ENTRENADOR DE CELDAS FOTOVOLTAICAS

ÁLVARO VILLABONA EDISON PÁEZ BELTRÁN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO – MECÁNICAS ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA BUCARAMANGA 2004

ENTRENADOR DE CELDAS FOTOVOLTAICAS

ÁLVARO VILLABONA EDISON PÁEZ BELTRÁN

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Mecánico

Director OMAR ARMANDO GÉLVEZ AROCHA Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO – MECÁNICAS ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA BUCARAMANGA

2004

DEDICATORIA

A mi tía Clelia Céspedes.

A mi primo Adolfo valencia.

A mis hermanos Gonzalo y Arnulfo.

A la familia Castro Téllez.

Álvaro Villabona

DEDICATORIA

A mi madre Marlene Beltrán por su apoyo incondicional.

Edison Páez Beltrán.

AGRADECIMIENTOS

A Omar Gélvez Arocha, ingeniero mecánico, director del proyecto y amigo, por su respaldo, confianza y colaboración oportuna.

A Luís Castro y Nubia Téllez por confianza y apoyo incondicional, ya que sin ellos no habría sido posible lograr esta importante meta.

A Javier Castro y Oscar Velásquez por su apoyo y colaboración.

A la empresa S.I.A. Ltda. que nos prestó sus inhalaciones para la realización del proyecto.

Álvaro Villabona. Edison Páez Beltrán.

TABLA DE CONTENIDO	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
<u>1. HISTORIA</u>	4
1.1 ELECTRICIDAD FOTOVOLTAICA	6
1.2 EL EFECTO FOTOVOLTAICO	7
1.3 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA	9
1.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	11
<u>1.3.1.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA ESTRUCTURA DEL MATERIAL</u>	13
<u>1.3.1.2 SEGÚN SU CONFIGURACIÓN</u>	14
1.3.1.3 SEGÚN EL MÉTODO DE FABRICACIÓN	15
1.3.2 RESPUESTA ESPECTRAL DE LA CÉLULA DE SI	16
<u>1.4 EL PANEL SOLAR</u>	17
1.4.1 CARACTERÍSTICAS Y TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS	19
<u>1.4.1.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS</u> .	19
1.4.1.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	20
<u>1.4.1.3 INTERCONEXIÓN DE PANELES</u>	28
2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	33
2.1. TECNOLOGÍAS DE FABRICACIÓN DE CELDAS SOLARES	34
2.1.1 TECNOLOGÍAS DE FABRICACIÓN DE CELDAS SOLARES DE SILICIO.	35
2.1.1.1 CELDAS DE SI-sc	35
2.1.1.2 PRODUCCIÓN DE SILICIO	35
2.1.1.3 PRODUCCIÓN DE SI-MONOCRISTALINO	36

2.1.1.4 PRODUCCIÓN DE OBLEAS	37
2.1.1.5 FABRICACIÓN DE CELDAS	38
2.1.1.6 FABRICACIÓN DEL SUBSTRATO Si-mc.	38
2.1.1.7 PELÍCULA ANTIREFLECTORA	39
2.1.1.8 OTRAS CELDAS DE SILICIO	40
2.1.1.9 CELDAS DE SI-sc Y SI-mc.	41
2.1.2 CELDAS DE PELÍCULA DELGADA	41
2.1.2.1 CELDAS DE Si-a	42
2.1.2.2 CELDAS DE CuInSe ₂ (CIS)	45
2.1.2.3 CELDAS DE CdTe (TELURIO DE CADMIO).	47
2.2 OTRAS CELDAS SOLARES	47
2.3 EFICIENCIA	48
2.3.1CELDAS Y MÓDULOS COMERCIALES	52
3. COMPONENTES DE UNA INSTALACION FOTOVOL TAICA	55
3.1 ACUMULADORES O BATERÍAS	56
3.1.2 CARACTERISTICAS DEL ACUMULADOR	57
3.1.2.1 PROFUNDIDAD DE DESCARGA	57
3.1.2.2 CORRIENTE COMO VALOR FRACCIONAL	58
<u>3.1.2.3 VOLTAJE DE SALIDA</u>	59
3.1.2.4 DENSIDAD DEL ELECTROLITO	60
3.1.2.5 NIVEL O ESTADO DE CARGA	61
3.1.2.6 AUTODESCARGA	63

3.1.2.7 EFICIENCIA	63
3.1.2.8 TEMPERATURA	64
3.1.2.9 GASIFICACION	67
3.1.2.10 SULFATACION	68
3.1.2.11 CURVAS DE CARGA-DESCARGA	69
3.1.2.12 ENVEJECIMIENTO	71
<u>3.1.2.13 VIDA UTIL</u>	71
<u>3.1.2.14 CICLOS DE CARGA-DESCARGA DE LA BATERÍA.</u>	73
3.1.2.15 MAXIMO NÚMERO DE CICLOS	74
3.1.3 CLASES DE BATERÍAS	75
3.1.3.1 BATERIA Pb-ACIDO	75
3.1.3.2 BATERIAS SOLARES GELATINOSAS (VRLA)	76
3.1.3.3 BATERIA DE NIQUEL-CADMIO (Ni-Cd)	77
<u>3.1.3.4 POCKET PLATE</u>	77
3.1.3.5 BATERIA DE Ni-Cd: POSIBLES DESVENTAJAS	78
3.1.3.6 ACUMULADOR DE Pb-Sb (PLOMO ANTIMONIO)	80
3.1.3.7 ACUMULADOR DE Pb-Ca (PLOMO- CALCIO)	80
3.1.4 MODELOS DE BATERIAS SOLARES	81
3.1.5 ESPECIFICACIONES	81
3.1.6 RANGO DE FUNCIONAMIENTO	83
3.2 CONVERTIDORES O INVERSORES	84
3.2.1 TIPOS DE INVERSORES	85

3.2.1.1 INVERSORES DE ONDA CUADRADA	86
3.2.1.2 INVERSORES DE ONDA SENOIDAL MODIFICADA	86
3.2.1.3 INVERSORES DE ONDA SENOIDAL PURA	87
3.2.2 PERDIDAS INTERNAS	89
3.2.3 PERDIDAS EN REPOSO	89
3.2.4 PRESENCIA DE ARMONICAS	90
3.2.5 ERROR DE FRECUENCIA	90
3.2.6 CORRIENTE DE ENTRADA AL INVERSOR	90
3.2.7 POTENCIA Y TEMPERATURA AMBIENTE	91
3.2.8 SOBRECARGAS	91
3.2.9 ESPECIFICACIONES	92
3.3 REGULADORES	94
3.3.1 FUNCIONES DEL REGULADOR	94
3.3.2 SELECCIÓN DEL REGULADOR	95
3.3.3 REGULADORES EN SERIE Y EN PARALELO	95
3.3.4 MAXIMA CORRIENTE DE CARGA	95
3.3.5 CARGA RESISTIVA (DUMMY LOAD)	96
3.3.6 DIODO SERIE	97
3.3.7 PROTECCION INTERNA	98
3.3.8 CRITERIOS DE SELECCIÓN	98
3.3.9 VOLTAJE DE FLOTACION	99
3.3.10 MODULACIÓN POR ANCHO DE PULSOS (PWM)	99
3.3.11 CORRIENTE MAXIMA DE TRABAJO	100

3.3.12 SISTEMAS DE ALTA CORRIENTE DE CARGA	100
3.3.13 INTERRUPTOR MECANICO Y DE ESTADO SÓLIDO	101
3.3.14 VOLTAJE MAXIMO DE TRABAJO	102
3.3.15 MAXIMO VOLTAJE DE ENTRADA	102
3.3.16 SITUACIONES ESPECIALES	103
3.4 DIODOS BY-PASS Y DE BLOQUEO	103
4 EL RECURSO SOLAR	105
4.1 IRRADIACION: EL SOL (HORA SOLAR PICO)	108
4.2 DIA SOLAR PROMEDIO	108
4.3 LA TRAYECTORIA SOLAR	109
<u>4.4 DATOS DE INSOLACIÓN</u>	110
<u>4.5 MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN Y EL BRILLO SOLAR.</u>	111
4.5.1 PIRHELIÓMETROS	111
4.5.2 PIRANÓMETROS	111
5 DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.	114
5.1 CRITERIOS DE PARTIDA	115
5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MÉTODO DE DIMENSIONAMIENTO	116
5.3 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD Y DETERMINACIÓN DEL <u>ACUMULADOR</u>	117
5.4 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LOS PANELES	123
5.5 CASO DE VIVIENDA RURAL EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER	132

XI

5.5.1 DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA	132
5.5.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE CÁLCULO.	132
5.5.3 CALCULO DEL SISTEMA PARTIENDO DE LOS EQUIPOS.	133
5.5.4 CORRIENTE PICO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	135
5.5.5 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	136
5.5.6 DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS	137
5.5.7 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR.	138
5.5.8 DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR	138
5.6 SINTESIS DELDIMENSIONAMIENTO	141
5.6.1CARACTERISTICAS DEL ACUMULADOR	141
5.6.2 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA	141
5.6.3 CALCULO DE LA CAPACIDAD Y DETERMINACION DEL ACUMULADOR	142
5.6.4 DISEÑO INTEGRADO DEL SISTEMA PANEL-ACUMULADOR ANEXO 1 "MANUAL DEL ENTRENADOR DE CELDAS FV"	143 147
INTRODUCCIÓN	148
<u>1. PRUEBA Nº 1.</u>	151
2. PRUEBA N° 2	155
<u>3. PRUEBA Nº 3</u>	157
<u>4. PRUEBA Nº 4.</u>	159
ANEXO 2. MARCO TEÓRICO DE LAS PRUEBAS	163
ANEXO 3. EQUIPO ESCOGIDO	175
CONCLUSIONES	178
RECOMENDACIONES	182
BIBLIOGRAFIA	183

+LISTA DE FIGURAS

Figura.1 Curva de ascenso del consumo energético mundial en los últimos 130	1
años	
Figura 2. Duración estimada de las reservas según su consumo actual	2
Figura 3 Contribuciones al efecto invernadero de los diferentes focos	2
productores de CO ₂	
Figura 4 Producción de electricidad en la placa fotovoltaica.	8
Figura 5. Celda fotovoltaica	11
Figura 6. Energía que proporciona la célula de Si en función de la longitud de	16
onda incidente.	
Figura 7. Corte esquemático de un panel.	20
Figura 8. Curva i-v de un panel fotovoltaico.	22
Figura 9. Efecto de la variación de la intensidad radiante sobre la curva i-v	23
Figura 10. Efecto de la variación de la temperatura, intensidad constante	24
Figura 11. Variación de la potencia producida por un panel para tres diferentes	26
irradiaciones.	
Figura 12. Grafica que muestra la variación relativa según la temperatura de la	26
célula	
Figura 13. Analogía de una conexión en serie entre un sistema eléctrico y un	29
<u>hidráulico</u>	
Figura 14. Analogía de una conexión en paralelo entre un sistema eléctrico y	30
un hidráulico	
Figura 15. La conexión de módulos fotovoltaicos	31
Figura16. Conexión de 4 paneles en paralelo, tensión de salida 12V	31
Figura 17. Conexión de 2 grupos en paralelo, cada uno formado en dos paneles	32
<u>en serie</u>	

Figura 18. Conexión de 9 paneles en serie, tensión de salida 120 V	32
Figura 19. Principales componentes de un sistema solar fotovoltaico	33
Figura 20. Diagrama de la producción de celdas de silicio	38
Figura 21. Estructura de una celda pin.	43
Figura 22. Sección de una celda multijuntura	45
Figura 23. Estructura de una celda solar CGIS.	46
Figura 24. Estructura de la celda CdTe.	47
Figura 25. Componentes de un sistema DC.	54
Figura 26. Componentes de un sistema AC	54
Figura 27. Capacidad de descarga de una batería.	56
Figura 28. Tensión y gravedad específica (SG) en baterías de plomo-ácido vs.	59
descarga.	
Figura 29. Carga de las baterías BP-serie P.	61
Figura 30. Compensación de tensión de carga por efecto de temperatura	63
Figura 31. Variación en el voltaje de una batería de pb-acido de 12v. a 25°C	69
Figura 32- Variación en el voltaje de una batería de pb-acido de 12v a 1°C	69
Figura 33. Batería de 6V-217Ah y batería de 6V-350Ah	74
Figura 34. Batería Cargada	75
Figura 35- Batería Descargada.	75
Figura 36- Batería de Ni-Cd con Placas de Bolsillo	78
Figura 37. Curva i-y del módulo BP 250/1	83
Figura. 38 Diferentes tipos de ondas	84
Figura 39. Ondas de corriente alterna producidas por los distintos tipos de	88
<u>convertidores</u> .	
Figura 40 Regulador Paralelo con Resistencia Disipadora)	95
Figura 41 Regulador en Paralelo o Shunt (con MOS-FET)	96
Figura 42 Regulador en serie.	97
Figura 43- División de la Corriente de Carga	100
Figura 44. Instalación de diodos by-pass en un sistema Fotovoltaico	103
Figura 45. Instalación de un diodo de bloqueo en un arreglo de varios módulos	103

en serie.	
Figura 46. Espectro de la radiación solar	105
Figura 47. Fracción de energía solar contenida en la parte del espectro de	106
<u>longitud de onda > λ.</u>	
Figura 48. Irradiancia y horas solares pico (insolación) durante un día soleado	108
Figura 49. Movimiento aparente del sol en función de la hora del día y la	109
época del año	
Figura 50. Coeficientes que afectan la capacidad del acumulador	140
Figura 51. Coeficientes que afectan el sistema.	141
Figura 52. Diagrama de flujo para el dimensionado del panel y el acumulador.	143
Figura 53. Distribución de las diferentes fracciones de energía en el sistema	144
Figura A1.1 Identificación de cargas	149
Figura A1.2 Esquema eléctrico del entrenador	150
Figura A1.3 Disco diferencial	152
Figura A1.4 Multimetro	153
Figura A1.5 Piranómetro	153
Figura A1.6 Batería duncan 65 a-h	161
Figura A2.1 Esquema eléctrico de un sistema solar fotovoltaico.	163
Figura A2.2 Punto P de funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico	166
Figura A2.3 Variación del punto de trabajo del sistema fotovoltaico según	167
varía la iluminación	
Figura A2.4 Funcionamiento del sistema con corriente nula de batería.	169
Figura A2.5 Variación del punto de trabajo según varía el nivel de	171
iluminación.	
Figura A2.6 Situación de la curva de respuesta del panel solar, de carga Ic es	172
dada por la batería.	
Figura A2.7 Curva de trabajo del sistema solar FV a lo largo de un día	174

LISTA CUADROS

Cuadro 1. Cuadro comparativo de eficiencias de diferentes tipos de celdas	48
Cuadro 2. Eficiencias de diferentes tipos de celdas de silicio. (1999/2000).	49
Cuadro 3. Eficiencia de diferentes tipos de celdas de película delgada	50
Cuadro 4. Eficiencias con tecnología de película delgada con la mayor área	51
posible	
Cuadro 5. Eficiencias de otros tipos de celdas	52
Cuadro 6. Comparación entre diferentes módulos comerciales con potencias	53
entre 40 y 80 W	
Cuadro 7. Descargas máximas recomendadas	57
Cuadro 8. Punto de Congelación de una Batería de Pb-ácido	64
Cuadro 9. Reducción de la vida útil según la temperatura	65
Cuadro 10. Variación de la Capacidad con la Temperatura	65
Cuadro 11. PD y Número de ciclos para dos Baterías Solares	73
Cuadro 12. Necesidad de emplear baterías	81
Cuadro 13. Características de diferentes baterías	8
Cuadro 14. Características de los piranómetros	111
Cuadro 15. Radiación solar en las principales ciudades del país	112
Cuadro. 16. Coeficientes de pérdidas.	142

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Potencia y tiempos mínimos para instalaciones fotovoltaicas de	131
iluminación de viviendas aisladas	
Tabla 2. Potencia media de algunos aparatos de corriente continua	132
<u>Tabla 3. Datos de la carga DC</u>	132
Tabla 4. Datos de carga AC	133
Tabla 5. Datos generales	133
Tabla A1.1 Datos básicos	149
Tabla A1.2. Aumento gradual de carga	150

RESUMEN

TÍTULO: ENTRENADOR DE CELDAS FOTOVOLTAICAS^{*}

AUTORES: VILLABONA, Álvaro y PÁEZ BELTRÁN, Edison **

PALABRAS CLAVES: Energía solar, efecto fotovoltaico, panel solar.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo de este Proyecto es dotar a la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad Industrial de Santander de un módulo de energía solar para ser utilizado en la asignatura Transferencia de Calor Aplicada, titulado "Entrenador de celdas fotovoltaicas".

El Entrenador de Celdas Fotovoltaicas, es un banco de pruebas para realizar un análisis completo de los diferentes componentes que hacen parte de un sistema solar fotovoltaico, bajo diferentes condiciones de radiación. Su selección se llevó a cabo en base a un previo estudio de las características de funcionamiento tanto del panel, el regulador, el inversor y así como de la batería. Por medio de este Proyecto se busca incentivar el conocimiento dentro de los estudiantes de esta fuente alternativa de generación de electricidad.

El resultado obtenido fue la construcción de un banco de pruebas de fácil manejo sin riesgo de accidentes, por medio del cual se pueden realizar cuatro pruebas básicas que nos permiten analizar el funcionamiento completo de un sistema solar fotovoltaico bajo condiciones de trabajo. A través de estas pruebas podemos hallar las características como son potencia máxima, corriente y voltaje pico así como también la eficiencia. Todo esto sirve para un correcto diseño y selección de sistema solar fotovoltaico.

Trabajo de Grado.

^{**} Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Omar Gelvez.

ABSTRACT

TITLE: TRAINER OF PHOTOVOLTAIC CELLS^{*}

AUTHORS: VILLABONA, Álvaro y PÁEZ BELTRÁN, Edison **

KEY WORDS: Solar energy, photovoltaic effect, solar panel.

DESCRIPTION:

The objective of this Project is to endow to the School of Mechanical Engineering of the Industrial University of Santander of a module of solar energy to be used in the subject Applied Transfer of Heat, titled "Trainer of photovoltaic cells."

The Trainer of Photovoltaic Cells, is a bank of tests to carry out a complete analysis of the different components that make part of a photovoltaic solar system, lower different radiation conditions. Their selection was carried out based on a previous study of the characteristics of so much operation of the panel, the regulator, the investor and as well as of the battery. By means of this Project it is looked for to motivate the knowledge inside the students of this alternative source of electricity generation.

The obtained result was the construction of a bank of tests of easy handling without risk of accidents, by means of which it can be carried out four basic tests that allow us to analyze the complete operation of a photovoltaic solar system under work conditions. Through these tests we can find the characteristics as they are maximum power, current and voltage pick as well as the efficiency. All this is good for a correct design and selection of photovoltaic solar system.

^{*} Work of Grade.

^{**} Faculty of Sciences Physique Mechanics. School of Mechanical Engineering. Omar Gelvez.

INTRODUCCIÓN

Toda la historia de nuestra civilización desde el hombre primitivo hasta nuestros días, se ha caracterizado por un esfuerzo permanente de dominar y utilizar las diversas formas de energía.

El esquema actual de energía, se caracteriza por una creciente demanda de energía, destinada a satisfacer requerimientos de consumos domésticos, comerciales, industriales y de transporte. Las tecnologías utilizadas en los procesos de suministros, uso y consumo de la energía tienen gran ineficiencia de conversión energética y una producción de residuos que culminan con un impacto negativo al medio ambiente. El problema de los efectos de la conversión energética es una conjunción de aspectos técnicos, económicos y políticos de Gobierno.

A partir de 1940 el consumo energético aumenta drásticamente (fig. 1).



Las reservas de combustible fósil serán solo suficientes para aproximadamente 80-90 años a una tasa de crecimiento anual de la demanda mundial de 2,2%. En lo que se refiere al petróleo, gas natural, carbón y uranio (fig. 2).



Figura 2. Duración estimada de las reservas según su consumo actual

La magnitud de la energía consumida por un país es un indicador del nivel de vida de sus habitantes y

además del valor de su PIB, hoy en día, un país subdesarrollado utiliza en promedio 0,5 KW por persona y un país desarrollado de 5 a 10 KW.

Las emisiones de dióxido de carbono, son uno de los principales focos generadores del efecto invernadero; estas emisiones son causadas en su mayoría por el consumo de combustible fósiles, claro que también hay que tener en cuenta otros focos como son, la deforestación, las emisiones de metano ocurridas en procesos naturales y pérdidas en líneas de bombeo, las emisiones de CFC's (clorofurocarbonos) y otros, (fig. 3)



Fig. 3 Contribuciones al efecto invernadero de los diferentes focos de CO₂

Para enfrentar estos problemas se consideran las siguientes alternativas:

-Explotar las fuentes energéticas renovables.

-Desarrollar métodos más eficientes de conversión energética, cultura energética, incentivos financieros por el uso eficiente de la energía.

Para lograr esto es necesario un apoyo adecuado del estado y una sociedad comprometida, se debe dar paso a un nuevo sistema económico que ubique los diferentes escenarios científicos y tecnológicos de una manera acorde y equilibrada entre las actividades productivas, las necesidades sociales y la naturaleza, para llegar así a una sociedad más equitativa, más culta y ambientalmente sostenible.

Una de las alternativas más promisorias son las Celdas Fotovoltaicas, que se vislumbran como una de las tecnologías que puede enfrentar este reto; es una tecnología limpia, eficiente, silenciosa, muy versátil, inagotable a escala humana.

Sin embargo existen algunos problemas a la hora de su aprovechamiento: la energía llega a la tierra en forma dispersa y semialeatoria, estando sometida a los ciclos díanoche y estacionales invierno-verano.

Quienes controlan las fuentes contaminantes ven en las renovables un peligroso enemigo comercial: el usuario dejaría de depender de un poder concentrado, utilizaría recursos gratuitos y se concienciaría de lo imprescindible que resulta preservar el ambiente natural.

Actualmente la tecnología esta óptimamente desarrollada, falta voluntad política y visión de futuro por parte de las grandes empresas y gobiernos, para que se pueda producir y comercializar a gran escala con precios asequibles.

Su desarrollo empezó en el año 1839 cuando Becquerel descubrió que si se ilumina uno de dos electrodos sumergidos en un electrolito, aparece una diferencia de potencial.

En 1876, mientras Adams y Day se hallaban experimentando con la conductividad de unas varillas de selenio amorfo embebidas en hierro, descubrieron que se creaba una diferencia de potencial cuando sus aparatos eran iluminados.

Por otra parte, en el año 1873, W. Smith observó una variación de la capacidad de conducción del selenio por efecto de la luz. A partir de ese descubrimiento, denominado efecto fotoconductivo, Siemens construyó un fotómetro

En 1887, investigando la descarga eléctrica entre dos electrodos usada como fuente de ondas electromagnéticas, Hertz descubrió el efecto fotoeléctrico externo o fotoemisión, observando que la intensidad de la descarga aumentaba si radiaba el electrodo positivo con luz ultravioleta, lo que sugirió que las superficies iluminadas emitían más electrones.

Por su parte, en el año 1900 Planck desarrolló la teoría cuántica, que le permitió a Einstein explicar la fotoemisión en 1905.

La explicación del efecto fotoeléctrico externo permitió también explicar el efecto fotoconductivo y el efecto fotovoltaico. En 1920 Gudden y Pohl indicaron que en el efecto fotoconductivo, los electrones excitados permanecen dentro del metal, ocupando las órbitas externas de los átomos y gozando de mayor libertad, provocándose así un aumento en la capacidad de conducción. Por su parte, en el efecto fotovoltaico los electrones son desplazados a través de una barrera en el sólido, produciéndose así una diferencia de potencial.

Los fotoelementos de selenio se fabricaron en la década de 1940, alcanzando un rendimiento del 1%. En el año 1948 se produjo un notable avance con el invento del transistor de germanio y posteriormente el de silicio, que resulta menos sensible a los cambios de temperatura.

Finalmente en el año 1954 Chapin, Fueller y Perarson desarrollaron, para la compañía Bell Telephone, en Nueva Jersey, la primera célula solar que convertía la luz solar en electricidad, conocida como CZCHRALSKY.

En 1956 Loferski publicó tablas de rendimiento de conversión fotovoltaica para materiales semiconductores y a principios de los años setenta se obtuvieron en laboratorio rendimientos del 20% trabajando con células monocristalinas de arseniuro de galio (GaAs). Ya, en 1.958, las células solares no tuvieron que esperar mucho tiempo para ser usadas, ya que se lanza al espacio el VANGUARD I, el primer satélite que transforma las radiaciones solares en energía eléctrica.

La comercialización de las células solares fotovoltaicas comenzó con las de silicio monocristalino, que aun ocupan el primer lugar en el mercado; más tarde aparecieron las compuestas por material policristalino, de fabricación más económica, aunque de menores rendimientos, que presentan la ventaja adicional de poder ser fabricadas en forma cuadrada y así aprovechar mejor el área rectangular disponible de un panel.

A comienzos de los años noventa se han comercializado células de silicio amorfo (Sia), extendiendo su uso para dispositivos de muy baja potencia, como calculadoras, relojes, radios portátiles, etc.; también aparecieron tecnologías más sofisticadas, como las películas delgadas de semiconductores, o las combinaciones de diversos semiconductores, a fin de optimizar la respuesta a la acción de la luz solar.

Los avances tecnológicos más recientes estuvieron orientados a reducir los costos de las celdas mediante el uso de distintos materiales como el silicio monocristalino, policristalino o amorfo, el arseniuro de galio y muchos otros; y mediante la reducción del volumen de material necesario, utilizando celdas de capa delgada (0,02 mm - 50 milimicras); que como son muy elásticas pueden ser enrolladas o plegadas.

En la época actual, la industria de la energía solar fotovoltaica se muestra consolidada en el mercado internacional, lo cual es apreciable por los cientos de fabricantes y distribuidores que en la actualidad ofrecen sus productos en Internet.

1.1 ELECTRICIDAD FOTOVOLTAICA

El átomo está formado por dos partes: el núcleo, dotado de una carga eléctrica positiva y los electrones, con carga eléctrica negativa, lo que hace eléctricamente neutro. Los electrones más externos se conocen como electrones de valencia.

Los semiconductores son utilizados en la fabricación de las celdas solares porque la energía que liga a los electrones de valencia al núcleo es similar a la energía que poseen los fotones que constituyen a la luz solar. Por lo tanto, cuando la luz solar incide sobre el semiconductor (generalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el material. Por cada electrón que se libera, aparece un "hueco". Dichos huecos se comportan como partículas con carga positiva (+). Estos portadores fotogenerados son forzados a separarse por medio de un campo eléctrico interno, construido para ese fin, que obliga a los electrones a acumularse en una superficie del dispositivo, y a los huecos, en la otra superficie.

La acumulación de cargas en las superficies del dispositivo da como resultado un voltaje eléctrico medible externamente. Este voltaje es fotogenerado mediante el efecto fotovoltaico. Si se establece un circuito eléctrico externo entre las dos superficies, los electrones acumulados fluirán a través de él regresando a su posición inicial. Este flujo de electrones forma lo que se llama una corriente fotogenerada o fotovoltaica.

1.2 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

Existen ciertos materiales que al absorber un determinado tipo de radiación electromagnética generan en su interior pares de cargas positivas y negativas. Si la radiación electromagnética es la solar y el material es un semiconductor tal como el silicio (Si), los pares de carga son electrones (e-) y huecos (h+) que una vez producidos se mueven aleatoriamente en el volumen del sólido. Si no hay ningún condicionante externo ni interno, las cargas de signos opuestos se recombinan neutralizándose mutuamente. Por el contrario, si mediante algún procedimiento se crea en el interior del material un campo eléctrico permanente, las cargas positivas y negativas serán separadas por él. La clave para producir una corriente eléctrica útil está en lograr extraer los electrones liberados fuera del material antes de que estos vuelvan a recombinarse con los huecos (lugares vacíos que dejan los electrones)

Esto se puede lograr introduciendo en el material semiconductor elementos químicos para producir un exceso de electrones y de huecos. Estos elementos, se denominan dopantes y el proceso de su incorporación al semiconductor se llama dopado.

Para dopar el silicio por lo general se hace con boro, que tiene un electrón de enlace menos que el silicio, así cada átomo de boro se enlaza con solo tres átomos de silicio, dejando un hueco en el lugar donde existía el cuarto electrón de enlace. La estructura así creada se denomina semiconductor de tipo P.

Para formar el semiconductor tipo N se debe dopar el silicio con fósforo que tiene un electrón de enlace más, que al combinarse con el silicio deja un electrón libre.

En ambos casos la carga eléctrica neta del cristal sigue siendo rigurosamente cero, ya que cada átomo tiene igual número de protones que de electrones, equilibrándose sus cargas.

Esta operación conduce al establecimiento de una diferencia de potencial entre dos zonas del material que, si son conectados entre sí mediante un circuito externo al mismo tiempo que la radiación electromagnética incide sobre el material, darán origen a una corriente eléctrica que recorrerá el circuito externo. Este fenómeno se conoce como efecto fotovoltaico y es el fundamento en el que se basan las celdas fotovoltaicas. El campo eléctrico interno local se crea siempre que se ponen en contacto un semiconductor tipo N y otro tipo P, es decir, donde existe una unión P-N.

En estas condiciones, si incide luz y los fotones comunican energía a los electrones del semiconductor, algunos de estos electrones pueden atravesar la barrera de potencial, siendo expulsados fuera del semiconductor a través de un circuito exterior produciéndose una corriente eléctrica. Los electrones, tras recorrer el circuito externo, vuelven a entrar en el semiconductor por la cara opuesta (fig. 4)



Fig. 4 Producción de electricidad en la placa fotovoltaica.

La producción de electricidad por medio del efecto fotovoltaico depende de la frecuencia de la luz incidente. Esta dependencia se mide por medio de un parámetro llamado respuesta espectral, que indica la eficiencia de conversión de energía luminosa en energía eléctrica, en una célula típica de silicio monocristalina dicha eficiencia de conversión solo es significativa para longitudes de onda comprendidas entre 350 y 1100 nanómetros, con un máximo al rededor de los 800 nanómetros.

1.3 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Las celdas solares son dispositivos semiconductores que transforman la radiación solar directamente en energía eléctrica. Las celdas fotovoltaicas modernas están formadas generalmente por una juntura semiconductora P-N de silicio de gran superficie y reducido espesor (típico: 0,3 mm), similar a la utilizada en los diodos de estado sólido.

En la transición entre las capas P y N (capas con dopaje positivo y negativo respectivamente) se forma por difusión una capa límite en la que se establece una barrera de potencial. Para lograr un buen rendimiento energético, la capa límite deberá encontrarse lo más cerca posible de la superficie expuesta a la luz.

La celda se completa mediante contactos en las capas P y N, de reducida resistencia eléctrica para no provocar caídas de tensión adicionales

Las células se interconectan en serie, para que los electrones expulsados de una sean recogidos por la siguiente, comunicándoles energía adicional, a fin de lograr una diferencia de potencial para el circuito exterior que sea adecuada a efectos prácticos, normalmente entre 6 y 24 volts.

Al incidir la luz sobre la juntura, el efecto fotovoltaico produce un desplazamiento de portadores que da lugar a una diferencia de potencial aprovechable de alrededor de 0,5 V entre los electrodos a circuito abierto.

Si una de las celdas conectadas en serie queda oscurecida, aunque sea parcialmente, de forma que sólo recibe una parte de la energía solar que llega a las que la rodean, sólo podrá generar una corriente limitada. Si la carga aplicada al panel solar es tal que demanda una corriente superior a dicha corriente limitada, la celda afectada funcionará en sentido inverso, lo que provoca su calentamiento y acarrea un riesgo de ruptura.

Para solucionar este inconveniente, se limita la tensión inversa máxima que puede producirse añadiendo diodos en paralelo, situados habitualmente en la caja de conexiones, para proteger a las celdas del sobrecalentamiento debido a sombras parciales en la superficie del panel.

Análogamente, si una de las celdas conectadas en paralelo queda oscurecida, aunque sea parcialmente, de forma que sólo recibe una parte de la energía solar que llega a las que la rodean, sólo podrá generar una tensión limitada, menor a las restantes en paralelo. Entonces la celda afectada funcionará como receptor si la tensión de funcionamiento se hace superior a la suya a circuito abierto; lo que también provoca su calentamiento y acarrea un riesgo de ruptura.

Para solucionar este inconveniente, se añaden diodos anti-retorno, situados habitualmente en la caja de conexiones, para proteger a las celdas del sobrecalentamiento debido a sombras parciales en la superficie del panel.

La celda cuenta con dos terminales que se conectan a un circuito externo para extraer la corriente eléctrica producida. La cara de la oblea expuesta a la luz, posee un enrejado metálico muy fino (plata y/o aluminio), el cual colecta los electrones fotogenerados (fig. 5). Esta capa corresponde a la terminal negativa. Sobre este enrejado está conectado uno de los conductores del circuito exterior. La otra cara cuenta con una capa metálica, usualmente de aluminio. Esta corresponde a la terminal positiva ya que en ella se acumulan las cargas positivas. Sobre esta capa está conectado el otro conductor del circuito exterior. También la celda esta cubierta con una película delgada antireflejante para disminuir las pérdidas por reflexión.



Figura 5. Celda fotovoltaica

1.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

El tipo de célula más común, y también el primero que se produjo industrialmente, es el formado por el silicio puro monocristalino.

Hacia principios de la década de los noventa las tecnologías en la fabricación de materiales se basaron en el diseño conocido como de película delgada, que se diferencia de los anteriores, ya que no produce células individuales, sino una finísima capa de solamente uno o dos micrómetros de espesor de material semiconductor que se deposita sobre un sustrato apropiado, formándose un módulo continuo que no requiere interconexiones interiores.

Las células fotovoltaicas se pueden clasificar en varios grupos según las características de del material, según su configuración y según el método de fabricación:

a) Según la estructura del material:

- Células monocristalinas
- Células policristalinas
- Células amorfas

b) Según su configuración:

- Células monofaciales
- Células bifaciales
- Células multijuntura o stacks
- Células de película delgada

c) Según el método de fabricación:

- Método CZ o Czichaisky
- Método FZ (Floating Zone)
- Método EFG (Edge-defined Film-red Growth)
- Método DW (Dendrictic Web)

1.3. 1.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA ESTRUCTURA DEL MATERIAL:

- Silicio Monocristalino: Las celdas están hechas de un solo cristal de silicio de muy alta pureza. La eficiencia de estos módulos ha llegado hasta el 17%. Los módulos con estas celdas son los más maduros del mercado, proporcionando con esto confiabilidad en el dispositivo de tal manera que algunos fabricantes los garantizan hasta por 25 años. Vea también 2.1.1.9.
- Silicio Policristalino: Su nombre indica que estas celdas están formadas por varios cristales de silicio. Esta tecnología fue desarrollada buscando disminuir los costos de fabricación. Dichas celdas presentan eficiencias de conversión un poco inferiores a las monocristalinas pero se ha encontrado que pueden obtenerse hasta un orden de 15%. La garantía del producto puede ser hasta por 20 años dependiendo del fabricante. Vea también 2.1.1.9.
- Silicio Amorfo: La palabra amorfo significa carencia de estructura. La estructura cristalina de estas celdas no tiene un patrón ordenado característico del silicio cristalino. La tecnología de estos módulos ha estado cambiando aceleradamente en los últimos años. En la actualidad su eficiencia ha subido hasta establecerse en el rango de 5 a 10% y promete incrementarse. La garantía del producto puede ser hasta por 10 años dependiendo del fabricante. Vea también 2.1.2.

1.3.1.2 SEGÚN SU CONFIGURACIÓN:

- Células monofaciales: En este tipo de celda la absorción de la radiación se tiene lugar por una sola de las caras. Las hay monocristalinas, policristalinas, de estructura amorfa.
- Células bifaciales: Estas candas tienen la capacidad de absorber la radiación por ambos lados o caras aumentando de esta forma su rendimientito, también las hay monocristalinas, policristalinas, de estructura amorfa y de película delgada.
- Células multijuntura o stacks: Las celdas multijuntura (celdas tandem) se construyen superponiendo diferentes junturas con diferentes bandas para aprovechar diferentes partes del espectro solar. Una celda tandem con GaAs como celda superior y GaSb (antimonio de galio) como celda inferior alcanza, bajo una concentración de 100 soles, una eficiencia de hasta 34,2%.El método de deposición de las películas semiconductoras es el conocido como CVD (*Chemícal Vapour Deposítíon*). Se emplea silano SiH₄, el cual en la descarga se ioniza como SiH₃ y se deposita sobre el substrato formando una película de Si-a hidrogenado con un contenido de 10% de hidrógeno; esta es una película semiconductora intrínseca. Si se adiciona diborina (B₂H₆) o fosfina (PH₃) al silano se producen películas dopadas p y n.
- Células de película delgada: Se de las anteriores ya que no de producen en células individuales (que posteriormente han de ser para obtener el voltaje adecuado para las diferentes aplicaciones), sino una finísima capa de solamente 1 ó 2 µm de espesor de material semiconductor que se deposita sobre un sustrato adecuado, formándose un módulo continuo que no requiere interconexiones interiores, vea el numeral 2.1.2.

1.3.1.3 SEGÚN EL MÉTODO DE FABRICACIÓN

- Método CZ o Czichaisky : En el método CZ (método de crecimiento de *Czichralsky*) una semilla se pone en contacto con el silicio fundido y luego es retirada lentamente. Con este método se obtienen lingotes cilíndricos de Simonocristalino de diámetros entre cuatro y seis pulgadas, a una velocidad de 10 cm. /hora y de longitud del orden de decenas de centímetros.
- Método FZ (Floating Zone): El método FZ (*Floating Zone*) produce silicio monocristalino más puro que el método CZ debido a que en este método el silicio no se contamina en el crisol. En el método FZ, se coloca la barra de Sipolicristalino sobre una semilla. Una bobina induce un campo eléctrico, calentando la barra y fundiendo la interfase entre la semilla y el material. A medida que se desplaza la bobina alejándose de la semilla, el silicio se solidifica con la misma estructura de la semilla. El silicio fundido se sostiene entre las dos barras gracias a la tensión superficial.
- Método EFG (Edge-defined Film-red Growth): En el método EFG (*Edge-defined Film-red Growth*), se produce una cinta de silicio cuando este se solidifica al fluir por entre unos bordes estrechos.
- Método DW (Dendrictic Web): En este método, dos semillas en forma de alambre se sumergen en silicio fundido. Al extraer las semillas, se produce entre ellas una película de silicio líquido que solidifica en la forma de una placa (oblea) con la estructura cristalina de las semillas. Este método produce celdas de alta calidad de mayor eficiencia que cualquier otro método de crecimiento preformado.

1.3.2 RESPUESTA ESPECTRAL DE LA CÉLULA DE SI

La energía necesaria para crear un par electrón-hueco en Si es $\approx 1,12$ eV (anchura de la *banda prohibida* o «bandgap» del semiconductor) y sólo los fotones solares de energía igualo superior a ese valor (equivalente a una longitud de onda de 1,1 µm) son absorbidos por el material. El Si es transparente a radiaciones de longitudes de onda mayores que la citada, lo cual implica que una fracción importante de la radiación solar que recibimos ($\approx 40\%$) no es útil para producir el efecto FV en ese semiconductor. Por otra parte, si los fotones son de elevada energía (correspondientes, por ejemplo, a la radiación violeta y ultravioleta) son fuertemente absorbidos en la superficie del silicio.

De acuerdo con estas consideraciones, se comprueba que la respuesta óptica de la célula solar de Si (figura 6) se extiende desde longitudes de onda de $\approx 0,4$ a 1,1 µm con un máximo alrededor de 0,8-0,9 µm aunque la posición de este pico es función de la profundidad de la unión p-n.



Figura 6. Energía que proporciona la célula de Si en función de la longitud de onda incidente. Esta curva es denominada respuesta espectral de la célula que en la figura se compara con el espectro de la radiación solar

De hecho, las células solares que se fabrican para uso interior, en lugares iluminados por lámparas incandescentes, tienen la unión más profunda que las células convencionales para aplicaciones solares

1.4 EL PANEL SOLAR

Los paneles solares están formados por una gran cantidad de celdas fotovoltaicas conectadas en serie-paralelo para aumentar la tensión y la corriente que pueden entregar, encapsuladas con polímeros resistentes a la radiación ultravioleta y montadas tras una superficie de vidrio especial que brinda protección contra la polución ambiental y contra los cambios bruscos del clima (heladas, lluvias, granizo, etcétera). Generalmente, la cara posterior de los módulos está construida con un material de reconocida resistencia a las condiciones climáticas mas adversas, como por ejemplo aluminio anodizado, y se sella con silicona para trabajar adecuadamente a la intemperie.

Una célula suelta es capaz de proporcionar una tensión de algunas décimas de voltio (típicamente alrededor de medio voltio para las células de silicio) y una potencia máxima de uno o dos W. Es preciso conectar entre sí en serie un determinado número de células para producir las tensiones de 6, 12 o 24 aceptadas en la mayor parte de las aplicaciones.

Si una de las celdas conectadas en serie queda oscurecida, aunque sea parcialmente, de forma que sólo recibe una parte de la energía solar que llega a las que la rodean, sólo podrá generar una corriente limitada. Si la carga aplicada al panel solar es tal que demanda una corriente superior a dicha corriente limitada, la celda afectada funcionará en sentido inverso, lo que provoca su calentamiento y acarrea un riesgo de ruptura.

Para solucionar este inconveniente, se limita la tensión inversa máxima que puede producirse añadiendo diodos en paralelo, situados habitualmente en la caja de conexiones, para proteger a las celdas del sobrecalentamiento debido a sombras parciales en la superficie del panel.

Análogamente, si una de las celdas conectadas en paralelo queda oscurecida, aunque sea parcialmente, de forma que sólo recibe una parte de la energía solar que llega a las que la rodean, sólo podrá generar una tensión limitada, menor a las restantes en paralelo. Entonces la celda afectada funcionará como receptor si la tensión de funcionamiento se hace superior a la suya a circuito abierto; lo que también provoca su calentamiento y acarrea un riesgo de ruptura.

Para solucionar este inconveniente, se añaden diodos anti-retorno, situados habitualmente en la caja de conexiones, para proteger a las celdas del sobrecalentamiento debido a sombras parciales en la superficie del panel.

Una vez montadas las conexiones positiva y negativa se efectúan los reguladores de calidad necesarios.

Las pruebas que cada panel debe pasar satisfactoriamente antes de ser definitivamente destinado al comercio son muy rigurosas, puesto que este elemento estará expuesto durante muchos años a las más duras condiciones de intemperie, que pueden variar desde un calor extremado hasta temperaturas de frío glacial, pasando por vientos huracanados, atmósferas húmedas, etc. Es pues necesario garantizar un perfecto comportamiento frente a todos estos agentes, asegurando que el panel generará electricidad con un rendimiento óptimo durante al menos veinte años consecutivos sin necesidad de reparación y con un mínimo mantenimiento.
1.4.1 CARACTERÍSTICAS Y TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS.

Aunque, las características externas o de construcción como las de respuesta eléctrica, varían de un tipo de paneles a otros, se describirá un panel clásico, cuyos aspectos más significativos serán válidos para las diversas variantes que existen en el mercado.

1.4.1.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS.

Los paneles adoptan siempre la forma cuadrada o rectangular, con áreas que van desde aproximadamente 0,1 metros cuadrados hasta 0,5 metros cuadrados. El grueso total sin incluir el marco protector, no suele superar los 3 centímetros. Son relativamente ligeros (un panel de unos 0,5 m² puede pesar 6 o 7 kg.) y, aunque rígidos en apariencia, son capaces de sufrir ligeras deformaciones para adaptarse a los esfuerzos mecánicos a que pudiesen verse sometidos. Los componentes de un panel son:

- Encapsulante, constituido por un material que debe presentar una buena transmisión a la radiación y una degradabilidad baja a la acción de los rayos solares.
- Cubierta exterior de vidrio templado, que, aparte de facilitar al máximo la transmisión luminosa, debe resistir las condiciones climatológicas más adversas y soportar cambios bruscos de temperatura.

• Cubierta posterior, constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre los intersticios de las células, haciendo que vuelvan a incidir otra vez sobre éstas.

• Marco de metal, normalmente de aluminio, que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, y que lleva los elementos necesarios para el montaje del panel sobre la estructura soporte.

• Caja de terminales: incorpora los bornes para la conexión del módulo.



• Diodo de protección: impiden daños por sombras parciales en la superficie

Figura 7. Corte esquemático de un panel.

1.4.1.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.

La respuesta de un panel frente a una radiación solar vendrá determinada por la de las células que lo forman, pudiendo ser descrita mediante varios parámetros, que se definen a continuación:

Corriente de cortocircuito (I_{sc}). Es la intensidad máxima de la corriente que se puede obtener de un panel bajo unas determinadas condiciones (generalmente normalizadas). Correspondería a medir, mediante un amperímetro (de resistencia prácticamente nula) la corriente entre bornes del panel sin ninguna otra resistencia adicional, esto es, provocando un corto circuito. Al no existir resistencia alguna al paso de la corriente, la caída de potencial es cero.

Tensión a circuito abierto (V_{oc}). Es la tensión máxima que se podría medir con un voltímetro, sin permitir que pase corriente alguna entre los bornes de un panel, es decir, en condiciones de circuito abierto (resistencia entre bornes infinita).

Corriente (I) a una determinada tensión (V). Las dos definiciones anteriores corresponden a casos extremos. En la práctica, lo usual es que un panel produzca una determinada corriente eléctrica que fluye a través del circuito externo que une los bornes del mismo y que posee una determinada resistencia R. Si la diferencia de potencial entre los bornes es V, se dice que la corriente de intensidad I se produce a una tensión V.

Potencia máxima (Pm). En unas condiciones determinadas, la intensidad I tendrá un cierto valor comprendido entre cero e I_{sc} correspondiente a una tensión V que tomará un valor entre cero y V_{OC} . Dado que la potencia es el producto de la tensión y la intensidad, esta será máxima únicamente para un cierto par de valores I y V, en principio desconocidos. Decimos que un panel trabaja en condiciones de potencia máxima cuando la resistencia del circuito externo es tal que determina unos valores de I_m y V_m de manera que su producto sea máximo.

Normalmente un panel no trabaja en condiciones de potencia máxima, ya que la resistencia exterior está fijada por la característica propia del circuito.

Eficiencia total del panel. Es el cociente entre la potencia eléctrica producida por este y la potencia de la radiación incidente sobre el mismo.

Factor de forma (FF).

Es un concepto teórico útil para medir la forma de la curva definida por las variables I y V.

$$FF = \frac{Pm}{Isc \times Voc} = \frac{Im \times Vm}{Isc \times Voc}$$

Los conceptos anteriormente definidos resultan más claros si se observa la figura 8, que representa la curva medida experimentalmente de un panel fotovoltaico típico, sometido a unas determinadas condiciones constantes de radiación y temperatura. Variando la resistencia externa desde un valor nulo hasta infinito, se pueden medir diversos valores de pares I-V que uniéndolos, forma la que se denomina **curva característica de panel** o curva de intensidad-tensión (abreviadamente curva I-V), la cual presenta un aspecto bastante parecido de unos paneles a otros.



Figura 8. Curva I-V de un panel fotovoltaico.

El punto A es un punto cualquiera que representa el funcionamiento del panel en unas condiciones (determinadas por la resistencia o carga exterior) de intensidad I y tensión V. El panel desarrolla una cierta potencia I*V, que geométricamente coincide con el área del rectángulo cuyo vértice superior derecho es el punto A.

Si el punto A se moviera hacia la derecha, bajante por la curva, se ve que el área de dicho rectángulo, al decrecer I muy rápidamente, se haría más y más pequeña. Lo mismo sucedería si dicho punto se trasladase hacia la izquierda, aproximándose al eje de coordenadas, ya que en este caso lo que se haría muy pequeño sería el valor de V. Existirá un cierto punto intermedio B que haga que el área del rectángulo sea la mayor posible. Dicho punto B es el punto de máxima potencia.

El factor de forma FF es el cociente del área del rectángulo definido por el punto B y el rectángulo exterior de curva, cuyos lados son I_{SC} y V_{OC} .

Para un determinado modelo de panel y en unas condiciones de intensidad luminosa y temperatura constante, la curva I-V que determina el punto concreto sobre dicha curva que representa las condiciones de trabajo del panel, quedará fijado para el circuito que alimenta este. Si por ejemplo, se desea utilizar el panel para cargar una batería de 12V, la tensión mínima que habría que suministrarle seria de 13V (siempre es preciso que sea algo mayor para que la batería se cargue correctamente), así que no servirá de nada si el panel, debido a una insuficiente iluminación o a otras causas, no fuera capaz de alcanzar esta tensión.

Según el número de células en serie de que conste el panel (cada una de ellas es capaz de producir una tensión al rededor de medio volt.), puede generar tensiones adecuadas para trabajar 6, 12 o 24 V. También el tipo de material semiconductor influye en estas características.

Si se modifican la intensidad radiante incidente sobre el panel o la temperatura ambiente, que son las dos variables que más influencia tienen en la respuesta eléctrica del mismo, la curva I-V también se modifica, como se ilustra en las figuras 9 y 10.



Figura 9. Efecto de la variación de la intensidad radiante (medida de milivatios por cm^2) sobre la curva I-V.



Figura 10. Efecto de la variación de la temperatura, manteniendo constante la intensidad radiante, sobre la curva I-V.

El estándar internacionalmente aceptado para medir respuestas de paneles fotovoltaicos es una intensidad radiante de 1000 W/m², que se conoce como una intensidad de "un Sol" y una temperatura de la célula de 25° C estas condiciones se simulan en laboratorio de ensayo mediante un simulador solar (focos eléctricos que emiten un espectro luminoso muy similar al del Sol).

Las condiciones reales de trabajo de los paneles una vez instalados pueden ser muy diferentes a las del laboratorio, por lo que conviene conocer las variaciones que puedan producirse, a fin de efectuar las pertinentes correcciones en los cálculos.

La intensidad de la corriente eléctrica es aproximadamente proporcional a la intensidad de la radiación incidente, lo cual resulta lógico pues si, por ejemplo, se duplica el número de fotones incidentes sobre las células, se duplicará (hasta cierto limite) el número de choques con electrones. La tensión también aumenta con la radiación, pero siguiendo una curva exponencial muy diferente a la de la corriente.

Si no se conocen las curvas de variación con la temperatura de las magnitudes características del panel (que deben ser suministradas por el fabricante o proveedor de los mismos), resulta útil conocer unas variaciones medias a saber:

- Para paneles de células de silicio la tensión disminuye a razón de 2,3*10⁻³ volts por cada célula que contenga el panel y por cada grado centígrado de aumento de temperatura de la célula por encima de los 25 °C. La corriente aumenta a razón de

 $15*10^{-6}$ amperios por cada centímetro cuadrado de área de células y grado centígrado de aumento de temperatura por encima de 25 °C

- Para paneles de tecnología de película delgada las variaciones son respectivamente de $-2,8*10^{-3}$ V/célula y $+1,3*10^{-5}$ A/cm² por cada grado centígrado de aumento.

En la práctica basta recordar que la potencia del panel disminuye aproximadamente un 0,5% por cada grado de aumento de la temperatura de la célula por encima de los 25 °C.

Hay que tener en cuenta que la temperatura de la célula no coincide con la temperatura ambiente, debido a que la célula, al ser un cuerpo receptor de radiación situado bajo una cubierta transparente, se calentará al incidir la luz del Sol.

El incremento de temperatura de la célula respecto a la temperatura del ambiente depende de las características de la misma y de las de construcción del propio panel. Se puede admitir como válida la función siguiente:

$\Delta t^{\circ} = 0.034 \times I - 4$

En donde I es la intensidad de la radiación.

Utilizando la anterior ecuación se puede estimar que en una localidad donde la intensidad media de radiación solar sea de 600 W/m² y la temperatura ambiente de 27° C, las células alcanzaran unos 43°C de temperatura, con lo que la potencia real del panel será aproximadamente un 9% menor (0,5% por cada grado que exceda los 25 °C) de la especificada para condiciones estándar.

Para evitar tener que calcular intensidades medias de radiación, basta en la mayoría de los casos suponer que la temperatura media de trabajo de la célula es 20 °C

adicional a la del ambiente, lo que constituye una buena aproximación. Por este concepto el rendimiento del panel baja a un 90%.



Figura 11. Variación de la potencia producida por un panel para tres diferentes irradiaciones, en función de la tensión entre bornes.



Figura 12. Grafica que muestra la variación relativa según la temperatura de la célula (a 25oC se le ha asignado un valor arbitrario del 100%), de la corriente, tensión y potencia. Se observa que el efecto de la temperatura es muy pequeño en la corriente, pero bastante para la tensión y la potencia.

Existen en el mercado varios tipos de paneles que se diferencian entre si por sus características constructivas o por el tipo de materiales empleados.

En principio, se podrían clasificar los paneles atendiendo al tipo de células que contiene. Así, se habla de paneles monocristalinos, policristalinos y amorfos, o mencionando el material semiconductor utilizado.

Otra posible clasificación tendría en cuenta la potencia que cada panel es capaz de producir. Existen minipaneles de tan solo 1 o 2 W de potencia, como los que se utilizan para mantener cargada la batería de un automóvil, y también se puede encontrar grandes paneles de 120 W. Normalmente, cuando se refieren a un panel de una determinada potencia se entiende que es la potencia nominal, es decir, aquella que el fabricante o el organismo encargado de efectuar las medidas, asegura que el panel es capaz de suministrar bajo unas determinadas condiciones.

La potencia nominal pico

Es la proporcionada al recibir el panel una radiación de 1000 W/m² cuando la temperatura de las células es de 25 °C. El nombre de "pico" hace referencia a que en realidad un intensidad radiante de 1000 W/m² constituye un pico máximo en las medidas reales de la intensidad radiante (corresponde más o menos a la obtenida en un día claro con el Sol cercano al cenit).

En la mayor parte del tiempo la intensidad radiante recibida por el panel es inferior a 1000 W/m^2 , por lo que la potencia real producida será también inferior a la nominal pico. Las potencias nominales más usuales que se pueden encontrar en el mercado son: 5, 10, 20, 35, 40, 60, 80, 100 y 120 W.

En cuanto a la tensión, ya se ha dicho que la máxima diferencia de potencial que un panel puede proporcionar es V_{OC} , aunque la tensión efectiva de trabajo es siempre menor.

Según que el número de células sea aproximadamente de 18 o 36, se habla de paneles de 6 o 12V (V_{OC} estará alrededor de 10V y 20V respectivamente). Los paneles más utilizados son los de 12V por ser la tensión más frecuente en corriente continua y coincidir con la tensión de trabajo de la mayoría de los acumuladores de uso corriente.

1.4.1.3 INTERCONEXIÓN DE PANELES.

Un arreglo FV es un conjunto de paneles interconectados eléctricamente en serie o paralelo. Las características eléctricas del arreglo son análogas a la de módulos individuales, con la potencia, corriente y voltaje modificados de acuerdo al número de módulos conectados en serie y en paralelo.

Incrementando el voltaje: Los módulos solares se conectan en serie para obtener voltajes de salida más grandes. El voltaje de salida, Vs, de módulos conectados en serie está dado por la suma de los voltajes generados por cada módulo.

$$V = V1 + V2 + V3 + ...$$

Una forma fácil de entender el concepto de sistemas conectados en serie, es mediante la analogía presentada en la Figura 13, entre un sistema hidráulico y un eléctrico. Como se puede observar en el sistema hidráulico (izquierda) el agua que cae desde cuatro veces la altura de 12 metros produce una caída de agua con cuatro veces la presión a la misma tasa de flujo, 2 L/s. La cual se puede comprar con los 48 voltios que el sistema eléctrico (derecha) alcanza al pasar una corriente de 2 amperios por cuatro módulos conectados en serie. La corriente se compara con el flujo ya que ambas permanecen constantes en el circuito, y el voltaje es análogo al papel de la presión en el sistema hidráulico.



Figura 13. Analogía de una conexión en serie entre un sistema eléctrico y un hidráulico

Incrementando la corriente: Los módulos solares o paneles se conectan en paralelo para obtener corrientes generadas más grandes. El voltaje del conjunto es el mismo que el de un módulo (o un panel); pero la corriente de salida, Is, es la suma de cada unidad conectada en paralelo.

$$IT = I1 + I2 + I3 +.$$

De manera similar al sistema conectado en serie, los sistemas conectados en paralelo también pueden ser comparados en un sistema hidráulico, tal y como se muestra en la Figura 14. El agua que cae de la misma altura, da la misma presión que cada bomba individual, pero el flujo es igual al total de los flujos de todas las bombas. Entonces en el sistema eléctrico, el voltaje permanece constante y la corriente de salida de los cuatro módulos es sumada, produciendo 8 amperes de corriente a 12 voltios.



Figura 14. Analogía de una conexión en paralelo entre un sistema eléctrico y un hidráulico

Para evitar el flujo de corriente en la dirección opuesta se utilizan diodos de bloqueo. Y los diodos de paso, proporcionan un camino de alivio para evitar que circule corriente por un panel o un módulo sombreado (sombra de nubes o de objetos). Un módulo sombreado no genera energía, por lo cual, los demás módulos lo verán como un punto de resistencia. En consecuencia, fluirá corriente hacia él convirtiéndose en un punto caliente del arreglo. Aumentará su temperatura y se degradará aceleradamente.

En la Figura 15 se muestra un ejemplo de módulos conectados en serie y en paralelo. En ella también se muestra la posición de los diodos de paso y el diodo de bloqueo. Este último debe ser calculado tomando en consideración la máxima corriente que generará el arreglo fotovoltaico en condiciones de corto circuito. La norma internacional dice que el valor de la corriente que soporta el diodo debe ser por lo menos 1.56 veces el valor de la corriente corto circuito.



Figura 15. La conexión de módulos fotovoltaicos

Es importante advertir que los paneles que se interconectan deberán tener la misma curva I-V, a fin de evitar descompensaciones.

Los paneles compuestos, formados por módulos individuales, pueden a su vez combinarse entre si para formar estructuras mayores constituidas por gran número de paneles.



Figura16. Conexión de 4 paneles en paralelo, tensión de salida 12V



Figura 17. Conexión de 2 grupos en paralelo, cada uno formado en dos paneles en serie, tensión de salida 24 V.



Figura 18. Conexión de 9 paneles en serie, tensión de salida 120 V.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Un sistema de energía solar fotovoltaica es un conjunto de aparatos eléctricos y electrónicos que posibilitan la conversión de la luz solar en electricidad. Un sistema de energía solar fotovoltaica está compuesto en el caso más general por:



Figura 19. Principales componentes de un sistema solar fotovoltaico

- a) Módulos fotovoltaicos (también llamados paneles y placas)
- b) Regulador de carga/descarga de los acumuladores
- c) Acumuladores (también llamados baterías)
- d) Inversor
- e) Interruptores y elementos de protección y control

f) estructura para soportar los paneles y cajas de conexiones

g) Sistema de puesta a tierra

Los sistemas fotovoltaicos se pueden diseñar para operación autónoma o funcionamiento en sistemas híbridos o alternativamente con sistemas de generación convencionales. También pueden operar aislados de redes o interconectados a ellas. La capacidad de los sistemas fotovoltaicos varia desde algunos megavatios pico, hasta decenas de megavatios pico.

2.1. TECNOLOGÍAS DE FABRICACIÓN DE CELDAS SOLARES

El proceso de fabricación de las células es automático, mediante soldaduras especiales se unen el dorso de una célula con la cara frontal de la adyacente. Para producir un panel de 12 volts nominales, usualmente se necesita un número de células entre 30 Y 40, según las características de las mismas. Una vez terminadas las interconexiones eléctricas, las células son encapsuladas en una estructura tipo sándwich, consistente, por un lado, de una lámina de vidrio templado, y por el otro lado, de un material orgánico adecuado, por ejemplo acetato de etilen-vinilo (EVA), la célula, otra capa de sustrato orgánico y, por último, una cubierta posterior formada por varias láminas de polímeros u otro vidrio. La estructura concreta de cada modelo de panel varia de un fabricante a otro. Se procede posteriormente a un sellado al vacío, introduciéndolo en un horno especial para su laminación, haciéndose compacto el conjunto. Por último, se rodea el perímetro del panel con neopreno o algún otro material que lo proteja de las partes metálicas que forman el marco-soporte, en el caso de que lo lleve

A pesar de que hay una gran variedad de celdas solares, las celdas de silicio monocristalino son las celdas comerciales más populares. También se emplean otros materiales como silicio multicristalino, diselenuro de indio o cobre, teluro de cadmio y arsenuro de galio.

2.1.1 TECNOLOGÍAS DE FABRICACIÓN DE CELDAS SOLARES DE SILICIO.

Las celdas de silicio disponibles comercialmente actualmente son las de Si-sc (Silicio-single cristal:Silicio monocristalino) y Si-mc (Si-multicristalino). También hay algunos fabricantes que suministran celdas de Si-a (Si-amorfo). Sin embargo, la celda de Si-sc es sobre la que hay más experiencia de campo.

También se disponen de células bifaciales las cuales pueden captar las radiaciones solares por ambos lados de la célula, aumentando de esta manera su eficiencia

2.1.1.1 CELDAS DE SI-SC.

El proceso de fabricación de una celda de Si-sc es bastante complejo y consta de las siguientes etapas: obtención del silicio, cristalización del mismo y fabricación de la celda.

El primer paso es la obtención del silicio apropiado para la fabricación de las celdas. El silicio es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, depuse del oxígeno). El silicio se presenta como dióxido de silicio (silica, SiO₂) y silicatos (compuestos de silicio con otros elementos). La arena y el cuarzo son dos de las formas más comunes pero la arena contiene demasiadas impurezas lo que complica su procesamiento, por otra parte, los depósitos de cuarcita pueden llegar a contener hasta un 99% de sílica la cual es la que comúnmente se procesa para obtener el silicio para las celdas solares.

2.1.1.2 PRODUCCIÓN DE SILICIO.

La primera etapa consiste en la reducción de la cuarcita a altas temperaturas para obtener silicio de grado metalúrgico; en este proceso se agrega carbón en cantidades controladas a altas temperaturas; el óxido presente en la cuarcita se remueve en la forma de CO_2 (gas carbónico) requiriéndose de procesos para remover otras impurezas. El producto obtenido es un bloque o barra de una sustancia gris metálica brillante que es el silicio policristalino de grado metalúrgico, con una pureza de 99%. El paso siguiente es la refinación de silicio metalúrgico a silicio grado semiconductor. Este proceso es mucho más costoso que el anterior. El silicio se convierte mediante la utilización de HCL (ácido clorhídrico) en clorosilanos (Si + HCL \rightarrow SiHCL₃ + H₂). Debido al bajo punto de ebullición del triclorosilano, este se puede purificar muy efectivamente mediante la destilación fraccionada. Luego se produce la reducción del triclosilano con H₂ (SiHCL₃+H₂ \rightarrow Si+3HCL) y la formación de Si-policristalino empleando la tecnología del CVD (*Chemical Vapour Deposition*). Este método produce silicio con una pureza de 99,9999%.

2.1.1.3 PRODUCCIÓN DE SI-MONOCRISTALINO.

Para producir silicio monocristalino (Si-sc: *single crystal silicon*), primero se funde el Si-policristalino en un crisol a temperaturas del orden de 1410° C En contacto con una semilla de Si monocristalino, los átomos del material fundido se adaptan a la estructura cristalina de la semilla y a medida que se va solidificando, un monocristal de silicio de mayores proporciones va creciendo del silicio fundido. De los varios métodos empleados, los más generales son el CZ y el FZ.

En el método CZ (método de crecimiento de *Czichralsky*) una semilla se pone en contacto con el silicio fundido y luego es retirada lentamente. Con este método se obtienen lingotes cilíndricos de Si-monocristalino de diámetros entre cuatro y seis pulgadas, a una velocidad de 10 cm./hora y de longitud del orden de decenas de centímetros.

El método FZ (*Floating Zone*) produce silicio monocristalino más puro que el método CZ debido a que en este método el silicio no se contamina en el crisol. En el método FZ, se coloca la barra de Si-policristalino sobre una semilla. Una bobina induce un campo eléctrico, calentando la barra y fundiendo la interfase entre la semilla y el material. A medida que se desplaza la bobina alejándose de la semilla, el silicio se solidifica con la misma estructura de la semilla. El silicio fundido se sostiene entre las dos barras gracias a la tensión superficial.

2.1.1.4 PRODUCCIÓN DE OBLEAS.

Posteriormente la barra de silicio es cilindrada al diámetro de las celdas. A partir de este cilindro se cortan las obleas con un espesor típico de 0,3 mm. En este proceso se pierde 20% de valioso silicio en forma de polvillo.

A pesar de que la tecnología del silicio esta bien desarrollada, los métodos CZ, FZ y la fundición de bloques de silicio son procesos complejos y costosos. La idea de producir directamente las obleas a partir del silicio fundido simplifica notablemente el proceso, los desperdicios y daños en la oblea ocasionados en el corte, y con ello, se logra una reducción importante en los costos. Pensando en esto se han desarrollado especialmente dos métodos.

En el método EFG (*Edge-defined Film-red Growth*), se produce una cinta de silicio cuando este se solidifica al fluir por entre unos bordes estrechos.

El segundo método para producir cristales planos de silicio es el DW (*Dendrictic Web*). En este método, dos semillas en forma de alambre se sumergen en silicio fundido. Al extraer las semillas, se produce entre ellas una película de silicio líquido que solidifica en la forma de una placa (oblea) con la estructura cristalina de las semillas. Este método produce celdas de alta calidad de mayor eficiencia que cualquier otro método de crecimiento preformado.



Figura 20. Diagrama de la producción de celdas de silicio.

2.1.1.5 FABRICACIÓN DE CELDAS.

La estructura de una celda de Si-sc consta esencialmente de las mismas capas de materiales semiconductores aunque puede variar ligeramente entre los diferentes fabricantes. Dicha estructura consiste de las siguientes capas: una capa conductora en la parte superior, una película antireflectiva o una superficie tratada, una película delgada de Si-n (semiconductor tipo n) de 0,3 mm llamada colector, la juntura, un substrato Si-p (semiconductor tipo p) de 0,25 mm y un contacto inferior.

2.1.1.6 FABRICACIÓN DEL SUBSTRATO SI-MC.

Cuando el silicio esta fundido (antes de crecer los lingotes), el material se dopa con boro a un nivel de 10^{16} átomos/cm³, obteniéndose Si-mc, con una resistividad de aproximadamente 1,5 Ohm* cm., las obleas que se cortan son ya Si-mc.

Debido al cortado, la red cristalina cercana a la superficie se altera (se daña la cristalinidad y se contamina). Por tal razón es necesario remover estas capas dañadas (normalmente mediante ácidos); con lo cual la oblea presenta un espesor típico de unos 0,25 a 0,3 mm.

Las obleas se introducen en un horno entre 800 y 900 °C, en donde se realiza la difusión de los átomos de fósforo, a partir generalmente de vapores de POCL₃ (cloróxido de fósforo). El tiempo de permanencia de la oblea en el horno depende de la concentración de impurezas requerida y el espesor que deba tener la capa de Si-n (niveles típicos de dopado de 10^{20} átomos/cm³, espesor de 0.25 a 0.4 mm).

Ya que en el proceso anterior la totalidad de la superficie de la oblea fue recubierta con una capa tipo n, es necesario remover esta de una de las caras de la oblea; para ello es necesario cubrir una de ellas y remover químicamente la otra.

2.1.1.7 PELÍCULA ANTIREFLECTORA.

El silicio es un material gris brillante. Debido a que el índice de refracción del silicio para la radiación solar varía entre 3,5 Y 4, la reflexión es de aproximadamente 35%. Si la superficie no se trata, el silicio refleja más del 30% de la luz incidente pero si se deposita una película de SiO₂ (silica), la reflexión se reduce a 10%. Si se depositan otras películas, la reflexión se puede reducir a 4%.

Otra manera es, texturizar la superficie, produciendo una estructura piramidal, de tal manera que se aumenta la absorción por reflexión múltiple de la luz. Esto se logra mediante decapado químico. Si además se agrega una película antirreflectora, la reflexión puede disminuir al 2%.

Los contactos eléctricos son los que permiten el flujo de electricidad. El contacto inferior (no expuesto al Sol) es una capa de aluminio o molibdeno; el contacto

superior es más complicado por estar ese lado expuesto al Sol. Una capa metálica continua en la parte inferior evitará el paso de la luz.

Usualmente el contacto superior consiste de una rejilla que cubre toda la superficie. Los finos elementos de la rejilla deben ser lo suficientemente gruesos y anchos para conducir bien la electricidad (baja resistencia pero lo suficientemente espaciados y angostos para no bloquear el paso de la luz). Estas suelen tener transparencias superiores al 95%.

Para su fabricación se emplean generalmente dos procesos: el primero es la metalización (deposición al vacío de metales evaporados) a través de una máscara apropiada o pintándola por *screen*, y en el otro, se emplea fotolitografía, obteniéndose rejillas de alta calidad pero a mayores costos. También se emplean películas continuas de materiales conductores transparentes como ITO: *Indium Tin Oxide* (oxido de estaño indio).

2.1.1.8 OTRAS CELDAS DE SILICIO.

Si-sc no es el único material con el cual se pueden fabricar celdas solares. Muchos otros semiconductores y silicio con otras estructuras pueden emplearse. Para la fabricación de una celda es necesario considerar tanto materiales como diseño. Los parámetros de diseño son:

- Propiedades electrónicas del material, pureza y grado de cristalinidad.

- Absortividad de luz (cantidad de luz absorbida en un espesor de material determinado).

- Rango de longitudes de onda utilizados por la celda (ancho de banda).

-Costo dependiendo del material, cantidad empleada y tecnología requerida.

Otros materiales promisorios son Si-a (silicio amorfo), películas delgadas policristalinas de CIS (CuInSe₂) y CdTe (telurio de cadmio), películas delgadas

monocristalinas de GaAs (arsenurio de galio) e InP (fosfato de indio) y diseños de celdas que incluyen multijunturas de diversos materiales.

2.1.1.9 CELDAS DE Si-sc Y Si-mc.

En las celdas de Si-sc, sobre toda el área de la celda se extiende una estructura cristalina única. En las celdas de Si-mc, el área de la celda esta cubierta por pequeñas estructuras cristalinas de más o menos 1mm² denominadas granos. En estas celdas la orientación de los granos es arbitraria y, en consecuencia, las cargas eléctricas al atravesar la celda de una cara a la otra, pasarían de un grano a otro atravesando las fronteras de los granos. Estas se caracterizan por tener un elevado número de defectos en donde las cargas se pueden recombinar, perdiéndose. El efecto final es la pérdida de tensión y de potencia.

Sin embargo, si el grano tiene estructura columnar (Si-policristalino) y las columnas la mayor área transversal posible, disminuye la posibilidad de que los electrones encuentren fronteras de granos en donde recombinarse. En el material también se saturan los enlaces rotos en los bordes de los granos con hidrógeno u oxígeno para disminuir así la actividad de los efectos en los bordes sobre los portadores de carga.

El Si-mc se produce a partir de silicio fundido, permitiendo que solidifique en forma de bloque. De este bloque se cortan obleas de forma cuadrada lo cual es ventajoso por que permiten llenar el área de un módulo con una mayor área activa (mayor eficiencia de empacamiento) que en el caso de las celdas circulares. Esta tecnología ha permitido reducir los costos.

También se han desarrollado celdas de Si-policristalino en la cual la celda esta constituida por pequeños granos de 0,1 mm de diámetro.

2.1.2 CELDAS DE PELÍCULA DELGADA

Una de las características de algunos tipos de películas delgadas semiconductoras es que los fotones que no logran transmitir su energía a los electrones atraviesan la película a causa de su extrema finura, lo cual posibilita el diseño de módulos semitransparentes que podrían utilizarse, por ejemplo, en los techos de los automóviles y ventanales de los edificios. Actualmente el tipo de película delgada que más se produce es la de silicio-Hidrogeno (TFS), que es el material semiamorfo que se observa en las calculadoras y otros pequeños dispositivos solares, aunque también existen paneles de mayor potencia. Existen otra clase de películas delgadas, como la constituida por la combinación de cobre, indio y selenio (CuInSe₂), abreviada mente CIS, o incluso combinaciones más sofisticadas.

2.1.2.1 CELDAS DE Si-a.

Las propiedades del Si-a (silicio amorfo) hidrogenado difieren esencialmente de las propiedades del Si-c (silicio policristalino o monocristalino) debido principalmente a:

- Tiene un ancho de banda de 1.7 eV, que pude ser ajustado desde 1,3 hasta 2,2 eV mediante la formación de aleaciones con germanio y carbono.

- La movilidad de los portadores de carga esta fuertemente reducida en relación con las del Si-c y por tal razón requiere de un campo eléctrico muy fuerte.

Mientras que en las células de Si-c (Si-sc o Si-mc) los portadores de carga difunden en un material cuya estructura cristalina tiende a la perfección, reduciendo de esta manera los defectos que producen una recombinación de portadores de carga, en el Si-a la estructura es amorfa. Los portadores de carga en este material están condenados a recombinarse a menos que tan pronto se generen actúe sobre ellos un campo eléctrico y la distancia de recorrido hacia sea mínima. Estas condiciones se dan si los portadores de carga se generan ya dentro de un campo eléctrico fuerte y la separación (distancia que tienen que recorrer los portadores de carga) entre las zonas que producen este campo es mínima Para tal efecto entonces los semiconductores tipo p y tipo n, no se encuentran en contacto sino que entre ellos se encuentra una capa de semiconductor intrínseco (juntura pin); de esta manera los portadores tan pronto se generan se encuentran sometidos a la acción de un fuerte campo eléctrico.

La estructura anterior es posible gracias a que el Si-a absorbe la radiación solar con una eficiencia 40 veces superior a la del Si-c, requiriéndose tan solo una película de 1 mm de espesor para absorber el 90% de la luz. Esta disminución de la cantidad del material asociada con procesos de deposición de estas películas a bajas temperaturas v sobre substratos baratos constituve el gran potencial de estas celdas. Películas de espesores tan pequeños no son autoportantes y requieren ser depositadas sobre un substrato. Estructuralmente, los átomos de silicio en el Si-a tienen solamente un ordenamiento de corto rango y el material carece de una estructura cristalina. Por lo tanto tiene una enorme cantidad de defectos como las *danging bands*, que son enlaces de silicio no saturados por ausencia de átomos vecinos. Tal material, necesita ser estabilizado y sus defectos neutralizados. Estos defectos se neutralizan notablemente cuando al depositar silicio se adiciona de 5 a 10% de hidrógeno. A pesar de ello, la movilidad de los portadores de carga es muy inferior en este material a la movilidad en Si-c; por esta razón no es conveniente que los portadores de carga tengan que desplazarse grandes distancias, que para esta celda cuya estructura es una juntura "pin" puede ser de 1 mm (espesor de la celda). Esta estructura consiste de una película superior altamente dopada tipo p+ de 10 nm, una película semiconductora intrínseca de 500 nm y una película inferior altamente dopada tipo n de 10 nm (figura 21, celda pin). Los fotones producen pares electrón-hueco en el semiconductor tipo i y estos se encuentran dentro del campo eléctrico producido por las capas p+n. Puesto que la banda de Si-a es i de l,7eV, el Voc de estas celdas es superior al de las celdas de Si-c. Este Voc compensa de alguna manera la pérdida de fotones con energías inferiores a 1,7eV.



Figura 21. Estructura de una celda pin.

Una de las principales ventajas de este tipo de celda es que pueden fabricarse no solamente celdas sino módulos en un proceso continuo. Este proceso comienza con el tratamiento de limpieza del substrato, luego con la deposición de SnO₂ (oxido de estaño) para formar el contacto superior transparente, con un haz láser se cortan celdas individuales, luego se deposita la película p+, seguida de la película i y finalmente la n, para posteriormente cortar la película con el fin de depositar el contacto inferior reflectivo de aluminio o plata y luego aislar cada celda dejando los contactos conectados en serie. Posteriormente se prueba la celda, se lamina y se colocan los contactos finales.

El método de deposición de las películas semiconductoras es el conocido como CVD (*Chemícal Vapour Deposítíon*). Se emplea silano SiH₄, el cual en la descarga se ioniza como SiH₃ y se deposita sobre el substrato formando una película de Si-a hidrogenado con un contenido de 10% de hidrógeno; esta es una película semiconductora intrínseca. Si se adiciona diborina (B_2H_6) o fosfina (PH₃) al silano se producen películas dopadas p y n.

Si bien esta tecnología permite producir celdas y módulos en serie y tiene la ventaja del bajo consumo de materiales y energía, las celdas y módulos tienen problemas de estabilidad. La eficiencia desciende muy rápidamente entre 10 y 20%. El problema de controlar la estabilidad de los módulos es muy importante. Para superar este

inconveniente se emplea la modificación de la estructura de estas celdas para aumentar el campo en la juntura pin. Para compensar la absorción de la luz se consideran dos tecnologías: la primera consiste en estructuras multijuntura con este método se han logrado eficiencias estabilizadas de 10 a 11,3% a partir de una eficiencia inicial de 13,7%.



Figura 22. Sección de una celda multijuntura.

La segunda, la utilización de celdas de juntura simple en las cuales el espesor óptico es mayor que el espesor electrónico.

2.1.2.2 CELDAS DE CuInSe₂ (CIS).

Las celdas de CuInSe₂ (CIS) absorben el 99% de la luz en el primer milímetro de material. La estructura de estas celdas consiste generalmente de un conductor transparente, luego una película antirreflectora seguida del semiconductor tipo n. Esta película tipo n, del orden de 0,05 a 0,1 mm actúa como una ventana, esta ventana debe ser suficientemente delgada, tener un ancho de banda superior a 2,8 eV o mayor y tener una absortividad tan baja que permita que la luz pase a través de la juntura a la película absorbedora. Esta película tipo p tiene generalmente 0,2 mm de espesor, una alta absortividad y un ancho de banda apropiado para tener un Voc elevado.

El material generalmente empleado para la ventana es el CdS (sulfato de cadmio). La película tipo p es de CIS, que tiene un ancho de banda de 1 eV. En este caso, como los materiales tipo n y tipo p son diferentes, se habla de una heterojuntura (en el caso de las celdas de silicio se denominan homojunturas) la figura 23 muestra la estructura

típica de una celda solar avanzada de película delgada. En esta se ha introducido una ventana de dos capas (ZnO+CdS), luego la película absorbedora CGIS (Cu(In,Ga)Se₂) que permite una amplia flexibilidad en la selección del ancho de banda del absorbedor. Con una celda de este tipo se logro a finales de la década de los noventa la mayor eficiencia alcanzada con una celda solar de película delgada (MgF₂ /ZnO /CdS /Cu(In,Ga)Se₂; eficiencia 19,9%).



Figura 23. Estructura de una celda solar CGIS.

Para la fabricación de la película tipo n de CdS se emplea evaporación. Para la deposición de la capa de CIS se emplea evaporación, pulverización ionica, *spray pyrolosis* (aspersión pirolitica) y electro-deposición. En la evaporación, los tres elementos cobre (indio y selenio, coevaporación) se calientan a altas temperaturas hasta que estos elementos evaporan y se condensan sobre el substrato formando la capa CIS.

En la pulverización iónica, átomos de argón ionizados y con altas energías chocan contra blancos de cobre e indio liberándose iones de estos materiales que son depositados sobre el substrato. La adición del gas H_2 se provee el selenio sobre el substrato para formar el CIS.

En el método de aspersión pirolítica, las sales conteniendo cobre, indio y selenio, se esparcen por aerosol sobre el substrato caliente. Cuando el solvente evapora, deja la película de CIS.

En la electrodeposición, los iones de los elementos requeridos son depositados sobre un substrato que actúa como electrodo. Estas celdas se comercializaron hace un unos años con eficiencias de 9,8% y con áreas de 0,4 m².

2.1.2.3 CELDAS DE CdTe (telurio de cadmio).

La segunda celda más importante de película delgada policristalina es la de CdTe, con una banda ideal de 1.44 eV. La celda de CdTe tiene una elevada absortividad de luz; la estructura de la celda consiste de una ventana tipo n de CdS, depositada sobre una película antirreflectora, sobre la cual se deposita una película tipo i de CdTe y finalmente una tipo p de ZnTe (telurio de zinc). En esta celda "nip", el campo esta formado entre las capas n y p, y los pares electrón-hueco se generan en la película i de CdTe, altamente absorbedora de la luz solar. Actualmente existen celdas en el mercado con esta tecnología con eficiencias del orden del 9%.



Figura 24. Estructura de la celda CdTe.

2.2 OTRAS CELDAS SOLARES

Las celdas de arsenuro de galio (GaAs) tienen una serie de ventajas que las hacen muy atractivas: ancho de banda de 1,43 eV, alta absortividad y altísima resistencia al calor. Tiene eficiencias de 26% y en concentradores se han alcanzado eficiencias del 29%. Pero el costo de estas celdas es actualmente demasiado elevado para aplicaciones terrestres sin concentración de luz.

Otras celdas pueden fabricarse buscando aprovechar mejor el espectro solar. Las celdas multijuntura (celdas tandem) se construyen superponiendo diferentes junturas con diferentes bandas para aprovechar diferentes partes del espectro solar. Una celda tandem con GaAs como celda superior y GaSb (antimonio de galio) como celda inferior alcanza, bajo una concentración de 100 soles, una eficiencia de hasta 34,2%.

2.3 EFICIENCIA

Desde su aparición hasta la fecha los rendimientos de las celdas de Silicio y módulos solares fueron posibles gracias al desarrollo de novedosos conceptos y a la aparición de modernas tecnologías. Algunos de estos conceptos son: la texturizacion de la superficie de la celda, el concepto BSF (*Back surface field*), el BSR (*Back surface Reflectol*), el HLE (*High Low Emittel*) y el PESC (*Passivated Emitter Solar Cell*).

En relación con la eficiencia de las celdas solares, se debe ser cuidadoso con los resultados que se anuncian pues existe una gran diferencia entre:

- Celdas de laboratorio (se trata de miniceldadas de áreas inferiores a 1 cm² generalmente).

- Módulos ID (Investigación y desarrollo); los resultados de estos módulos no son reproducibles en grandes cantidades.

- Módulos comerciales (la potencia nominal se ha determinado antes de la estabilización de los módulos).

El estado del desarrollo comparativo de diferentes celdas en los años 1985 y 2000 se puede observar en el cuadro uno.

		Año	Mejor celda (0.1 m ²) % / Empresa	Mejor resultado de Investigación áreas muy pequeñas % / empresa	Límite teórico	
		85	14 ARCO	18 UNIVERSIDADES		
Silicio cristalino o		90	17 21 TST UNIVERSIDADES		\ 250/	
monocri	Istanno	95	19 TST	22 UNIVERSIDADES	>23%	
		2000	20 ARCO	22 UNIVERSIDADES		
Películas delgadas	Si - a	85	4 ARCO	6 SOLAREX	<21%	
		90	85	9		

Cuadro 1. Cuadro comparativo de eficiencias de diferentes tipos de celdas.

		FUJI	ECD	
	05	11	13	
	95	SIEMENS SOLAR	SIEMENS SOLAR	
	2000	13	15.8	
	2000	SIEMENS SOLAR	SIEMENS SOLAR	
	95	v	11.9	
	05	Λ	BOEING	
	00	11.2	14.2	
CIC	90	SIEMENS SOLAR	SIEMENS SOLAR	~200/
CIS	05	12.2	15.1	~2070
	95	SIEMENS SOLAR	SIEMENS SOLAR	
	2000	13	15.1	
	2000	SIEMENS SOLAR	SIEMENS SOLAR	
	85	8.5	12.5	
	85	MATSUSHITA	MATSUSHITA	
	00	9.6	14	
Cd - Te	90	BP SOLAR	NAPS	~200/
Cu - IC	05	10.4	16	~20/0
	95	BP SOLAR	NAPS	
	2000	12.5	17.2	
	2000	BP SOLAR	NAPS	

Fuente: RICAUD. A, 'THIN Photovoltaic Technology: From the laboratory ti mass production', en Advanced technology System, United Nations New York. May 2000

El concepto PESC ha sido mejorado con nuevos conceptos como son PERC (*Passivated Emitter Rear Contact Ce/!*), PERL (*Passivated Emitter, Rear Loca//y diffused Ce/!*), LG-BC (*Laser Grooved-Buried contacf*) con estas tecnologías se han alcanzado eficiencias récord de celdas de Si-c (Silicio cristalino) de 24.2% y de módulos de 20.5%. Los récords actuales para celdas de laboratorio de silicio se dan en el cuadro número dos.

Cuadro 2. Eficiencias de diferentes tipos de celdas de silicio. (1999/2000)

Celda Si	Area (cm ²)	Eficiencia récord	Fuente / observación
Si-c	4	24.2	MA.Green (UNSW) PERC CELL
Si-c contacto grabado	12	21.3	MA.Green (UNSW)
Si-c contacto grabado	100	18	BP Solar
Si-c	X	18	Telafuken

Si-m	Х	17	MA.Green (UNSW) PERC CELL
Si-m contacto impreso	225	15.3	Kyrocea
Si-m contacto impreso	100	16.4	Sharp
Celdas esféricas	10	11.5	Texas Instruments
Película delgada epitaxial	1	15.7	Astropower

*UNSW: University of South Wales, Australia. Si-e: Si cristalino, Si-m: Simulticristalino.
Fuente: MERTENS. R, 'Photovoltaies: Present Reality and Future prospects', en Advanced
Technology Assessment System, United Nations New York. may 2000.

Los récords actuales para celdas de laboratorio de película delgada se dan en el cuadro numero tres. En este cuadro se encuentra la celda Cu(In,Ga)Se2 (con 25% Ga), de la nueva generación de celdas CISG, que ostenta el récord de eficiencia de celdas de película delgada. La flexibilidad de ajustar el ancho de banda del absorbedor y la alta eficiencia lograda con ellas, la hace la celda de película delgada más prometedora actualmente. También sobresalen las celdas tipo snack (estructura de celdas superpuestas), por su alta eficiencia.

Cuadro 3. Eficiencia de diferentes tipos de celdas de película delgada

Celda de película delgada	Area (cm ²)	Eficiencia récord (%)	Fuente
Si-a juntura simple	1	12.6	SELC
Stacks:Si-a/Si-a/Si-aGe	1	13.7	ECD
Cd-Te	1	13.4	USF
Cu(In,Ga)Se ₂	1	16.2	IPE/RIT

CuInSe ₂	1	14.1	SIEMENS SOLAR
Stacks:GaAs/ CuInSe ₂	1	25.8	BOEING/KOPIN

Fuente: MERTENS. R, 'Photovoltaics: Present Reality and Future prospects', en Advanced Technology Assessment System, United Nations New York. may 2000.

Teniendo en cuenta que las mejores eficiencias se alcanzan con áreas relativamente pequeñas, en el siguiente cuadro se presentan las mejores eficiencias alcanzadas en los últimos años con tecnologías de película delgada con la mayor área posible.

Cuadro 4. Eficiencias con tecnología de película delgada con la mayor área posible.

Celda de película delgada	Mayor área(ft²)	Eficiencia récord(%)	Fuente/fecha
CdS/CdTe	9.5	10.6	BP solar,5/00
Si-a/Si-aGe/Si-aGe/SS	10.2	7.6	United solar,9/97
CdTe/CdS	7.8	9.1	First solar,6/96
CdS/CdTe	6	11	Matsushita,6/00
Si-a/Si-aGe	8.2	7.6	BP solar,9/96
CdS/CdTe	5.4	10.8	BP solar,4/00
CdS/CIS	4	12.1	Siemens solar,3/99
Si-a/Si-c/vidrio	4.1	10	Kaneka,9/00
Si-a triple juntura	5	7.9	United solar,9/97

Fuente: CURRY. Robert, Photovoltaic Insider's Report, feb 2000.

El cuadro número cinco muestra las eficiencias alcanzadas con celdas de compuestos de juntura simple y las de celdas empleadas en concentradores estas últimas poseen el récord de eficiencia de conversión de energía solar en electricidad, alcanzado con estructuras stack, con las cuales se puede lograr un mejor aprovechamiento del espectro solar.

2.3.1 CELDAS Y MÓDULOS COMERCIALES.

Las celdas y módulos comerciales se fabrican principalmente a partir de silicio. En la actualidad, las celdas solares de silicio producidas industrialmente alcanzan eficiencias entre 14-16% y 12-14% Ira Si-sc y Si-mc, respectivamente. Con estas celdas se ensamblan módulos con eficiencias referidas al área total del módulo entre 13-15% y 11-13%, respectivamente.

También se han fabricado módulos con otros tipos de celdas con eficiencias inferiores a las de los módulos con celdas de Si-sc o Si-mc (Si-a:9-10%, SIEMENS SOLAR, FUJI; CIS: 10-11%, SIEMENS SOLAR).

En cuanto se refiere a costos, estos han caído de 20US\$/Wp en 1977, a 8 US\$/Wp en 1985, a 5 US\$/Wp en 1995, a 3.95 US\$/Wp en el 2000.

Tipo de celda	Area (cm ²)	Eficiencia (%)	Fuente/observación
	Juntura	a simple	
GaAs/GaAlAs	4	25.1	KOPIN
GaAs/GaInP	0.2	25.7	NREL
InP	4	21.9	Spire
C	eldas para	concentrador	
Si, juntura simple	x	28.2	Stanford C [*] =140
GaAs, juntura simple	x	29.2	Spire, Varian C=200
Stack:GaAs/GaSb	x	34.2	Boeing C=100
Stack:GaAs/Si	Х	31.0	Stanford, Varian, Sandia C=500
Stack:InP/GaInAs	x	31.8	NREL C=50

Cuadro 5. Eficiencias de otros tipos de celdas.

^{*}C: Factor de concentración.

Fuente: MERTENS. R, 'Photovoltaics: Present Reality and Future prospects', en Advanced Technology Assessment System, United Nations New York. may 2000.

Cuadro 6. Comparación entre diferentes módulos comerciales con potencias entre 40 y 80 vatios.

s/w	6.87	6.41	5.90	5.18	5.72	5.62	ß	4.86	5.18	5.2	4.97
Tensión(V)	16.6	14.6	17.4	17	16.9	16.7	16.9	16.9	17.1	16.5	17.3
Potencia(W)	40	46	55	75	40	50	60	80	75	75	80
US\$/unidad	275	295	325	389	229	281	300	389	389	390	398
Eficiencia(%)	9.37	12.8	12.8	11.8	11.66	9.6	12.26	12.57	11.88	10.23	11.95
Tecnología	Pelicula delgada CIS	Si-monocristalino	Si-monocristalino	Si-monocristalino	Si-policristalino	Si-policristalino	Si-policristalino	Si-policristalino	Si-monocristalino	Si-policristalino	Si-policristalino
Modelo	ST 40	SM 46	SM 55	SP 75	KC 40	KC 50	KC 60	KC 80	BP 75	SX 75	PW 80
Empresa	Siemens solar	Siemens solar	Siemens solar	Siemens solar	Kyocera	Kyocera	Kyocera	Kyocera	BP Solar	Solarex	Photowatt

Fuente: catalogos de las empresas del sector

54
3. COMPONENTES DE UNA INSTALACION FOTOVOL TAICA

Los sistemas fotovoltaicos pueden diseñarse para alimentar cargas DC o AC. Los sistemas DC consisten del panel, diodos de by-pass y de bloqueo, regulador de carga, banco de baterías y carga (figura 25). Los sistemas para las cargas AC incluyen adicional mente un inversor DC-AC (figura 26).



Figura 25. Componentes de un sistema DC.



Figura 26. Componentes de un sistema AC.

3.1 ACUMULADORES O BATERÍAS

Las baterías son elementos indispensables de un sistema fotovoltaico debido al requerimiento de electricidad durante la noche y días nublados. Estos dispositivos tienen la función de almacenar la corriente suministrada por los paneles fotovoltaicos a lo largo del día y suministrar energía en las horas de ausencia de luz solar. Además el acumulador cumple también dos importantes misiones:

a) Suministrar una potencia instantánea, o durante breves momentos, superior a la que el campo de paneles podría generar aun en los momentos más favorables posibles.
Tal es el caso de los arranques de los motores, por ejemplo el de los frigoríficos, que requieren durante unos segundos una potencia de varias veces superior a la de su normal funcionamiento.

b) Mantener un nivel de tensión estable. Como hemos visto, la tensión de salida del panel varia en función de la intensidad radiante, lo cual puede no ser adecuado para el funcionamiento de los aparatos. El acumulador proporciona una tensión estable y constante (dentro de un cierto rango) independientemente de las condiciones de incidencia luminosa.

Al conectar los bornes del banco de acumuladores a los correspondientes terminales de los paneles (uniendo polos del mismo signo), la tensión de la batería que es aproximadamente constante, determinará la tensión de funcionamiento de los paneles, es decir, en la curva I-V de respuesta eléctrica del panel, la tensión será aquella que la batería le imponga y nunca al revés. Esto significa que al conectar una batería de 12V a un grupo de paneles capaz de suministrar 19V, la tensión de operación de estos será de 12V.

3.1.2 CARACTERISTICAS DEL ACUMULADOR

3.1.2.1 PROFUNDIDAD DE DESCARGA

La profundidad de descarga (PD, figura 27) representa la cantidad de energía que puede extraerse de una batería. Este valor está dado en forma porcentual.

La profundidad de descarga en el período de autonomía debe ser rigurosamente determinada según el tipo de batería, siguiendo las recomendaciones del fabricante. En ningún caso debe ser superior al 80% (limite recomendado para la batería de Ni-Cd y la estacionaria de Pb-Sb), reduciéndose al 60% si se trata de baterías no estacionarias pero especialmente diseñadas para uso fotovoltaico (como la de Pb-Ca) y al 20% si se utiliza una batería normal de automóvil (lo que no es muy recomendable).



Profundidad de descarga P_d

Figura 27. Capacidad de descarga de una batería.

Cuadro 7. Descargas máximas recomendadas.

TIPO DE BATERÍA	DESCARGA MÁXIMA RECOMENDADA (%)
PLOMO-ANTIMONIO	80
PLOMO/ARRANQUE	15-50
PLOMO-CALCIO	60
NIQUEL-CADMIO	90

Las tres características más importantes son: la cantidad de energía que puede almacenar, la máxima corriente que puede entregar (descarga) y la profundidad de descarga que puede sostener. La cantidad de energía que puede ser acumulada por una batería está dada por el número de watt.horas (Wh) de la misma. La capacidad (C) de una batería nos indica el régimen de descarga, está dada por el número de amperes.horas (Ah).

Para una dada batería, el número de Wh puede calcularse multiplicando el valor del Voltaje nominal por el número de Ah, es decir:

Wh = Voltaje nominal x Ah

3.1.2.2 CORRIENTE COMO VALOR FRACCIONAL

El número de Ah de una batería es un valor que se deriva de un régimen de descarga especificado por el fabricante. Para baterías solares el procedimiento de prueba ha sido estandarizado por la industria. Una batería, inicialmente cargada al 100%, es descargada, a corriente constante, hasta que la energía en la misma se reduce al 20% de su valor inicial. El valor de esa corriente de descarga, multiplicado por la duración de la prueba (20 horas es un valor típico), es el valor en Ah de esa batería. Un ejemplo práctico servirá para reforzar este concepto. Si una batería solar tiene una

capacidad (C) de 200 Ah para un tiempo de descarga de 20hrs, el valor de la corriente durante la prueba es de 10A.

Los fabricantes de baterías expresan el valor de la corriente de carga (o descarga) como un valor fraccional de su capacidad (C) en Ah. Por ejemplo una batería con una capacidad de 200 Ah, C/20 representa 10A y C/40 representa un valor de 5A. Esta forma de dar el valor de la corriente de descarga (o carga) parece arbitraria, pero no lo es si recordamos que la capacidad en Ah de una batería, por definición, requiere un número específico de horas de descarga. Si la batería solar tiene un voltaje nominal de 6V, la cantidad de energía que puede ser acumulada es de: $6V \times 200 \text{ Ah} = 1.200 \text{ Wh} (1,2 \text{ Kwh.})$

3.1.2.3 VOLTAJE DE SALIDA

El voltaje de salida de una batería no permanece constante durante la carga o descarga. Dos variables determinan su valor: el estado de carga y la temperatura del electrolito. Las curvas de la Figuras 31 y 32 muestran estas variaciones de voltaje, tanto para el proceso de carga como para el de descarga. Los valores están dados usando diferentes valores de corriente, para dos temperaturas de trabajo: 25°C y 1°C, respectivamente. Las curvas a 25°C reflejan el comportamiento de una batería trabajando en un ambiente con temperatura benigna. Las curvas a 1°C reflejan el comportamiento de la misma batería cuando la temperatura del electrolito es cercana al punto de congelación del agua. Los valores dados por las curvas corresponden a una batería de 12V nominales. Si la batería es de 6V, estos valores deberán ser divididos por dos. Si el banco de baterías tiene un valor que es un múltiplo de 12V, los valores leídos deberán multiplicarse por el valor del múltiplo. Para comprender el efecto que tiene la temperatura en el comportamiento de la batería es útil recordar que cualquier reacción química es *acelerada* cuando la temperatura se *incrementa* y es *retardada* cuando ésta *disminuye*.

3.1.2.4 DENSIDAD DEL ELECTROLITO

En una batería de Pb-ácido el electrolito interviene en forma *activa* en el proceso electroquímico, variando la proporción de ácido en la solución con el estado de carga del acumulador. Cuando la batería está *descargada*, la cantidad de ácido en la solución *disminuye*. Si la batería está *cargada*, la cantidad de ácido en la solución *aumenta*. Este mecanismo tiene una derivación práctica: monitoreando la concentración del ácido se puede determinar el estado de carga de la batería. Este monitoreo se hace usando un densímetro.

Una medida más exacta del nivel de carga se obtiene determinando la densidad relativa (también llamada gravedad específica SG) del electrolito, por medio de un densímetro y llevando el valor al gráfico correspondiente. La densidad relativa se aproxima a 1300 para el caso de baterías plenamente cargadas, y a 1050 cuando estas totalmente descargadas. Antes de llegar al estado de carga cero, se alcanza la tensión inferior límite, a partir del cual la batería puede no recuperarse si se continúa descargando. Para una batería típica de plomo de 12 V dicha tensión inferior límite es aproximadamente igual a 11 V.



Figura 28. Tensión y gravedad específica (SG) en baterías de plomo-ácido vs. descarga. La línea a trazos corresponde a la tensión y la continua a SG.

3.1.2.5 NIVEL O ESTADO DE CARGA.

Velocidad de carga o descarga. Si una batería esta recibiendo una cierta intensidad de carga, la diferencia de potencial entre bornes es siempre algo superior a la que tendría si se desconecta la corriente de carga, debido a la resistencia interna de la batería, que siempre supone un obstáculo adicional. Inversamente si la batería esta descargándose, la pequeña caída de potencial debido a su resistencia interna hace que la tensión que se mida en los bornes sea un poco inferior.

En ambos casos, debido a que la caída de tensión interna es el producto de la intensidad y de la resistencia interna de la batería, esta es tanto mayor cuanto mayor sea la intensidad, esto es, el régimen de carga o descarga al que se somete la batería.

La tensión disminuye a medida que la batería se descarga, y aumenta, hasta llegar a un máximo (en torno a los 13V para las baterías de 12V de tensión nominal) cuando la batería se carga.

Para obtener una medida fiable de la tensión y, por tanto, deducir el estado de carga de la batería, según las curvas de tensión-profundidad de descarga suministradas por el fabricante, seria preciso desconectar la batería para evitar que, durante la medida, estuviese sometida a carga que alterará el resultado de la misma. Esto no siempre es factible hacerlo, por lo que la indicación del voltímetro cuando la batería esta conectada es una indicación solamente aproximada de su estado de carga.

El valor del voltaje a circuito abierto para una batería no representa una buena indicación del estado de carga o la vida útil de la misma. Para que esta medición tenga alguna significación, la lectura debe ser precedida por la carga de la misma, seguida de un período de inactividad de varias horas. El voltímetro a usarse deberá ser capaz de leer dos decimales con precisión. La medición de la densidad del electrolito constituye una evaluación *más fiable*, pues se mide un grupo de celdas por

separado. Diferencias substanciales en el valor de la densidad entre un grupo de celdas y los restantes da una indicación clara del envejecimiento de la misma. Un voltaje que es importante es el de "final de descarga" para la batería. Este valor está dado por el fabricante, pero es siempre cercano a los 10,5V, para una batería de Pbácido de 12V nominales, trabajando a una temperatura cercana a los 25°C.





Tan perjudicial como una excesiva descarga puede ser para una batería el estar sometida a una carga demasiado intensa.

En efecto, si se alcanza el estado de plena carga y, por no existir un elemento regulador de carga o por el mal funcionamiento del mismo, los paneles siguen forzando una corriente hacia la batería, la energía que esta recibe ya no se puede emplear en aumentar la diferencia de potencial, al haber esta llegado a su limite superior y se gastará en producir la electrólisis, comenzando a formarse oxigeno e hidrogeno gaseosos.

En el estado normal de carga siempre se produce alguna pequeña cantidad de estos gases, efecto que puede resultar incluso beneficioso, pues las burbujas de los mismos agita suavemente el electrolito evitando una indeseada estratificación de este que se produciría si hubiese un reposo absoluto. Sin embargo, si debido a la sobrecarga, la

producción de gases es excesiva, se perjudicará la batería y se acortará la vida útil de la misma.

Algunos fabricantes incorporan a las baterías unos tapones recuperadores que, mediante catálisis, son capaces de recombinar el hidrógeno y el oxígeno desprendido y devolver el agua a las celdas. Sin embargo, la mejor manera de prevenir la gasificación es un regulador de carga.

3.1.2.6 AUTODESCARGA

Una batería que está cargada y permanece inactiva, independientemente de su tipo, pierde su carga con el tiempo. Este fenómeno es conocido como autodescarga. La rapidez de la descarga depende de la temperatura ambiente y del tipo de batería.

Cuando la temperatura ambiente es de 50°C la batería se descargará totalmente en un mes (25%/semana). Cuando la temperatura ambiente es cercana a los 25°C la autodescarga se reduce a un 6%/semana (4 meses para una descarga total). Estas cifras muestran que si una batería permanece en depósito por largo tiempo, deberá ser recargada con frecuencia.

La autodescarga hay que considerarla como si fuera un consumo adicional que demanda diariamente un cierto porcentaje de la energía almacenada en la batería. Otra variable importante que define el comportamiento es su coeficiente de auto descarga. Si se carece de datos, unos valores de seguridad para la autodescarga de la batería son: 0,5% diario (para lugares de clima no caluroso) y 1% diario para lugares de clima muy caluroso (desiertos).

3.1.2.7 EFICIENCIA

Las intensidades de carga y descarga de una batería en una instalación fotovoltaica son en general muy bajas, por lo que los rendimientos, al haber poca pérdida en calor por efecto Joule y otras causas, son bastante aceptables, del orden del 90%. Esto quiere decir que de cada 100 W que los paneles introducen en la batería se puede esperar razonablemente que esta devuelva al menos 90 W utilizables para el consumo. En todo caso es conveniente considerar esta pérdida por rendimiento de conversión en el cálculo de las instalaciones.

3.1.2.8 TEMPERATURA

Al ser de naturaleza química las reacciones internas que tienen lugar en una batería, la temperatura influirá decisivamente sobre las mismas. En efecto, la tensión final recomendada para conseguir que la batería alcance el estado de plena carga debe ser mayor cuanto más baja sea la temperatura, pues la reacción química se efectuará con mayor dificultad, necesitándose mayor energía para que el proceso se complete. Este hecho tiene importancia, pues según el lugar donde se ubique la instalación, podrá ser necesario corregir la tensión aplicada, en función de la temperatura media que se espera vaya a soportar la batería. Con relación a una temperatura de referencia de 20°C, la tensión debe ser del orden de -0,006 V/oC/celda. Los reguladores con compensación de temperatura corrigen este defecto.



Figura 30. Compensación de tensión de carga por efecto de temperatura. La línea continua corresponde a sistemas a 12V, la línea a trazos a sistemas a 24V.

Aunque la batería se mantenga siempre en un estado de carga tal que no se alcance el punto de congelación, debe advertirse que la capacidad real de la batería decrece cuando baja la temperatura, debido a la influencia de esta en la eficiencia con que se realizan las reacciones electroquímicas. Dado que los valores de las capacidades suministradas por los fabricantes suelen estar referidos a la temperatura estándar de 25° C, se recomienda utilizar el siguiente coeficiente de corrección, aplicable cuando la temperatura media que debe soportar la batería es *menor* de 20° C:

$$Kt = 1 - \frac{\Delta t^{\circ}}{160}$$

Donde Δt^0 es el número de grados centígrados por debajo de los 20° C en que, como media, se supone va a trabajar la batería.

Congelación del electrolito

Un problema que suele presentarse cuando la temperatura del electrolito alcanza los 0°C está relacionado con el estado de carga de la batería. Si ésta está prácticamente descargada, la cantidad de agua en la solución electrolítica es mayor, como indicamos anteriormente. Al bajar la temperatura del electrolito existe la posibilidad de que el agua se congele. Si esto ocurre, su volumen aumenta. La fuerza de esta expansión distorsiona los electrodos, pudiendo dañar las celdas o quebrar la caja. El ácido del electrolito actúa como anticongelante, de manera que es extremadamente importante mantener la carga de las baterías cuando la temperatura de trabajo disminuye. Una batería solar del tipo Pb-ácido, totalmente descargada, se congela alrededor de los - 10°C. Si está totalmente cargada, el punto de congelación se alcanza alrededor de los -58°C (cuadro 8).

Estado	Temperatura de Congelamiento		
de Carga	del Electrolito		
%	°C		
100%	- 58,0		
75%	- 34,4		
50%	- 20,0		
25%	- 15,0		
Descargada	- 10,0		
atura alavada			

Cuadro 8. Punto de Congelación de una Batería de Pb-ácido

Temperatura elevada

Si las bajas temperaturas causan tantos problemas, se podría pensar que las temperaturas ambientes elevadas son las ideales. La conclusión es errónea, pues la mayor actividad química se traduce en una *reducción* en la vida útil de una batería como lo muestra la tabla dada a continuación.

TEMPERATURA	REDUCCION
DEL ELECTROLITO	DE LA VIDA
	UTIL
°C	%
25	0
30	30
35	50
40	65
45	77
50	87
55	95

Cuadro 9. Reducción de la vida útil según la temperatura.

La capacidad de almacenamiento de una batería varía con la temperatura del electrolito, la que, en la práctica, está determinada por la temperatura ambiente del lugar donde ésta será instalada. El cuadro 10 muestra esta interdependencia.

Temperatura (°C)	Capacidad	(%) Eficiencia
30	105	1,05
25	100	1,00
16	90	0,90
4	77	0,77
- 7	63	0,63
- 18	49	0,49

Cuadro 10. Variación de la Capacidad con la Temperatura

No debemos olvidar que el aumento en la eficiencia total obtenido a 30°C está relacionado con una *drástica reducción* de la vida útil de la batería, como se indicó cuando se usan baterías es importante mantener la temperatura del electrolito cercana a los 25°C, ya que a esta temperatura se alcanza el balance óptimo entre la eficiencia y la vida útil de este componente.

3.1.2.9 GASIFICACION

Cuando una batería de plomo-ácido está próxima a alcanzar el 100% de su carga, la cantidad de agua en el electrolito ha sido severamente reducida. Los iones que ésta provee se hacen más escasos, disminuyendo la posibilidad para el ión de hidrógeno (electrodo negativo) y para el ión de oxígeno (electrodo positivo) de reaccionar químicamente, formando plomo y dióxido de plomo, respectivamente. Si la corriente de carga continúa al mismo nivel, el exceso de gases escapa del electrolito produciendo un intenso burbujeo, el que se conoce como "gasificación".

Si el proceso de carga no es controlado, el exceso de oxígeno comienza a oxidar los sostenes de plomo de las celdas, pudiendo causar el derrumbe de los mismos. Este fenómeno es conocido como la "muerte súbita" de la batería, ya que ocurre sin dar aviso previo. Una gasificación excesiva arrastra parte del electrolito, el que es expulsado fuera de la batería, a través de los tapones de respiración. Este material

contiene ácido sulfúrico, dañando los terminales de salida y disminuyendo la cantidad de ácido dentro de la batería. El proceso de carga de una batería de Pb-ácido debe minimizar la gasificación del electrolito. Algo de gasificación es útil, pues contribuye a homogeneizar la solución electrolítica. Para una batería solar de Pb-ácido de 12V nominales, trabajando alrededor de los 25°C, un voltaje de carga de 14,28V proporciona un nivel tolerable de gasificación. Un voltaje más elevado provoca un nivel de gasificación excesivo.

El proceso de carga en una batería de Pb-ácido genera dos tipos de gases: oxígeno e hidrógeno. Ambos son sumamente activos, de manera que las baterías deben estar en un lugar que tenga ventilación al exterior. En particular, una llama o chispa puede iniciar una reacción química entre el oxígeno y el hidrógeno, la que se lleva a cabo con una fuerte explosión. Por ello es importante no fumar o producir chispas eléctricas en el área donde se alojan las baterías. El electrolito de estas baterías es altamente corrosivo, atacando metales y substancias orgánicas. Al manejar baterías de Pb-ácido se recomienda el uso de guantes, botas y ropa protectora de goma. Si accidentalmente Ud llegare a entrar en contacto con el electrolito, lávese las manos con abundante agua, para evitar el ataque a la piel. Es *muy importante* tener a mano bicarbonato de soda. Esta sustancia neutraliza al ácido sulfúrico y dado su bajo costo, puede usarse para neutralizar ácido derramado en el piso o en herramientas.

3.1.2.10 SULFATACION

La descarga de las baterías de plomo-ácido trae aparejado un depósito de sulfato de plomo en ambas placas. Normalmente este depósito está constituido por pequeños cristales, que se descomponen fácilmente durante el proceso de carga. Si, por el contrario, la batería ha sido descargada repetidas veces por debajo del mínimo especificado, es pobremente cargada, o permanece descargada por largo tiempo, el tamaño de los cristales crece, y sólo una parte de ellos interviene en el proceso de carga. Esto se traduce en una disminución de la superficie activa del electrodo, disminuyendo la capacidad de almacenaje. Este fenómeno se lo conoce con el

nombre de sulfatación de la batería. En lugares donde los períodos nublados son de larga duración las baterías pueden permanecer en estado de baja carga, por largo tiempo, induciendo la sulfatación de las placas. Una carga a régimen de corriente elevado puede disolver esta formación cristalina (proceso de ecualización).

Si la batería alcanza un alto nivel de profundidad de descarga y permanece en ese estado demasiado tiempo, el sulfato de plomo producido comienza un proceso de cristalización irreversible, bloqueando la reacción de carga y haciendo que la batería se comporte como si hubiera perdido parte de su capacidad, debiendo generalmente reemplazarse.

En casos extremos los cristales crecen lo suficiente para producir daños mecánicos en las placas produciendo la muerte súbita de las baterías, por cortocircuito interno. Este fenómeno de la sulfatación no afecta a las baterías de Ni-Cd, por lo que estas deben ser usadas en condiciones en que se prevean que pueden permanecer parcialmente descargadas durante un cierto tiempo.

3.1.2.11 CURVAS DE CARGA-DESCARGA

Las curvas de descarga muestran que a baja temperatura la caída de voltaje es mucho más severa que la que se observa, para la misma corriente, a 25°C. La baja temperatura retarda la reacción química, lo que se traduce en un brusco aumento de la resistencia interna de la batería, lo que provoca una mayor caída del voltaje. Estas curvas confirman la experiencia que se tiene con baterías para automotor durante el invierno. Se observa, asimismo, que si se mantiene constante la temperatura del electrolito, la caída de voltaje es siempre mayor (aumento de la resistencia interna) cuando la corriente de descarga aumenta. Este es un mecanismo autolimitante.

Para la carga, se observa que el voltaje correspondiente a un estado dado y corriente de carga, es siempre menor cuando la temperatura disminuye. Es conveniente cargar una batería con un nivel de corriente que no exceda el máximo dado por el fabricante. El tiempo de carga, multiplicado por la corriente de carga debe ser un 15% mayor al número de Ah de la batería, para compensar por las pérdidas durante el proceso de carga.



Figura 31. Variación en el voltaje de una batería de pb-acido de 12v

temperatura del electrolito: 25°c (*Cortesía de la Revista* HOME POWER).

Figura 32. Variación en el voltaje de una batería de pb-acido de 12v Temperatura del Electrolito: 1°C (*Cortesía de la Revista* HOME POWER)



3.1.2.12 ENVEJECIMIENTO

Con el tiempo, todas las baterías pierden la capacidad de acumular carga, ya que con cada descarga se pierde algo del material activo. Sin embargo, la vida útil de las mismas puede ser prolongada si se las mantiene cargadas, no se sobrecargan ni descargan en exceso, permanecen en un lugar que no sufre temperaturas extremas, no son sometidas a cortocircuitos, y se reemplaza el agua destilada que pierden.

Nunca agregue ácido al electrolito o productos "restauradores" milagrosos. Durante la carga, iones de hidrógeno y oxígeno intervienen en el proceso químico, disminuyendo la cantidad de agua. Cuando la temperatura ambiente es elevada, esta pérdida se acentúa. Restaure el nivel del electrolito, agregando sólo agua destilada, al nivel recomendado por el fabricante. No sobrepase ese nivel, ya que el electrolito y los gases generados necesitan espacio para expandirse

3.1.2.13 VIDA UTIL

La vida útil de una batería es un parámetro decisivo para elegir un determinado modelo o para evaluar la rentabilidad de una instalación. La vida de una batería se mide en ciclos carga-descarga más bien que en tiempo, al igual que la vida de un automóvil se mide en kilómetros recorridos y no en años. Así, una batería que estuviese sometida a muchos ciclos diarios de carga-descarga, probablemente no duraría más que unos meses, mientras que aquellas baterías de reserva o emergencia que se mantienen perfectamente cargadas y solamente se utilizan de cuando en cuando tienen muchos años de vida útil.

Las instalaciones de energía solar pueden presentar, según los casos, ciclos de periodicidad diaria (por ejemplo en iluminación de viviendas) o mayores. Suponiendo una media de un ciclo por día y si el mantenimiento de la batería es correcto y esta es adecuada para el uso que se le da, la vida útil mínima que debería tener sería de unos 10 años. Las baterías más económicas pueden resultar a la larga más caras, al tener que remplazarlas en pocos años.

No solamente el número de ciclos influye en la vida de una batería, sino la Profundidad de descarga media que se produce en cada uno de ellos. Si esta es moderada, como corresponde, y solo ocasionalmente (durante los ciclos autónomos) se alcanzan profundidades elevadas, el número de ciclos que soportará la batería será muy grande, llegando a superar el tiempo previsto de vida útil. A medida que se somete a la batería a descargas más profundas y con más frecuencia, disminuirá el número de ciclos que puede realizar en estas condiciones. De ahí la importancia de elegir un acumulador con una capacidad nominal suficiente para que la profundidad de descarga necesaria no represente más que un moderado porcentaje de dicha capacidad.

Otro factor que influye en la vida útil y en el rendimiento de una batería es la temperatura a la que regularmente va a estar sometida. Si esta es demasiado alta, la reacción química se acelera demasiado y se acorta su tiempo de vida. Si, por el contrario, la temperatura es baja, la vida se prolonga pero se corre el riesgo de congelación, causando daños irreparables a la batería.

Para prevenir la congelación del electrolito el mejor remedio es mantener siempre la batería con un nivel de carga alto, incluso en los periodos en los que se requiera un uso más continuado de la reserva de energía almacenada. La razón de esto es que, el ácido del electrolito aumenta su concentración con el nivel de carga y disminuye a medida que se descarga. El punto de congelación para una disolución al 40% en peso de SO_4H_2 (concentración normal que tiene una batería de plomo ácido totalmente cargada) es de unos 60°C bajo cero, lo que garantiza la imposibilidad de congelación. Sin embargo, a medida que la concentración disminuye, el punto de congelación de la disolución aumenta (en el caso limite de que dicha concentración fuese cero, es decir, el electrolito se convierte en agua pura, dicho punto seria O °C) y con ello el peligro de congelación en condiciones extremas, por ejemplo en alta montaña.

3.1.2.14 CICLOS DE CARGA-DESCARGA DE LA BATERÍA.

En principio el "ciclo" de carga-descarga puede ser repetido indefinidamente. En la práctica existen limitaciones para el máximo número de ellos, ya que los electrodos pierden parte del material con cada descarga. La diferencia funcional entre diferentes tipos de baterías obedece al uso de diferentes electrolitos y electrodos metálicos. Dentro de un mismo tipo de batería, la diferencia funcional es el resultado del método de fabricación.

Se considerará una instalación fotovoltaica típica que suministra electricidad para la iluminación y otras necesidades básicas de una vivienda. Durante el día, los paneles generan energía que se empleará, por una parte, en satisfacer los consumos que se efectúen en los momentos coincidentes con los de la producción. La energía sobrante será la que absorberá la batería, a menos que esta se encuentre ya plenamente cargada, en cuyo caso se disipará en forma de calor o se impedirá el paso de corriente mediante algún dispositivo automático.

Al atardecer y durante la noche, que suelen ser precisamente los momentos en los que, debido a necesitarse iluminación artificial, los consumos son mayores, la energía es extraída de la batería, disminuyendo el nivel de carga de esta.

Así, el ciclo carga-descarga se repite diariamente, siempre que la intensidad incidente sea suficiente (días claros o parcialmente nubosos).

Cuando se producen dos o más días consecutivos cubiertos de nubes, con una escasa luminosidad, prácticamente todo el consumo se hace a expensas de la energía almacenada en la batería, sin que esta pueda reponer la energía gastada mediante la energía solar.

Terminado el período de condiciones metereológicas desfavorables y volviendo la intensidad a alcanzar unos valores suficientes, los paneles irán cargando la batería hasta su máxima capacidad, operación que tardará varios días en completarse, ya que el consumo diario continua, haciendo que solo una parte de la energía captada pueda destinarse ser almacenada. Se completa de esta forma un ciclo autónomo. Llamado

así por que la batería depende únicamente de su propia capacidad útil para satisfacer la demanda de energía durante dicho período.

3.1.2.15 MAXIMO NÚMERO DE CICLOS

Se considera que una Batería de ciclo profundo (BCP) ha completado todos los ciclos de carga y descarga cuando, al ser cargada nuevamente, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80% de su valor inicial. El número de ciclos de carga/descarga depende de la PD. Cuando ésta disminuye, el número de ciclos aumenta. Para una PD dada, la batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos. El cuadro 11 muestra estas características para dos baterías solares de Pbácido con electrolito líquido. El número de Ah y el peso de cada modelo (en Kgs), forman parte del cuadro 11, para ilustrar las diferencias. Ambos modelos son ilustrados en la Figura 33.

Cuadro 11. PD y Número de ciclos para dos Baterías Solares

Е	Batería 1	F	Batería 2
217Ah; 30 Kgs		350Ah; 65 Kgs	
% PD	No de ciclos	% PD	No de ciclos
80	543	80	693
50	757	50	1.068
30	1.100	30	2.050
20	1.800	20	3.050



Fig.33. Batería de 6V-217Ah y batería de 6V-350Ah (*Cortesía de Trojan Battery Company*)

3.1.3 CLASES DE BATERÍAS

Cuando se hace alusión a la capacidad del acumulador, normalmente se está refiriendo a un tiempo de descarga de 100 horas o más, pues de este orden de magnitud sería el tiempo de autonomía mínima que es exigible a la instalación. Básicamente las dos grandes clases de baterías que se utilizan para aplicaciones fotovoltaicas son las de níquel-cadmio y las de plomo ácido.

3.1.3.1 BATERIA Pb-ACIDO

El tipo de acumulador más usado en el presente, dado su bajo costo, es la batería de plomo y ácido sulfúrico con electrolito líquido. En ella, los dos electrodos están hechos de plomo y el electrolito es una solución de agua destilada y ácido sulfúrico. Cuando la batería está cargada, el electrodo positivo tiene un depósito de dióxido de plomo y el negativo es plomo. Al descargarse, la reacción química que toma lugar hace que, tanto la placa positiva como la negativa, tengan un depósito de sulfato de plomo. La Figuras 34 y 35 ilustran estos dos estados.



Fig. 34- Batería Cargada Fig. 35- Batería Descargada Como el proceso químico libera gases (hidrógeno y oxígeno) se necesita que el conjunto tenga ventilación al exterior. El diseño de las tapas de ventilación permite la evacuación de estos gases, restringiendo al máximo la posibilidad de un derrame del electrolito.

3.1.3.2 BATERIAS SOLARES GELATINOSAS (VRLA)

Existe una batería solar de Pb-ácido donde el electrolito no es líquido sino gelatinoso (*Gel battery*, en inglés). Su costo es alrededor de tres veces mayor que el de la versión con electrolito líquido, pero tiene características técnicas que la hacen muy útiles en aplicaciones especializadas. La literatura técnica suele identificar a este tipo de baterías con la abreviatura VRLA, que corresponde a la abreviación de cuatro palabras inglesas cuyo significado es: "Pb-ácido regulada por válvula". Como esta batería no requiere ventilación al exterior durante el proceso de carga, la caja exterior es hermética. La válvula constituye un dispositivo de seguridad en caso de cortocircuito o sobrecarga. Esta hermeticidad evita el derrame del electrolito, lo que disminuye el riesgo en su manejo, y la convierte en la solución ideal para instalaciones marinas (boyas o embarcaciones). Como no requieren mantenimiento (agregado de agua), se las usa en instalaciones donde la supervisión es infrecuente o nula, como es el caso en sistemas FVs de iluminación de carteles de propaganda en carreteras, repetidores de comunicaciones, o en sistema FVs portátiles. El tipo de electrolito usado en esta batería permite su uso a bajas temperaturas con mayor

eficiencia que las de electrolito líquido. La autodescarga semanal es de 1,1%, a 25°C y aumenta a un 3% cuando la temperatura se eleva a 40°C. Pueden obtenerse en versiones de 6 y 12V, con capacidades entre 6 y 180Ah.

3.1.3.3 BATERIA DE NIQUEL-CADMIO (Ni-Cd)

Batería de ciclo profundo. Debido a su alto costo inicial (6 a 8 veces el de una batería equivalente de Pb-ácido), este diseño no ha podido suplantar al tipo Pb-ácido con electrolito líquido. Sin embargo, el costo operacional (largo plazo) es mucho menor que el de una batería de igual capacidad del tipo Pb-ácido debido a su larga vida útil y bajo mantenimiento.

3.1.3.4 "POCKET PLATE"

Existen dos métodos de fabricación para estas baterías, pero el recomendado para una batería solar es el llamado de "bolsillos en la placa" (*pocket plate*, en inglés).

Este tipo de batería usa placas de acero inoxidable, las que poseen depresiones donde se coloca el material activo. El electrolito de estas baterías es una solución de agua e hidróxido de potasio, el que requiere una capa de aceite protector, para evitar su oxidación por el oxígeno del ambiente. En términos genéricos, una batería de Ni-Cd que usa este método de fabricación tolera más abuso que su equivalente de Pb-ácido. Sus características más salientes son: pueden soportar, sin daño, cargas y descargas excesivas, así como una mayor profundidad de descarga (cerca del 100%). Tienen una mayor eficiencia con baja temperatura ambiente y soportan, sin problemas Una alta combinación de temperatura y humedad ambiente. Esta última característica la convierte en la solución ideal para climas tropicales. Otras ventajas asociadas con este tipo de batería es la ausencia de problemas similares al de la "sulfatación" de las placas o la congelación del electrolito. Una batería de Ni-Cd puede trabajar con bajo estado de carga sin deteriorarse. La autodescarga es inicialmente elevada, pero

disminuye con el tiempo, permitiendo largos períodos de almacenamiento con una retención considerable de la carga inicial. La vida útil es más de dos veces la de una BCP de Pb-ácido. Uno de los fabricantes de baterías solares de Ni-Cd (SAFT-NIFE) las garantiza por 20 años. La Figura 36 muestra la construcción de una batería solar de este tipo.

3.1.3.5 BATERIA DE Ni-Cd: POSIBLES DESVENTAJAS

Dado que ningún componente es perfecto, enumeraremos a continuación alguna de características de la batería de Ni-Cd que pueden ser consideradas como las inconvenientes en un sistema FV. Una de ellas es su característica de descarga. Como la resistencia interna de esta batería es diez (10) veces menor que la de Pbácido, el voltaje de salida permanece prácticamente constante hasta el momento en que su capacidad de almacenaje de energía se ve agotada. Es entonces cuando éste cae en forma vertiginosa. Esta característica no permite al usuario tener un "aviso previo", como en el caso de las baterías de Pb-ácido, donde la resistencia interna se incrementa con el tiempo, bajando su voltaje de salida en forma continua. Si se quiere medir el voltaje de salida, se requiere el uso de un voltímetro que tenga la suficiente resolución y precisión para que la lectura contenga dos decimales significativos, ya que los cambios, como se ha dicho, son muy pequeños. El electrolito de una batería de Ni-Cd tiene un rol pasivo. Sólo actúa como transportador de cargas. No existe variación alguna en la densidad del mismo entre y descarga, impidiendo el uso de un densímetro. El instrumento más carga recomendable es un medidor de energía, como el que mide el número de Wh. El voltaje de una celda es cercano a 1,4V cuando la batería está cargada, y disminuye a 1,1V cuando está descargada. Para obtener voltajes cercanos a los 12V (o múltiplos de éste) se necesitan más celdas por batería. Si se usan estas baterías en un sistema FV, el control de carga deberá ser elegido de manera que sea compatible con este tipo de baterías. Un medidor de estado de carga diseñado para baterías de Pb-ácido no puede ser utilizado para monitorear este tipo de acumulador.



Fig. 36- Batería de Ni-Cd con Placas de Bolsillo (*Cortesía de SAFT-NIFE, Inc. Modelo Sunica*)

Sin embargo el alto precio de los acumuladores alcalinos hace que todavía se sigan utilizando preferentemente los de plomo-ácido, los cuales han sido muy experimentados por lo que resultan más fiables.

3.1.3.6 ACUMULADOR DE Pb-Sb (PLOMO ANTIMONIO)

Por ejemplo, el acumulador de Pb-Sb (plomo antimonio) de placas tubulares es el más utilizado para instalaciones medias o grandes, ya que admite descargas moderadamente altas, aunque el número de ciclos de carga-descarga, y por tanto la vida útil será mayor cuanto menor sea la profundidad de descarga a la que es regularmente sometido. Lo ideal es que esta se mantenga inferior al 30%, pudiéndose llegar eventualmente al 80% como máximo, razón por la que se denomina a este tipo de baterías como de ciclo profundo.

Las baterías estacionarias de Pb-Sb suelen suministrarse en celdas o elementos de polipropileno translucido, cada uno de ellos con una tensión de un par de volts, uniéndose en serie 6 o 12 de estos elementos para conseguir la tensión de 12 o 24 volts deseada. La conexión se efectúa mediante atornillado.

3.1.3.7 ACUMULADOR DE Pb-Ca (PLOMO CALCIO)

Otro tipo de batería adecuada para pequeñas instalaciones es la de Pb-Ca (plomo calcio) que presenta las ventajas de no necesitar mantenimiento y tener baja auto descarga, aunque, al ser de ciclo superficial no admite gran número de ciclos por debajo del 15% de la capacidad y en ningún caso soporta profundidades superiores al 40%, por lo cual la capacidad utilizable es aproximadamente la mitad que la de una estacionaria de igual valor nominal.

Las baterías de Pb-Ca se venden en estructura compacta tipo *monoblocs* (como las baterías de los automóviles) y su reducido tamaño permite un transporte cómodo lo que, unido a su precio relativamente moderado, hace que sean bastante utilizadas en pequeñas instalaciones.

3.1.4 MODELOS DE BATERIAS SOLARES

Las versiones con mayor aceptación son las de 6 y 12V nominales. Baterías de 6V, con una capacidad de unos 200Ah, son utilizadas en sistemas de mediana capacidad de reserva, donde pasan a formar parte de un banco de baterías con conexión serie o serie-paralelo, a fin de satisfacer los valores de voltaje y corriente del sistema. Esta

versión ofrece el mejor compromiso entre peso (facilidad de manejo) y número de Ah de reserva. Como los sistemas FVs de bajo consumo son sistemas de 12V nominales, los requerimientos de reserva pueden ser satisfechos con la versión de 12V, la que tiene una capacidad de unos 100Ah. Baterías de más de 250Ah resultan convenientes cuando se trabaja con sistemas de alto consumo. Se fabrican asimismo baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes. Un modelo de 24 V, diseñado para ser usado en un sistema comunal (varias casas conectadas a un sistema FV) tiene una capacidad de 1.493Ah y pesa 1.200 Kgs.

3.1.5 ESPECIFICACIONES

A la hora de elegir el tipo y modelo de batería a utilizar, se deberá exigir del fabricante o proveedor de las mismas, información detallada de sus características, incluyendo curvas características. Como mínimo, las especificaciones técnicas siguientes:

- Tipo de batería y tensión nominal, dimensiones, peso, etc.
- Capacidad para descarga en 20, 50, 100 horas, con sus tensiones de corte.
- Rango de temperatura de funcionamiento.
- Profundidad máxima de descarga.
- Valor de la autodescarga.
- Ciclaje máximo diario permitido.
- -Tiempo máximo de trabajo a un 50% de carga y con un ciclaje del 10%.
- Rendimiento de carga.
- Variación de la capacidad con la temperatura.
- Tensiones finales en función del régimen de descarga.
- Tensión máxima de carga en función de la temperatura y del régimen de carga.
- Temperatura de congelación.
- Densidad en función del estado de carga.

Las baterías deben llevar grabadas de forma indeleble los indicadores + y - del polo positivo y negativo y además un rótulo que indique su tensión y tipo, así como su capacidad y fecha de inicio del período de garantía.

FACTORES A FAVOR	FACTORES EN CONTTRA	
Demanda de potencia en periodos sin sol.	Elevado costo inicial	
Cargas que no requieren corrientes de	Requerimientos adicionales de espacio.	
arranque elevadas.		
Demanda de tensión constante	Dificultad de proteger la batería de	
Demanda de tension constante.	condiciones climáticas externas.	
Capacidad de almacenar energía	Pérdidas de energía por ineficiencia de las	
generada en exceso a la demanda.	baterías.	

Cuadro 12. Necesidad de emplear baterías.

Cuadro 13. Características de diferentes baterías.

TIPO	CICLOS DE DESCARGA	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (%)	AUTODESCARGA NORMAL (%/mes)
Plomo-antimonio	150-250	10	7-5
Plomo-ácido	1000-2000	10-30	3-4
Plomo puro	1000-3000	30-50	2
Plomo-calcio	2000-3000	20-70	1
Niquel-cadmio	2000-6000	80	5

3.1.6 RANGO DE FUNCIONAMIENTO

Como la tensión de una batería puede variar más o menos uno o dos volts de su valor nominal según su estado y otros factores, se puede definir una zona de trabajo del panel, en lo que a tensión se refiere, usualmente comprendida entre los 10 y los 14 volts para baterías de 12V nominales. Esta es la razón por la que se suelen unir en serie 35 o 36 células obteniéndose una tensión total que dependiendo de la temperatura, puede ser en la práctica de unos 17V. Aunque dicho valor puede parecer todavía demasiado alto, ya que para cargar perfectamente una batería de 12V únicamente son necesarios unos 14,5V, este pequeño margen de seguridad es conveniente pues, si la temperatura de trabajo de la célula aumenta, la tensión caerá, pero todavía el panel estará en condiciones de cumplir su cometido. Si ajustásemos demasiado la salida máxima teórica de tensión al valor idóneo para cargar la batería en condiciones de temperatura media (por ejemplo 25 °C), cuando las condiciones fueran desfavorables el panel no podría generar suficiente energía para introducir corriente en la batería.

Como contrapartida, este pequeño margen de seguridad supondrá una pequeña pérdida respecto a la potencia máxima que el panel puede teóricamente suministrar y que normalmente se alcanzaría a tensiones algo mayores a los que en realidad trabaja el panel (la tensión que determina la propia batería). Globalmente, dicha pérdida puede representar alrededor de un 10% con respecto a la potencia máxima del panel que, de forma más bien optimista, los fabricantes anuncian en su catalogo. En cualquier caso, resulta más fiable calcular la potencia real de trabajo de un panel que esta conectado a una batería de la forma siguiente:

Observando la curva I-V del panel (figura 37) se determina el valor de I que corresponde a la tensión típica de 14 V (este valor de I es siempre inferior a la intensidad máxima posible I_{sc}). La potencia efectiva suministrada por el panel estará dada por el producto 14*I.



Figura 37. Curva i-y del módulo BP 250/1. Fuente: BP Solar. Solar Modules Catalogue.

Para el caso particular del panel cuya curva se presenta en la figura 37, y su potencia nominal es 50 W, la potencia real del panel para una tensión de 14Ves igual a 14V*3,3 A (46,2 W).

En algunos catálogos de paneles ya se especifica la potencia real que es la correspondiente a la tensión de carga de la batería y no la potencia máxima, por lo que no hace falta efectuar la deducción del 10% antes mencionada.

3.2 CONVERTIDORES O INVERSORES

La introducción de cargas de CA en un sistema FV para uso doméstico está dictada, en general, por la inexistencia de un modelo adecuado para CC del aparato requerido por el usuario, este grupo comprende las lavadoras y secadoras de ropa, las máquinas de coser y las aspiradoras de pisos, para mencionar algunos de los más comunes. Dado que la corriente proporcionada por el panel y/o la batería es continua y de 12 o 24 V. Es necesaria la introducción del inversor o convertidor. Los convertidores son dispositivos capaces de modificar la tensión y características de la corriente eléctrica que reciben, transformándola de manera que resulte más apta para los usos específicos a que vaya destinada en cada caso.

Los convertidores que reciben corriente continua a una determinada tensión y la transforman en corriente continua pero a un voltaje diferente reciben la denominación de convertidores CC-CC y los que transforman corriente continua en alterna se denominan convertidores o inversores CC-CA.

Los inversores transforman la corriente continua en corriente alterna. La corriente continua produce un flujo de corriente en una sola dirección, mientras que la corriente alterna cambia rápidamente la dirección del flujo de corriente de una dirección a otra. La frecuencia de la corriente alterna en Colombia es de 60 ciclos normalmente. Cada ciclo incluye el movimiento de la corriente primero en una dirección y luego en otra. Esto significa que la dirección de la corriente cambia 120 veces por segundo.



Fig.38. Diferentes tipos de ondas

3.2.1 TIPOS DE INVERSORES

La conversión de corriente continua en alterna puede realizarse de diversas formas. La mejor manera depende de cuanto ha de parecerse a la onda senoidal ideal para realizar un funcionamiento adecuado de la carga de corriente alterna:

3.2.1.1 INVERSORES DE ONDA CUADRADA.

La mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez. A medida que la corriente pasa a través de la cara primaria del transformador, la polaridad cambia 120 veces cada segundo. Como consecuencia, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose, en una frecuencia de 60 ciclos completos por segundo. La dirección del flujo de corriente a través de la cara primaria del transformador se cambia muy bruscamente, de manera que la forma de onda del secundario es 'cuadrada'.

Los inversores de onda cuadrada son más baratos, pero normalmente son también los menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias (ruidos). No son aptos para motores de inducción.

Si se desea corriente alterna únicamente para alimentar un televisor, un ordenador (PC) o un aparato eléctrico pequeño, se puede utilizar este tipo de inversor. La potencia de éste dependerá de la potencia nominal del aparato (para un TV de 19" es suficiente un inversor de 200 W).

3.2.1.2 INVERSORES DE ONDA SENOIDAL MODIFICADA.

Son más sofisticados y caros, y utilizan técnicas de modulación de ancho de impulso (PWM). El ancho de la onda es modificada para acercarla lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una auténtica onda senoidal, pero está bastante próxima. El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada.

Son los que mejor relación calidad - precio ofrecen para la conexión de iluminación, televisión o variadores de frecuencia. Los nuevos inversores de onda senoidal modificada además de producir un tipo de onda de salida adecuada para todas estas

aplicaciones, tienen un rendimiento muy elevado (superior al 95%), con lo que apenas se producen pérdidas en la conversión CC/CA. Gracias a esto es posible disponer de CA para toda la instalación, tanto para electrodomésticos, motores de inducción: taladros, sierras, etc. y naturalmente para la iluminación.

3.2.1.3 INVERSORES DE ONDA SENOIDAL PURA.

Con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura. Hasta hace poco tiempo estos inversores eran grandes y caros, además de ser poco eficientes (a veces sólo un 40% de eficiencia).

Últimamente se han desarrollado nuevos inversores senoidales con una eficiencia del 90% o más, dependiendo de la potencia. La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como telecontrol, cómputo de energía consumida, selección de batería, etc. Sin embargo su coste es mayor que el de los inversores menos sofisticados.

Puesto que sólo los motores grandes de inducción y los más sofisticados aparatos o cargas requieren una forma de onda senoidal pura, normalmente es preferible utilizar inversores menos caros y más eficientes. El tipo de inversor a emplear depende de la aplicación que se le vaya a dar. Así por ejemplo, si se desea corriente alterna únicamente para dar energía a un televisor o un ordenador, y algún aparato eléctrico pequeño, se puede utilizar un inversor de onda cuadrada o senoidal modificada. Pero si se trata de dar energía a electrodomésticos tales como una lavadora, un frigorífico, o algún motor de CA, que necesitan para su correcto funcionamiento una fuente con salida en forma de onda senoidal, entonces es preciso utilizar inversores de onda senoidal.

Los inversores deben dimensionarse de dos formas. La primera es considerando los watios de potencia eléctrica que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal de forma continua. Los inversores son menos eficientes

cuando se utilizan a un porcentaje bajo de su capacidad. Por esta razón no es conveniente sobredimensionarlos, deben ser elegidos con una potencia lo más cercana posible a la de la carga de consumo.

La segunda forma de dimensionar el inversor es mediante la potencia de arranque. Algunos inversores pueden suministrar más de su capacidad nominal durante períodos cortos de tiempo. Esta capacidad es importante cuando se utilizan motores u otras cargas que requieren de 2 a 7 veces más potencia para arrancar que para permanecer en marcha una vez que han arrancado (motores de inducción, lámparas de gran potencia).

Las especificaciones mínimas que deben acompañar un convertidor son: las tensiones nominales de entrada y salida, el rendimiento, la sobrecarga admisible y la resistencia a cortocircuito. Un convertidor CC-CA, mediante un circuito electrónico con transistores o tristores, es capaz de cortar muchas veces cada segundo la corriente continua que recibe, produciendo una serie de impulsos alternativos de corriente que simulan las características de la corriente alterna convencional.

Dado que la corriente alterna se presenta bajo forma de onda senoidal pura, el convertidor más perfecto será el de tipo senoidal, aunque también el más caro, y para muchas aplicaciones innecesario (iluminación), bastando utilizar uno de onda cuadrada, que resulta mucho más económico.



Figura 39. Ondas de corriente alterna producidas por los distintos tipos de convertidores; sinusoidal pura, onda cuadrada y onda cuadrada modificada.

3.2.2 PERDIDAS INTERNAS

La conversión de CC a CA se lleva a cabo con una eficiencia que oscila entre el 75 y el 91 %. Esto significa que las pérdidas varían entre el 25 y el 9% de la potencia suministrada a la entrada. Los valores porcentuales más elevados corresponden a los modelos que manejan un bajo valor de potencia. Esto se debe a que el consumo del circuito del inversor no crece proporcionalmente con el aumento de la potencia que éste puede manejar. Porcentualmente, estas pérdidas representan un menor valor cuando la potencia que maneja el inversor se eleva. Modelos de 100 a 200 W pierden entre 20 y 25 %. Modelos de más de 400 W pierden entre el 9 y el 15 %. Dentro del rango de trabajo especificado para la unidad, el porcentaje de pérdida varía con la carga.

3.2.3 PERDIDAS EN REPOSO

En los inversores de baja potencia el consumo del circuito interno no varía aún cuando permanecen inactivos (*stand by*). Los modelos de alta potencia tienen circuitos más elaborados, los que reducen el consumo de reposo a menos del 1,5% de

la máxima potencia que pueden manejar. Esto permite reducir las pérdidas en el sistema sin que el usuario se vea obligado a desconectar manualmente la entrada del inversor.

3.2.4 PRESENCIA DE ARMONICAS

La forma de onda del voltaje de salida es importante porque la amplitud de las armónicas de la frecuencia de línea se incrementa cuando ésta se aleja de la ideal. Los aparatos eléctricos de CA están diseñados para trabajar con una forma de onda sinusoidal de baja frecuencia (50 o 60 c/s). Las armónicas tienen frecuencias cada vez más altas que tienden a incrementar las pérdidas por calor en transformadores y motores eléctricos, o manifestarse como señales indeseables (interferencias) en aparatos de recepción, amplificación de audio o computadoras. Las interferencias se manifiestan como zumbidos en equipos de audio, rayas negras en las pantallas de televisores y monitores de video o recalentamiento excesivo en herramientas eléctricas portátiles.

3.2.5 ERROR DE FRECUENCIA

Cuando la carga de CA tiene motores que giran en sincronía con la frecuencia de línea, o el sistema FV es conectado a una red de distribución comercial, es importante que el valor nominal de la frecuencia de línea se mantenga constante. Los inversores con voltaje de salida sinusoidal, dependiendo del modelo, tienen un error de frecuencia que oscila entre el 0,1 y el 0,04% del valor nominal de línea, como máximo.

3.2.6 CORRIENTE DE ENTRADA AL INVERSOR

En un sistema FV de 12VCC, el voltaje de salida del inversor (120V) es 10 veces el de entrada. Si asumimos, por un momento, que no hay pérdidas de conversión, la
corriente de entrada alcanzará un valor 10 veces mayor que la de salida (Ventr.x Ientr = Vsal x Isal). En la práctica, debido al consumo del circuito del inversor, la potencia de entrada es siempre mayor que la entregada a la carga, demandando un mayor valor para la corriente de entrada del inversor. Este análisis se ha hecho para mostrar que para consumos de CA relativamente bajos, la corriente de entrada del inversor puede alcanzar valores considerables. Si el estado de carga del banco de baterías es bajo su voltaje disminuye, forzando corrientes de entrada aún *más elevadas*. Por eso es común que los inversores tengan circuitos de protección que, automáticamente, desconectan la carga cuando el voltaje de batería está por debajo del mínimo requerido por la unidad. Otra desconexión automática ocurre cuando la temperatura de trabajo del inversor excede el límite del diseño.

3.2.7 POTENCIA Y TEMPERATURA AMBIENTE

La potencia de trabajo de un inversor está especificada para un determinado rango de temperatura ambiente, como se indica en las especificaciones. Esta capacidad disminuye al aumentar la temperatura ambiente, ya que el equipo no alcanza a transferir al exterior todo el calor generado internamente.

3.2.8 SOBRECARGAS

Otra característica técnica importante que deberá tenerse presente al seleccionar un inversor es su capacidad para soportar picos línea. Aparatos como la lavadora de ropa, la aspiradora de pié y la licuadora generan fuertes picos de línea cuando se acopla la carga mecánica (ropa, fricción del cepillo contra el piso o alfombra, o material sólido a licuar). La lavadora, en particular, tiene varios picos durante el ciclo de lavado. La licuadora suele usarse para moler hielo. Esta carga mecánica es considerable, provocando picos elevados. Inversores que manejan más de 500W pueden sostener una sobrecarga del 100% como mínimo.

La duración máxima del pico varía entre un décimo de segundo y cerca de un minuto. Los modelos que toleran una mayor duración de los picos usan transformadores con núcleo de hierro, lo que incrementa el peso de estas unidades. Los que toleran tiempos más cortos (entre 0,1 y 1 segundo) trabajan a frecuencias elevadas, permitiendo el uso de transformadores con núcleo magnético cerámico, reduciéndose drásticamente su peso.

3.2.9 ESPECIFICACIONES

Es importante exigir que el convertidor tenga unas determinadas especificaciones que lo hagan apto para su empleo en instalaciones solares, a saber:

.-Capacidad de resistir potencias punta.

- Una eficiencia razonable. En este aspecto hay que considerar que si un convertidor diseñado para trabajar con una potencia determinada se hace funcionar solamente a una fracción de dicha potencia, como en el caso de períodos en los que el consumo sea una pequeña parte del máximo previsto, el rendimiento del convertidor baja considerablemente. Se debe exigir, como mínimo, que el rendimiento de un convertidor senoidal sea del 70% trabajando a una potencia igual al 20% de la nominal y del 85% cuando trabaje a una potencia superior al 40% de la nominal.

-Estabilidad de tensión. Debe mantener una tensión de salida para el circuito de consumo aproximadamente constante, con independencia de la potencia demandada en cada momento. Son admisibles variaciones de hasta un 5% para convertidores de onda senoidal y hasta un 10% para los de onda cuadrada. Por otra parte, en instalaciones con acumuladores (que son la mayoría) la tensión de entrada real no deberá ser mayor del 125%, ni menor del 85% de la tensión nominal de entrada del convertidor.

- Baja distorsión armónica. Este es un parámetro que se refiere a la calidad de la onda producida. Los componentes parásitos de dicha onda son parcialmente eliminados mediante filtros electrónicos, aunque en este proceso también se pierde algo de potencia útil. La variación de la frecuencia será inferior al 3% de la nominal. Posibilidad de poder ser combinado en paralelo. Esto permite un posible futuro crecimiento de la instalación y de la potencia de consumo.

-Arranque automático. Los convertidores deben ser capaces de conectarse automáticamente cuando detecten una determinada energía por encima de un nivel umbral previamente fijado. Esto evita el que estén permanentemente activos aunque no se necesite energía.

- Seguridad. Los convertidores utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán estar dotados de protección contra cortocircuitos, sobrecarga e inversión de polaridad, así como de un mecanismo de desconexión por falta de carga.

 Buen comportamiento frente a la variación de temperatura. El rango de operación será como mínimo entre -5°C y 40° C

- Señalización adecuada. Debe incluir una señal luminosa que nos indique un posible cortocircuito.

- Documentación técnica suficiente. Deberá ser exigida al menos la información siguiente:

-Tensiones de trabajo de entrada y salida.

-Potencia nominal.

-Frecuencia nominal y factor de distorsión.

-Forma de onda.

-Rango de temperatura admisible.

-Rendimiento en función de la potencia demandada.

-Sobrecarga que resiste. Resistencia a cortocircuito.

-Factor de potencia.

3.3 REGULADORES

Los paneles fotovoltaicos se diseñan para que puedan producir una tensión de salida de algunos volts superior a la tensión que necesita una batería para cargarse. Esto se hace así para asegurar que el panel siempre estará en condiciones de cargar la batería, incluso cuando la temperatura de la célula sea alta y se produzca una disminución de la tensión generada.

Necesidad del regulador. El regulador, como elemento de seguridad y protección de la batería, siempre es recomendable. Sin embargo, hay casos en que puede no resultar imprescindible.

En instalaciones en que la relación entre la potencia de los paneles y la capacidad de la batería es muy pequeña (caso de baterías sobredimensionadas por razones de seguridad u otra causa), la corriente de carga difícilmente podrá llegar a producir daños en la batería.

Si la autonomía del sistema es superior a 20 días, es casi seguro que la batería es lo suficientemente grande para absorber la intensidad de corriente producida por los paneles, eliminando la posibilidad de daño de la batería por sobrecarga.

Una regla empírica que marca el límite entre la necesidad o no de utilizar regulador es la siguiente: si la potencia del campo de paneles en watts es menor que una centésima de la capacidad de la batería medida en watts-hora, pude prescindirse del regulador.

También, para tratar de evitar el uso del regulador, se han fabricado paneles denominados autorregulados que utilizados bajo determinadas circunstancias, eliminan la necesidad de la instalación del mismo.

3.3.1 FUNCIONES DEL REGULADOR

Durante la noche el voltaje de salida de los paneles FVs es nulo. Al amanecer, atardecer o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los paneles no pueden

cargar las baterías. En este último caso el regulador cumple un rol pasivo, aislando el banco de acumulación del bloque de generación, evitando su descarga. Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los paneles supera al del banco de baterías y el proceso de carga se reanuda. Es entonces cuando el regulador tiene un rol activo, evitando una gasificación excesiva del electrolito.

3.3.2 SELECCIÓN DEL REGULADOR

La selección de un regulador está determinada por los parámetros eléctricos del sistema (voltaje y amperaje 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).

3.3.3 REGULADORES EN SERIE Y EN PARALELO

Los numerosos modelos ofrecidos en el mercado pueden ser agrupados en dos categorías: reguladores en serie y reguladores en paralelo. Esta clasificación está relacionada con el paso que toma la corriente de carga, respecto al banco de baterías, cuando el regulador comienza a restringir la gasificación. En un regulador en paralelo, cuando el voltaje de batería alcanza un valor predeterminado (batería cargada), la corriente de los paneles 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.

3.3.4 MAXIMA CORRIENTE DE CARGA

Tanto en el regulador paralelo, como en serie, el máximo valor de la corriente de carga está determinado por la diferencia entre el voltaje de salida de los paneles y el de baterías. En el regulador en paralelo la corriente de carga existe o se anula

totalmente. En el regulador en serie, dependiendo del diseño, se tiene un proceso similar o de valor variable.

3.3.5 CARGA RESISTIVA (DUMMY LOAD)

Los primeros reguladores de carga eran del tipo paralelo o Shunt y ejercían un control muy rudimentario. Cuando el voltaje de batería alcanzaba un valor considerado como el de carga completa, la corriente de los paneles era desviada a un circuito en paralelo, el que tenía una resistencia fija (*dummy load*). Esta disipaba, en forma de calor, la energía eléctrica proporcionada por el bloque de generación. La Figura 40 ilustra este tipo de control.



DS: Diodo Serie

R: Resistencia de Disipación

CC: Circuito de Control

Figura 40. Regulador Paralelo con Resistencia Disipadora)

Un transistor bipolar solía 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. La Figura 41 muestra, en forma esquemática, este tipo de control. El FET está representado por un interruptor.



Fig. 41- Regulador en Paralelo o Shunt (con MOS-FET)

3.3.6 DIODO SERIE

Este regulador tiene una desventaja que le es inherente: el banco de baterías debe ser aislado del cortocircuito. El diodo serie (DS en las Figuras 40 y 41) 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*). 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. Uno de los fabricantes que ofrecen este tipo de control es SunAmp Power Co.

3.3.7 PROTECCION INTERNA

El control serie, ilustrado en forma esquemática en la Figura 42, elimina la necesidad de un iodo en serie, ya que la apertura del interruptor aísla al banco de baterías de los circuitos que le preceden.



DP: Diodo de Protección CC: Circuito de Control

FIG. 42 Regulador en serie

Algunos fabricantes, Heliotrope General entre otros, incorporan un diodo Schottky en serie con el circuito de control. Este diodo (Figura 42) protege a este circuito si, accidentalmente, se lo conecta con la polaridad invertida. Es interesante destacar que ninguno de los reguladores permite cargar las baterías a corriente o voltaje constante, debido a las variaciones del nivel de insolación y del voltaje de baterías.

3.3.8 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Existen diferentes criterios de selección para los reguladores 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.

3.3.9 VOLTAJE DE FLOTACION

Para los modelos que usan un voltaje de carga limitado, éste representa un estado de carga de baterías de alrededor del 90 al 95% del máximo. A este voltaje se lo conoce como *voltaje de flotación*, ya que nunca sube su nivel. A medida que el voltaje de batería se acerca al de flotación, la corriente de carga disminuye hasta que se anula al abrirse el interruptor en serie. Cuando esto ocurre, el voltaje de batería baja. Cuando alcanza un mínimo de diseño, el interruptor se cierra, repitiéndose la secuencia. Cuando la baja de voltaje de flotación, dependiendo del modelo, puede ser fijo (determinado por el fabricante) o ajustable por el usuario, dentro de un reducido rango. Esta última opción puede ser útil si se tiene instrumental de medida adecuado para el ajuste y se conoce en detalle las características de la batería(s).

3.3.10 MODULACIÓN POR ANCHO DE PULSOS (PWM)

La frecuencia de apertura y cierre del interruptor varía con el estado de carga del banco de baterías o bruscas variaciones en el nivel de insolación. Cuando se está por alcanzar el máximo estado de carga, las variaciones del voltaje de batería a circuito abierto son más lentas, alargándose el período de inactividad, y acortándose el de carga. Para los modelos que usan un voltaje de flotación, si la insolación permite alcanzar este máximo, la forma del voltaje de carga es la de una onda pulsante. Al mínimo de corriente necesario para mantener la batería cargada se lo conoce en inglés como *trickle charging*. Una variación, dentro de los modelos que usan un voltaje de flotación, es el variar la duración de los períodos activos e inactivos. Se tiene entonces un control por variación del ancho del pulso (*Pulse Width Modulation*,).

Los modelos que no usan un voltaje de flotación, dejan que el voltaje de carga llegue al máximo dictado por las condiciones del sistema (diferencia de voltajes entre los paneles y las baterías). Los fabricantes de estos modelos sostienen que se aprovechan mejor los períodos de sol, al no limitarse la corriente de carga. Para controlar la gasificación al final de la carga se varía la duración de los períodos de carga y pasivos monitoreando la rapidez de las variaciones del voltaje de batería. Los fabricantes de reguladores en paralelo usan el mismo argumento.

3.3.11 CORRIENTE MAXIMA DE TRABAJO

El regulador debe manejar, como mínimo, la máxima corriente de generación. Para un control paralelo, el interruptor deberá manejar, asimismo, la máxima corriente de cortocircuito de los paneles. Los reguladores de carga ofrecidos por la industria pueden manejar corrientes entre 2 y 180A. A pedido pueden obtenerse unidades que trabajan con mayores amperajes de carga.

3.3.12 SISTEMAS DE ALTA CORRIENTE DE CARGA

Si un sistema FV tiene un valor de corriente de carga que excede los 100A, es conveniente en este caso agrupar los paneles generadores en secciones. Cada grupo tendrá un menor amperaje de carga, permitiendo el uso de un control estándar. Las salidas de los reguladores deben ser conectadas en paralelo para restaurar el valor de la corriente total de carga, como se muestra en la Figura 43, donde, para simplificar el diagrama, sólo se muestra un trazo para los dos cables de conexión.



Fig. 43- División de la Corriente de Carga

3.3.13 INTERRUPTOR MECANICO Y DE ESTADO SÓLIDO

El máximo valor que puede alcanzar la corriente de carga determina, en la práctica, el tipo de interruptor más adecuado para esa aplicación. Para corrientes menores que los 10A, la solución más económica se obtiene usando un relevador electromecánico (*relay*). Cuando la corriente de carga es de 20 o más amperes, deberá requerirse información del fabricante sobre la vida útil del interruptor. Para niveles más altos es conveniente usar los modelos con interruptores de estado sólido. La razón para este criterio de selección se analiza a continuación. Como la corriente de carga es de CC, la apertura de los contactos del relevador crea un arco eléctrico entre los mismos, cuya intensidad crece al crecer el valor de la corriente que circula por el mismo. Este arco daña progresivamente la superficie de los contactos. En un interruptor de estado sólido (FET) no existe arco alguno, lo que extiende la vida útil del mismo.

Para prolongar la vida útil de un relevador electromecánico se necesita disminuir la densidad de corriente en los contactos (A/mm2). Es por ello que se aconseja elegir un control a relevador capaz de controlar entre 1,5 y 2 veces el valor de la máxima corriente de carga.

3.3.14 VOLTAJE MAXIMO DE TRABAJO

El número de paneles conectados en serie, así como el máximo valor que puede alcanzar el voltaje de salida del panel (circuito abierto), determinan el mínimo voltaje de trabajo del regulador. Es común que el fabricante provea un margen de seguridad para la unidad, diseñándolos para soportar voltajes en exceso del valor nominal del sistema. Los dos voltajes más popularizados son 12 y 24V. Pueden obtenerse unidades que trabajan a mayores voltajes (múltiplos de 12).

3.3.15 MAXIMO VOLTAJE DE ENTRADA

Hay dos tipos de especificaciones para el máximo voltaje tolerado a la entrada del control de carga. Una establece un voltaje máximo, el que no puede ser sobrepasado. La otra ofrece protección automática contra sobre-voltajes de entrada. Este último tipo de protección es posible con el uso de componentes que varían su resistencia interna en *función del voltaje aplicado* (varistores).

Este componente está conectado en paralelo con la entrada del control. Cuando el voltaje de entrada es el normal (valor nominal del sistema más un porciento de reserva), el varistor ofrece una muy alta resistencia interna, comportándose como un componente "fantasma". Cuando el voltaje de entrada excede un determinado valor, la resistencia interna se hace prácticamente nula, cortocircuitando la entrada. Las tormentas eléctricas inducen altos valores de voltaje a la entrada de los reguladores. La presencia de varistores permite la absorción de la energía representada por ese cortocircuito. El nivel de absorción depende del modelo de varistor usado. Si el máximo para un determinado modelo es excedido, la unidad no se repone del cortocircuito, y el componente debe ser cambiado inmediatamente. Algunos modelos de regulador tienen una luz de estado sólido (LED) asociada con el componente, a fin de indicar cuando éste ha sido dañado.

3.3.16 SITUACIONES ESPECIALES

El borde de una de estas nubes puede actuar como una superficie reflectora, aumentando imprevistamente el nivel de radiación solar que reciben los paneles. Si esto ocurre, el voltaje de carga se incrementa, lo que a su vez incrementa la corriente de carga, pudiendo causar la destrucción del regulador. Por ello es importante una protección adecuada para el voltaje de entrada del control elegido, y una razón más para elegir un modelo con amplia capacidad para la corriente de carga. Otra situación especial se presenta cuando se quiere ampliar un sistema existente. Si bien se pueden conectar dos o más reguladores en paralelo, si al diseñar el sistema original se anticipa la posibilidad de una ampliación futura, es conveniente conectar al sistema un regulador que pueda manejar la corriente del sistema ampliado.

3.4 DIODOS BY-PASS Y DE BLOQUEO.

Diodos By-Pass. Los diodos by-pass se emplean para proteger módulos individuales del daño que puede ocurrir por efecto del sombreado parcial sobre un módulo. Los diodos se colocan en la caja de conexiones de los módulos. Para módulos con 36 celdas se utiliza un diodo por cada grupo de 18 celdas. Estos diodos by-pass deben emplearse siempre en un panel en el cual los módulos se conectan en serie, especialmente cuando se operan a tensiones iguales o superiores a 24 V. Cuando se presenta el sombreado parcial, la célula o grupo de células afectadas no conducen interrumpiendo la corriente en todo el módulo y en el tramo de módulos en serie. Los diodos cortocircuitan el módulo permitiendo el flujo de corriente lo cual trae consecuencias de descompensación de tensión, pero que son menos graves que la interrupción de corriente.



Figura 44. Instalación de diodos by-pass en un sistema Fotovoltaico.

Diodos de bloqueo. Los diodos de bloqueo previenen la descarga de la batería a través de los módulos durante la noche y la inversión de corriente que puede ocurrir en un arreglo de varias series en paralelo, cuando una de las series de módulos es parcialmente sombreada.

Estos se emplean en sistemas con baterías y módulos conectados en serie. En sistemas con baterías conectadas a los módulos, durante la noche, la tensión en los bornes genera una corriente inversa en el módulo que disipa potencia y descarga la batería. El diodo bloquea este flujo de corriente.

Cuando en un panel (grupo de módulos interconectados) un módulo esta parcialmente sombreado, la tensión de los restantes induce una corriente invertida a través de la serie del módulo sombreado. El diodo bloquea esta corriente.



Figura 45. Instalación de un diodo de bloqueo en un arreglo de varios módulos en serie.

4. EL RECURSO SOLAR

El sol es una fuente inagotable de energía debido a las reacciones nucleares que ocurren en su centro. Una gran parte de esta energía llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, la luz solar que podemos percibir está el espectro que abarca desde 0.2 hasta $2.6 \mu m$.

A medida que la radiación atraviesa la atmósfera terrestre sufre atenuación por los procesos de absorción, reflexión y refracción. Tales procesos se verifican cuando los rayos de luz chocan con las nubes o con el vapor de agua existente en la atmósfera. La radiación que llega a la superficie terrestre se puede clasificar en directa y difusa. La radiación directa es aquella que se recibe en la superficie terrestre sin que esta haya sufrido ninguno de los procesos antes mencionados al pasar por la atmósfera. La radiación difusa es la que se recibe después de haber cambiado su dirección por los procesos de refracción y reflexión que ocurren en la atmósfera.

Un captador de la energía solar "percibe" la radiación como si viniera de la bóveda celeste. En un día nublado, la radiación solar recibida en un captador es sólo difusa, ya que la radiación directa es obstruida por las nubes.

La energía que de forma continua irradia el Sol está compuesta por ondas electromagnéticas de longitudes de onda en las zonas ultravioleta, visible e infrarroja del espectro, tal y como se muestra en la figura 46. El conocimiento del espectro de emisión del Sol es de suma importancia para un desarrollo óptimo de las aplicaciones solares. Se puede observar que el máximo de emisión corresponde a una longitud de onda de aproximadamente $0,5 \mu m$, es decir, el color verde. Por otro lado, los diferentes componentes de la atmósfera terrestre absorben parte de la radiación solar, como se ha indicado en la figura.

Para las aplicaciones solares, especialmente las fotovoltaicas, es interesante conocer qué cantidades de energía hay contenidas en el espectro solar por encima o por debajo de una determinada longitud de onda.



Figura 46. Espectro de la radiación solar

Esta información se refleja en la figura 47. Se puede comprobar que aproximadamente el 80 % de la energía que nos envía el Sol corresponde a longitudes de onda de la radiación menores que ≈ 1 ,5 µm. Las longitudes de onda se pueden medir en cualquiera de las unidades siguientes: 1 nm = 10⁻⁹ m; 1 µm = 10⁻⁶ m. Las energías de los fotones se miden convencionalmente en eV (electrón-voltio). Entre las longitudes de onda, λ , y la energía de los fotones existe la relación:

$$hv(eV) = \frac{1.2406}{\lambda(\mu m)}$$



Figura 47. Fracción de energía solar contenida en la parte del espectro por encima de la longitud de onda λ .

La energía de la radiación solar que se recibe en una superficie determinada en un instante dado se le conoce como Irradiancia y se mide en unidades de W/m^2 . La irradiancia es un valor distinto para cada instante, es decir se espera que en un DIA despejado la irrandiancia a las 10:00 A.M. será diferente y menor a la que se obtiene a las 1:00 P.M., esto se debe al movimiento de rotación de la tierra (movimiento sobre su propio eje). Cuando es de noche, se tiene una irradiancia de 0 Watts por metro cuadrado (W/m^2), porque simplemente a esa parte de la Tierra el sol no la puede "ver".

Otro concepto importante es el de Insolación, éste corresponde a la integración de la irradiancia en un período determinado. En otras palabras es la energía radiante que incide en una superficie de área conocida en un intervalo de tiempo dado. Este término tiene unidades de energía por área, comúnmente Watts-hora por metro cuadrado (W-h/m²). Generalmente se reporta este valor como una acumulación de energía horaria, diaria, estacional o anual.

4.1 IRRADIACION: EL SOL (HORA SOLAR PICO)

Irradiación es el valor de la potencia luminosa. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos (FVs) 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 m² = 10.000 cm², y que 1 KW = 1.000 W, se tiene que:

1 SOL = 1 KW/m² = 100 milliwatts/cm²

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

4.2 DIA SOLAR PROMEDIO

El valor de la irradiación constantemente desde el amanecer al anochecer. Para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel FV, 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 irradia con una potencia luminosa de 1 SOL. Supongamos, como ejemplo, que el promedio de insolación diaria en una locación es de 5 KWh/m². Si este valor es dividido por un SOL, se obtiene el valor (en horas) del día solar promedio para esa locación y esa inclinación.

En nuestro ejemplo:

$$DIA SOLAR = \frac{5Kwh/m^2}{1Kw/m^2} = 5horas$$

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.



Figura 48. Irradiancia y horas solares pico (insolación) durante un día soleado

4.3 LA TRAYECTORIA SOLAR

Además de las condiciones atmosféricas hay otro parámetro que afecta radicalmente a la incidencia de la radiación sobre un captador solar, este es el movimiento aparente del sol a lo largo del día y a lo largo del año, ver Figura 49. Se dice "aparente" porque en realidad la Tierra es la que está girando y no el Sol. La Tierra tiene dos tipos de movimientos: uno alrededor de su propio eje (llamado movimiento rotacional) el cual da lugar al día y la noche y el otro; es alrededor del sol (llamado movimiento traslacional) siguiendo una trayectoria elíptica, el cual da lugar a las estaciones del año.



Figura 49. Movimiento aparente del sol en la bóveda celeste en función de la hora del día y la época del año

Un arreglo fotovoltaico recibe la máxima insolación cuando se mantiene apuntando directamente al sol. Esto requeriría el ajuste de dos ángulos del arreglo: el azimut para seguir el movimiento diario del sol de este a oeste, y el ángulo de elevación para seguir el movimiento anual de la trayectoria solar en la dirección norte-sur.

4.4 DATOS DE INSOLACIÓN

La insolación es un parámetro clave en el diseño de sistemas solares. Los factores principales que afectan la insolación sobre una superficie captadora son las condiciones climáticas y el ángulo de la superficie captadora con respecto a la posición del sol. En lugares donde los días nublados son relativamente más frecuentes, la insolación promedio es menor. Cuando la latitud del lugar sobrepasa los 15°, los días de invierno son apreciablemente más cortos que los días de verano. Esto resulta en una mayor insolación promedio en el verano.

Debido a que la insolación depende del ángulo del arreglo con respecto a la posición del sol, se usa la insolación horizontal para referirse al potencial solar del lugar. A partir de la insolación horizontal se puede estimar la insolación a un azimut y elevación determinado. Existen tablas y mapas de insolación horizontal para diferentes regiones y épocas del año provenientes de varias fuentes.

4.5 MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN Y EL BRILLO SOLAR.

Los instrumentos empleados en la medición de la radiación y el brillo solar son los siguientes:

a). Pirheliómetros para la medición de la radiación solar directa.

b). Piranómetros para la medición de la radiación solar global.

c). Instrumentos para la medición de la duración del brillo solar, esto es, para medir el tiempo durante el cual el Sol no esta oculto por las nubes (efectivamente miden el número de horas al día durante el cual la intensidad de la radiación solar directa es superior a 120 W/m2).

4.5.1 PIRHELIÓMETROS.

Los pirheliómetros son instrumentos empleados para medir la intensidad a incidencia normal de la radiación solar directa emitida por el disco solar. El pirheliómetro de incidencia normal se emplea en Colombia en pocas estaciones climáticas. El sensor consiste de una termopila de cobre-constantan con una superficie caliente de nueve milímetros de diámetro. La sensibilidad se da en *Jl* vj(W*m2) y la lectura puede hacerse fácilmente con un voltímetro digital. Este instrumento requiere de un seguidor de sol, esto es, un dispositivo que le permite seguir el sol durante su movimiento diurno. Es muy estable y puede emplearse debidamente calibrado como estándar secundario para calibrar otros instrumentos.

4.5.2 PIRANÓMETROS.

Este instrumento esta clasificado en las clases uno, dos y tres por la WMO (*Wold Meteoroloical Organization*). Adicionalmente a las características ya conocidas en los piranómetros es necesario considerar la respuesta coseno y la respuesta azimut.

Característica	Clase 1	Clase 2	Clase 3
Sensibilidad (mw/cm²)	+/- 0,1	+/-0,5	+/-1
Estabilidad (%/año)	+/- 1	+/-2	+/-5
Temperatura (%)	+/- 1	+/-2	+/-5
Selectividad (%)	+/- 1	+/2	+/-5
Linealidad (%)	+/- 1	+/2	+/-3
Constante tiempo (máx)	+/-25 seg	+/-1 min	4 min
Respuesta coseno (%)	+/-3	+/-5a7	+/- 10
Respuesta acimut (%)	+/-3	+/- 5 a 7	+/- 10

Cuadro 14. Características de los piranómetros.

El instrumento más ampliamente utilizado en Colombia por el HIMAT es el actinógrafo ROBITI5CH, el cual tiene capacidad de registrar la información y es de bajo costo. La precisión de los valores de la radiación global que se obtienen con este instrumento es del orden de +/- 10% Y para aparatos en malas condiciones de mantenimiento, superior a este cifra. Este instrumento es de tercera clase.

Actualmente se emplean también piranómetros con celdas solares. Tienen la gran ventaja de tener una respuesta instantánea a los cambios de radiación y ser más baratos. Sin embargo, tienen el problema de la selectividad de la respuesta y deben ser compensados en temperatura.

En las tablas siguientes se resumen los valores de la radiación solar global promedio diario de las estaciones ubicadas en las áreas metropolitanas de las principales ciudades del país y/ las estaciones más importantes del departamento de Santander. Cabe mencionar que el país cuenta con 264 estaciones con información de radiación y brillo solar a lo largo de todo el territorio nacional y, que también existe un programa desarrollado por la Universidad Nacional que permite estimar la radiación y el brillo solar de localidades donde no hay estaciones.

The state of the s	Ciudad/municipio	Estación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Inc	Ago	Sept	oct	Nov	Dic	Anual
Cundinamarca	Fontibon	Apto.Dorado	4,89	4,99	4,54	4,29	4,06	3,92	4,43	4,41	4,48	4,21	4,22	4,47	4,41
Cundinamarca	Pto.Salgar	Apto.Palenquero	4,7	4,38	4,4	4,71	5,03	4,88	5,33	5,27	5,26	4,76	4,65	4,6	4,83
Antioquia	Medellin	Apto.Olaya Herrera	4,78	4,94	4,76	4,76	4,51	4,96	5,47	5,33	4,98	4,39	4,34	4,37	4,8
Antioquia	Bello	Tulio.Ospina	4,8	5	4,81	4,82	4,51	2	5,56	5,35	4,92	4,4	4,39	4,4	4,83
Atlantico	Soledad	Apto.E.Cortizo	5,8	6,25	5,94	5,85	5,46	5,31	5,66	5,51	4,89	4,89	4,96	5,43	5,5
Bolivar	Cartagena	Apto.Crespo	6,01	6,29	6,12	5,92	5,61	5,53	5,76	5,68	5,18	4,86	5,06	5,7	5,64
Magdalena	Santamarta	San lorenzo	3,77	3,86	4,05	3,93	3,8	3,9	4,31	4,15	3,58	3,28	3,14	3,44	3,77
Valle	Cali	Univalle	4,9	4,95	5,03	4,79	4,4	4,51	5,1	5,05	4,94	4,52	4,33	4,56	4,76
Valle	Palmira	ICA-Palmira	5,08	5,06	4,92	4,85	4,39	4,47	4,95	4,88	4,8	4,71	4,54	4,7	4,78
	-	-			-	:						2			

Ð

Anual	4,33	4,95	4,58	5,18	4,29	4,98	4,52	5,04	5,16
Dic	4,44	4,85	4,21	4,95	4,15	4,72	4,24	5,1	5,02
Nov	4,24	4,67	4,18	4,77	4,15	4,68	4,06	4,93	4,71
Oct	4,22	4,87	4,34	5,05	3,81	4,98	4,38	4,77	4,96
Sept	4,33	5,09	4,8	5,37	4,27	5,31	4,8	2	5,34
Ago	4,45	5,07	4,94	5,58	4,33	5,41	4,95	5,24	5,59
Jul	4,34	5,02	5	5,7	4,56	5,45	5,07	5,2	5,56
Jun	4,03	4,68	4,65	5,12	4,18	5,05	4,65	4,72	5,11
May	4,44	4,8	4,58	5,07	4,11	4,94	4,7	4,87	4,98
Abr	4,29	4,91	4,46	5,02	4,26	4,87	4,41	4,76	4,99
Mar	4,09	4,89	4,45	4,8	4,69	4,45	4,13	5,05	4,84
Feb	4,34	5,1	4,66	5,23	4,61	4,82	4,37	5,39	5,24
Ene	4,8	5,34	4,73	5,54	4,33	5,06	4,46	5,49	5,56
Estación	OIS	Apto.Palonegro	La Esperanza	Apto. Yariguies	Cachiri	Campo capote	El diviso-aguablanca	Escuela. Agronoma	Villa de leyva
Ciudad/municipio	Bucaramanga	Lebrija	Lebrija	B/bermeja	Surata	Velez	San Vicente	Mogotes	Sabana de torres
Departamento	Santander	Santander	Santander	Santander	Santander	Santander	Santander	Santander	Santander

Cuadro 13. Radiación solar en las principales ciudades del departamento de Santander (kWh/m²/día)

Fuente: RODRIGUEZ, Humberto. Manual de radiación solar en Colombia: U. Nacional 1990.

Cuadro 15. Radiación solar en las principales ciudades del país $(Kwh / m^2 / dia)$

5. DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Los elementos constituyentes de la instalación deben guardar entre sí la proporción justa y equilibrada. De nada serviría sobredimensionar el campo de paneles con el propósito de producir más energía si las baterías tienen escasa capacidad para almacenarla, pues se perdería la mayoría de ella. Un regulador de menor amperaje que el indicado o un simple conductor de sección insuficiente pueden ser causa de avería y paralización de la instalación, por lo que cada componente de la misma debe ser cuidadosamente calculado y elegido por el proyectista entre la gama del catálogo comercial.

El dimensionado debe tener siempre en cuenta el posible perjuicio en el caso de una paralización de la instalación. Así, por ejemplo, si ésta suministra energía eléctrica a un equipo de radioenlace, cuyo funcionamiento puede ser vital, no se debe regatear en potencia de paneles a instalar ni en capacidad, calidad de la batería y demás elementos, aun a costa de que sólo se utilice normalmente una pequeña fracción de la energía potencialmente obtenible. Si, por el contrario, se trata de una instalación de iluminación de viviendas, puede ser más rentable para el usuario asumir el riesgo de tener que reducir el consumo incluso por debajo del mínimo necesario durante determinados días al año, que instalar más paneles y una batería de mayor capacidad, pagando un sobreprecio considerable por tener más seguridad de suministro bajo cualquier circunstancia.

Se comprende que el tema del dimensionado debe abordarse antes de comenzar el cálculo de cada elemento, en función de la necesidad razonable del usuario, capacidad económica de éste y preferencias determinadas, siendo imprescindible que el proyectista recoja toda la información posible directamente de quienes van a ser los que disfruten la instalación, tratando de satisfacer sus requerimientos hasta el límite de lo posible.

5.1 CRITERIOS DE PARTIDA

Lo primero que se debe hacer es definir perfectamente los objetivos de una instalación, atendiendo a las necesidades reales de los futuros usuarios y a sus requerimientos concretos. Para ello, se debe recabar información de la utilización prevista, no solo inicialmente sino durante los años futuros.

Desde el primer momento, puede darse al usuario la opción de efectuar una instalación modular, prevista de forma que resulte fácil ir añadiendo paneles y acumuladores a medida que las necesidades de este crezcan. Esto resulta algo más caro, pero puede ser interesante siempre que el usuario prevea esta posibilidad.

Todos los datos referentes a los consumos previstos deberán recopilarse y anotarse, a fin de proceder a una primera evaluación de los mismos.

Si no se conoce la potencia real de los aparatos, es preciso indagar a través del fabricante o proveedor de los mismos, teniendo además en cuenta que una cosa es la potencia teórica y otra la consumida en la práctica, normalmente esta última es superior debido a la pérdida por rendimiento.

Una vez determinadas teórica o experimentalmente, las potencias consumidas por cada aparato, es preciso estimar, y esto ha de hacerse de acuerdo con el usuario, los tiempos medios de utilización diarios y semanales de cada uno de ellos.

En los casos más simples, en los que el consumo es más o menos homogéneo a lo largo del año, pueden establecerse unos tiempos medios diarios que se suponen constantes. En otros supuestos habrá que anotar las irregularidades periódicas o estacionales que pudieran producirse.

5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MÉTODO DE DIMENSIONAMIENTO

El método de dimensionamiento se fundamenta en el balance de energía:

La energía generada debe ser igual a la energía demandada más las perdidas de energía propias de los sistemas fotovoltaicos.

Estas perdidas se producen generalmente por:

- . Pérdidas por regulación de tensión en cables de conducción.
- . Pérdidas de potencia en los módulos por efecto de la temperatura que alcanzan los módulos durante su operación.
- . Pérdidas en el ciclo carga-descarga de las baterías.
- . Pérdidas de energía por autodescarga de las baterías.
- . Pérdidas del regulador de carga e inversores.

Determinación de la demanda o carga.

Consiste en conocer las características de la demanda: equipos, potencia requerida, horas/día de operación, demanda total semanal de energía, demanda diaria de energía.

Para los equipos AC se considera también el pico de demanda que se presenta cuando, por ejemplo se prende un motor. Es necesario conocer la carga máxima pico, así como también la carga máxima continua AC para especificar el inversor. La eficiencia del inversor se supondrá como de 83% por lo que el factor multiplicador es 1,2

Especificación de la tensión de operación.

La tensión de operación del sistema es generalmente múltiplo de 12 V. Para cargas pequeñas la tensión es 12 V, mientras que para aplicaciones espaciales y demandas mayores se emplean tensiones superiores a los 24V. Es importante tener en cuenta la tensión de operación de los equipos individuales.

Determinación de la energía disponible en la localidad. Con frecuencia se emplea la energía solar diaria promedio anual, determinada a partir de información local o de mapas de radiación. Con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema es mejor emplear como dato de radiación solar disponible el correspondiente al mes de más baja energía solar.

Determinación de la capacidad del generador fotovoltaico. Se determina el número de grupos de módulos en paralelo y el número de módulos en cada serie, necesarios para generar la energía requerida.

Determinación de La capacidad del banco de baterías. Se determina la capacidad total del banco de baterías, su número, su conexión. Se introduce como factor de corrección de la capacidad nominal, la profundidad de descarga recomendada por el fabricante de baterías.

Determinación de la capacidad del inversor. El inversor se especifica por las cargas máximas continuas AC y la carga AC máxima pico que se presenta en el sistema.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico ha alcanzado un buen grado de refinamiento, desde el balance elemental de carga hasta la simulación horaria del comportamiento del sistema.

5.3 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD Y DETERMINACIÓN DEL ACUMULADOR

Lo primero que se ha de determinar, como paso previo al cálculo del acumulador de una instalación, es el número máximo N de días de autonomía previstos para la misma. Dicho número debe ser asignado de acuerdo con las características climatológicas de la zona, el servicio que la instalación preste y las circunstancias particulares de cada usuario. Teóricamente N representaría el máximo número de días consecutivos que pudieran producirse con condiciones absolutamente desfavorables (totalmente cubiertos). Durante este período los paneles no recogen prácticamente energía y todo el consumo se hace a expensas de la reserva de la batería, la cual disminuye rápidamente su nivel de carga.

Si deseásemos cubrir eventuales largos períodos nubosos, que aunque con poca frecuencia, siempre se producen, los cálculos nos llevarían a prever una capacidades de baterías muy grandes, con un coste elevado, lo cual solamente puede tener justificación cuando se trate de instalaciones especialmente importantes en relación al servicio que presten (telecomunicaciones, instalaciones militares, etc.). En los casos normales, como por ejemplo la iluminación de viviendas, es preferible reducir algo el número N de días de autonomía, aun a costa de correr el riesgo de que alguna vez haya que recortar el consumo para evitar descargar la batería más de lo conveniente.

Una vez fijado el número N de días de autonomía máxima, y supuesto también conocida la energía total teórica ET requerida en un período de 24 horas, obtenida a partir de las potencias y del tiempo medio de funcionamiento diario de cada aparato de consumo (teniendo en cuenta que, caso de existir diferencias estacionales en el consumo habrán de tomarse siempre los valores correspondientes al mes más desfavorable), procederemos a hallar la energía real necesaria E que, proveniente de los paneles, debe recibir el acumulador, del cual ya habremos decidido el tipo y características básicas y, por tanto, conoceremos la profundidad de descarga máxima admisible, PD.

La energía E equivaldrá exactamente a la energía que se necesite diariamente, teniendo en cuenta las diferentes pérdidas que existen y, que una expresión razonablemente precisa de su valor es:

$$E = \frac{E_T}{R}$$

donde R es un factor global de rendimiento de la instalación, que vale:

$$R = 1 - \frac{1 - Kb - Kc - Kv}{Pd} \times Ka \times N - Kb - Kc - Kv$$

Siendo:

Kb = Coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador.Ka = Coeficiente de autodescarga.

 \mathbf{Kc} = Coeficiente de pérdidas en el convertidor, si existe y afecta a toda la red de consumo. En el supuesto de que sólo se utilizase para algunos aparatos, kc se supondrá igual a cero, incluyendo en este caso las pérdidas del convertidor en el cálculo previo del consumo de los aparatos que afecte.

 $\mathbf{K}\mathbf{v}$ = Coeficiente que agrupa otras pérdidas (rendimiento global de toda la red de consumo, pérdidas por efecto Joule, etc.)

Vamos a analizar con más detalle cada uno de los anteriores coeficientes:

Kb indica la fracción de energía que la batería no devuelve con respecto a la absorbida procedente de los paneles, es decir, a la que entra en la batería.

Dentro de la batería, durante los procesos químicos que tienen lugar, siempre existe una pequeña producción de energía calorífica. A falta de datos concretos, el coeficiente Kb puede tomarse igual a 0.05 para servicios en condiciones que no demanden descargas intensas (caso normal en instalaciones de energía solar) e igual a 0.1 en otros casos más desfavorables (acumuladores viejos, descargas más fuertes, temperaturas bajas, etc.). **Ka** representa la fracción de energía de la batería que se pierde diariamente por autodescarga. El fabricante debe especificar este dato, normalmente para un período de tres, seis o doce meses, bastando dividir el valor especificado por el número de días del período correspondiente. El valor por defecto que se suele asignar aKa, a falta de más información, es 0.005 (0.5 % diario).

Otras veces dispondremos del gráfico de la autodescarga, habiendo de efectuar un simple cálculo. Así, por ejemplo, si viéramos en un gráfico que, debido a la autodescarga, la capacidad de un determinado modelo de batería se reduce al 75 % de la inicial una vez transcurrido seis meses, se tendrá:

(100 - 75)/100 = 0.25 (en seis meses) Ka = 0.25/180 días = 1.39 x 10-3 día-1

Hay que recordar que la autodescarga depende, entre otros factores, de la temperatura, aumentando al aumentar ésta. Por ello, y dado que los valores estándar suelen venir referidos a una temperatura media (unos 20 ó 25 °C) es preciso tener en cuenta que este factor puede alterarse en algunos casos.

En el supuesto de que solamente se conozca el tipo de batería que se va a utilizar, podemos estimar los siguientes valores para Ka:

 $Ka = 2 \times 10-3 \text{ dia}^{-1}$: Para baterías de baja autodescarga, como las de Ni-Cd o las de Pb-Ca, sin mantenimiento.

 $\mathbf{Ka} = 5 \times 10^{-3} \text{ día}^{-1}$: Para las baterías estacionarias de Pb normalmente utilizadas en energía solar. Para el resto de las baterías de alta autodescarga, incluidas las de arranqué utilizadas en los automóviles.

 $\mathbf{Ka} = 12 \times 10^{-3} \text{ dia}^{-1}$: Para el resto de baterías de baja atodescarga.

Si Ka la calculamos basándonos en los datos suministrados por el fabricante para una temperatura de 20 ó 25 °C, podemos estimar la autodescarga Ka′ para cualquier otra

temperatura t en °C (en el intervalo desde -5 °C hasta 45 °C), por medio de la expresión:

Ka' = $(0.0014 t^2 + 0.0021 t + 0.4)$ Ka

Esta corrección solamente es importante en los casos de grandes capacidades y en que la temperatura media anual del lugar donde se encuentren los acumuladores sea menor de 15 °C o mayor de.25 °C.

El rendimiento de los convertidores debe ser suministrado por el fabricante y suele oscilar entre un 75 % y un 95%. A falta de otros datos, podemos tomar Kc = 0.2 para los convertidores senoidales y Kc = 0.1 para los de onda cuadrada. Para simplificar, suponemos que el consumo propio de los circuitos del convertidor está tenido en cuenta en Kc, aunque en el caso de grandes potencias es aconsejable desglosar el valor del consumo del propio convertidor y las pérdidas que origina.

El factor Kv agrupa cualquier otra pérdida no considerada anteriormente. Cada aparato eléctrico desprende algo de energía que se convierte en calor no deseable. Lo mismo sucede en los propios cables de conducción y en las diversas conexiones. Esto hace que la potencia real consumida siempre sea mayor que la calculada a partir de la potencia nominal o teórica que figura en la etiqueta de especificaciones técnicas del aparato. La relación es variable, siendo 0.15 un valor medio razonable para Kv, que puede reducirse a 0.05 si ya se han tenido en cuenta los rendimientos de cada aparato englobándolos en los datos de consumo.

Una vez calculados R y E, se halla el valor de la capacidad útil Cu que debe tener la batería, que será igual a la energía total E que es preciso producir diariamente multiplicada por el número N de días de autonomía, ya que la batería debe ser capaz de acumular toda la energía necesaria para dicho período.

$$Cu = E \times N$$

Si E se mide en julios, Cu será también en julios, aunque es costumbre medir E en Wh y expresar entonces la capacidad en A-h dividiendo simplemente Cu entre la tensión nominal de la batería (normalmente 12 ó 24 V). Por simplicidad, se usa indistintamente el mismo símbolo para designar la capacidad en W-h Y A-h.

La capacidad nominal C asignada por el fabricante será igual al cociente entre Cu y la profundidad máxima de descarga admisible PD.

$$C = \frac{Cu}{PD}$$

De nuevo, estas capacidades están referidas a unas condiciones estándares, midiéndose normalmente a una temperatura de 20 ó 25 °C, por lo que habrá que efectuar algunas correcciones, cuando procedan.

Para aplicaciones solares las descargas de las baterías son muy lentas, de modo que su capacidad real nunca va a ser inferior a las marcadas por el fabricante. Sin embargo, las bajas temperaturas pueden afectar negativamente a la capacidad real.

En cuanto a la profundidad de descarga máxima admisible, se atenderán las recomendaciones del fabricante, teniendo en cuenta que los elementos de seguridad desconectarán la carga de consumo cuando la batería se acerque al nivel de descarga máximo permitido.

Ejemplo:

Consideremos una instalación que consume 200 W-h al día y supongamos los siguientes valores:

N = 15 dias	Kc = 0.2
PD = 60 % (0.6)	$Ka = 2 X 10^{-3}$
Kb = 0.05	Kv = 0.15

Se tendrá:

$$R = 1 - (1 - 0.05 - 0.2 - 0.15) \times 2 \times 10^{-3} \times 15/0.6 - 0.05 - 0.2 - 0.15 = 0.57$$

 $E=E_T/R = 200/0.57 = 351$ W-h

La capacidad útil del acumulador ha de ser:

Cu =EN= 351 x 15 = 5265 W-h

Y, supuesto que sea de 12 voltios, expresando dicha capacidad en A-h:

Cu = 5265/12 = 439 A-h

La capacidad nominal sería:

C = 439/0.6 = 732 A-h

Probablemente habríamos de escoger tres de 250 A-h, o quizás cinco de 150 A-h cada uno (en el supuesto de que usáramos baterías tipo «monobloc» y no elementos individuales).

5.4 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LOS PANELES

El valor de E obtenido anteriormente es la energía que debe entrar a través de los bornes del acumulador, la cual tiene su origen en los paneles. Sin embargo, entre estos y la batería suele estar instalado un regulador que, como sabemos, disipa energía en forma de calor o bien corta el suministro durante ciertos períodos, por lo que la cantidad diaria Ep que deben producir los paneles debe ser siempre superior a E.

Es difícil evaluar con precisión las pérdidas del regulador, ya que éstas dependen del estado de carga de la batería, que a su vez depende del perfil de consumo diario. Así, evidentemente, en aquellos momentos en que la batería esté totalmente cargada, el regulador no dejará pasar ninguna energía. Por término medio, consideramos que un 10 % de la energía que produzcan los paneles va a ser disipada en el regulador y no se convertirá en energía útil.

En las épocas del año más favorables las baterías se encuentran en estado de máxima carga durante buena parte del día y, por lo tanto, la energía sobrante que podrían teóricamente producir los paneles sería disipada en el regulador, elevando a bastante más del 10 % el valor del factor de pérdidas que hemos considerado. Sin embargo, como el período que nos interesa a efectos de dimensionado es el más desfavorable, en el que el estado de carga máxima se alcanzará pocas veces, el regulador no desaprovechará mucha energía y puede ser aceptable tomar un rendimiento del 90 %. Por tanto:

$$Ep = \frac{E}{0.9}$$

Con el fin de evaluar la energía que un panel puede producir diariamente en una determinada localidad resulta útil el concepto del número de horas de sol pico (H.S.P.) del lugar en cuestión y que no es otra cosa que el valor de la energía H total incidente sobre una superfície horizontal de 1 m², pero expresado en Kwh. en vez de en MJ. Como 1 Kwh. = 3.6 MJ, resulta claro que:

H.S.P. = 0.2778

El significado del nombre horas de sol pico, esto es, «horas de sol a una intensidad de 1000 W 1m² es el siguiente:

Desde el amanecer hasta que se pone el Sol, la intensidad que recibe un panel fotovoltaico horizontal varía continuamente. En un típico día claro crece por la mañana, alcanza su máximo al mediodía y decrece por la tarde. Sumando toda la energía recibida a lo largo del día, se obtendría el valor de H. En realidad en los primeros momentos de la mañana y en los últimos de la tarde la intensidad es demasiado pequeña para que el panel produzca un voltaje apto para ser aprovechado, pero la pérdida de energía que este efecto supone es despreciable y no ha de ser considerada.

A efectos de cálculos energéticos sería lo mismo suponer que el panel está recibiendo una intensidad constante de 1000 W / m^2 durante un tiempo igual al número de H.S.P., puesto que, al coincidir dicho número de H.S.P. con el número de Kwh. de energía incidente en todo el día, en ambos casos se llega al mismo valor de H La ventaja de utilizar este concepto de las H.S.P., que a primera vista puede parecer extraño, es que permite evaluar más rápidamente los rendimientos energéticos. Por otra parte, los experimentos en laboratorio y los ensayos de paneles fotovoltaicos suelen hacerse en condiciones de 1 sol pico de, intensidad (1 Kw. $/m^2$) y los resultados se expresan siempre en función de dicha hipótesis. Así, la potencia nominal de un panel siempre se supone referida a una intensidad de 1 sol pico.

Resumiendo, si, por ejemplo, en una localidad se reciben en un mes determinado una media diaria de 12.7 MJ (3.53 KW-h), el resultado es el mismo que si incidiese una intensidad de 1 KW (1 sol pico) durante 3.53 horas, y se dice que el número de H.S.P. en ese mes es igual a 3.53.

El número de paneles a instalar estará dado por el cociente entre Ep y la energía que realmente es capaz de producir cada panel a lo largo del día (la cual, según se dijo en estimamos un 10 % menor que la potencia máxima teórica, que suele ser la potencia nominal que especifican los fabricantes). Así pues:

$$N$$
úmero.de.Paneles = $\frac{Ep}{0.9(H.P.E.)}$

En el factor corrector 0.9 incluimos también las pequeñas pérdidas adicionales debidas, por ejemplo, a la posible suciedad de los paneles, pérdidas por reflexión en los momentos de incidencia muy oblicua, etc.

Esquema del proceso de cálculo para determinar la capacidad del acumulador y el número de paneles necesarios

Partir de la potencia en vatios de cada aparato de consumo (con o sin convertidor),
y estimar el número medio de horas de funcionamiento de cada uno en el día medio del mes más desfavorable.

2. Calcular en W-h el consumo diario E_T en el mes más desfavorable. (En su caso, se calcularán también los consumos semanales, mensuales o anuales)

3. Elegir el número N de días de autonomía y averiguar la profundidad de descarga máxima PD admitida para el acumulador (normalmente un 0.8 para los de Ni-Cd o los estacionarios de Pb-Sb y 0.4 para los de Pb-Ca).Determínese también el valor de la autodescarga diaria, si se tienen datos suficientes.

4. Calcular la energía necesaria

$$E = \frac{E_T}{R} \qquad R = 1 - \frac{1 - Kb - Kc - Kv}{Pd} \times Ka \times N - Kb - Kc - Kv$$

Los valores más usuales (a tomar en defecto de otros más precisos) son:

Kb = 0.05Ka = 0.005

Kc = 0 Si no existe convertidor, o si el rendimiento de éste ya se ha tenido en cuenta al calcular la potencia real consumida por los aparatos a los que afecte.
Kc = 0.2 Cuando existe un convertidor senoidal., que afecta a todo el circuito de consumo.

Kc = 0.1 En el caso de que el convertidor Sea de onda cuadrada.

Kv = 0.15 Si las potencias de partida utilizadas en el apartado 1 son las teóricas de cada aparato.

Kv = 0.1 Caso general, si no se dispone de información en detalle de los rendimientos.

Kv = 0.05 Si las potencias de partida del capítulo 1 son las realmente consumidas por cada aparato, habiendo tenido ya en cuenta sus pérdidas.

5. Calcular la capacidad útil de la batería Cu = EN.

6. Calcular la capacidad nominal de la batería C = Cu/PD

7. Buscar la energía H para el mes más desfavorable y la localidad en cuestión en la tabla 2 del capítulo 2.1.4 y, si procede, corregir dicho valor según las condiciones de turbidez atmosférica u otros factores climatológicos.

8. Hallar el número de horas de sol pico.

$$H.S.P. = 0.2778 \text{ kH}$$

k es el coeficiente de corrección por inclinación de los paneles (15° más que la latitud para instalaciones que deben funcionar durante todo el año) dado en la tabla 6 de 2.1.4.

9. Si los paneles son bifaciales y se montan con un fondo reflectante apropiado, multiplicar el número H.S.P. por el factor 1.2 (a menos que en la potencia nominal P de dichos paneles ya se incluya la potencia absorbida por la cara dorsal).

10. La potencia Ep que deben producir los paneles es mayor que E, debido principalmente a las pérdidas por usar regulador. Se estima:

$$Ep = \frac{E}{0.9}$$

11. Calcular el número de paneles necesarios de potencia nominal P.

$$N$$
úmero.de.Paneles = $\frac{Ep}{0.9(H.P.E.)}$

Ejemplo :

Un equipo repetidor para radioteléfonos presenta las siguientes características:

- Consumo en recepción = 0.5 amperios.
- Consumo en transmisión = 9 amperios.
- Tensión de trabajo = 12 voltios.

El equipo funciona, en modo de recepción, durante las 24 horas al día y durante todo el año.

Se efectúan unas 120 llamadas diarias de un tiempo medio de duración de 3 minutos cada una excepto los sábados y los domingos en los que prácticamente no se efectúan llamada

La autonomía que se quiere que tenga el equipo es de 20 días, utilizando baterías de

níquel-cadmio con una autodescarga del 4.5 % mensual, según el fabricante.

Los paneles que se han escogido tienen una potencia nominal de 20 W, ¿Cuántos deben instalarse?

Solución:

Procederemos según el esquema de cálculo antes explicado.

1. Como el consumo es igual en todos los meses del año, el mes más desfavorable será, simplemente, aquel en que se reciba menos radiación, que según la tabla 2 de 2.1.4 vemos que es diciembre, con 6.5 MJ/m^2 de media diaria.

2. Conocemos las intensidades de corriente que requieren los equipos y los tiempos de funcionamiento, por lo que resulta sencillo calcular el consumo diario en W-h.

Consumo de lunes a viernes:
Consumo por recepción: Vit = 12 x 0.5 x 24 = 144 W-h.
Consumo por transmisión: Vit = 12 x 9 x 120 x 3/60 = 648 W-h.
Consumo total durante los cinco días laborables = 5 (144 + 648) = 3960 W-h.

- Consumo durante el fin de semana (sólo recepción) = 2 x 144 == 288 W-h.
-Consumo total en una semana = 3960 + 288 = 4248 W-h.

Nos interesa es un consumo medio diario éste se obtiene dividiendo el consumo total en una semana, que es el ciclo periódico de consumo de la instalación, entre 7.

Consumo medio diario $E_T = 4248/7 = 607$ W- h

3. El número de días de autonomía viene fijado de antemano (N = 20) y la profundidad de descarga máxima admisible, al tratarse de baterías de Ni-Cd, la

Ka = 0.045/30 = 0.0015

₄
$$R = 1 - \frac{1 - Kb - Kc - Kv}{Pd} \times Ka \times N - Kb - Kc - Kv$$

Se toma:

$$Kb = 0.05;$$
 $Ka = 0.0Q15;$ $Kc = 0;$ $Kv = 0.1$

Sustituyendo:

$$R = 1 - (1 - 0.05 - 0.1) 0.0015 \times 20/0.8 - 0.05 - 0.1 = 0.82$$

Por tanto.

$$E = \frac{E_T}{R} = \frac{607}{0.82} = 740Wh$$

5. Capacidad utilizable de la batería $Cu = EN = 740 \times 20 = 14800$ W-h Si deseamos expresada en A-h:

$$Cu = 14800/12 = 1233 A.h$$

6. Capacidad nominal C = Cu/PD = 1233/0.8 = 1541 A-h

Podemos montar una batería de acumuladores con un total de 1500 ó 1600 A-h de capacidad.

7. Como el equipo repetidor suele estar situado en lugares alejados de núcleos urbanos, tomaremos el valor dado por la tabla 2 de 2.14 y lo multiplicamos por 1.05,

obteniendo un valor de H corregido (por limpieza del aire) igual a $6.5 \ge 1.05 = 6.8$ MJ.

8. La latitud de Jaén es de unos 38° , luego la inclinación idónea, tratándose de una instalación de servicio anual, será igual a $38^{\circ} + 15 = 53^{\circ}$. Con este valor buscamos en la tabla 6 de 2; lA, leyendo un valor para el coeficiente de corrección por inclinación de 1.48 Recordemos que siempre nos estamos refiriendo al mes más desfavorable, es decir, diciembre. Luego:

H.S.P. = 0.2778 kH = 0.2778 x 1.48 x 6.8 = 2.8

- 9. Los paneles no son bifaciales, por tanto no se efectúa corrección alguna por este motivo.
- 10. Puesto que existe regulador:

$$Ep = E/0.9 = 740/0.9 = 822$$
 W-h

11. La potencia nominal P de los paneles es de 20 W. Vamos a suponer que ésta es la potencia neta que suministran a la tensión de carga de la batería (y no la potencia máxima teórica) por lo que la fórmula a emplear será:

$$N$$
úmero.de.Paneles = $\frac{Ep}{0.9(H.P.E.)}$

Sustituyendo:

$$N\'umero.de.Paneles = \frac{822}{20 \times 2.8} = 14.7$$

Necesitaremos 15 paneles de 20 W cada uno, lo que supone una potencia total instalada de 300 W.

5.5 CASO DE VIVIENDA RURAL EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER

Ahora aplicaremos diferentes conceptos y métodos para realizar el cálculo de un sistema fotovoltaico parea una vivienda unifamiliar.

5.5.1 DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se hará para unu vivienda ubicada en la zona rural de municipio de Mogotes (Santander), su carga estará determinada por los aparatos que por lo general hay en una vivienda de este tipo, para esto tablas de potencia, y tiempos estimados pera instalaciones, y tablas de potencia media para aparatos de corriente continua.

5.5.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE CÁLCULO.

Cuarto de estar	18 W durante 5 horas diarias
Comedor	18 W durante 5 horas diarias
Dormitorio	8 W durante 1/2 hora diaria
Aseos	18 W durante 1 hora diaria
Cocina	18 W durante 2 horas diarias
TV	32 W durante 4 horas diarias
Pasillos, entrada y otros	18 W durante 2 horas diarias

Tabla 1.Potencia y tiempos mínimos para instalaciones fotovoltaicas de iluminación de viviendas aisladas.

En cualquier caso, el consumo diario previsto no debe, suponerse menor a 250 Wh/día, que representa un valor mínimo.

Lavadora	275W
Plancha	75W
Frigorífico	75W
Secador de pelo	loow
Extractor de humos	50W
Ventilador	25W
Taladrador	40W
Batidora	75W
Molinillo de café	lOW

Tabla 2. Potencia media de algunos aparatos de corriente continua.

5.5.3 CALCULO DEL SISTEMA PARTIENDO DE LOS EQUIPOS.

En siguiente cálculo partiremos del hecho de que ya tenemos el panel que será un Photowatt PW 80 de Si-policristalino y una batería Dynasty de 355 Ah.

EQUIPO DC	CANTIDAD	CARGA (W)	HORAS HUSO DIA	CARGA W-h/DIA
Bombillo comedor	1	18	5	90
Bombillo estar	1	18	5	90
Bombillo dormitorio	4	8	1	32
Bombillo cocina	1	18	2	36
Otros bombillos	2	18	2	72
TOTAL	9	80		320

Tabla 3. Datos de la carga

	CANTIDAD	CARGA	HORAS HUSO	CARGA	Carga
EQUIPO AC	CANTIDAD	(W)	DIA	W-h/DIA	pico(W)
Nevera	1	75	24	1800	100
Televisor	1	150	6	900	150
Plancha	1	75	2	150	100
Licuadora	1	75	0.25	18.75	100
TOTAL		375		2870	450

TABLA 4. Datos de carga AC

Tabla 5. Datos generales

Tensión DC nominal del sistema	24V
Radiación solar de la localidad	4.72 Kwh/m2/día
Factor de seguridad	1.18
Días de reserva	3 días

Datos del módulo seleccionado (Photowatt PW 80) 80vatios

Tensión DC nominal	16.9 V
Corriente pico	4.7 A

Datos de la batería seleccionada (Dynasty 355 A-h)

Tensión DC nominal de la batería	12 V
Capacidad nominal de la batería	355 A-h
Profundidad de descarga	0.95

Carga DC Total Diaria: Este valor se obtiene multiplicando la potencia nominal de cada electrodoméstico que funciona con DC por las horas de uso al día que se estiman

para su uso y sumando posteriormente el total; este queda expresado en vatioshora/día. : 320 W-h/día

Carga AC total diaria: Este valor se obtiene multiplicando la potencia nominal de cada electrodoméstico que funciona con AC por las horas de uso al día que se estiman para su uso y sumando posteriormente el total; este queda expresado en vatios-hora/día: 2870 W-h/día

Factor inversor DC-AC: Depende del rendimiento del inversor, usualmente está entre 1,18 y 1,2 (rendimientos cercanos al 20%): 1,2

Carga diaria DC (de cargas AC) equivalente: Es el producto entre la carga AC total diaria y el factor inversor: 2870*1,2= 3444 W-h/día

Carga máxima continua AC: Es la suma de los valores nominales de potencia de los electrodomésticos que operan en AC: 375 W.

Carga máxima pico AC: Es la potencia máxima alcanzada por los electrodomésticos AC y depende de las corrientes de arranque de los motores y de los valores nominales de los que no son maquinas con movimiento: 450 W

5.5.4 CORRIENTE PICO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

Carga DC total diaria: Es la suma de las cargas totales DC y DC equivalentes (vatios-hora/día): 3444+320= 3764 W-h/día

Tensión DC del sistema: Puede 12 o 24 V para sistemas pequeños y 36,48,.....120 v para sistemas más grandes: 24 V

Carga diaria en corriente DC: es el cociente entre la carga DC total diaria y la tensión del sistema se expresa en amperios-hora/día: 3764/24= 157 A-h/día.

Factor de seguridad: Recoge las pérdidas del sistema y depende entre otras de: perdidas por temperatura y autodescarga de baterías. Usualmente es de 1,18.

Carga en corriente DC diaria corregida: Es el producto entre la carga diaria en corriente DC y el factor de seguridad (amperios-horas-día): 157*1,18= 185.26 A-h.

Radiación solar: Es la radiación solar global promedio diario correspondiente al mes más desfavorable de la localidad donde se realizará la instalación. Para estos cálculos esta radiación se expresa en horas lo cual se consigue dividiendo los valores de las tablas que están expresados en kWh/m2/día entre 1000 W/m2 (1 kW/m2) que es la referencia de los fabricantes para determinar la potencia de los paneles: (4.72 Kwh./m²/día) / (1Kw./m²)= 4.72 horas.

Corriente pico del Sistema fotovoltaico: Es la carga en corriente DC diaria corregida dividida entre la radiación solar expresada en amperios/día: 185.26 A-h/4.72 hrs. = 39.25 A

5.5.5 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

Corriente pico del módulo seleccionado: Es la corriente entregada por el fabricante en el catalogo: 4,7 A.

Grupos de módulos en paralelo: Es el cociente entre la corriente pico del sistema fotovoltaico y la corriente pico del módulo seleccionado. De ser necesario su valor se

redondea al número entero siguiente: 39.25 A / 4,7 A = 8.35; entonces el número de módulos en paralelo es: 9.

Tensión DC nominal del módulo: Es la tensión dada por el fabricante: 16,9 V.

Número de módulos serie: Es el cociente entre la tensión del sistema y la tensión nominal del módulo. De ser necesario su valor se redondea al número entero siguiente: 24 V / 16,9 V = 1,42; el número de módulos en serie es 2.

Número total de módulos: Es el producto entre los arreglos de módulos en paralelo y el número de módulos en serie: 9*2 = 18.

5.5.6 DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS.

Días de reserva: Es el mayor número de días continuos que se espera estén los módulos sin recibir energía: 3 días.

Capacidad nominal del banco de baterías: Es el producto entre la carga DC total diaria y los días de reserva: 185.26 A-h*3 días = 555.78 A-h.

Profundidad de descarga: Es la determinada por el fabricante: 0,95. Capacidad corregida banco de baterías: Es la capacidad nominal del banco de baterías dividida entre la profundidad de descarga: 555.78A-h / 0.95 = 585 A-h.

Capacidad nominal de la batería: Es la determinada por el fabricante: 355 A-h

Grupos de baterías en paralelo: Es el cociente entre la capacidad nominal del banco de baterías y la capacidad nominal de la batería seleccionada. De ser necesario se redondea al número entero inmediatamente mayor:

585 A-h / 355 A-h =1.65; baterías en paralelo 2.

Tensión DC nominal batería: Es la determinada por el fabricante: 12 V.

Número de baterías en serie: Es el cociente entre la tensión nominal del sistema y la tensión nominal de la batería seleccionada. De ser necesario se redondea al número entero inmediatamente mayor: 24 v f 12 v = 2.

Número total de baterías: Es el producto del número de arreglos de baterías en paralelo por el número de baterías en serie: 2*2 = 4.

5.5.7 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR.

Capacidad máxima continua AC del inversor: Es la suministrada por el fabricante y debe ser mayor que la carga máxima continua AC: 500 w Capacidad máxima pico AC del inversor: Es la suministrada por el fabricante y debe ser mayor que la carga máxima pico AC: 750 w.

5.5.8 DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR

Tomando la corriente pico del sistema fotovoltaico 39.25 A se selecciona un regulador de 45 A, de acuerdo con los estándares según la marca del aparato. En caso de que la corriente sea mayor que la de los reguladores comerciales se deben usar más de un regulador como se explicó anteriormente.

Carga AC total diaria	2870 W-h / día
Factor inversor	1.2
Carga diaria DC equivalente	3444W-h / día
Carga máxima continua AC	375 W
Carga máxima pico AC	450 W

Corriente pico del generador

Carga diaria	320 W-h / día
Carga DC (de cargas AC) diaria	2870 W-h / día
Carga DC toral diaria	3764 W-h / día
Carga diaria en corriente DC	157 A-h / día
Carga DC diaria corregida	185.26 A-h
Corriente pico del sistema	39.25 A

Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Arreglo de módulos en paralelo	9
Número de paneles en serie	2
Número total de paneles	18

Dimensionamiento del banco de baterías

Carga DC total diaria	185.26 A-h

Capacidad nominal del banco de baterías	555.78 A-h
Capacidad corregida del banco de baterías	585 A-h
Arreglo de baterías en paralelo	2
Tensión DC nominal del sistema	24 V
Número de baterías en serie	2
Número total de baterías	4

Dimensionamiento del inversor

Carga máxima continua AC	375 W
Carga máxima pico	450 W
Capacidad máxima continua del inversor	500 W

Costos (\$):

Costo de los módulos	18.642.857
Costo del banco de baterías	2.100.000
Costo del inversor	800.000
Costo del regulador	350.000
Inversión inicial	21.892.857

5.6 SINTESIS DEL MÉTODO DE DIMENSIONAMIENTO

1. Definir los objetivos de una instalación, atendiendo a las necesidades reales del usuario y a sus requerimientos concretos.

2. Todos los datos referentes a los consumos previstos deberán recopilarse y anotarse.

3 .Estimar con el usuario los tiempos medios de utilización diarios, semanales, mensuales o anuales de cada uno de los aparatos.

5.6.1 CARACTERISTICAS DEL ACUMULADOR



Figura 50. Coeficientes que afectan la capacidad del acumulador

5.6.2 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA



Figura 51. Coeficientes que afectan el sistema.

5.6.3 CALCULO DE LA CAPACIDAD Y DETERMINACION DEL ACUMULADOR

1. Calcular en [W-h] el consumo diario ET (Energía total requerida) en el mes más desfavorable .

ET= Σ de Consumos

2. Elegir el numero máximo N de días de autonomía (según tabla)

N representa el máximo número de días consecutivos que pudieran producirse con condiciones absolutamente desfavorables.

3. Hallar la Energía necesaria E, que proveniente de los paneles debe recibir la batería.

$$E = \frac{E_T}{R} \to \left[W - h \right]$$

ET=Energía TEORICA total requerida

R= factor global de rendimiento de la instalación.

$$R = 1 - \left[\left(1 - K_b - K_c - K_v \right) K_a \cdot \frac{N}{P_d} \right] - K_b - K_c - K_v$$

Cuadro. 16. Coeficientes de pérdidas	s.
--------------------------------------	----

COEFICIENTES DE PERDIDAS EN ACUMULADORES		VALORES TIPICOS
K _b	Sin descargas intensas	0.05
FACTOR DE RENDIMIENTO	Descargas fuertes o acumuladores viejos	0.1
Ka	De baja auto-descarga	0.002
COEFICIENTE DE AUTO-DESCARGA	Estacionarias de plomo	0.005
	De alta auto-descarga	0.012
K _c	Sin Inversor	0
COEFICIENTE DE PERDIDAS EN EL	Inversor de onda senoidal	0.2
INVERSOR	Inversor de onda Cuadrada	0.1
K _v COEFICIENTE DE	Valor medio	0.15
OTRAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA	Si se han tenido en cuenta rendimientos	0.05

5.6.4 DISEÑO INTEGRADO DEL SISTEMA PANEL-ACUMULADOR



Figura 52. Diagrama de flujo para el dimensionado del panel y el acumulador.



Figura 53. Distribución de las diferentes fracciones de energía en el sistema FV.

EJEMPLO DE SELECCION

Basados en el consumo calculado previamente ET =1085.8 W.h

Determinar el número de paneles (NP) de 200 Wp C/U y el número de baterías (NB) de 100A.h CU requeridos. Condiciones El sitio de aplicación recibe 4.2 HSP promedio diario de energía radiante. Numero de días de autonomía N = 10 días Características del acumulador: Profundidad de descarga Pd=0.6 (60%) Coeficiente de rendimiento Kb=0.05 Coeficiente de Auto-descarga Ka=0.002. Coeficiente de otras perdidas Kv= 0.15 Coeficiente del Inversor Kc=0.2

PANELES

3. Energía que debe ser suministrada por cada panel.

$$E_p = \frac{E}{0.9} = \frac{1905}{0.9} = 2116.6$$
 W.h

4. Número de paneles requerido NP

$$NP = \frac{E_p}{W_p.HSP} = \frac{2116.6}{200*4.1} = 2.6$$
 paneles usar 3

ANEXO 1. MANUAL



ENTRENADOR DE CELDAS FOTOVOLTAICAS



MANUAL DE LABORATORIO

EDISON PÁEZ ÁLVARO VILLABONA

INTRODUCCIÓN

El **ENTRENADOR DE CELDAS FOTOVOLTAICAS** permite realizar una serie de pruebas mediante las cuales se puede establecer claramente el comportamiento de este tipo de sistemas bajo diferentes condiciones de configuración.

Básicamente las pruebas que se pueden realizar son:

- 1. Funcionamiento de un sistema formado por un panel solar conectado a una carga sin batería. Conexión panel-carga.
- 2. Funcionamiento de un sistema formado por un panel solar conectado directamente a una batería. Conexión panel-batería.
- Funcionamiento del sistema sin producción de corriente por el panel. Conexión batería-carga.
- 4. Funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico, conexión panel-bateríacarga.

El informe de cada prueba debe constar de las siguientes partes:

- A. Objetivos.
- B. Marco teórico.
- C. Tabla de datos.
- D. Cálculos.
- E. Gráficas.
- F. Procedimiento.
- G. Observaciones.
- H. Conclusiones.

Tabla A1.1 DATOS BASICOS

CARGA	POTENCIA CONSUMIDA
1-Bombillo 1 -2 DC	6w
2- Ventilador	2w
3- Bombillo 3-4-5 DC	15w
4- Inversor	1,25w
5- Bombillo 6-7 AC	8w

E=12.75 voltios	E=fuerza electromotriz
_Icc=3.45 amperios	Icc=corriente de corto circuito
Voc=18.9voltios	Voc=voltaje de circuito abierto



Figura A1.1 Identificación de cargas.

LETRA	CARGAS	POTENCIA
		CONSUMIDA
Α	Cero	0
В	Bombillo 1	6w
С	Bombillo 1-2	12w
D	Bombillo 3	15w
Е	Bombillo 1-3	21w
F	Bombillo 1-2-3	27w
G	Bombillo 3-4	30w
Н	Bombillo 1-3-4	36w
Ι	Bombillo 1-2-3-4	42w
J	Bombillo 3-4-5	45w
K	Bombillo 1-3-4-5	51w
L	Bombillo 1-2-3-4-5	57w
М	Bombillo 1-2-3-4-5-6	65w
Ν	Bombillo 1-2-3-4-5-6-7	73w

Tabla A1.2. Aumento gradual de carga



Figura A1.2 Esquema eléctrico del entrenador.

1. PRUEBA Nº 1.

Funcionamiento de un sistema formado por un panel solar conectado a una carga sin batería. Conexión panel-carga.

A. OBJETIVOS

- ✤ Graficar el funcionamiento del panel (gráfica V-I).
- Encontrar el punto de operación del sistema.
- ✤ Graficar las rectas Ic, con sus respectivos puntos de corte.
- Calcular gráfica y numéricamente la potencia máxima del panel.
- ✤ Calcular la eficiencia del panel.

B. MARCO TEÓRICO: ver anexo 2.

Carga	Vsistema	Icarga	Ipanel
Α			
В			
С			
D			
Е			
F			
G			
Н			
Ι			
J			
K			
L			

C. TABLA DE DATOS.

D. GRAFICAR

E. CÁLCULOS.

Calcular la radiación incidente por medio del solarímetro.

$$1mV = 85.63 \frac{W}{m^2}$$

✤ Calcular potencia máxima

$$P_m = V_m \times I_m = \frac{{V_m}^2}{R}$$

• $\eta = \frac{Pm}{Pi}$ donde Pm es la potencia máxima y Pi es la potencia de la

radiación incidente

F. PROCEDIMIENTO.

- 1. Sometemos el entrenador de celdas fotovoltaicas a la radiación solar.
- 2. Buscamos una inclinación del panel adecuado para tomar la radiación en forma perpendicular

Esto lo aremos por medio de el disco diferencial



Figura A1.3 Disco diferencial.

Nota: Cada agujero corresponde a 15 grados.

3. Ubicamos los multímetros en las escalas adecuadas:



Figura A1.4 Multimetro.

- a. Multimetro para Ip escala 10A.
- b. Multimetro para Ib escala 10A
- c. Multimetro para Ic escala 10A
- d. Multimetro para Vo escala 20V.
- e. Multimetro para Vpiranómetro escala 2000mV.

4. Tomamos el valor del Vpiranometro y calculamos la intensidad de la radiación por medio de la siguiente relación:



Figura A1.5 Piranómetro.

8,15mV=1cal / cm2*min	1cal=4,187 julios
	1m2=10000 cm2
	1 min=60 seg

1 mV=85,63W / m2

5. Tomamos los datos de Ip, Ic y Vo, para hacer la gráfica de funcionamiento del panel , por medio del de carga gradualmente.

- 6.Como podemos ver Ip es diferente de Ic ,si sabemos que Ip=Ic-Ib y Ib=0 entonces que conclusión sacamos de esto.(explique).
- 7. Graficamos la recta de Ic por medio de la siguiente relación : $tg\alpha_1 = \frac{Rb + Rc}{Rb \times Rc}$
- 8. Cálculo de potencia máxima y eficiencia del panel.

Para calcular la potencia máxima utilizamos los valores leídos en los multimetros del módulo.

Para calcular la potencia de radiación incidente lo hacemos por medio del valor del multimetro del piramometro multiplicado por su respectivo factor de conversión y por el área del panel.

G. OBSERVACIONES.

H CONCLUSIONES.

2. PRUEBA Nº 2

Funcionamiento de un sistema formado por un panel solar conectado directamente a una batería. Conexión panel-batería

A. OBJETIVOS

- ♦ Graficar el funcionamiento del panel (gráfica V-I) a diferentes radiaciones.
- Encontrar el punto de operación en las diferentes gráficas.
- ✤ Graficar las rectas Ic, con sus respectivos puntos de corte.
- Observar el aumento o disminución de la fuerza electromotriz (f.m.e.) a medida que va cargando.

B. MARCO TEORICO: ver anexo 2.

Carga	Vsistema	Icarga	Ipanel
А			
В			
С			
D			
Е			
F			
G			
Н			
I			
J			
K			
L			

C. TABLA DE DATOS

NOTA : Al igual que la prueba Nº 1 debemos graficar las curvas V-I a diferentes radiaciones por lo tanto usamos la misma tabla.

D. CÁLCULOS.

Calcular pendiente de Ib. a diferentes radiaciones

$$tg\alpha_3 = \frac{1}{Rb}$$

E. GRAFICAR

F. PROCEDIMIENTO

- 1. Desconectamos la carga del sistema
- 2. Podemos observar que la corriente de carga es cero.
- 3. Tomar los valores de corriente de panel, Ip, y los valores de corriente de batería Ib.
- 4. Graficar los resultados.

G. OBSERVACIONES

H. CONCLUSIONES

3. PRUEBA Nº 3.

Funcionamiento del sistema sin producción de corriente por el panel. Conexión batería-carga.

A. OBJETIVOS.

- Graficar el funcionamiento del panel (gráfica V-I) a una radiación muy baja de forma que corte al eje Vc en el mismo punto que lo corta la recta Ip.
- Encontrar el punto de operación.
- ✤ Graficar las rectas Ic e Ip, con sus respectivos puntos de corte.
- Verificar que la batería está actuando como generador.

B. MARCO TEÓRICO: ver anexo 2.

C. TABLA DE DATOS.

Carga	Vsistema	Icarga	Ibatería
Α			
В			
С			
D			
Е			
F			
G			
Н			
Ι			
J			

D. CALCULOS.

1. calcular $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$, con las siguientes fórmulas:

$$tg\alpha_1 = \frac{Rb + Rc}{Rb \times Rc}$$
 $tg\alpha_2 = \frac{1}{Rc}$ $tg\alpha_3 = \frac{1}{Rb}$

E. GRAFICAR.

F. PROCEDIMIENTO.

- 1. Desconectar el panel del sistema.
- 2. Conectar la batería al sistema por medio del interruptor on-off, de la misma.
- 3. Aumentar la carga en forma gradual e ir tomando los respectivos valores de corriente.
- Graficamos una curva V-I con una radiación muy baja de tal manera que el punto de corte con el eje Vc sea igual o muy próximo al de la recta Ip con el eje Vc.
- 5. Graficamos recta Ip e Ic con respecto a una carga escogida.
- 6. Graficamos la recta Ib.

G. OBSERVACIONES

H. CONCLUSIONES.

4. PRUEBA Nº 4.

Funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico, conexión panel-batería-carga.

A. OBJETIVOS:

- ✤ Graficar el funcionamiento del panel (gráfica V-I).
- Encontrar el punto de operación del sistema.
- Graficar las rectas Ip, Ib e Ic, con sus respectivos puntos de corte P, P₂, P₃ y
 O.
- Determinar gráficamente si la batería está actuando como receptor o generador.

B. MARCO TEORICO: Ver anexo 2.

Carga	Vsistema	Icarga	Ibateria	Ipanel
А				
В				
С				
D				
Е				
F				
G				
Н				
Ι				

C. TABLA DE DATOS

Nota: Tenga muy en cuenta el punto en el cual la carga de la batería se hace cero

D. CÁLCULOS

Calcular la resistencia de la carga, Rc,

$$Rc = \frac{Vc}{Ic}$$

Calcular la resistencia de la batería, Rb.

$$Rb = \frac{E - Vc}{Ib}$$

Calcular la radiación incidente por medio del solarímetro.

$$1mV = 85.63 \frac{W}{m^2}$$

✤ Hallar el punto de corte de la recta Ip con el eje Vc.

E. GRAFICAR

F. PROCEDIMIENTO.

- 1. Sometemos el entrenador de celdas fotovoltaicas a la radiación solar.
- 2. Buscamos una inclinación del panel adecuado para tomar la radiación en forma perpendicular .Esto lo aremos por medio de el disco diferencial
- 3. Ubicamos los multímetros en las escalas adecuadas:
 - a. Multimetro para Ip escala 10A.
 - b. Multimetro para Ib escala 10A
 - c. Multimetro para Ic escala 10A
 - d. Multimetro para Vo escala 20V.
 - e. Multimetro para Vpiranómetro escala 200mV.

4. Tomamos el valor del Vpiranometro y calculamos la intensidad de la radiación por medio de la siguiente relación:

8,15mV=1cal / cm2*min 1cal=4,187 julios 1m2=10000 cm2 1 min=60 seg

1 mV=85,63W / m2

Conectamos la batería al sistema mediante el interruptor on-off de la batería.
 Podemos observar que el voltaje disminuye pero el valor de corriente en el multimetro de la batería aparece negativo (la batería se esta cargando).



Figura A1.6 Batería Duncan 65 A-h

- 6. Tomamos datos de Ip, Ic, Ib y Vo del sistema incrementando la carga de acuerdo a la tabla de aumento de carga.
- 7. Gráfica de Ip, para graficar esta recta tenemos que:

b. Cálculo de Rb

$$Rb = \frac{E - Vc}{Ib}$$

• Cálculo del punto de corte con el eje V.

$$Puntocorte = \frac{E \times Rc}{Rc + Rb}$$

Cálculo del ángulo de inclinación de la recta α₁

$$tg\,\alpha_1 = \frac{Rb + Rc}{Rb \times Rc}$$

8. Grafica de la recta Ic : con el punto de operación del sistema ya antes escogido hallamos el ángulo de inclinación α_2

$$tg\alpha_2 = \frac{1}{Rc}$$

- 9. Tomamos la distancia entre el punto P y la recta Ic paralela al eje I .Con esta distancia hallamos la inclinación para la recta Ib (Identifique si la batería esta cargando o generando).
- 10. Ubicar los puntos P, PI, P2, P3 Y el punto O.

G. CONCLUSIONES H. OBSERVACIONES
ANEXO 2. MARCO TEÓRICO DE LAS PRUEBAS

1. FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

1.1 PUNTO DE FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

La figura A2.1 representa un sistema solar completo donde el modulo solar M se ha conectado a una batería de f. e. m. E y resistencia Rb así como una resistencia de carga Rc. Aunque la instalación debe además llevar un diodo de bloqueo para evitar la descarga de la batería en periodo de poca iluminación, este no se representa por su poca influencia a efectos de caída detención.



Figura A2.1 Esquema eléctrico de un sistema solar fotovoltaico.

Para los sentidos de corriente representados, la relación existente entre intensidad producida por el panel, Ip corriente de carga Ic y corriente batería Ib, suponiendo que esta actúa como generador es:

$$IP = Ip - Ic \qquad (1)$$

Por otra parte, puede escribirse:

$$Ib = \frac{E - Vc}{Rb} \quad (2)$$

Donde E es la f.e.m. de la batería y Rb su resistencia interna; Vc es la tensión del trabajo del sistema.

Sustituyendo (2) en (1) queda:

$$Ip = Ic - Ib = \frac{Vc}{Rc} - \frac{E - Vc}{Rb} = Vc\left(\frac{1}{Rc} + \frac{1}{Rb}\right) - \frac{E}{Rb}$$

Y por tanto, la relación existente entre la intensidad del panel, Ip, y la tensión del trabajo Vc puede escribirse de la forma:

$$Ip = \frac{Rb + Rc}{Rb \times Rc} \times Vc - \frac{E}{Rb} \quad (3)$$

Ecuación de una recta cuyo coeficiente angular depende de las resistencias de carga Rc e interna Rb y que corta a el eje Vc para un valor de tensión ERc / (Rb+Rc); dado que la f.e.m. de la batería depende del estado de carga de la misma se concluye que para valores Rb y Rc constantes, la recta (3) se desplazara paralelamente así misma cuando varia el estado de carga.

La relación tensión-intensidad del panel solar viene dada por su ecuación característica:

$$I = Is - Io\left(e^{\frac{Vc - Rs \times I}{K \times T}} - 1\right)$$
(4)

Donde Is es prácticamente coincidente con la intensidad de corto circuito del panel, directamente relacionada con la iluminación que este recibe. Por otra parte, Io, K,T,Rs y q representan respectivamente:

Io = corriente inversa máxima de la célula

K = constante de Boltzman

T = temperatura de trabajo en grados kelvin

Rs = resistencia interna de la celula

Q = carga del electrón

El punto de funcionamiento del sistema solar representado en la figura A2.1 vendrá dado, por consiguiente, por la solución del sistema formado por las ecuaciones (3) y (4), que se han representado en la figura A2.2 por la recta Ip y la curva I respectivamente; por lo tanto, el citado punto de funcionamiento resulta ser P. En la figura A2.2 se han representado igualmente la recta Ib, en trazos discontinuos, y la Ic = Vc/Rc. Observa que la recta de intensidad y de la batería y Ib tiene pendiente negativa cuando la batería actúa como generador y que hemos denominado Ibg en la figura.

Cuando la batería actúe como receptor será:

$$Ib = \frac{Vc}{Rb} - \frac{E}{Rb}$$
(5)

Ecuación de una recta que se ha representado en la misma figura según Ibr La intensidad Ip proporcionada por el panel, para el punto de trabajo P, será:

$$Ip = Ic - Ib \tag{6}$$

siendo la intensidad de carga suministrada conjuntamente por la batería que actúa como generador y por el panel solar.



Figura A2.2. Punto P de funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico para una iluminación que origina una curva de respuesta de panel I.

La situación del punto O representado en la figura (A2.2) es de trascendental importancia para estudiar el comportamiento del sistema solar fotovoltaico ya que,

como se comprueba seguidamente, marca la zona de transición de las condiciones de iluminación para las que la batería actúe como receptor de corriente o como generador.

En la figura A2.3 se ha estudiado la situación del punto de trabajo del sistema fotovoltaico según va variando la iluminación, cuando se supone constante la f.e.m. E de la batería, así como la resistencia de carga Rc y la resistencia interna Rb de la batería



Figura A2.3. Variación del punto de trabajo del sistema fotovoltaico según varía la iluminación

En estas condiciones, los puntos de trabajo del sistema se sitúan sobre la recta Ip. Para niveles de iluminación superiores a los correspondientes a la curva No que pasa por O, como es el caso de los puntos P, 1 y 2, se verifica que la intensidad producida por el panel es superior a la que se recibe en la carga, Ic, y la f.e.m. E de la batería es inferior a la tensión de trabajo Vc.

Por tanto, la batería estará actuando como receptor, y se estará cargando.

Para puntos de trabajo situados en la zona correspondiente a niveles de iluminación menores que los correspondientes al punto O, la situación es contraria a la anterior y la batería se carga. Tal es el caso, por ejemplo punto 3.

Como conclusión puede enunciarse que la recta Ic = Vc/Rc define dos zonas de trabajo claramente diferenciadas la existencia entre las rectas Vc e I tal que, si el punto de trabajo del sistema se encuentra en ella, la batería se descarga, por el contrario, si estos se hayan en el espacio comprendido entre e1 eje I y la referida Ic la batería se carga.

Para la situación de funcionamiento indicada por el punto P, (Fig. A2.3) en que en que la batería está recibiendo carga y la tensión de trabajo es Vcp, la intensidad total suministrada por el panel está dada por el segmento PC, que resultará de sumar el segmento CB, representación de la intensidad de carga de la batería más el segmento CA que es la intensidad cedida a la carga es conveniente estudiar el funcionamiento del sistema cuando la curva característica, V-I, del módulo solar, es N_o, es decir, cuando pasa por el punto O de corte de Ip e Ic (fig. A2.4).

En este caso, la tensión de trabajo coincide con la f.e.m. E de la batería en consecuencia, ésta ni suministra ni recibe corriente, se cumplirá, por tanto que:

$$Ip = Ic = \frac{Vc}{Rc}$$

Si estando trabajando el sistema en estas condiciones, disminuye la resistencia de carga Rc por conectar más cargas en paralelo, el punto de trabajo se desplazará desde la situación O a otra O₁

la recta de carga Ic pasará a ocupar Ic₁ y la Ip a Ip₁. La f.e.m. suponemos que se mantiene constante. Como se puede comprobar en la figura en esta nueva situación se producirá descarga de la batería con tensión de trabajo Vc inferior al valor anterior.



Figura A2.4. Funcionamiento del sistema con corriente nula de batería.

2. FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FORMADO POR UN PANEL SOLAR CONECTADO A UNA CARGA SIN BATERÍA

Cuando se elimina la batería el punto de trabajo del sistema vendría dado por la solución del sistema de ecuaciones formado por (4), ecuación de funcionamiento del

módulo solar, con la ecuación de la recta Ic = Vc/ Rc. solución que se represen la en la figura (A2.2) por el punto P₂. Si se tienen en cuenta los valores de tg α 1 y tg α 2 que son:

$$tg\alpha_1 = \frac{Rb + Rc}{Rb \times Rc} \quad (7) \qquad tg\alpha_2 = \frac{1}{Rc} \quad (8)$$

Se concluye que $\alpha 1$ es mayor que $\alpha 2$ y. por consiguiente, las rectas Ip e Ic se cortan siempre. Si consideramos el sistema de la figura 1 en una situación en que la batería está actuando como generador y, por tanto, suministrando corriente a la carga (por ejemplo, en la situación definida por e1 punto P Fig.A2.2, la eliminación de la batería supondrá que la tensión de trabajo Vc del sistema disminuye, ya que el punto de trabajo pasa a ser P₂, por el contrario si la iluminación es tal que la curva V-l del panel solar está por encima del punto de corte O de Ip, la eliminación de la batería incrementa positivamente la tensión Vc.

3. FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FORMADO POR UN PANEL SOLAR CONECTADO DIRECTAMENTE A UNA BATERIA

Si en el sistema no existe carga, cuando la batería está recibiendo corriente desde el módulo salar, el punto de funcionamiento vendría dado por la solución del sistema formado por la ecuación (1) de funcionamiento del módulo solar, con la ecuación de funcionamiento de la batería que, actuando como receptor y suponiendo que tiene una f.e.m. de valor E, es

$$Ib = \frac{Vc}{Rb} - \frac{E}{Rc}$$

Recta que se ha representado en la figura 2 y cuyo coeficiente angular t α 3, viene dado por:

$$tg\,\alpha_3 = \frac{1}{Rb} \tag{9}$$

El punto de trabajo de sistema panel solar-batería sería el punto P_3 representado en la figura A2.2.En la figura A2.5 se ha representado el desplazamiento del punto de

trabajo del sistema cuando varía la iluminación, a medida que va cargándose la batearía y aumentando por tanto su f.e.m. E.



Figura A2.5. Variación del punto de trabajo según varía el nivel de iluminación.

Si se tiene en cuenta que α 1 es mayor que α 3 según las ecuaciones (7) y (9), es evidente que si, manteniendo constante la iluminación y el estado de carga de la batería, introduce una carga en el sistema, ésta provocará caída de tensión y una subida de la intensidad que produce el módulo solar pasando el punto de funcionamiento de P₃ a P (fig. A2.2). Las variaciones de corriente y tensión serán distintas según la zona de curva V-I de respuesta del módulo en que nos encontremos ya que, para zonas próximas al codo de la curva, las variaciones de la intensidad serán lógicamente mucho mayores, En cualquier caso, si se trabaja en la zona horizonta1 de 1a curva, las variaciones de carga conectada producen muy poca variación en intensidad y el módulo solar se comporta como una fuente de corriente constan t,

4, FUNCIONAMIENTO DE L SISTEMA SIN PRODUCCION DE CORRIENTE POR EL PANEL SOLAR

En la figura A2.6 se han representado la recta Ip para un determinado valor de Rc y de f.e.m. de la batería, igualmente, se ha representado la curva del panel, N_1 , de forma que esta corta al eje Vc en el mismo punto que lo corta la recta Ip.



Figura A2.6. Situación de la curva de respuesta del panel solar, N1 y de la recta Ip, en la que la corriente de carga Ic es suministrada exclusivamente por la batería.

En estas condiciones de iluminación no habrá producción de corriente, Ip, por el panel solar y, por tanto, éste está trabajando bajo una tensión igual a tensión de vacío. La tensión de trabajo se obtendrá haciendo Ip = 0 en la ecuación (3), quedando:

$$\frac{Rb+Rc}{Rb\times Rc} \times Vc = \frac{E}{Rb}$$

$$Vc = E \times \frac{Rc}{Rb + Rc} \qquad (9)$$

Que coincidirá con la tensión de vacío del panel pala las condiciones de iluminación que determina la curva N_1 en la fig. A2.6.

En estas condiciones, los valores de intensidad de carga Ic y de la intensidad proporcionada por la batería Ibg serán idénticos y su valor será:

$$\frac{Vc}{Rc} = \frac{E \times Rc / (Rb + Rc)}{Rc} = \frac{E}{Rb + Rc}$$

Que es idéntico al valor que resultaría de sustituir (10) en (2) de funcionamiento de la batería, por tanto podemos concluir que para corriente nula del módulo solar las corrientes de batería y de carga son:

$$Ic = Ib = \frac{E}{Rb + Rc}$$

5. TIEMPO DE CARGA Y DESCARGA DE LA BATERIA

La batería, sometida a procesos de carga y descarga, debe cuidarse en el sentido de que tales valores no sobre pasen los permisibles y, en resumen, que los valores de su f.e.m. han de estar comprendidos entre un máximo y un mínimo. Por otra parte, la corriente Ib debe oscilar igualmente entre unos valores, ya que, cuando éstos son muy elevados las rejillas de la batería sufren una paulatina corrosión acompañada de desprendimientos de gases que conducen a daños irreversibles y, la corriente es demasiado baja, también Pueden llegar a ocasionarse corrosiones muy fuertes sin que llegue a cargarse el acumulador.

En la figura A2.7 se han representado distintas curvas I-V de respuesta del panel solar cuando varía la iluminación y la gráfica dibujada en trazo grueso indica, según se explica seguidamente, el camino que sigue el punto de trabajo del sistema durante un día. Supongamos que el panel trabaja conectado continuamente a una carga Rc. Los

valores máximo y mínimo de f.e.m. permitidos determinan las rectas $Ip_1 e Ip_2$ de trabajo del sistema (Fig. A2.7). Como se recordará, si el sistema trabaja solo con baterías (Rc = 0) las rectas $Ip_1 e Ip_2$ serían precisamente las de funcionamiento Ib de la batería,



Figura A2.7. Curva de trabajo del sistema solar fotovoltaica a lo largo de un día, originada por las distintas condiciones de iluminación.

ANEXO 3. EQUIPO ESCOGIDO



DATOS GENERALES Isc=3.55 A Voc= 18.98 V

PLANOS DEL PANEL



PANELSOLAR EVERGRREN SERIE EC 55

		EC-47	EC-51	EC-55	EC	-94	EC-	102	EC-	110
Рр	W	47	51	55	9	4	10)2	11	0
Vp	٧	15.5	15.6	16.1	15.5	31.0	15.6	31.2	16.1	32.2
lp	А	3.04	3.28	3.42	6.08	3.04	6.57	3.28	6.84	3.42
Voc	٧	20.0	20.0	20.0	20.0	40.0	20.0	40.0	20.0	40.0
lsc	А	3.65	3.73	3.90	7.29	3.65	7.45	3.73	7.80	3.90
Cel	s	36	36	36	7	2	7	2	7	2
Max. Seri	es Fuse	15 A								

Electrical Ratings

BATERIA

Se escogió una batería solar DUNCAN de 65 A-h



La batería se escogió para ser utilizada únicamente en el laboratorio ya que su utilización va ha ser de 2 horas diarias, por lo tanto no se tuvo en cuenta la recomendación de que la carga de la batería debe ser mayor o igual a 50 veces la carga consumida.

INVERSOR

Se escogió un inversor PORTA-WATTZ 140W



ESPECIFICACIONES:

- Potencia máxima 140 W continua
- Pico de potencia 200 W
- Eficiencia 90 %
- Onda: Senoidal modificada
- Rango de cte de entrada 10-15 V
- Voltaje mínimo de alarma 10.6 V
- Voltaje mín. de interrupción 10 V
- fusible 15 A

PIRANOMETRO Marca EPPLEY-MODELO 15 ESCALA 8.15 mV/cal.cm⁻² min⁻¹



ENTRENADOR DE CELDAS FOTOVOLTAICAS.



CONCLUSIONES

- La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías más promisorias pera enfrentar la crisis energética y de contaminación ya que presenta ventajas tales como:
 - No consume combustibles.
 - De una vida útil superior a los 20 años.
 - Resiste condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura y humedad.
 - No tiene partes mecánicas, cosa que hace innecesario mantenimiento, excepto limpiar el panel.
 - Una vez realizada la instalación y hecha la inversión inicial, no se originan gastos posteriores; el consumo de energía eléctrica es totalmente gratuito.
 - La instalación con paneles fotovoltaicos es de tipo modular; si aumentan las exigencias de consumo, puede aumentarse el número de paneles sin necesidad de intervención de especialistas.
 - La electricidad que se obtiene es en forma de corriente continua y generalmente a bajo voltaje, con lo que se evita el riesgo de accidentes, tan peligrosos en las líneas actuales.
 - La energía solar se produce en el mismo lugar donde se consume: no necesita transformadores, ni canalizaciones subterráneas, ni redes de distribución a través de las calles
 - Impacto ambiental nulo: la energía solar no produce desechos, ni residuos, basuras, humos, polvos, vapores, ruidos, olores, etc. Al ser la única energía natural, origen de todas las demás, no contamina la naturaleza, ni descompone el paisaje con torres, postes y líneas eléctricas.
 - Las dimensiones de los paneles son muy reducidas, pudiendo instalarse fácilmente sobre el tejado de cada vivienda, con la única

precaución de que reciban la luz del sol directamente y sin sombras durante todo el día.

- Contribuye a evitar el despoblamiento progresivo de determinadas zonas
- Es una energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio
- Se trata de una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir el coste y aumentar el rendimiento.
- Esta tecnología también presenta algunas desventajas que han dificultado su masificación:
 - La transformación de energía solar en eléctrica todavía es muy cara.
 - Las instalaciones de energía solar ocupan grandes superficies de terreno.
 - La energía de radiación recibida es reducida, salvo en las regiones tropicales (depende de la latitud).
 - Durante la noche y cuando está nublado, los rayos solares quedan anulados o atenuados.
 - o La elevada inversión inicial
- Los sistemas solares fotovoltaicos presentan un reducido impacto ambiental, respecto a las tecnologías que emplean combustibles fósiles. Uno de los principales beneficios de esta tecnología es la reducción de emisiones asociadas con la producción de la electricidad. Estas emisiones incluyen los gases de efecto invernadero y aquellos que producen la lluvia ácida de las plantas que utilizan combustibles fósiles y la radioactividad asociada con el ciclo de combustible nuclear.

- Otros beneficios medioambientales son el ahorro de agua, mejora de la calidad del suelo y el agua, el tratamiento de residuos, la reducción de la polución en el transporte y otras como; la seguridad en el suministro energético, el empleo, la reestructuración del mercado energético y la mejora de la economía de los países menos desarrollados.
- Esta tecnología presenta, también, una dimensión social y económica; es una apuesta por fuentes de energías descentralizadas, gratuitas, generadoras de empleo en mayor proporción que las convencionales y cuyo disfrute queda garantizado por todos mediante tecnologías simples y de fácil acceso. Dichas tecnologías suponen un importante impulso para la generación de empleo.
- Por todas estas razones entiendo necesaria una buena difusión de las ventajas económicas, sociales y medioambientales de los sistemas fotovoltaicos para conseguir un acercamiento de los usuarios a estos tipos de energías. Como medida legislativa se bebería proponer a nivel regional una para el Desarrollo de las Energías Renovables y Eficacia Energética
- También la Universidad debe ser uno de los motores fundamentales en donde se apoye el desarrollo de esta tipo de tecnologías: Potenciando la utilización de estas energías en las instalaciones universitarias.
- Los niveles de eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos se han mantenido relativamente constantes durante los últimos años ya que los fabricantes se han dedicado principalmente a la masificación por medio de la

reducción de costos, sacrificando de esta manera cierto porcentaje de eficiencia.

- El componente más sensible de una instalación fotovoltaica, lo conforman el banco de baterías, puesto que para alargar su vida útil es necesario un control continuo de su estado de carga para evitar descargas y/o sobrecargas; así como también se debe dimensionar el sistema fotovoltaico con un margen de seguridad que garantice que el número de ciclos carga-descarga no sobrepase los recomendados por el fabricante.
- Uno de los factores más adversos para los módulos fotovoltaicos son las elevadas temperaturas de operación de las celdas, pues si bien la corriente aumenta ligeramente con la temperatura, el voltaje decrece y el efecto neto de la disminución de la potencia. Para evitar esto los módulos se deben instalar de manera que se facilite la ventilación y así disminuir un poco se temperatura de operación.
- Los diodos son un elemento indispensable para la protección del módulo contra las corrientes inversas producidas por sombreado parcial del panel.

RECOMENDACIONES

- Se debe conseguir un acercamiento de los usuarios a estos tipos de energías.
 Como medida legislativa se debería proponer a nivel nacional una ley para el Desarrollo de las Energías Renovables y Eficacia Energética.
- También la Universidad debe ser uno de los motores fundamentales en donde se apoye el desarrollo de esta tipo de tecnologías: Potenciando la utilización de estas energías en las instalaciones universitarias.
- Reducción de aranceles para la importación de los componentes de los sistemas fotovoltaicos.

BIBLIOGRAFIA

CENSOLAR. Energía solar (Sistemas Fotovoltaicos). Madrid: Progensa, 1993. 254p.

MAYCOCK, P. PV News, Vol. 19, Warrenton : PV Energy Systems, March 2000. p19-35.

MERTENS, Robert. Photovoltaics: Present reality and future prospects, en advanced technologyassesment system. New York: United Nations, 2000. 130p.

RICAUD. A, 'Thin Film Photovoltaic Technology : From the laboratory to Mass Production, en Advanced technology System. New York: United Nations, may 2000. 7p.

RODRÍGUEZ G, Humberto. Estudio del régimen del brillo solar en Colombia. Bogotá: U. Nacional, 1990. 147p.

Introducción a los sistemas fotovoltaicos. Bogotá: U. Nacional, 1994. 123p.

WEBSITES.

http://www.sky.netco/energía http://www.censolar.com http://www.evergreen. Com http://www.solarnet.com.

		<u>_</u>	here a start of the second	-
NOMBRE DEL ESTU	JDIANTE Deltaár		CODIGO	
Edison Paez	Beitran	diama and the	1952445	
Entrenador de	celdas fotovoltaíca	IC .		
Entrenador de	celuas lotovoltaica	1 3		
REGISTRO No.	FACULTAD		CARRERA	
	Ingenierías Fisi	coMecánicas	Ingeniería Mecánica	
CALIFICACION (letra	a y número)	annemit? 1 1	CREDITOS	
Cuatro punto c	ocho (4.8)	is management of the second	15	8
DIRECTOR DEL PR	OYECTO		1	
NOMBRE	686017	FIRMA /	\square	
Omar Armando	o Gelvez Arocha	HC S	lerige	2.4
CALIFICADORES		in listing application	1	8.2
	UNA.	The	2	
	ULI.II	F Anny my	1 seonsis	A
V Jorge Entriqué Mé	neses Florez V	IN Nivier Rugdies Re	fēz	4
Conjas Coordi	a de Admisiones y Contabilio pación de Carrera	uau Academica		
Jopias Coordi	nacion de Carrera			
sistemas de	les y do segundar qaeridas en sus	atticas, hunannal atticanolos (y re	ntrontar las canacterísticas te r las empresas del sector unico para trabalista lini	601 PO
t enuncianas sistemas de adas para el	catenenco segundar queridas en sus	anticas, transmini anticamolos (y re mico con las cau	ntrontar las características la 7 las empresas del sector vación para vehículos tivis	60 00
t enuncianas sistemas de idas para el refinar las	les y do segunitat queridas au sus cutensticis usur isto promitial	enticas, hunomol automolos (y. re inço) son ha car arterioridad. E	ntrontar las características te r las empresas del sector vación para vehículos tivic ediseño realizado con	con po olin po
s eruncunas sistemas de idas para d refinor tos e-nomi oura	ks v do segunida queridas en sus catens a cour catens a court sito precutita final dal cherada	anticas, transma anticimolos (y re inici) con las car anterioridad. E enterioridad.	ntrontar las canacterísticas te r las empresas del sector vación para vehículos tivis ediseño realizado con puecimientos para la realiza	
	DAD	enticas, hunomal atticanolos (y re mes) con las cu arterioridad. I arterioridad. I	ntrontar las características te r las empresas del sector vación para vehteulos tivia ediseño realizado con parcimientos para la realiza	
	DAD IAL DE	attonulut (y re attonulut (y re mes) con la cu atterioridat E	ntrontar las características te a las empresas del sector vación para ventoulos tivia ediseño realizado con paracionentos para lo realtor hiculos livianos.	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND	DAD IAL DE ER	NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND	DAD IAL DE ER JDIANTE	NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán	NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE	IDAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán	NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca	NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca	NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca	NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TIULO DEL PROYE Entrenador de	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca	NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU INDUSTRI SANTAND INDUSTRI SANTAND INDUSTRI SANTAND	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio	NOTA DEL S	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de REGISTRO No.	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio	NOTA DEL s coMecánicas	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445 CARRERA Ingeniería Mecánica CREDITOS	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTL Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de REGISTRO No.	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio y número)	NOTA DEL S	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445 CARRERA Ingeniería Mecánica CREDITOS	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de REGISTRO No. CALIFICACION (letra Aprobada	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio r y número)	NOTA DEL S coMecánicas	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445 CARRERA Ingeniería Mecánica CREDITOS 15	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de REGISTRO No. CALIFICACION (letra Aprobada DIRECTOR DEL PRO	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio y número)	NOTA DEL S coMecánicas	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445 CARRERA Ingeniería Mecánica CREDITOS 15	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de REGISTRO No. CALIFICACION (letra Aprobada DIRECTOR DEL PRO NOMBRE Omar Armando	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio ry número) OYECTO	NOTA DEL S coMecánicas	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445 CARRERA Ingeniería Mecánica CREDITOS 15	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de REGISTRO No. CALIFICACION (letra Aprobada DIRECTOR DEL PRO NOMBRE Omar Armando CALIFICADORES	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio Ty número) OYECTO	NOTA DEL s coMecánicas	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445 CARRERA Ingeniería Mecánica CREDITOS 15	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I TITULO DEL PROYE Entrenador de REGISTRO No. CALIFICACION (letra Aprobada DIRECTOR DEL PRO NOMBRE Omar Armando CALIFICADORES	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio y número) DYECTO	NOTA DEL S coMecánicas	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445 CARRERA Ingeniería Mecánica CREDITOS 15	
UNIVERSI INDUSTRI SANTAND NOMBRE DEL ESTU Edison Páez I Edison Páez I Edison Páez I Entrenador de REGISTRO No. 2ALIFICACION (letra Aprobada DIRECTOR DEL PRO IOMBRE Dmar Armando 2ALIFICADORES	DAD IAL DE ER JDIANTE Beltrán ECTO celdas fotovoltaíca FACULTAD Ingenierías Fisio y número) OYECTO	NOTA DEL S coMecánicas	PROYECTO DE GRADO CODIGO 1952445 CARRERA Ingeniería Mecánica CREDITOS 15	

	PER NOTA DEL	PROYECTO DE GRADO	
NOMBRE DEL EST	UDIANTE	CODIGO	
Alvaro Villabo	ona	1972457	
TITULO DEL PROY	ECTO		
Entrenador de	ceiuas iotovoltaicas		
	5.0		
REGISTRO No.	FACULTAD	CARRERA	
	Ingenierias Fisicolviecanicas	Ingenieria Mecanica	
CALIFICACION (letr	a y numero)	CREDITOS	-
Cuatro punto d)CNO (4.8)	1	5
DIRECTOR DEL PR	OYECTO		
- MEGION DELTIN	FIRMA		
NOMBRE	Colucz Arocho	dung	
NOMBRE Omar Armand	O Gelvez Afocila		
NOMBRE Omar Armando CALIFICADORES			
Omar Armand	Gervez Atocria		FECHA
Omar Armande Calificadores	F Kuungun		FECHA A M

	0		
NOMBRE DEL EST	UDIANTE	CODIGO	
Alvaro Villabo	ona	19/245/	
TITULO DEL PROY	ECTO		
Entrenador de	celuas lotovoltaicas		
REGISTRO No.	FACULTAD	CARRERA	
	Ingenierías FisicoMecánicas	Ingeniería Mecánica	
		gernerie ine ournou	
CALIFICACION (letr	a y número)	CREDITOS	
CALIFICACION (letr Aprobada	a y número)	CREDITOS	15
CALIFICACION (letr Aprobada	a y número)	CREDITOS	15
CALIFICACION (letr Aprobada DIRECTOR DEL PR	a y número) ROYECTO		15
CALIFICACION (letr Aprobada DIRECTOR DEL PR NOMBRE Omar Armand	ROYECTO	CREDITOS	15
CALIFICACION (letr Aprobada DIRECTOR DEL PR NOMBRE Omar Armand CALIFICADORES	a y número) ROYECTO o Gelvez Arocha	CREDITOS	15
CALIFICACION (letr Aprobada DIRECTOR DEL PR NOMBRE Omar Armand CALIFICADORES	a y número) ROYECTO o Gelvez Arocha	CREDITOS	15 FECHA
CALIFICACION (letr Aprobada DIRECTOR DEL PR NOMBRE Omar Armand CALIFICADORES	a y número) ROYECTO o Gelvez Arocha	CREDITOS	15 FECHA