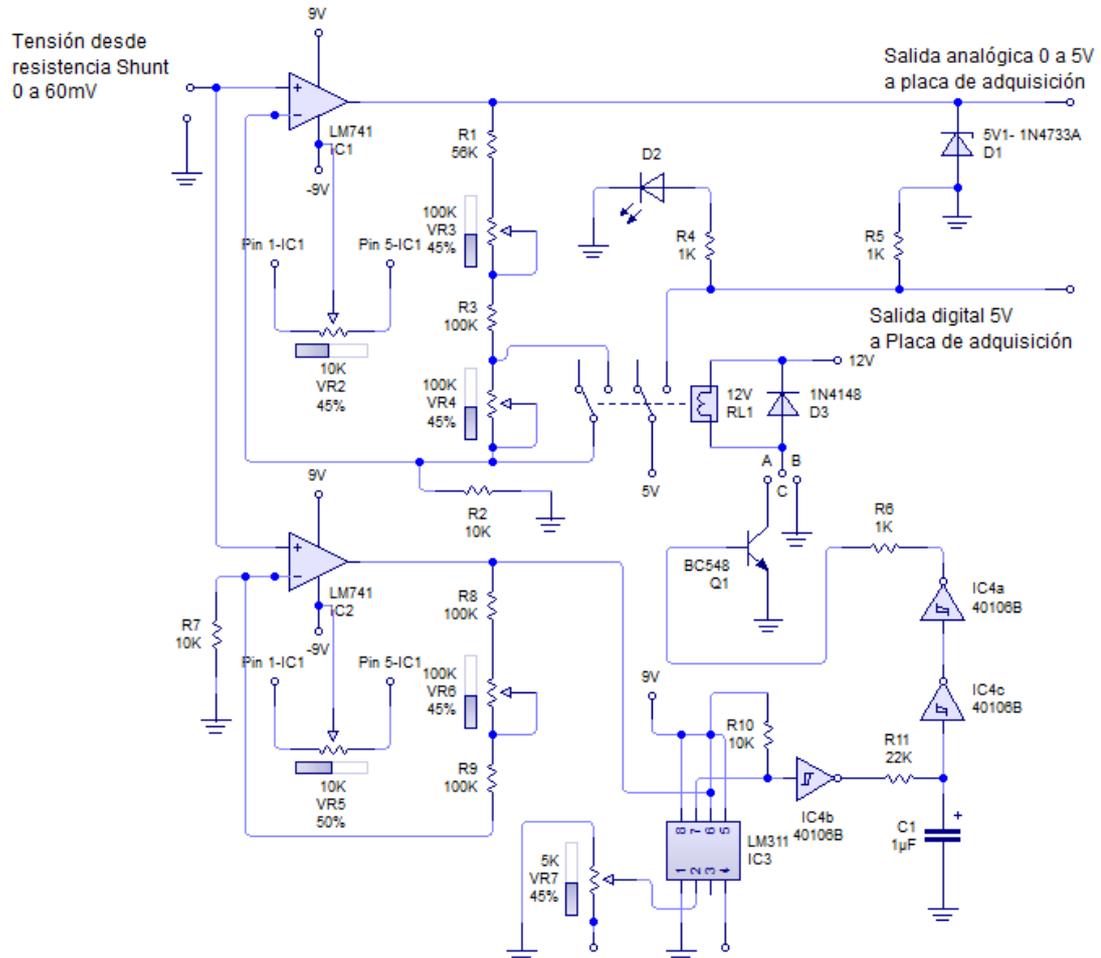


Figura 156: Diseño del Circuito de la Placa Transductora de Corriente

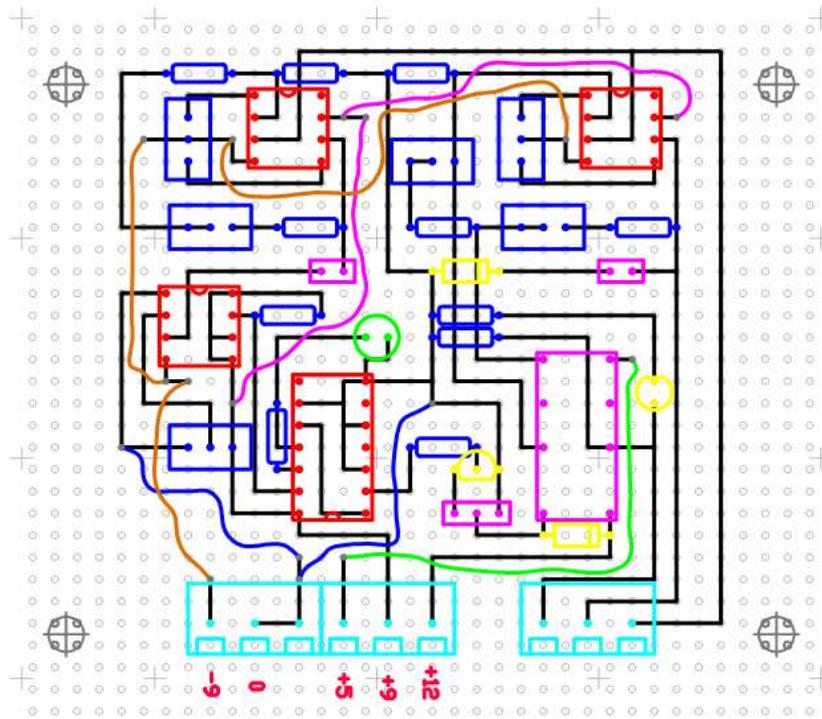


Figura 157: Diseño de la Placa Transductora de Corriente

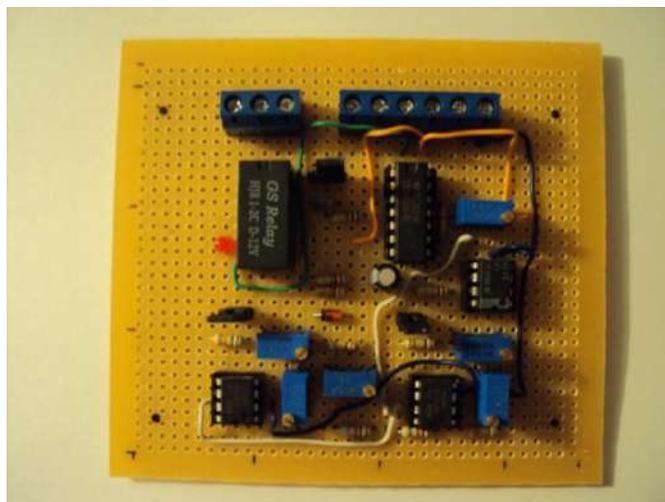


Figura 158: Placa Transductora de Corriente

9. Placa de velocidad del viento:

Para obtener el valor de la velocidad del viento se cuenta con un anemómetro, el cual emite un pulso eléctrico por giro completo (360°).

Este valor de frecuencia, como se indicó, es numéricamente igual si el valor de frecuencia está dado en Hz, al valor de velocidad del viento en m/s.

El circuito para la obtención de la velocidad del viento, se realizó con un convertidor frecuencia-tensión.

En primera instancia se intentó ingresar directamente la señal de frecuencia a la placa de adquisición, mediante una entrada digital, pero existían problemas con los valores bajos de frecuencia.

El funcionamiento es similar a la placa para medir corriente, ya que también cuenta con dos rangos de medición. Un rango de 0 a 10 Hz, y otro rango de 10 a 30 Hz.

La variación de rangos se realiza de forma automática al igual que en el circuito realizado para la corriente, solo que en este caso, hay dos convertidores diferentes. Ambos funcionan al mismo tiempo con las dos relaciones distintas, y el selector decide cuál de las dos salidas mostrar, dependiendo de los valores de frecuencia, siempre teniendo en cuenta que los valores de salida de tensión no superen nunca los 5V.

Esquemas:

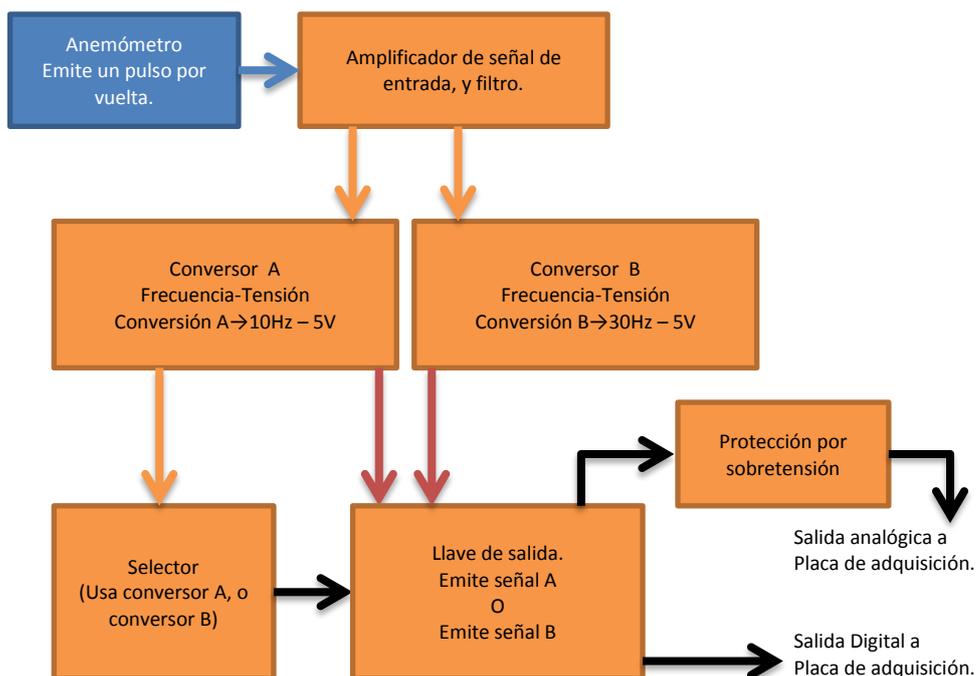


Figura 159: Diagrama en bloques del flujo de datos

El convertidor frecuencia-tensión se realizó con el circuito integrado LM2917, y el selector de cambio de rango se realizó con un comparador de tensión LM311.

La conmutación se realiza por medio de un relé doble inversor, el cual también indica el estado de la salida, es decir cuál de los dos rangos se está utilizando para que el programa pueda reconocer de manera correcta los valores emitidos.



Tabla de valores:

Frecuencia a fondo de escala	Rango de medición	Relación de conversión	Tensión de salida a fondo de escala	Estado de Salida digital
10[Hz]	10[Hz]	$V_{salida} = f \times 1/2$ [v/Hz]	5V	0
30[Hz]	30[Hz]	$V_{salida} = f \times 1/6$ [v/Hz]	5V	1

Tabla 38: Parámetros Característicos de la Placa Transductora de Velocidad de Viento

Lo complejo de este circuito, es obtener un valor bajo de ripple, para valores bajos de frecuencia. Aunque este circuito integrado tiene en cuenta ese detalle, pues existe un pin designado para poder regular el valor de ripple de salida, el problema es que al aumentar el valor de capacidad para poder disminuir el ripple de salida, también aumenta la constante de tiempo de respuesta del conversor, es decir, tarda más tiempo en estabilizar el nuevo valor de tensión debido al cambio de frecuencia. Por lo tanto se admite que existe un retardo en la respuesta de tensión, muy difícil de determinar. Este valor de tiempo de retardo, aunque es muy bajo se debe tener en cuenta, ya que es variable depende del sistema del conversor y de la velocidad de crecimiento de la señal de frecuencia.

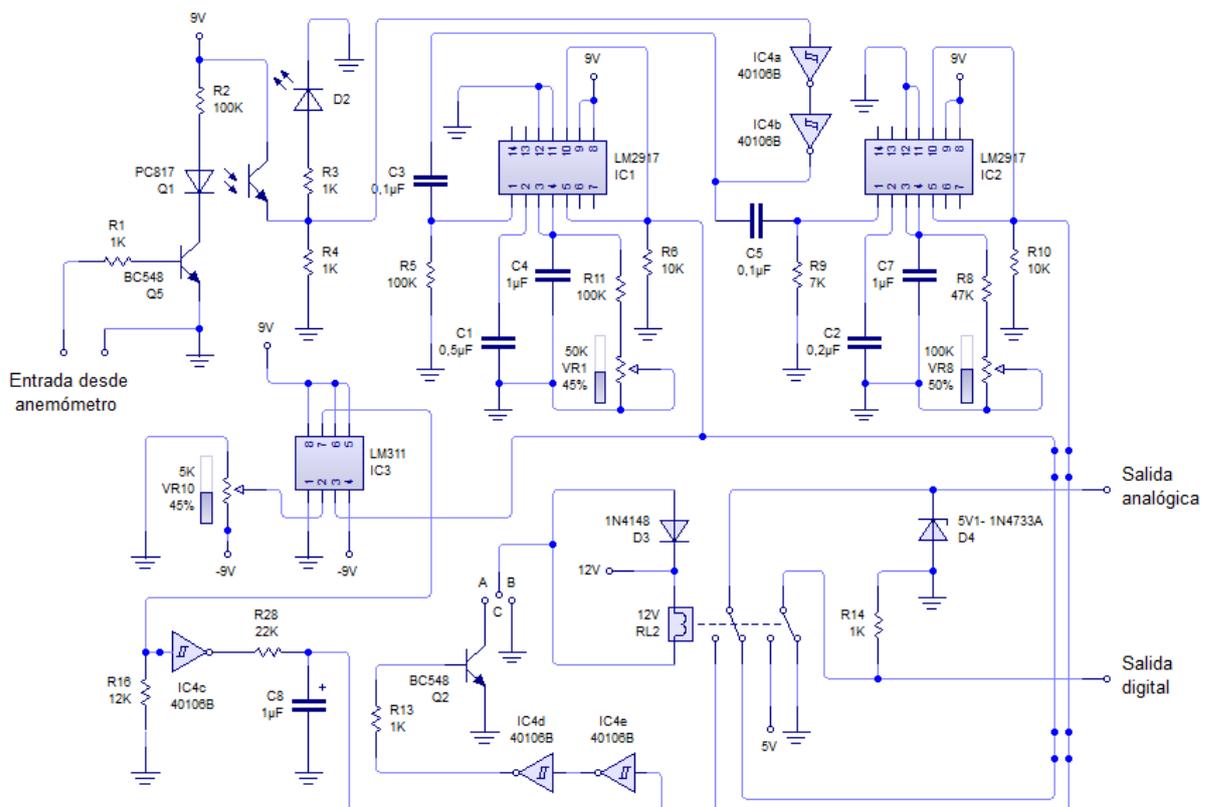


Figura 160: Diseño del Circuito de la Placa Transductora de Velocidad del Viento

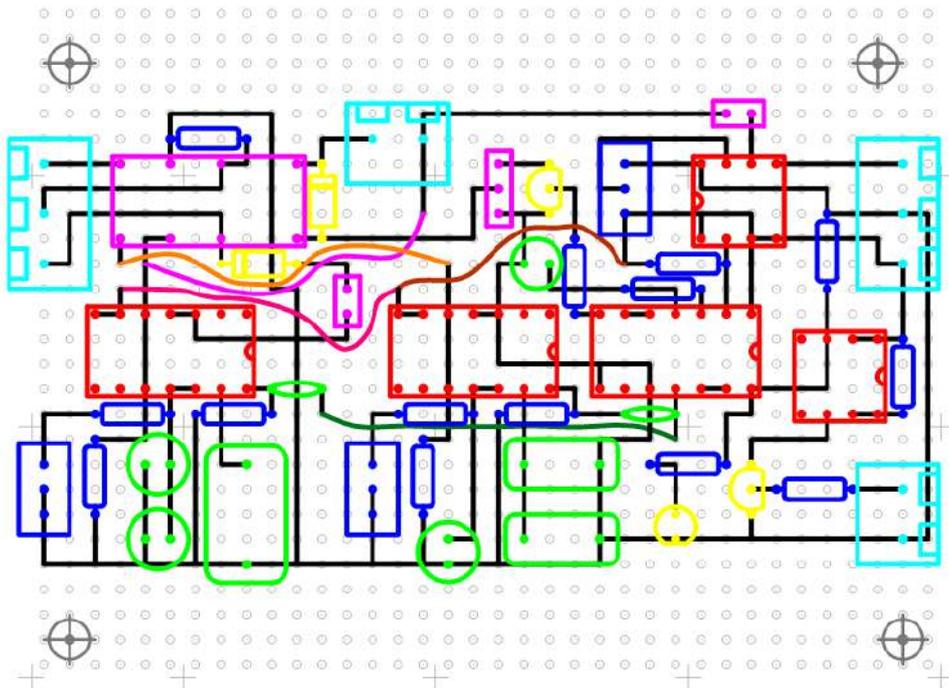


Figura 161: Diseño de la Placa Transductora de Velocidad del Viento

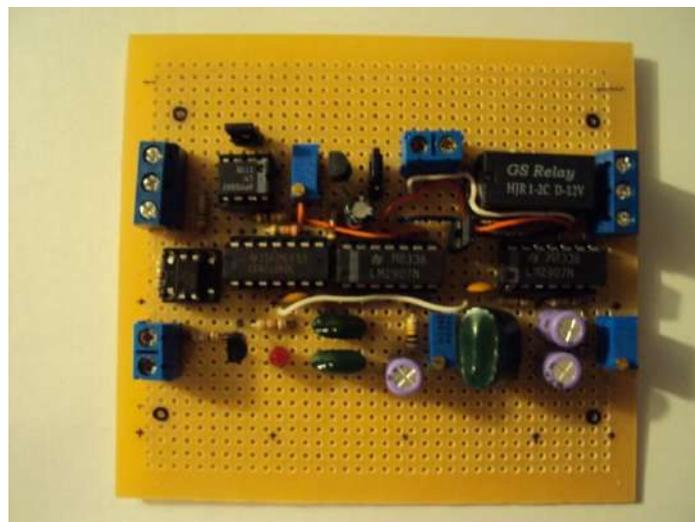


Figura 162: Placa Transductora de Velocidad del Viento

10. Placa de velocidad de giro del aerogenerador:

El circuito para medir la velocidad de giro del aerogenerador, se realizó también con un convertor frecuencia-tensión.

Este convertor es más simple que el anterior, ya que solo consiste de un convertor único, es decir no tiene cambio de rango en la medición. Esta realizado para un valor de frecuencia de 50 Hz.

La atenuación del valor de ripple en este circuito no fue un problema, ya que la frecuencia de este es mayor, con lo cual el valor de ripple se atenúa rápidamente incorporando valores de capacidades bajas, brindando tiempos de respuesta aceptables.

Para la obtención de la frecuencia de entrada, se utilizó un reed-switch, que ya tenía incorporado el aerogenerador. El mismo consiste en un pequeño imán posicionado en una de las palas, cerca del eje de rotación para no generar desbalances al rotor, y un reed switch instalado en la carcasa del aerogenerador. Este mismo se conecta a un diodo emisor de luz, el cual acompaña el giro de la carcasa del aerogenerador para poder acomodarse a la dirección del viento. Por lo tanto este diodo emite luz, cada vez que el rotor del aerogenerador realiza un giro completo. El diodo emisor toma la tensión de alimentación del mismo aerogenerador, pues la potencia consumida por este es casi nula (10mA cada vez que emite un pulso). Esta emisión de luz, la recibe otro diodo, pero receptor de luz, el cual se encuentra instalado en la columna que sostiene al aerogenerador.

Finalmente la velocidad de rotación queda determinada por la frecuencia de encendido de los led.

Esquemas:

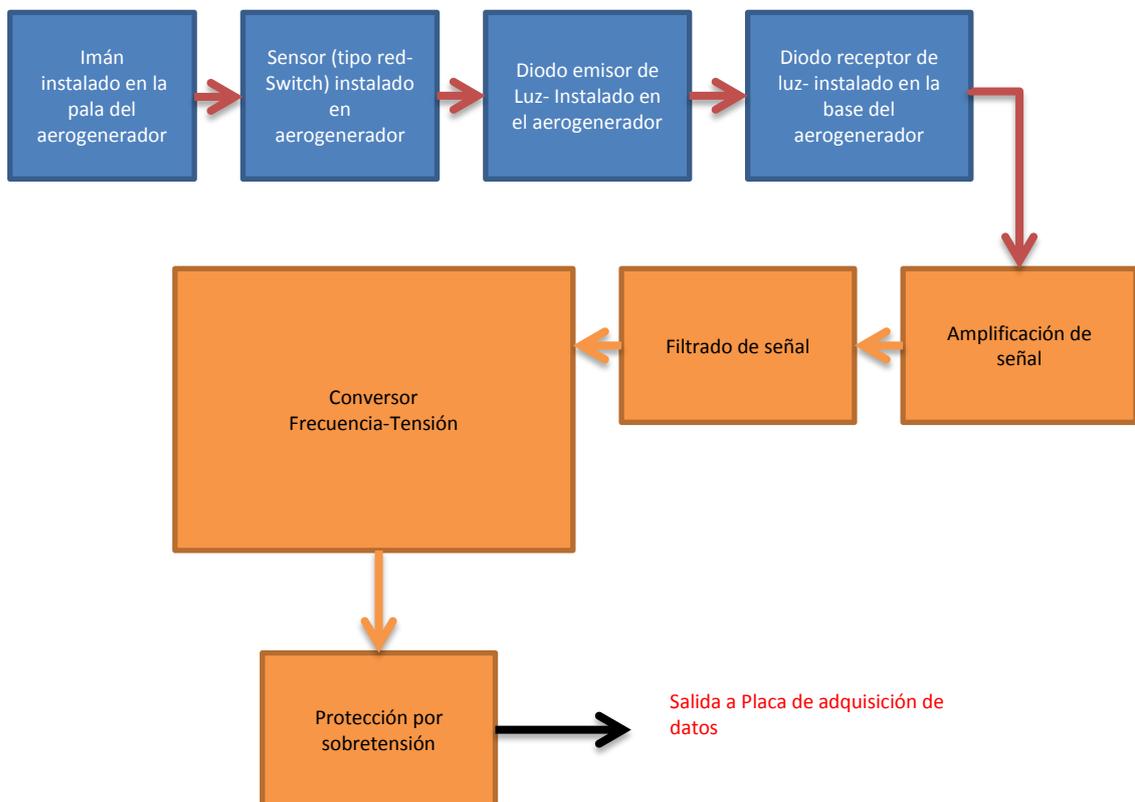


Figura 163: Diagrama en bloques del flujo de datos

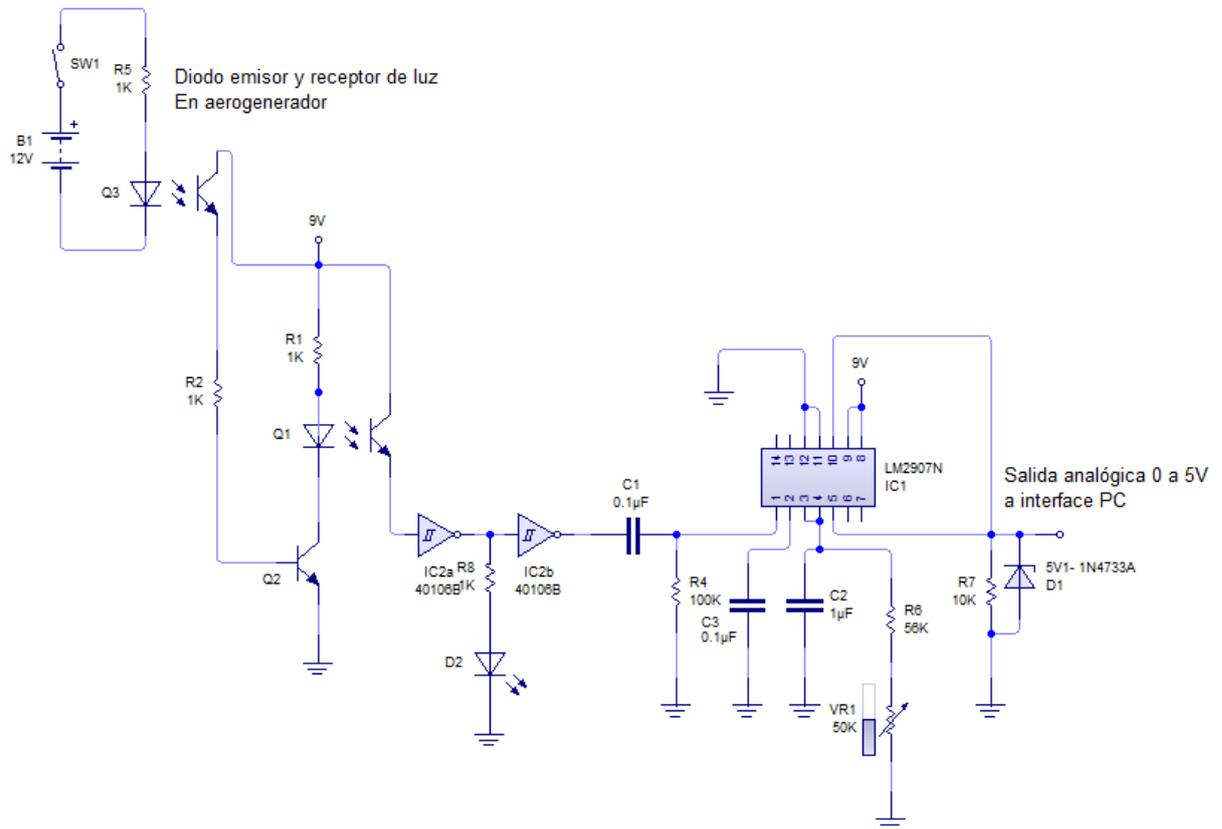


Figura 164: Diseño del Circuito de la Placa Transductora de Velocidad de giro del Aerogenerador

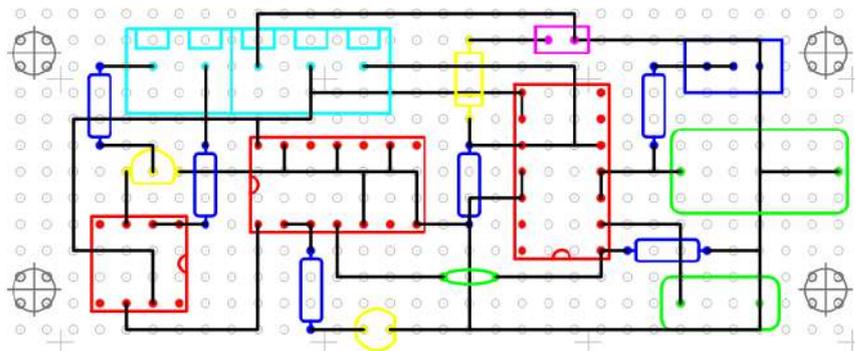


Figura 165: Diseño de la Placa Transductora de Velocidad del Viento

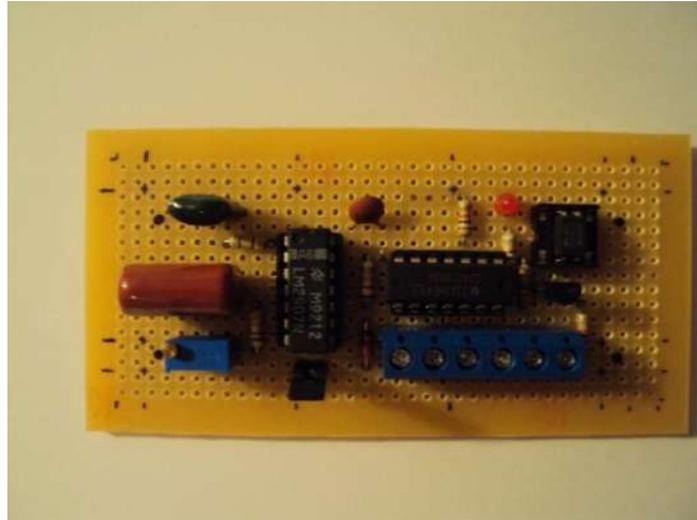


Figura 166: Placa Transductora de Velocidad del Viento

8.2.3 AJUSTE FINAL CON SOFTWARE

El modelo propuesto funcionó correctamente, exceptuando la medición de los vientos, ya que el problema del mismo fue que el convertor Frecuencia-tensión, trabajaba con tiempos de respuesta elevados, generados por el sistema de atenuación del ripple de salida. Esto último producía un desfase entre el dato real y el dato leído. Todo esto se pudo observar comparando los datos leídos con el software, comparándolos con los datos indicados en la estación meteorológica.

Por este motivo se realizó una modificación en la forma de ingresar el valor de velocidad del viento, realizando una reprogramación del PIC.

El cambio consistió en ingresar el dato de frecuencia directamente a la placa de adquisición. El pulso de tensión proveniente del anemómetro, previamente amplificado y filtrado para generar una onda cuadrada, se ingresó por una de las entradas analógicas de la placa de adquisición.

Una vez ingresado el dato de frecuencia a la placa de adquisición con un formato de onda cuadrada, el programa lo procesa y devuelve el valor de frecuencia del mismo, el cual como se mencionó anteriormente, es proporcional a la velocidad del viento.

8.2.4 PROGRAMACIÓN EN LABVIEW

El programa realizado, genera un archivo por día, el cual contiene registrado la fecha, hora, velocidades de viento, tensión y corriente generada por el aerogenerador. El archivo guardado es de tipo texto (txt), y el intervalo entre paquete de datos es de 1100ms, es decir tiene 78545 filas de datos.

El programa realiza la medición de 8 variables (4 digitales, y 4 analógicas de 0 a 32 bits) cada 1ms, con lo cual al finalizar el intervalo de un segundo, el microcontrolador envía a la PC un paquete de datos con todos los valores tomados en los últimos

1000ms. Luego tiene un delay de 100ms que es lo que demora en transmitir el paquete de datos a la PC, más un tiempo de retardo para evitar errores. Al concluir los 1100ms vuelve a empezar el proceso de lectura de datos.

De esta manera, el programa debería leer, 78545 paquetes de datos por día, los cuales contienen cada uno, la información de 1000 lecturas del estado de las entradas del microcontrolador.

Las entradas analógicas miden corriente, tensión, y velocidad del viento.

De las 4 entradas digitales disponibles, solo se usa una, la cual monitorea el estado de la salida digital del circuito de amplificación de la señal de corriente (más adelante detallado).

Dependiendo de si la entrada digital se encuentra activada o no (0 o 1), se determinará el cambio de escala automático del amplificador de tensión de la señal de corriente.

Si la entrada digital se encuentra en un valor "0" lógico, significa que la medida de corriente a fondo de escala, es 5A. Si la entrada digital se encuentra en un valor lógico "1", quiere decir que la corriente supero los 5A, y a este nivel lógico, la medición a fondo de escala es de 15A.

Una vez que el programa recibe los datos, calcula un valor medio con los 1000 datos para cada una de las entradas y luego registra el valor del mismo en el archivo de texto, resultando de esta manera 4 datos registrados por segundo.

A continuación se detalla gráficamente la secuencia que realiza el programa:

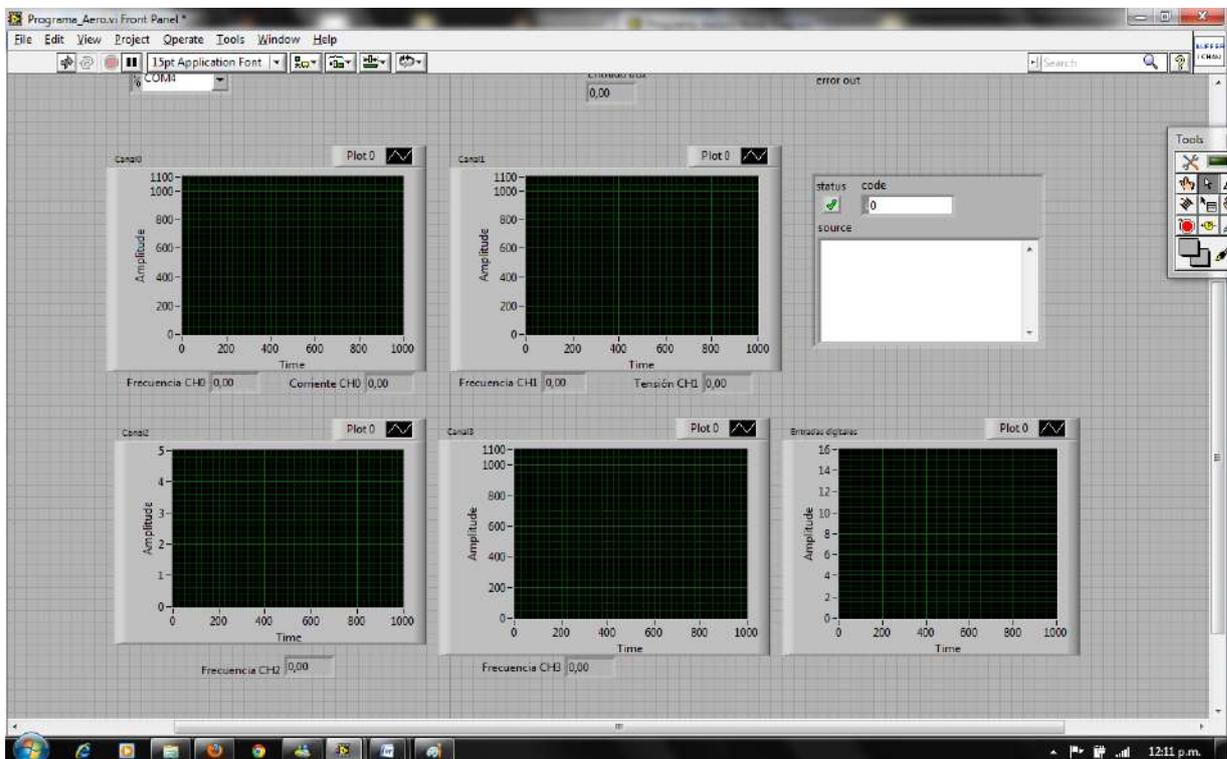
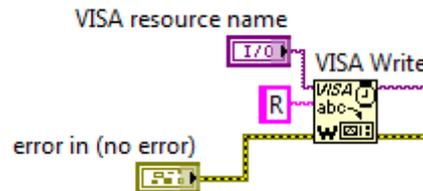


Figura 167: Panel frontal del programa de adquisición de datos

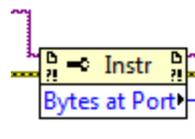
- Se abre la comunicación y se envía el carácter "R" al PIC para iniciar la adquisición de datos. Allí hay una rutina que se inicia con ese carácter.



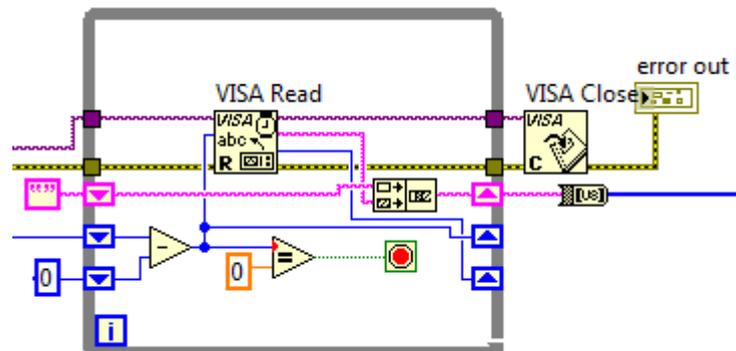
- Espera de 1100 ms para darle tiempo a que el PIC vaya escribiendo valores en el buffer. El PIC toma 1000 muestras en cada canal analógico a un dt de 1ms entre muestras de cada canal más el estado de las entradas digitales también cada 1ms.



- Se leen cuantos bytes hay el buffer (siempre debería haber 9000 porque ese número es lo que el pic intenta enviar). Cada muestra de un canal analógico ocupa 2 byte y las entradas digitales 1 byte, por lo tanto: $(2 \text{ byte} \times 4 \text{ canales} + 1 \text{ byte digital}) \times 1000 \text{ muestras} = 9000$



- Se realizan sucesivas lecturas del buffer hasta leerlo todo (debería llegar a 9000 bytes y detenerse). Los datos leídos en cada ciclo while se van sumando en un array y finalmente se cierra la comunicación.

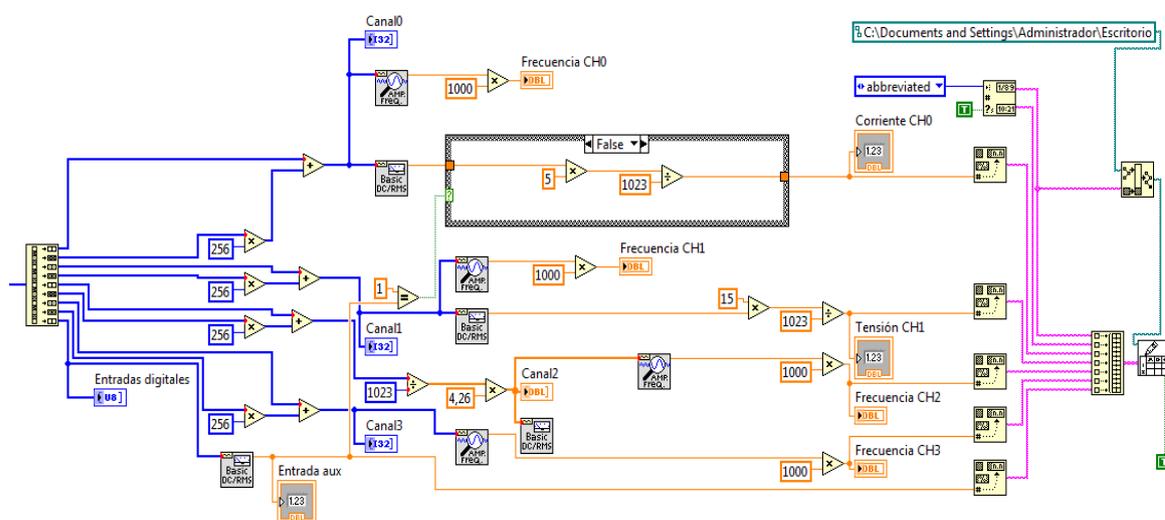




- Se descompone el array principal en 5 arrays para finalmente acondicionar los bytes de cada canal a valores de corriente, tensión, velocidad de viento y velocidad de giro del aerogenerador. También se leen las entradas digitales para realizar el correspondiente cambio de escala tanto en las lecturas de corriente como de velocidad de viento.

Las variables antes de ser almacenadas se multiplican por 1000 debido a que el dt es de 1ms.

El valor de la muestra almacenada tiene además los datos de fecha y hora de la toma.



8.3 PRUEBA DE LABORATORIO

8.3.1 INTRODUCCIÓN

La idea principal es calcular toda la energía generada durante el periodo de un día, capaz de ser acumulada en el banco de baterías, mediante datos tomados en el laboratorio, teniendo en cuenta que las baterías no pueden incorporar más de 0,1CA.

El banco de baterías diseñado en el capítulo 7 tiene una capacidad de 190 Ah y podrá aceptar valores de carga de hasta 19 A. Es decir que si la corriente en algún caso supera los 19 A, se la tomara de igual manera 19 A, sin importar cual sea el valor de la misma.

Aunque la prueba se realizó con mediciones de corriente aportada únicamente por el aerogenerador, y no se contó con el aporte de los paneles fotovoltaicos, se pudo asumir de antemano, que la corriente no superaría los 19 A, ya que la corriente máxima sumando los tres generadores no supera los 19,7A, siendo este un valor de corriente, muy por encima de los valores esperados.

Finalmente vale decir que la finalidad de la prueba, no es verificar que las baterías alimenten una carga, ya que eso está garantizado y ensayado por los fabricantes de las mismas.

La finalidad, es verificar que el generador pueda suministrar la energía calculada de forma teórica, es decir, la energía calculada a partir de la curva de generación del aerogenerador y que toda esa energía generada (teórica), pueda ser acumulada en las baterías, para su posterior utilización.

8.3.2 PROCEDIMIENTO:

La prueba consistió en realizar la integración del día 9 de octubre del 2012, desde las 00:00:00 hs hasta las 23:59:59 hs.

Como se sabe, la base de datos tiene registrado, cada 1100 ms, el valor de corriente generada, el valor de tensión, el valor de la velocidad del viento, y la hora correspondiente para esos tres datos.

Para realizar la integración se realizaron tres consideraciones:

1. Verificar que no existan valores de corriente, los cuales superen los 19 A. Lo cual se sabía de antemano que no sucedería, ya que la corriente máxima del aerogenerador es aproximadamente 12,5 A.
2. Descartar los valores de corriente en los cuales el valor de tensión generada no supere los 13,8 V (tensión de carga de las baterías).
3. Descartar los valores en donde la entrada digital no corresponda a un valor de "0", o "1". Esto se realiza para evitar errores de toma de corriente. Cuando el valor de la entrada digital no es ni cero ni 1 quiere decir que en ese segundo se produjo el cambio de escala automático. Como se dijo anteriormente el dato registrado es el valor medio de la lectura de 1000 datos, y si el valor medio registrado no es ni cero ni 1 entonces quiere decir que en ese segundo existió una combinación de ceros y unos. Motivo por el cual, no es un dato representativo ya que no podemos determinar en qué momento del segundo fue realizado el cambio de escala.

El cálculo se realizó de la siguiente manera:

La energía calculada, es la integración de la corriente en función del tiempo, es decir:

$$\frac{\text{Energía}}{\text{Día}} = t_1 \times I_1 + t_2 \times I_2 + t_3 \times I_3 + \dots + t_n \times I_n$$

Como se sabe que el intervalo de tiempo, es igual para todas las muestras, se puede decir:

$$\frac{\text{Energía}}{\text{Día}} = t \times I_1 + t \times I_2 + t \times I_3 + \dots + t \times I_n$$

Por lo tanto, sacando un factor común:

$$\frac{\text{Energía}}{\text{Día}} = t \times (I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n).$$

El archivo generado por el programa, debería tener 78545 muestras, pero solo tuvo 64117, esto se debe a retardos de comunicación, por eso es los datos no se envían cada 1100[ms], sino que asumiremos que se envían cada:

$$\frac{24[\text{hs}] \cdot 60[\text{min}] \times 60[\text{s}] \times 1000[\text{ms}]}{64117} = 1347,536[\text{ms}]$$

Pasando este valor de milisegundos a horas:

$$\frac{1347,536[\text{ms}]}{60[\text{min}] \times 60[\text{s}] \times 1000[\text{ms}]} = 374315,555 \times 10^{-9}[\text{h}]$$

Asumiendo que todos los intervalos son iguales:

$$\frac{\text{Energía}}{\text{Día}} = 374315,555 \times 10^{-9}[\text{hs}] \times \sum_{k=1}^{k=n} I_k.$$

Realizando la suma de corriente en una planilla de Excel se obtuvo:

$$\text{Sumatoria de corrientes} = 147484,78 \text{ A}$$

Realizando el cálculo correspondiente para obtener la energía:

$$\frac{\text{Energía}}{\text{Día}} = 374315,555 \times 10^{-9}[\text{hs}] \times 147484,78[\text{A}] = 55,20[\text{Ah}]$$

Que expresado en unidades de [Wh]:

$$\frac{\text{Energía}}{\text{Día}} = 55,20[\text{Wh}] \times 13,8[\text{V}] = 761,76[\text{Wh}].$$

8.3.3 CONCLUSIÓN:

Para validar si este valor es aceptable o no, se comparó con los valores calculados teóricamente, por medio de la base de datos de referencia, calculados en el capítulo 3.

Aunque el sistema, propuesto es híbrido, es decir tiene aportes de energía eólica y energía solar, la prueba realizada tiene solo en cuenta el aporte del aerogenerador. Las energías calculadas, no son las mismas que para el sistema propuesto, ya que estas corresponden al generador que instalado a 24 metros de altura y no como en el diseño del trabajo a 10 metros de altura.

Las energías calculadas teóricamente (mediante la base de datos de referencia), es decir las que según nuestro análisis, deberían ser generadas, por el generador instalado a 24 metros de altura se muestran en la siguiente tabla:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
250,30	151,84	224,23	69,81	205,10	145,82

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
353,54	231,59	313,69	254,56	312,15	314,87

Tabla 39: Energía Generada Eólica [Wh]

A partir de esta tabla podemos realizar la comparación:

Según la base de datos del año 2000, en el mes de octubre se generaron 254,56 Wh diarios promedio, por medio del aporte del aerogenerador, y según el análisis realizado mediante la integración de la curva de corriente en función del tiempo recién realizada, se verifica que la energía generada, fue de 761,76 Wh, lo cual es mucho mayor que la del estudio estadístico.

Estas diferencias se atribuyen a que en la prueba se toman los valores a cada segundo sin quedar ningún valor fuera del análisis, mientras que en el estudio estadístico los valores vienen promediados por la central meteorológica cada 5 minutos.

Por otro lado, si se toma un criterio un poco menos riguroso, es decir si se consideran también los valores de tensión de carga, desde 13,7 V, y no solo desde los 13,8 V, como se tomó como criterio (ya que el fabricante recomienda 13,8 V como tensión de carga), la integración de la curva teniendo en cuenta estos valores de tensión, (que también aportan carga), da como resultado un valor de energía de 144 Ah, equivalente a 1999 Wh.

Este último valor es exageradamente mayor al calculado realizado estadísticamente, por este motivo, se puede decir que la prueba realizada, dio resultados mayores a los esperados.

8.4 REPARACIÓN DEL AEROGENERADOR. RELEVAMIENTO DE SU CURVA DE POTENCIA

8.4.1 INTRODUCCIÓN

El motivo del presente capítulo se debe a que al momento de realizar las conexiones para poder realizar la prueba de laboratorio, el aerogenerador no funcionaba de manera correcta. El mismo no suministraba la potencia esperada de acuerdo al recurso eólico disponible en el momento de efectuar las mediciones. Se tomaron los valores de velocidad de viento y corriente generada (datos suministrados por el sistema de medición detallado en la sección 8.2) y mediante la curva de potencia del aerogenerador (suministrada por el fabricante) se compararon los valores de corriente generada teóricos y reales, obteniendo como resultado valores muy por debajo de los teóricos.

Por este motivo, se decidió desmontar el aerogenerador, para verificar si se encontraba en buenas condiciones, o en el caso de ser necesario, proceder a repararlo.

Al desmontar el aerogenerador se encontró que el problema era que los anillos rozantes del mismo se encontraban en mal estado, y por este motivo la conductividad no era buena generando una resistencia de valor elevado en los cables del aerogenerador.

Luego de reparado se realizó el ensayo para poder obtener la curva de potencia del mismo y contrastarla con la real. De esta manera se aseguró el correcto funcionamiento y puesta a punto para la prueba de laboratorio descrita en la sección 8.3.

8.4.2 REPARACIÓN DEL AEROGENERADOR

A continuación se muestran los anillos rozantes recién desmontados del aerogenerador, se puede apreciar a simple vista el estado de los mismos:



Figura 168: Anillos Rozantes en Mal Estado

También las escobillas se encontraban en mal estado debido a que estos no apoyaban con toda su superficie en los anillos rozantes.



Figura 169: Escobillas en Mal Estado

Por estos motivos, se desarmó el aerogenerador íntegramente, de manera de poder realizarle una reparación completa y así asegurar que funcione correctamente en el momento de la prueba; y poder tener confiabilidad en la toma de datos.



Figura 170: Desmante Completo del Aerogenerador FM Rutland 910-3

La reparación del mismo consistió en tornearse los anillos rozantes, cambiar los cables de los rectificadores (ya que estos tampoco se encontraban en óptimas condiciones), lubricar las partes móviles, y realizar un ajuste a todas las partes del sistema, como así también a la veleta que quedaba atascada cuando el viento era elevado, debiendo volver al estado normal cuando los vientos volvían a valores normales (ver sistema de orientación del aerogenerador en 7.2).



Figura 171: Torneado de los Anillos Rozantes

Al concluir la reparación y reinstalación del mismo, se procedió a realizar el ensayo de característica externa del aerogenerador. De esta manera se pudo comprobar con suficiente certeza si la reparación fue exitosa o no.

8.4.3 RELEVAMIENTO DE LA CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR FM RUTLAND 910-3

8.4.3.1 INTRODUCCIÓN

Para obtener la curva, se tomaron los datos registrados por el software, correspondientes al período de un día. Se eligió un día en el cual se registraron vientos mayores a los vientos promedios diarios del mes para de esta manera ampliar el rango de la toma de datos (no así la cantidad). El archivo corresponde al día 9 de octubre del presente año (2012).

Finamente con los datos recolectados, se optó por trazar la curva de carga del aerogenerador bajo dos criterios los cuales difieren principalmente en la toma de los valores de la base de datos.

8.4.3.2 ORDEN DE LOS DATOS

Desde el archivo de texto se exportaron los datos a una planilla de Excel, programa con el cual se procesaron los datos.

Aunque teóricamente debieron registrarse los cuatro datos ya mencionados, aproximadamente 78500 veces, esto no ocurrió debido a los retardos de transmisión del microcontrolador a la PC, y el retardo que la PC tarda en comunicarle al el

microcontrolador que inicie nuevamente la lectura de datos después de haber transcurrido los 1100 ms.

La cantidad de filas de datos registrados en el día, fue de 64117.

8.4.3.3 VALIDACIÓN DE DATOS

Se procedió a eliminar los valores que no eran representativos para el objetivo deseado.

En primer lugar, se descartaron los valores de tensión registrados menores 12V, ya que estos no aportan energía al sistema, pues las baterías se cargan con una tensión de 13,8 V. La mayoría de los datos con tensiones menores a 12V pertenecen a periodos de calma y los que no, son los valores de tensión generados por alguna ráfaga de viento en aumento

En segundo lugar se eliminaron los datos que no son 0 ni 1 en la lectura registrada de la entrada digital. Esto se realizó para evitar errores de toma de corriente (detallado 8.2.4).

Finalmente se descartaron los datos en los cuales la corriente fue de 0A, ya que tampoco son representativos para nosotros porque no aportan energía al sistema.

8.4.3.3 PRIMER CRITERIO DE PROCESAMIENTO DE LOS DATOS

Para este criterio, se optó por utilizar los períodos más estables posibles. La velocidad de respuesta del anemómetro es mayor que la del aerogenerador, es decir que la aceleración de ambos es diferente, el anemómetro responde más rápido a las variaciones de viento, de lo que lo hace el aerogenerador.

Los valores que conforman la curva relevada, son pares ordenados de corriente viento, los cuales no se puede determinar que todos son validos pues deberían ser vientos estacionarios. Por este motivo se determinaron intervalos de viento crecientes durante un tiempo determinado, ya que el generador necesita más tiempo para estabilizar su velocidad.

Si cumple con el criterio de contar un intervalo ascendente por más de un periodo determinado, se acepta ese intervalo pero solo se utilizó el último de los valores de la etapa ascendente ya que este es el más representativo y más estable de todos.

Se realizó la derivada de la columna de los vientos y se determinó cuales son los intervalos de tiempos donde la intensidad de la velocidad del viento fue creciente. Luego utilizando solo los intervalos de tiempo creciente se aceptaron solo los intervalos donde el crecimiento de la velocidad del viento es por tres segundos o más (se adoptó ese tiempo como mínimo aceptable).

Finalmente se tomó el último valor del intervalo creciente (es decir se adoptó el valor máximo de viento, del intervalo correspondiente, cuando este creció por tres segundos o más).

8.4.3.4 RELEVAMIENTO DE LA CURVA

Con los datos ya validados, se procedió a ordenarlos en forma discreta. Se redondeo al número más cercano con un solo decimal el valor de la velocidad del viento, decir, 0; 0,1; 0,2;...hasta 18,1 ya que es el último valor que existe en el registro.

Con los valores de viento discretos, se promediaron todos los valores de corriente que se generaron a partir de ese valor de velocidad de viento.

La curva de potencia que se obtuvo para el día 9/10/2012 desde las 00:00:00 hs, hasta las 23:59:59, es el siguiente:

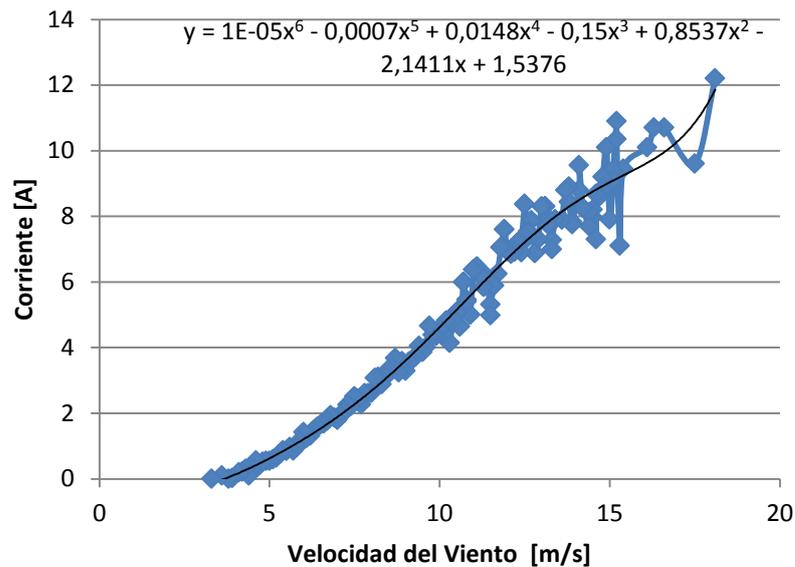


Figura 172: Curva de Potencia Relevada. Primer Criterio

Comparando la curva de potencia brindada por el fabricante con la relevada en un mismo gráfico usando una aproximación polinómica, se puede afirmar que el generador reparado responde de manera aceptable.

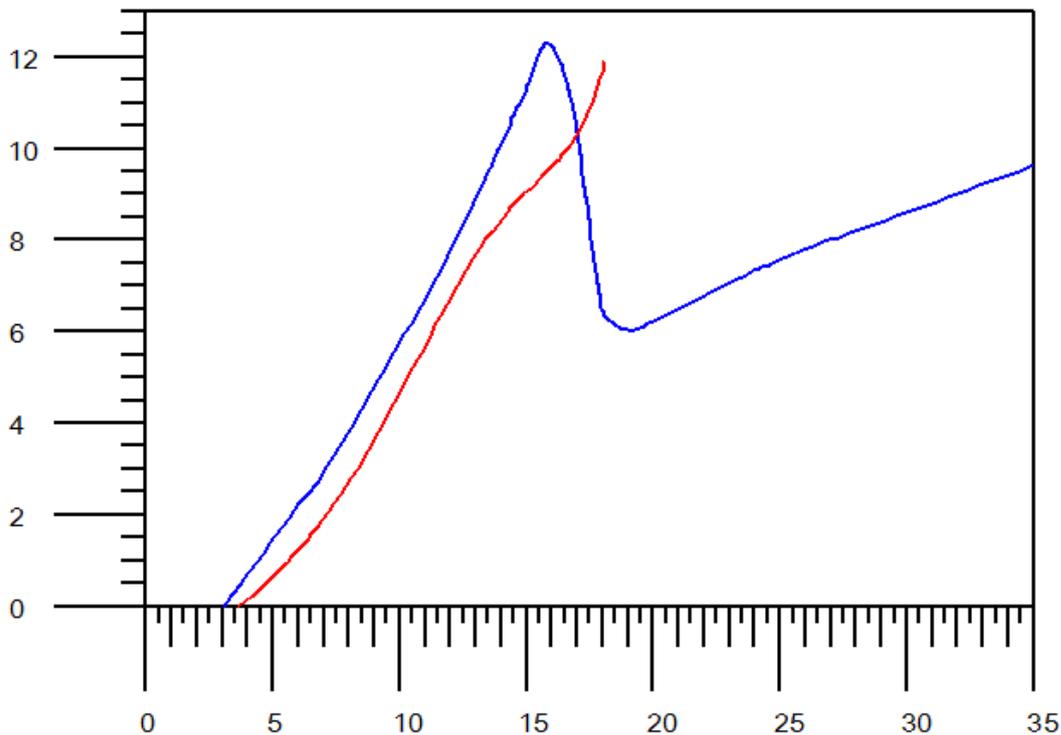


Figura 173: Curvas de Potencia del Aerogenerador FM Rutland Teórica y Experimental según Primer Criterio

8.4.3.5 SEGUNDO CRITERIO DE PROCESAMIENTO DE LOS DATOS

Para el segundo método de relevamiento de la curva, se utilizó el mismo ordenamiento y validación de datos que en el primer criterio. Para el procesamiento de datos, también se utilizaron los períodos más estables posibles, solo que en este caso se aceptaron valores que permanecían de manera estable, durante un período determinado.

En principio, se realizó un promedio de tipo ventana móvil, con los valores de velocidad del viento. El ancho de la ventana adoptado fue de 6 valores. Luego, se realizó la derivada de la velocidad del viento en función del tiempo, para poder determinar que intervalos son estables y cuáles no. Se consideraron como aceptables los valores de derivadas que no superaban en valor absoluto $0,15 \text{ m/s}^2$, en otras palabras, los valores de velocidad del viento los cuales no superaban, o disminuían más de $0,15 \text{ m/s}$, durante un segundo.

Teniendo en cuenta todos estos intervalos de velocidad de viento estable, también se realizó el análisis de cuáles son los que se mantienen, como mínimo, por un período determinado de tiempo.

En síntesis, se tomaron como intervalos aceptables, los que se mantienen sin una variación mayor a $0,15 \text{ m/s}^2$, por seis muestras consecutivas, es decir, por 8,04 segundos, ya que cada muestra corresponde a un tiempo de 1340 ms (Los 1340ms, salen de realizar la división de las 24 hs, por la cantidad de muestras).

Luego al realizar este filtrado de valores, se graficó la curva utilizando todos estos pares ordenados los cuales satisficieron el criterio adoptado, generando el siguiente gráfico:

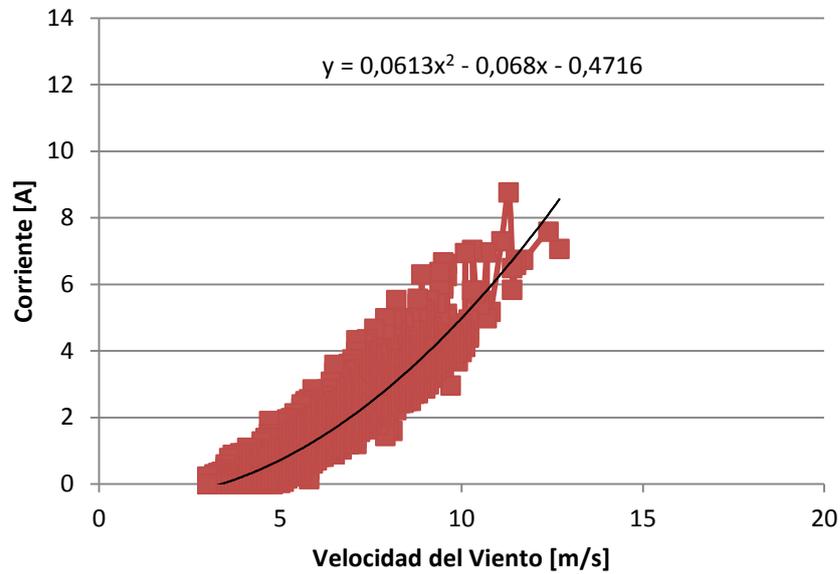


Figura 174: Curva de Potencia Relevada. Segundo Criterio

En este caso se utilizó una línea de tendencia polinómica de segundo grado, la cual comparándola con la dada con el fabricante, se puede ver que el resultado arrojado es relativamente similar:

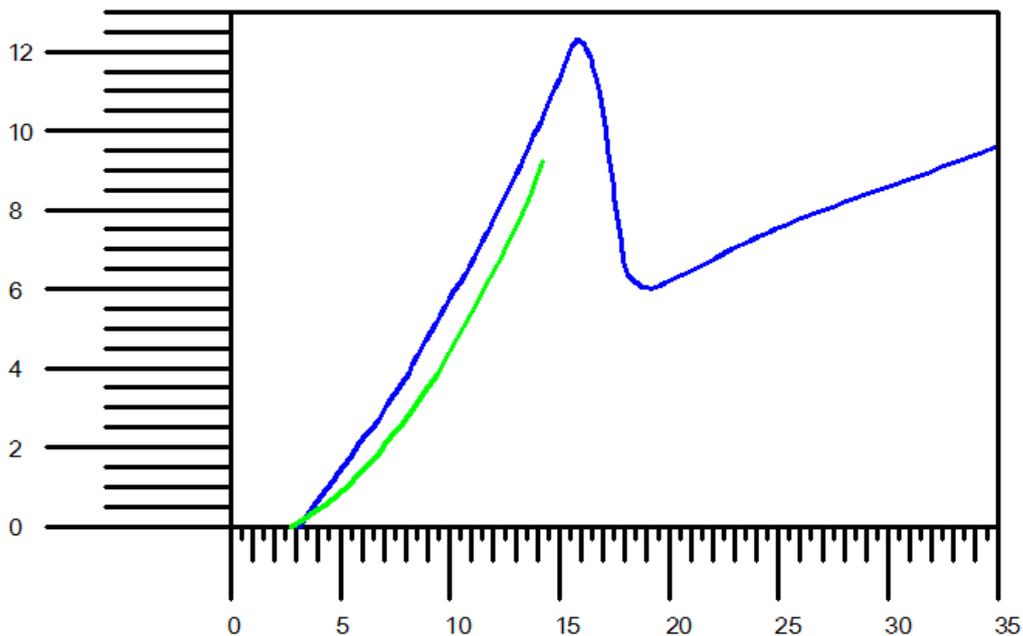


Figura 175: Curvas de Potencia del Aerogenerador FM Rutland Teórica y Experimental según Segundo Criterio



Finalmente, comparando los dos criterios gráficamente, se puede ver que ambos arrojaron resultados muy similares.

En ambos casos, resultaron valores inferiores a los indicados por el fabricante, pero relativamente cercanos.

Esta diferencia notada, no se le debe asignar solo al método, sino que también se le puede adjudicar a la antigüedad, y al desgaste del aerogenerador.

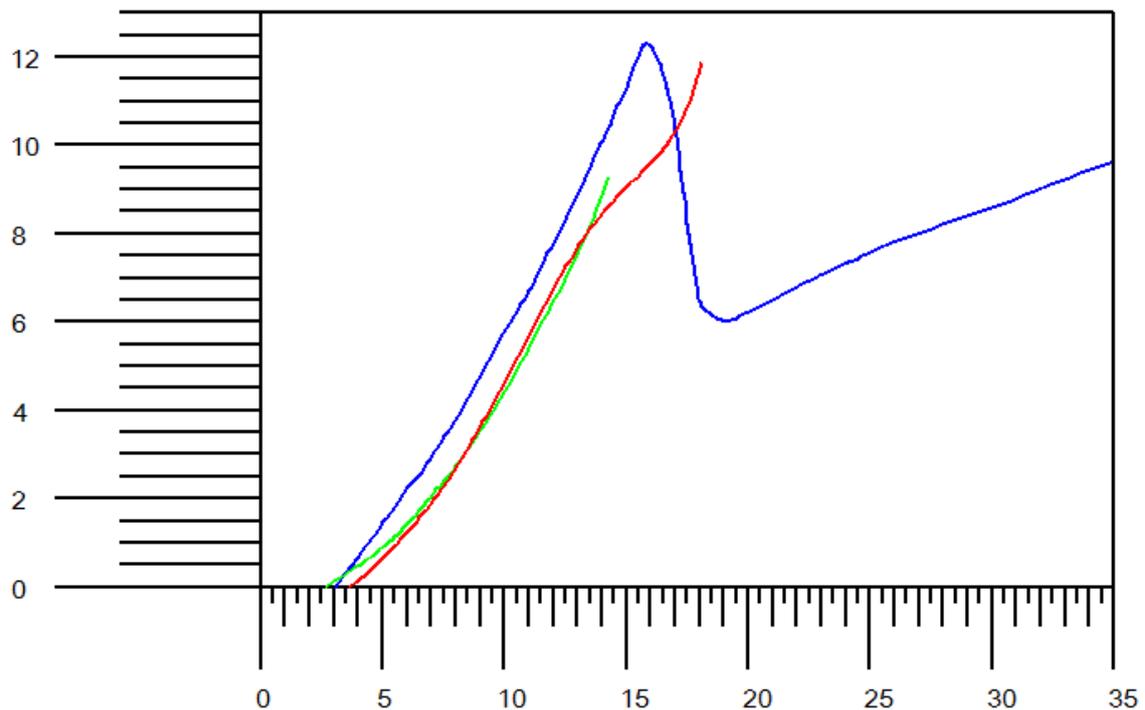


Figura 176: Curvas de Potencia del Aerogenerador FM Rutland Teórica y las Experimentales Primer y Segundo Criterio

___ Curva dada por el fabricante

___ Curva relevada según el primer criterio

___ Curva relevada según el segundo criterio

CAPÍTULO 9: EVALUACIÓN AMBIENTAL Y ECONÓMICA. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA

9.1 EVALUACIÓN AMBIENTAL

9.1.1 INTRODUCCIÓN

En el siguiente análisis ambiental se intenta evaluar los efectos ambientales, factores y aspectos que se ocasionan, al instalar el sistema de iluminación eólico-solar. Se trataron los mismos desde 2 enfoques: por un lado, aspectos que afectan la percepción y el comportamiento humano; y por el otro lado aspectos ecológicos. Finalmente se calculó y comparó el ahorro en emisiones de CO₂, principal gas de efecto invernadero, entre la red eléctrica y el sistema de generación eólico-solar.

9.1.2 EFECTOS AMBIENTALES

Los efectos de la energía solar fotovoltaica y eólica sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

A) ASPECTOS QUE AFECTAN LA PERCEPCIÓN O EL COMPORTAMIENTO HUMANO

Uso de la tierra: La instalación de los postes no requiere grandes áreas para su instalación, solo usan en forma efectiva una pequeña porción del terreno, dejando el resto disponible y compatible con otros usos. Por otra parte, el sistema está principalmente enfocado a ser utilizados en áreas rurales o remotas previamente no desarrolladas por lo que prácticamente no afecta a la actividad que se realice en la zona de instalación de los mismos.

Efecto visual: los paneles solares y los aerogeneradores tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de ambientes, minimizando su impacto visual. La reacción a la vista de un sistema de este tipo es vista como un símbolo de bienvenida a una fuente limpia de energía. Además, al tratarse de sistemas autónomos, y conectados directamente a un alimentador existente (poste), no se altera el paisaje con postes y líneas eléctricas para su distribución energética.

Ruidos: el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor. Las turbinas eólicas utilizadas son lo suficientemente silenciosas, no teniendo un impacto negativo en el lugar de la instalación.

Interferencias Electromagnéticas: Cualquier estructura grande que se mueva puede producir interferencia electromagnética (IEM). Las grandes turbinas eólicas pueden causar IEM por reflexión de la señal en las palas del rotor y por lo tanto un receptor cercano puede captar señal directa y reflejada.

En nuestro caso al trabajar el sistema con turbinas eólicas de baja potencia, no se producen IEM.

Salud pública y seguridad: La salud pública y la seguridad vinculadas con las instalaciones clásicas de generación de electricidad están típicamente relacionadas con la emisión de gases a la atmósfera y con los residuos sólidos y líquidos que son arrojados al suelo o al agua. Cualquiera de esos residuos causa impactos adversos a la salud de la población, o representan riesgos para los habitantes.

El sistema de generación solar-eólica difiere no tienen procesos de combustión y no producen emisiones.

Además, los únicos materiales potencialmente tóxicos o peligrosos asociados son las relativamente pequeñas cantidades de aceites lubricantes y aislantes utilizados en las turbinas. Sin embargo hay que tener presente que aún pequeñas pérdidas de estos materiales pueden contaminar el agua subterránea o producir impactos sobre el hábitat si la pérdida no es controlada por largo tiempo.

Entre los accidentes que pueden significar un tema de seguridad se encuentra el hecho de que una pala de la turbina, o piezas de la misma, se separen del rotor y vuele en la dirección del viento.

Esos eventos son raros y usualmente ocurren bajo condiciones de viento inesperadas o falta de mantenimiento del sistema.

El banco de baterías se encuentra en un recinto aislado del medio ambiente.

B) ASPECTOS ECOLÓGICOS

Flora y fauna: la repercusión sobre la vegetación es nula, y, al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves.

Clima: la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar y del viento, no requieren ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que produzcan el efecto invernadero.

Geología: Las células fotovoltaicas se fabrican básicamente con silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.

Suelo: al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra significativos (ya que no existe preparación previa del terreno donde se instalan los postes), la incidencia sobre las características físico-químicas del suelo o su erosionabilidad es prácticamente nula.

Aguas superficiales y subterráneas: No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.

9.1.2 RECICLAJE DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

La mayor parte de los paneles fotovoltaicos puede ser tratada. Gracias a las innovaciones tecnológicas que se han desarrollado en los últimos años, se puede recuperar hasta el 95% de ciertos materiales semiconductores y el vidrio, así como grandes cantidades de metales ferrosos y no ferrosos utilizados en los módulos. Algunas empresas privadas y organizaciones sin fines de lucro, están actualmente trabajando en las operaciones de recogida y reciclaje de paneles al final de su vida útil. [37]

Dos de las soluciones de reciclaje más comunes son:

- Paneles de silicio: Los marcos de aluminio y las cajas de conexión son desmantelados manualmente al comienzo del proceso. El panel se tritura y las diferentes fracciones se separan - vidrio, plásticos y metales. Es posible recuperar más de 80% del peso entrante y, por ejemplo, el cristal mixto extraído es fácilmente aceptado por la industria de la espuma de vidrio el aislamiento. Este proceso puede ser realizado por los recicladores de vidrio plano ya que la morfología y composición de un panel fotovoltaico es similar al cristal plano utilizado en la industria de la construcción y del automóvil.
- Paneles de otros materiales: Hoy en día contamos con tecnologías específicas para el reciclaje de paneles fotovoltaicos que no contienen silicio, algunas técnicas utilizan baños químicos para separar los diferentes materiales semiconductores. Para los paneles de telurio de cadmio, el proceso de reciclaje empieza por aplastar el módulo y, posteriormente, separar las diferentes partes. Este proceso de reciclaje está diseñado para recuperar hasta un 90% del vidrio y 95% de los materiales semiconductores. En los últimos años, algunas empresas privadas han puesto en marcha instalaciones de reciclaje a escala comercial.

9.1.3 NORMAS Y ASPECTOS LEGALES GENERALES

NACIONALES [38]

Ley 26190/06. Decreto Reglamentario 562/09, dice que el 8% de la demanda de electricidad a nivel nacional debe ser cubierta por energías renovables con fecha límite a fines del año 2016.

Ley 25675. Ley general del ambiente. Bien jurídicamente protegido.

Ley 25438. Apruébase el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

Ley 24295. Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

Ley 24051. Desechos Peligrosos.

Decreto 1070/2005. Créase el Fondo Argentino del Carbono.

Decreto 2213/2002. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Designese a la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable Autoridad de Aplicación de la Ley N° 24.295.

Decreto 481/2000. Memorando de Entendimiento con el Banco Mundial.

Decreto 822/1998. Creación de la Oficina Argentina de Implementación Conjunta

PROVINCIALES- BUENOS AIRES

Ley 11723. Control Ambiental.

MUNICIPALES- GRAL. PUEYRREDON

Ordenanza N° 16624. Creación del Consejo Municipal de Medio Ambiente.

INTERNACIONALES

Protocolo de Kyoto [39].

Norma IEC 61400: es un estándar internacional que perfila exigencias mínimas de seguridad para sistemas de generador de turbino de viento y no es requerido para el empleo como especificación de diseño completa o el manual de instrucciones.

Norma IEC 61215: cubre los parámetros que son responsables del envejecimiento de los módulos fotovoltaicos [40]. Esto incluye todas las fuerzas de la naturaleza:

1. Rayos UV (ultravioleta), incluida la luz del sol;
2. Diferencial ambiental de humedad y temperatura;
3. De carga mecánica (granizo, la succión del viento, la presión del viento) y los parámetros de la nieve (carga distribuida) que son los responsables del envejecimiento de los módulos fotovoltaicos) Para la norma IEC 61215 de certificación, se aplican 2400 Pa de carga uniforme. Sin embargo, al instalar paneles solares en zonas con mucha nieve, un aumento de la capacidad de carga a 5400 Pa es recomendable. Esto ha sido incluido en la norma IEC 61215 ed. 2. Hoy en día muchos fabricantes fotovoltaicos están de acuerdo con este requisito. De hecho, los instaladores de energía solar que hacen la instalación en zonas con mucha nieve deben utilizar paneles solares con una mayor capacidad de carga: 5400 Pa

Norma IEC 61646: la certificación IEC 61646 es de módulos fotovoltaicos de capa o película fina y es en muchos aspectos idéntica a la norma internacional IEC 61215 para módulos cristalinos. Una prueba adicional certifica la degradación del comportamiento del silicio amorfo debido a la temperatura y la exposición a la radiación.

Normas IEC 61730/EN 61730: la IEC/EN 61730 en fotovoltaica (PV) es la cualificación de la seguridad del módulo, que posteriormente fue publicada como la norma europea EN 61730 (casi similares). La norma IEC/EN 61730 consta de 2



partes: La primera parte abarca todos los requisitos para la construcción y las diferentes características de construcción obligatoria de los módulos. La segunda parte consta de los requisitos para las pruebas y define tres clases diferentes de aplicación del diseño de un módulo, especificando el tipo de uso, las pruebas de cualificación y los relacionados con las modificaciones resultantes de clase de seguridad eléctrica.

Norma IEC 60364-4-41: Protección contra el “choque eléctrico” para instalaciones de baja tensión eléctrica, y que describe las medidas de seguridad personal para los sistemas eléctricos. Para los sistemas fotovoltaicos sugiere un aislamiento total y que requiere un aislamiento especial de los módulos fotovoltaicos (de acuerdo a la Seguridad Clase II) sobre la base de los siguientes requisitos:

1. Durabilidad
2. Alta resistencia dieléctrica
3. Estabilidad mecánica
4. Aislamiento de espesor suficiente y las distancias

Norma IEC 62108: Un certificado especial para el PCCh es necesario, porque la alta concentración de la irradiación solar a través de lentes o espejos, son las mayores causas de estrés en un equipo. La norma IEC 62108 especifica los criterios para la calificación del diseño y la homologación del tipo de concentrador de módulos fotovoltaicos y ensamblado adecuado para operaciones a largo plazo, y en general, en instalaciones al aire libre.

Norma IEC 61701: Las instalaciones solares que están operando en un ambiente altamente corrosivo, como cerca del mar, deben llevar un certificado de los paneles, con la resistencia de los paneles fotovoltaicos contra los efectos corrosivos del salitre. La certificación de los paneles a la corrosión es una buena idea, en caso de que la instalación de módulos fotovoltaicos estén cerca de las costas o en las aplicaciones marítimas, tales como módulos flexibles para embarcaciones de recreo, pequeñas embarcaciones, barcos, boyas, faros y señalización marítima.

Norma IEC 60896: La norma, a su vez, tiene dos partes: la primera, IEC 60896-1, se refiere a baterías de plomo-ácido abiertas o ventiladas y la IEC 60896-2 se refiere a baterías selladas. En ambos casos, se trata de baterías estacionarias.

9.1.4 ANALISIS DE EMISIONES

Para la presentación de proyectos del sector eléctrico ante el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) se puede requerir la utilización del factor de emisiones de la red, esto es la cantidad de emisiones de CO₂ que resulta de la producción de una unidad de energía eléctrica. [41]

Con el propósito de fomentar el desarrollo de proyectos MDL conectados a la Red, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, han realizado los cálculos correspondientes a la red argentina.

Los cálculos de este factor se han realizado siguiendo la herramienta metodológica para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico aprobada por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio, utilizando la herramienta: "Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 02.2.1" para los datos correspondientes al año 2011.

ACLARACIONES:

Para aplicar la metodología al caso de la red Argentina, se han adoptado los siguientes criterios:

- Unidades de bajo costo: Se define como unidades de bajo costo a las hidroeléctricas y a las nucleares.
- Para el cálculo del margen de operación de algunos autogeneradores y cogeneradores, faltan algunos datos ya que CAMMESA no posee información sobre sus consumos de combustible. En ese caso se ha adoptado el criterio de que si no se tiene el consumo de combustible de un autogenerador o no se puede distinguir del consumo total (incluyendo consumos de proceso industrial), se adopta como FE (factor de emisión) cero.
- Solamente se incluirán en los cálculos las unidades que se encuentran conectadas a la red del Sistema Argentino de Interconexión.
- Las importaciones se toman con valor 0 tCO₂/ MWh.
- Las emisiones por consumo de biodiesel (DB) no se consideran, siguiendo lo indicado en la herramienta metodológica.

DATOS BÁSICOS E INFORMACIÓN UTILIZADA

- Factor de Emisión por combustible: carbón, diesel, fuel oil y gas natural (tCO₂ por unidad de combustible). Datos: 2^a Comunicación Nacional
- Generación de Electricidad (MWh) de cada planta conectada a la Red. Datos: CAMMESA
- Consumo de Combustible de cada planta conectada a la Red. Datos: CAMMESA y Secretaría de Energía
- Información de adiciones de plantas a la red. Datos: CAMMESA y Secretaría de Energía.

BASES DEL CÁLCULO Y ALCANCE

El factor de emisiones se calcula como un Margen Combinado (CM), que consiste en un promedio ponderado de dos factores, el margen de construcción y el margen de operación.

$$CM = w_{BM} \cdot BM + w_{OM} \cdot OM \quad (9.1)$$

Donde

BM es Margen de Construcción y OM es Margen de Operación.

w_{BM} y w_{OM} son factores de ponderación, en general el valor a adoptar es 0,5.

El Margen de Construcción estima el factor de emisión (FE) de las nuevas plantas que hubiesen sido construidas en lugar del proyecto MDL propuesto, mientras que el Margen de Operación estima el factor de emisiones de las plantas que hubiesen operado en lugar del proyecto MDL propuesto.

Se debe elegir si BM y OM se calcularán ex-ante (como promedio de los tres últimos años disponibles al momento de presentar el proyecto), o ex-post (según la información de cada año en que se produce la generación del proyecto).

CÁLCULO DEL MARGEN DE CONSTRUCCIÓN

La herramienta metodológica prevé dos alternativas para el cálculo de BM:

- FE promedio de las últimas 5 máquinas incorporadas.
- FE promedio de las últimas máquinas incorporadas correspondientes al 20% de la energía total generada en el año.

Se debe adoptar la alternativa que más energía incluya. De acuerdo a los cálculos realizados se debe utilizar la segunda alternativa.

Se identifica el conjunto de unidades que comprende el 20% de la generación de energía eléctrica sin las unidades que se encuentran registradas como proyectos MDL (paso C del Tool).

En el listado de las unidades del margen de construcción, se observa que las unidades Energía del Sur PATATV01 y la Central Hidroeléctrica Caracoles se encuentran registradas como proyectos MDL (Paso D del Tool).

Luego como el listado incluye a unidades con antigüedad mayor a 10 años, se excluyen las unidades de más de 10 años y se incluyen las unidades Energía del Sur PATATV 01 y la Central Hidroeléctrica Caracoles (correspondientes proyectos MDL registrados). Como no se alcanza al 20% de la generación de energía excluyendo las unidades de 10 años e incluyendo las registradas en el MDL, se procede al Paso E del Tool, incluyendo en el conjunto de unidades, las de más de

10 años de antigüedad y las unidades que se encuentran registradas como proyectos MDL.

Para determinar la fecha de construcción se ha establecido el siguiente criterio:

- Si la planta o máquina entró recientemente en el listado de CMMESA, pero de la autorización o de otra información surge que la fecha en que la máquina fue construida y empezó a generar (aunque sea fuera de la red) fue anterior a la tomada por CMMESA, entonces para decidir si se incorporará en el listado se ha tomado la fecha más antigua.

El Margen de Construcción 2011 es:

$$BM=0,416 \text{ [t CO}_2\text{/MWh]}$$

CÁLCULO DEL MARGEN DE OPERACIÓN

En nuestro caso utilizaremos el “método simple” para calcular el margen de operación.

Para el cálculo ex ante se debe tomar el promedio de los tres últimos años y para el cálculo ex post se debe tomar la información del año en que la generación (o el ahorro, o el consumo) se produce.

El margen de operación calculado a través del método simple, se define como el promedio ponderado de las emisiones por unidad de generación de energía de todas las plantas que generan para el sistema, sin incluir las unidades de generación de bajo costo.

De acuerdo con la herramienta metodológica el cálculo del método simple se puede realizar únicamente si la energía generada de bajo costo constituye menos del 50 % de la generación total en la red, para el promedio de los 5 años más recientes.

La ecuación a utilizar es:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_i (FC_{i,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y})}{EG_y} \quad (9.2)$$

Siendo:

$FC_{i,y}$: Cantidad de combustible fósil tipo i consumido en el sistema de electricidad del proyecto en el año y .

$NCV_{i,y}$: Valor calorífico neto (contenido neto de energía) del combustible fósil tipo i en el año y (unidad de masa o volumen).

$EF_{CO_2,i,y}$: Factor de emisión de CO_2 del combustible i en el año y .

EG_y : Electricidad neta generada y entregada a la red por todas las unidades que sirven a la red sin incluir la generación de bajo costo en el año y (MWh).

I: Todos los tipos de combustibles fósiles consumidos en las unidades que sirven a la red en el año y.

Y: Año del proyecto para el cual los datos son seleccionados.

Factores de Emisión:

Combustible	Factores de Emisión	
	Gas Natural (NG)	1,951
Fuel Oil (FO)	3,197	tCO ₂ /t
Gas oil (GO)	3,176	tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Nacional	2,335	tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Importado	2,803	tCO ₂ /t

Tabla 40: Factores de Emisión [tCO₂/t]

Densidad del Gasoil	0,825 t/m ³
---------------------	------------------------

MARGEN DE OPERACIÓN

Consumo de Combustible 2011:

COMBUSTIBLES			
Carbón (ton)	Gasoil (ton)	Fuel oil (ton)	Gas (dam3)
999.005	1.660.765	2.543.904	12.684.027

Tabla 41: Consumo de Combustible Año 2011

Emisiones 2011:

EMISIONES (tCO ₂)				TOTAL
Carbón	Gasoil	Fuel oil	Gas	(ton CO ₂)
2.800.211	5.274.590	8.132.862	24.746.536	40.954.199

Tabla 42: Emisiones Año 2011[ton CO₂]

Emisiones 2009/2010/2011:

	Año 2011	Año 2010	Año 2009
Generación Térmica (MWh)	73.439.392	66.231.292	61.339.111
Importaciones (MWh)	2.411.995	2.351.910	2.040.098
total	75.851.387	68.583.202	63.379.209
Generación Hidráulica (MWh)	39.251.194	40.226.935	40.318.306
Generación Nuclear (MWh)	5.892.364	6.691.638	7.588.703
Emisiones (tCO ₂)	40.954.199	36.572.777	34.432.572

Tabla 43: Emisiones Años 2009/2010/2011

Emisiones calculadas a partir de la ecuación (9.2).

Margen de operación Ex Antes: $OM=0,539$ [t CO₂/Mwh] (promedio de la emisiones de los años 2009/ 2010 y 2011).

Margen de operación Ex Post: $OM=0,540$ [t CO₂/Mwh] correspondiente al año 2011.

CÁLCULO DEL MARGEN COMBINADO

A partir de la ecuación (9.1) realizamos el cálculo del margen combinado tanto ex antes y ex post:

- 1) Cálculo del MC Ex Antes con 0,5 BM y 0,5 OM:

$$CM_{Ex\ Antes}=0,478 \text{ [kg CO}_2\text{/kWh]}$$

- 2) Cálculo del MC Ex Antes con 0,25 BM y 0,75 OM:

$$CM_{Ex\ Antes}=0,508 \text{ [kg CO}_2\text{/kWh]}$$

- 3) Cálculo del MC Ex Post con 0,5 BM y 0,5 OM:

$$CM_{Ex\ Post}=0,478 \text{ [kg CO}_2\text{/kWh]}$$

- 4) Cálculo del MC Ex Post con 0,25 BM y 0,75 OM:

$$CM_{Ex\ Post}=0,509 \text{ [kg CO}_2\text{/kWh]}$$

Finalmente como la energía anual que consumiríamos de la red según la curva de carga anual es de: 173,65 kWh, el ahorro en las emisiones de CO₂ resultaría ser:

$$\underline{\text{Emisiones CO}_2} = \text{Energía Anual} \times \text{CM}$$

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía Consumida mensual [kWh]	15,08	14,11	15,08	14,01	14,02	11,87

Mes	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Diciembre
Energía Consumida mensual [kWh]	15,08	15,08	14,59	15,08	14,59	15,08

Año	2002
Energía Consumida Anual [kWh]	173,65

Tabla 44: Energía Susceptible de ser Consumida

- 1- Emisiones CO₂ con MC Ex Antes 0,5 BM y 0,5 OM:

$E_{CO_2} = 83 \text{ [kg CO}_2\text{]}$

2- Cálculo del MC Ex Antes con 0,25 BM y 0,75 OM:

$E_{CO_2} = 88,21 \text{ [kg CO}_2\text{]}$

3- Cálculo del MC Ex Post con 0,5 BM y 0,5 OM:

$E_{CO_2} = 83 \text{ [kg CO}_2\text{]}$

4- Cálculo del MC Ex Post con 0,25 BM y 0,75 OM:

$E_{CO_2} = 88,38 \text{ [kg CO}_2\text{]}$

Según la IEA (International Energy Agency), las emisiones provocadas por el sistema eólico-solar, teniendo en cuenta las siguientes etapas: transporte del recurso, tratamiento de materiales, fabricación componentes, transporte componentes, construcción de la planta, operación de la planta, deconstrucción, disposición de los residuos; serán:

Energía	Eólica	Solar
Emisiones [gCO ₂ /kWh]	8	132,5

Tabla 45: Emisiones Secundarias

Finalmente, ponderando 50% del total de energía generada para cada fuente de energía (eólica y solar):

Energía	Eólica	Solar	Total [kgCO ₂]
Emisiones[kgCO ₂]	0,69	11,5	12,19

Tabla 46: Emisiones Totales

9.1.5 CONCLUSIÓN

Se puede observar que desde cualquiera de los enfoques, donde se realizaron los análisis de efectos ambientales en el uso del sistema de iluminación eólico-solar; los efectos ambientales son positivos o nulos.

Se calcularon y compararon las emisiones de CO₂ de la red eléctrica con el sistema eólico solar y los resultados muestran un importante ahorro (mayor al 600%) en las emisiones de CO₂ mediante el uso de energías renovables como es el caso de la energía eólica y solar.

Cabe destacar que en el cálculo de emisiones de la red eléctrica no tiene en cuenta algunos factores que si han sido tenidos en cuenta para el cálculo de emisiones de los paneles solares y aerogenerador, como ser transporte de componentes, desmantelamiento de la planta y tratamiento de residuos. Esto incrementaría aún



más las emisiones de CO₂ (de la red) al ambiente, justificando en mayor medida el impacto ambiental positivo que tiene el uso de energías renovables por sobre el uso de energías convencionales.

Por último la energía eólica es “menos contaminante” que la tecnología solar debido a que para la fabricación de los paneles se requiere todavía “demasiada energía”. En cuanto al reciclaje de los mismos, la mayor parte puede ser tratada. Gracias a las innovaciones tecnológicas que se han desarrollado en los últimos años, se puede recuperar hasta el 95% de ciertos materiales semiconductores y el vidrio, así como grandes cantidades de metales ferrosos y no ferrosos utilizados en los módulos.

9.2 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA

El sistema de iluminación eólico-solar en su conjunto, es fácil de mantener. Sin embargo, si sus componentes no tienen el mantenimiento adecuado, tendrá problemas a corto plazo.

Hay tareas de mantenimiento que de no llevarse a cabo podrán conducir simplemente a una reducción del rendimiento del sistema, pero la omisión de otras podrían provocar el deterioro de algunos de los elementos o el acortamiento de su vida útil.

A continuación se presenta el mantenimiento que se le debe realizar a cada uno de los principales componentes del sistema.

1. AEROGENERADOR:

El Furlmatic Rutland 910-3 no requiere mantenimiento programado y su vida útil varía desde 15 a 20 años, período en el cual debe ser reemplazado.

De todas maneras, se debe llevar a cabo una inspección anual para controlar el estado general del sistema.

Antes de la inspección, la turbina debe ser bajada al suelo o atada para evitar que el generador gire. Para detener el generador se deben seguir los siguientes procedimientos:

- 1) Bajar el aerogenerador de su torre al suelo, dejando al mismo sobre una estructura que evite que golpee el suelo. Asegúrese de que todas las personas estén alejadas de la zona. La turbina se frenará. Ate una hoja para el montaje del poste para evitar que gire.
- 2) Si el tubo de cola es accesible de forma segura, utilizando el tubo de cola, gire el generador fuera del viento, la turbina se frenará. Amarre una pala para el montaje poste para evitar que gire.

Mientras que el generador está parado, se deben seguir los siguientes controles de rutina:

- Comprobar que los tornillos de las aspas estén bien ajustados.

- Comprobar que todas las otras tuercas, pernos y tornillos estén bien ajustados.
- Controlar el eje de guiñada para la rotación libre.
- Controlar que el estabilizador vertical se mueva libremente.
- Controlar la estructura de la torre para verificar que se encuentre en buenas condiciones.
- Se puede limpiar la unidad con un detergente suave y enjuagar con agua para eliminar la suciedad y residuos.

2. PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil prolongada, desde 20 a 25 años. El mantenimiento anual básico del panel solar fotovoltaico comprende las acciones siguientes:

- Limpiar sistemáticamente la cubierta frontal de vidrio del panel solar fotovoltaico (se recomienda que el tiempo entre una limpieza y otra se realice teniendo en cuenta el nivel de suciedad ambiental. Para las condiciones de Mar del Plata se aconseja una vez al mes). La limpieza debe efectuarse con agua y un paño suave; de ser necesario, emplee detergente.
- Verificar que no haya terminales flojos ni rotos, que las conexiones estén bien apretadas y que los conductores se hallen en buenas condiciones.
- Verificar que la estructura de soporte esté en buenas condiciones.
- Podar sistemáticamente los árboles que puedan provocar sombra en el panel solar fotovoltaico. No ponga objetos cercanos que puedan dar sombra, como los tanques de agua y las antenas. En el caso de los árboles se debe prever su poda cuando sea necesario.

3. BATERÍAS:

Las baterías que componen el banco, tienen una vida útil de 2,5 años, por lo tanto a se deberá realizar un reemplazo de las mismas en ese período. Además se realizará una vez al año el mantenimiento básico de la batería, el mismo se basa en las siguientes acciones:

- Verificar que el local de ubicación de las baterías de acumulación esté bien ventilado y que las baterías se encuentren protegidas de los rayos solares.
- Limpiar la cubierta superior de la batería y proteja los bornes de conexión con grasa antioxidante para evitar la sulfatación.

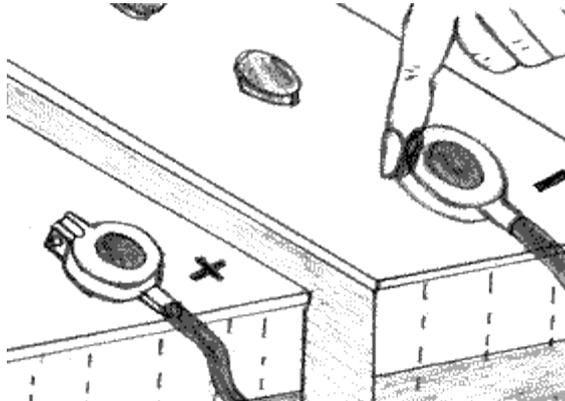


Figura 177: Engrasado para el Mantenimiento de los Terminales de las Baterías

- Verificar que los bornes de conexión estén bien ajustados.
- Verificar que el uso de las baterías sea el adecuado y que su estructura de soporte esté segura y en buen estado.

El fabricante menciona varias recomendaciones para evitar reducir la vida útil de las baterías es su catálogo.

Notas importantes para prolongar la duración de la batería:

Carga:

Empleo Standby: Aplicar tensión de carga constante de 2,275 voltios por celda (o 2,25-2,30 VPC).

Empleo cíclico: Aplicar tensión de carga constante en el 2,40-2,50VPC.

La corriente de inicial de carga debe fijarse a menos de 0,25CA.

Carga completa, por almacenamiento (cada 6 meses): Aplicar una tensión constante de 2,40 voltios por celda, y la corriente de carga inicial debe fijarse en menos de 0,1CA durante 15 a 20 horas.

Descarga:

Detener la operación cuando el voltaje ha alcanzado la tensión mínima admisible.

Recargue inmediatamente.

No opere a 6CA o mayor corriente de forma continua.

Almacenamiento

Siempre guarde la batería completamente cargada.

Si la batería se va a almacenar durante un largo período, aplicar una carga completa cada 6 meses.

Temperatura

Mantener dentro de temperaturas ambiente de -15°C a $+50^{\circ}\text{C}$ tanto para la carga y descarga.

Guarde las baterías en un lugar seco y fresco.

La incorporación de batería en equipos:

Ubicar la batería en un compartimiento bien ventilado.

Evite instalar la batería cerca de los elementos calientes como un transformador.

Ubique el gabinete de la batería en la sección inferior de la carcasa del equipo, o en un bastidor para evitar un aumento de temperatura innecesario de la batería.

Otros:

Evite el corto circuito entre los terminales.

NO exponga a llamas.

Evite colocar las baterías en entornos que pueden causar el contacto directo con la gasolina, diluyente de pintura, orgánico solventes, resinas sintéticas, aceites, etc.

4. POSTE

Verificar anualmente que la estructura se encuentre en buenas condiciones. En caso que sea necesario, realizar un tratamiento con pintura epoxi.

5. LUMINARIAS

Las luminarias prácticamente no requieren mantenimiento y su duración es de 4 años aproximadamente. De todas maneras se deben realizar anualmente las siguientes tareas:

- Limpieza del sistema óptico y cierre (reflector, refractor o difusor).
- Cambio de juntas.

6. REGULADOR DE CARGA

El regulador de carga deberá realizar anualmente las siguientes tareas:

- Mantener el controlador de carga colocado en posición correcta, que el lugar donde se encuentra este limpio, seco y protegido de los rayos solares.
- Chequear el funcionamiento correcto del controlador de carga. Si detecta ruidos anormales, contacte al personal especializado.
- Verificar que las conexiones estén correctas y bien ajustadas.
- Chequear que el fusible de entrada esté en buen estado.

9.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico consistió básicamente en comparar el costo total del sistema diseñado comprando los componentes a distribuidores nacionales, con el costo de un sistema ya armado de similares características comprado en el exterior.



En primer lugar se consultó los precios de los componentes del sistema eólico-solar diseñado en este trabajo a distintos distribuidores nacionales, los mismos son [42]:

Componente	Cantidad	Precio por Unidad \$	Subtotal \$
Aerogenerador Mundo Solar 300 W	1	3072,73	3072,7273
Panel Solar 50Wp Solartec	2	1335,00	2670
Regulador 20 A	3	466,10	1398,3
Soporte para panel 50 Wp	2	148,96	297,92
Batería Yuasa 38 Ah 12 V	5	675,12	3375,6198
Relé programable Zelio (Modelo: SR3B261JD)	1	1817,36	1817,3554
Esmalte Epoxi Albamix 1000 CC *	1	120,21	120,20661
Poste + Brazos para luminarias **	1	2903,25	2903,25
Luminaria Led 36 W	2	1659,96	3319,9174
Gabinete y tablero	1	578,51	578,5124
Fotocontrol	1	45,45	45,454545
Cables	1	479,34	479,33884
Borneras y topes	1	280,99	280,99174
Ferretería (Accesorios para tablero, conectores, tornillos, bulones... etc.)	1	826,45	826,44628
Relé de control de tensión	1	318,18	318,18182
Conjunto de Pulsadores interruptores y contactos	1	454,55	454,54545
Relé KM1 y KM2	2	161,16	322,31405
Relé KM3	1	213,22	213,22314
Zócalos Relé KM1 y KM2	2	31,40	62,809917
Zócalos Relé KM3	1	38,84	38,842975
Bases fusibles 10x38	8	23,14	185,12397
Base fusible NH	1	56,20	56,198347
Fusible F9	1	49,59	49,586777
Fusibles 10x38	8	4,55	36,363636
Contactores KM4, KM4 y KM6	3	185,12	555,3719
Fuente de alimentación externa	1	1859,50	1859,5041
Interruptor Q2	1	64,46	64,46281
Indicador luminoso H1	1	18,18	18,181818
Protección de entrada (Termomagnética)	1	61,98	61,983471
Total			\$ 25.482,73

Tabla 47: Precios de Componentes Según Distribuidores Nacionales



* Costo del esmalte epoxi:

Detalle	Longitud [m]	Área Superficie Exterior [m ² /m]	Subtotal Área [m ²]
Poste Tramo 1	8,5	0,858	7,293
Poste Tramo 2	2,5	0,359	0,8975
Brazo 1 de Luminaria	3	0,189	0,567
Brazo 2 de Luminaria	4	0,189	0,756
Total Área [m2]			9,5135
Rendimiento Esmalte [m ² /L]			20,4
Tota necesario de esmalte X 2 manos [L]			0,93

Tabla 48: Detalle del costo de esmalte epoxi

Finalmente se necesita aproximadamente 1 litro de esmalte para cubrir las superficies del poste y brazos de las luminarias.

** Costo del poste + brazos para luminarias:

Detalle	Longitud [m]	Peso Lineal [kg/m]	Subtotal Peso [kg]
Poste Tramo 1	8,5	52,28	365,96
Poste Tramo 2	2,5	8,23	20,575
Brazo 1 de Luminaria	3	5,55	16,65
Brazo 2 de Luminaria	4	5,55	22,2
Total Peso [kg]			425,38
Costo [US\$/kg]			1,3
Costo Total [USD]			553
Costo Total [\$] (TC: 5,25)			2903,25

Tabla 49: Costo del poste + brazos para luminarias

Cabe aclarar que los precios de los componentes son en Pesos Argentinos sin IVA y la tasa de cambio al día 7/6/2013 es de 5,25.



El valor final será el valor de los componentes sumado al valor de la mano de obra, para esto se estimaron los tiempos de realización de cada una de las tareas involucradas en el proceso de fabricación del sistema y con el costo de la hora-hombre [49].

Tarea	Detalle	Tiempo estimado (h)
Armado Metalúrgico	Corte y conformado de piezas correspondiente a la columna	4
	Soldadura de la columna principal	2
	Corte y conformado de piezas correspondiente a brazos de luminarias	4
	Fabricación de soporte del aerogenerador	4
	Fabricación de soporte de paneles solares	10
	Fabricación de gabinetes eléctricos	20
	Armado	3
	Soldadura general	3
	Total metalúrgico	50
Pintura	Impresión y pintura epoxi	
	Total pintura	4
Armado de Tablero Eléctrico	Armado de tablero (instalación de componentes)	10
	Cableado del tablero	16
	Programación del controlador del sistema	2
	Total tableros	28
Montaje	Cableado general del sistema	3
	Instalación del aerogenerador	2
	Instalación de paneles	2
	Instalación de tableros	5
	Instalación de luminarias	2
	Total Montaje	14
	Tiempo Subtotal (h)	96
	Imprevistos	10
	Tiempo total (h)	106
	Costo de HH (\$)	30,01
	Costo total de mano de obra estimado (\$)	3181,06

Tabla 50: Costo estimado de mano de obra

Finalmente el costo total del sistema ensamblado con productos comprados a distribuidores nacionales asciende a la suma de \$28663,79.



Luego se consultaron los precios de tres sistemas de iluminación híbridos de características similares. Los mismos son de origen Chino debido a que este país es el principal exportador al mundo de este tipo de productos. A continuación detallamos los parámetros técnicos y costos de mismos.

- Primer Sistema:

Datos del proveedor:

Nombre: Tianjin Chenhui Lighting Co., Ltd.

Origen: Tianjin, China.

Tipo de Negocio: Fabricante.

Dirección Web: <http://www.solarstreetlights.com.cn>

Cantidad de pedido mínima: 1



Figura 178: Primer Sistema, Proveedor: Tianjin Chenhui Lighting Co., Ltd.
Datos básicos del sistema:



Specifications:	
Wind mill generator	
Rated power: 200-300W	Quantity of fan blades: 3 pcs
Rated wind speed: 6m/s	Starting speed: 3m/s
Fan diameter: 1.4m	
Solar panel	
High conversion rate: 17%	Polycrystalline silicon panel
Rated power: 100W-200W	Service life: 20 years
Max. current: 3.16A	
Storage battery	
Battery mode: Lead-acid battery with the strength of free maintenance	
Capacity: 12V 120AH x 2pcs	service life: 4-5 years
lighting source: LED 30W/50W	IP rating: 65
Controller mode: Micro-computer intelligent control, with the strength of overcharge and overdischarge prevention. Auto-shift to saving model according to surrounding condition.	
Poles: 8-12m, hot-dipped galvanization treatment and coating-powder.	
Working condition	
Working temperature: -30°~60°	Working time: 8 hours/day
Rainy or overcast: 3 days	
Delivery	
Packing: The poles are wrapped by the nylon strip The other parts are packed in carton box.	
Order lead time: 1 month	Loading Port: Tianjin Port China
Sample lead time: 1 week	

Tabla 51: Especificaciones Técnicas del Primer Sistema Prediseñado

El precio del sistema varía desde \$ 7.209,29 hasta 14.418.57 precios FOB (free on board).

Considerando un 10% de gastos de flete más seguro de envío y un 30% de gastos aduaneros (derechos de importación, tasa de estadística, ingresos brutos) y costos extra como almacenaje en depósito fiscal o terminal de puerto, flete hasta el depósito y honorarios del despachante de aduana entre otros; el costo del sistema asciende aproximadamente desde \$ 10.093 hasta \$ 20.185,99. [43]

Finalmente se estimó el costo e mano de obra para el ensamble del sistema:



Tarea	Detalle	Tiempo estimado de realización de la tarea (h)
Montaje	Cableado general del sistema	3
	Instalación del aerogenerador	2
	Instalación de paneles	2
	Instalación de tableros	5
	Instalación de luminarias	2
	Total Montaje	14
	Tiempo Subtotal (h)	14
	Imprevistos	5
	Tiempo total (h)	19
	Costo de HH (\$)	30,01
	Costo total de mano de obra estimado (\$)	570,19

Tabla 52: Costo estimado de ensamble del sistema importado

El costo final del primer sistema varía desde \$ 10.663,19 hasta \$ 20.756,18.

- Segundo Sistema:

Datos del proveedor:

Nombre: Jiaxing Zhongdian New Energy Co., Ltd.

Origen: Zhejiang, China.

Tipo de Negocio: Fabricante, empresa de comercio.

Dirección Web: <http://www.zdsolarsystem.com>

Cantidad de pedido mínima: 5



Figura 179: Segundo Sistema, Proveedor: Jiaxing Zhongdian New Energy Co., Ltd.

Datos básicos del sistema:

Lámpara LED	40/90pcs CREE LEDs, 24V40/90W
	21/38lux en el suelo
	Temperatura de color: 6500K
Poste	8/10m de alto, acero, con tratamiento galvanizado
Solar panel	80W, Monocrystalino
	Eficiencia en la conversión: 17%
Aerogenerador	400W
Regulador de Carga	24V especial sistemas híbridos
Batería	24V120AH, VRLA ciclo profundo
Tiempo de funcionamiento	8hr/d, 6H plena potencia +2H modo ahorro de energía, 3 días de autonomía. Tiempo de trabajo personalizado.

Tabla 53: Especificaciones Técnicas del Segundo Sistema Prediseñado

El precio del sistema varía desde \$ 6.589,29 hasta 8.290,68 precios FOB (free on board).

Considerando un 10% de gastos de flete más seguro de envío y un 30% de gastos aduaneros (derechos de importación, tasa de estadística, ingresos brutos) y costos extra como almacenaje en depósito fiscal o terminal de puerto, flete hasta el depósito y honorarios del despachante de aduana entre otros; el costo del sistema asciende aproximadamente desde \$ 9225 hasta \$ 11606,95. [44]

Finalmente al último costo se adiciona el costo de mano de obra según la tabla 52 variando el costo final desde \$ 11.233,38 hasta \$ 21.326,37.

- Tercer Sistema:

Datos del proveedor:

Nombre: Shenzhen Effsun Wind Power Co., Ltd.

Origen: Guangdong, China.

Tipo de Negocio: Fabricante.

Dirección Web: <http://www.effsun.com>

Cantidad de pedido mínima: 1



Figura 180: Tercer Sistema, Proveedor: Shenzhen Efsun Wind Power Co., Ltd.

Datos básicos del sistema:

Componente	Modelo y especificación	Cantidad	Observación
Generador de turbina de viento	FD1.4-0.4 300 W	1	Velocidad de arranque baja especializada, alta eficiencia, cuerpo ligero
Panel solar	150Wp	2	Tecnología Monocristalina
Batería	12V150AH	2	Batería VRLA
Lámpara	Lámpara LED 30/80W	1 o 2	Incluye el casquillo de la lámpara
Regulador de Carga	EFH500 12V-15A	1	Soporta el aerogenerador y los paneles solares
Mástil de la luz de calle		1	8/10m
Gabinete de baterías	Caja de acero del cinc de Galvanizado/ plástico	1	

Tabla 54: Especificaciones Técnicas del Tercer Sistema Prediseñado



El precio del sistema varía desde \$ 9883,93 hasta 12436,02 precios FOB (free on board).

Considerando un 10% de gastos de flete más seguro de envío y un 30% de gastos aduaneros (derechos de importación, tasa de estadística, ingresos brutos) y costos extra como almacenaje en depósito fiscal o terminal de puerto, flete hasta el depósito y honorarios del despachante de aduana entre otros; el costo del sistema asciende aproximadamente desde \$ 13837,5 hasta \$17410,42. [45]

Finalmente al último costo se adiciona el de mano de obra según la tabla 52 variando el costo final desde \$ 11.803,57 hasta \$ 21.896,56.

CONCLUSIÓN:

Se puede observar que los tres casos presentados de fabricantes/comerciantes extranjeros (origen Chino los tres) tienen costos menores y sus prestaciones son aún mejores (en la mayoría de los casos) que la del sistema estudiado en este trabajo comprando sus componentes a distribuidores nacionales.

Cabe aclarar que si bien los componentes de los sistemas extranjeros tienen mejores prestaciones, no todos cuentan con garantía y en caso de tenerla sería dificultosa la reposición del componente en falla en caso de existir.

Por último, también se atribuye la diferencia de precio debido a que los distribuidores nacionales compran los componentes en el exterior ya que la mayoría de estos son de fabricación extranjera.

CAPÍTULO 10: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo con los datos investigados para la zona de interés y distintos cálculos realizados, el nivel de radiación solar promedio varió desde un mínimo de 3,55 kWh/m²- día en Junio hasta un máximo 5,42 kWh/m² obteniendo una media anual de 4,67 kWh/m².

Por otro lado los mejores vientos se observaron en los meses entre Julio y Diciembre con producciones energéticas que varían desde 250 hasta 350 wh promedio diarios, mientras que Abril resultó ser el peor mes con velocidad media inferior a 3m/s.

Para realizar el diseño se trabajó con el aerogenerador Rutland previamente instalado en la facultad. El mismo tuvo que ser reparado a la hora de realizar la prueba de laboratorio la cual fue totalmente exitosa obteniendo resultados por encima de los esperados. Las fuentes de generación solar son 2 paneles fotovoltaicos de 50 w_p cada uno, optando por una inclinación de los mismos de 61° apuntados hacia el norte.

El sistema de iluminación utiliza 2 luminarias con lámparas led de 36 w cada y para el almacenamiento de la energía generada se calculó un banco de 5 baterías de 38 Ah del tipo VRLA cada una, utilizando el criterio de poder almacenar toda la energía generada en los meses de peor recurso (Abril, Mayo y Junio).

El diseño final del sistema lo componen dos reguladores de carga de 12 V 15 A, uno para el generador eólico y otro para los paneles solares.

El sistema de iluminación es capaz de regular el encendido de las lámparas con el fin de administrar la energía acumulada en las baterías, gracias a que cuenta con un relé programable marca Zelio.

La utilización de este sistema estimó un ahorro superior al 80% en las emisiones de CO₂ en lugar de utilizar la red eléctrica convencional y el costo de los componentes comprados a distribuidores locales sumados al costo de mano de obra, resultó superior en comparación a un sistema ya diseñado comprado en el exterior del país.

Si bien se calculó en detalle el potencial energético, es posible realizar una buena estimación del mismo si se accede a bases de datos de vientos y radiaciones solares. Las mismas deberán estar basadas en la mayor cantidad de años posibles ya que así se contará con valores buenos, malos y regulares, es decir una fuente de datos más confiable que la utilizada en este trabajo.

Existe una amplia gama de aerogeneradores y paneles solares disponibles en el mercado. Para un sistema del tipo que se diseñó en este trabajo se recomiendan paneles solares como mínimo de 80 Wp y un aerogenerador de 300 a 500 W, en lo posible de eje vertical ya que este emite menor contaminación sonora y principalmente produce menor impacto visual.

El aumento en el costo de determinado tipo y capacidad de baterías se asocia con mejores características como los son una vida útil más larga y poco o ningún mantenimiento, por lo que la elección de las baterías en este tipo de sistemas



representa un compromiso entre costo y características deseables para el sistema de almacenamiento en determinadas circunstancias.

La implementación de sistemas híbridos solar-eólicos constituye una alternativa de gran importancia en el campo de la electrificación rural. Este tipo de sistema brinda la posibilidad de una fuente alternativa de generación eléctrica para suplir la demanda y recargar baterías.

El sistema es fácilmente expandible, pudiendo aumentarse la capacidad de las baterías, así como también se puede hacerse con los generadores. Estas características reflejan las numerosas ventajas de este sistema en lo referente a autonomía y flexibilidad.



BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA

[1] Introducción a las energías renovables.

<http://www.cader.org.ar/global/img/Escenarios-Energeticos-Argentina-2030.pdf>.

Fecha de consulta: Abril 2012

[2] PERMER

<https://www.se.gob.ar/permer/PERMER.html>

Fecha de consulta: Marzo 2012

[3] PERMER

<http://aplicaciones.medioambiente.gov.ar/archivos/web/CAEFCPAN/File/PDF/Liliana%20Aleman.pdf>.

Fecha de consulta: Marzo 2012

[4] Energías renovables en el mundo 2012.

<http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012.pdf>.

Fecha de consulta: Junio 2012

[5] Energías renovables en Argentina.

<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>.

Fecha de consulta: Febrero 2012

[6] Estado del arte. Atlas de Energía Solar de la República Argentina, Hugo Grossi Gallegos- Raúl Righini.

<http://www.gersol.unlu.edu.ar/index.htm>. Marzo 2012

Fecha de consulta:

[7] Potencial eólico en Argentina.

http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=341&Itemid=49.

Fecha de consulta: Mayo 2012

[8] El sol.

<http://es.wikipedia.org/wiki/Sol>.

Fecha de consulta: Agosto 2012

[9] Sistema solar.

<http://centros4.pntic.mec.es/cp.las.vinas/bureta/trabajos/ssolar/>.

Fecha de consulta: Agosto 2012

[10] Relaciones astronómicas sol-tierra.

http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-1_new.pdf.

Fecha de consulta: Julio 2012

[11] Radiación solar terrestre. Radiación solar en una superficie horizontal.

<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-2>.

Fecha de consulta: Julio 2012



[12] Ángulos sol- tierra.

<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/angulos-sol-tierra>.

Fecha de consulta: Abril 2012

[13] Modelos para estimar la radiación solar.

<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-3>.

Fecha de consulta: Abril 2012

[14] Radiación solar incidente en superficies inclinadas.

<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-4>.

Fecha de consulta: Mayo 2012

[15] Cálculo del factor R_b en superficies inclinadas.

http://personales.upv.es/vsoto/index_archivos/FTP/Solar/SCloptimum.pdf.

Fecha de consulta: Mayo 2012

[16] Mediciones directas de la radiación solar.

<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-5>.

Fecha de consulta: Mayo 2012

[17] Reseña histórica de la energía solar.

<http://www.suministrosolar.com/historiadelenergiasolar>.

Fecha de consulta: Marzo 2012

[18] Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica. Manual Teórico y Práctico sobre los Sistemas Fotovoltaicos. Ing. Héctor L. Gasquet.

[19] Efecto fotoeléctrico.

http://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico.

Fecha de consulta: Septiembre 2012

[20] Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada. Carlos Roberto Prado Mora.

<http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb0831t.pdf>.

Fecha de consulta: Enero 2012

[21] Diodos en paneles solares.

<http://www.arquinstal.com.ar/eficiencia/faqrenovables.html#17>.

Fecha de consulta: Febrero 2012

[22] Historia de la energía eólica. Generalidades del viento.

http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica<http://es.wikipedia.org/wiki/Viento>.

Fecha de consulta: Marzo 2012

[23] Energía Eólica. Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones. D. Le: Gouriéres.

[24] Distribución de Weibull (Parámetros)



<http://www.portalciencia.net/meteovie.html>. <http://confiabilidad.net/articulos/calculo-de-los-parametros-de-la-distribucion-de-weibull/>.

Fecha de consulta: Abril 2012

[25] Vientos típicos en Argentina.

<http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b13/eolica1.pdf>.

Fecha de consulta: Mayo 2012

[26] Clasificación de aerogeneradores.

<http://www.monografias.com/trabajos39/aerogeneradores/aerogeneradores2.shtml>.

<http://tipos-de-energia.blogspot.com.ar/2006/02/energa-elica-tipos-de-generadores.html>.

Fecha de consulta: Mayo 2012

[27] Conversión de la luz solar en energía eléctrica: Manual teórico y práctico sobre sistemas fotovoltaicos. Ing. Héctor L. Gasquet.

<http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb0831t.pdf>

Fecha de consulta: Julio 2012

[28] Reseña histórica.

<http://es.wikipedia.org/wiki/Led>.

Fecha de consulta: Agosto 2012

[29] Tipos de led.

http://www.etaplighting.com/uploadedFiles/Downloadable_documentation/documentatie/LED_information/LED%20dossier_ES.pdf.

Fecha de consulta: Agosto 2012

[30] Anatomía del led.

http://www.centralamerica.lighting.philips.com/lightcommunity/trends/led/what_are_leds.wpd

Fecha de consulta: Agosto 2012

[31] Comparación bajo consumo, sodio y led.

<http://www.ison21.es/2009/02/22/%C2%BF-bajo-consumo-vapor-de-sodio-led-por-cual-nos-decidimos/>.

Fecha de consulta: Agosto 2012

[32] Definición índice de reproducción cromática.

http://es.wikipedia.org/wiki/%C3%8Dndice_de_reproducci%C3%B3n_crom%C3%A1tica

Fecha de consulta: Septiembre 2012

[33] Definición temperatura de color.

<http://todoled.blogspot.com.ar/2009/06/temperatura-de-color.html>.

Fecha de consulta: Septiembre 2012

[34] Diferencia entre índice de reproducción cromática y temperatura de color.

<http://www.ofiled.com/led/colores-led>.

Fecha de consulta: Septiembre 2012

[35] Ventajas de la iluminación led.



<http://www.slideshare.net/ledyspa1/todo-sobre-el-led-y-soluciones-para-alumbrado>.

<http://iluminaciontipoled.blogspot.com.ar/>.

Fecha de consulta: Septiembre 2012

[36] Fabricantes de led.

<http://www.pulsolar.com/blog/leds/2-leds-10-cosas-que-hay-que-saber-sobre-los-leds.html>.

Fecha de consulta: Septiembre 2012

[37] Reciclado de paneles solares.

http://es.wikipedia.org/wiki/Panel_solar

Fecha de consulta: Octubre 2012

[38] Leyes y decretos Nacionales.

<http://www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=Normativa&tiponorma=1&idseccion=29&idpais=10&provincia=0&formulario=grupo>

Fecha de consulta: Julio 2012

[39] Protocolo de Kyoto

http://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_clim%C3%A1tico

Fecha de consulta: Julio 2012

[40] Normas IEC en paneles solares.

<http://apsvalencia.com/2010/04/06/certificacion-de-paneles-y-modulos-solares/>

Fecha de consulta: Junio 2012

[41] Cálculo de emisiones de CO₂;

<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2311>

Fecha de consulta: Agosto 2012

[42] Precios de Componentes Según Distribuidores Nacionales

<http://www.mercadolibre.com.ar/>

<http://spanish.alibaba.com/>

Fecha de consulta: Noviembre 2012

[43] Parámetros técnicos de sistema de iluminación híbrida (Primer sistema presentado).

<http://www.solarstreetlights.com.cn>

Fecha de consulta: Noviembre 2012

[44] Parámetros técnicos de sistema de iluminación híbrida (Segundo sistema presentado).

<http://www.zdsolarsystem.com>

Fecha de consulta: Noviembre 2012

[45] Parámetros técnicos de sistema de iluminación híbrida (Tercer sistema presentado).

<http://www.effsun.com>

Fecha de consulta: Noviembre 2012



[46] Aplicación de un dispositivo de adquisición de datos a la evaluación del funcionamiento de pequeños generadores eólicos. Paper ASADES 2009. Murcia, Branda, Garín, Menna.

[47] Fuentes de energía renovables, caracterización del recurso eólico en Mar de la plata- Argentina. Paper ASADES. Menna, Murcia, Branda, Garín, Belliski.

[48] <http://www.gcscomercial.com.ar/index.php?uid=129>

Fecha de consulta: Marzo 2013

[49] http://www.uom.org.ar/documentos_varios/RAMA%2017%202013.pdf

Fecha de consulta: Marzo 2013

[50] Mecánica de Fluidos- Addison Wesley Iberoamericana. Segunda Edición 1992.