

06 DE JUNIO DE 2018



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO.
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ.
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA.**

RESIDENCIA PROFESIONAL.

TEMA DEL PROYECTO:

DISEÑO E INSTALACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO ISLA.

PERIODO:

06 FEBRERO DE 2018 – 06 DE JUNIO DE 2018.

ESTADO:

CIUDAD DE MÉXICO.

NOMBRE DE LA EMPRESA:

ELIRMEX S.A. DE C.V.

ALUMNO:

EDGAR LÓPEZ PÉREZ.

CARRERA:

INGENIERÍA ELÉCTRICA.

NUMERO DE CONTROL:

13270935.

ASESOR:

ING. KARLOS VELÁZQUEZ MORENO.

LUGAR:

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS.

ÍNDICE.

CONTENIDO.	PÁGI NA.
Capítulo 1.	8
1.1 Introducción.	8
1.2 Antecedentes.	11
1.3 Estado del arte.	15
1.4 Justificación.	19
1.5 Objetivo.	21
1.5.1 Objetivo general.	21
1.5.2 Objetivo específico.	21
1.6 Metodología.	22
Capítulo 2.	24
2.1 Aspectos básicos generales sobre la energía.	24
2.2 Concepto de energía.	24
2.3 Concepto de trabajo.	24
2.4 Concepto de potencia.	25
2.5 Medida de la energía y de la potencia.	25
2.6 Manifestaciones de la energía.	28
2.6.1 energía gravitacional.	28
2.6.2 energía cinética.	28
2.6.3 energía electrostática.	30
2.6.4 energía electromagnética.	30
2.6.5 energía nuclear o energía atómica.	31
2.7 Transformaciones energéticas. Rendimientos.	32
Capítulo 3.	37
3.1 Aspectos básicos generales sobre los recursos energéticos.	37
3.2 La energía del universo.	37
3.3 Los recursos energéticos de la tierra.	39
3.3.1 La transformación de la energía solar sobre la tierra.	41
3.3.2 Clasificación de las fuentes energéticas de la tierra.	42
3.4 Consumo global de energía en la tierra.	43
3.4.1 Consumo de energía primaria.	44
3.5 Situación de las diferentes fuentes de energía.	44
3.5.1 Energía nuclear de fisión.	44
3.5.1.1 Origen	44
3.5.1.2 Potencial energético.	46
3.5.1.3 Formas de aprovechamiento.	46
3.5.1.4 Reservas.	47
3.5.1.5 Consumo.	47
3.5.1.6 Duración prevista.	47

3.5.2 Energía nuclear de fusión.	47
3.5.2.1 Origen	47
3.5.2.2 Potencial energético.	49
3.5.2.3 Formas de aprovechamiento.	49
3.5.2.4 Reservas.	49
3.5.2.5 Consumo.	49
3.5.2.6 Duración.	49
3.5.3 Energía del carbón.	50
3.5.3.1 Origen.	50
3.5.3.2 Potencial energético.	51
3.5.3.3 Formas de aprovechamiento.	51
3.5.3.4 Reservas.	51
3.5.3.5 Producción.	51
3.5.3.6 Consumo.	51
3.5.3.7 Duración prevista.	52
3.5.4 Energía del petróleo y del gas natural.	52
3.5.4.1 Origen	52
3.5.4.2 Potencial energético.	54
3.5.4.3 Formas de aprovechamiento.	54
3.5.4.4 Reservas del petróleo.	55
3.5.4.5 Producción del petróleo.	55
3.5.4.6 Consumo del petróleo.	56
3.5.4.7 Duración prevista del petróleo.	56
3.5.4.8 Reservas de gas natural.	57
3.5.4.9 Producción de gas natural.	57
3.5.4.10 Consumo de gas natural.	57
3.5.4.11 Duración prevista de gas natural.	58
3.5.5 Energía solar.	58
3.5.5.1 Origen.	58
3.5.5.2 Potencial energético.	58
3.5.5.3 Formas de aprovechamiento.	59
3.5.5.4 Reservas.	59
3.5.5.5 Producción y consumo.	59
3.5.5.6 Duración.	59
3.5.6 Energía eólica.	60
3.5.6.1 Origen.	60
3.5.6.2. Potencial energético.	60
3.5.6.3 Formas de aprovechamiento.	60
3.5.6.4 Reservas.	60
3.5.6.5 Producción y consumo.	60
3.5.6.6 Duración.	61

3.5.7 Energía del oleaje.	61
3.5.7.1 Origen.	61
3.5.7.2 Potencial energético.	61
3.5.7.3 Formas de aprovechamiento.	61
3.5.8 Energía hidráulica.	61
3.5.8.1 Origen.	61
3.5.8.2 Potencial energético.	61
3.5.8.3 Formas de aprovechamiento.	62
3.5.8.4 Reservas.	62
3.5.8.5 Producción y consumo.	62
3.5.9 Energía de la biomasa.	63
3.5.9.1 Origen.	63
3.5.9.2 Potencial energético.	63
3.5.9.3 Formas de aprovechamiento.	63
3.5.9.4 Reservas.	63
3.5.9.5 Producción y consumo.	64
3.5.9.6 Duración.	64
3.5.10 Energía geotérmica.	64
3.5.10.1 Origen.	64
3.5.10.2 Potencial energético.	64
3.5.10.3 Formas de aprovechamiento.	65
3.5.10.4 Reservas.	65
3.5.10.5 Producción y consumo.	65
3.5.10.6 Duración.	65
3.5.11 Energía de las mareas.	65
3.5.11.1 Origen.	65
3.5.11.2 Potencial energético.	66
3.5.11.3 Formas de aprovechamiento.	66
3.5.11.4 Reservas.	66
3.5.11.5 Producción y consumo.	66
3.5.11.6 Duración.	66
3.6 Resumen de la situación energética actual.	67
3.6.1 Consumo de energía primaria y final.	67
3.6.1.1 Energía primaria.	67
3.6.1.2 Energía final.	67
3.6.2 Situación de las fuentes.	67
3.6.2.1 Energía nuclear.	67
3.6.2.2 Energía del carbón.	68
3.6.2.3 Energía del petróleo.	68
3.6.2.4 Energía del gas.	68
3.6.2.5 Energías renovables.	68

Capítulo 4.	69
4.1 Aspectos económicos y medioambientales del uso de la energía.	69
4.2 Repercusiones sobre la biosfera de la explotación de las fuentes energéticas.	69
4.2.1 El carbón y la vida. La fotosíntesis.	69
4.2.2 El CO_2 en la atmósfera. El efecto invernadero.	71
4.2.3 El CO_2 en el mar. Reciclado de carbono.	73
4.2.4 Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre las personas.	74
4.2.5 Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre la atmósfera.	75
4.2.5.1 Cambio climático.	75
4.2.5.2 Lluvia ácida.	76
4.2.5.3 La destrucción de la capa de ozono.	77
4.2.6 Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre el suelo y las aguas.	78
4.2.7 El impacto de las energías renovables.	79
4.2.8 Actuaciones correctoras. Protocolo de Kioto.	79
4.3 Los costes de la energía.	82
4.3.1 Los costes internos. Variabilidad.	82
4.3.1.1 Costes de la energía y el precio del dinero.	83
4.3.1.2 Costes de la energía y recursos disponibles.	84
4.3.1.3 Costes de la energía y número de unidades fabricadas.	84
4.3.1.4 Costes y lugar o país.	85
4.3.2 Los costes externos.	85
4.3.3 Los costes globales. Impacto sobre la penetración de las energías renovables.	86
Capítulo 5.	89
5.1 Centrales de energía solar fotovoltaica.	89
5.2 Origen de la energía solar fotovoltaica.	92
5.3 Potencial de la energía solar fotovoltaica.	93
5.4 Tecnologías para aprovechar la energía solar fotovoltaica.	97
5.4.1 Fundamentos físicos de la célula solar.	97
5.4.1.1 El átomo.	97
5.4.1.2 Átomos estables e inestables.	98
5.4.1.3 Cuerpos conductores y aislantes.	99
5.4.1.4 Cuerpos semiconductores intrínsecos.	100
5.4.1.5 semiconductores extrínsecos.	103
5.4.1.5.1 Semiconductor extrínseco tipo n.	103
5.4.1.5.2 Semiconductor extrínseco tipo p.	104
5.4.1.6 Unión del semiconductor p con el n.	105
5.4.1.7 El efecto fotovoltaico	106

5.4.2 Mecanismos de regeneración y recombinación.	107
5.4.2.1 Radiativo.	107
5.4.2.2 SRH.	108
5.4.2.3 Auger.	109
5.4.2.4 Superficial.	109
5.4.3 Malla de metalización.	111
5.4.4 Evolución de la eficiencia de las células solares.	111
5.4.5 Últimas investigaciones en células solares.	115
5.4.5.1 Células bifaciales de fosforo-boro.	115
5.4.5.2 Nanotecnología.	115
5.4.5.3 Células solares súper eficientes.	116
5.4.5.4 Tecnología de triple unión.	116
5.4.5.5 Células foto electroquímicas.	117
5.4.6 Tipos de células fotovoltaicas más utilizadas actualmente.	118
5.4.6.1 Silicio cristalizado (~ 200 μm).	118
5.4.6.2 Thin film (~ 5 μm).	119
5.4.6.3 Concentración fotovoltaica.	122
5.4.7 Parámetros de funcionamiento de una célula solar.	123
5.4.7.1 Corriente de corto circuito eficiencia cuántica.	124
5.4.7.2 Tensión de circuito abierto y corriente de oscuridad.	126
5.4.7.3 Factor de forma, resistencia serie y paralelo.	127
5.4.7.4 Dependencia con la temperatura.	128
5.4.7.5 Eficiencia límite de conversión fotovoltaica de una celular solar.	129
5.4.7.6 Sombras en las células.	130.
5.5 Sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red.	131
5.6 Instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico autónomo y conectado a la red.	134
5.6.1 Características generales.	134
5.6.2 Paneles.	135
5.6.3 Inversores.	137
5.6.4 Baterías.	140
5.6.4.1 Definiciones.	140
5.6.4.2 Funcionamiento.	141
5.6.4.3 Modelo eléctrico.	143
5.6.4.4 Efecto de la temperatura.	146
5.6.4.5 Ciclado. Mecanismos de degradación.	146
5.6.4.6 Composición.	148
5.6.4.7 Tipos de acumuladores.	148
5.6.5 Regulador de carga.	150
5.6.6 Líneas eléctricas.	152
5.6.7 Dispositivos de protección, seguridad y cableado.	153
5.6.8 Contadores de energía y sistemas de telecontrol.	155

5.6.9 Punto propuesto para realizar la interconexión.	157
5.6.10 Puesta a tierra.	157
5.6.11 Ensayos de recepción y pruebas funcionales.	159
5.6.12 Armónicos y compatibilidad electromagnética.	159
5.6.13 Prescripciones especiales según la ITC-40, instalaciones generadoras de BT en REBT.	160
5.7 Centrales solares fotovoltaicas.	164
5.7.1 Instalaciones con aprovechamiento de estructuras.	164
5.7.2 Planta fotovoltaica.	166
5.7.2.1 Plantas fijas.	167
5.7.2.2 Plantas con seguidores (convencional y baja concentración.)	167
5.7.2.3 Tipos de seguidores.	168
5.7.2.4 Experimentación y desarrollo de distintas tecnologías.	169
5.7.2.5 Plantas concentración As-Ga y Si alta eficiencia.	171
5.7.3 Huerta solar.	173
5.8 Costes del uso de la energía solar fotovoltaica.	178
5.9 Impacto medioambiental por utilizar energía solar fotovoltaica.	179
5.10 Situación actual de la tecnología de las plantas fotovoltaicas.	181
Capítulo 6.	
6.1 Normas y leyes que rigen el uso de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica y tipo isla.	188
6.2 Normas NMX.	189
6.2.1 NMX-J-643-ANCE vigentes, módulos FV, desempeño.	190
6.2.2 NMX-J-618-ANCE seguridad módulos FV (en desarrollo).	193
6.2.3 NMX-J-655-ANCE desempeño y eficiencia (en desarrollo)	194
6.2.4 NMX-J-656-ANCE seguridad en dispositivos FV.	194
6.2.5 NMX-J-657-ANCE sistemas híbridos y electrificación rural (en desarrollo.)	
6.3 Normas extranjeras. Código NEC.	195
6.4 Especificaciones técnicas para interconexión de sistemas solares fotovoltaicos con la red eléctrica.	196
Capítulo 7.	202
7.1 Proyecto La Gran Stupa Bond Valle De Bravo, México.	202
7.2 Estudio.	208
7.3 Análisis.	209
7.4 Conclusión.	210
Capítulo 8.	211
8.1 Recopilación datos eléctricos de campo de La Gran Stupa Bond.	211
Capítulo 9.	
9.1 Cálculo de las variables eléctricas de operación del sistema solar fotovoltaico, memoria técnica y plano eléctrico.	213
9.1.1 Componentes y consumos energéticos.	213

9.1.2 Irradiación solar y hora solar pico.	214
9.1.3 Rendimiento global de la instalación.	215
9.1.4 Módulos fotovoltaicos.	216
9.1.5 Regulador de carga.	217
9.1.6 Banco de baterías.	218
9.1.7 Inversor DC-AC.	218
9.1.8 Sección de los cables.	219
Capítulo 10.	220
10.1 Equipos, marcas y características eléctricas.	220
10.1.1 Módulos Sharp.	220
10.1.2 Reguladores de carta OutBack Power.	222
10.1.3 Inversores Fronius.	224
10.1.4 Baterías Trojan.	226
11. Conclusión.	228
12. Bibliografía.	230

CAPÍTULO 1.

1.1 INTRODUCCIÓN.

A finales de los 80 y principios de los 90, la sociedad del mundo occidental sufrió una transformación importante respecto a sus opiniones sobre la obtención de la energía y su utilización. Durante gran parte de la segunda mitad del siglo XX, la energía cotidiana se obtenía a partir de la energía atómica (fisión nuclear), así como de los combustibles fósiles.

Las crisis energéticas y una nueva mentalidad del mundo que nos rodea son las principales causantes de este cambio. Quizá por ello, la utilización de otras formas de energía que no sea las convencionales, la energía nuclear y los combustibles fósiles ya mencionados, se lleva estudiando desde hace mucho tiempo, aunque para algunos estas formas de energía sean nuevas.

Las energías alternativas se encuentran ligadas al hombre desde su origen, ya que vivimos en un planeta y recibimos la energía de una estrella. En este texto se dará a conocer el presente de este tipo de energías, erróneamente denominadas energías alternativas, hoy en día la energía producida por este tipo de técnicas no llega a cubrir las necesidades energéticas a las cuales el mundo está acostumbrado.

Hoy en día, estas energías no pueden sustituir a las energías convencionales por completo y, en consecuencia, no pueden ser alternativa presente, aunque si futura, siempre que se desarrollen planes de inversión energética y se incentive el estudio y desarrollo de este tipo de energías.

Nos encontramos en un momento en el cual debemos realizar una reflexión seria y profunda sobre cómo queremos que sea nuestro mundo; una vez que tengamos las ideas claras, tendremos que ser objetivos y realistas sobre si podemos conseguir ese mundo o no a partir del que tenemos, así como si debemos abandonar todo ese trabajo que se ha realizado a favor de un tipo de energía o queremos compaginarlo.

Llegará un día en el que no tengamos energías convencionales y alternativas, simplemente energía, y su obtención será lo más diversa posible, sin rivalidades entre un tipo u otro. Hoy en día en muchos lugares de nuestro planeta tendríamos que preguntarnos ¿Cuál es la energía convencional y cuál es la energía alternativa? Los habitantes de ciertos lugares solo conocen, o sólo pueden utilizar, la energía del sol, del viento, del agua, o volver a utilizar de otra manera lo que ya han utilizado; para ellos no existe la energía nuclear ni combustibles fósiles. No tienen ni el dinero ni la infraestructura para utilizar lo que nosotros llamamos energías convencionales, por lo que las únicas energías convencionales para ellos son nuestras energías alternativas.

Nos encontramos con el hecho de que en muchos lugares a las energías alternativas se les denomina energías renovables. En sentido estricto, es renovable cualquier proceso que no altere el equilibrio térmico del planeta, que no genere residuos irrecuperables, y que la velocidad de su consumo no sea superior a la velocidad de regeneración de la fuente energética y de la materia prima utilizada en el mismo.

El nombre de energías alternativas tiene un significado ideológico, el del proyecto de dejar de utilizar un tipo de energía y utilizar otras formas que nos parecen mejor para la salud o para el medio ambiente. El nombre de energías renovables tiene un sentido físico; aunque nos parezca que la energía solar es siempre constante, no es así, depende de la cantidad de energía que genere el Sol y de la que nos llegue, que no es la misma todos los días.

La energía eólica depende del viento, que tampoco es siempre el mismo, y lo mismo sucede con la energía del agua, así como con todas las formas de energía conocidas hasta hoy en día. Aunque parezca constante, la energía no es la misma, sino que, debido a su constante renovación, nos parece uniforme y en cantidades incalculables, a pesar de que solo podamos utilizar un pequeño porcentaje de la misma.

La electricidad generada a partir de fuentes renovables supero en 2007 a la de origen nuclear, el 19% de la producción eléctrica de nuestro país salió de instalaciones de energías renovables (de las centrales nucleares salió el 17.7%).

Además, el consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables supero por primera vez en su historia la barrera de los diez millones de toneladas equivalentes de petróleo (*tep*), lo que significa una aportación del 7% al balance del consumo de energía primaria. Destaca el avance protagonizado por la energía solar fotovoltaica, la eólica y los biocarburantes.

De esta forma, se puede decir que el balance en 2007 de las energías renovables ofrece avances muy significativos, entre los que se pueden destacar: los 3.374 *MW* nuevos en el área eólica; los 341 *MW* en el área fotovoltaica; los 59 *MW* en hidráulica y los 499 *ktep* de nueva capacidad para biocarburantes.

El aporte conseguido de 2007 supera al de 2006 donde las energías renovables supusieron el 6.8% de la energía primaria y el 8.8% de la producción eléctrica, y al de 2005 (5.5% de energía primaria y 16.6% de la producción de electricidad).

Por otro, lado cabe destacar que, en este periodo, la energía hidráulica y la eólica son las tecnologías que más han contribuido a la cesta de producción eléctrica con renovables. Como dato relevante, cabe señalar que la energía eólica (tecnología en la que España es líder mundial tras Alemania y Estados Unidos) incremento en un 29% o la potencia instalada y creció en un 16% su producción de energía con respecto al año anterior.

La receta de la Comisión para la lucha contra el cambio climático es ahora 20 – 20 – 20 para 2020: no es una cábala, sino el plan para conseguir en la próxima década ser más limpios, con un menos 20% de su energía primaria de fuentes renovables, más eficaces, con un quinto menos de consumo, y menos contaminante, con una bajada del 20% en las emisiones de dióxido de carbono. Todo para 2020.

En este escenario de imparable y necesario ascenso de las fuentes renovables de energía, se está requiriendo cada vez más la necesidad de ingenieros, técnicos especializados de grado medio y superior, así como de mano de obra para hacer frente a este reto. Es por ello, por lo que recientemente se están introduciendo en los planes de estudio diferentes ingenierías y de los nuevos ciclos formativos, asignaturas específicas y generales sobre las fuentes renovables de energía.

1.2 ANTECEDENTES.

Época de Isaac Newton 1642-1727, la mayoría de científicos pensaban que la luz consistía en corrientes de partículas llamadas corpúsculos emitidas por las fuentes luminosas. Galileo y otros intentaron sin éxito medir la rapidez de la luz.

Alrededor de 1665, comenzaron a descubrirse evidencias de las propiedades ondulatorias de la luz.

20 de marzo de 1800, Alessandro Volta comunica a la Royal Society su invento de la pila que actualmente lleva su nombre.

1803 Johann Wilhelm Ritter construyó su acumulador eléctrico; como muchos otros que le siguieron, era un prototipo teórico y experimental, sin posible aplicación práctica.

1836 John Frederic Daniell inventa la pila Daniell, a partir de la pila de Volta, pero que evita la acumulación de hidrógeno.

1844 William Robert Grove inventa su propia pila, que representa una evolución y aumento de potencia respecto de las anteriores, muy empleada en las redes telegráficas de Estados Unidos hasta 1860.

1860 Gaston Planté construyó el primer modelo de batería de plomo y ácido con pretensiones de ser un dispositivo utilizable, lo que no resultó más que relativamente cierto, por lo que no tuvo éxito.

En 1873 James Clerk Maxwell predijo la existencia de ondas electromagnéticas y calculó su rapidez de propagación.

1879 Planté volvió a explicar públicamente las características de su acumulador, tuvo una acogida mucho mejor, de modo que comenzó a fabricarse y ser utilizado casi inmediatamente.

1887 Carl Gassner patentó la denominada pila seca, ya que no tenía un electrolito libre, sino una pasta de yeso de París.

1887 Federico Guillermo Luis Hellenes desarrolló su propio diseño de pila seca. Se ha afirmado que el diseño de Hellenes precedió al de Gassner, sustituyendo el yeso de París por cartón en espiral y con los electrodos de zinc y carbono.

1887 el físico alemán Heinrich Hertz generó por primera vez ondas electromagnéticas con longitudes de ondas macroscópicas en el laboratorio como fuente de ondas, Hertz utilizó cargas oscilantes en circuitos $L - C$ y detectó las ondas electromagnéticas resultantes mediante otros circuitos sintonizados a la misma frecuencia.

El trabajo experimental que inicio en 1887 Heinrich Hertz, demostró en forma concluyente que la luz en verdad es una onda electromagnética. El efecto fotoeléctrico observado por primera vez cuando una descarga saltaba con más facilidad entre dos esferas cargadas eléctricamente, cuando sus superficies se iluminaban con la luz de otra fuente luminosa.

1886 a 1900 el efecto fotoeléctrico fue investigado con detalle por los físicos alemanes Wilhelm Hallwachs y Philipp Lenard, sus resultados fueron muy inesperados. Su trabajo se describe en términos de un fototubo más moderno compuesto por dos electrodos conductores el ánodo y el cátodo, ubicados dentro de un tubo al vacío.

1899 el científico sueco Waldemar Junger invento el acumulador de níquel-cadmio ($Ni - Cd$), una batería recargable que tenía electrodos de níquel y cadmio en una disolución de hidróxido de potasio (potasa caustica, KOH).

1900 el joven físico Max Planck examina los datos de la radiación que emitían los sólidos calentados a diferentes temperaturas, Planck descubrió que los átomos y las moléculas emiten energía solo en cantidades discretas o cuantos.

Siglo XIX la revolución industrial cambio totalmente la forma de pensar y de ser del hombre. Antes sabía que solo se podía vivir de la tierra, directa o indirectamente, a través de los animales, del cultivo, pero con la llegada de la máquina de vapor se empezó a oír mucho una palabra “energía”.

Siglo XX y su máquina de combustión fueron dejando a un lado, en un segundo término, a la máquina de vapor y al carbón: ahora la materia prima era el petróleo. La manera de vivir se enfocó en torno al petróleo y al gas natural procedente de las entrañas de la tierra.

1903 Thomas Alva Edison recogió los experimentos de Junger, quien, basándose en el trabajo del primero, patentó otro tipo de acumulador con electrodos de hierro y níquel cuyo electrolito era, también, el hidróxido de potasio.

1905 Albert Einstein desarrollo el análisis correcto del efecto fotoeléctrico. Al basarse de una hipótesis de Max Planck, sugerida cinco años antes. Einstein postulo que un rayo de luz consiste en pequeños paquetes de energía llamados fotones o cuantos. Un fotón que llega a la superficie es absorbido por un electrón, el electrón obtiene toda la energía del fotón o no obtiene nada.

1912 G. N. Lewis comenzó la experimentación con baterías de litio, pero hasta la década de 1970 no se comercializaron las primeras. Se emplean actualmente diversas pilas con litio en el ánodo y diferentes sustancias en el cátodo: sulfuro de hierro, dióxido de manganeso, dióxido de azufre, cloruro de tionilo, mono cloruro de carbono, etc.

1930 la concepción de la luz ofrece una visión completa sobre su naturaleza, los efectos asociados con su emisión y absorción revelan un aspecto de partícula, es decir la energía transportada por las ondas luminosas se encuentra contenida en paquetes discretos llamados fotones o cuantos, propiedades aparentemente contradictorias de onda y partícula conciliadas a partir de este año.

1954 los investigadores D. M. Chaplin, C. S. Fuller y G. L. Pearson de los laboratorios Bell produjeron su primera célula de silicio, de la que se obtenía energía eléctrica directamente de la luz solar con eficiencia suficiente para hacer funcionar una radio a transistores. Esta primera célula tenía una eficiencia del 6%.

1955 Hoffman Electronic produce elementos solares para aplicaciones espaciales alcanzando en pocos años unos rendimientos de sus células del 8%.

1958 es lanzado al espacio el Vanguard I, el primer satélite alimentado con energía solar, el cual llevaba $0.1 W$ en una superficie aproximada de 100 cm^2 , capaz de alimentar un transistor de 5 mW .

1962 se lanza el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el Telstar con una potencia fotovoltaica de $14 W$.

1970 comienza a desarrollarse la tecnología de níquel-hidrogeno para satélites de comunicaciones comerciales, las primeras baterías de níquel metal hidruro (*NiMH*) no aparecieron en el mercado, para usos corrientes, hasta 1989.

1977 W. G. Adams y R. E. Day producen su primera célula fotovoltaica fabricada en este tipo de material el selenio.

1980 el químico estadounidense John B. Goodenough dirigió un equipo de investigación de Sony que produciría finalmente la batería de iones de litio recargable y más estable que la batería de litio puro.

1996 se lanzó al mercado la batería de polímero de ion litio, en la que su electrolito se aloja en un polímero sólido compuesto y los electrodos y los separadores se laminan entre sí, lo que permite envolturas flexibles.

2008 Diseño de un sistema solar eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada, por Carlos Roberto Prado Mora de la Universidad de Costa Rica, Julio 2008. El proyecto fue diseñado para la electrificación de una comunidad integrada por 130 recintos tipo residencial, ubicada en la Isla Carti en el Golfo de San Blas en Panamá. [Fuente: Biblioteca Digital de la Universidad de Costa Rica].

2009 respecto al rendimiento actual de algunas células fotovoltaicas, un consorcio japonés ha presentado una célula solar con una eficiencia del 36.5%, construida con los semiconductores indio, galio y germanio.

2011 Planta solar autónoma tipo isla de 1100 *W* diarios, por la empresa Energía Solar en la Ciudad de México. El proyecto fue realizado para suministrar energía eléctrica aun recinto del tipo residencial fuera de la ciudad, diseñada para alimentar objetos domésticos, se utilizaron paneles solares tipo 2X80 *W* y un rango de producción de 700 a 1100 *W* por día. [Fuente Energía Solar.mx]

Desde siempre el desarrollo de la humanidad ha estado determinado en gran medida por el recurso a la utilización de las diferentes formas de la energía según las necesidades y disponibilidades de cada momento y lugar. A finales de los 80 y principios de los 90, la sociedad del mundo occidental ha sufrido una transformación importante respecto a sus opiniones sobre la obtención de la energía y su utilización.

Las nuevas generaciones de investigadores, como miembros que se sentían de esta sociedad de mentalidad cambiante, propusieron formas equivalentes de obtener energía, llamadas “Energías Alternativas o Renovables”, por ser formas de energía que sustituirían a las energías convencionales, aquellas que están basadas en los derivados del petróleo, gas natural y energía nuclear.

Además, el gran propósito de este tipo de energías, obtenidas de la propia naturaleza, es el de defender nuestro entorno algo que agrada a la pujante conciencia ecológica.

La nueva filosofía energética tiene su origen en nuestros propios antepasados, que adoraban al Sol y las fuerzas de la naturaleza, las de nuestro planeta. En consecuencia, el mejor aprovechamiento energético que podamos realizar se dará cuando conozcamos con detalle a nuestra estrella que nos da la luz y la vida, y a nuestro planeta.

Conocer el sol como fuente de energía será nuestro primer objetivo; su estructura, su composición, y lo más interesante, su estudio energético, su espectro energético. Una vez conocida nuestra estrella, nos interesaremos por el planeta donde nos encontramos y sobre todo estudiaremos su aprovechamiento energético; conoceremos su estructura y composición, así como las diferentes formas de vida que posee en sus entrañas.

1.3 ESTADO DEL ARTE.

MICRO REDES ELÉCTRICAS ISLA FUTURAS: CREANDO REDES.

C. S. Seefoó* y M. Robles.

Ingeniera en Energías Renovables por la UNAM. Investigador Titular del Instituto de Energías Renovables de la UNAM.

En un sistema eléctrico tenemos una enorme lista de nodos que corresponden a centrales generadoras de energía y consumidores (en donde están tú, tus vecinos, tus amigos, tu escuela, oficinas, comercios, etc.) que se encuentran conectados por un cableado físico, real.

Esta configuración ha permanecido así casi desde el inicio del sistema eléctrico a finales del siglo *XIX* . El sistema funcionaba de manera unidireccional: se generaba la energía, viajaba grandes distancias y era consumida por los usuarios, fin de la historia.

Si fallaba este gran sistema, entonces los encargados debían primero darse cuenta qué estaba fallando, ubicar en dónde, arreglarlo y, probablemente, dejar sin energía eléctrica a unos cuantos cientos de usuarios en lo que eso sucedía. ¿Y qué ha cambiado?

El sistema eléctrico comenzó a evolucionar gracias a los avances en nuevas tecnologías de la comunicación y lo fanáticos que solemos ser algunos humanos a estar conectados 24/7 para saber qué sucede en todo momento, en todo lugar. Se comenzaron a instalar sensores en más puntos de la red. Gracias a estos sensores, al detectarse una falla, esta se arregla con mayor rapidez.

Las redes eléctricas, entonces, tienden a volverse lo que hoy se llama “inteligentes”, cuando la información de muchos sensores se almacena se analiza y se pueden construir programas que aprendan cuándo generar alertas y cuándo actuar, ya sea con intervención humana o no. Las redes inteligentes parecen ser una necesidad moderna.

Probablemente los cambios más interesantes en las redes eléctricas están llegando gracias a las energías renovables, particularmente la energía solar fotovoltaica. Las renovables, para los cuales, llegaron a cambiar las cosas, cada día es más sencillo (costeable, de fácil acceso, etc.) que generemos energía eléctrica desde la comodidad de nuestras casas y, aparte de consumir lo que generemos, regresarlo a la red para que otros lo usen.

Lo que ha llevado a que el sistema eléctrico comience a funcionar de manera bidireccional. Sin embargo, el modelo actual del sistema eléctrico nacional, aunque incorpore fuentes renovables, sigue incentivando la producción de energía a través de centrales, principalmente fotovoltaicas o eólicas.

Son los pequeños generadores los que empiezan a cambiar esta estructura rígida y en este cambio de orden o de “paradigma”, el concepto de micro red está empezado a jugar un papel muy importante.

MICRO REDES. En una red eléctrica el concepto clásico de una micro red dice que es una red que utiliza fuentes de energía distribuidas, es decir locales, renovables o no, junto con dispositivos de almacenamiento para suministrar una demanda de energía también local. Puede operar conectada a un sistema eléctrico, pero en general suelen estar diseñadas para hacerlo también de manera aislada.

Es por tanto una especie de “isla” en el sistema eléctrico.

Estas micro redes empezaron a crearse para distribuir energía en comunidades alejadas de las redes extensas. En el caso de México se han construido varias micro redes, por ejemplo, en San Juanico, Baja California Sur y Xcalak, en Othón P. Blanco, Quintana Roo, las cuales persiguen el objetivo de brindar acceso a la electricidad a zonas donde resulta complicado conectarse a la red.

La micro red de San Juanico alimenta una comunidad pesquera con sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores y diésel. Por su parte la micro red caribeña de Xcalak provee de energía a 252 habitantes por medio de aerogeneradores.

MICRO REDES URBANAS. Es un hecho contundente que en las ciudades la generación de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos es rentable cuando se interconectan al sistema eléctrico. De manera espontánea en muchos países, y México no es la excepción, ya aparecen pequeños productores de energía.

Durante el día inyectan energía al sistema eléctrico, haciendo girar sus medidores al revés y de noche consumen. El balance permite bajar el costo de la energía eléctrica de manera considerable.

Alrededor del año 2010, en la ciudad de Nueva York, concretamente en el barrio de Brooklyn, las instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red comenzaron a instalarse y fue el principio de un caso emblemático que permite intuir el futuro de las redes eléctricas y el cambio de paradigma de distribución.

Unos conjuntos de vecinos organizados formaron una micro red en el corazón de la ciudad. Lograron crear un sistema que permite producir y vender energía, tanto a la compañía de energía local como a los mismos vecinos del barrio. En abril de 2016 comenzaron las primeras transacciones de energía y se lograron mediante una tecnología computacional conocida como “Blockchain” o cadena de bloques.

El Blockchain es una tecnología que permite crear registros inalterables de una comunicación digital y almacenarlos en bases de datos distribuidas. Es decir, vive en el ámbito de las redes de datos y del Internet, no de las redes eléctricas. Es una especie de libro de acontecimientos digitales que es compartido entre muchos participantes.

Por tanto, su viabilidad depende de tener redes computacionales distribuidas, con sistemas de seguridad contra fallos, con usuarios dispuestos a participar en la implementación y con mecanismos de validación funcionales. La micro red de Brooklyn puede ser un modelo técnico económico, diferente a la red de distribución centralizada tradicional de las redes eléctricas.

Un tercer ingrediente importante en esta experiencia viene del concepto de resiliencia. Es un concepto surgido de la psicología, que habla de la capacidad que tiene una persona para superar circunstancias adversas y adaptarse positivamente a ellas. En el ámbito de las redes, la resiliencia se puede entender como la capacidad de mantener o recuperar la conectividad cuando se presentan situaciones extremas o sabotajes.

El internet ha demostrado ser una red resiliente, capaz de resistir ciberataques cada vez más frecuentes y más intensos. Las redes eléctricas pueden ser o no resistentes a desastres naturales o ataques humanos deliberados. De hecho, conociendo la experiencia del Huracán Sandy en Nueva York, la micro red de Brooklyn decidió utilizar baterías para almacenar energía, pensando en tener un respaldo durante este tipo de eventos naturales y aumentar su resiliencia.

La baja en los costos de las baterías y la mejora de su capacidad de almacenamiento, ha permitido ir más allá de la producción de energía interconectada a la red, para llegar a la idea de micro redes inteligentes, capaces de conectarse o desconectarse de la red según sea necesario y por qué no, aprendiendo de las circunstancias del entorno.

Por lo que una red urbana podría estar formada por una red de células de energía, administradas sin intermediarios por medio de la tecnología Blockchain. Con ejemplos como el de Brooklyn, esto parece estar ya sucediendo, sumando redes de datos, redes de distribución y de almacenamiento de energía.

EL FUTURO DE LAS REDES. El futuro es siempre incierto, pero hay elementos presentes que indican que el modelo de red eléctrica unidireccional con generación en centrales se verá obligado a cambiar pronto. Hacer una transición energética planteada solo con la introducción de centrales fotovoltaicas o eólicas ha mostrado no estar libre de impactos sociales y ambientales.

La aparición espontánea de micro redes como células productoras de energía parece inevitable y se hace necesario estudiar cómo pueden conformarse y qué efectos tendrán sobre la operación de los sistemas eléctricos tradicionales, sobre las instituciones reguladoras y sobre la sociedad en general.

Recientes artículos de investigación muestran cómo la organización de las redes urbanas en micro redes, como la de Brooklyn, dinámicas y con bidireccionalidad pueden aumentar la resiliencia de las redes actuales.

Estos nuevos diseños requieren de esfuerzos multidisciplinarios que integren la geometría de las ciudades, su organización en pequeños cúmulos con generación de una o varias fuentes renovables e interconexión con los demás.

En nuestro país el reto de modernizar las redes y prepararlas para una organización distribuida es mayor. Por un lado, nuestras ciudades presentan geometrías diversas, con barrios y colonias ordenadas a un lado de sitios caóticos y complicados. Además, la cantidad de datos accesibles es considerablemente menor que en los países desarrollados.

Sin embargo, es posible utilizar fuentes de información digital existente, como mapas, fotos satelitales, para configurar micro redes ideales y simular su comportamiento con métodos modernos de clasificación y de aprendizaje automáticos.

De esta forma, se pueden diseñar micro redes que se adapten a la distribución y condiciones climatológicas de las ciudades en donde se ubicarán. Para hacerlo es necesario un trabajo multidisciplinario, que incorpore métodos computacionales, ingeniería eléctrica, física estadística, modelos financieros, energías renovables, entre otros.

El cambio de paradigma en las redes eléctricas quizás no cancele el modelo centralizado, pero sí cambie radicalmente la unidireccionalidad de la energía y, por lo tanto, el papel de los usuarios en el sistema. Quizás, cada vez más las redes eléctricas se parecerán a las redes sociales, serán más dinámicas y se encontrarán más centradas en el consumidor.

Así, los consumidores se volverán actores clave del sistema y no solo elementos pasivos del mismo. Las micro redes, por lo tanto, presentan un cambio de paradigma para el empoderamiento del consumidor. El diseño de las redes futuras será sin duda un trabajo en red que utilice todas las herramientas proporcionadas por las redes mismas. [Fuente: ID: Investigación y Desarrollo.]

1.4 JUSTIFICACIÓN.

Actualmente muchos problemas ambientales están a la orden del día, el tiempo transcurre y cada vez más son tomados en cuenta debido al impacto negativo que ocasionan, afectan a nuestro entorno ecológico flora y fauna, de una manera muy severa, problemas a los cuales la sociedad se ve obligada a participar en la difícil tarea de buscar posibles soluciones y así tratar de resolverlos, todo esto debido a que la misma sociedad somos los causantes de estos fenómenos.

Como futuro ingeniero eléctrico me siento comprometido en estudiar, proponer y contribuir al diseño de nuevos sistemas eléctricos de potencia amigables con el medio ambiente y que prometan la conservación de nuestros recursos naturales, la concientización sobre el estado actual del medio ambiente hace de mí una persona analítica, comprometida a investigar y proponer soluciones que ayuden a descubrir nuevas formas de obtener energía para las necesidades del ser humano en cuanto al uso de la energía eléctrica en la vida cotidiana.

La energía solar fotovoltaica es una forma de energía renovable, limpia que hace frente a los combustibles fósiles con un impacto al medio ambiente menor a las fuentes de energías convencionales, además se encuentra disponible en forma de radiación solar de manera libre y que solo basta con invertir en equipos para su correcto aprovechamiento y así utilizarlo para nuestros propios beneficios en usos domésticos y hasta industrial con una correcta implementación del sistema.

Una de las virtudes de la tecnología fotovoltaica es su aspecto modular lo que lo hace que se puedan construir desde enormes plantas fotovoltaicas a nivel del suelo hasta pequeños paneles en forma de tejado. El mercado solar de energía fotovoltaica, una fuente de energía verde por excelencia, está en pleno auge, además favorece la reducción de costos y se ha logrado que su coste medio de generación eléctrica sea competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas.

El diseño e instalación de un sistema solar fotovoltaico isla como fuente de energía presenta muchas ventajas: instalación simple, rápido y fácil de hacer, emplea una fuente de energía limpia y gratuita, la obtención y conversión de energía electromagnética a energía eléctrica debido a nuestra estrella llamado Sol , su operación es automática y silenciosa, es decir no requiere de una cantidad enorme de personas para manipulación, requiere poco mantenimiento, basta con mantener limpia la superficie de los paneles solares y los dispositivos que forman parte de el en perfectas condiciones para obtener una buena eficiencia del sistema, es amigable con el medio ambiente, no emite residuos contaminantes como dióxido de carbono, la última y la más importante es que su costosa inversión es justificable ya que es posible recuperar lo invertido con el tiempo que nos durara al usarlo y aún más mientras la preservación en perfectas condiciones del sistema sea constante.

Dos ventajas principales de este tipo de instalación para generación eléctrica fotovoltaica es que son autónomas y fácilmente expandibles, de donde se deriva una de sus más importantes aplicaciones en la actualidad: la electrificación para uso doméstico en lugares que se encuentran aislados o donde no es posible alimentar eléctricamente a los recintos a través de la red eléctrica actual.

Todo esto es pensado a futuro para las instalaciones y la demanda de energía eléctrica que las cargas instaladas lleguen a solicitar, ya que en algún momento no muy lejano nuestro país tendrá una alta demanda de energía eléctrica que posiblemente no sea abastecida por medio de la red eléctrica actual, el cual será un problema que a futuro tendremos que resolver y es bueno empezar a plantear posibles soluciones

1.5 OBJETIVOS.

1.5.1 OBJETIVO GENERAL.

Elaborar una propuesta para el diseño e implementación de un sistema solar fotovoltaico tipo isla o autónomo de generación eléctrica como autoabastecimiento de energía eléctrica para un recinto de tipo residencial, abasteciendo las cargas existentes conectadas a ella.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

Son muchas las razones por la cual llevaré a cabo la elaboración de este proyecto, dentro de las más importantes y significativas para mí están:

1. La principal y la que le otorgo más prioridad al elaborar el diseño e instalación de un sistema solar fotovoltaico isla es para obtener el título de ingeniero eléctrico.
2. Ofrecer como recompensa a mis padres, familiares y demás personas, por el apoyo que me brindaron para terminar una carrera profesional, aun cuando sabía que mis padres no tenían la capacidad para ofrecerme esto.
3. Comprender el porqué de los sistemas solares fotovoltaicos, su uso como autoabastecimiento de energía eléctrica, su impacto social y sobre todo su impacto ambiental.
4. Informarme sobre las leyes y normas que rigen el uso de sistemas solares fotovoltaicos como fuente de energía alterna.
5. Aprender la manera de cómo se lleva a cabo la instalación y operación de un sistema solar fotovoltaico isla como fuente de energía alterna.
6. Practicar las diferentes maneras de instalación y arreglos de los sistemas solares fotovoltaicos isla.
7. Poner en práctica los conocimientos adquiridos dentro del aula y relacionarlos con los sistemas solares fotovoltaicos, en cuanto a sus variables eléctricas de operación.
8. Informarme, conocer y aprender a seleccionar los diferentes dispositivos y tecnologías relacionados a los sistemas solares fotovoltaicos.
9. Aprender a diseñar sistemas solares fotovoltaicos isla de tipo residencial e industrial, desde pequeñas a grandes capacidades en cuanto a potencia de generación.
10. Proponer mejoras en cuanto al dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos, así como las maneras de realizar la instalación.

1.6 METODOLOGÍA.

Para realizar el diseño del sistema solar fotovoltaico de electrificación es necesario conocer las características y el funcionamiento de los distintos componentes que conforman la instalación aislada, para esto se realizara una investigación de fuentes bibliográficas y páginas de internet, con la finalidad de comprender los aspectos básicos de la generación de electricidad a partir de celdas solares y los principios de funcionamiento de estas y de los paneles, reguladores de carga, inversores y demás equipos que conforman el sistema.

La investigación abarcara además de las técnicas de diseño que se emplean actualmente para la elaboración de proyectos de este tipo. Como un complemento en la etapa de diseño del sistema, se espera realizar consultas a profesionales con experiencia en el tratamiento de este tipo de tecnologías, que puedan brindar una visión realista de los principales aspectos de la generación eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos en la actualidad.

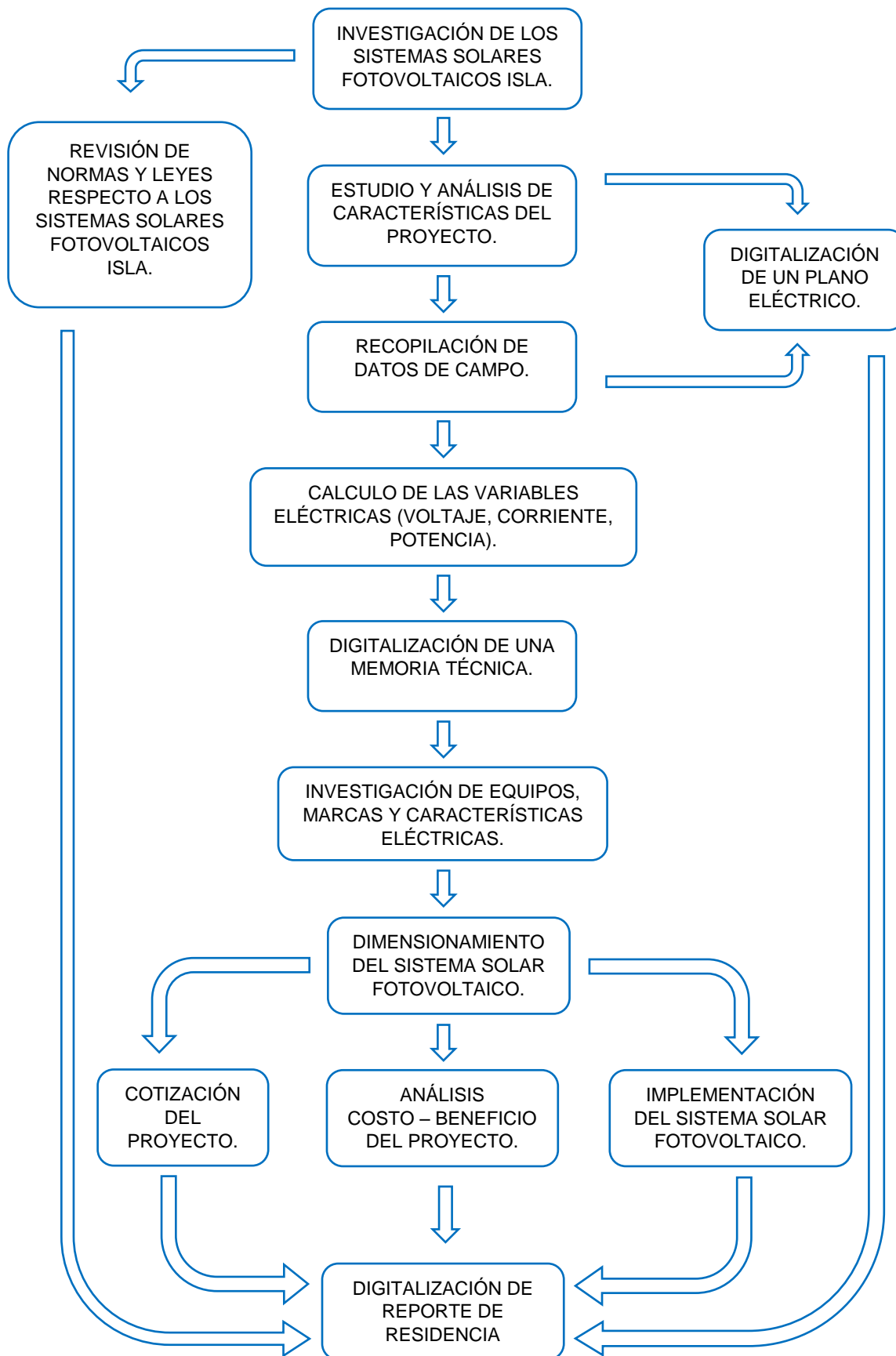
En el proceso de estimar el nivel de radiación en la zona de interés, se cuenta con la fuente de información en línea, la página de la NASA. En la página podemos consultar la ubicación de los diferentes recintos o zonas introduciendo las coordenadas latitud, longitud. A partir de ello la página nos especifica datos de dicha zona dentro de ellos los niveles de radiación solar en distintos horarios, meses y estaciones del año.

La investigación sobre los equipos fotovoltaicos disponibles actualmente en el mercado y sus principales características, se realizará básicamente ingresando a los sitios web de los principales distribuidores de este tipo de componentes, que generalmente brindan información explícita sobre los aspectos más relevantes de los equipos en cuestión (eficiencia, capacidad, costos, etc.). Para la estimación de la carga conectada en dicho recinto, se tiene el detalle de la cantidad y el tipo de equipos a los que se alimentaran a partir del sistema (lámparas, televisores, radios, etc.).

Es necesario establecer un promedio de la potencia que consume el aparato, así como de la cantidad de horas que se utiliza diariamente cada uno de dichos equipos, para determinar de esta forma cual es la carga total que se requiere alimentar a partir del sistema generador fotovoltaico. Para este cálculo deberán aproximarse también las posibles pérdidas que se dan en el sistema (perdidas en cables, eficiencia en componentes, etc.).

Finalmente, el cálculo del presupuesto se realiza en base a los precios por medio de los equipos más favorables a los fines del proyecto, incluyendo además una estimación de los gastos adicionales derivados de la instalación, administración y otros gastos generales.

A continuación, se ilustra un esquema para el proceso de elaboración de un sistema solar fotovoltaico isla.



CAPÍTULO 2.

2.1 ASPECTOS BÁSICOS GENERALES SOBRE LA ENERGÍA.

En este capítulo se recordarán y fijarán conceptos básicos en relación con la energía, así como su medida y valores de referencia que permitan su comprensión en términos prácticos y cotidianos.

También se presenta una visión más profunda de las manifestaciones de la energía y de sus transformaciones, así como del rendimiento asociado a las misma. El contenido de este tema allana el camino para comprender mejor el papel de las energías renovables en el futuro energético del planeta.

2.2 CONCEPTO DE ENERGÍA.

El término energía es fuertemente polisémico y, según el contexto donde se use, adquiere significados diversos. Así, se habla que una persona es muy «enérgica», que alguien o algo tiene «energía positiva» o «negativa», etc.

En el terreno de las ciencias físicas y naturales, así como en el de la tecnología, es corriente hablar de la «crisis energética», de «alimentos energéticos», etc. La realidad es que la energía es un fenómeno misterioso, del cual conocemos y comprendemos sus efectos, pero no su naturaleza originaria.

En el campo de la física, se define la energía como una «propiedad» de los cuerpos o sistemas materiales en virtud de la cual estos pueden transformarse (a sí mismos), modificando su estado o situación, así como actuar sobre otros cuerpos, originando transformaciones en ellos.

2.3 CONCEPTO DE TRABAJO.

La energía indica la capacidad de un cuerpo o sistema para producir transformaciones, con independencia de que éstas se produzcan o no.

En un contexto físico-matemático se define trabajo como el producto escalar de una fuerza por un desplazamiento (del punto de aplicación de la fuerza).

$$T = \vec{F} \cdot \Delta\vec{S} \quad (2.1)$$

El trabajo se mide en julios, siendo: $1 \text{ julio} = 1 \text{ newton} \cdot 1 \text{ metro}$

Un julio es el trabajo que se realiza cuando la fuerza de un newton desplaza su punto de aplicación un metro (en la misma dirección y sentido de la fuerza).

Tradicionalmente, y aún hoy, se define la energía como la «capacidad de realizar un trabajo», entre otras razones, porque la unidad de energía es la misma, la unidad de la energía, al igual que la del trabajo, es el julio.

Se piensa, erróneamente, que la energía se transforma en trabajo. En la Figura 2.1, sobre la masa m se realiza un trabajo al elevarla, pero desde el punto de vista energético lo que ha ocurrido es que la energía almacenada en los músculos de la persona se ha transferido a energía potencial de la masa a la altura h ($W = mgh$).

En este caso, como en todos, el trabajo ha sido el proceso mediante el cual se ha transferido la energía desde un sistema (una persona) hasta otro sistema (la masa). El trabajo no es una forma de energía, ni se conserva, ni es «propio» de un sistema (no lo poseen los cuerpos). Es sólo un vehículo, un proceso, mediante el cual dos cuerpos o sistemas intercambian energía. Otro de estos procesos de intercambio es el calor.

2.4 CONCEPTO DE POTENCIA.

En la Figura 2.1 se observa que la persona más corpulenta es capaz de elevar la masa m , de peso P , más rápidamente que la menos corpulenta.

Se dice que la primera es «más potente». En términos físicos significa que la primera ejecuta el mismo trabajo que la segunda ($T = mgh$), pero en menos tiempo.

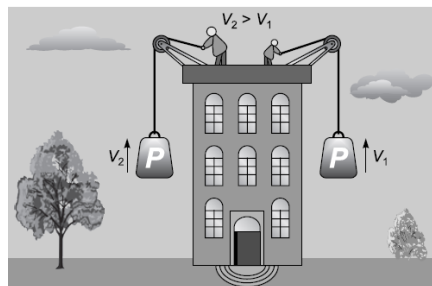


Figura 2.1 El adulto es más potente que el niño.

Físicamente, se define la potencia como el trabajo realizado en la unidad de tiempo:

$$W = \frac{T}{t} \quad (2.2)$$

La unidad de la potencia es el vatio (W), definido por: 1 vatio = 1 julio/1segundo.

2.5 MEDIDA DE LA ENERGÍA Y DE LA POTENCIA.

Teniendo en cuenta que trabajo y energía se expresan en las mismas unidades, en el Sistema Internacional la energía se mide en julios.

$$1 \text{ J} = 1 \text{ N} \cdot 1 \text{ m} \quad (\text{N} = \text{newton}) \quad (\text{1 julio es igual a 1 newton por 1 metro})$$

También se emplean unidades mayores que el julio (Tabla 2.1).

kJ	1.000 J	10^3 J (kilojulios)
MJ	1.000.000 J	10^6 J (megajulios)
GJ	1.000.000.000 J	10^9 J (gigajulios)
TJ	1.000.000.000.000 J	10^{12} J (terajulios)
PJ	1.000.000.000.000.000 J	10^{15} J (pentajulios)
EJ	1.000.000.000.000.000.000 J	10^{18} J (exajulios)

Tabla 2.1 Múltiplos del julio.

De acuerdo con la definición de potencia, en el Sistema Internacional la potencia se mide en vatios.

$$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} \text{ (1 vatio es igual a 1 julio dividido por 1 segundo)}$$

Se emplean también unidades mayores que el vatio (Tabla 2.2).

kW	1.000 W	10^3 W (kilovatio)
MW	1.000.000 W	10^6 W (megavatio)
GW	1.000.000.000 W	10^9 W (gigavatio)
TW	1.000.000.000.000 W	10^{12} W (teravatio)

Tabla 2.2 Múltiplos del vatio.

Otra forma usual para medir la energía es el *kWh*, o energía producida (transformada) por una máquina de 1 *kW* de potencia funcionando durante 1 *hora*. Obviamente, 1 *kWh* también es la energía transformada por una máquina de 2 *kW* de potencia funcionando durante 1/2 *hora*, o cualquiera otra de las infinitas combinaciones potencia-tiempo posibles.

De acuerdo con esta definición, la equivalencia entre el *kWh* y el julio es:

$$1 \text{ kWh} = 3.600 \text{ kJ} = 3.6 \text{ MJ}$$

En física nuclear (energía atómica), la unidad de medida es el electrón-voltio (*eV*). Se entiende por tal la energía que toma o cede un electrón al pasar de un punto a otro de un campo eléctrico entre los que hay una diferencia de potencial de 1 *V*.

$$1 \text{ eV} = 1.6 \cdot 2 \times 10^{-19} \text{ J}$$

Otras unidades también empleadas tradicionalmente son (Tabla 2.3):

Potencia:	1 CV = 0,76 kW	1 HP = 0,746 kW
Energía:	1 kcal = 4,186 kJ	1 BTU = 1.055 J (British Thermal Unit)
	1 Tep = 42.000 MJ = 11.600 kWh (1 Tn petróleo ≈ 7,3 barriles)	(Tep = Tn equivalente de petróleo) (1 barril = 158,9 litros)
	1 Tec = 28.000 MJ = 7.500 kWh	(Tec = Tn equivalente de carbón)
	1.000 m ³ gas ≈ 6,81 barriles de petróleo	
	1.000 m ³ gas ≈ 0,9 tep	
	1 Termia = 10 ⁻⁴ Tep = 10 ³ kcal	

Tabla 2.3 Unidades de energía tradicionalmente utilizadas.

En términos generales, un caballo de fuerza (*Hp*) equivale a la potencia que puede desarrollar un caballo (animal) durante un tiempo prolongado (varias horas). Otros valores de referencia que dan una idea de las magnitudes energéticas son los siguientes:

- Una persona, en un esfuerzo liviano, desarrolla 0.15 kW . Un ciclista, en un esfuerzo elevado, desarrolla 0.5 kW . Un atleta, durante un corto tiempo, desarrolla 0.75 kW .
- 1 kWh permite mantener encendida una bombilla de 100 W durante 10 horas o elevar 1 Tn a 360 m de altura en una hora, o fundir el aluminio necesario para fabricar seis botes de refrescos, o calentar el agua para una ducha de $2 - 3 \text{ minutos}$.
- La potencia doméstica habitual instalada en una vivienda media de 100 m^2 en España es de 5 kW .

La energía (en forma de electricidad, de gas o de otro tipo) transformada (consumida, se dice en lenguaje cotidiano) anualmente en una vivienda es, aproximadamente (Tabla 2.4):

Iluminación	510 kWh
Frigorífico	360 kWh
Televisión	380 kWh
Lavadora	960 kWh
Otros	240 kWh
Cocina eléctrica	1.800 kWh
Agua caliente	2.466 kWh
Total anual	7.266 kWh/año

Tabla 2.4 Consumos energéticos aproximados en una vivienda.

Los consumos energéticos porcentuales en una familia típica europea se muestran en la Figura 2.2.



Figura 2.2 Porcentajes de consumo energético en una familia típica.

Las potencias de diferentes tipos de vehículos se muestran en la siguiente tabla:

Máquina	Potencia en kW	Potencia en CV
Coche tirado por un caballo	0,75	1
Automóvil familiar	100	131
Automóvil fórmula 1	500	658
Avión B-747 (<i>Jumbo</i>)	300.000	394.737
Lanzadera espacial	30.000.000	39.473.760

Tabla 2.5 Potencia de algunas máquinas.

Transportar una persona en un avión (completo) una distancia de $4\,000 \text{ km}$ (distancia de Alemania a Canarias) tiene un consumo de 230 litros de queroseno (por persona). El mismo recorrido, efectuado en un automóvil (con un pasajero) exigiría 320 litros de gasolina (en un automóvil con un consumo de 8 litros/

100 km). En el año 2007 el consumo de energía en el mundo ascendió a 11.0993 millones de *Tep* (Fuente: BP-Statistical Review-2008). Un 35.6% correspondió a petróleo, un 23.8% a gas natural, un 28.6% a carbón, un 5.6% a nuclear y un 6,4% a energías renovables.

El consumo de petróleo se elevó a 75 millones de barriles, cada día.

2.6 MANIFESTACIONES DE LA ENERGÍA.

2.6.1 ENERGÍA GRAVITACIONAL.

Es la energía que se manifiesta por la atracción de dos masas entre sí, sean dos cuerpos celestes (la Tierra y la Luna, por ejemplo), dos masas cualesquiera o dos neutrones.

La realidad es que cada masa crea a su alrededor un campo gravitatorio, que atrae a cualquier otra masa que caiga en su campo de acción.

La fuerza con la que se atraen es directamente proporcional al producto de las masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas (Figura 2.3).

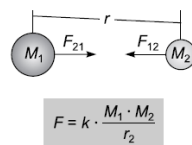


Figura 2.3 Fuerzas gravitatorias.

Un caso particular es la energía potencial gravitatoria, o sea, la atracción de la masa de la Tierra sobre cualquier otra masa en su cercanía (un satélite artificial) o en su superficie (en el caso de una persona, esta fuerza es el peso de la misma).

La energía potencial gravitatoria de un cuerpo de m kg de masa, situado a una altura de h , metros sobre la superficie terrestre, es:

$$\begin{aligned} \text{Energía} &= \text{fuerza} \times \text{distancia} \\ \text{Energía potencial} &= \text{peso} \times \text{altura} = m \cdot g \cdot h \end{aligned}$$

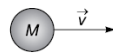
Expresándose la energía en julios, m en kg, h en metros y g (aceleración de la gravedad) en m/s^2

2.6.2 ENERGÍA CINÉTICA.

Es la energía implícita en una masa en movimiento. Para una masa m , que se desplaza a la velocidad v (Figura 2.4), la energía cinética vale la mitad del producto de la masa por el cuadrado de la velocidad.

$$W = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad (2.3)$$

W viene en julios, la masa en kg y la velocidad en m/s .



A diagram showing a grey circle with the letter 'M' inside, representing mass. To its right is a horizontal arrow pointing to the right, labeled with the letter 'v' and a vector arrow above it, representing velocity.

$$E = \frac{1}{2} M \cdot V^2$$

Figura 2.4 Energía cinética.

Un caso particular de la energía cinética es la energía térmica. Como se ha visto, todos los cuerpos están formados por conjuntos de moléculas que, según el grado de movilidad entre ellas, pueden adoptar forma sólida, líquida o gaseosa.

En la forma gaseosa, las moléculas tienen total libertad para moverse. Cuando se les suministra energía se mueven más rápido (incrementan su energía cinética) y el gas se dice que está más caliente (que tiene más temperatura) (Figura 2.5).

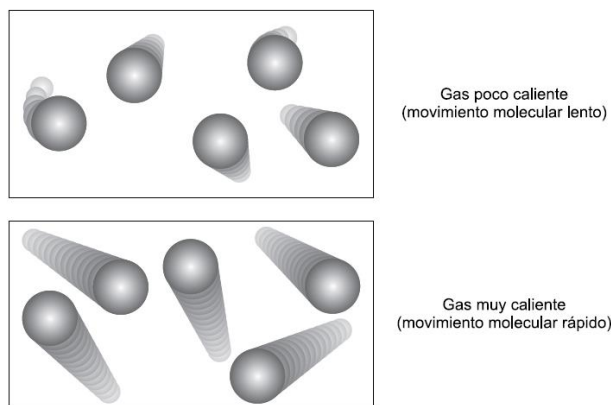


Figura 2.5 Energía cinética de gases.

En el caso de líquidos ocurre algo parecido al gas, aun cuando la movilidad de las moléculas por todo el volumen está más limitada.

En el caso de sólidos, la aportación de energía cinética (térmica) desde el exterior excita las moléculas, que se ponen a vibrar más o menos intensamente alrededor de la posición de equilibrio en la estructura original.

La sensación de calor que se tiene cuando el aire está caliente se debe al choque de las moléculas de aire agitadas con las de la piel, las cuales también incrementan su energía cinética (oscilando más o menos intensamente alrededor de sus posiciones de equilibrio, puesto que la piel es sólida) produciéndose un aumento de la temperatura de la superficie corporal, dando lugar a la sensación de calor.

Si se toca un metal caliente, las fuertes vibraciones (energía cinética) de las moléculas de la superficie son transmitidas a la piel, haciendo que las moléculas de ésta se pongan a vibrar más intensamente (sensación de calor).

En todos los casos, la energía cinética se transfiere de las partículas más rápidas (de más energía) a las más lentas. En el caso del calor, de la temperatura más alta a la más baja.

Cuando en un gas (o en un cuerpo cualquiera) sus moléculas no se mueven, se dice que la temperatura es de 0 grados Kelvin o cero absoluto (lo que corresponde a $-273\text{ }^{\circ}\text{C}$).

2.6.3 ENERGÍA ELECTROSTÁTICA.

La energía electrostática es la energía que se manifiesta por la atracción o repulsión de dos cargas eléctricas entre sí (Figura 2.6). Si son de diferente signo se atraen y si son del mismo signo se repelen.

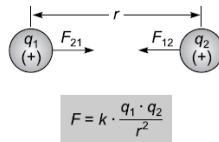


Figura 2.6 Fuerzas electrostáticas.

Un cuerpo cargado positivamente (o negativamente) crea a su alrededor un campo eléctrico que atrae o repele a cualquier otra carga eléctrica que se encuentre en su radio de acción. Experimentalmente se ha comprobado que esta fuerza es directamente proporcional al producto de las cargas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia (Figura 2.6).

La energía química (entendida como la que mantiene unidos entre sí a los átomos que conforman una molécula, o a varias moléculas entre sí formando cuerpos) no es más que una forma particular de la energía electrostática.

Cuando un combustible es quemado (reacciona con el oxígeno), la energía química de sus componentes se transfiere a energía química de otros componentes distintos (nueva distribución de las cargas eléctricas), y además, a estos se les imprimen fuertes movimientos vibratorios (aumento de la temperatura) si la reacción es exotérmica.

2.6.4 ENERGÍA ELECTROMAGNÉTICA.

Es la energía asociada a una carga eléctrica en movimiento (Figura 2.7).



Figura 2.7 Carga moviéndose.

Una carga eléctrica en movimiento (o un conjunto de éstas formando una corriente eléctrica, por ejemplo), crean a su alrededor un campo electromagnético, que actúa no sólo sobre cargas eléctricas, sino también sobre imanes (cuerpos magnetizados).

Teniendo en cuenta que la materia está compuesta de electrones y estos están en movimiento, todos los cuerpos irradian energía electromagnética en más o menos cantidad (al tiempo que también la reciben, si se encuentran en equilibrio).

Los campos electromagnéticos tienen naturaleza ondulatoria, variando su intensidad tanto a lo largo del espacio como del tiempo (para un mismo punto del espacio).

La energía electromagnética recibe diversos nombres en función de la longitud de la onda portadora: microondas, ondas de radio, rayos X, infrarrojos, ultravioleta, luz visible (formada por un conjunto de frecuencias que van desde el rojo hasta el azul), etc. (Figura 2.8).

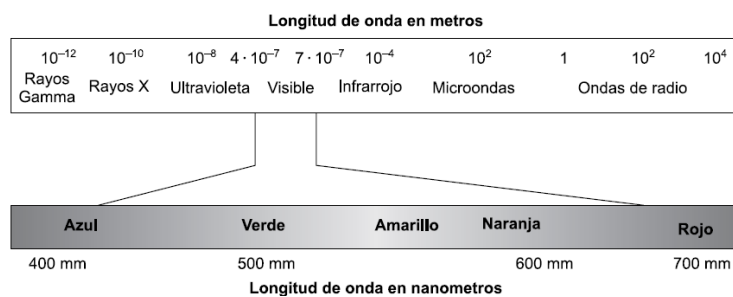


Figura 2.8 Ondas electromagnéticas.

2.6.5 ENERGÍA NUCLEAR O ENERGÍA ATÓMICA.

Es la energía almacenada en los núcleos de los átomos, en el momento de su formación, y la que mantiene unidos a los protones y los neutrones (fuerzas nucleares fuertes y débiles) (Figura 2.9).

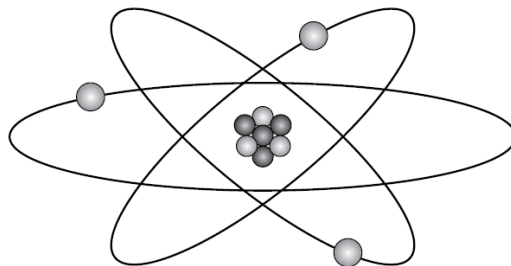


Figura 2.9 Átomo.

Aun cuando las formas, las manifestaciones últimas de la energía en el Universo, son las cinco mencionadas, en la práctica del lenguaje cotidiano (producto de la evolución del conocimiento y el uso de la energía), la energía recibe multitud de nombres, entre los que destacan: energía potencial, energía térmica (vulgar y erróneamente denominada calorífica), energía mecánica (suma de energía cinética y potencial de un cuerpo), energía eléctrica, etc.

Algunos de estos términos pueden considerarse correctos, desde el punto de vista de reflejar un auténtico tipo de energía, pero otros no lo son, debiendo considerarse más bien como una forma en que ésta es transmitida desde un punto a otro, lo que se conoce como vector energético. En este contexto merecen una explicación adicional las que se conocen como energía calorífica y energía eléctrica.

La energía eléctrica no es más que el flujo de electrones en el seno de un conductor. El origen del movimiento de los electrones puede ser un generador eléctrico (accionado por una fuente de energía externa), una pila eléctrica (a partir de una reacción química), una fuente de calor (termopar), etc.

A su vez, la energía transportada por tal corriente de electrones se transforma en otros tipos de energía, como puede ser electromagnética (iluminación), térmica (calefacción), mecánica (mover un motor eléctrico), etc. En definitiva, la electricidad no es energía en sí misma, sino un medio para transportar la energía.

En cuanto a la energía calorífica, esta no es tal, sino más bien el flujo de energía térmica (cinética) de un cuerpo a una cierta temperatura, a otro cuerpo a temperatura más baja. Así como lluvia es el agua que cae de la nube sobre la tierra, y a nadie se le ocurre decir que un pantano tiene Xm^3 de lluvia, el calor, que es el flujo de energía térmica, no puede conducir a decir que un cuerpo contiene calor.

Debe quedar claro que la diversidad de nombres no quiere decir que exista diversidad de energías. Se trata de diversas manifestaciones del mismo poder; del mismo concepto.

2.7 TRANSFORMACIONES ENERGÉTICAS. RENDIMIENTOS.

Se ha visto que la energía es la capacidad que tiene la materia para realizar transformaciones, bien dentro de un mismo cuerpo, bien entre varios. Estas transformaciones de la materia pueden ocurrir a nivel atómico (tanto en su núcleo como en los electrones que le rodean), a nivel molecular (mediante lo que se conoce como reacciones químicas) o a nivel de estado de agregación (que implica sólo cambios físicos).

Todas estas transformaciones de la materia van acompañadas de transformaciones de la energía, incluyendo los pasos de ésta de unos cuerpos a otros. Sin embargo, tanto la materia (masa), como la energía, se conservan en todos los procesos, de manera que puede afirmarse:

En toda transformación de la materia de tipo químico (reacción química) o físico (cambios de estado), la masa total se conserva (en una reacción química, la masa total de los reactivos es igual a la masa total de los productos).

La energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma (primer principio de la termodinámica).

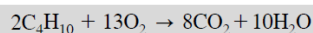
Uno de los ejemplos más típicos de la transformación de la materia se da en las reacciones químicas. En ellas, una serie de sustancias iniciales (denominadas genéricamente reactivos) se transforman en otra u otras finales (denominados también genéricamente productos).

En paralelo a las transformaciones de la materia, también se producen transformaciones energéticas, de manera que la diferencia de las energías asociadas a los productos y a los reactivos se intercambia con el medio en forma de energía térmica, energía electromagnética (luz visible o no), energía eléctrica (pila eléctrica), etc.

La forma más usual de intercambio de energía entre los reactivos, los productos y el medio es de tipo térmico. En este contexto, las reacciones son exotérmicas o endotérmicas. En las primeras, la energía de los reactivos es mayor que la de los productos, y el exceso de energía se trasfiere al medio, en forma de calor.

En las reacciones endotérmicas ocurre lo contrario, y hay que suministrar energía térmica desde el exterior a los reactivos para que la reacción tenga lugar.

Desde el punto de vista del aprovechamiento energético, unas de las reacciones más importantes son las denominadas de combustión. En ellas, un combustible (butano, propano, alcohol, etc.) se une a un carburante (el oxígeno del aire) para producir anhídrido carbónico (si la combustión es completa) y agua (ésta en forma de vapor). Por ejemplo, la combustión del butano:



Estas reacciones son fuertemente exotérmicas, y es precisamente este tipo de energía, la energía térmica, la que se aprovecha para producir un trabajo útil, convirtiéndola en energía mecánica.

La energía térmica transferida al medio no es más que la energía cinética de las partículas del CO_2 y el agua, vibrando violentamente. También se trasfiere al medio una pequeña parte de energía en forma electromagnética, en ciertas franjas del espectro, incluyendo luz visible.

Otro aspecto importante a analizar en las transformaciones energéticas se refiere a la reversibilidad (o irreversibilidad) de las mismas.

En el caso de la transferencia de energía térmica entre dos sustancias, aun cuando estén perfectamente aisladas (no intercambian energía con el exterior), no son reversibles, o, dicho de otra manera, tienen dirección única. La energía térmica pasa de cuerpos a alta temperatura a otros de menor temperatura, y nunca al revés. Esta situación la explica perfectamente la teoría cinético-molecular de la materia.

En la Figura 2.10 se observan dos cuerpos idénticos en contacto a través de una pared común, térmicamente aislados en su conjunto.

Si se le suministra energía térmica al cuerpo 1 (por medio de una resistencia eléctrica actuando mediante un tiempo limitado, por ejemplo), su temperatura se eleva a T_1 °C. La energía cinética de estas moléculas golpea contra la pared, excitan las moléculas de ésta, que a su vez excitan las moléculas de 2, elevando su temperatura a T_2 °C. En un tiempo indefinido, puede ocurrir que se alcance un equilibrio, siendo $T_1 = T_2$. En este momento se pararía la transferencia de la energía del cuerpo 1 al 2. Obviamente, el proceso contrario no podría llevarse a cabo (pues exigiría que T_2 fuese mayor que T_1).

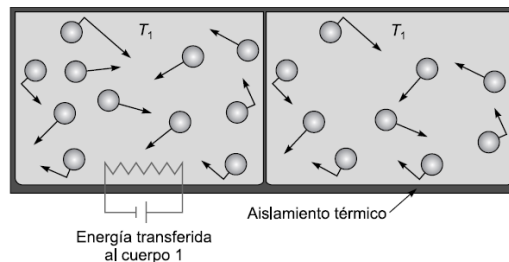


Figura 2.10 Transferencia de energía térmica.

Dos cuerpos en desequilibrio, puestos en contacto tienden espontáneamente a equilibrarse.

El hecho de que sea precisa una cierta diferencia de temperatura para que pase energía térmica (calor) entre dos cuerpos y siempre en la dirección de mayor o menor temperatura, implica que estos procesos de intercambio energético en forma de calor no son reversibles.

Para comprender mejor la complejidad de los procesos asociados a las transferencias de energía puede analizarse la cadena de intercambios energéticos que tienen lugar cuando una persona eleva una masa de 50 kg a 10 m de altura (Figura 2.11).

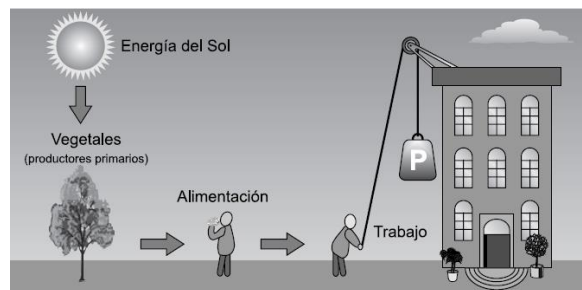


Figura 2.11 Intercambios energéticos.

La energía radiada por el Sol es absorbida por la planta, a través de sus hojas verdes.

Por el fenómeno de la fotosíntesis, el anhídrico carbónico (CO_2) contenido el aire, y el agua, se combinan transformándose en moléculas complejas de hidratos de carbono, que forman las hojas, tallo y raíces de la planta. En este proceso se libera energía térmica, que se transfiere a las moléculas del aire circundante. Cuando una persona ingiere la planta, por los fenómenos de digestión el cuerpo absorbe la energía de ésta, quedando almacenada en las cédulas de su cuerpo en forma de moléculas aún más complejas y en particular en las células de los músculos.

La digestión no es más que un conjunto de reacciones químicas en las que se producen transformaciones en los alimentos, además de elevar la energía cinética de los productos resultantes (energía térmica). Mediante la respiración (aire caliente) y el sudor, esta energía térmica se transfiere al aire circundante, calentándolo.

La energía (química=electroestática) almacenada en los tejidos de los músculos se transforma mediante los movimientos de éstos en energía potencial, elevando la masa de 50 kg a una altura de 10 m . El movimiento de los músculos se consigue por medio de otro conjunto de reacciones químicas, también exotérmicas, que eleva la temperatura de la masa muscular. Esta energía térmica es transferida al medio circundante (la atmósfera, en este caso), mediante el sudor.

El esquema de la Figura 2.12 muestra los pasos del proceso, desde el punto de vista energético.

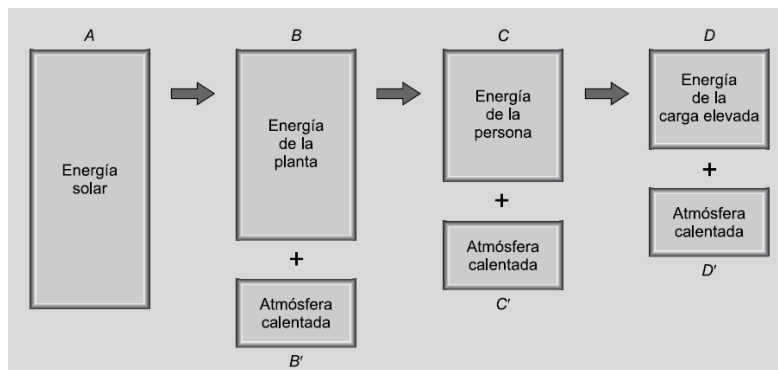


Figura 2.12 Transferencias energéticas.

La Figura 2.12 muestra un balance energético de este proceso. En este balance, el tamaño del cuadro (A) es igual a la suma de B y el B'. A su vez, el B es igual a la suma de C más el C'. Finalmente, el C es igual al D más el D'. En otras palabras, el cuadro A es igual al D más el B' el C' más el D'.

En resumen, la energía procedente del sol (energía electromagnética) se ha ido transformando en energía de la planta (energía química), energía de la persona (energía química), para terminar como energía potencial (masa de 50 kg a 10 m de altura) y energía térmica (aire calentado).

No se ha consumido o perdido la energía que llega del sol. Se ha ido transformando en diferentes tipos de energía, almacenada en otros medios.

Como corolario de todo lo expuesto puede afirmarse que en la práctica no existe ningún proceso de conversión energética que sea reversible, o lo que es igual, en todo proceso de conversión energética, una parte de la energía no es recuperable. Este axioma constituye el Segundo Principio de la Termodinámica.

La energía, cuando se transforma, se degrada de forma irreversible.

La eficiencia (o rendimiento) de un proceso de cambio energético es el cociente entre la energía utilizable (después del cambio) y la energía inicial. Así, por ejemplo, en un motor eléctrico, el 90% de la energía eléctrica se transforma en energía mecánica, mientras que, en un motor de combustión interna, sólo el 20% de la energía del combustible se transforma en energía mecánica. El 80% restante se pierde a la atmósfera en forma de calor (gases de escape y aire calentado), Figura 2.13.



Figura 2.13 Rendimiento de un proceso de cambio energético.

CAPÍTULO 3.

3.1 ASPECTOS BÁSICOS GENERALES SOBRE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS.

En este tema se realiza un amplio y somero repaso por todas las fuentes de energía presentes en el planeta Tierra, con una introducción a la energía en el Universo del cual forma parte. Se hace especial hincapié en las transformaciones de la energía solar que llega a la Tierra, y que en último término conforman la inmensa mayoría de las energías disponibles, tanto fósiles como renovables.

La presentación de cada fuente energética se realiza siguiendo una estricta sistemática: origen de la misma, potencial energético, formas de aprovechamiento, producción a nivel mundial, consumo y duración prevista.

Se realiza también un somero análisis de la situación energética mundial, que en último término indica la importancia crucial que las energías renovables van a representar para el futuro de la humanidad. Es importante que el estudiante acuda a las fuentes bibliográficas indicadas para ampliar estos conocimientos.

3.2 LA ENERGÍA DEL UNIVERSO.

El Cosmos (Figura. 3.1) contiene energía bajo diversas formas: gravitacional (o de atracción entre todas las masas -astros- que lo componen), cinética (la asociada al movimiento de todos los astros, y del conjunto de éstos, como es el caso de los sistemas solares y las galaxias), eléctrica (energía química inherente a las sustancias combustibles, importantes en la Tierra, pero de poca entidad en el conjunto total), energía electromagnética (irradiada por las estrellas, en todas sus formas) y energía nuclear (la más importante, asociada a la formación de la propia materia).



Figura 3.1 Cosmos.

Estas formas de energía pueden clasificarse según «órdenes de mérito», siendo la energía superior la de menor entropía (menor desorden).

De acuerdo con esto, la clasificación queda por este orden: energía gravitacional, energía de movimiento, energía nuclear, energía electromagnética y energía eléctrica (química). La energía de una forma superior puede degradarse a otra inferior, pero no al revés (solo la vida puede hacer el efecto contrario, a nivel local, siempre a expensas de un aumento global de la entropía).

En el Universo, el flujo de energía se establece a partir de las reacciones termonucleares en las estrellas y de la contracción de las masas, convirtiéndose la energía gravitatoria en energía cinética de partículas y energía electromagnética (incluyendo luz visible, rayos cósmicos, etc.)

La gravitación no lleva consigo entropía: y esta es la razón por la que una central hidroeléctrica pueda tener rendimientos próximos al 100%, superior al de cualquier otra central, al haber una mínima transformación a energía calorífica. El flujo de agua desde una presa hasta el centro de la Tierra es una «contracción gravitacional controlada», a una escala muy moderada en comparación con lo que ocurre en el Universo.

¿Cómo es posible que la energía gravitatoria del Universo sea aún predominante tras 100 000 millones de años de evolución cósmica? ¿Por qué no se ha producido un «colapso gravitacional»?

Ello ocurre por la existencia de una serie de «retardos» en este proceso natural.

El primero, el enorme tamaño del Universo, su baja densidad.

Si t es el tiempo que dos masas tardan en juntarse (y en desaparecer la energía gravitacional mutua), el tiempo t_c para el colapso final puede ser muy grande. En efecto, si la densidad fuera 1 átomo por m^3 , el tiempo de «caída libre» t_c sería de 100 millones de años para nuestra galaxia, que tiene una densidad un millón de veces superior a la del Universo localmente visible con los más potentes instrumentos.

Un choque entre astros de una galaxia originaría un colapso gravitacional local. Sin embargo, la distancia entre los astros de una galaxia es tan grande que un colapso de este tipo es poco probable.

El segundo retardo es el debido al giro de los astros y de las galaxias, a su gran energía cinética.

Este giro preserva a las estrellas de «caer» hacia el centro de su galaxia, y a la Tierra de «caer» hacia el Sol. Sin el giro no se hubiesen podido formar los sistemas planetarios, cuando el Sol se condensa a partir del gas interestelar.

En todo caso, encuentros ocasionales, y la lenta pérdida de energía cinética de todos los sistemas solares hacen inevitable la «caída» de los planetas hacia el Sol y de las estrellas hacia el centro de la galaxia.

El tercer retardo es el termonuclear, consecuencia de la combustión del H_2 para formar helio (al calentarlo y comprimirlo el H_2 forma helio y libera gran cantidad de energía que impide la compresión del Sol, el colapso sobre sí mismo. Por consiguiente, ninguna estrella que contenga hidrógeno puede llegar a su colapso hasta que no se haya quemado una cierta cantidad de H_2).

El cuarto retardo lo constituye el hecho de que el Sol sólo contiene H_2 ordinario, con sólo rastros de deuterio y tritio, (al contrario que en una bomba termonuclear). La reacción H_2-H_2 es 1018 veces más lenta que la del deuterio y tritio.

Otro retardo lo constituye el lento transporte de energía (por conducción) desde el interior caliente de la Tierra o el Sol hasta su superficie (de manera que los núcleos calientes tardan muchos más años en enfriarse).

El núcleo caliente se deriva de la condensación gravitatoria original, determinada por la incompresibilidad mecánica del material de los planetas, que por su tamaño no alcanzan la fase de desencadenamiento de reacciones termonucleares que formarían una estrella.

Como no hay retardo que dure eternamente, en el Universo se suceden continuas transformaciones, rápidas y violentas, cuya naturaleza aún se ignora. Los rayos cósmicos son unas partículas extraordinariamente energéticas cuya procedencia no se ha explicado totalmente, pero que sí conforman un canal importante de transferencia de energía en el interior del Universo (portan tanta energía como la luz de las estrellas). Se supone que su origen está asociado a la aparición de supernovas (estrellas en explosión que quemaron todo su hidrógeno y entraron en la fase de colapso gravitatorio). Puede ocurrir una auténtica detonación termonuclear, en la que el núcleo de la estrella estalle instantáneamente. Otra posibilidad es que se incremente la velocidad de giro a medida que la estrella se colapse y la inestabilidad termodinámica la haga saltar en pedazos.

Las radiogalaxias (nubes de electrones enormemente energéticos que emergen de las galaxias), las fuentes de rayos X, los quásares y púlsares, etc., son otras manifestaciones energéticas del Universo.

3.3 LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DE LA TIERRA.

La energía de la Tierra es un concepto relativo, puesto que ésta fluye continuamente hacia dentro y hacia fuera del planeta.

En la Tierra, la principal fuente de energía es la nuclear (la contenida en los núcleos de la materia que la conforma, Figura 3.2), seguida de la electromagnética (la que llega desde el Sol) y finalmente la gravitacional (debida a la interacción Tierra-Luna-Sol).

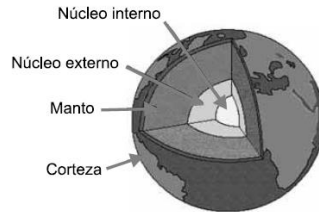


Figura 3.2 Intercambios tierra.

Como consecuencia del movimiento de la Tierra alrededor del Sol, del Sistema Solar alrededor del centro de la galaxia y de ésta por el firmamento, también posee la Tierra una enorme energía cinética, ya que se desplaza por el espacio a una velocidad superior a los 100 km/s (Figura 3.3).

De todas estas capacidades energéticas de la Tierra, sólo unas pocas están disponibles —con los conocimientos tecnológicos actuales— para sus habitantes y en este sentido las más importante son (Figura 3.4) la energía electromagnética procedente del Sol (energía solar), la energía nuclear de algunos (pocos) elementos radioactivos (uranio) presentes en la Tierra y la energía gravitatoria de la interacción Tierra-Sol-Luna (aprovechada indirectamente a partir del movimiento que produce sobre las masas de agua —mareas—).

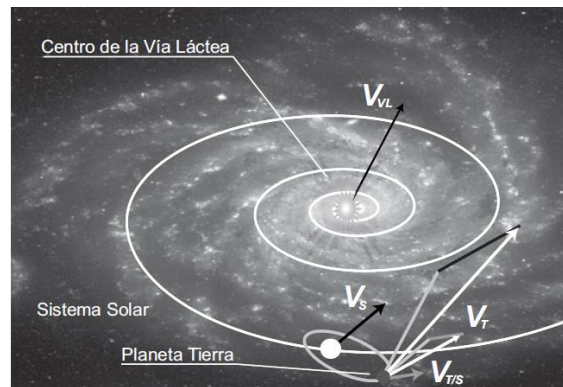


Figura 3.3 Esquema de movimientos en el sistema solar.

También se dispone de otra fuente de energía, que es el magma caliente del interior de la Tierra. Aparte de todas estas energías, la Tierra presenta una peculiaridad, y es que una relativamente pequeña parte de su superficie está recubierta de vida, en forma de vegetales de muy diverso tipo, y ocurre que las hojas verdes captan una pequeña cantidad de radiación solar y la almacenan químicamente por el mecanismo de fotosíntesis (Figura 3.5).

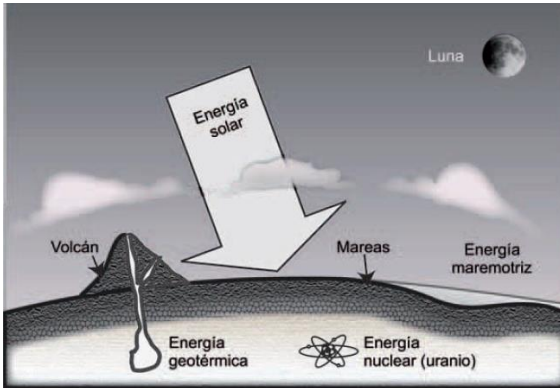


Figura 3.4 Fuentes energéticas de la tierra

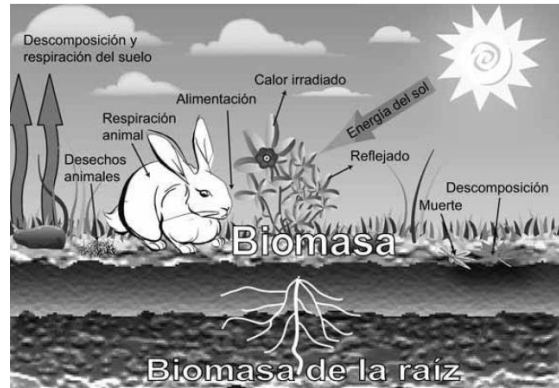


Figura 3.5 Almacenamiento de energía solar mediante el proceso de fotosíntesis.

Esta energía almacenada puede liberarse por oxidación (combustión) a un ritmo aproximadamente igual al de su almacenamiento. Sin embargo, una fracción diminuta ha sido almacenada a lo largo de millones de años, al quedar enterrada en condiciones de oxidación y desintegración incompletas, formando los combustibles fósiles: carbón, petróleo, gas, pizarras bituminosas, arenas asfálticas.

3.3.1 LA TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR SOBRE LA TIERRA.

La energía que llega del Sol a la Tierra (una ínfima parte de la que éste irradia al espacio) da lugar a una serie de fenómenos sobre la atmósfera, el agua y la propia tierra, que finalmente conforman los diversos tipos de energías que los humanos podemos usar.

Sobre la Tierra incide una energía solar de 1 559.280 *TWh* en un año, lo cual es aproximadamente 15 000 veces más que la consumida (en la actualidad) en todo el planeta en ese mismo período de tiempo.

De ella, el 30% se refleja al espacio y no llega a la superficie terrestre (467.784 *TWh*); el 50% se absorbe, calentando la superficie terrestre, siendo irradiada de nuevo al espacio (799.640 *TWh*). El 20% restante (311.856 *TWh*) alimenta el ciclo hidrológico, evaporando el agua (19.76%, equivalente a 296.263 *TWh*), origina los vientos (0.18%, equivalente a 2 800 *TWh*), una parte de este viento se transfiere a la superficie de las aguas formando las olas, y el resto, (0.06% equivalente a 935.5 *TWh*) alimenta los mecanismos de fotosíntesis del que en último extremo dependen todos los combustibles fósiles, los cuales constituyen una pequeñísima porción de este 0.06% y es la única energía solar incidente que queda retenida en la tierra temporalmente (Figura 3.6).

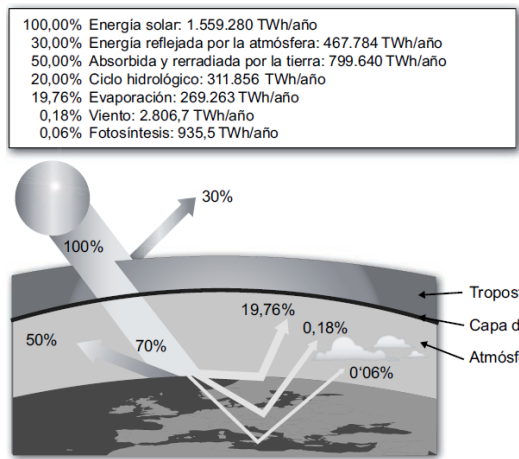


Figura 3.6 Distribución de la energía solar incidente en la tierra.

3.3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS DE LA TIERRA.

De acuerdo con todo lo expuesto hasta aquí, las fuentes de energías disponibles en la Tierra, clasificadas por tipos y por duración son las que se muestran en la Figura 3.7.

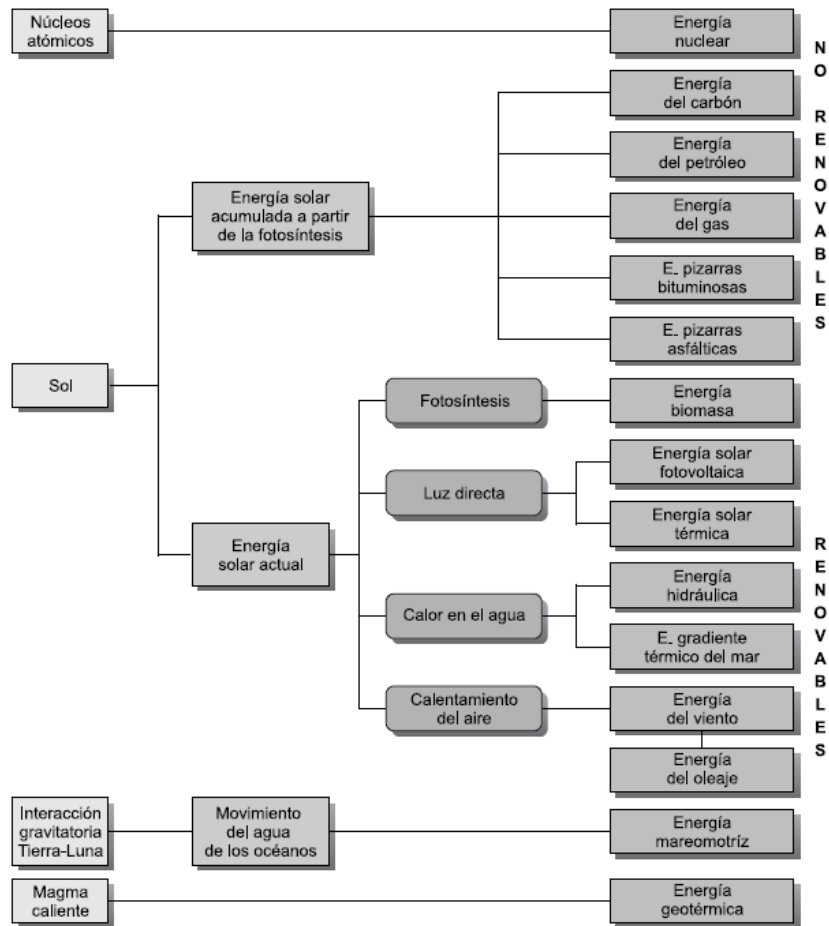


Figura 3.7 Clasificación de las fuentes energéticas.

3.4 CONSUMO GLOBAL DE ENERGÍA EN LA TIERRA.

Antes de comenzar a analizar la situación energética actual en el mundo, es conveniente aclarar los conceptos de recursos y reservas al hablar de una fuente energética, especialmente las no renovables.

Recursos: Son todas las cantidades conocidas de una fuente energética (o incluso supuestas con un elevado nivel de certidumbre).

Reservas: Son las cantidades conocidas que pueden ser técnica y económicamente rentables en cada instante (en la actualidad o en plazo temporal dado). El concepto de reserva implica que la fuente energética está disponible y lista para ser extraída y usada cuando se desee o convenga.

Las reservas también pueden clasificarse en comprobadas y no comprobadas. De las primeras se dispone información cierta de su existencia y volumen, mientras que de las segundas se tiene información razonable, a nivel geológico y de ingeniería.

De acuerdo con estas definiciones, un recurso puede pasar a ser reserva cuando mejoran las técnicas de extracción o aumentan los precios de venta de la energía de que se trate. La elevación de los precios del crudo en el Mar del Norte en 1973 hizo que los recursos petroleros de la zona pasaran a reservas y fueran explotados. Obviamente, las apariciones de nuevos yacimientos incrementan los recursos, y muchas veces, también las reservas.

El paso de un recurso a reserva tiene sus límites, no sólo en términos económicos (la extracción de la última gota de petróleo de un pozo nunca puede ser rentable), sino mucho más en términos técnicos (cuando la energía que haya que invertirse para la obtención y explotación del recurso sea superior a la energía almacenada en el propio recurso).

En segundo lugar, es interesante analizar el ciclo de vida de un recurso no renovable, en el cual su propia explotación conduce a su desaparición. En general, el ciclo completo de explotación de este tipo de energía responde a una gráfica como la de la Figura 3.8.

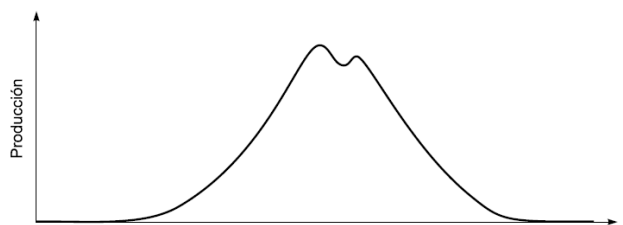


Figura 3.8 Ciclo de explotación de una fuente energética.

Partiendo del año de explotación 0, el índice de producción tiende a crecer exponencialmente. Después, a medida que aumenta la dificultad para su

localización y extracción el índice de producción reduce su velocidad de crecimiento, pasa por uno o varios máximos y luego declina progresivamente hasta cero.

Si los índices de producción (pasados y futuros) son conocidos, así como una razonable estimación de las reservas, puede estimarse la vida esperada de una energía fósil.

3.4.1 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA.

En el año 2007, el consumo total de energía primaria en el mundo ascendió a 11.0993 millones de *Tep* (Fuente: BP Statistical Review-2008), de las cuales 3 952.8 (35.6%) corresponden a petróleo, 2 637.7 (23.8%) a gas, 3 177.5 (28.6%) a carbón, 622.0 (5.6%) a nuclear y 709.2 (6.4%) a hidráulica y otras renovables.

Destacan, como es obvio, tres grandes áreas, la de América del Norte ($2\,838.6 \times 10^6$ *Tep* con el 25.6% del total), Europa y Eurasia ($2\,987.5 \times 10^6$ *Tep* con el 26.9% del total) y Asia y Pacífico ($3\,801.8 \times 10^6$ *Tep*, con el 34.3% del total), así como el bajísimo nivel de consumo de todo un continente, como África (344.4×10^6 *Tep*).

A nivel de países, destaca Estados Unidos de América, con $2\,361.4 \times 10^6$ *Tep* (21.3% del total) seguida de China, con $1\,863.4 \times 10^6$ *Tep* (16.8% del total), Rusia, con 692.0×10^6 *Tep* (6.2% del total), Japón, con 517.5×10^6 *Tep* (4.7% del total), seguidas de Alemania e India.

En los datos anteriores no se ha tenido en cuenta el consumo de maderas y residuos de plantas y animales (biomasa), de uso extendido en los países menos desarrollados (especialmente en gran parte de África y ciertas zonas de Asia y América), y que son en gran parte responsables de la deforestación de esos lugares.

En el año 2007, la distribución (porcentual) de la energía final fue de un 28% para el transporte, un 38% residencial-comercial y un 34% para el sector industrial. Ello supone $3\,045.8 \times 10^6$ *Tep* cada año para el sector del transporte, $4\,133.6 \times 10^6$ *Tep* para el sector residencial-comercial y $3\,698.5 \times 10^6$ *Tep* para el sector industrial.

3.5 SITUACIÓN DE LAS DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA.

3.5.1 ENERGÍA NUCLEAR DE FISIÓN.

3.5.1.1 ORIGEN.

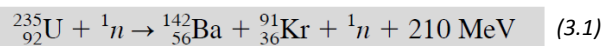
La energía nuclear de fisión tiene su origen en la ruptura, por el bombardeo de protones, del núcleo de ciertos elementos pesados (uranio, torio, plutonio). El uranio es el único elemento presente en la naturaleza que puede utilizarse como material fisionable (en un reactor nuclear). El uranio no se encuentra en la naturaleza en estado puro. De hecho, se conocen más de 100 minerales portadores de uranio, con mayor o menor cantidad de este metal.

El más destacado es la uraninita (pechblenda), con un contenido del 60 – 80% de óxido de uranio, seguido de la carnotita, que es un polvo amarillo que contiene óxidos de uranio, potasio y vanadio. Menos corrientes son las torbenitas, autunita y otros. Para considerar rentable la explotación del uranio contenido en estas u otras sustancias (incluida el agua de los océanos), este contenido debe sobrepasar las 1 000 ppm (partes por millón).

En estado puro es un metal de color blanco argénteo, y muy difícil de obtener. El uranio tiene un peso atómico de 238.07 y su número atómico es de 92. Posee ocho isótopos, que van del 233 al 240, siendo los más abundantes el $U - 234$, $U - 235$ y $U - 238$.

Cuando el núcleo de un átomo de $U - 235$ es alcanzado por un neutrón (lento o rápido) se rompe en dos átomos más ligeros (kriptón y bario) que salen desplazados a gran velocidad.

La reacción que tiene lugar es la siguiente:



La cantidad de energía que se transfiere a los nuevos núcleos es aproximadamente igual a la diferencia entre la masa del núcleo del $U - 235$ y la suma de los dos nuevos núcleos más la del neutrón capturado. El núcleo de $U - 235$, además de formar dos nuevos átomos, libera dos o más neutrones y una intensa radiación gamma (γ).

Estos neutrones liberados, pueden impactar con los núcleos de otros átomos $U - 235$, rompiéndolos de nuevo. Se produce, así, una reacción en cadena (Figura 3.9).

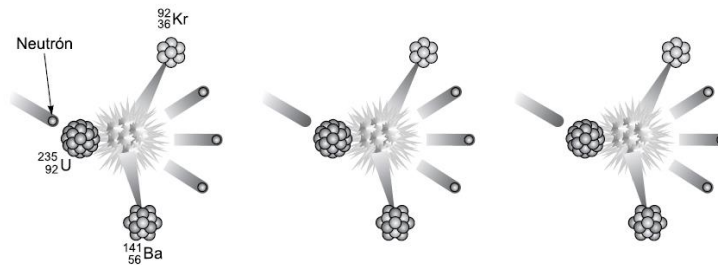


Figura 3.9 Reacción de fisión en cadena.

Para que se mantenga la reacción en cadena hay que disponer de una masa crítica del elemento fisionable. Y para que la reacción no sea explosiva, ha de disponerse de un moderador que frene la velocidad de los neutrones liberados (como puede ser el agua ligera $-H_2O-$ o pesada $-H_2O_2-$). En los reactores nucleares se emplean, además, unos absorbedores de neutrones para parar la reacción, o para controlar la potencia del reactor: varillas de control.

En la Figura 3.10 se muestra un esquema del proceso básico en el seno de un reactor nuclear. La energía cinética de estos fragmentos se transfiere (por colisión) a otros átomos (agua, CO_2 , sodio, etc.), originando un aumento de su temperatura (energía calorífica).

En los procesos de fisión se producen radiaciones α (con carga positiva, baja velocidad — 20 000 km/s y poco penetrantes— una hoja del papel las detiene); radiaciones β (con carga negativa, alta velocidad — 200 000 km/s , medianamente penetrantes— una lámina delgada de acero las detiene); radiaciones γ (similares a los rayos X, de muy alta velocidad — 300 000 km/s , muy penetrantes—, solo las detienen gruesos paneles de plomo).

Si se supone que los neutrones liberados y los γ tienen masa, el fenómeno puede interpretarse de otro modo, en el sentido de «no conversión» de la masa en energía. En efecto, la masa se conservaría, si se considera la suma de los elementos formados más la del neutrón más la de la partícula γ . La energía liberada equivale a la menor energía de enlace de los dos elementos formados más la del neutrón más la de la partícula. Según esta interpretación en la reacción se conservan la masa y la energía.

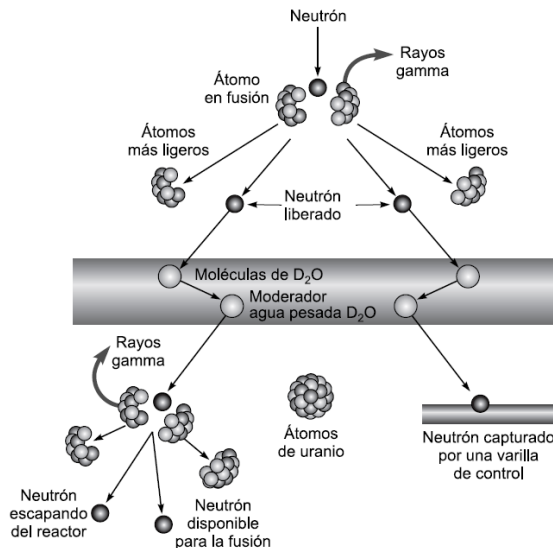


Figura 3.10 Proceso básico en el seno de un reactor nuclear.

3.5.1.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

$$1 \text{ Tn } U^{235} = 10.000 \text{ Tn petróleo} = 20.000 \text{ Tn carbón}$$

Para producir 1 GWh/año se precisan 30 Tn U^{235}

3.5.1.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

La forma de aprovechamiento de esta energía es, exclusivamente, la producción de calor (energía térmica), elevando la temperatura de una sustancia (agua, CO_2 ,

sodio) hasta convertirla en vapor o gas a alta presión y mover con esta una turbina (convirtiéndola finalmente en energía mecánica).

3.5.1.4 RESERVAS.

Con independencia de los costes de extracción, las mayores reservas de uranio natural se encuentran en Australia ($1\,143 \times 10^3 Tn$), seguida de Kazakhstan ($816 \times 10^3 Tn$), Canadá ($444 \times 10^3 Tn$), Estados Unidos ($342 \times 10^3 Tn$), Sudáfrica ($341 \times 10^3 Tn$), Namibia ($282 \times 10^3 Tn$), Brasil ($279 \times 10^3 Tn$), etc. (Fuente: World Nuclear Association).

Destacan, en todo caso, la escasez de reservas de la Unión Europea, que en conjunto no superan las $80 \times 10^3 Tn$, así como los escasos recursos de Japón, de menos de $6.6 \times 10^3 Tn$. Dentro de la Unión Europea, las reservas más destacadas son: $22 \times 10^3 Tn$ en Dinamarca, $7 \times 10^3 Tn$ en Portugal, $4\,800 \times 10^3 Tn$ en Italia, $4.2 \times 10^3 Tn$ en España y $4.0 \times 10^3 Tn$ en Suecia. (Fuente: Foro de la industria nuclear española. Energía 2007).

3.5.1.5 CONSUMO.

En el año 2007, el consumo de Uranio ascendió a $622.0 \times 10^6 Tep$ (Fuente: BP Statistical Review-2008), siendo el primer consumidor Estados Unidos de América, con $192.1 \times 10^6 Tep$, seguido de Francia con $99.7 \times 10^6 Tep$, Japón $63.1 \times 10^6 Tep$, Alemania, $31.8 \times 10^6 Tep$, Rusia, $36.2 \times 10^6 Tep$, Corea del Sur $2.3 \times 10^6 Tep$, Canadá, con $21.1 \times 10^6 Tep$, Ucrania, con $20.9 \times 10^6 Tep$, etc. España consumió en ese período el uranio equivalente a $12.5 \times 10^6 Tep$.

3.5.1.6 DURACIÓN PREVISTA.

Al ritmo de producción actual, el uranio de bajo precio ($< 40\$/kg$) tendría una duración de 27.8 años y el total de reservas 80 años.

3.5.2 ENERGÍA NUCLEAR DE FUSIÓN.

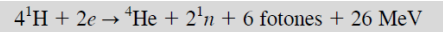
3.5.2.1 ORIGEN.

Su origen se encuentra en la fusión de dos núcleos atómicos para dar lugar a la aparición de otro núcleo más pesado, pero algo menos que la suma de las dos iniciales. Esa diferencia se transforma en energía, según la conocida expresión:

$$E = m \cdot c^2 \quad (3.2)$$

Para que una reacción de fusión pueda tener lugar se precisa acercar lo suficiente los dos núcleos atómicos a unir, lo que implica vencer las fuerzas de repulsión coulombiana, que a estas escalas resultan ser muy grandes.

La combinación de elevada presión, elevada densidad y elevada temperatura en una sustancia conduce a que los electrones queden liberados de los núcleos y se alcance un estado de la materia denominado plasma. En estas condiciones, la cercanía de los núcleos, además de su elevada energía cinética (temperatura muy alta), permite vencer la repulsión culombiana y hacer posible las reacciones de fusión. El Sol, al igual que todas las estrellas, es un enorme reactor de fusión. Éste está formado principalmente por H_2 , que al unirse entre sí forman átomos de helio (He), un átomo de He tiene una masa algo menor que los dos de H_2 , liberando una gran cantidad de energía, de acuerdo con la expresión:



Para que esta reacción pueda tener lugar se precisa una presión de 180 *bares* (posible dada la enorme masa del Sol, y las consecuentes fuerzas gravitatorias), una temperatura superior a 20 millones de $^{\circ}C$ y una densidad de 104 kg/m^3 .

En el Sol, cada segundo, 564 millones de *Tn* de H_2 se transforman en 560 *Tn* de He . La energía resultante, mediante procesos de irradiación y de convección, es transportada a la superficie del Sol e irradiada al espacio exterior. La pérdida de masa por esta causa se eleva a 4.3 millones de *Tn* por segundo, lo que supone que para consumir el 10% de su masa se precisan 6 000 millones de años.

Conseguir estas condiciones en la Tierra es un arduo problema, aunque puede suavizarse si en lugar de hidrógeno se emplea hidrógeno pesado (deuterio) o superpesado (tritio). Entonces las condiciones de inicio de la reacción son más suaves: 100 millones de $^{\circ}C$ y 100 billones de partículas por cm^3 , simultáneamente. La bomba de H_2 consigue tales condiciones utilizando una explosión de fisión como detonante.

La reacción deuterio-tritio es la más fácil de conseguir, puesto que requiere temperaturas relativamente más bajas. El deuterio 2_1H es muy abundante en la naturaleza, encontrándose en una concentración de 30 g/m^3 en el agua del mar; sin embargo, el tritio 3_1H no se encuentra en estado natural, y se produce en una reacción nuclear a partir del litio natural, que sí es abundante en la naturaleza.

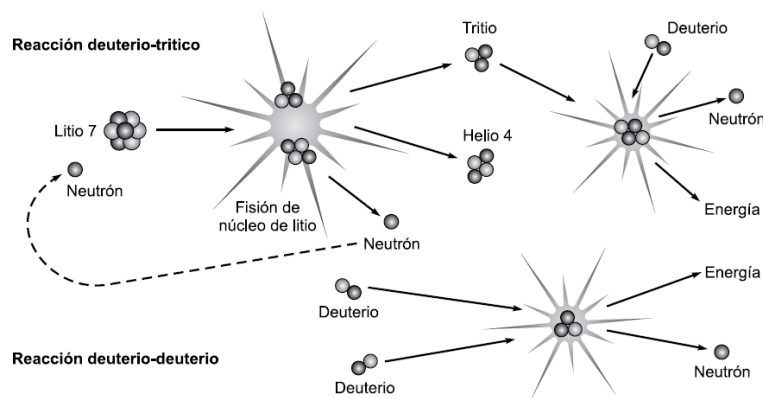
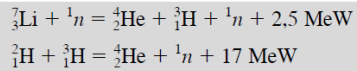
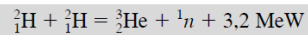


Figura 3.11 Reacciones de fusión.

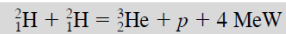
En la reacción, los neutrones fisionan el litio en helio y tritio, para posteriormente fusionarse al deuterio y el tritio y formar helio, liberando un neutrón y gran cantidad de energía.



La reacción deuterio-deuterio es más difícil de conseguir. En esta se produce helio y un neutrón, o también, tritio y un protón.



También.



3.5.2.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

Tanto el deuterio como el tritio son sustancias muy abundantes en la Tierra. 1 m^3 de agua de mar contiene 10^{25} átomos de deuterio, con una masa de $34,4 \text{ g}$ y una energía de 8×10^{12} julios. Equivale a 300 Tn de carbón o $1\,500$ barriles de petróleo. Ello significa que 1 km^3 de agua de mar equivale a $300\,000$ millones de Tn de carbón o $1\,500$ millones de barriles de petróleo. Como los océanos tienen $1\,500$ millones de km^3 de agua, el empleo de 1% del deuterio del océano equivale a $500\,000$ veces la energía de todos los combustibles fósiles existentes. En cuanto al tritio, puede obtenerse a partir de la fusión de los átomos de litio, cuyas reservas también pueden considerarse ilimitadas.

3.5.2.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

La única forma de aprovechamiento es producir calor y evaporar agua, para su posterior conversión en energía mecánica mediante una turbina de vapor. La formación de 1 kg de helio, a partir de H_2 libera una energía equivalente a $27\,000 \text{ Tn}$ de carbón.

3.5.2.4 RESERVAS.

A efectos prácticos, pueden considerarse ilimitadas.

3.5.2.5 CONSUMO.

Inexistente. La situación actual es la puesta en marcha de un reactor experimental (ITER, en Francia), que estaría en funcionamiento a partir del año 2020.

3.5.2.6 DURACIÓN.

Ilimitada.

3.5.3 ENERGÍA DEL CARBÓN.

3.5.3.1 ORIGEN.

Su origen se encuentra en la transformación de masas vegetales enterradas bajo el subsuelo y sometidas a procesos de descomposición (anaerobia) y presión.

La materia vegetal inicial se transforma en turba (perdiendo agua y gases). Cuando las turberas se hunden, el aumento de presión y temperatura expulsan más agua y gases (O_2 y N_2), formándose el lignito y los carbones pardos. Mayores presiones y temperaturas eliminan más gases transformando el carbón pardo en carbón bituminoso (hulla). La fase final de compresión y expulsión de gases da lugar a la antracita, de gran poder calorífico pero que arde con dificultad (Figura 3.12).

La mayor parte del carbón se produjo hace 300 millones de años, en el Período Carbonífero, cuando se depositó en forma de turba el 80% del carbón natural actual a lo largo de un extenso cinturón que atraviesa Norteamérica, Europa, Rusia y China (también, en menor medida, Sudáfrica y Australia).

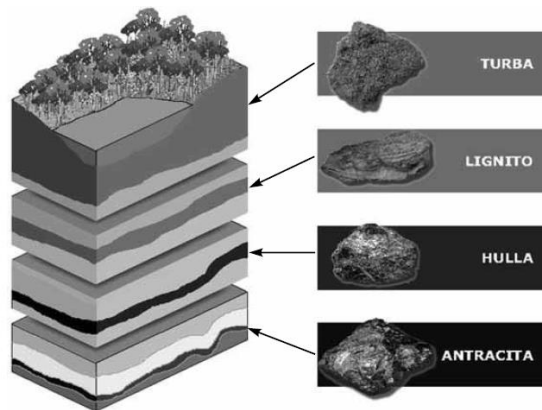


Figura 3.12 Generación del carbón.

Las vetas oscilan entre 0.6 y 2.5 m0. de espesor, a profundidades entre 12 y 50 o más metros, aunque hay algunos que han aflorado. Los lignitos proceden de carbonizaciones de 50 millones de años, y los principales yacimientos se encuentran en Canadá, México y Alemania. La composición de los diferentes carbonos es la siguiente (partiendo de la composición de la madera):

	%C	%H ₂	%N ₂	%O ₂
Madera	49,6	6,23	0,92	43,2
Turba	95,4	6,28	1,72	36,56
Lignito	72,9	5,24	1,31	20,5
Hulla	84,2	6,56	1,52	8,69
Antracita	93,5	2,81	0,97	2,72

Tabla 3.1 Composición de los diferentes carbonos.

3.5.3.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

	kJ/kg	kWh/kg
Madera	19.770	5.491
Turba	18.663	5,18
Lignito	27.200	7,55
Hulla	32.100	8,91
Antracita	32.560	9,04

Tabla 3.2 Potencial energético.

3.5.3.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

Desde el punto de vista energético el carbón se aprovecha para producir calor (quemándolo, es decir, haciendo que reaccione con el oxígeno del aire) y con él, evaporar agua para mover una turbina y transformarlo en energía mecánica.

También se emplea su energía para fundir el mineral de hierro en los altos hornos y para obtener diversos productos en la industria química. Además, existen procedimientos para convertir el carbón en combustibles líquidos y gaseosos.

3.5.3.4 RESERVAS.

Se consideran reservas el carbón que se encuentra en las vetas mayores de 36 cm y a profundidades menores de 1 200 m. En conjunto, las reservas de carbón en el mundo en 2007 ascienden a $847\,488 \times 10^6$ Tn (Fuente: BP).

Las mayores reservas de carbón se encuentran en el área de Asia-Oceanía, con $296\,889 \times 10^6$ Tn, seguida por Eurasia con $287\,095 \times 10^6$ Tn, América del Norte con $250\,510 \times 10^6$ Tn . Por países, las mayores reservas se encuentran en Estados Unidos, con $242\,721 \times 10^6$ Tn, seguidos de Rusia ($157\,010 \times 10^6$ Tn), China ($114\,500 \times 10^6$ Tn), India ($56\,498 \times 10^6$ Tn), Australia ($76\,600 \times 10^6$ Tn), Sudáfrica ($48\,000 \times 10^6$ Tn), Ucrania con $33\,873 \times 10^6$ Tn, etc. España cuenta con unas reservas de 530×10^6 Tn.

3.5.3.5 PRODUCCIÓN.

El principal productor es China, con $1\,289.6 \times 10^6$ Tep, seguida de Estados Unidos con 587.2×10^6 Tep, India con 181.0×10^6 Tep, Australia con 215.4×10^6 Tep, Rusia con 148.2×10^6 Tep, e Indonesia con 107.5×10^6 Tep, (Figura 3.13).

3.5.3.6 CONSUMO.

El consumo de carbón ascendió en el año 2007 a un total de $3\,177.5 \times 10^6$ Tep (Fuente: BP). El principal consumidor fue China, con $1\,311.4 \times 10^6$ Tn, seguida de Estados Unidos con 573.7×10^6 Tn, India con 208.0×10^6 Tn, Rusia con 94.5×10^6 Tn,

Sudáfrica con $97.7 \times 10^6 Tn$, Alemania con $86.0 \times 10^6 Tep$. En España el consumo asciende a $20.1 \times 10^6 Tep$.

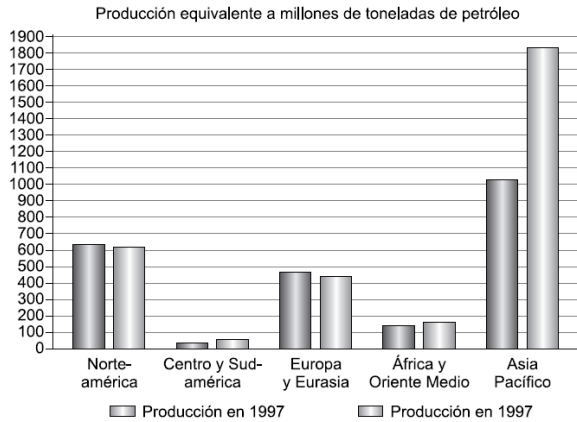


Figura 3.13 Producción de carbón.

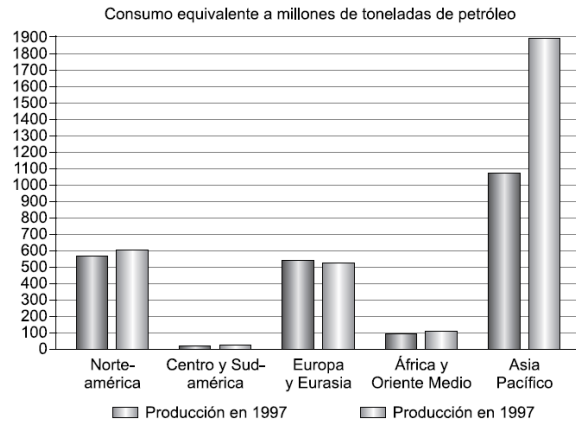


Figura 3.14 Consumo de carbón.

3.5.3.7 DURACIÓN PREVISTA.

En conjunto, a este ritmo de producción las reservas globales se agotarían en 147 años. Obviamente, en la medida en que el carbón (licuado o gasificado) sustituya al petróleo y al gas, estas reservas sufrirán una drástica disminución. En la Figura 3.15 puede verse la distribución geográfica de estas reservas.

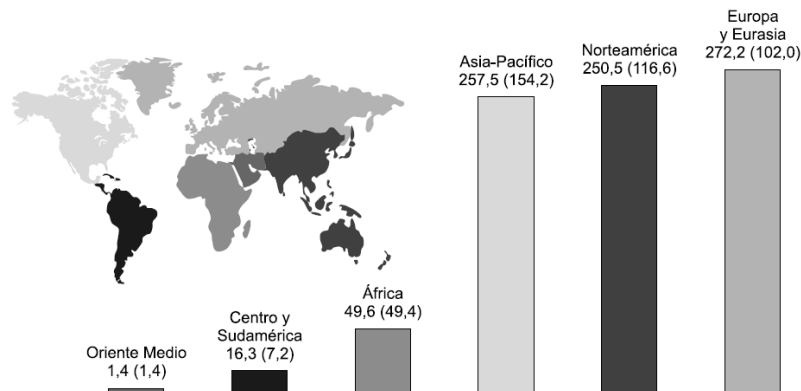


Figura 3.15 Reservas del carbón.

En este caso, actuales recursos podrían pasar a la consideración de reservas, si económica y técnicamente fuera factible. Técnicamente implica que la energía consumida para extraer 1 kg de carbón fuera inferior a la energía contenida en esa misma masa.

3.5.4 ENERGÍA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL.

3.5.4.1 ORIGEN.

La mayor parte del material orgánico que forma el petróleo deriva de organismos microscópicos (plancton) que se crían en las aguas superficiales de los océanos y

que se van concentrando, a su muerte, en el fondo del mar. También de otros animales y vegetales que viven en lagunas o desembocaduras de ríos.

Estos restos van formando espesas capas de lodos en los fondos marinos. Tales lodos, foco de bacterias anaerobias, fueron fermentados, de manera que se convirtieron en una masa pastosa compuesta principalmente por C_2 y H_2 , y carentes de O_2 (Figura 3.16).

Para que la materia orgánica se transforme en petróleo, la velocidad de acumulación de los sedimentos debe ser elevada, o en su caso, la concentración de oxígeno en el fondo del océano pequeña, pues la materia orgánica no debe oxidarse antes de que sea enterrada.

El enterramiento de estas cuencas sedimentarias cargadas de lodos y agua de mar eleva la presión y la temperatura de esta materia orgánica y modifica la composición química de estos restos (Figura 3.17).

La materia orgánica se transforma en hidrocarburos gracias a la presión y al calor generados en su enterramiento.

Cuando el calor alcanzado es elevado, parte de los hidrocarburos se convierten en gases (gas natural). También existen gases naturales que tienen su origen en la descomposición de restos de vegetales en zonas pantanosas. El resultado final de este proceso, que puede tener una duración de desde cientos de miles a millones de años, es una mezcla de gases (metano, etano, propano, butano, hidrógeno) líquidos ligeros (petróleo, aceites ligeros), líquidos muy viscosos (que no fluyen si no se calientan), hasta arenas y pizarras bituminosas.

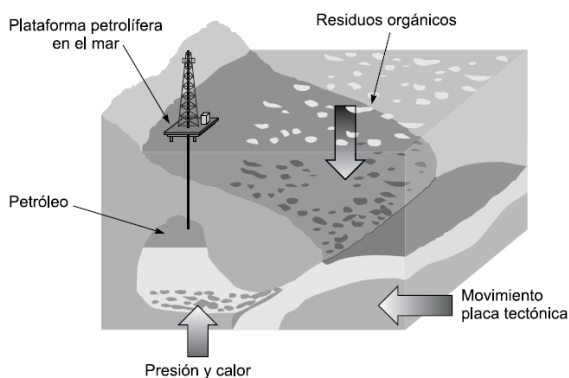


Figura 3.16 Formación del petróleo.

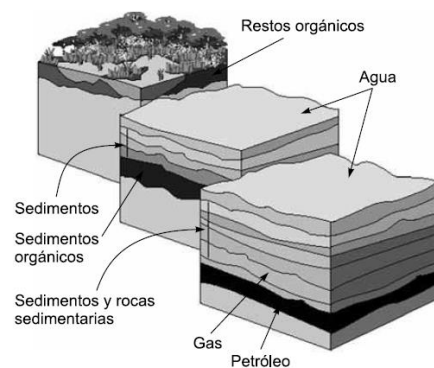


Figura 3.17 Formación del petróleo.

También en el petróleo varía el contenido de impurezas, entre las que destaca el azufre y en el caso del gas, el CO_2 (50% en algunos campos de México), y el N_2 (90% en algunos campos daneses). La aparición de bolsas de petróleo y gas requiere de unas condiciones geológicas precisas para su formación. El petróleo necesita una fuente sedimentaria (roca madre), una roca porosa (Figura 3.18) que

le sirva de recipiente (roca almacén) y una estructura cerrada que lo retenga (roca cobertera).

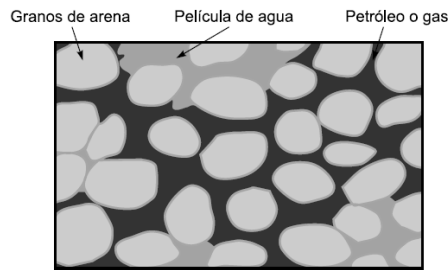


Figura 3.18 Petróleo llenando los intersticios de la roca depósito.

Por efecto de la presión, los hidrocarburos volátiles y ligeros, junto al agua de mar, que están atrapados en los sedimentos, ascienden a través de capas de rocas permeables (con sus poros y fisuras inundados de petróleo o gas y agua de mar) y se acumulan en bolsas atrapadas por estructuras impermeables (si no existiera este tapón, los volátiles continuarían ascendiendo y se escaparían a la atmósfera).

Estas «trampas» pueden ser de muy varios tipos: de origen estructural (plegamientos, anticlinales, fallas), de origen estratigráfico (deposiciones y sedimentos, tipo lentejones, arrecifes y disconformidades) o de origen salino (domos salinos), originados al ascender la sal por su menor densidad y formar auténticos tapones que retienen el petróleo (Figura 3.19).

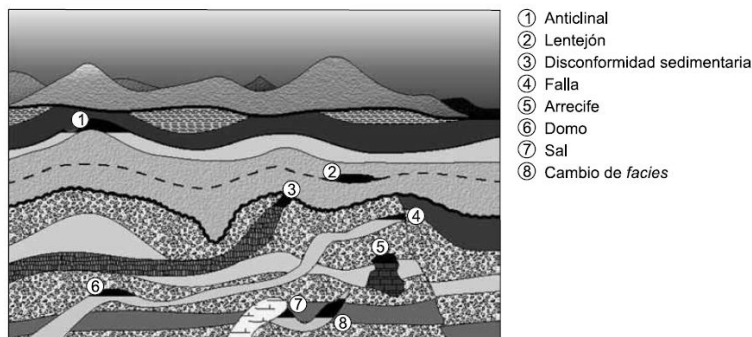


Figura 3.19 Trampas de petróleo.

3.5.4.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

1 kg de petróleo equivale a 11 kWh o 39.600 kJ.
 1.000 m³ de gas natural equivalen a 900 kg de petróleo.

3.5.4.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

Desde el punto de vista energético, el petróleo se aprovecha para producir calor (por combustión con el oxígeno del aire), evaporando agua, moviendo una turbina y transformándolo en energía mecánica. También se emplea para el accionamiento de todo tipo de vehículos terrestres, marítimos, aéreos, (donde es prácticamente insustituible) y, en menor medida, en calefacción y otras industrias que requieran una aportación energética de tipo calorífico.

Finalmente, del petróleo se obtiene una gran cantidad de compuestos químicos (plásticos, fibras, medicamentos, insecticidas, etc.). El gas se destina predominantemente a consumo doméstico (calefacción y cocción), así como a la producción de vapor de agua (por combustión del gas) para la industria generadora eléctrica.

Estado natural	Productos elaborados	Usos industriales
Sólidos (asfaltos, bitúmenes)	Vaselinas	Lubricantes
	Parafinas	Plásticos
	Alquitranes	Impermeabilizantes Pavimentos
Líquidos (crudos)	Fuel	Combustibles de centrales térmicas
	Gasóleo	Automoción
	Gasolina	Aviación
	Keroseno	
Gaseosos (gas natural)	Propano	Calefacción
	Etano	Cocción
	Butano	
	Metano	

Tabla 3.3 Formas de aprovechamiento.

3.5.4.4 RESERVAS DEL PETRÓLEO.

En el año 2007, las reservas totales de petróleo en el mundo ascendían a 168 600 millones de *Tep* (equivalentes a 1 237.900 millones de barriles) (Fuente: BP). Las mayores reservas de petróleo se encuentran en Arabia Saudita, con 36.3×10^9 *Tep*, seguida de Irán, con 19.0×10^9 *Tep*, Irak, con 15.5×10^9 *Tep*, Kuwait con 14.0×10^9 *Tep*, Emiratos Árabes Unidos, con 13×10^9 *Tep*, Venezuela con 12.5×10^9 *Tep* y Rusia con 10.9×10^9 *Tep*.

Como puede verse, la mayoría de las reservas se encuentran en países de Asia, de muy bajo desarrollo y que podrían clasificarse como «conflictivos».

América del Norte no llega en su conjunto a las 9.5×10^9 *Tep* y la Unión Europea sólo alcanza las 11.1×10^9 *Tep*. Países en desarrollo y fuertemente poblados como China, India e Indonesia, en Asia, no superan en conjunto las 4.4×10^9 *Tep*. Japón carece absolutamente de este recurso.

3.5.4.5 PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO.

La producción de petróleo (crudo) en todo el mundo, en el año 2007, ascendió a $3\,905 \times 10^6$ *Tep* (equivalente a 81 533 000 barriles de cada día). Por países, el principal productor fue Arabia Saudita, con 493.1×10^6 *Tep*, seguido de Rusia, con 491.3×10^6 *Tep*, Estados Unidos, con 311.5×10^6 *Tep*, Irán con 212.1×10^6 *Tep*, México, con 173×10^6 *Tep*, China con 186.7×10^6 *Tep*, Venezuela con 133.9×10^6 *Tep*, Emiratos Árabes Unidos, con 135.9×10^6 *Tep*, Kuwait con 129.6×10^6 *Tep*, Noruega con 128.8×10^6 *Tep*, Nigeria con 114.2×10^6 *Tep*, Irak con 105.3×10^6 *Tep*, Brasil con 90.4×10^6 *Tep*, Libia con 86×10^6 *Tep*, Reino Unido, con 76.8×10^6 *Tep*, etc.

3.5.4.6 CONSUMO DEL PETRÓLEO.

El consumo de petróleo, como el de cualquier otro combustible, es prácticamente instantáneo (desde que sale del pozo un barril, hasta que llega al depósito de un coche, transcurren muy pocos meses), lo que equivale a decir que consumo y producción son cantidades equivalentes (salvando las variaciones coyunturales de las reservas estratégicas que cada país posee en su territorio).

Pero lo que sí es muy diferente es lo que cada país produce y consume (hasta el punto que existen muchos países consumidores que no son productores, y otros que producen mucho más de lo que consumen. En conjunto, en el año 2007 en el mundo se consumieron $3\,952.8 \times 10^6$ Tep, equivalentes a 85.22 millones de barriles cada día (Fuente: BP).

Por países, el mayor consumo correspondió a Estados Unidos, con 943.1×10^6 Tep (25.4% del total mundial), seguido de China, con 368×10^6 Tep (7%), Japón con 228.9×10^6 Tep (6.9%), Alemania con 112.5×10^6 Tep (3.6%), Rusia con 125.9×10^6 Tep (4.5%), Corea del Sur con 107.6×10^6 Tep (3%), Francia con 91.3×10^6 Tep y Reino Unido con 878.2×10^6 Tep, etc.

España tuvo un consumo de 78.7×10^6 Tep (equivalente a 1 550 000 barriles cada día).

3.5.4.7 DURACIÓN PREVISTA DEL PETRÓLEO.

En conjunto, a este ritmo de producción las reservas mundiales se agotarán en un plazo de 40 años. Se estiman los siguientes agotamientos parciales de las reservas: 11.7 años de Estados Unidos, 9.6 de México, 91.3 de Venezuela, 21.8 de Rusia, 16,8 de Argelia, o 11.3 de China.

Este agotamiento se producirá al ritmo de consumo actual. Si el mundo elevase su consumo a la media Europa (10.5 barriles por persona y año), las reservas se agotarían en un plazo de 18 años. En la Figura 3.20 puede verse la duración de las reservas para los últimos 15 años.

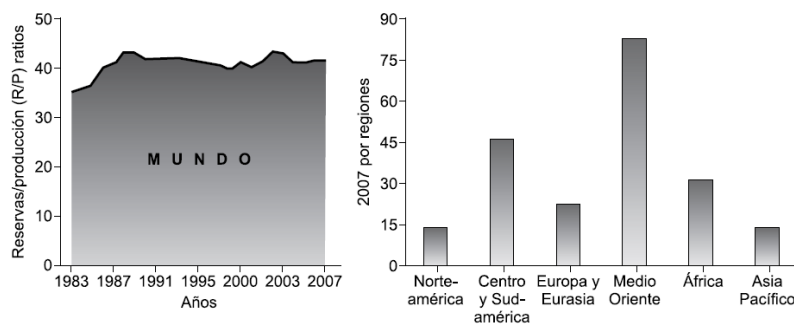


Figura 3.20 Duración de las reservas de petróleo.

Ha de tenerse presente que, en este intervalo de tiempo, ciertos recursos pasaron a ser reservas (como ocurrió en el petróleo del Mar del Norte, y otros yacimientos

submarinos, que fueron explotados cuando la subida de precios los hizo rentables), o incluso aparecieron nuevos recursos, como ocurrió con los yacimientos del Golfo de Guinea.

El gráfico indica, por tanto, que el incremento del consumo no es compensado por la aparición de nuevos yacimientos a los costes de extracción actuales.

Sin embargo, la probabilidad de que aparezcan nuevos recursos es cada vez más limitada, dados los sofisticados medios de búsqueda actuales, y el barrido exhaustivo del planeta (como es el caso de la búsqueda de nuevos recursos en África, en las proximidades de las Islas Canarias), así como que en los principales productores (Arabia, Iraq, etc.), prácticamente los recursos y las reservas son la misma cantidad.

Al ritmo de extracción actual (74 millones de barriles cada día, todas las reservas de Arabia Saudita (261 80050% millones de barriles) se agotarían en 10.2 años, las de Irán en 3,98 años, las de Kuwait en 3.8 años, las de Venezuela en 1.5 años y las de Argelia en 0.44 años, es decir, en 156 días.

3.5.4.8 RESERVAS DE GAS NATURAL.

Las reservas totales en el mundo en 2007 ascendían a $177.36 \times 10^{12} \text{ m}^3$. (Fuente: BP). De estas, las mayores reservas se encuentran en Rusia ($44.65 \times 10^{12} \text{ m}^3$), seguida de Irán ($27.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Arabia Saudita ($25.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Siria ($7.17 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Estados Unidos ($5.98 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Emiratos Árabes Unidos ($6.09 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Argelia ($4.52 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Venezuela ($5.15 \times 10^{12} \text{ m}^3$), y así hasta un total de 54 países.

Al igual que el petróleo, gran parte de estas reservas se encuentran en países clasificados como conflictivos, agravándose en este caso las circunstancias por el transporte a través de grandes gasoductos muy vulnerables.

3.5.4.9 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.

La producción total de gas en el año 2007 ascendió a un total de $2\,940 \times 10^9 \text{ m}^3$ (equivalente a $2\,654.1 \times 10^6 \text{ Tep}$) (fuente: BP).

Por países, el principal productor fue Rusia, con $607.4 \times 10^9 \text{ m}^3$, seguida de Estados Unidos con $545.9 \times 10^9 \text{ m}^3$, Canadá con $183.7 \times 10^9 \text{ m}^3$, Noruega con $89.7 \times 10^9 \text{ m}^3$, Argelia con $83.0 \times 10^9 \text{ m}^3$, Arabia Saudita $73.7 \times 10^9 \text{ m}^3$, Indonesia con $74.0 \times 10^9 \text{ m}^3$, China con $69.3 \times 10^9 \text{ m}^3$, Holanda con $64.5 \times 10^9 \text{ m}^3$, Malasia, con $60.5 \times 10^9 \text{ m}^3$, etc.

3.5.4.10 CONSUMO DE GAS NATURAL.

Al igual que el petróleo (o incluso más) el consumo de gas es inmediato al de su producción. Donde sí se encuentran grandes diferencias es entre la producción y consumo por países.

En la distribución de los consumos destaca Estados Unidos, con $652.9 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a una producción propia de 545.9), Rusia con $438.8 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a una producción propia de 607.4), Canadá con $94.0 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a una producción de 183.7), Reino Unido con $91.4 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a 65.2 de producción), o Noruega con $4.4 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a 89.7 de producción).

Se observa que los países más desarrollados tienen mayor autonomía en el gas que en el petróleo, excepto Japón, cuya dependencia es total (no tiene recursos propios), y también que países con fuerte desarrollo, como China e India, extraen gas sólo para sus propias necesidades.

3.5.4.11 DURACIÓN PREVISTA DE GAS NATURAL.

A este ritmo de producción, las reservas totales se agotarán, en un plazo de 60.3 años.

Destacan los pocos años de vida para los países más desarrollados: 10.9 años para Estados Unidos 8.9 años para Canadá, 5.7 años para el Reino Unido, entre otros. En el año 2006, el Reino Unido pasó a ser importador neto de gas natural.

Estos agotamientos se producirán al ritmo de consumo actual. A medida que el gas vaya sustituyendo al petróleo, esta duración se acortará drásticamente.

En este período, la duración de las reservas alcanzó un máximo en el año 2003, a partir de aquí ha ido decreciendo rápidamente (a pesar de los nuevos yacimientos encontrados en este período) (Figura 3.21).

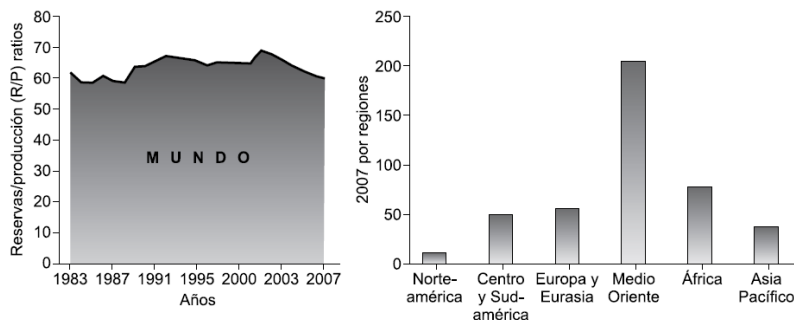


Figura 3.21 Duración de las reservas de gas natural.

3.5.5 ENERGÍA SOLAR.

3.5.5.1 ORIGEN.

Es la energía radiante procedente del Sol y que llega a la superficie de la Tierra (infrarrojo, luz visible y ultravioleta).

3.5.5.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

Es variable, en función de la hora del día, época del año y situación atmosférica: día noche, estación del año (altura del sol sobre el horizonte), nubes, nieblas, smog, calimas, etc.

En teoría, la radiación media incidente por m^2 fuera de la atmósfera es de $1.4 \text{ kW}/m^2$. En la práctica y en una zona como Canarias, la energía solar anual, por m^2 , es aproximadamente de $2\,000 \text{ kWh}/m^2$ (con un promedio de $3\,000 \text{ h}$. de insolación, equivalente a $4\,200\,000 \text{ kJ}/m^2\text{año}$ o $1\,711\,488 \text{ kcal}/m^2\text{año}$ o $478.5 \text{ kcal}/m^2\text{dia}$).

3.5.5.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

Los métodos de aprovechamiento pueden englobarse en dos grandes grupos: térmicos y fotovoltaicos.

Los primeros transforman la energía solar en energía térmica (calentando aire, agua u otras sustancias). Los segundos transforman la energía solar en energía eléctrica, aprovechando el efecto fotovoltaico, en las denominadas «células solares» o «fotovoltaicas».

3.5.5.4 RESERVAS.

La energía total que llega a la Tierra procedente del Sol es de $1\,559\,280 \text{ TWh}$ en un año, de los cuales alrededor de un 1% podrían ser utilizables.

La potencia solar aprovechable en la Tierra supera los $1\,000 \text{ TW}$. En teoría, si todos los tejados de las viviendas en España se utilizasen para captar la energía del sol, se alcanzarían los 180 TWh , superior al consumo total en todas ellas.

Aun cuando la energía solar se distribuye por todo el planeta, es superior en las zonas ecuatoriales y tropicales (banda $\pm 35^\circ$ alrededor del ecuador) e inferior en las zonas polares. Además, depende mucho de las condiciones climatológicas (nubes).

El suroeste de Estados Unidos, el Sahara y Arabia Saudita, Atacama en Chile y el centro de Australia son las zonas de mayor potencial.

3.5.5.5 PRODUCCIÓN Y CONSUMO.

Por las características de esta energía, la producción y el consumo son idénticos, tanto en el tiempo como en el espacio (no se transporta de una zona a otra).

En todo el mundo hay instalados más de 300 MWe (en centrales solares fotovoltaicas), destacando 110 MWe en Japón, 60.5 MWe en Estados Unidos y 38.6 MWe en la Unión Europea (de ellos, sólo 8 MWe en España, aun cuando la previsión para el año 2040 es de 135 MWe).

3.5.5.6 DURACIÓN.

Ilimitada.

3.5.6 ENERGÍA EÓLICA.

3.5.6.1 ORIGEN.

La energía eólica no es más que la energía cinética de una masa de aire en movimiento. Su origen se encuentra en la existencia sobre la Tierra de masas de aire a diferentes temperaturas, originadas por diferentes intensidades de radiación solar, a nivel global o local, las cuales producen corrientes ascendentes y descendentes, formando anillos de circulación del aire.

La energía eólica es, por consiguiente, un pequeño porcentaje de la energía solar incidente sobre el planeta.

3.5.6.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

Es variable, en función de la hora del día, del día del año, de la situación geográfica general y de la topografía local. Por razones técnicas, es imposible extraer toda la energía cinética existente en una corriente de aire.

A título de ejemplo, en un viento de 8 m/s de media anual, pueden extraerse alrededor de 2800 kWh por m^2 y año. Un viento de 13 m/s , a través de una superficie de 150 m^2 , tiene una potencia de 198 kW .

3.5.6.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

El aprovechamiento de esta fuente energética es su conversión directa en energía mecánica a través del giro del eje de la turbina eólica con una cierta potencia.

Esta energía mecánica puede transformarse posteriormente en energía potencial (bombeo) o energía eléctrica (por accionamiento de un generador eléctrico acoplado al eje de la turbina).

3.5.6.4 RESERVAS.

La energía eólica almacenada en los vientos en todo el mundo se estima entre $2\,500$ y $5\,000\text{ TWh}$ año, de los cuales entre un 1% y un 2% serían recuperables. La energía eólica no se distribuye uniformemente sobre el planeta, ni tampoco se mantiene constante a lo largo de todo el año.

3.5.6.5 PRODUCCIÓN Y CONSUMO.

Por las características de esta energía, la producción y el consumo son prácticamente idénticos. Toda la energía eléctrica producida en los aerogeneradores se inyecta en la red.

En todo el mundo hay instalados más de 59 GW , con un elevado crecimiento anual. (Fuente: Global Wind Energy Outlook 2007). Destacan Alemania 18.43 GW , seguida de España con 10.02 GW y Estados Unidos con 9.2 GW .

3.5.6.6 DURACIÓN.

Ilimitada.

3.5.7 ENERGÍA DEL OLEAJE.

3.5.7.1 ORIGEN.

Su origen es la acción del viento sobre las superficies de las aguas. Es, por consiguiente, un pequeño porcentaje de la energía del viento. El viento sobre una zona del mar y las olas formadas, están directamente relacionadas, aun cuando las mismas pueden prolongarse a gran distancia del punto de generación.

3.5.7.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

Varía mucho de un punto a otro de los mares y de una estación del año a otra. Como promedio y en zonas libres del Atlántico, Pacífico e Índico, pueden alcanzarse los 40 – 70 *kW* por metro de frente de ola. En teoría, el potencial energético de las olas en el mundo se estima en 0.5 *TW*.

3.5.7.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

La forma de aprovechamiento es transformarla en energía mecánica (de movimiento o de presión).

Esta energía mecánica puede posteriormente transformarse en energía eléctrica (por medio de un generador) o en energía potencial (por medio de un sistema de bombeo).

3.5.8 ENERGÍA HIDRÁULICA.

3.5.8.1 ORIGEN.

En teoría, la energía hidráulica es la contenida en una masa de agua elevada respecto de un nivel de referencia (de utilización).

En la práctica, la energía hidráulica se obtiene a partir de cualquier masa de agua en movimiento. Tal puede ser el caso de la corriente de un río, como la corriente que discurre por un tubo originada por una diferencia de altura entre dos pantanos. En ambos casos, la energía potencial del agua se transforma en energía cinética, y ésta es la aprovechable.

Su origen es la evaporación del agua (en el mar, tierra, pantanos, etc.) por la acción de la energía solar y que cae en forma de lluvia o nieve en cotas altas de la superficie terrestre. Es, por tanto, un pequeño porcentaje de la energía solar que llega a la Tierra.

3.5.8.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

La energía hidráulica constituye una de las energías renovables más importantes del planeta.

1 Tn de agua, a 10 m de altura, tiene una energía de 278 kWh.

En teoría, el potencial de energía hidráulica aprovechable en toda la Tierra se estima entre 2 y 3 *TW*.

3.5.8.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

La energía potencial del agua se transforma en energía cinética y ésta a su vez en energía mecánica, por medio de las turbinas hidráulicas, colocadas en la base de los correspondientes embalses reguladores.

El empleo de la energía captada es, casi exclusivamente, para la producción de electricidad, acoplando a la turbina hidráulica un generador eléctrico.

3.5.8.4 RESERVAS.

La energía hidráulica es una energía renovable. Por consiguiente, el concepto de reserva no es el mismo que en los casos de la energía del carbón, petróleo, gas, o uranio.

Debe entenderse, más bien, como la energía existente, por tiempo indefinido, que puede explotarse en condiciones económicas, de un total mucho mayor que constituyen los recursos globales del planeta.

Teniendo en cuenta las precipitaciones anuales sobre todo el planeta, y la altura media a la que pueden caer, podrían calcularse unos recursos de alrededor de 50 000 *TWh/año*, cuatro veces la energía obtenible en todas las centrales térmicas actuales.

Si de estos se consideran solo los técnicamente explotables (por ejemplo, porque donde se extraiga esta energía haya una demanda real de electricidad), entonces la energía extraíble se reduciría a una banda de 10 000 a 20 000 *TWh/año*.

La mayoría de estas reservas se encuentran en Asia, con 6 *GW*, seguida de América del Sur, con 4 *GW*, África con 3.5 *GW*, América del Norte, con 3.2 *GW*, Rusia con 2.5 *GW* y Europa con 1.8 *GW*.

3.5.8.5 PRODUCCIÓN Y CONSUMO.

Por las características de la energía hidráulica (generación de electricidad y control de la potencia simple y total), la producción es exactamente igual al consumo, y obviamente, la duración del recurso es ilimitada.

En todo el mundo hay instalada una potencia hidroeléctrica de 650 *GW*, con una producción de 709.2×10^6 *Tep* en 2007. La mayor producción se encuentra en China con 109.3×10^6 *Tep*, seguida de Brasil, con 84.1×10^6 *Tep*, Canadá con 83.3×10^6 *Tep*, Estados Unidos con 56.8×10^6 *Tep*, Noruega, con 30.6×10^6 *Tep*, etc.

En España la producción de elevó, en el año 2007, a 7.4×10^6 *Tep*. Europa prácticamente ha llegado al límite de la explotación hidroeléctrica, mientras que Asia y, sobre todo, África apenas alcanzan el 10% de sus posibilidades.

3.5.9 ENERGÍA DE LA BIOMASA.

3.5.9.1 ORIGEN.

Es la energía solar almacenada en los seres vivos, vegetales o animales por medio del proceso de fotosíntesis (vegetales) y la digestión (comida) de estos vegetales por los animales. Se trata, por tanto, de un pequeño porcentaje de la energía solar que llega a la Tierra.

En la práctica pueden suponerse tres fuentes de energía de la biomasa:

- De origen vegetal: biomasa natural, cultivos energéticos.
- De origen animal: excrementos y purines.
- De origen humano: los Residuos Sólidos Urbanos (RSU), procedentes de viviendas, comercios, fábricas, etc.

3.5.9.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

La producción energética a partir de la biomasa puede variar según el tipo de cultivo, el método de aprovechamiento empleado y las necesidades de transporte de la misma hasta el punto de aprovechamiento. Como valores de referencia pueden tomarse los indicados en la Tabla 3.4.

3.5.9.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

La energía de la biomasa se emplea directamente para producir calor por combustión de la misma (calefacción, cocción), o indirectamente para producir electricidad (evaporando agua y transformándola en energía mecánica con una turbina).

Madera (seca)	15 GJ/Tn	(10 GJ/m ³)
Papel (periódicos compactados)	17 GJ/Tn	(9 GJ/m ³)
Paja (empacada)	14 GJ/Tn	(1,4 GJ/m ³)
Caña de azúcar (seca)	14 GJ/Tn	(10 GJ/m ³)
Césped (recién cortado)	4 GJ/Tn	(3 GJ/m ³)
Boñigas (secas)	16 GJ/Tn	(4 GJ/m ³)
Residuos domésticos (sin tratar)	9 GJ/Tn	(1,5 GJ/m ³)
Residuos comerciales	16 GJ/Tn	

Figura 3.4 Potenciales energéticos de la biomasa.

También se puede transformar la biomasa en combustibles líquidos (bioalcoholes) o gaseosos (biogás) para ser posteriormente quemados y convertidos en energía calorífica y posteriormente, en mecánica (automoción o generación eléctrica).

3.5.9.4 RESERVAS.

La biomasa total existente en la Tierra se estima en unas 1.8×10^{12} Tn. De toda ésta, alrededor de 1.6×10^{12} Tn se encuentra en los bosques y selvas del planeta. En términos de energía, esto supone un potencial energético superior a las 0.57×10^{12} Tep.

Obviamente, nadie puede pretender quemar todos los bosques para transformarlos en energía. En conjunto, la energía recuperable de la biomasa en el mundo se estima en 450 *TWh/año*.

3.5.9.5 PRODUCCIÓN Y CONSUMO.

Las características de esta energía la hacen no almacenable (en grandes cantidades) y no transportable, por lo que la producción y el consumo prácticamente coinciden en el tiempo y en el espacio.

La producción neta anual de biomasa se estima en 400 000 *Mt/año*, de las cuales solo una pequeña parte son aprovechadas. En términos energéticos, el consumo de energía procedente de la biomasa en el año 1996 se estimó en el rango 33 – 35 EJ (Fuente: World Energy Assessment).

3.5.9.6 DURACIÓN.

Ilimitada.

3.5.10 ENERGÍA GEOTÉRMICA.

3.5.10.1 ORIGEN.

Su origen se encuentra en el calor acumulado en el interior de la tierra, en su magma fundido.

Sin embargo, su aprovechamiento solo es posible en aquellas zonas donde el calor se aproxima a la superficie, normalmente en los denominados cinturones sísmicos, bien por una intrusión magmática —cono volcánico—, o por una corteza anormalmente delgada.

También pueden originarse zonas térmicas por concentraciones de radioactividad elevadas. Los campos térmicos pueden clasificarse en dos grandes grupos: hipertérmicos y semitérmicos. En los primeros, el agua caliente, o en forma de vapor, alcanza la superficie. En los segundos, el agua o gases calientes no afloran.

Los campos hipertérmicos (que a veces se manifiestan como géiseres, fumarolas, barro caliente, fuentes termales, etc.) están contruidos normalmente por agua de lluvia que alimenta el manto acuífero y que es calentada por el magma próximo.

Debido a la presión, el agua subterránea puede alcanzar los 200 – 300 °C y a medida que asciende se transforma en vapor al disminuir la presión. Si este vapor continúa hasta la superficie, se condensa en contacto con capas más frías, dando lugar a campos de agua caliente, o campos húmedos. Por el contrario, si el vapor queda atrapado en bolsas se dice que es un campo seco.

3.5.10.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

En conjunto, el potencial energético del flujo geotérmico de la Tierra se estima en unos 30 *TW*.

3.5.10.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

El agua y gases calientes, en afloramientos naturales, se emplea directamente para la calefacción u otros usos industriales que exijan esta forma de energía. En perforaciones efectuadas sobre campos hipotérmicos, el agua caliente o el vapor se emplean para mover turbinas de vapor y producir electricidad.

En los campos semitérmicos, las perforaciones se emplean casi exclusivamente para la calefacción de aguas, invernaderos, etc.

3.5.10.4 RESERVAS.

En conjunto, los recursos de esta energía en todo el planeta pueden estimarse en unos 30×10^6 TW de los cuales sólo una pequeña parte podrían ser extraíbles en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Los recursos más importantes se encuentran en Estados Unidos, seguido de Japón, Italia, México, Nueva Zelanda, Filipinas y China.

3.5.10.5 PRODUCCIÓN Y CONSUMO.

Por las características de esta energía (uso directo del calor extraído, o su conversión a energía eléctrica), la producción es exactamente igual al consumo.

En todo el mundo hay una potencia total instalada de casi 10 GW (en concreto, 5 834 MWe en 1990. Fuente: Godfrey Boyle, 2000) y una potencia térmica de 4 GWe (4.123 MWe en 1990).

Por países, la mayor producción (año 1990) se produjo en Estados Unidos, (2 800 MWe y 160 MWt), seguido de Japón (228 MWe y 270 MWt), Filipinas (894 MWe), Italia (545 MWe y 210 MWt), México (680 MWe y 8 MWt), China (11 MWe y 610 MWt), Nueva Zelanda (280 MWe y 200 MWt), Islandia (39 MWe y 340 MWt), Hungría (375 MWt), Rusia (11 MWe y 340 MWt), Indonesia (140 MWe), El Salvador (95 MWe), Turquía (21 MWe y 70 MWt), Kenia (45 MWe), Nicaragua (35 MWe), seguidos de Taiwán, Azores y otros con cantidades menores.

3.5.10.6 DURACIÓN.

A escala humana, la energía geotérmica puede considerarse una energía renovable, en el sentido que su duración puede considerarse ilimitada.

3.5.11 ENERGÍA DE LAS MAREAS.

3.5.11.1 ORIGEN.

Su origen es la interacción gravitatoria Tierra-Luna que desplaza cantidades ingentes de las aguas de los océanos.

3.5.11.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.

El potencial energético depende del punto del planeta y de la época del año, así como de la disponibilidad de zonas donde embalsar el agua del mar durante la pleamar. En la práctica son aprovechables los niveles superiores a los 4 m.

3.5.11.3 FORMAS DE APROVECHAMIENTO.

La única forma de aprovechamiento es la conversión en energía mecánica, para su conversión posterior en energía eléctrica, mediante turbinas hidráulicas.

3.5.11.4 RESERVAS.

La energía total involucrada en las mareas se estima en 3 000 *GW*, de las cuales unos 1 000 *GW* podrían ser accesibles por consideraciones geográficas y de altura de las mareas (por encima de los 5 metros entre bajamar y pleamar). En la práctica se estima que solo podrían instalarse 15 *GW*, para obtener una energía de alrededor de 20 *TWh/año*.

Destacan como lugares de mayor potencial extraíble en el Atlántico tres zonas en Canadá, Estados Unidos y Argentina y varios puntos en el Reino Unido y Francia. También se encuentran varios puntos favorables en el Mar de Barents.

En el Océano Índico se encuentran varias zonas en la India, mientras que en el Pacífico se encuentran varias zonas de Rusia, China y Australia.

3.5.11.5 PRODUCCIÓN Y CONSUMO.

Por las características de esta energía (conversión en energía eléctrica), la producción y el consumo son cantidades idénticas. Por la condición de energías renovables, su duración es ilimitada.

La mayor instalación en funcionamiento se encuentra en el estuario de la Rance (Francia), con una potencia instalada de 240 *MW* y que alcanza una producción de 480 *GWh/año*.

Otra instalación proyectada que está a punto de entrar en funcionamiento es la central mareomotriz de Severn Barrage, en Inglaterra, con una potencia total de 8 640 *MW* y una producción esperada de 17 *TWh/año*.

Otras, que aún no se encuentran en funcionamiento, 8 centrales en China, con una potencia de 6.5 *MW* y otra en Canada (Anápolis) con una potencia de 20 *MW*.

3.5.11.6 DURACIÓN.

Ilimitada.

3.6 RESUMEN DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL.

La situación energética actual puede caracterizarse por: agotamiento «rápido» de los recursos fósiles (todos se encuentran en la parte descendente de la curva de la vida).

Es importante tener conciencia de lo efímero de esta fuente energética. Si se consideran los últimos 50 000 *MW* años de la existencia del hombre sobre la Tierra, el ciclo de explotación de los combustibles fósiles (incluyendo el carbón) no pasaría de 400 años, y el período de mayor intensidad de consumo, correspondiente al 80% del consumo total, no pasaría de 200 200 años.

El 0.004% de la vida del hombre sobre el planeta o el equivalente a 100 días de la vida de una persona de 70 años.

Las energías renovables se presentan, pues, como la única alternativa a largo plazo.

3.6.1 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA Y FINAL.

3.6.1.1 ENERGÍA PRIMARIA.

Graves desequilibrios en el consumo de energía primaria, que suponen una división drástica del mundo en «pobres y ricos». Los segundos, y especialmente los Estados Unidos, con un consumo claramente derrochador, frente al paupérrimo consumo de todo un continente como África.

Elevado crecimiento de nuevas zonas en desarrollo como China, India e Indonesia, con una muy alta población, lo que está suponiendo un importante tirón al consumo total de energía primaria.

Elevada importancia del petróleo (38.5%) y del gas (23.7%) como fuentes de energía primaria. Graves tensiones entre países productores (de energía primaria) y consumidores.

3.6.1.2 ENERGÍA FINAL.

Creciente tendencia al suministro de energía en forma de electricidad y de petróleo (este último, centrado en el sector transporte). Mantenimiento de la madera (y la leña) como energía final en los países más pobres de África y América.

3.6.2 SITUACIÓN DE LAS FUENTES.

3.6.2.1 ENERGÍA NUCLEAR.

Rechazo a la implantación de estas tecnologías en los países más desarrollados (intento de desplazarlas a zonas de menos desarrollo).

Estancamiento de la construcción de nuevas centrales. Escasas reservas de mineral de uranio de bajo coste, con una vida estimada de 28 años, y de 79 para todos los recursos (al ritmo de consumo actual). Graves impactos medioambientales de largo alcance.

3.6.2.2 ENERGÍA DEL CARBÓN.

Uso estancado, pero con expectativas de crecimiento, en forma gaseosa o líquida (como sustituto del petróleo y del gas).

Relativamente larga duración de los recursos, por encima de los 200 años. Graves efectos medioambientales (lluvia ácida y cambio climático).

3.6.2.3 ENERGÍA DEL PETRÓLEO.

Importante incremento del consumo en países como China e India. Estos dos países suponen cerca de un 40% de la población mundial. Si su consumo per cápita alcanzase la mitad del consumo medio de la Unión Europea, significaría un aumento del 20% del consumo de petróleo, con lo que ello significa de disminución de la duración de las reservas y de incremento de la contaminación ambiental.

Fuerte dependencia de los países más desarrollados (Unión Europea, Estados Unidos y Japón) de los países productores situados en Oriente Medio, caracterizados por su inestabilidad política y social.

Largos, y vulnerables tráficos de petróleo, por petroleros u oleoductos. Reservas muy limitadas, cifradas en no más de 40 años (al ritmo de consumo actual). Importantes diferencias en el consumo de los países desarrollados de los que no lo están. Graves efectos medioambientales (cambio climático).

3.6.2.4 ENERGÍA DEL GAS.

Importante incremento del consumo de gas natural, especialmente en los países más desarrollados (que ha ido sustituyendo progresivamente al petróleo en la producción de electricidad).

Reservas muy limitadas en Estados Unidos y Canadá (menos de 10 años cada uno) así como en la Unión Europea (con dependencia total de Rusia).

En consecuencia, posibles tensiones futuras entre productores y consumidores. Vulnerabilidad de los grandes gaseoductos de trasvase. Reservas limitadas a 60 años, al ritmo de consumo actual.

Consumo mucho más «regionalizado» que el del petróleo. Prácticamente esta fuente está copada por los países más desarrollados (dado el alto valor de las infraestructuras para su uso masivo). Efectos medioambientales asociados al cambio climático.

3.6.2.5 ENERGÍAS RENOVABLES.

Escasa implantación a nivel planetario, a pesar de su alto potencial.

CAPÍTULO 4.

4.1 ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES DEL USO DE LA ENERGÍA.

En este capítulo se introducen dos aspectos de la explotación de las fuentes energéticas de gran actualidad: sus efectos sobre el ecosistema (suelo, aire y agua) y los costes asociados, no solo los costes de las propias fuentes, sino también los originados por los cambios en el ecosistema (costes externos).

Se hace ver que la no introducción de estos costes externos en los precios de la energía está retrasando la introducción masiva de las energías renovables y del ahorro energético, en una espiral de consecuencias catastróficas para la humanidad.

4.2 REPERCUSIONES SOBRE LA BIOSFERA DE LA EXPLOTACIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS.

4.2.1. EL CARBÓN Y LA VIDA. LA FOTOSÍNTESIS.

Como se sabe, la vida en la Tierra se basa en la química del carbono (de ahí el nombre de química orgánica).

En concreto, la vida se soporta sobre la cantidad de carbono, en forma de CO_2 , que se encuentra en la atmósfera (además de sobre otros nutrientes que se encuentran en el suelo y en el mar).

Así mismo, el mar, el otro medio que soporta la vida, también contiene CO_2 .

En conjunto el CO_2 atmosférico y el CO_2 del mar rigen toda la vida en el planeta Tierra.

Las plantas (terrestres o marinas) forman el primer escalón de la vida de la Tierra.

Están formadas por átomos de carbono, hidrógeno y oxígeno, en forma de moléculas complejas denominadas hidratos de carbono.

También contienen otros átomos y moléculas, en mucha menor cantidad, como puede ser nitrógeno, fósforo, potasio, calcio, etc.

Cuando la luz solar alcanza las hojas verdes de las plantas se activa en estas el fenómeno de la fotosíntesis (Figura 4.1), mediante la cual las moléculas de anhídrido carbónico (CO_2) (del aire o del agua) se combinan con las de agua (H_2O) para formar moléculas de hidratos de carbono y desprender oxígeno (O_2).

La energía absorbida por este proceso es de 112 kcal/mol .

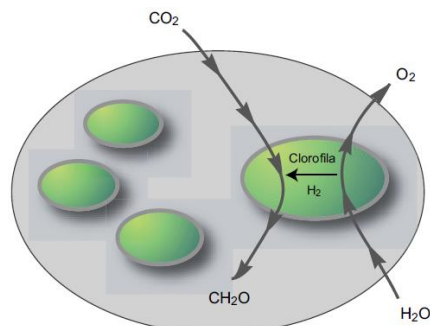


Figura 4.1 Fotosíntesis.

Este proceso de fotosíntesis se entiende mejor si se analiza la interacción entre los cuantos de energía (fotones) asociados a la luz y los enlaces químicos existentes en las moléculas de carbón y agua. La energía contenida en un cuanto es proporcional a la frecuencia de la luz: a más alta frecuencia, es decir, menor longitud de onda, mayor contenido energético de la luz.

La luz que penetra en un sistema químico puede tener tres efectos:

- Absorberse, acelerando las moléculas del sistema (calentándose el cuerpo) y posteriormente disiparse transfiriendo el calor a otros cuerpos circundantes.
- Radiarse al exterior a la frecuencia de resonancia de las moléculas sobre las que incide la luz (fluorescencia o fosforescencia).
- Acelerar una reacción química que haga crecer la energía libre de las moléculas del sistema.

Un mol de cualquier sustancia (un peso en gramos igual a su peso molecular) contiene 6×10^{23} moléculas (constante de Avogadro). El contenido energético de un enlace molecular, multiplicado por el número de moléculas por mol, da la energía de enlace de una sustancia por mol. Así, la energía necesaria para romper los enlaces moleculares puede expresarse en *kcal/mol*.

Los animales, al comer plantas, absorben la energía almacenada en estas mediante los procesos metabólicos.

La energía obtenida es empleada en la actividad muscular, la generación de impulsos nerviosos y la síntesis de proteínas y otras moléculas para la fabricación de nuevas células.

Un enlace simple entre dos átomos de carbono puede romperse con 82.6 kcal/mol ; un enlace doble de carbono requiere 14.8 kcal/mol , y uno triple 199.6 kcal/mol .

La luz azul, correspondiente a una longitud de onda de 450 nanómetros (milmillonésima de metro) tiene una energía equivalente a 64 kcal/mol . La radiación infrarroja, de 900 mm , equivale a 32 kcal/mol y la radiación ultravioleta, correspondiente a la longitud de onda de 225 mm , tiene una energía equivalente a 128 kcal/mol . Ello implica que la radiación ultravioleta tiene suficiente energía (por mol) para romper los enlaces de carbono. Al contrario que la luz visible y la infrarroja.

La luz incidente sobre una molécula sitúa a uno de los electrones asociados con ella en un estado excitado de energía, de modo que puede desprenderse y aparearse con otro electrón de un átomo o molécula vecina, formándose un enlace covalente, y, en consecuencia, una nueva molécula.

Si bien todos los procesos exigen un incremento de la entropía a escala universal, la vida retarda tal proceso, e incluso lo hace retroceder a nivel local. En efecto, los procesos vitales permiten que la energía lumínica actúe sobre moléculas de carbono y agua para formar estructuras complejas, fuertemente ordenadas, que en su origen están constituidas por hidratos de carbono, lípidos, proteínas, etc. dando lugar a la denominada cadena vital:

luz + agua + carbono → plantas → animales

La fotosíntesis es la clave de todo el proceso.

4.2.2 EL CO_2 EN LA ATMOSFERA. EL EFECTO INVERNADERO.

Los sistemas vivos necesitan protección frente a un exceso de radiación rompedora de enlaces.

La atmósfera primitiva de la Tierra no contenía oxígeno libre, era rica en CO_2 y además era muy transparente a la radiación ultravioleta. Una vez comenzada la fotosíntesis con los microorganismos en el océano (mediante procesos anaerobios) se comenzó a liberar oxígeno a la atmósfera.

A medida que estas moléculas de O_2 se difundían, la radiación ultravioleta la descomponía en átomos de oxígeno, algunos de los cuales formaban ozono (O_3). El O_3 es un poderoso absorbedor de radiación ultravioleta, y en consecuencia actúa como filtro de esta. La tierra quedó protegida de esta radiación peligrosa, pero seguía recibiendo la luz visible.

Por otro lado, el CO_2 atmosférico, por el proceso de fotosíntesis, fue convirtiéndose en materia orgánica de modo que su concentración bajó. La atmósfera contiene un 0.032% de CO_2 (320 ppm), que es esencial para la fotosíntesis: la planta asimila este carbono y lo convierte en hidratos de carbono, bajo la acción de la energía solar.

El CO_2 es completamente transparente a la luz visible (no absorbe energía en esa banda), pero es un poderoso absorbedor de radiación infrarroja. La superficie de la Tierra irradia calor al espacio enteramente en la longitud de onda infrarroja. En consecuencia, si la atmósfera fuera completamente transparente a esta frecuencia, las temperaturas nocturnas del suelo serían mucho más frías que lo que realmente son.

Ello se debe a que el CO_2 captura parte de esta energía infrarroja enviada al espacio y es radiada de nuevo por sus moléculas excitadas en dos direcciones: hacia el espacio exterior y hacia el suelo. Esta última es la que mantiene caliente el suelo y la atmósfera en horas nocturnas. Las nubes y el vapor de agua de la atmósfera también absorben y emiten radiación infrarroja. De ahí que cuando el cielo está cubierto, la capa de nubes actúa como un manto térmico, donde tal «manto de nubes» no existe (Figura 4.2).

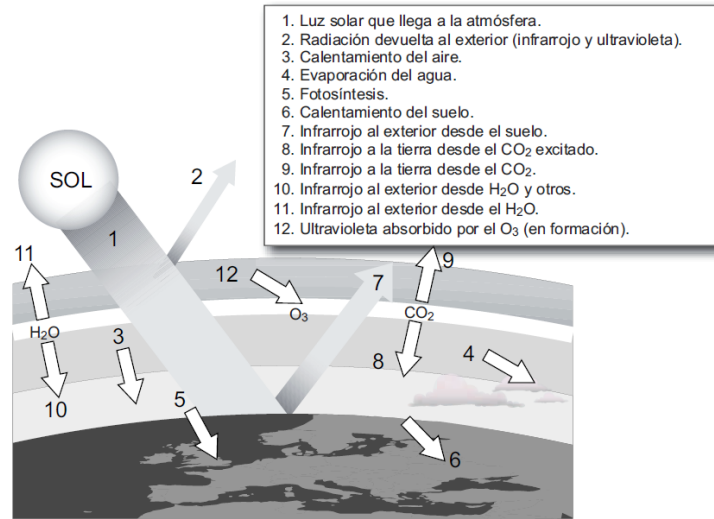


Figura 4.2 El efecto invernadero.

La ventana atmosférica del espacio es transparente a la luz visible, pero está cerrada a la radiación ultravioleta (por el O_3), a la infrarroja (por el CO_2 , el vapor de agua N_2 , polvo, aerosoles, fluoroclorocarbonados, etc.).

Cuando la luz llega al suelo, su intensidad se ha debilitado y su calidad espectral modificada. De las $478.5 \text{ kcal}/m^2$. día de energía solar que alcanza la Tierra, la que llega al suelo (solar directa más luz celeste) varía desde un máximo de $220 \text{ kcal}/m^2$ y día en zonas desérticas hasta un mínimo de $70 \text{ kcal}/m^2$ en zonas polares. Las junglas tropicales reciben de 120 a $160 \text{ kcal}/m^2$.

La radiación solar en el ecuador no varía a lo largo del año (excepto su afectación por las nubes), mientras que es muy variable en los polos.

A lo largo de las 24 horas, está claro que el suelo recibe energía durante el día y la pierde durante la noche. Por el día, el suelo está más caliente que el aire, y el calor se transfiere del primero al segundo por convección. Durante la noche se transfiere calor del suelo al aire.

La evaporación del agua absorbe gran cantidad de energía ($580 \text{ cal}/g$ a $30^\circ C$). Por ello, si el suelo está muy seco la energía que llega durante el día se emplea en calentar el suelo y el aire, dando lugar a un ambiente turbulento y ventoso (típico de los desiertos). Si el terreno está húmedo (o con vegetación regada), la evaporación consumirá gran parte de la energía y la atmósfera será más tranquila y el ambiente menos caluroso.

En resumen, los gases invernadero, que provocan el efecto invernadero, en la composición actual, son imprescindibles para el soporte del ecosistema actual. Evidentemente, una composición diferente de los gases atmosféricos modifica el equilibrio actual, generándose por consiguiente un nuevo equilibrio, y con él, otro ecosistema diferente al actual.

4.2.3 EL CO_2 EN EL MAR. RECICLADO DE CARBONO.

A la par que la fotosíntesis, que extrae del CO_2 de la atmósfera y lo convierte en plantas y animales, y de ahí es depositado en la tierra, formando capas que posteriormente se convertirán en carbón y petróleo, el mar actúa también como un potente vehículo de regulación del CO_2 en la atmósfera (Figura 4.3).

En efecto, el agua es capaz de absorber CO_2 de la atmósfera, en su superficie, especialmente debido a la agitación de esta (la concentración de CO_2 en los primeros 75 metros de agua es tan alta como en la atmósfera).

Esta absorción sería limitada si no fuera porque la enorme cantidad de seres vivos que pueblan el mar están formados (en su estructura) por carbono (en forma de bicarbonatos disueltos).

Cuando estos organismos mueren, sus esqueletos se hunden hasta el fondo, y allí queda depositado el carbono que contienen (formando grandes depósitos de caliza y dolomías). Estos depósitos conforman el 80% del carbono existente en los océanos.

Si el carbonato cálcico alcanza profundidades abisales, muy frías y a gran presión, se disuelve, dando lugar a dióxido de carbono libre, de manera que ésta es la forma en que se encuentra a esas profundidades.

Si este proceso continuara indefinidamente, el mar terminaría por absorber todo el CO_2 de la atmósfera (en aproximadamente 10 000 años). La fotosíntesis se detendría y con ello cesaría toda la actividad vital sobre la Tierra.

El clima se volvería tan frío que desencadenaría una nueva edad glacial. Si toda la Tierra estuviera cubierta de hielo, prácticamente el 100 % de la energía solar sería reflejada hacia el exterior —por el color blanco— y la Tierra se enfriaría aún más.

Cuanto mayor sea el ritmo de la actividad biológica marina, más CO_2 se extrae de la atmósfera. Sin embargo, los nutrientes en el mar conforman la otra variable de este proceso. Si disminuyen los nutrientes disminuye la actividad biológica y con ella, la absorción de CO_2 por medio de los organismos vivos que residen en el mar.

Otro proceso importante que interacciona sobre los sedimentos de carbón en el mar son los debidos a los movimientos de los fondos marinos tanto en los fenómenos de hundimiento, como en los de su afloración (tectónica de placas).

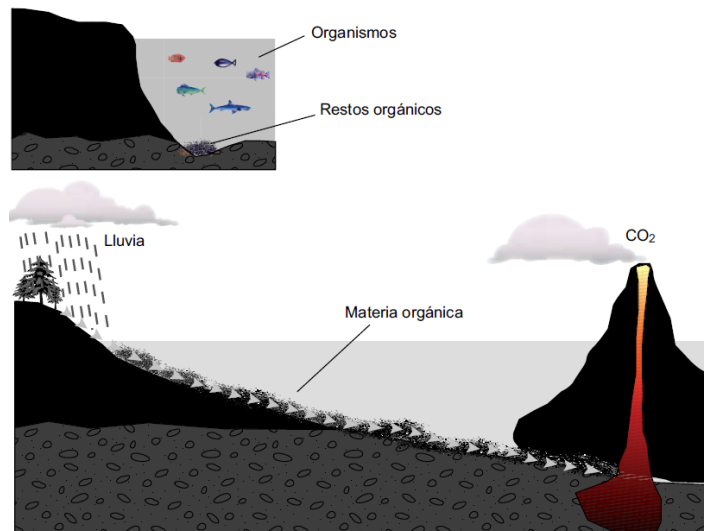


Figura 4.3 Ciclo de carbono en el mar.

Cuando el fondo del océano es empujado hacia el interior de la Tierra, el intenso calor extrae el dióxido de carbono de las calizas y acaba en las cámaras de magma de los volcanes. Las erupciones de éstos devuelven a la atmósfera parte del CO_2 extraído, y así, los volcanes contribuyen al equilibrio del CO_2 en la atmósfera.

Otro fenómeno se debe a que el CO_2 reacciona con las aguas de la lluvia, formando ácido carbónico débil, que disuelve minerales como el calcio y la sílice de las rocas terrestres. Los ríos transportan estos materiales al océano donde son absorbidos por los organismos marinos (con lo que construyen sus esqueletos y caparazones).

Cuando la Tierra se calienta, más agua se evapora de los océanos y más lluvias se producen. En consecuencia, más CO_2 se extrae de la atmósfera, que acaba en forma de calizas en el fondo del mar.

Cuando la Tierra se enfría, menos agua se evapora y menos lluvia, es decir, se extrae menos CO_2 de la atmósfera. Los volcanes devuelven este CO_2 , de manera que este ciclo mantiene la temperatura en la Tierra en los límites tolerables por los seres vivos que la pueblan.

4.2.4 LOS EFECTOS DE LA EXPLOTACIÓN DE LAS ENERGÍAS FÓSILES SOBRE LAS PERSONAS.

La utilización de las fuentes de energía (desde su extracción hasta su utilización, pasando por todas las transformaciones intermedias) tiene repercusiones sobre las personas, bien directamente, bien por las variaciones generadas en la biosfera y el medioambiente. Desgraciadamente, siempre con efectos negativos.

Desde luego, no todas las fuentes de energía tienen los mismos efectos, yendo desde unos muy ligeros, como es el caso de todas las energías renovables, hasta los más severos (por sus resultados y su duración), como los derivados del uso de la energía nuclear o de los combustibles fósiles.

Entre los efectos negativos de la explotación de las diferentes fuentes de energía pueden mencionarse:

- Sobre la salud humana:
 - ✓ De corto alcance (varias enfermedades).
 - ✓ De largo alcance (cáncer, etc.).
 - ✓ Impactos intergeneracionales (daños genéticos).
- Sobre la calidad de vida:
 - ✓ Pérdida de calidad por humos, suciedad, etc., especialmente en ciudades.
 - ✓ Problemas psicosomáticos.
- Sobre el empleo:
 - ✓ Por ejemplo, destrucción de empleos en la agricultura.
- Sobre la distribución poblacional:
 - ✓ Movimientos migratorios originados por inundaciones, sequías, etc.
- Sobre las generaciones futuras:
 - ✓ Pérdida de recursos de todo tipo, incluyendo la biodiversidad actual.

4.2.5 LOS EFECTOS DE LA EXPLOTACIÓN DE LAS ENERGÍAS FÓSILES SOBRE LA ATMÓSFERA.

4.2.5.1 CAMBIO CLIMÁTICO.

Como se ha dicho, el proceso de fotosíntesis, actuando durante miles de millones de años, extrajo el CO_2 de la atmósfera hasta la concentración actual de 0.032%, al tiempo que liberaba oxígeno hasta la concentración actual de 2% en volumen.

El resultado es un delicado equilibrio entre producción y consumo de CO_2 , producción y consumo de O_2 y radiación incidente e irradiada.

Desde los años 1850 y mucho más en la actualidad, la combustión de estos combustibles fósiles está haciendo retornar a la atmósfera el CO_2 anteriormente retirado de ésta por las plantas y animales, y, en consecuencia, perturbando el delicado equilibrio del ecosistema actual, extremadamente adaptado a unas peculiares condiciones climáticas.

Un radical cambio climático no eliminaría la vida sobre la Tierra: las bacterias y algunos insectos sobrevivirían a unas condiciones extremas. Lo que peligró es la biodiversidad actual.

Las burbujas de aire atrapadas en glaciales formados hace 160 000 años muestran una proporción de CO_2 entre 180 y 280 *ppm*. En el año 1960, la proporción se había elevado a 350 *ppm*. Si la emisión de CO_2 a la atmósfera continúa al ritmo del crecimiento actual (1.5 *ppm/año*), la proporción total se habrá doblado en el año 2100.

La consecuencia más importante de este aumento del CO_2 es un recalentamiento de la atmósfera (del orden de $0.3\text{ }^\circ C$ por década, es decir, $2 - 4.5\text{ }^\circ C$ en el año 2050), y en consecuencia: pérdida de las masas glaciales y expansión de las aguas oceánicas (aumento del nivel del mar con la inundación de grandes zonas costeras y deltas, actualmente habilitadas, desaparición de gran parte de Bangladesh y de los atolones del Pacífico, mientras que Holanda se verá forzada a aumentar la altura de su barreras de contención), y cambio climático generalizado, con todo lo que ello implica: incremento de las precipitaciones globales (pero con fuertes irregularidades entre diversas zonas y diferentes estaciones, aumentando las zonas desérticas), incremento de los fenómenos tormentosos (arrastrando el mar la capa de tierra vegetal —menos de 15 cm , y que ha tardado millones de años en formarse— y reduciendo

de forma dramática la producción agrícola), etc., con efectos más severos en áreas de Brasil, Perú, Sahel, sureste de Asia, China, España, etc.

No hay que olvidar que estos fenómenos potencian los incendios y destrucción de las selvas tropicales y ecuatoriales, hechos que están siendo otra causa importante del aumento del CO_2 en la atmósfera.

También tiene una cierta influencia como generador de efecto invernadero el metano (CH_4), pero la proporción en que se emite a la atmósfera (desde zonas pantanosas, vertederos, etc.) es muy pequeña.

En cualquier caso, los efectos son a largo plazo, puesto que el CO_2 emitido permanece en la atmósfera entre 50 y 200 años, mientras que el metano permanece un promedio de 15 años.

4.2.5.2 LLUVIA ACIDA.

Otro efecto colateral importante derivado de la combustión de los combustibles fósiles es la lluvia ácida. El carbón y también muchos tipos de petróleos, son ricos en azufre y nitrógeno.

La combustión del azufre produce dióxido de azufre (SO_2), que pasa a la atmósfera. Este, a su vez, se combina con el vapor de agua de la atmósfera y produce ácido sulfúrico (SO_4H_2), que da lugar a una lluvia ácida (en casos extremos, la lluvia puede alcanzar la acidez del vinagre).

Igualmente ocurre con los óxidos de nitrógeno (NO_2 y NO_3), que terminan convirtiéndose en ácido nítrico (NO_3H), con una permanencia en la atmósfera de 150 años.

Los suelos sobre los que cae esta clase de lluvia se acidifican y no pueden cultivarse nunca más. Los árboles quedan enfermos o destruidos por la acción de la lluvia sobre sus hojas —deforestación— (Figura 4.4).



Figura 4.4 Bosque destruido por la lluvia ácida.

Sin embargo, donde la lluvia ácida se hace más dañina es en los lagos y los ríos, pues al reducir el pH del agua (especialmente con la formación de óxidos de nitrógeno) éstos se convierten en poderosos nutrientes que hacen proliferar las algas, lo cual bloquea la luz solar que penetra en el mar, haciendo que disminuya el oxígeno disuelto en el agua, produciendo la asfixia de plantas y animales.

También son importantes las repercusiones sobre los materiales de edificios y obras de arte, pinturas y barnices, etc.

4.2.5.3 LA DESTRUCCIÓN DE LA CAPA DE OZONO.

El ozono (O_3) es una molécula inestable, formada por tres átomos de oxígeno (una molécula y un átomo separado). Se forma cuando el oxígeno de las altas capas de la atmósfera (30 ó 40 km) absorbe la radiación solar ultravioleta (de alta energía, capaz de romper sus enlaces químicos). El átomo de oxígeno desprendido de la molécula rota puede unirse a otro átomo similar, formando de nuevo una molécula de oxígeno (O_2), o unirse a otra molécula de oxígeno formando una de ozono.

La concentración de ozono en la atmósfera es muy baja, si fuera una capa que rodease la Tierra tendría 3 milímetros de espesor (Figura 4.5).

El mecanismo que produce la destrucción (mejor, no formación) del ozono se basa en la presencia en la alta atmósfera de sustancias como los óxidos de nitrógeno (producido en la combustión del carbón y el petróleo) y, especialmente, los clorofluorcarbonados (CFC) y compuestos halógenos (introducidos en los sistemas frigoríficos y de aire acondicionado, aerosoles, etc.).

Estos productos fijan el átomo libre de oxígeno que normalmente daría lugar a una molécula de ozono, impidiendo que ésta se forme.

Además, los CFC absorben una elevada cantidad de radiación infrarroja —10 000 veces más que la molécula de CO_2 — que en parte irradian hacia la Tierra, aumentando el efecto invernadero.

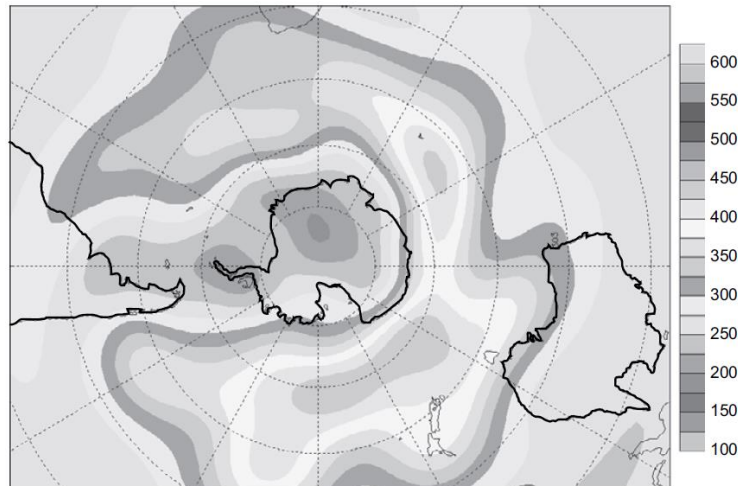


Figura 4.5 La capa de ozono en la Antártida.

El papel del ozono es fundamental para mantener la vida sobre la Tierra, al proteger a los seres vivos de los problemas causados por las dañinas radiaciones ultravioletas, entre los que cabe destacar: problemas oculares en personas y animales (cataratas, ceguera), cáncer de piel, perturbaciones del sistema inmunológico, disminución de cosechas (maíz, soja, etc.), disminución del fitoplancton (alteración en la cadena alimentaria marina), perturbaciones del clima (enfriamiento de la estratosfera), etc.

4.2.6 LOS EFECTOS DE LA EXPLOTACIÓN DE LAS ENERGÍAS FÓSILES SOBRE EL SUELO Y LAS AGUAS.

Otros impactos medioambientales importantes derivados del uso de los combustibles fósiles se refieren a la contaminación directa de tierras y mares, (especialmente grave esta última), originada tanto en la fase de extracción como en la de transporte, así como por la lluvia ácida, al caer sobre el mar.

De excepcional importancia son los impactos derivados de la contaminación producida por los combustibles radioactivos empleados en las centrales nucleares.

Al margen de accidentes que puedan generarse en las propias centrales (Chernobil, Three Mile Island, etc.), el problema principal es el de almacenamiento de los residuos, tanto por su cantidad, como porque algunos de ellos permanecerán radiactivos por miles de años.

Constituyen una peligrosa herencia que esta civilización va a legar a las futuras, colocando sobre el planeta un conjunto de materiales letales que no se encontraban en estado natural.

4.2.7 EL IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

En cuanto a las energías renovables, su impacto es mínimo sobre el medio ambiente (excepto la energía hidráulica, cuya captación exige la construcción de grandes pantanos, los cuales pueden presentar elevados efectos negativos, solo que a escala local).

En la evaluación de los impactos solo pueden incluirse los derivados de la fase de fabricación de los sistemas y equipos de conversión y transporte de estas energías (altos hornos en la fabricación del acero u otros materiales, fabricación de los componentes, etc.). Obviamente, los mismos impactos tienen también la fabricación de los equipos para la explotación de las energías no renovables.

En este contexto es donde se producen los mayores impactos de las energías renovables, que en todo caso son muchísimos menores que el de las no renovables por las mismas causas.

La Tabla 4.1 muestra la emisión de contaminantes (Tn/GWh) en la generación de energía eléctrica por diferentes métodos, considerando el ciclo total de la generación: extracción del recurso, construcción de los equipos y operación de la planta.

Fuente de energía	CO ₂	NO ₂	SO ₂	TSP	CO	HC	NU	Total
Carbón	1.058,2	2,986	2,971	1,626	0,267	0,102	NA	1.066,1
Gas natural	824	0,251	0,336	1,176	TR	TR	NA	825,8
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,641	12,3
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017	0,003	0,002	NA	5,9
Biomasa	0 (*)	0,614	0,154	0,512	11,361	0,768	NA	13,4
Geotérmica	56,8	TR	TR	TR	TR	TR	NA	56,8
Eólica	7,4	TR	TR	TR	TR	TR	NA	7,4
Solar térmica	3,5	TR	TR	TR	TR	TR	NA	3,6
Hidráulica	6,6	TR	TR	TR	TR	TR	NA	6,6

TSP: Partículas suspendidas totales.

NA: No aplicable.

TR: Trazas de elementos.

HC: Hidrocarburos.

NU: Nuclear.

(*) Suponiendo cerrado el ciclo de carbono.

Tabla 4.1 Emisión de contaminantes en la generación de energía eléctrica.

4.2.8 ACTUACIONES CORRECTORAS. PROTOCOLO DE KIOTO.

En cuanto a las acciones correctoras, y en lo que al incremento del CO₂ en la atmósfera se refiere (y del SO_x y NO_x), una rápida y exigente política mundial de reducción de estos gases vertidos a la atmósfera tardará muchos años en hacer sentir sus efectos.

Ello significa que los efectos negativos seguirán adelante durante muchos años más, y curiosamente, muchos más que la duración de las propias reservas de petróleo y gas, lo cual significa que la disminución de la emisión de gases de efectos invernadero vendrá impuesta no solo por los acuerdos que a nivel internacional se adopten, sino simplemente por el agotamiento de estas fuentes de energía.

Consciente de la gravedad de este problema, la Comunidad Internacional inició en 1992 una primera «Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático», que entró en vigor en marzo de 1994 y que obligaba a los estados firmantes a establecer programas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la obligatoriedad de presentar informes periódicos a la «Conferencia de las Partes» (que fue el órgano creado para efectuar el seguimiento de la Convención).

También se recomendaba que los estados industrializados estabilizaran sus emisiones al nivel de 1990 (reconociendo así, implícitamente, al ser los responsables directos del efecto invernadero), al tiempo que pedían a las partes firmantes que colaboraran al desarrollo de los países no industrializados transfiriéndoles tecnologías, procesos y métodos que redujeran las emisiones contaminantes.

La Conferencia de las Partes (que se reúne anualmente), adoptó en 1997 un protocolo anexo a la Convención que vino a denominarse Protocolo de Kioto.

PROTOCOLO DE KIOTO.

Éste ya establece límites precisos a las emisiones de GEI en los países industrializados, que serán vinculantes para todos los firmantes, aun cuando se recoge la posibilidad de utilizar mecanismos flexibles, basados en el mercado, para la consecución del objetivo final, que era que entre 2008 y 2012 los países industrializados deberían reducir sus emisiones totales a un nivel inferior (en no menos del 5%) al de 1990.

El Protocolo diferencia las exigencias a los países desarrollados de los que están en vías de desarrollo, en función de la aportación histórica de los primeros al cambio climático, y a la necesidad de los segundos de realizar inversiones en tecnologías más costosas.

Los mecanismos de flexibilización (tendientes a conseguir una reducción de la contaminación a nivel planetario, al mínimo coste económico) son tres:

El Comercio de Derechos de Emisión (CDE), la Implementación Conjunta (IC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

El Comercio de Derechos de Emisión parte de la asignación a cada país de unos Derechos de Emisión, los cuales en la medida en que no sean agotados, permiten la comercialización de los excedentes. Por el contrario, si se sobrepasan tales derechos, el país infractor deberá pagar la correspondiente multa.

Con este mecanismo se pretende que los países más contaminantes inviertan en equipos y sistemas que reduzcan las emisiones, o compren esos derechos a otros países que no alcanzan su tasa de emisión, con lo cual estos pueden mejorar, o desarrollar, sus propios sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes.

Así mismo, los países que consigan reducir la emisión de GEI por debajo de su cuota podrán poner a la venta sus derechos restantes.

Con todo este mecanismo de multas y compraventas, cada país puede decidir qué prefiere o qué le conviene, en cada momento, y el resultado final deberá ser una reducción de la contaminación atmosférica a escala planetaria.

La Implementación Conjunta (IC) está encaminada a que empresas de países industrializados realicen proyectos de reducción de contaminación en otros países (industrializados o no) en los que sean menos costosas las inversiones encaminadas a reducir las emisiones.

Estas reducciones en otros países computan créditos adicionales de cara a cumplir los compromisos del Protocolo de Kioto (aumentar sus créditos asignados).

Como se ve, este mecanismo incentiva la reducción de emisiones a escala planetaria, sin importar donde se produce tal reducción.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) se diferencia del anterior en que la inversión de los países industrializados debe hacerse, necesariamente, en los países en vías de desarrollo que no tienen objetivos en el Protocolo de Kioto.

De acuerdo con esto, los países desarrollados que efectúan estas inversiones (menos contaminantes que las convencionales) en países en desarrollo pueden ver incrementados sus créditos y compensar así sus elevadas emisiones (no pagando la multa correspondiente, o pagando menos).

Como se ve, tanto los proyectos IC, como sobre todo los MDL, no solo pretenden disminuir las emisiones globales, sino alcanzar un desarrollo sostenible en los países de recepción.

Para que el Protocolo de Kioto tenga virtualidad jurídica (para que sea vinculante y exigible a las partes), es decir, para que entre en vigor, tienen que cumplirse dos condiciones:

- en primer lugar, debe ser ratificado por al menos el 55% de los países incluidos en la Convención Marco.
- En segundo lugar, entre los firmantes deberá haber un número mínimo de países industrializados responsables al menos del 55% de las emisiones totales de CO₂.

En el año 2003, el Protocolo lo habían firmado 119 países (más del 55% del total), pero los países industrializados firmantes solo alcanzaban el 44,2% de las emisiones totales de CO₂. No lo habían firmado ni los EEUU, responsable del 30,6%, ni Rusia, responsable del 17,4%. Tampoco Australia y Mónaco, entre los países más industrializados. Sin embargo, en el año 2004 ha sido firmado por Rusia, con lo cual el Protocolo ya está en vigor.

4.3 LOS COSTES DE LA ENERGÍA.

Antes de comenzar a hablar de los costes de la energía es preciso aclarar el significado de dos términos que a menudo se toman como sinónimos:

Coste: Es la cantidad a la que ha de venderse una unidad de energía (1 *kWh*) al usuario final para que se obtenga una rentabilidad aceptable (prevista) de la inversión (en equipos, redes de distribución, explotación, etc.).

Precio: Es la cantidad que en cada instante el mercado paga por 1 *kWh* de energía (o la cantidad a la que se compra el *kWh*).

El coste (o el precio) de la energía puede expresarse en $\$/kWh$ producido, aunque también suele expresarse en términos de potencia, o $\$/kW$ instalado. En este último supuesto ha de señalarse si el sistema está listo para conectarse a la red, o no.

Por ejemplo, en el caso de un aerogenerador se hablaría de $x \$/kWh$ el coste de la producción vertida en la red eléctrica, o de $y \$/kW$ el coste del aerogenerador colocado, pero sin conectar a la red, o $z \$/kW$ el coste del aerogenerador colocado y conectado a la red (pero sin costes de mantenimiento, por ejemplo).

Otro aspecto importante al hablar de costes de la energía se refiere a la consideración de costes internos y costes externos.

Los primeros son los inherentes al propio sistema energético, mientras que los segundos son aquellos que se derivan del impacto de la explotación de una fuente energética (y de todos los sistemas de transformación) sobre el medio circundante y los seres vivos (incluyendo las personas).

Finalmente, los costes de la energía también pueden englobarse en dos categorías: costes fijos (inversiones en equipos, instalaciones, etc.), y costes variables (combustibles, personal, etc.).

4.3.1 LOS COSTES INTERNOS. VARIABILIDAD.

El coste (interno) de la energía se compone de tres factores: los costes de capital, los costes de explotación (circulantes) y otros costes.

En los costes de capital se incluyen:

- ✓ Preparación (ingeniería de diseño e I+D e ingeniería de colocación (de la maquinaria en el terreno).
- ✓ Construcción (preparación del terreno, construcción de los equipos, transporte).
- ✓ Integración (instalación, puesta a punto, conexión a la red).
- ✓ Gestión del proyecto (supervisión, control de calidad).
- ✓ Inversión de soporte (capital).
- ✓ Seguros (de obra).

En los costes circulantes se incluyen:

- ✓ Operación (combustible, dirección y personal, alquileres, seguros).
- ✓ Mantenimiento (inspección, servicios, reparaciones, revisiones, stocks de recambios).

En otros costes se incluyen:

- ✓ Overheads (costes de la superestructura de la empresa tales como directivos, administrativos, alquileres de oficina, teléfono, etc.).
- ✓ Costes de finalización (desmantelamiento de los sistemas, en su caso).

Muchos de estos costes son variables y no inherentes al propio sistema energético, estando en relación con factores exógenos, como pueden ser el coste del dinero (préstamos, intereses), punto donde se materializa la inversión, número de unidades fabricadas de cada equipo, existencia de más o menos recursos en la fuente energética, etc.

4.3.1.1 COSTES DE LA ENERGÍA Y PRECIO DEL DINERO.

Cuando se realiza una inversión en un recurso o tecnología energética se invierte dinero. Tal acción lleva consigo la consideración de varios factores: Por un lado, los asociados a la variación temporal del precio del dinero, es decir, a la inflación.

Por otro, las otras oportunidades que podrían tenerse con el dinero disponible, es decir: la preferencia por invertir o no, o incluso, por invertir en otra cosa (coste de oportunidad), o el interés que pueden darnos (la tasa) en otro negocio (cédulas hipotecarias, por ejemplo).

Estos factores actúan en contraposición muchas veces: por ejemplo, si se invierten 100 euros, a un interés del 10%, se tendrán 110 euros, al final del primer año y 260 euros al cabo del décimo año.

Si la inflación del dinero fuera el 10%, el Valor Presente (real) al cabo de los 10 años sería solo de 100 euros. ¡No se habría ganado nada!

La inflación actúa sobre el precio del *kWh* en términos monetarios, pero no afecta al valor real (coste de obtención) de este.

Si se compra un automóvil en 10 000 euros de 2004 y se arregla y se vende en 15 000 euros en 2005, se habrían ganado 5 000 euros (50%). Si la inflación fuera del 10%, se habrían vendido en $15\,000 + (15\,000 * 0.1) = 16\,500$ euros, con lo cual se habrían ganado los mismos 5 000 euros de valor real, hoy.

En definitiva, y de acuerdo con esta variable, el coste de la energía (*kWh*) se calcula así:

1. Se dividen los costes de capital por el número de años en funcionamiento, y se calcula el valor presente para el año 0 (considerando inflación, intereses, etc.).
2. Se calcula el valor medio de los costes circulantes, y se actualizan para el año 0.
3. Se suman las dos cantidades anteriores y se dividen por el número de kWh que la máquina, central, etc. produce.

Se observa que el coste depende de la producción. En el caso de energías renovables, la correcta previsión de ésta es esencial para determinar su coste.

4.3.1.2 COSTES DE LA ENERGÍA Y RECURSOS DISPONIBLE.

El coste de la energía obtenida a partir de una fuente concreta (petróleo, carbón, nuclear, etc.) depende mucho de la cantidad del recurso que se encuentra disponible, y de la facilidad de acceso al mismo.

La variación del coste (en $\$/kWh$) en función de la disponibilidad del recurso (medida en $kWh/años$ extraídos) se representa en la curva de la Figura 4.6. En ella se ve cómo a partir de un coste inicial del recurso extraído, éste aumenta proporcionalmente a la cantidad extraída (correspondiente a la utilización de los recursos más accesibles) hasta que se llega a un punto a partir del cual el precio aumenta mucho más rápido que la cantidad del recurso extraído (utilización de los recursos menos accesibles). En el límite, cuando el recurso ya es muy escaso, el coste de la energía se dispara, hasta límites que el mercado no puede absorber (ello representaría el final de la extracción «económica» del recurso).

A representa la cantidad de recurso que puede ser explotado a menos de B $\$/kWh$.

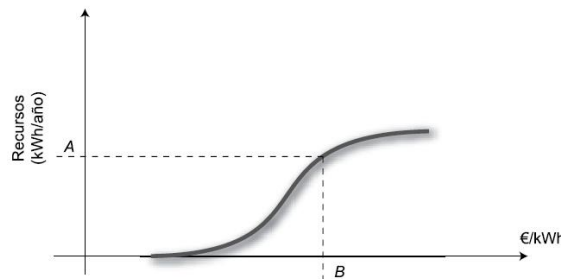


Figura 4.6 Variación del coste en función de la disponibilidad del recurso.

4.3.1.3 COSTES DE LA ENERGÍA Y NUMERO DE UNIDADES FABRICADAS.

Para muchos sistemas de captación de energía, especialmente las renovables, los costes de inversión varían fuertemente en función del número (y a veces el tamaño) de las unidades fabricadas de los sistemas de conversión (turbinas eólicas, paneles solares, etc.).

En general, esta variación del coste $\$/kWh$, frente al número de máquinas y equipos fabricados, es la mostrada en la Figura 4.7. El coste disminuye rápidamente al aumentar el número de unidades fabricadas, hasta estabilizarse en un valor mínimo.

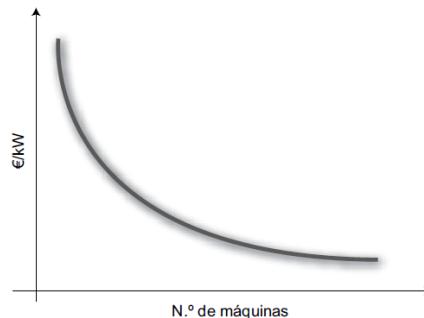


Figura 4.7 Variación del coste frente al número de máquinas y equipos fabricados.

4.3.1.4 COSTE Y LUGAR O PAÍS.

Otro aspecto que puede tener una cierta repercusión en el coste del kWh está relacionado con los costes de fabricación, de mano de obra, tasas e impuestos, precios del suelo, subvenciones y otras ayudas económicas en diferentes países o zonas.

4.3.2 LOS COSTES EXTERNOS.

Se consideran costes externos de la energía los costes de éstas tras pasados a terceros, que no los asume ni el vendedor ni el comprador, sino un tercero perjudicado (una persona que enferma, un ayuntamiento que debe hacer frente a la contaminación producida por la explotación de una fuente energética, etc.).

Entre estos costes externos, hasta ahora no incluidos en el coste de kWh , se encuentran:

- Costes de salud
 - ✓ Enfermedades leves.
 - ✓ Enfermedades graves.
 - ✓ Degeneraciones genéticas.
- Costes medioambientales
 - ✓ Daños en la flora.
 - ✓ Daños en la fauna.
 - ✓ Cambio climático.
- Costes a largo plazo debido al agotamiento del propio recurso energético (que no podrá ser usado por generaciones venideras):
 - Subsidios
 - ✓ A la investigación y desarrollo (I+D).
 - ✓ A la inversión.
 - ✓ Otros.
 - Costes imputables a la probabilidad de guerras.
 - ✓ Gastos militares.

- ✓ Gastos en seguridad.
- ✓ Proliferación de combustibles nucleares.
- Costes de contaminación radiactiva
- Costes psicosociales
- ✓ Desplazamiento de poblaciones (en la construcción o por accidente).
- ✓ Problemas psicosomáticos.

El problema reside en la dificultad de cuantificar gran parte de estos costes indirectos y de asignarles un valor monetario.

Por ejemplo, hasta ahora se ha podido determinar, con más o menos exactitud, por medio de complejas simulaciones y medios informáticos, la elevación de temperatura debida al cambio climático. Sin embargo, el nivel de daños causado por el mismo, y su coste, ha sido imposible evaluar.

4.3.3 LOS COSTES GLOBALES. IMPACTO SOBRE LA PENETRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

En una economía de mercado, el problema del reparto de recursos escasos en usos competitivos se resuelve por medio de los precios del mercado de los diferentes recursos. Ello implica que en el coste de cada recurso deben estar contemplados todos los costes del mismo, tanto internos como externos.

En particular, y hasta el momento presente, los costes totales de la energía no están reflejados en los precios de mercado, en la medida en que éstos no asumen los costes externos, que son traspasados a terceros.

Por ejemplo, la no consideración actual de los costes de la escasez de los combustibles fósiles está desplazando tal sumando a las generaciones venideras. La «baratura» de hoy será pagada a alto coste por las generaciones venideras.

En todo caso puede asegurarse que los precios actuales de la energía (especialmente las no renovables) están muy por debajo de su coste real y ello puede conducir a un consumo excesivo de éstas, que creará un gravísimo problema a las generaciones futuras. Aspecto este que no tiene importancia si se trata de energías renovables.

Por otro lado, la diseminación de una tecnología de producción energética está íntimamente relacionada con el precio de la energía producida. De esta forma, las energías renovables, como eólica y solar, debido a los bajos precios de las energías del carbón, petróleo y nuclear, han visto frenado su desarrollo.

Varios trabajos llevados a cabo indican que los beneficios sociales de las energías eólica y solar, medidos en términos monetarios, hacen comparables los costes de estas a los de la energía convencional.

En otras palabras, si al precio del coste convencional (obtenido a partir del carbón, petróleo o uranio) se le añaden los principales costes externos (no todos), su precio sería más elevado que el *kWh* producido con energía eólica y solar.

Otro aspecto que también debe ser resaltado es que los precios excepcionalmente bajos de los combustibles no renovables no incentivan el ahorro de éstos (o su uso más racional).

El precio de la gasolina y gasóleos de automoción, fuertemente sobrecargados por impuestos en la UE (sobre los costes de producción) actúan solo como un mecanismo recaudador (de impuestos), y no revierten sobre el fomento de la lucha contra la contaminación, la generación de sistemas de transporte alternativos o el abaratamiento de los costes de las energías renovables.

En la Figura 4.8 puede verse la influencia de los costes externos de la electricidad sobre la penetración en el mercado de las energías renovables (en este caso, la energía solar fotovoltaica en Alemania)

La curva (1) representa la evolución (temporal) del coste del *kWh* fotovoltaico (coste previsible según la tendencia actual, que depende, entre otras cosas, de la propia penetración en el mercado). La curva (2) representa la evolución previsible de los costes internos de la energía eléctrica producida con fuentes no renovables.

Las curvas (2') y (2'') representan el aumento de los costes anteriores si se añaden los costes externos, a un bajo nivel (solo algunos de estos costes) (2') o a su alto nivel (todos los costes) (2''). Como se observa en la figura, los costes se igualan en los puntos A, B, C, respectivamente, y es a partir de ahí de donde despegaría la energía solar fotovoltaica, que se volvería más competitiva.

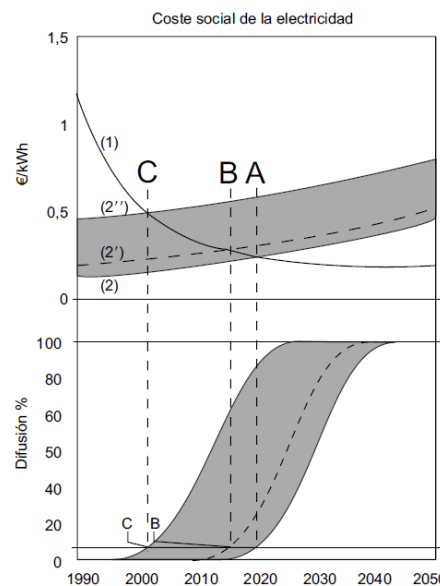


Figura 4.8 Penetración de las energías renovables.

En los tres casos, la penetración en el mercado seguiría la curva típica mostrada en la parte inferior de la figura, llegándose a una penetración máxima (propia, dentro de sus límites, y no respecto de la energía total en Alemania), en los años 2025, 2040 y 2045, respectivamente para los casos C, B y A.

CAPÍTULO 5.

5.1 CENTRALES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar. El silicio es la base de la mayoría de los materiales más ampliamente utilizados en el mundo para la construcción de células solares.

La corriente eléctrica generada a partir de la energía solar fotovoltaica tiene actualmente distintas aplicaciones. Por un lado, se encuentran las aplicaciones más tradicionales, cuyo objetivo es proporcionar energía eléctrica a zonas aisladas con deficiencias en el abastecimiento eléctrico convencional (electrificación de viviendas generalmente aisladas, bombes, sistemas de señalización vial, sistemas de comunicaciones, sistemas agro ganaderos, etc.) (Figura 5.1).

Un segundo tipo de aplicación consiste en la inyección de energía eléctrica en las redes eléctricas (Figura 5.2). En un tercer bloque pueden incluirse aquellas aplicaciones específicas, las cuales abarcarían desde el suministro de energía a satélites artificiales (Figura 5.3) hasta la alimentación de automóviles (Figura 5.4), relojes, radios o calculadoras de bolsillo.



Figura 5.1 Faro asistido con células fotovoltaicas.



Figura 5.2 Paneles fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.



Figura 5.3 Satélite artificial.



Figura 5.4 Automóvil accionado por energía solar fotovoltaica.

Desde el punto de vista de su capacidad para conducir la electricidad los materiales se clasifican en conductores y en aislantes.

En los materiales denominados conductores sus átomos disponen de electrones en su capa más externa (electrones de valencia), que no están muy ligados al núcleo y, por tanto, se pueden desplazar fácilmente de un átomo a otro; basta que exista una pequeña diferencia de potencial.

En los materiales aislantes los electrones de valencia están fuertemente atados al núcleo, por tanto, para poder desplazarse requieren de grandes diferencias de potencial.

Entre estas dos clases de materiales se encuentran los denominados semiconductores. Los electrones de valencia de los materiales semiconductores de una célula solar fotovoltaica presentan una cierta ligazón con el núcleo, pero son arrancados por la energía de los fotones de la radiación solar que incide sobre ellos. Este fenómeno se denomina efecto fotovoltaico.

De forma general, pueden señalarse los siguientes subsistemas componentes empleados en esta tecnología (Figura 5.5):

- Subsistema de captación.
- Subsistema de almacenamiento.
- Subsistema de regulación.
- Subsistema convertidor de corriente.

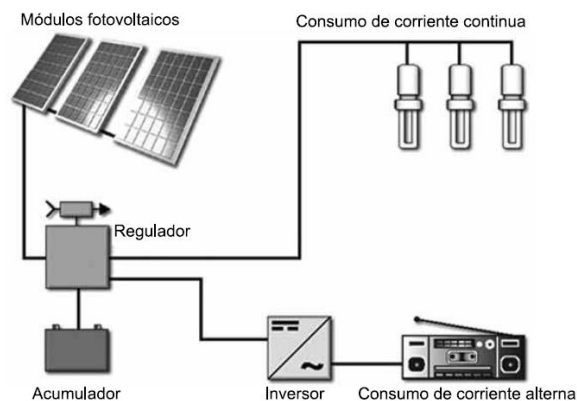


Figura 5.5 Esquema conceptual de una instalación solar fotovoltaica.

El **subsistema de captación** está constituido por el panel fotovoltaico, el cual tiene como función convertir la radiación solar que incide sobre él en electricidad. El panel, cuya superficie más habitual se encuentra entre $0.5 m^2$ y $0.8 m^2$, está integrado por un conjunto de células fotovoltaicas que se conectan en serie y paralelo con el propósito de lograr, para una radiación dada, unos determinados niveles de tensión e intensidad eléctrica. Asimismo, la estructura del panel proporciona resistencia mecánica y estanqueidad a las células, facilita la evacuación del calor de las mismas, incrementando así su rendimiento, y favorece la optimización de la captación de la radiación solar (Figura 5.6).

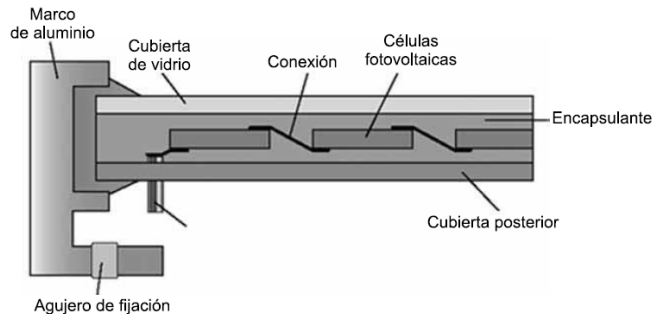


Figura 5.6 Componentes de un panel fotovoltaico.

El **subsistema de almacenamiento** tiene como función almacenar la energía eléctrica generada que no está siendo utilizada por el consumidor, ya que al ser la radiación solar variable no podría garantizarse, en el caso de ausencia de este subsistema, el suministro de energía en todo momento.

El sistema de almacenamiento está compuesto por baterías conectadas en serie o en paralelo. De los distintos tipos de baterías que pueden ser empleadas, las de plomo ácido son las que mejor se adaptan a este tipo de generación, de hecho, más del 90% del mercado corresponde a este tipo de baterías.

El **subsistema de regulación** tiene como función evitar que las baterías reciban más energía que la máxima que éstas son capaces de almacenar y prevenir las sobrecargas que agotarían en exceso la carga de las mismas.

El **subsistema convertidor** de corriente es el encargado de adaptar la energía producida por el panel fotovoltaico o la almacenada en las baterías, que es de tipo continuo, al tipo de energía, continua o alterna, solicitada por las cargas. En el caso de que la carga requiera consumir corriente alterna, el convertidor consiste en un inversor, el cual transforma la tensión e intensidad continuas en tensión y corriente alternas.

Los cuatro subsistemas citados anteriormente son para instalaciones con carácter general. El concurso de todos, o de parte de ellos variará en función de las diferentes configuraciones que existen, los dos grupos más destacables son las instalaciones autónomas y las instalaciones conectadas a red, éstas pueden ser principalmente en formato de plantas solares fotovoltaicas o huertas solares.

No es posible cerrar este apartado sin mencionar el despegue que ha supuesto para la generación de la energía solar fotovoltaica las llamadas huertas solares.

Son centrales de generación eléctrica a partir de la tecnología fotovoltaica que, al abrigo de las subvenciones de los diferentes reales decretos con primas al sector, han irrumpido con gran fuerza en el panorama energético, solo en España en los nueve primeros meses del año 2008 se ha montado 1 GW de fotovoltaica, más del doble del conjunto de la potencia instalada en toda la historia anterior de la vida de esta tecnología (actualmente existen ya 338 parques de más de 1 MW, que suman 1.45 GW).



Figura 5.7 Huerta solar de Milagro (Navarra), 7243 kW. [Cortesía de Acción Energía].

5.2 ORIGEN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Edmund Becquerel, un físico francés, fue el primero en descubrir en 1839 que ciertos materiales podían generar pequeñas corrientes eléctricas cuando eran expuestos a la luz, sucedió cuando experimentaba con dos electrodos metálicos en una solución conductora, y apreció un aumento de la generación eléctrica con la luz.

El siguiente paso lo dio en 1873 Willoughby Smith al observar el efecto fotovoltaico que ya descubriera Bequerel, pero esta vez en un medio sólido como el selenio. Sin embargo, se necesitaron a partir de aquí todavía más de 100 años para que la tecnología solar fotovoltaica alcanzase un grado de desarrollo que permitiese su uso en aplicaciones prácticas.

Este último hallazgo condujo en 1977 a W. G. Adams y R. E. Day a producir su primera célula fotovoltaica fabricada en este tipo de material.

Entre medias, no se puede olvidar el premio Nobel ganado por Albert Einstein en 1921, por sus teorías de 1904, en las que explicaba el efecto fotovoltaico. Estudios que facilitaron que en 1954 los investigadores D. M. Chaplin, C. S. Fuller y G. L. Pearson de los laboratorios Bell produjesen su primera célula de silicio, de la que se obtenía energía eléctrica directamente de la luz solar con eficiencia suficiente para hacer funcionar una radio a transistores. Esta primera célula tenía una eficiencia del 6%.

Los programas de exploración espacial han jugado un papel primordial en el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica, ya que los paneles fotovoltaicos han constituido fuente primaria de energía en los satélites.

Siguiendo el curso de la carrera espacial, las aplicaciones de las células fotovoltaicas empiezan a tener una repercusión relevante en el desarrollo de prototipos de naves espaciales enviadas a la órbita terrestre (Figura 5.8). Así, en 1955, Hoffman Electronic produce elementos solares para aplicaciones espaciales alcanzando en pocos años unos rendimientos de sus células de 8%. Con ello se consigue que en 1958 sea lanzado al espacio el *Vanguard I*, el primer satélite alimentado con energía solar, el cual llevaba $0.1 W$ en una superficie aproximada de $100 cm^2$, capaz de alimentar un transistor de $5 mW$.

Este hecho llevó a lanzar en 1962 el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el *Telstar* con una potencia fotovoltaica de 14 W.

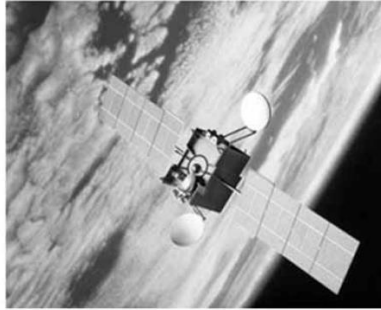


Figura 5.8 Satélite de telecomunicaciones Anik.

El siguiente paso en la carrera espacial se empezó a dar en 1979 cuando las sondas *Viking* se posaron en la superficie marciana, en la actualidad existe un apogeo por conocer más datos de la superficie de Marte, por ello se han enviado más sondas para tal misión como son: la *Mars Observer* y los vehículos *Opportunity* y *Spirit*, como antes lo hizo el *Sojourner*. Respecto al rendimiento actual de algunas células fotovoltaicas, un consorcio japonés ha presentado una célula solar con una eficacia del 36.5 %, construida con los semiconductores indio, galio y germanio.

5.3 POTENCIAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

La energía fotovoltaica no es la única manera de obtener energía eléctrica del sol. Quizás no seamos conscientes de que buena parte de nuestras fuentes de energía eléctrica actuales, aparentemente sin relación con el sol, también obtienen su energía a partir de los fotones que nos llegan de éste, así, por ejemplo:

- Hace millones de años, las plantas, mediante fotosíntesis, atraparon la energía solar en forma de moléculas orgánicas que nos han llegado hasta hoy en sus cuerpos fosilizados en forma de petróleo, carbón, etc.; es la energía fósil.
- En el contexto de la energía eólica, el viento mueve unas aspas acopladas a un generador eléctrico. Esta energía también procede, en último término del sol, ya que el viento se debe a la diferencia de presión que se producen por el hecho de que unas regiones hayan sido calentadas por el sol más que otras.
- Mediante la energía hidráulica se aprovecha la energía potencial gravitatoria del agua almacenada a alturas superiores a la del nivel del mar para mover también los generadores, y es de nuevo el sol el que, al evaporar el agua de los mares, aumenta la energía potencial del agua.

Sin embargo, todas las fuentes de energía mencionadas producen energía eléctrica de forma indirecta a partir de los fotones del Sol. Por el contrario, la energía solar fotovoltaica produce la electricidad directamente.

En la Figura 5.9 podemos ver el espectro solar, que no es el mismo en todas las partes de la Tierra y ni siquiera es el mismo en un punto determinado ya que, por ejemplo, cambia con las horas del día.

La luz blanca del sol está formada por la unión de los colores del arco iris, cada uno con su correspondiente longitud de onda. Los colores van del violeta (330 nm) hasta el rojo (770 nm) el detalle de la distribución espectral aproximada de la zona marcada como visible en la Figura 5.9 se puede apreciar en la Figura 5.10 y en la Tabla 5.1.

En el espectro aparecen colores, el color azul está formado por fotones cuya longitud de onda está comprendida entre 450 nm y 550 nm (Figura 5.10); el verde por fotones cuya longitud de onda está entre 500 nm y 570 nm; el rojo entre 610 nm y 830 nm, etc.; es conveniente saber que los fotones azules son más energéticos que los rojos; obsérvese que la zona en la que se produce el pico de los espectros corresponde a colores cuya longitud de onda se puede ver. El diseño de una célula solar no es el mismo si tiene que convertir fotones que proceden de un espectro muy cargado en fotones rojos que si lo está de azules, esta situación se acentúa en las células tándem.

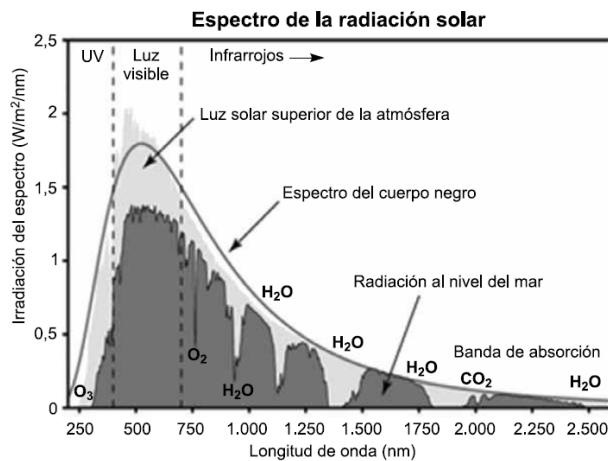


Figura 5.9 Irradiación espectral.

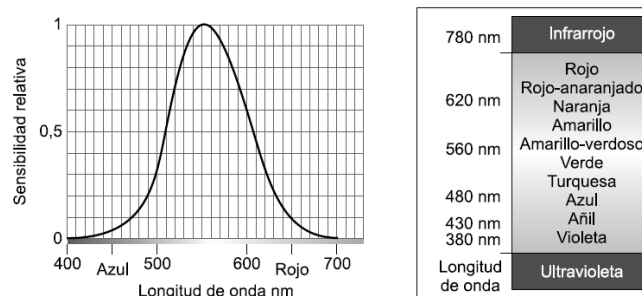


Figura 5.10 Distribución espectral de longitudes de onda en la zona visible.

Color	Longitud de onda (nm)
Violeta	380-436
Azul	436-495
Verde	495-566
Amarillo	566-589
Naranja	589-627
Rojo	627-770

Tabla 5.1 Distribución espectral de la luz blanca del sol.

La radiación emitida por el Sol en todas las direcciones es, en parte, interceptada por la Tierra, de forma que puede definirse una magnitud llamada constante solar, G_{SC} , como la energía por unidad de tiempo y unidad de superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación, para la distancia media entre el Sol y la Tierra.

El valor de la constante solar puede estimarse suponiendo el Sol como un cuerpo negro a una temperatura de $5\,762\text{ °K}$; se obtiene así un valor de la constante solar de $1\,359\text{ W/m}^2$. La determinación experimental mediante el uso de satélites permite aceptar un valor de $1\,353\text{ W/m}^2$.

A causa de las pérdidas intrínsecas debidas a la propia naturaleza física del efecto de conversión fotovoltaica que tiene lugar en la célula solar, principalmente, y también por las diferentes pérdidas propias de las características constructivas y geométricas del módulo fotovoltaico, aproximadamente el 85 % de la energía solar incidente sobre éste se pierde irremisiblemente en forma de calor, porcentaje que puede elevarse hasta el 90 % o más en el caso de los módulos de silicio no cristalino o amorfo, de menor eficiencia.

Así pues, actualmente y con carácter general puede afirmarse que, en el mejor de los casos, únicamente el 15 % de la energía solar será transformada en energía eléctrica en el módulo solar. Esto constituye una importante limitación para la utilización de paneles fotovoltaicos, puesto que la superficie que se precisa para obtener una potencia eléctrica determinada es, como veremos, bastante grande.

Aunque debe tenerse en cuenta que también es mucha la superficie disponible para hacerlo posible, por citar espacios hoy no utilizados: tejados de edificios y naves industriales, zonas de secano o desérticas, etc.

Así, en las horas centrales de un día despejado y de atmósfera limpia, y supuesto que el panel solar esté dispuesto con una inclinación y orientación adecuadas, la irradiancia incidente en el mismo puede ser del orden de 1 kW/m^2 , pero incluso en esas condiciones ideales no se puede esperar obtener más de 150 W de potencia eléctrica neta en un panel de 1 m^2 de superficie, cantidad que se reduce apreciablemente cuando las condiciones no son tan favorables ya que estas cifras que se reducen a las dos terceras partes si se refieren a un día despejado de invierno, debido a que entonces la trayectoria del sol es más corta y se eleva menos sobre el horizonte.

En cualquier caso, la presencia de nubes haría disminuir muchísimo más la cantidad de electricidad que el panel podría generar, siendo prácticamente despreciable a efectos prácticos cuando el cielo está densamente cubierto, como por ejemplo los días lluviosos.

Considerando, como ya se ha apuntado, que no toda la energía eléctrica generada en el panel se aprovecha para el consumo, ya que también existen diversas pérdidas en los restantes elementos y partes de la instalación, se puede concluir que se necesita una muy considerable superficie de paneles en relación con la cantidad de energía eléctrica requerida.

Puesto que el coste de una instalación fotovoltaica es aproximadamente proporcional (salvo en casos singulares) a la cantidad y tamaño de los paneles instalados, se comprende la importancia de:

1. La necesidad de efectuar un minucioso estudio previo para evaluar las necesidades energéticas reales, como un primer paso para saber si la instalación fotovoltaica es o no viable, en función del presupuesto disponible.
2. Dimensionar la instalación, y particularmente la potencia nominal del campo de paneles, siguiendo un método de cálculo riguroso y fiable, a fin de lograr un equilibrio entre la lógica pretensión de minimizar los costes y la confianza, hasta un límite razonable, en que la instalación satisfará los requerimientos exigidos incluso en períodos desfavorables.

En cualquier caso, como ya se apuntó en el capítulo anterior, la energía primaria depositada por el sol sobre el suelo en una zona de buena insolación equivale a una «lluvia» de 20 *cm* de petróleo por m^2 cada año; 1.2 *barriles* /(*año * m²*). Integrada sobre toda la superficie terrestre supone unas 8 000 veces el equivalente de toda la energía primaria consumida en el mundo. Con un rendimiento (conservador) de transformación de radiación en electricidad del 10 %, bastaría con un 1 – 2 % de las superficies desérticas (7% del total) para generar toda esa energía. La energía solar es dispersa pero abundante.

La hipótesis avanzada de EPIA/Greenpeace muestra que en 2030 los sistemas FV podrían generar aproximadamente 2 600 *TWh* de electricidad en todo el mundo. Esto significa que se produciría en el mundo suficiente energía solar para suministrar más de la mitad de las necesidades de electricidad actuales de la UE, o para reemplazar 450 plantas de combustión de carbón (de un tamaño medio de 750 *MW*).

La capacidad instalada global de los sistemas de energía solar podría llegar a los 1 800 *GW* en 2030. Aproximadamente el 73% de esta capacidad estaría en el mercado conectado a la red, principalmente en países industrializados. Suponiendo que el consumo medio por hogar de 2.5 miembros fuera de 3 800 *kWh*, el número total de personas que generarían entonces su electricidad a partir de un sistema solar conectado a la red llegaría a 1 280 millones.

Aunque en la actualidad los mercados clave se encuentran situados principalmente en el mundo industrializado, un cambio global haría que el nuevo mundo en vías de desarrollo adquiriera una cuota significativa en 2030.

Como los sistemas tienen un tamaño mucho más pequeño que los sistemas conectados a la red, y la densidad de población es mayor, esto significa que en esa poca usarían electricidad solar hasta 3 200 millones de personas en los países en vías de desarrollo. Esto representaría un adelanto importantísimo para la tecnología con respecto a su estado emergente actual.

5.4 TECNOLOGÍAS PARA APROVECHAR LA ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA.

5.4.1 FUNDAMENTOS FÍSICOS DE LA CÉLULA SOLAR.

5.4.1.1 EL ÁTOMO.

De forma muy sencilla pero no menos rigurosa, puede afirmarse que, en esencia, la constitución del átomo, refiriéndose al aspecto eléctrico, consta de un determinado número de protones con carga positiva en el núcleo y una cantidad igual de electrones, con carga negativa, girando en diferentes órbitas en el espacio, que reciben el nombre de envoltura. En la Figura 5.11 se muestra el átomo de nitrógeno, con siete electrones girando en sus órbitas y siete protones concentrados en su núcleo.

Cada cuerpo simple se diferencia de los demás en el número de electrones y protones que contiene. Así, el hidrógeno posee un electrón y un protón; el litio, tres protones y tres electrones; el carbono, seis protones y seis electrones, etc.

Los electrones giran en órbitas casi elípticas, en cada una de las cuales y según su proximidad al núcleo solo pueden existir un número máximo de electrones. El número máximo de electrones que se pueden alojar en cada órbita es $2n^2$, siendo n el número de órbita.

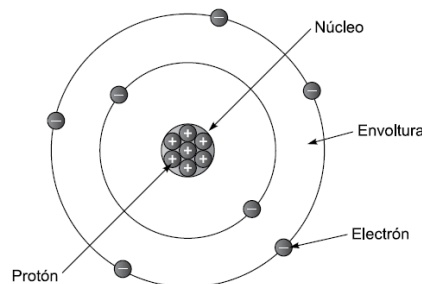


Figura 5.11 Átomo de hidrógeno.

Así, en la 1ª órbita más cercana al núcleo, llamada órbita *K*, caben como máximo 2 electrones; en la 2ª o *L* caben 8; en la 3ª o *M*, 18; en la 4ª, 32.

De esta forma, el átomo del cuerpo simple llamado sodio, que contiene en su núcleo 11 protones, dispone de 3 órbitas, existiendo dos electrones en la 1ª, ocho en la 2ª y uno solo en la 3ª; es decir, que los electrones van llenando las órbitas hasta su

capacidad máxima, comenzando por la primera. En la Figura 5.12 se muestra la estructura del átomo de sodio comentado.

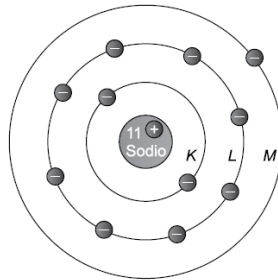


Figura 5.12 Estructura del átomo de sodio.

Atendiendo a la carga eléctrica, los átomos se pueden clasificar en positivos, negativos y neutros.

Los átomos de los elementos simples, cuando están completos, son neutros, puesto que contienen igual cantidad de electrones que de protones; pero dado que los electrones de la última órbita son los más alejados del núcleo y perciben menos su fuerza de atracción, pueden salirse de dicha órbita, denominada periférica o de valencia. Así, en el átomo de litio, de 3 electrones y 3 protones, si escapa el electrón que posee en la órbita 2^a o L, deja al átomo cargado positivamente por contener 2 electrones y 3 protones; si, por el contrario, en el átomo hubiese alojado en la órbita L un electrón libre exterior, el átomo habría adquirido carga negativa. Estos átomos, a los que se les ha desprovisto de algún electrón o lo han capturado en su última órbita, se les denomina iones y en la Figura 5.13 se muestran los dos ejemplos comentados.

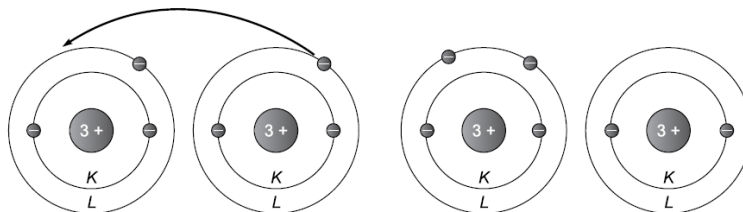


Figura 5.13 Izquierda dos átomos neutros, derecha ion negativo e ion positivo.

5.4.1.2 ÁTOMOS ESTABLES E INESTABLES.

Atendiendo al número de electrones de que disponen los átomos en la órbita periférica, éstos se clasifican en estables e inestables.

Se llama átomo estable el que tiene completa de electrones su última órbita o al menos dispone en ella de 8 electrones.

Así, el helio, con 2 electrones y 2 protones, y el neón, con 10 protones y 10 electrones, son átomos estables por tener completas sus órbitas de valencia, y su distribución queda expuesta en la Figura 5.14.

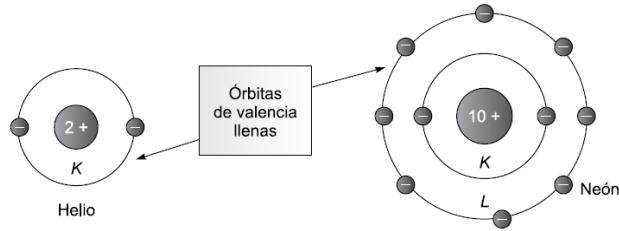


Figura 5.14 Átomos estables al tener llena su órbita de valencia.

Los átomos inestables, que son los que no tienen llena su órbita periférica ni tampoco 8 electrones en ella, tienen una gran propensión a convertirse en estables, bien desprendiendo los electrones de valencia o bien absorbiendo del exterior electrones libres hasta completar la última órbita; en cada caso realizarán lo que menos energía suponga. Por ejemplo, en el átomo de litio de 3 electrones y 3 protones, será menos costoso desprenderse del electrón que existe en la órbita de valencia, que absorber en ella 7 electrones para completarla Figura 5.15. Un caso opuesto sucede en el flúor, que, con 9 electrones y 9 protones, le es más fácil completar su órbita periférica, L, absorbiendo un electrón que no desprender los 7 que posee en ella (Figura 5.15).

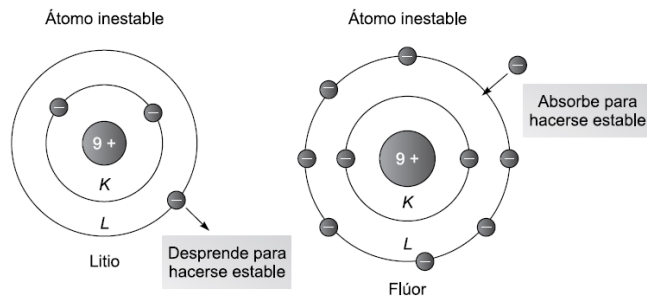


Figura 5.15 Átomos inestables.

5.4.1.3 CUERPOS CONDUCTORES Y AISLANTES.

Los cuerpos conductores son aquellos cuyos átomos permiten fácilmente el paso de electrones a su través.

El átomo de cobre (*Cu*), que posee 29 electrones y 29 protones, disponiendo de un solo electrón en su 4ª órbita N; será, por tanto, un átomo inestable y tendrá una gran tendencia a desprenderse del electrón de la última órbita.

En la figura se presenta la estructura atómica del cobre y, a su izquierda, el símbolo simplificado, en el que solo se representa la última órbita (Figura 5.16).

Al aplicar una diferencia de potencial a un cable de cobre, el terminal positivo atrae fácilmente electrones de los átomos de *Cu* cercanos y que están deseando soltarlos para hacerse estables, mientras que estos mismos átomos, al quedar cargados positivamente, absorben electrones de los átomos que están junto a ellos, repitiéndose el proceso hasta que los átomos conectados al terminal negativo, habiendo perdido su electrón periférico, lo recuperan de dicho terminal, que se los proporciona.

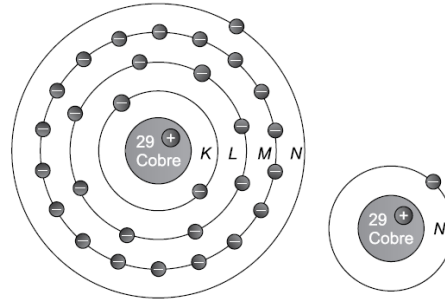


Figura 5.16 Cuerpo conductor estructura atómica del cobre.

Para comprender mejor y más simplificada la formación de la corriente eléctrica a través del Cu , se supone que el cable posee solo 4 átomos, según se muestra en la Figura 5.17.

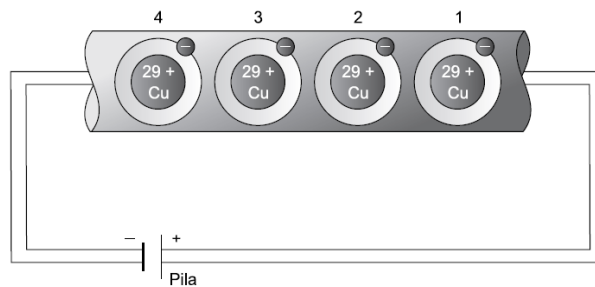


Figura 5.17 Corriente eléctrica a través del cobre.

El átomo número 1 desprende fácilmente su electrón periférico al ser atraído por el borne positivo de la pila. Al mismo tiempo, dicho átomo queda cargado positivamente y del átomo número 2 absorbe el electrón periférico; éste lo absorbe del número 3; éste del número 4 y este último recibe el electrón periférico que, habiendo salido del átomo número 1, la pila lo traslada hasta el borne negativo.

La posibilidad que tienen los átomos de Cu , dada su inestabilidad, de desprender sus electrones periféricos, intercambiándoselos, constituye su buena conductibilidad y es lo que permite el paso de la electricidad.

Los cuerpos aislantes son los que no permiten el paso e intercambio de electrones periféricos, siendo sus átomos normalmente estables.

5.4.1.4 CUERPOS SEMICONDUCTORES INTRÍNSECOS.

Mientras que los cuerpos buenos conductores ofrecen escasa resistencia al paso de los electrones y los aislantes la ofrecen elevadísima, existen unos elementos denominados semiconductores que presentan una resistencia intermedia entre ambos extremos.

Un elemento semiconductor es el silicio, que como se indica en la figura consta de 14 electrones y 14 protones Figura 5.18.

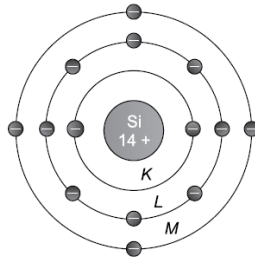


Figura 5.18 Átomo del semiconductor silicio.

La característica fundamental de los cuerpos semiconductores es la de poseer 4 electrones en su órbita de valencia. Con esta estructura el átomo es inestable, pero para hacerse estable se le presenta un dilema: le cuesta lo mismo desprender los 4 electrones periféricos y quedarse sin una órbita, que absorber otros 4 electrones para hacerse estable al tener la órbita de valencia 8 electrones. En estas especiales circunstancias, ciertos elementos como el silicio y el germanio agrupan sus átomos de modo muy particular, formando una estructura reticular en la que cada átomo queda rodeado por otros 4 (Figura 5.19).

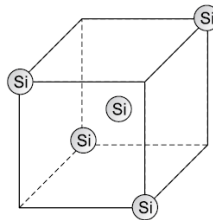


Figura 5.19 Estructura reticular del silicio.

Cada átomo de silicio (*Si*) ocupa siempre el centro de un cubo que posee otros 4 átomos de silicio en cuatro de sus vértices. Esta estructura cristalina obliga al átomo a estar rodeado por otros 4 iguales, propiciando la formación de los llamados enlaces covalentes, que de una forma simple consisten en la participación de cada electrón en dos átomos contiguos, algo así como si cada electrón periférico de cada átomo sirviese no solo al que pertenece, sino también al contiguo.

En la Figura 5.20 se presenta la configuración de la estructura cristalina representada en un plano y en la que se ponen de relieve solo los electrones periféricos y los enlaces covalentes que forman.

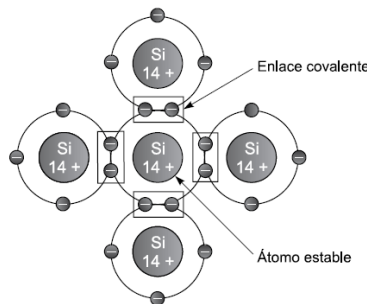


Figura 5.20 Enlaces covalentes del silicio.

Cada átomo del semiconductor está rodeado por otros 4. Cada uno de estos últimos aporta al central uno de sus electrones, formando 4 enlaces covalentes de pares de electrones que son compartidos por 4 átomos contiguos; de esta forma, el átomo se hace estable, pues se comporta como si tuviese 8 electrones periféricos.

En estas circunstancias, la estructura de los cuerpos semiconductores, al estabilizarse (Figura 5.21), debería trabajar como buen aislante, pero no es así a causa de la temperatura.

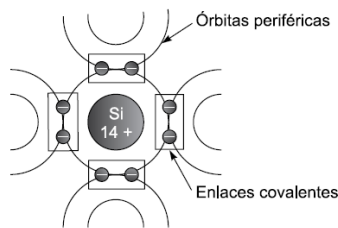


Figura 5.21 Átomo de Si aparentemente estable, pues se comporta como si tuviese 8 electrones periféricos.

A $-273\text{ }^{\circ}\text{C}$, o sea a 0 Kelvin, la formación de los enlaces covalentes es perfecta y la estructura es completamente estable y aislante, pero a medida que se eleva la temperatura aumenta la agitación desordenada de los electrones, con lo que algunos periféricos salen de su órbita rompiendo el enlace covalente. Cuanto más alta es la temperatura, mayor es la agitación y el número de enlaces covalentes rotos, junto con la cantidad de electrones libres. La salida de un electrón del enlace covalente deja en éste un «huevo», al que se le tratará como si fuese una carga positiva, por tener una gran apetencia a absorber un electrón libre y completar de nuevo el enlace covalente roto. Téngase presente que el huevo no existe como ente real, y si en las explicaciones posteriores parece que se le trata como tal, es para facilitar únicamente la comprensión de estos temas.

En la estructura de un semiconductor como el silicio, debido al efecto de la temperatura se están produciendo roturas de enlaces covalentes y formación de pares de electrones libres huecos. A una determinada temperatura habrá dentro de la estructura cristalina una cierta cantidad de electrones libres y la misma de huecos. Concretamente, a la temperatura de $17\text{ }^{\circ}\text{C}$ el germanio (*Ge*) tiene una concentración de 10^{13} huecos o electrones por cm^3 , y el silicio solo 10^{13} por tener menos órbitas y estar la periférica, por lo tanto, más cerca del núcleo y más atraídos sus electrones por él.

Se insiste en que los huecos no existen y solo se tratan como si fuesen cargas positivas para facilitar el estudio de los semiconductores.

Decir que el huevo se ha trasladado de un enlace a otro es incorrecto, pues los huecos no existen; lo que sucede realmente es que se ha trasladado en sentido opuesto un electrón.

5.4.1.5 SEMICONDUCTORES EXTRÍNSECOS.

Debido a la estructura reticular del germanio y el silicio, cuyos átomos forman el centro de un cubo en el que existen otros 4 átomos en cuatro de sus vértices, y a la compartición de electrones por medio de los enlaces covalentes, estos dos cuerpos simples forman una red atómica muy estable y, por lo tanto, aislante, en la que cada uno de sus átomos posee 8 electrones de valencia; no obstante, los enlaces covalentes se debilitan y pueden perder electrones en función de la temperatura que reine en la estructura cristalina. Por este motivo, al aplicar una diferencia de potencial a un semiconductor intrínseco, se logra el paso de una débil corriente proporcional a la temperatura, pero que, dado su escaso valor, no es útil.

Como quiera que las corrientes que se producen en el seno de un semiconductor intrínseco a la temperatura ambiente son insignificantes, dado el bajo valor de portadores libres, que en el caso del *Ge* es de $10^{13}/cm^3$ y en el del *Si* de $10^{10}/cm^3$, para aumentarlas se les añaden otros cuerpos, que se denominan impurezas.

5.4.1.5.1 SEMICONDUCTOR EXTRÍNSECO TIPO N.

El átomo de antimonio (*Sb*) se dice que es pentavalente porque dispone de cinco órbitas y la más externa contiene 5 electrones. Si a la estructura ya conocida del semiconductor intrínseco —germanio o silicio puro— se añaden átomos de *Sb* en una ínfima proporción, cada átomo de impureza se asienta en la estructura cristalina ocupando un puesto similar al que ocuparía otro átomo de *Ge* o de *Si*, quedando por este motivo rodeado por 4 átomos de semiconductor que tratan de formar con él los cuatro enlaces covalentes necesarios para la estabilización.

En la Figura 5.22 se presenta la estructura cristalina del *Si* en la cual se ha introducido un átomo de impureza *Sb*, hecho por el que recibe el nombre de semiconductor extrínseco.

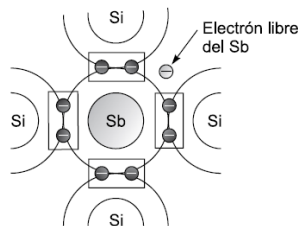


Figura 5.22 Estructura cristalina del *Si* en la cual se ha introducido un átomo de impureza *Sb*.

Como se aprecia, el átomo de *Sb* no solo cumple con los cuatro enlaces covalentes, sino que aún le sobra un electrón, que tiende a salirse de su órbita para que quede estable el átomo de *Sb*. Por cada átomo de impureza añadido aparece un electrón libre en la estructura. Aunque se añaden impurezas en relación de 1 a 1.000.000, en la estructura del silicio, además de los 10^{10} electrones y 10^{10} huecos libres que existían por cm^3 a la temperatura ambiente, hay ahora que sumar una cantidad de electrones libres equivalente a la de átomos de impureza. En estas condiciones, el

Si con impurezas de Sb alcanza 10^{16} electrones libres y 10^{10} huecos libres por cm^3 , siendo en consecuencia el número de portadores eléctricos negativos mucho mayor que el de los positivos, por lo que los primeros reciben la denominación de portadores mayoritarios y los segundos de minoritarios, y por el mismo motivo se le asigna a este tipo de semiconductores extrínsecos la clasificación de tipo N (Tabla 5.2).

Se aprecia que tanto en el semiconductor intrínseco como en el extrínseco existen diversas cantidades de portadores de carga positivos y negativos, pero en conjunto la estructura siempre es neutra, ya que está formada por átomos completos que, aunque hayan perdido cierta cantidad de electrones, éstos permanecen en la estructura, siendo en el cómputo final el número de electrones igual al de protones.

5.4.1.5.2 SEMICONDUCTOR EXTRÍNSECO TIPO P.

El boro (número atómico 5) es un elemento trivalente, al igual que el aluminio (número atómico 13), por disponer de 3 electrones en la órbita de valencia.

Al añadir impurezas trivalentes al semiconductor intrínseco y entrar éstas a formar parte de la estructura cristalina, quedan dichas impurezas rodeadas por 4 átomos de Si o Ge, con los que ha de formar cuatro enlaces covalentes, cosa que puede realizar con 3 de ellos, dejando un enlace covalente a falta de un electrón, o sea, con lo que se había llamado un hueco (Figura 5.23).

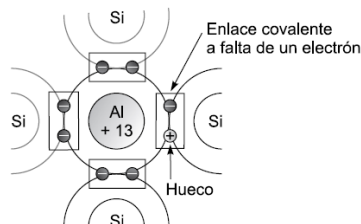


Figura 5.23 Estructura cristalina del Si en la cual se ha introducido un átomo de impureza Al.

Por cada átomo de impureza trivalente que se añade al semiconductor intrínseco aparece en la estructura un hueco, o, lo que es lo mismo, la falta de un electrón. Añadiendo un átomo de impureza trivalente por cada millón de átomos de semiconductor existen 10^{16} huecos libres y 10^{10} electrones libres por cm^3 a la temperatura ambiente (Tabla 5.3).

Semiconductor extrínseco tipo P
Si + Al ($1 \cdot 10^6$)
Temperatura ambiente: 17 °C
Electrones libres (portadores minoritarios): $10^{10}/cm^3$
Huecos libres (portadores mayoritarios): $10^{16}/cm^3$

Figura 5.3 Extrínseco tipo P.

Como en este semiconductor hay mayor número de cargas positivas o huecos, se les denomina a éstos portadores mayoritarios, mientras que los electrones libres, únicamente propiciados por los efectos de la agitación térmica, son los portadores

minoritarios. Por esta misma razón, el semiconductor extrínseco así formado recibe el nombre de semiconductor de tipo *P*, siendo neutro el conjunto de la estructura, al igual que sucedía con el tipo *N*.

5.4.1.6 UNIÓN DEL SEMICONDUCTOR P CON EL N.

Un trozo de semiconductor *P* dispone de más huecos libres, o portadores mayoritarios, que, de electrones libres, o portadores minoritarios, pero la carga neta del mismo es neutra.

Lo contrario sucede con el semiconductor de tipo *N*, en el que los portadores mayoritarios son los electrones, pero también en conjunto dispone de una carga neutra. Al colocar parte del semiconductor de tipo *P* junto a otra parte de semiconductor de tipo *N*, debido a la ley de la difusión los electrones de la zona *N*, con alta concentración de los mismos, tienden a dirigirse a la zona *P*, que apenas los tiene, sucediendo lo contrario con los huecos, que tratan de dirigirse de la zona *P* a la *N*, propiciando su encuentro y neutralización en la zona de unión (Figura 5.24).

Al encontrarse un electrón con un hueco desaparece el electrón libre, que pasa a ocupar el lugar del hueco, y por lo tanto también desaparece este último, formándose en dicha zona de unión una estructura estable y neutra.

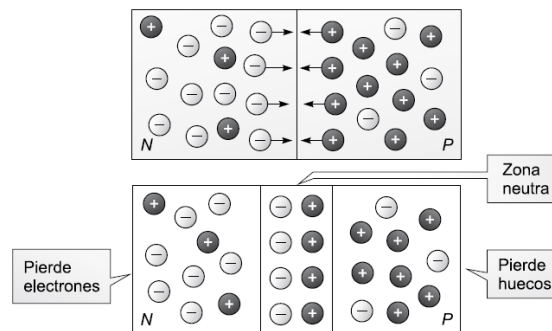


Figura 5.24 Unión del semiconductor *P* con el *N*.

Como quiera que la zona *N* era en principio neutra y al colocarla junto a la zona *P* pierde electrones libres, cada vez va siendo más positiva, mientras que la zona *P*, al perder huecos, se hace cada vez más negativa. Así aparece una diferencia de potencial entre las zonas *N* y *P*, separadas por la zona de unión que es neutra. La tensión que aparece entre las zonas *N* y *P*, llamada barrera de potencial, se opone a la ley de la difusión, puesto que el potencial positivo que se va creando en la zona *N* repele a los huecos que se acercan de *P*, y el potencial negativo de la zona *P* repele a los electrones de la zona *N*. Cuando ambas zonas han perdido cierta cantidad de portadores mayoritarios, que se han recombinado, la barrera de potencial creada impide la continuación de la difusión y, por tanto, la igualación de las concentraciones de ambas zonas (Figura 5.25).

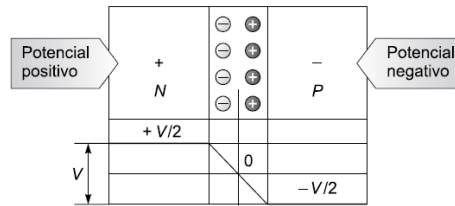


Figura 5.25 Tensión que aparece entre las zonas N y P.

La barrera de potencial es del orden de 0.2 V cuando el semiconductor es de *Ge* y de unos 0.5 V cuando es de *Si*.

5.4.1.7 EL EFECTO FOTOVOLTAICO.

En estas condiciones, si incide luz y los fotones comunican energía a los electrones del semiconductor (Figura 5.26), algunos de estos electrones pueden atravesar la barrera de potencial, siendo expulsados fuera del semiconductor a través de un circuito exterior: se produce una corriente eléctrica. Los electrones, tras recorrer el circuito externo vuelven a entrar en el semiconductor por la cara opuesta.

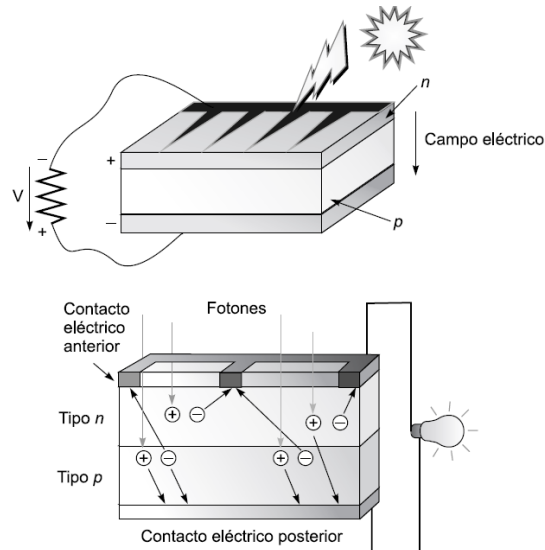


Figura 5.26 Efecto fotovoltaico.

Mencionaremos que la existencia de la unión *p-n* hace posible la presencia de un campo eléctrico en la célula, con la dirección del lado *n* al lado *p*, que separa los pares electrón hueco: los huecos, cargas positivas, los dirige hacia el contacto del lado *p*, lo que provoca la extracción de un electrón desde el metal que constituye el contacto; los electrones, cargas negativas, los dirige hacia el contacto del lado *n*, inyectándolos en el metal.

Esto hace posible el mantenimiento de una corriente eléctrica por el circuito exterior y, en definitiva, el funcionamiento de la célula como generador fotovoltaico.

Se observa que el material semiconductor en ningún momento almacena energía eléctrica como lo haría, por ejemplo, un acumulador electroquímico, sino que lo único que hace es generarla, o mejor, transformar la energía radiante únicamente cuando ésta incide sobre él.

No todos los fotones se comportan del mismo modo en la producción de electricidad por el efecto fotovoltaico. Unas frecuencias son más apropiadas que otras para producir el efecto, según los tipos de materiales semiconductores utilizados.

5.4.2 MECANISMOS DE REGENERACIÓN Y RECOMBINACIÓN.

Al describir el concepto de electrón y hueco en los apartados anteriores ligamos su existencia al hecho por el cual un electrón gana energía suficientemente para liberarse del átomo al que estaba ligado.

Precisando un poco más los conceptos, se dice que un electrón gana energía suficiente para promocionarse de la banda de valencia a la banda de conducción, y de forma más breve aún, que se ha generado un par electrón-hueco (par eh). El proceso inverso también existe y un electrón libre puede ser capturado por un enlace vacío (hueco) de la red.

Se dice entonces que se ha producido la recombinación de un par electrón-hueco. Estos procesos ocurren continuamente de forma dinámica en un semiconductor. Ahora bien, si un semiconductor se encuentra en equilibrio (es decir, aislado del exterior desde hace un tiempo infinito), el número de procesos de generación por unidad de tiempo tiene que ser igual al número de procesos de recombinación.

De otra forma la población de electrones y huecos no permanecería, a nivel macroscópico, siempre la misma.

Vamos a explicar en este apartado algunos de estos procesos de generación/recombinación (g/r), es decir, alguno de estos procesos por los que un electrón puede ganar o perder energía para intercambiarse entre la banda de valencia y conducción:

5.4.2.1 RADIATIVO.

En el proceso de generación radiativo, el electrón gana su energía gracias a un fotón. En una célula solar, éste es el proceso más importante puesto que es el principio del proceso de conversión fotovoltaica: primero es necesario absorber fotones. Ahora entendemos por qué la conductividad de un semiconductor aumenta cuando se ilumina con fotones de energía mayor que la energía del *gap*, ya que solo fotones con esa energía son capaces de aumentar la población de partículas capaces de conducir (Figura 5.27).

Hay semiconductores en los que este proceso es más fácil. Son los semiconductores denominados de *gap* directo, como el arseniuro de galio (*GaAs*). Son materiales muy absorbentes y dan lugar a que las capas activas que constituyen la célula sean muy delgadas (de pocas micras) porque con poco material se puede absorber toda la luz. Otros, como el silicio, son de *gap* indirecto, en los que este proceso es menos probable. Son materiales mucho menos absorbentes y las capas activas que constituyen las células fabricadas con estos materiales son muy gruesas (más de 100 *micras*).

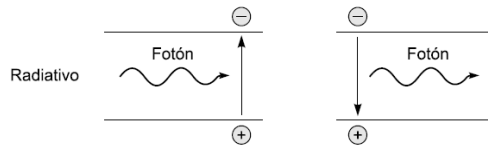


Figura 5.27 Ilustración del mecanismo de generación y recombinación radiativo en semiconductores.

Asociado al proceso de generación radiativo va ligado, irremisiblemente, el proceso de recombinación radiativo. Es decir, si admitimos que un semiconductor puede crear pares electrón-hueco radiativamente, debemos admitir que también puede perderlos radiativamente, es decir, desapareciendo el electrón y el hueco y creando un fotón.

Esto es importante porque, anticipando discusiones posteriores, todo lo que signifique «recombinar» es sinónimo de pérdidas en la célula. En consecuencia, si admitimos que la célula genera, debemos admitir que recombina. Esta dualidad, modelada y tratada matemáticamente, es la teoría que está detrás de los cálculos de los límites de la eficiencia de conversión fotovoltaica.

El proceso es más complejo de lo que aquí se cuenta. La complejidad, sin embargo, hoy por hoy, solo aparece a nivel de estudios teóricos.

Por ejemplo, asociados a la recombinación radiativa existen también los fenómenos de emisión estimulada (proceso por el cual la presencia de un fotón, en vez de causar la creación de un par electrón-hueco, estimula la emisión de otro fotón y es fundamento de otros dispositivos electrónicos como los láseres de semiconductor) y los procesos de reciclaje de fotones (procesos por los que un fotón emitido puede reabsorberse de nuevo).

A nivel de célula solar, estos fenómenos se traducen en que el voltaje máximo teórico que podemos obtener de una célula solar coincida (excepto quizá en unos pocos mili voltios) con el valor del *gap* del semiconductor expresado en eV .

5.4.2.2 SRH.

En los procesos *SRH* (Shockey-Read-Hall) la generación-recombinación de pares de electrones huecos se ve asistida por la existencia de uno (o varios) niveles energéticos permitidos donde no deberían estarlo (entre la banda de conducción y de valencia) (Figura 5.28).

El origen de estos estados permitidos puede estar en los defectos de la red cristalina del semiconductor e incluso las propias impurezas introducidas.

Desde el punto de vista de la célula solar deben ser evitados porque producen una vía para la recombinación (sinónimo de pérdidas como hemos mencionado) de los pares electrón-hueco creados mediante la luz.

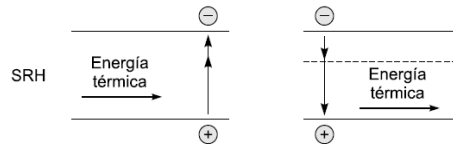


Figura 5.28 Ilustración del mecanismo de generación y recombinación SRH en semiconductores.

La naturaleza de los procesos de g/r superficiales es esencialmente la misma que la de los procesos SRH. Solo la naturaleza de las imperfecciones es diferente, ya que están originadas por el hecho de la discontinuidad que provoca en la red cristalina que el semiconductor, simplemente, acaba.

5.4.2.3 AUGER.

En los procesos *Auger*, cuando se genera un par, la energía se toma de un electrón (o de un hueco) más energético que se termaliza; cuando se recombina, la energía se cede a un electrón que aumenta su energía dentro de la banda; de nuevo es un mecanismo de pérdidas, sin embargo, a diferencia de SRH que depende de la calidad del material con el que se fabrican las células, este mecanismo de pérdidas es de tipo básico, no puede ser evitado, es inherente al semiconductor (Figura 5.29).

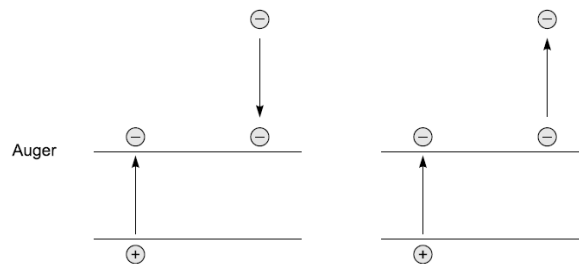


Figura 5.29 Ilustración del mecanismo de generación y recombinación Auger en semiconductores.

5.4.2.4 SUPERFICIAL.

Los procesos generación-recombinación superficiales son similares a los SRH diferenciándose en que la estadística que gobierna estos procesos viene determinada por la distribución específica de centros de recombinación en la superficie del semiconductor.

Esta estadística es diferente de la que existe en el interior del semiconductor ya que, en estas superficies, por ejemplo, el semiconductor simplemente «acaba».

Se trata de fenómenos a los que se atribuye carácter superficial, es decir, que ocurren en una región del espacio (superficie) que matemáticamente puede considerarse mucho más pequeña que el resto de dimensiones involucradas en el problema (volumen) (Figura 5.30).

Los procesos de $g-r$ superficiales se cuantifican por medio del parámetro llamado velocidad de recombinación superficial.

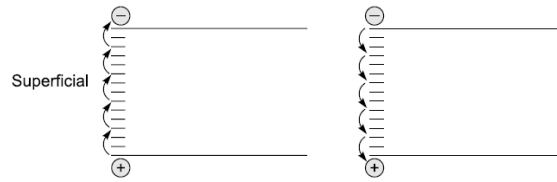


Figura 5.30 Ilustración del mecanismo de generación-recombinación superficiales en semiconductores.

5.4.3 MALLA DE METALIZACIÓN.

El otro concepto importante en la estructura de una célula solar es el que hace referencia al diseño de lo que denominamos malla de metalización frontal (Figura 5.31). Antes hemos mencionado los contactos metálicos que se han de realizar para extraer la corriente eléctrica de la célula. No debe olvidarse que un metal es un material absorbente a la luz.

En consecuencia, al menos el contacto que denominamos frontal, el del lado de la célula que queda directamente expuesto al sol, no puede recubrir completamente la superficie de la misma. El porcentaje de superficie que recubre se denomina factor de recubrimiento o de sombra, F_s .

Puede pensarse entonces que ha de ser lo más pequeño posible, pero si se hace excesivamente pequeño, uno de los parámetros de la célula solar, la resistencia serie, aumenta y eso significa una pérdida de eficiencia de la célula.

Así pues, ha de llegarse a un compromiso en el valor del factor de recubrimiento, de forma tal que sea lo suficientemente bajo como para permitir el paso de la luz del Sol y lo suficientemente alto como para que la resistencia serie de la célula se mantenga en unos niveles tolerables.

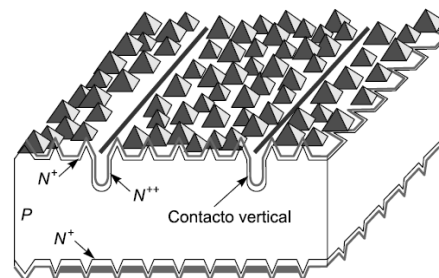


Figura 5.31 Malla de metalización estructura piramidal.

Cuando la célula se expone al sol, la luz genera (g) pares electrón-hueco. Cada uno de estos pares constituye un potencial electrón circulando por el circuito exterior. Asociado a este proceso de generación tenemos los procesos de recombinación (r).

Cada proceso de recombinación aniquilará uno de los pares eh generados y, por lo tanto, tendremos un electrón menos disponible para circular por el circuito exterior.

De ahí que, en el apartado anterior que describía los procesos de generación y recombinación en los semiconductores, mencionásemos que estos últimos constituyen un mecanismo de pérdidas para la célula.

Cuando un fotón de luz con la cantidad apropiada de energía penetra en la célula cerca de la unión y encuentra un átomo de silicio, echa fuera uno de sus electrones y deja un hueco. La energía requerida para promocionar al electrón a la banda de conducción se conoce también como *banda gap*.

El electrón tiende a emigrar hacia la capa de tipo n y el hueco tiende a emigrar hacia la capa de tipo p. El electrón viaja hacia un colector de corriente en la parte frontal de la superficie de la célula, generando una corriente en el circuito externo, y entonces reaparece en la capa de tipo p, en donde puede combinarse con los huecos que están en ella.

Si un fotón con una cantidad de energía mayor que la banda de *gap* choca con un átomo, da origen a un par e-h y el exceso de energía es convertido en calor.

Un fotón con una energía más pequeña que el *gap*, pasará directamente a través de la célula de modo que casi no libera energía en su recorrido. Algunos fotones se reflejan desde la superficie frontal de la célula, incluso con capa anti reflectante. Otros se pierden al ser absorbidos por la malla colectora.

Si admitimos que hemos conseguido hacer circular por el circuito exterior una cierta corriente, ésta provoca una caída de tensión en la resistencia que se traslada a los bornes de la resistencia, lo que significa que la célula debe operar, además, a una tensión V . Esta tensión tiene un efecto desastroso sobre la recombinación ya que ésta depende exponencialmente de V .

Entonces, si la carga es muy elevada, también lo será la tensión y, en consecuencia, la recombinación, que aniquilará todos los procesos de generación e impedirá la circulación de la corriente. Obsérvese también que la propia célula presenta una cierta resistencia interna (la resistencia serie que mencionamos en el apartado anterior), por lo que ahora se comprende también que su valor deba ser lo más pequeño posible.

5.4.4 EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS CÉLULAS SOLARES.

Desde su aparición en 1954 (Chapin), con eficiencia probablemente en torno a 6%, hasta los años 70 los avances en la eficiencia de la célula solar fueron fruto de la investigación espacial. Se suponía entonces, por ejemplo:

- Que la velocidad de recombinación en las áreas no cubiertas por metal de la célula era la que era y que no se podía hacer nada por influir sobre ella.
- No se especulaba con que la calidad del material estuviese limitada por recombinación *Auger*.
- Los fenómenos de estrechamiento del *gap* se suponían despreciables (son los fenómenos por los cuales el *gap* de un semiconductor depende del nivel de dopaje, en el sentido de que el *gap* se estrecha al aumentar el dopaje).
- Las longitudes de difusión (distancia media que recorre un portador de carga antes de recombinarse) eran pequeñas.

De los 70 a los 80 se produjeron importantes avances:

- Se introdujo el llamado *BSF* (*back surface field*) que es un campo eléctrico en la parte trasera de la célula conseguido por medio de una capa muy dopada inmediatamente debajo del contacto trasero y que permitía reducir la recombinación en esa zona (Figura 5.32).

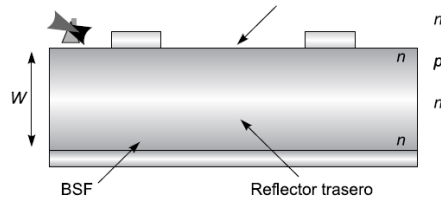


Figura 5.32 Estructura tipo de una célula de silicio al final de esta época.

- Se introdujo el texturizado (formación, mediante ataque químico, de pirámides en la superficie frontal) que permitía reducir las pérdidas por reflexión y atrapar la luz dentro de la célula (*light trapping*) (Figura 5.33 izquierda).
- Se introdujo el reflector posterior (Figura 5.33 derecha.).



Figura 5.33 Texturizado y reflector posterior.

- Se controló el perfil de dopaje de la capa de emisor de forma que se evitasen dopajes excesivos en superficie que impedían la colección de fotones muy energéticos (célula violeta).
- Se comprendió que las longitudes de difusión no eran cortas sino largas.
- Se comprobó que se podía disminuir la velocidad de recombinación superficial en las zonas abiertas mediante la pasivación con óxido.
- Se valoró la influencia de los procesos de recombinación *Auger* y de estrechamiento del *gap*.

Cuando se reconoció que la calidad del material había alcanzado su límite y que éste solo estaba dominado por los mecanismos *Auger* de recombinación, el mayor esfuerzo se dedicó a la reducción de la recombinación superficial y al control del perfil de dopaje en el emisor.

Dos estructuras fueron entonces desarrolladas, alrededor de 1983-1984 por la Universidad de Nueva Gales del Sur (*UNSW*), que recibieron el nombre de *MINP* y *PESC* y que exhibieron una eficiencia primero del 18% y más tarde del 19% (valores corregidos a los estándares de 1991) (Figura 5.34).

Los procedimientos consistieron en pasivar completamente la superficie frontal, incluyendo el área bajo los contactos, con una capa muy delgada de óxido (*MINP*), que debía ser atravesada por los electrones por efecto túnel, o en dejar solo pequeñas áreas debajo de los contactos sin recubrir de óxido (*PESC*). La segunda alternativa mostró mayores ventajas prácticas.

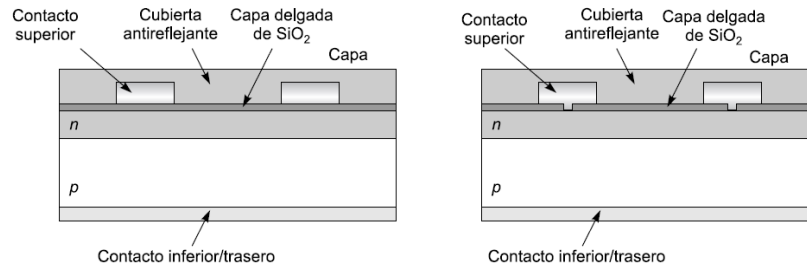


Figura 5.34 Estructuras MINP 18% (izquierda) y PESC 19% (derecha).

Más tarde, el grupo de *UNSW* mejoró significativamente el funcionamiento de la célula *PESC* por medio de la célula que denominaron *microgrooved PESC*. Una *microgroove* es como una *V* que se forma, utilizando ataques químicos y procesos fotolitográficos adecuados, en la superficie de la célula. De este modo se reducía la reflexión por debajo del 1% y lograban eficiencias del 20.8% para un sol y 23.8% para 102 soles (Figura 5.35).

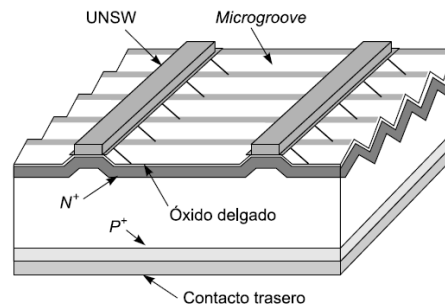


Figura 5.35 Microgrooved PESC.

Las formas en «*V*» redujeron la reflexión de la cara frontal de la célula a valores por debajo del 1% y redujeron la resistencia serie de la célula en un factor en comparación con una célula texturada mediante pirámides. Esta estructura alcanzó una eficiencia de 20.8% a un sol (Figura 5.36).

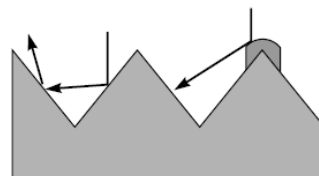


Figura 5.36 Formas en V.

Más tarde, la estructura se mejoró aún más con la célula que se denominó *PERL*, con la que se han alcanzado eficiencias superiores al 23.1% a un sol (24.8% a 21 soles) (Figura 5.37).

Entre sus características destacan:

- Las pirámides invertidas, que mejoran las propiedades anti reflectantes de la célula y el atrapamiento de luz.
- La pasivación mediante óxido de la mayor parte de la superficie frontal y posterior.
- La presencia de regiones con elevado dopaje en las áreas de contacto para apantallar la recombinación.

Las células que hemos mencionado solo hacen referencia a la carrera de eficiencias a un sol que hemos representado en la página anterior.

Ha habido (y hay) otras células, basadas en ideas brillantes, pero cuyo estudio detallado sale fuera del contenido de este apartado.

No obstante, queremos dar una breve reseña sobre algunas de ellas para que el lector interesado pueda profundizar en su estudio:

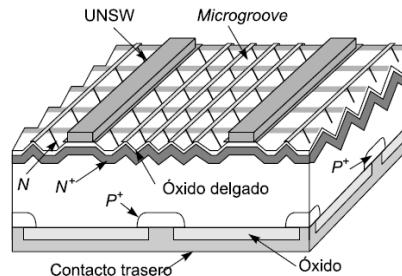


Figura 5.37 Célula estructura PERL.

- Célula BCSC (*Buried Contact Solar Cell* Figura 5.38) o célula de contactos enterrados. Es la versión comercial de la célula PERL. Su eficiencia más elevada, a un sol, es del 20% (21.6% a 11 soles).

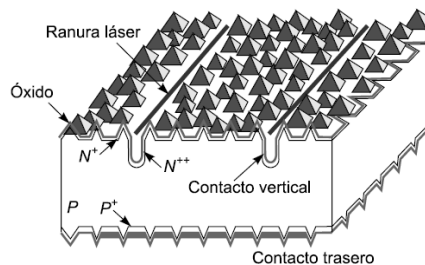


Figura 5.38 Célula de contactos enterrados.

- Célula BPC (*Back Point Contact*) o célula de contactos puntuales traseros, Figura 5.39. Es una célula desarrollada en la *Universidad de Stanford*. Se trata de una célula de concentración (26.5% a 140 soles) que realiza ambos contactos por la parte trasera de la célula, evitando así el oscurecimiento de la malla frontal de metalización.

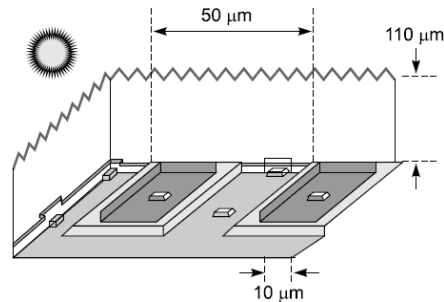


Figura 5.39 Célula de contactos puntuales traseros.

5.4.5 ULTIMAS INVESTIGACIONES EN CÉLULAS CELULARES.

5.4.5.1 CÉLULAS BIFACIALES DE FOSFORO-BORO.

Se han conseguido células solares bifaciales con rendimientos del 19.1% por la cara posterior (dopada con fósforo) y 18.1% por la frontal (dopada con boro).

Las células bifaciales pueden integrarse en módulos bifaciales, que aprovechan la luz reflejada en su cara posterior, aumentando de esa forma la conversión de energía. Además, son especialmente indicadas para su uso en concentradores estáticos, pues duplican el nivel de concentración alcanzable.

Se ha conseguido fabricar células bifaciales con silicio Cz con rendimientos del 17.7% por la cara posterior y 15.2% por la cara frontal. Que sepamos, éste es el mejor rendimiento conseguido en el mundo para células bifaciales sobre silicio.

5.4.5.2 NANOTECNOLOGÍA.

Científicos de la universidad californiana de Berkeley trabajan en el desarrollo de células solares fotovoltaicas que combinan la nanotecnología con el plástico y que podrían abaratar considerablemente los actuales precios de fabricación.

Las nuevas células están realizadas en un material plástico barato y flexible, y pueden ser superpuestas como una capa sobre cualquier superficie para convertirla en fuente de electricidad. Cuando esta tecnología esté plenamente desarrollada, incluso podrían colocarse sobre la ropa para suministrar energía a pequeños aparatos portátiles, como el móvil o la agenda electrónica.

Aún están en los inicios de la investigación. De momento, la eficiencia de sus células es muy pequeña, en torno al 1.7% (la de las células que actualmente se comercializan ronda el 15% – 18%), pero tiene un enorme potencial de mejora.

El desarrollo de estas nuevas células ha sido posible gracias a los avances en el campo de la nanotecnología, ya que están elaboradas con nano partículas (del tamaño de una milmillonésima de metro) insertadas en un material plástico denominado *P3HT*, de 200 nanómetros de espesor, recubierto con una capa de material conductor transparente, con la otra cara pintada con una fina lámina de aluminio que actúa como segundo electrodo.

El objetivo de los investigadores es mejorar la densidad de las partículas para que estén lo más próximas unas de otras y para que se sitúen lo más perpendicular posible a los electrodos, reduciendo al mínimo el uso de material plástico.

También pretenden desarrollar células hechas con tres capas diferentes de partículas y material plástico, cada una capaz de absorber diferentes longitudes de onda de la luz, lo que multiplicaría su eficiencia. Con todo ello, es factible multiplicar la eficiencia por 10.

5.4.5.3 CÉLULAS SOLARES SÚPER EFICIENTES.

Las células solares actuales utilizan capas de materiales semiconductores para absorber los fotones de la radiación solar y convertirlos en energía eléctrica. Pero cada uno de estos materiales solo es capaz de utilizar los fotones hasta un cierto nivel, de manera que incluso las células más eficientes solo aprovechan el 30% de la energía solar.

Esta situación podría cambiar a partir de los descubrimientos realizados por Wlodek Walukiewicz y su equipo del laboratorio Lawrence Berkeley National de California. Los investigadores han comprobado que el material semiconductor denominado *InGaN* (*indio – galionitrogeno*), superpuesto en varias capas y en distintos porcentajes, permite absorber con mucha mayor eficacia la energía de los fotones.

La razón se encuentra en que el *InGaN* es capaz de cubrir el total del espectro solar, desde el infrarrojo hasta el ultravioleta, cosa que no ocurre con los materiales utilizados hasta ahora. Walukiewicz y su equipo creen que este hallazgo permitiría elevar la eficiencia de las células solares hasta el 50% o incluso más, al tiempo que abarataría considerablemente su producción.

De acuerdo con los investigadores, también serviría para prolongar la vida de los paneles solares de los satélites en el espacio, al mejorar su capacidad para hacer frente a las temperaturas extremas y a los rayos cósmicos.

5.4.5.4 TECNOLOGÍA DE TRIPLE UNIÓN.

Cada módulo fotovoltaico utiliza células de silicio de capa fina basadas en tecnología triple-unión provenientes de *United Solar Systems Corporation*. Cada célula se compone de tres capas semiconductoras montadas una sobre otra. La célula inferior absorbe la luz roja, la central lo hace con la luz verde/amarilla y la célula superior absorbe la luz azul.

Esta capacidad de absorber una gran parte del espectro solar es la clave de su gran eficiencia, especialmente a bajos niveles de irradiación o en condiciones de luz difusa. Las células se producen mediante proceso de deposición en vacío sobre rollos de acero inoxidable que se desdoblán, empleando solo una parte de los materiales y energía que se utilizarían para la producción de células de silicio cristalinas estándar.

El resultado es una célula solar única, flexible y ligera. Las células están encapsuladas en polímeros estables a rayos ultravioleta y resistentes en condiciones atmosféricas adversas. El polímero que conforma la cápsula incluye EVA (copolímero de etileno y acetato de vinilo) y el fluoro polímero *TEFZEL*® de Dupont.

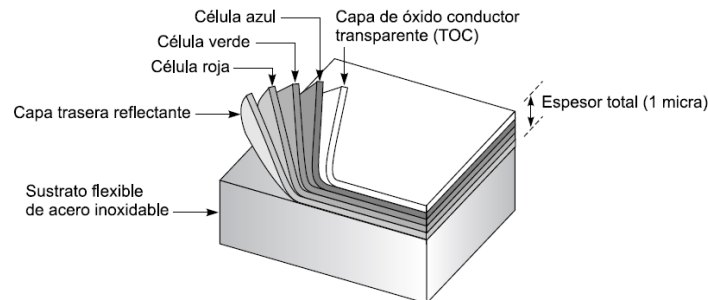


Figura 5.40 Célula de triple unión. Cada capa representa una eficiencia cuántica óptima en una franja distinta del espectro solar

Las células obtenidas se transforman en paneles convencionales o en tejas flexibles. Los sistemas resultantes son excepcionalmente duraderos. La conexión de diodos *by-pass* en cada célula permite producir corriente incluso en condiciones de luz difusa. Estos módulos son adecuados para numerosas aplicaciones, desde módulos simples individuales (tejas), hasta aplicaciones para redes de alto voltaje con conexión a red eléctrica.

5.4.5.5 CÉLULAS FOTO ELECTROQUÍMICAS.

Recientemente se ha desarrollado una célula solar foto electroquímica (conocida como célula de *Grätzel*) basada en semiconductores nano estructurados sensitizados con colorante, es transparente y regenerativa (*dye-sensitized solar cell*), utiliza materiales de pureza medio baja y un proceso de construcción simple, con una eficiencia de conversión de luz a electricidad de entre 7% y 12%.

Se ha desarrollado un complejo mono mérico de rutenio con respuesta mejorada a la luz roja que produce una eficiencia de 10.4%. La gran eficiencia de corriente, la estabilidad y el bajo coste, hacen plausibles las aplicaciones de esta célula.

La célula se basa en un *film* de TiO_2 transparente en la región de la luz visible, que consiste en partículas de anatasa de unos 10 *nm* unidas entre sí, con un factor de rugosidad cercano a 500. Este film está recubierto de una mono capa de moléculas antena, es decir, por una mono capa de colorante con transferencia de carga cuyo espectro de absorción se sobrepone bien al espectro solar.

Los fotones solares incidentes se reflejan numerosas veces en este film, pasan repetidas veces por la capa de colorante, y se absorben. La célula recoge una alta proporción del flujo de energía solar incidente (46%), y muestra una eficiencia excepcionalmente alta para la conversión de fotones incidentes en corriente eléctrica (mayor del 80%).

El electrón inyectado se mueve por gradiente de potencial químico (difusión) a lo largo de la sucesión de partículas de TiO_2 hacia el sustrato, y entonces pasa por el circuito externo hasta el contra electrodo.

5.4.6 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS MAS UTILIZADAS ACTUALMENTE.

Existen diferentes tecnologías de células fotovoltaicas en el mercado, cada una de ellas tiene diferentes características, las más comunes pueden verse clasificadas en la Figura 5.41.

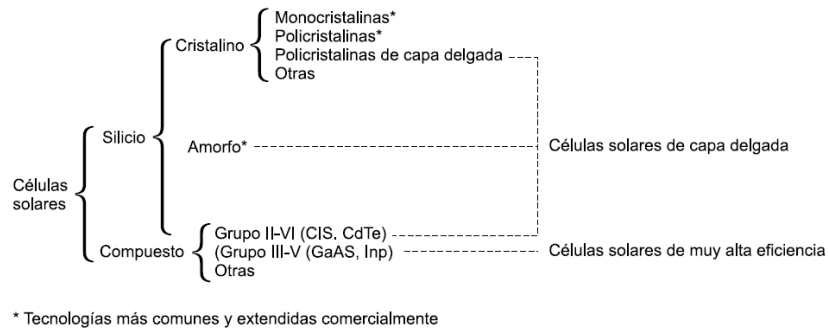


Figura 5.41 Tipos de células fotovoltaicas.

5.4.6.1 SILICIO CRISTALIZADO (~ 200 μm).

Logra una eficiencia media a un coste medio. Una doble capa anti reflectante y una superficie frontal con pirámides invertidas minimizan las pérdidas ópticas.

La oblea de silicio tiene un espesor de $400 \mu\text{m}$, ofreciendo una larga trayectoria óptica y, por lo tanto, aumentando la absorción de fotones con una energía mayor que el *band gap* del *Si*.

Una capa dieléctrica de SiO_2 se inserta entre la oblea de silicio y un conductor de aluminio con el fin de obtener una superficie altamente reflectante en la parte trasera de la célula.

En el caso de células industriales de silicio, se utilizan recubrimientos anti reflectantes de doble-capa. Además, las obleas de silicio mono cristalino se sustituyen por obleas multi cristalinas.

Silicio mono cristalino.

La mayoría de las células actualmente en el mercado son mono cristalinas.

El proceso de fabricación es el siguiente: El silicio se purifica, se funde y se cristaliza en lingotes.

Los lingotes son cortados en finas obleas para hacer células individuales.

Las células mono cristalinas tienen un color uniforme, generalmente azul o negro.

Silicio poli cristalino.

Las células poli cristalinas se fabrican de forma similar a las mono cristalinas. La principal diferencia es que se utiliza un silicio de bajo coste. Generalmente redonda en una reducción en la eficiencia, pero los fabricantes defienden que el precio por kW es menor.

La superficie de las células poli cristalinas tiene un patrón aleatorio de cristalización en lugar del color homogéneo de las células mono cristalinas (Figura 5.42).

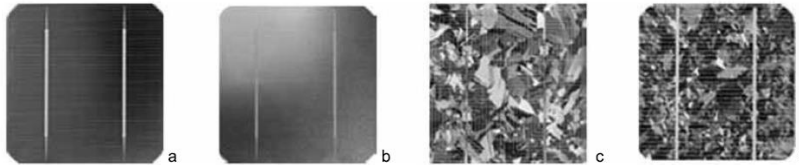


Figura 5.42 Silicio mono cristalino (a y b) y poli cristalino (c y d).

Silicio ribbon.

Las células fotovoltaicas tipo *ribbon* se realizan mediante el estiramiento de silicio fundido en lugar de la utilización de un lingote. El principio de funcionamiento es el mismo que en el caso de las células mono cristalinas y poli cristalinas.

El recubrimiento anti reflectivo utilizado en la mayoría de las células *ribbon* tiene una apariencia prismática multicolor.

5.4.6.2 THIN FILM (~ 5 μm).

Se encuentra por detrás de la tecnología convencional en términos de eficiencia, pero es la más barata y ligera por lo que es óptima para su colocación en tejados (Figura 5.43).

Es el material más eficiente de condiciones pobres, mientras que también resulta extremadamente robusto, a prueba de vandalismo. Eficacia de aproximadamente 6%.

Los módulos *PV thin film* tienen un precio por vatio más bajo y son menos sensibles que los módulos cristalinos convencionales a las elevaciones de temperatura (para las regiones calientes) así como a la luz difusa.

La solución de acoplamiento paralelo masivo es la solución idealmente adaptada a los módulos *thin film* en término de coste y de rentabilidad, para los proyectos en tejados, así como para los proyectos de construcción integra de módulos fotovoltaicos en fachada. Estas aplicaciones aumentan la producción total en las condiciones reales de funcionamiento (nubes, pedazos de hojas, manchas, sombras proyectadas, luz difusa, degradación posible de un módulo, etc.) y permiten una reducción del diseño y los costes de integración.

El fenómeno es similar a lo que miramos en guirnalda de luces utilizadas para los árboles de navidad. Cuando solo una sola bombilla eléctrica se para, el conjunto de la guirnalda de luces es inactivo. Cuando un de módulo *PV* que compone la serie, tiene un nivel de resultado inferior a otros, se reducirá la potencia de salida para todos los demás módulos *PV* de la serie, al nivel de potencia del más débil.

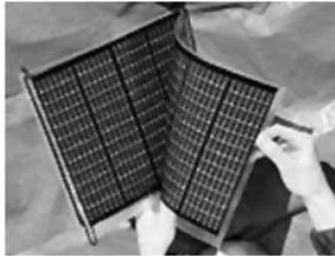


Figura 5.43 Células Thin film.

Silicio amorfo.

En comparación con el *band gap* del silicio cristalino de 1.1 eV , el silicio amorfo ofrece un *band gap* variable de $1.1 - 1.75\text{ eV}$, controlado por la composición de la aleación de silicio. Adicionalmente, el silicio amorfo ofrece un coeficiente de absorptividad mayor que el cristalino en el espectro visible. De esta forma, el espesor de silicio amorfo puede ser menor de $1\ \mu\text{m}$.

Generalmente la célula amorfa consiste en una unión *p-i-n* (o *n-i-p*): una capa transparente de *TCO* (óxido conductor transparente) en la parte frontal y una capa metálica como contacto y reflector trasero (Figura 5.44).

Ventajas: Las células de silicio amorfo pueden fabricarse a una temperatura de deposición relativamente baja, generalmente entre $200\text{ }^\circ\text{C} - 500\text{ }^\circ\text{C}$, lo que permite el uso de varios sustratos de bajo coste.

Desventajas: El silicio amorfo sufre una degradación debido a la luz al inicio de su operación.

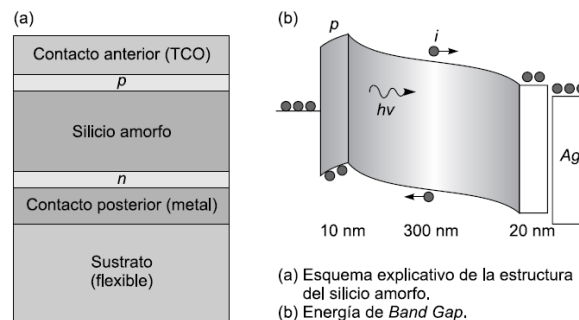


Figura 5.44 Célula de silicio amorfo.

Células solares de cobre indio galio y diselenuro (*CIS CuInSe₂*) (*CIGS Cu(InGa)Se₂*).

Es uno de los *thin film* con mayor potencial debido a su alta eficiencia y bajo coste.

Las células *CIGS* ofrecen un *band gap* variable mediante la composición de *In – Ga* para maximizar la absorción del espectro solar. El *band gap* varía desde 1.2 eV a 1.68 eV. Las células *CIGS* ofrecen el mayor coeficiente de absorción dentro de la tecnología *thin-film*, lo que permite que alrededor del 99% de los fotones sean absorbidos por los primeros micrómetros del material (Figura 5.45).

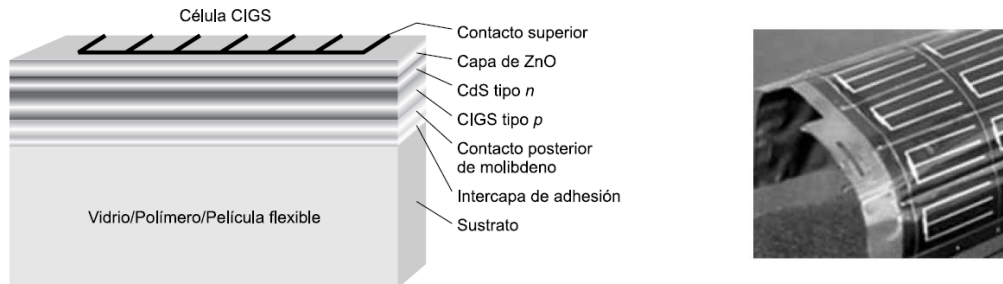


Figura 5.45 Células CIGS.

Una célula de silicio convencional está formada por una capa de contacto de molibdeno, mientras que el *CIGS*, por una fina capa de *CdS* o *ZnS* y una bicapa de aluminio y óxido de zinc como *TCO*.

Ventajas: reducción de costes en materiales.

Desventajas: método de fabricación complicado y con necesidad de inversión importante. Otro problema que se plantea con esta tecnología es la disponibilidad de materiales y la toxicidad de la capa *CdS*.

Teluro de cadmio.

Otra de las tecnologías *thin film* que está siendo investigada últimamente es el teluro de cadmio. Una célula típica de teluro de cadmio está formada por una capa (*tipo p*) de teluro de cadmio, unida a una fina capa tipo *n* de *CdS* y finalmente formada por una capa de *TCO* (generalmente *SnO₂*), la cual está conectada con el contacto eléctrico (Figura 5.46).

Ventajas: Existen multitud de técnicas para la fabricación de esta tecnología de *thin film*, la mayoría de los cuales tiene un gran potencial para producciones a gran escala.

Desventajas: El coste de los materiales.

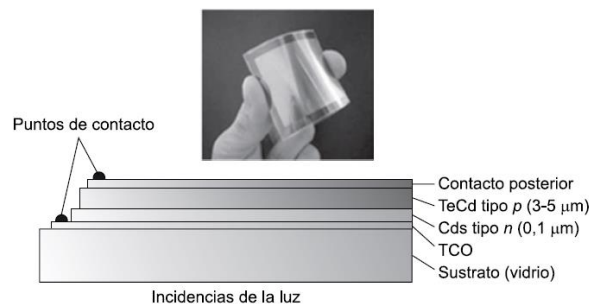


Figura 5.46 Célula típica de teluro de cadmio.

Micro silicio.

Esta tecnología espera mejorar los rendimientos y costes del silicio amorfo. Se espera que pronto sea un competidor del resto de materiales *thin film*. La alta eficiencia del micro silicio y su baja degradación debido a la luz, hacen que las empresas industriales estén dedicando recursos a la investigación en esta tecnología.

Dióxido de titanio

Capas impregnadas de dióxido de titanio se utilizan para generar voltaje en lugar del material semiconductor que se utiliza en la mayoría de las células fotovoltaicas. Debido a que el titanio resulta relativamente barato, ofrecen un gran potencial de reducción de costes.

5.4.6.3 CONCENTRACIÓN FOTOVOLTAICA.

Ofrece una mejor eficiencia, pero su mayor desventaja es el coste.

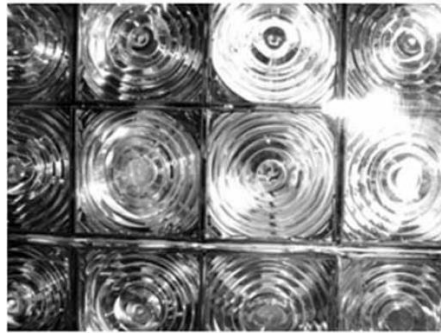


Figura 5.47 Detalle de panel de concentración puntual fotovoltaico.

Fresnel point focus (alta concentración- GaAs) (GCV500).

Las lentes Fresnel concentran la radiación en un punto. A partir de una concentración geométrica en torno a 500, el coste de la superficie fotovoltaica puede reducirse considerablemente. Por un lado, la tecnología ofrece gran potencial de reducción de costes debido al bajo consumo de material, por otro lado, es posible el uso de células de alta calidad de arseniuro de galio.

Arseniuro de galio (*GaAs*) multi-unión: Las células multi-unión son una nueva tecnología que ofrece eficiencias altas en comparación con las células solares tradicionales. Las células multi-unión sacan mejor partido del espectro solar mediante el uso de capas de diferentes semiconductores con diferentes *band gaps*.

Cada capa está formada por un material diferente, generalmente un semiconductor *III – V*, el cual absorbe diferentes porciones del espectro. Los semiconductores son elegidos con el fin de que el conjunto absorba la mayor parte del espectro solar. En la capa superior se colocan los semiconductores con un *band gap* mayor, de forma que los fotones más energéticos son absorbidos en esta capa.

Fresnel line focus (media concentración- Si) (GCa500).

Lentes cilíndricas que concentran la radiación solar en una línea. En este caso la concentración geométrica es menor que en el caso de *point focus*. En este caso se utiliza silicio de alta eficiencia.

Baja concentración (2 – 4 veces).

En este caso se utilizan espejos para concentrar la radiación solar y como célula se utiliza silicio convencional (Figura 5.48).



Figura 5.48 Seguidores de doble concentración.

5.4.7 PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA SOLAR.

La Figura 5.49 representa la corriente en función de la tensión que aparece en la célula. El lector puede ir viendo en dicha figura algunos de los parámetros de funcionamiento de la célula solar, que serán explicados en el presente epígrafe. Además, puede apreciarse también la curva de potencia de la célula sobre la misma gráfica, para hacerse una idea de cómo evoluciona la misma en función de los dos parámetros analizados.

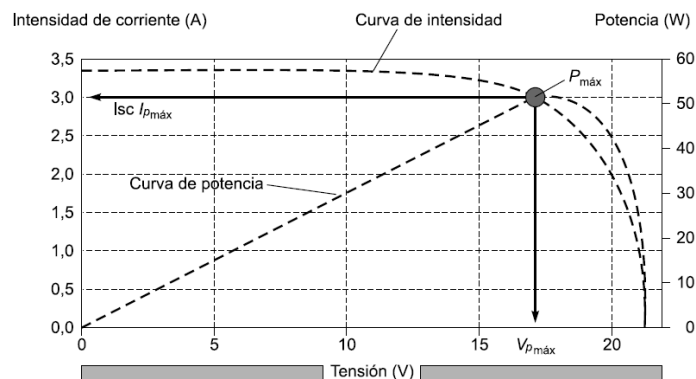


Figura 5.49 Característica I-V de una célula FV.

Los parámetros de funcionamiento de una célula solar, son los que a continuación se detallan:

- **La corriente de cortocircuito, I_{sc} .** Es la corriente que se obtiene de la célula cuando la tensión en sus bornes es de cero voltios; es la máxima corriente que se puede obtener de la célula.

- La **tensión de circuito abierto**, V_{oc} . Es la tensión para la que los procesos de recombinación igualan a los de generación y, por lo tanto, la corriente que se extrae de la célula es nula; constituye la máxima tensión que se puede extraer de una célula solar. En las células de *Si* de tipo medio es del orden de $0.6 V$ mientras que en las de *GaAs* es de $1 V$.
- **Potencia máxima**, P_{max} . La potencia, P , es el producto de la corriente por la tensión; tanto en cortocircuito como en circuito abierto la potencia es 0, por lo que habrá un valor entre 0 y V_{oc} para el que la potencia será máxima y vale $P_{max} = V_{max} * I_{max}$.
- **Factor de forma**, FF . Que se relaciona con la potencia máxima, la tensión en circuito abierto y la corriente de cortocircuito por la Ecuación (5.1). Obsérvese que el máximo valor que puede tomar es $FF = 1$; así, cuanto más próximo sea este número a la unidad, mejor será la célula.

$$P_{\text{máx}} = I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF \quad (5.1)$$

- **Eficiencia**, η . Expresado en %, es el parámetro por excelencia que define el funcionamiento de la célula solar. Representa la relación entre la potencia que obtenemos de la célula y la potencia de la luz que incide sobre ella. Así (5.2):

$$\eta = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{A \cdot P_{sol}} \cdot 100 \quad (5.2)$$

5.4.7.1 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO Y EFICIENCIA CUÁNTICA.

Para obtener la máxima eficiencia posible de una célula, deberemos maximizar su corriente de cortocircuito, siempre que esto no perjudique a otros parámetros de funcionamiento.

Para dar una idea de su orden de magnitud, diremos que (sin el uso de sistemas de concentración) su valor típico es de decenas de miliamperio ($\cong 10 mA - 35 mA$ por cada centímetro cuadrado de célula).

La Figura 5.50 muestra los principales mecanismos de pérdidas en esta corriente, que son:

- Los fotones cuya energía es menor que la del *gap* del semiconductor; no se puede hacer nada para evitarla.
- Los fotones, que aún con energía mayor que el *gap*, no son absorbidos en el volumen de la célula; son las pérdidas por transmisión.
- Los fotones que se reflejan en la superficie de la célula; para tratar de minimizar estas pérdidas es por lo que se depositan las capas anti reflectantes.
- Los fotones que inciden sobre el metal de la malla de metalización; de ahí que el factor sombra no pueda ser demasiado grande.

- La recombinación en cortocircuito, que son los pares eh , que aun habiendo sido creados desaparecen (se recombinan) antes de que puedan producir un electrón circulante por el circuito exterior.

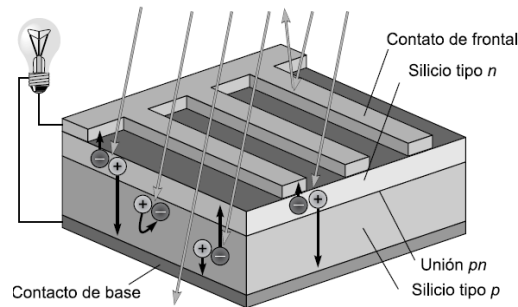


Figura 5.50 Principales mecanismos de pérdidas en la corriente de corto circuito.

Como herramienta de caracterización de la corriente de cortocircuito se usa una medida llamada eficiencia cuántica de la célula; consiste en iluminar la célula con fotones de longitud de onda conocida, por ejemplo, rojos y medir el número de electrones que circulan por el exterior. La eficiencia cuántica, definida para cada longitud de onda de los fotones es el cociente entre ese número de electrones y el número de fotones incidente sobre la célula.

Suele expresarse en tanto por ciento. Un ejemplo de medida de la eficiencia cuántica se aprecia en la Figura 5.51, para el *GaAs*, este tipo de medida se considera la huella digital de la célula y proporciona mucha información a las personas que desarrollan tecnología de la célula.

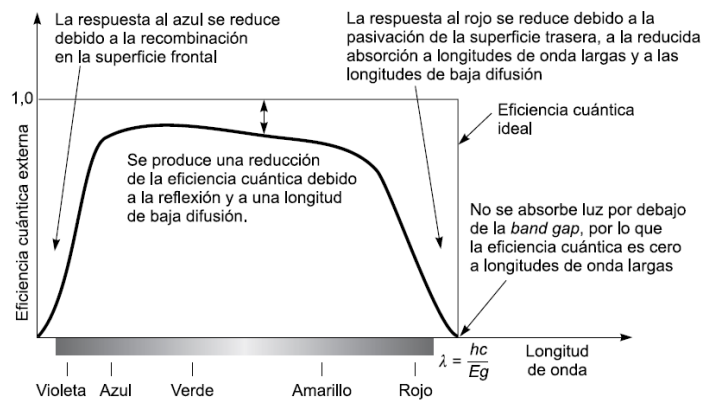


Figura 5.51 Eficiencia cuántica de una célula solar de GaAs.

Si $F(\lambda)$ representa un valor de las funciones que representan el espectro solar de la Figura 5.9, la corriente de cortocircuito viene aproximadamente dada por la ecuación:

$$I_{SC} \approx I_L = eA \int_0^{\infty} QE(\lambda) F(\lambda) \frac{\lambda}{hc} d\lambda \quad (5.3)$$

Donde h es la constante de Planck y c es la velocidad de la luz. Se define también lo que se denomina eficiencia cuántica interna de la célula que es la misma eficiencia cuántica definida anteriormente, pero si se desconectasen las pérdidas por factor sombra y reflexión en la superficie de la célula.

5.4.7.2 TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO Y CORRIENTE DE OSCURIDAD.

La estructura de una célula es, en definitiva, la estructura de un diodo, como tal, su característica medida en oscuridad (sin iluminación) corresponde a la característica exponencial que aparece en la Ecuación (5.4), que no es más que la de un diodo.

$$I \approx I_0(T) \left(\exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right) \quad (5.4)$$

Donde m es el denominado factor de idealidad del diodo, valor comprendido entre 1 y 2. El signo negativo procede del hecho de que esta corriente va dirigida del lado p del dispositivo al lado n a diferencia del convenio de signos usado en los epígrafes anteriores para describir la corriente de la célula en el que la corriente se suponía positiva si se dirigía de n a p .

Es importante mencionar que, dentro de la terminología que venimos utilizando, esta corriente no es otra cosa que la recombinación inducida dentro del dispositivo por efecto de la tensión. Observe cómo entonces, la recombinación depende exponencialmente de la tensión.

El parámetro recibe el nombre de corriente inversa de saturación del diodo y es un parámetro fuertemente dependiente de la temperatura. Así, por ejemplo, cuando la recombinación dominante ocurre fuera de la frontera entre las regiones p y n (zona de carga espacial) y la célula trabaja con niveles de excitación moderados, se tiene la Ecuación (5.5).

$$I_0(T) \propto \exp(-E_G/kT) \quad (5.5)$$

Puede demostrarse que, bajo las condiciones de operación descritas, la corriente inversa de saturación es proporcional al cuadrado de la concentración intrínseca. Ser consciente de esta dependencia con la temperatura es importante para comprender los problemas de las células solares relacionados con su calentamiento que se explicarán más tarde.

Así, observe que a tensión constante, si la temperatura aumenta, la corriente I también aumenta. La caracterización de la curva de oscuridad a través del valor del parámetro $I_0(T)$ también nos proporciona información sobre el grado de recombinación en la célula: células aparentemente idénticas son más recombinantes cuanto mayor sea el valor de $I_0(T)$.

Las células solares obedecen, con buen grado de aproximación, al denominado principio de superposición. Esto quiere decir que si queremos obtener la corriente que pasa por una célula iluminada y sometida a una tensión por efecto de la carga, podemos hacerlo sumando la corriente que pasaría por la célula si estuviese iluminada pero y la corriente que pasaría si no estuviese iluminada pero $V = 0$ estuviese sometida a la tensión V , de esta forma, tal y como vemos en (5.6), la corriente total es.

$$I = I_L - I_0(T) \left(\exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right) \quad (5.6)$$

Se puede comprobar que ésta es la forma de la característica de una célula solar; a tensiones bajas $I \approx I_L \cong I_{SC}$. A medida que la tensión crece, el segundo término de (5.8) va aumentando y la corriente disminuyendo. Dado el carácter exponencial de este término la disminución se hace patente de forma brusca. En (5.7) podemos apreciar la tensión en circuito abierto.

$$V_{OC} \approx \frac{mkT}{e} \ln \left(\frac{I_L}{I_0(T)} \right) \quad (5.7)$$

5.4.7.3 FACTOR DE FORMA, RESISTENCIA SERIE Y PARALELO.

El factor de forma FF, puede calcularse, en manera aproximada, según la Ecuación (5.8), para una célula de silicio.

$$FF \equiv FF_0 = \frac{v_{OC} - \ln(v_{OC} + 0,72)}{v_{OC} + 1}$$

Donde:

$$v_{OC} = \frac{V_{OC}}{mkT/e} \quad (5.8)$$

Sin embargo, la característica ideal de la célula solar que hemos descrito, se ve alterada por la presencia de dos factores, a saber, la resistencia serie y la resistencia paralelo de la célula que afectan, sobre todo, al factor de forma y, a través de él, a la eficiencia de la célula.

La **resistencia serie**, R_S , de la célula es una resistencia interna y se debe a la malla de metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del propio semiconductor con el que se ha fabricado.

Anteriormente ya se mencionó el compromiso entre el factor de recubrimiento de la célula y este parámetro en el sentido que cuando el factor de recubrimiento tiende a cero, la resistencia serie tiende a incrementarse hacia el infinito.

La **resistencia paralelo**, R_P , tiene su origen en imperfecciones en la calidad de la unión *pn* que constituye la célula y es responsable de permitir la existencia de fugas de corriente.

Estos dos factores se pueden tener en cuenta en el modelo de la célula solar, de forma que su ecuación característica viene ahora determinada por la Ecuación (5.9).

$$I = I_L - I_0(T) \left(\exp \frac{e(V + R_S I)}{mkT} - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (5.9)$$

El circuito equivalente simplificado de la Ecuación (5.11) queda representado en la Figura 5.52; la influencia cualitativa de estos parámetros en la forma de la característica corriente tensión de la célula se aprecia en la parte inferior de la figura.

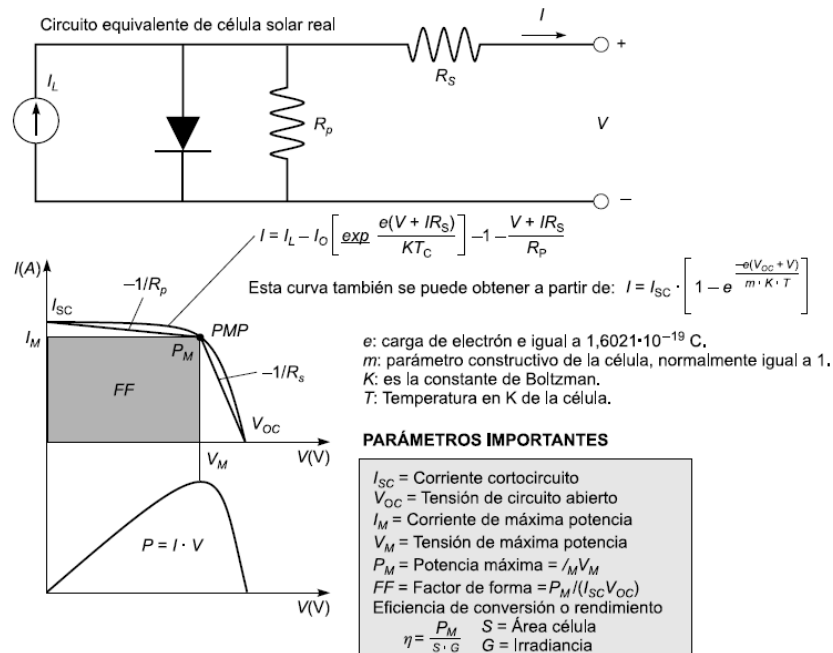


Figura 5.52 Circuito equivalente simplificado de una célula solar.

5.4.7.4 DEPENDENCIA CON LA TEMPERATURA.

Cuando una célula solar está iluminada por el sol, lógicamente se calienta. Las eficiencias de las células solares disminuyen cuando aumenta la temperatura debido, sobre todo, a la disminución que sufre la tensión de circuito abierto.

Mientras que la densidad de corriente de cortocircuito es prácticamente insensible a los efectos de la temperatura (aumenta ligeramente), la tensión de circuito abierto disminuye del orden de unos pocos mili voltios por grado centígrado de aumento de la temperatura.

Dada la dependencia del FF con la tensión V_{OC} , éste también disminuye al aumentar la temperatura.

Como resultado final, la eficiencia decrece del orden del 0.4% al 0.5% por grado de aumento de la temperatura para una célula de silicio (0.3% para una de *GaAs*).

En la Figura 5.53 se muestra la variación grande que experimenta la tensión de circuito abierto con la temperatura.

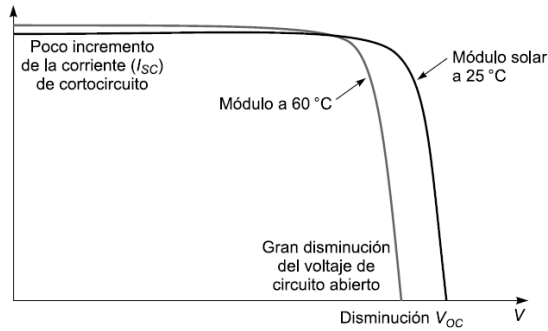


Figura 5.53 Ejemplo de dependencia de la tensión de circuito abierto y de la corriente de corto circuito de una célula solar (célula de GaAs) con la temperatura.

5.4.7.5 EFICIENCIA LÍMITE DE CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA DE UNA CÉLULA SOLAR.

¿Cuál es la máxima eficiencia que se puede obtener de una célula solar? La respuesta a esta pregunta se encuentra representada en la Figura 5.54 en función del gap de la célula.

La dependencia de la eficiencia máxima con el gap del semiconductor es debida a que, si bien es verdad que cuanto menor es el gap mayor número de fotones son absorbidos por la célula y por lo tanto mayor es la corriente foto generada, menor es también la tensión de circuito abierto, y viceversa, cuando el gap aumenta.

Como la eficiencia depende esencialmente del producto de ambas magnitudes, existe un gap óptimo para el que se alcanza un compromiso entre la corriente foto generada y la tensión de circuito abierto.

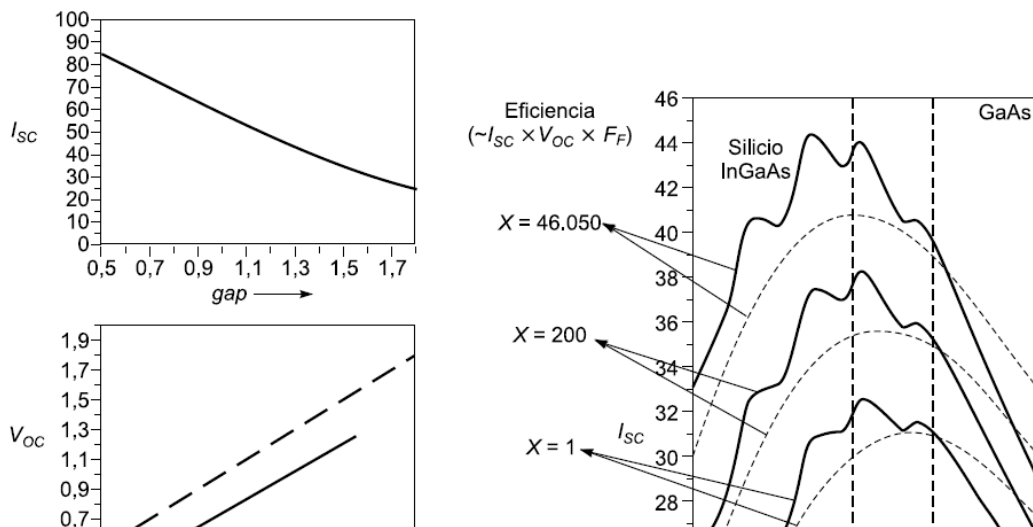


Figura 5.54 Izquierda, dependencia general de la corriente de corto circuito y de la tensión de circuito abierto con el gap. Derecha, eficiencia máxima en función del gap para varias concentraciones, X , y espectros.

Como se aprecia en la figura, el gap óptimo depende también de la concentración de trabajo desplazándose ligeramente a valores más pequeños según aumenta la concentración. A modo de resumen:

- La eficiencia máxima de una célula mono cristalina de Si es de un 30%.

Si consideramos además la unión P-N el rendimiento máximo es de un 25%.

- En células tándem la eficiencia máxima es de un 85%.
- Las células fotovoltaicas es el sistema de conversión de la energía solar más eficiente.

5.4.7.6 SOMBRAS EN LAS CÉLULAS.

Se debe evitar al máximo la proyección de sombras en los campos FV. Pequeñas sombras pueden provocar que gran parte del módulo no funcione. Es muy importante seleccionar correctamente la ubicación física de la totalidad de los componentes de la instalación.

Con una buena planificación acerca de cómo y dónde colocar los distintos componentes de la instalación se obtienen mayores niveles de seguridad eléctrica, se reduce el coste de los materiales y disminuye la mano de obra necesaria.

Para los paneles, se debe identificar un lugar libre de sombras, localizando el sur geográfico y la inclinación idónea, con la ayuda de una brújula y otras herramientas como el inclinómetro.

Cualquier obstáculo natural o artificial que se interponga en la trayectoria de los rayos del sol y los paneles producirá un sombreado sobre éstos. También existe el riesgo de que, si las diferentes filas de paneles están demasiado cerca unas de otras, en determinados momentos del año una fila puede afectar con su sombra a la fila posterior.

Para evitar el indeseable efecto del sombreado, es necesario calcular con precisión las longitudes y direcciones de las sombras de aquellos obstáculos que pueden afectar a los paneles en la época más desfavorable del año, bastando en general efectuar los cálculos para el día del solsticio de invierno, que es cuando la trayectoria del sol es más baja (y, por lo tanto, las sombras alcanzan su máxima longitud sobre el suelo) (5.7.2).

El problema de punto caliente puede deberse a que el montaje de módulos solares se haya realizado en los meses del verano, sin tener en cuenta las posibles sombras arrojadas sobre las células por cualquier obstáculo en otras épocas del año, o también que el módulo tenga una zona mucho más sucia que otra y que por ello algunas células reciban mucho menos radiación que otras.

Ambos casos habrán de ser tenidos en cuenta para poder evitar dicho problema. Ya que este hecho hace que las que están situadas en la zona de sombra o con una suciedad excesiva pasen a comportarse, en lugar de generadoras, como

receptoras, aumentando de este modo su temperatura y pudiendo llegar a originar daños irreparables.

Para resolver este inconveniente, se colocan diodos de protección dentro de la caja de conexiones del módulo. Estos diodos van conectados en paralelo con grupos de células asociadas en serie. Si el módulo trabaja correctamente no influyen en el funcionamiento, pero cuando algunas células se polarizan inversamente, el diodo proporciona un camino de paso a la corriente y limita la potencia a disipar por célula.

También existen algunas ocasiones en las que requiere la presencia de diodos de bloqueo, conectados en serie con cada elemento de las asociaciones en paralelo. Este diodo de bloqueo es frecuente en generadores de gran tamaño.

5.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS Y CONECTADOS A LA RED.

En regiones rurales o aisladas los sistemas fotovoltaicos autónomos constituyen ya la solución de fondo y son parte fundamental e imprescindible para la garantía del fluido eléctrico y de las comunicaciones. A diferencia de los sistemas conectados a red, los sistemas autónomos requieren de las baterías para almacenar energía que será consumida en los ciclos diarios.

En la Figura 5.55 puede verse el esquema básico de una instalación FV autónoma. Los sistemas FV autónomos constituyen una aplicación insustituible en multitud de aplicaciones aisladas donde se requiere electricidad. Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional.

El concepto de inyección a red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilovatios pico (kWp) de potencia instalada hasta centrales de varios megavatios pico (MWp). En la Figura 5.56 se muestra un diagrama de los componentes principales de un sistema de conexión a red.

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que bien puede ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna especialmente diseñado para esta aplicación.

En la estructura física de un sistema fotovoltaico autónomo y conectado a red, se pueden distinguir como elementos fundamentales:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor para la conexión a la red.
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica.
- Contador de energía bidireccional.

En la Figura 5.56 se pueden apreciar los siguientes elementos: módulo, inversor, protecciones, contadores y red de distribución.

Las células solares proporcionan valores de tensión y corriente muy pequeños en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos convencionales, además de ser extremadamente frágiles y eléctricamente no aisladas. Es por ello, que su utilización exige la interconexión de varias células para aumentar su voltaje y su intensidad, y la protección y ensamblaje del conjunto para constituir una única estructura: los módulos fotovoltaicos.

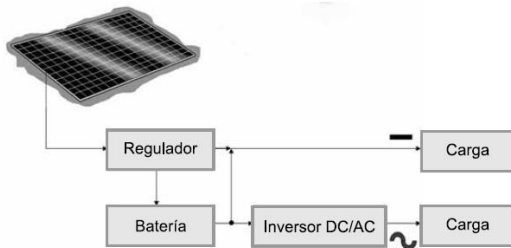


Figura 5.55 Esquema básico de una instalación FV autónoma.

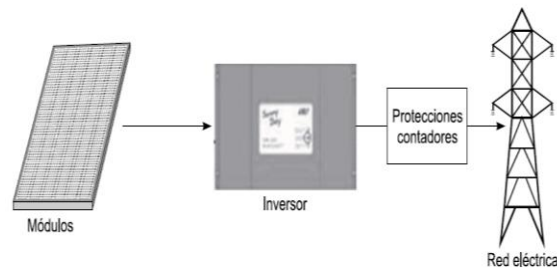


Figura 5.56 Esquema básico de una instalación FV conectada a red.

El inversor, es uno de los componentes más importantes en los sistemas autónomos y conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga, transformando la energía continua producida por los módulos en energía alterna, para introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (*MPPT, Maximum Power Point Tracking*) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

El dispositivo de intercambio con la red eléctrica, sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma, según unas condiciones de calidad impuestas.

Finalmente, el contador de energía bidireccional mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante todo su período de funcionamiento, como su nombre indica, es capaz de medir energía en ambos sentidos, cuando la planta en cuestión está en condiciones de generar energía eléctrica y cuando no lo esté y sea preciso el consumo de energía desde el lado de la red.

El generador fotovoltaico o campo de paneles se puede integrar a techos o fachadas en las viviendas y edificios, o en estructuras especiales.

Es conveniente incluir, tras el inversor, un transformador para aislamiento, un interruptor automático de desconexión, para cuando la tensión de la red está fuera de márgenes (vigilante de tensión) y el correspondiente contador, en serie con el habitual y en sentido inverso, para medir la energía eléctrica inyectada en la red.

El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario que en la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño o la escala de la instalación; por ello los pequeños sistemas presentan un gran interés para la producción de energía descentralizada o independencia del usuario o consumidor.

Entre las principales ventajas de estos sistemas se pueden mencionar las siguientes:

- Al generar en el mismo punto en que se produce el consumo, se eliminan las pérdidas en la transmisión (8 – 12%) y de distribución (16 – 22%) de la energía eléctrica.
- Se instalan fácil y rápidamente sobre cualquier edificio o área de aparcamiento bien expuesta al sol y sin obstáculos o edificios próximos que proyecten sombras, sin consumir más espacio del que ya ocupa el edificio en el medio urbano.
- No producen contaminación ni efecto nocivo.
- Son sistemas modulares: permiten inversiones de forma progresiva.
- Los costos de operación y mantenimiento son incomparablemente inferiores a los de las termoeléctricas.

Inicialmente, los sistemas fotovoltaicos de conexión a red se desarrollaron para centrales fotovoltaicas de gran tamaño.

Tras comprobarse en la práctica que estas centrales trabajaban correctamente y en la medida en que avanzó el desarrollo de la electrónica, se comenzaron a diseñar sistemas de menor envergadura, más pequeños y manejables, con la finalidad de ser instalados a modo de pequeñas centrales domésticas solares, totalmente adaptables a viviendas dotadas de una acometida convencional de suministro eléctrico desde la red.

La mayor parte de los paneles fotovoltaicos producidos ya hoy en día son conectados a la red, desde techos y fachadas solares con potencias de unos kWp hasta centrales eléctricas solares con decenas de MWp . Gracias a su flexibilidad, suponen un enorme potencial para la industria energética.

A nivel mundial la potencia de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red prácticamente se duplica cada año desde 1998; como ejemplo, de 120 MW instalados en el 2000 la potencia creció hasta 200 MW en el 2001.

Esta tendencia se mantiene y amplía en los últimos años, como ya se ha comentado, solo en España durante los nueve primeros meses de 2008 se instaló el doble de energía solar fotovoltaica que en todo el recorrido anterior de la misma.

A diferencia de un sistema fotovoltaico autónomo, los sistemas de conexión a red no necesitan ser dimensionados específicamente; como ya es conocido, éstos no satisfacen una carga en particular.

Es por ello que, para realizar una instalación de un sistema de este tipo, siguiendo una estrategia que optimice las ventajas y objetivos, solamente se necesita saber el presupuesto disponible para ejecutar la inversión y el área donde se realizará la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Una vez trazada la estrategia y conocido el presupuesto inicial y el área disponible, es posible determinar la potencia fotovoltaica que se instalará (W_p) en el sistema. A partir de esta potencia se puede determinar a priori de manera teórica la energía que inyectará el sistema a la red durante un período determinado (comúnmente se elige un año), independientemente de que dicha energía sea medida por el metro contador una vez entregada.

La energía que puede inyectar un sistema fotovoltaico conectado a red ($SFCR$) depende principalmente de la potencia conectada (M_p) y de la radiación que cae sobre la superficie de los módulos, o sea, dos sistemas con la misma potencia instalada pero ubicados en latitudes diferentes (ejemplo, España y Alemania) generan diferentes cantidades de energía.

5.6 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO Y CONECTADO A LA RED.

5.6.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.

Como descripción elemental de sistema fotovoltaico, mencionaremos que entendemos por tal al conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Todos los componentes y materiales cumplirán lo dispuesto en el REBT o legislación posterior equivalente referente a protecciones y seguridad de las personas. Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Dichas protecciones deben afectar, tanto a la línea del generador, como a la línea de cargas.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65 y los de interior, IP32.

La conexión del generador fotovoltaico a la red general de distribución no deberá provocar averías en la misma, ni disminución de las condiciones de seguridad o alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas están certificadas por el fabricante).

5.6.2 PANELES.

El panel fotovoltaico utilizado satisfará las especificaciones UNE-EN 61215, para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada (o según los casos), así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, este requisito se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo FV llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, el número de serie y la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

La potencia máxima y la corriente de cortocircuito reales de los módulos fotovoltaicos deberán estar comprendidas en el margen máximo del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

Por hacer referencia a algún modelo concreto, los módulos solares de la marca *Solarwatt*, modelo *M230-96 GET AK*, de *230 Wp*, algunas de cuyas principales características físicas de los mismos se dan a continuación en la Tabla 5.4.

Características físicas de los módulos	
Material	Células de silicio monocristalino
Número de células	96
Tecnología del módulo	Laminado vidrio-lámina con marco de aluminio
Cables y conexiones	Cables con conectores de Tyco, $2 \times 4 \text{ mm}^2$, 1,2 m de largo
Diodos <i>bypass</i>	4 diodos integrados
Normas de fabricación	DIN EN ISO 9001 y 14001
Condiciones de prueba estándar STC	1.000 W/m^2 , 25°C , AM 1,5
Longitud	1.610 mm
Anchura	1.060 mm
Espesor	50 mm
Peso	24 kg
Certificados y cualificaciones	IEC 61215 Ed.2, tipo de protección II, IEC 61730 en preparación

Tabla 5.4 Características físicas de los módulos Solarwatt M230-96 GET AK.

En la Tabla 5.5, se muestran las principales características eléctricas de los paneles, como la potencia máxima, rendimiento, tensión en el punto de máxima potencia, corriente en el punto de máxima potencia, corriente de cc, tensión a circuito abierto, máxima tensión del sistema, etc.

Para instalaciones fijas, todos los colectores que la integren serán de la misma marca y del mismo modelo, se colocarán sobre estructuras metálicas, sin seguimiento solar, con una inclinación de 30° y un azimut de 0°.

El equipo inversor se situará debajo de las placas solares anclado a la estructura de las mismas (ver Figura 5.57), los cuadros de protección, sistemas de tele gestión y equipos de medida se situarán en un edificio construido al efecto, en el interior de la propia parcela, el cual tendrá acceso restringido, con puerta cancelable y acceso visual al campo generador.

Características eléctricas de los módulos	
Potencia máxima nominal ($P_{\text{máx}}$)	230 Wp
Rendimiento	15%-17%
Tensión en el punto de $P_{\text{máx}}$ (V_{MPP})	47,7 V
Corriente en el punto de $P_{\text{máx}}$ (I_{MPP})	4,83 A
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	5,28 A
Tensión a circuito abierto (V_{OC})	58,9 V
Máxima tensión del sistema	1.000 V
Coefficiente de temperatura de P_N	- 0,5%/K
Coefficiente de temperatura de V_{OC}	- 0,37%/K
Coefficiente de temperatura de I_{SC}	+ 0,03%/K

Tabla 5.5 Características eléctricas de los módulos Solarwatt M230-95 GET AK.

Con el fin de evitar pérdidas de rendimientos por sombras producidas por filas de paneles a las posteriores, la distancia d , medida sobre la horizontal, entre una fila de colectores y un obstáculo, de altura h , que puede producir sombras sobre la instalación, será superior (según el procedimiento simplificado propuesto por el IDAE) al valor obtenido por la Ecuación (5.10).

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \text{latitud})} \quad (5.10)$$

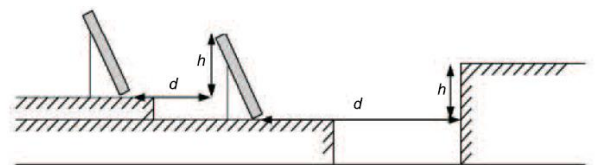
Siendo $1/(\tan(67^\circ - \text{latitud}))$ un coeficiente adimensional denominado k , este valor varía con la latitud del lugar (Figura 5.57), de forma que la separación entre la parte posterior de una fila de colectores y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila de colectores y la parte baja de la siguiente.

En un día de verano normal, se obtiene para un módulo fotovoltaico puesto libremente, una temperatura de funcionamiento de entre +40°C y +60°C en caso de un radiación de 800 W/m² y una temperatura ambiental de 20°C.

Asimismo, el montaje y la colocación de los módulos fotovoltaicos pueden ocasionar unos valores mayores de temperatura, valores que pueden llegar a ocasionar pérdidas de energía de hasta un 9% en caso de condiciones ambientales desfavorables.

A este respecto, el montaje de los paneles se realizará con el objetivo de conseguir una óptima ventilación para minimizar las pérdidas de energía en caso de temperaturas altas, la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos también influye en la selección de un inversor adecuado.

En cuanto la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos esté más baja (invierno $\pm 10^\circ$), la tensión generada será más alta, en el verano se obtiene la temperatura de funcionamiento más alta ($+ 50^\circ\text{C}$) y así una tensión más baja. El inversor deberá tener una gama de tensión de entrada muy amplia para poder trabajar óptimamente en invierno y en verano.



Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Figura 5.57 Inversor debajo de la estructura y cuadro de conexionado.
Distancia entre paneles valor de k en función de la latitud del lugar.

Vamos a definir la Ratio de Producción (PR), como el cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación.

Lógicamente, la PR será tanto mayor cuanto menor sean las pérdidas producidas, pérdidas que pueden minorarse con un adecuado diseño y un óptimo mantenimiento, que deberán de ser consideradas.

5.6.3 INVERSORES.

Los inversores se instalarán en la parte posterior de los módulos fotovoltaicos, fijados a la propia estructura soporte de los paneles, a una altura mínima de 1.5 m del suelo.

Serán del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico pueda proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

Los inversores, cumplirán con las Directivas Comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Los inversores dispondrán de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles manuales y automáticos exigidos en el RD 1.663/2000, que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Al menos, incorporarán los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar de un 10% superior a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

Un inversor con potencia de salida superior a 5 kW deberá inyectar a la red potencias mayores del 10% de su potencia nominal. El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en stand-by o «modo-nocturno» deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal y el fp de la potencia generada deberá de ser superior a 0.95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

Tendrán un grado de protección mínima IP32 (recomendado IP65, en concreto) y estará garantizado para operación, como mínimo, en las siguientes condiciones ambientales: entre -10°C y $+40^{\circ}\text{C}$ de temperatura y 0% a 85% de humedad relativa. El conexionado de los módulos FV deberá ser tal que el campo de paneles produzca la energía eléctrica al voltaje de trabajo del inversor calculado.

Dado que los valores de radiación por encima de $850\text{ W}/\text{m}^2$ aparecen muy pocas veces, es por ello, que tampoco se alcance muchas veces la potencia nominal del generador FV, así que el equipo funciona normalmente en carga parcial. Para aprovechar mejor los valores de radiación más bajos, es conveniente dimensionar el inversor un poco más bajo.

El grado de rendimiento de este, sube rápidamente al subir la radiación por encima del 90%. En la Figura 5.58 se muestran los rangos de irradiación frente a la energía de irradiación en % y el rendimiento en % para el inversor sobredimensionado y subdimensionado.

Al sobredimensionar el inversor, la subida en el ámbito de radiaciones bajas, está más inclinada, así que solamente se obtiene un grado de rendimiento alto en casos de unos valores de radiación altos. Al mismo tiempo, se aumenta el rendimiento del sistema FV por reducir los costes de inversión.

En el display del inversor se reflejará la potencia generada actual, así como el rendimiento energético total de la instalación solar. Dispondrá de memoria integrada con posibilidad de guardar datos y valores de visualización acumulados incluso en caso de un fallo del suministro eléctrico.

Con objeto de garantizar la producción eléctrica, así como de disponer en todo momento de la energía producida, mediante monitorización y vigilancia por medio de telefonía básica, ADSL, Internet u otras.

Estarán interconectados entre sí mediante un bus de comunicaciones de forma que pueda conocerse, desde un punto central, las condiciones de funcionamiento de cada uno de ellos.

En cuanto al sistema de monitorización de los inversores, está formado por tarjetas de enchufe integradas.

Garantiza que grandes cantidades de datos sean distribuidas de una manera rápida y segura, y facilita la conexión de sensores que miden la temperatura del panel y la exterior, y puede proveer información precisa sobre irradiación y velocidad del viento, facilitando un reporte de producción según perfiles horarios.

La conexión a la red se hará de forma que podamos compensar las tres fases, conexiando un tercio de los inversores a la fase correspondiente y el neutro al de la red.

Cumplirá con lo dispuesto en el RD 1.663/2000.

El sistema de tres grupos de inversores nos permite también que las líneas de conexión sean en AC, con lo que disminuimos sección, la asociación de los 3 grupos de inversores, formarán el sistema trifásico a conectar, siendo la tensión entre fases en el mismo de 400 V.

Los inversores monitorizan la tensión de la red, siempre que ésta esté dentro de los valores especificados para su funcionamiento (de tensión y frecuencia) y que exista la radiación solar suficiente (potencia en continua), el inversor realizará la conexión a red sincronizándose con su frecuencia y evacuando toda la energía disponible a la misma.

Asimismo, el inversor monitoriza continuamente la tensión y frecuencia de la red, y en caso de que exista un fallo en la red que haga que la tensión o la frecuencia estén fuera de rango permitido, los inversores de manera inmediata desconectan el sistema automáticamente.

En el caso de desaparecer completamente la tensión de red, los inversores disponen de una protección anti isla, que desconecta el sistema hasta que detecta de nuevo tensión, la reconexión se produce a los tres minutos de la desaparición del fallo de tensión o frecuencia.

5.6.4 BATERÍAS.

Una batería es un acumulador electroquímico secundaria o recargable, capaz de almacenar energía eléctrica mediante una transformación en energía electroquímica. Es capaz de dar autonomía al sistema fotovoltaico al satisfacer requerimientos de consumo en cualquier momento, independientemente de la generación.

También contribuye al buen funcionamiento del sistema al aportar picos de intensidad superiores a los que proporciona el generador FV y al estabilizar el voltaje del sistema, evitando fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo.

La variada gama de acumuladores que se emplean en los SSFA se basan, casi en su totalidad, en la tecnología ácido-plomo.

5.6.4.1 DEFINICIONES.

Para comprender mejor el desarrollo de este apartado se requieren unas definiciones previas:

- Capacidad nominal (C_b), es la carga eléctrica que puede ser extraída de una batería hasta llegar a la descarga total.
- Régimen de carga/descarga, es la corriente aplicada a una batería para reestablecer/extraer la capacidad nominal. Normalmente se presenta como un ratio entre la capacidad nominal y la corriente. Por ejemplo, si la capacidad es $30 Ah$, se habla de un régimen de carga (descarga) C_{10} cuando se aplican (extraen) $30 A$, de forma que en 10 horas se restablece (extrae) la capacidad. Habitualmente, la documentación técnica de los fabricantes incluye la capacidad a C_{10} . Sin embargo, los regímenes de funcionamiento más habituales en los sistemas fotovoltaicos son del orden de C_{100} . Como regla aproximada puede emplearse la relación $C_{100} \cong 1.35 * C_{10}$. Es importante resaltar que, debido a esta relación, la corriente I_{10} correspondiente a C_{100} , no equivale a $0.1 * I_{10}$. En el caso anterior, con $C_{10} = 300 Ah$, $I_{10} = 30A$, y como $C_{100} \cong 405 Ah$, obtenemos $I_{100} = 4.05 h$.
- Estado de carga (SoC), es la capacidad de una batería parcialmente cargada, dividida por su capacidad nominal. Por tanto será $0 < SoC < 1$.
- Profundidad de descarga (PD), es el complemento del estado de carga.

- Tensión de corte, es la tensión a ña que finaliza la descarga de la batería. Depende del régimen de descarga y del tipo de batería. Determina la profundidad de descarga máxima, PD_{max} y por tanto, la capacidad útil, C_u , siendo:

$$C_u = PD_{max} \cdot C_b \quad (5.11)$$

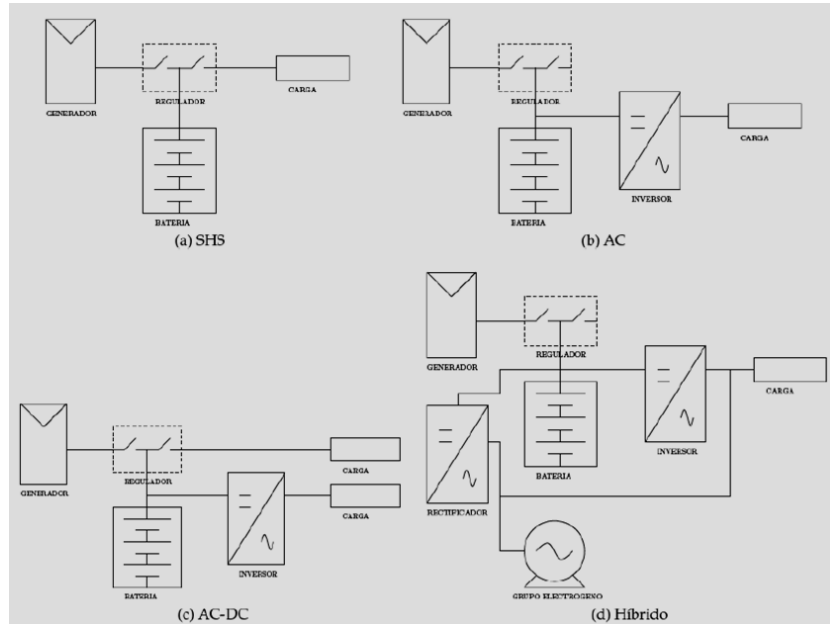
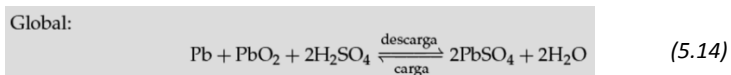
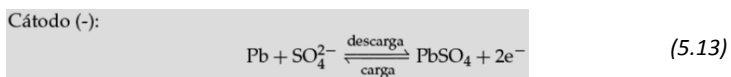
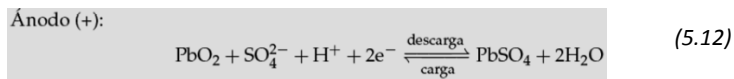


Figura 5.58 Configuraciones típicas.

- Eficiencia farádica, es el ratio entre la carga extraída durante la descarga y la carga requerida para restablecer el estado inicial.
- Eficiencia energética, es el ratio entre la energía extraída durante la descarga y la energía requerida para restablecer el estado inicial.

5.6.4.2 FUNCIONAMIENTO.

Una batería de ácido-plomo se compone de un ánodo o electrodo positivo con PbO_2 , un cátodo o electrodo negativo con Pb , y el electrolito a base de H_2SO_4 diluido en agua. Su funcionamiento es una reacción electroquímica de oxidación-reducción.



Durante la descarga, ambos electrodos transforman la materia activa en sulfato de plomo y con agua en el ánodo. Este proceso supone consumo de electrolito (disminuye su densidad) y cambios de volumen de los materiales activos (el volumen del $PbSO_4$ es superior al del PbO_2 y este al del Pb).

Dado que las reacciones químicas se producen en la superficie porosa de la materia activa, los cambios de volumen dificultan la homogeneidad del proceso y la adecuada difusión del electrolito entre la materia activa.

Más aun, la concatenación de cambios de volumen provoca tensiones mecánicas en las rejillas con la consiguiente fractura del material activo que se desprende y precipita al fondo. Como consecuencia, las descargas repetidas producen pérdida de material activo y degradación de las placas.

Por otra parte, si la descarga es muy rápida y la batería permanece descargada largo tiempo, el sulfato cristaliza y no es recuperable. A este fenómeno se le denomina sulfatación.

Durante la carga, el sulfato de plomo se transforma en oxido de plomo, plomo y ácido. Cuando el proceso de carga está por finalizar, la reacción química implica la electrolisis del agua, con liberación de oxígeno e hidrógeno (conocido como gaseo). Esta liberación supone la pérdida de agua electrolito, pero también la homogeneización del electrolito por agitación.

Este fenómeno reduce la estratificación del electrolito, situación que se produce cuando la gravedad y la falta de movimiento provocan mayor concentración de electrolito en la zona inferior pero también contribuye a la corrosión por oxidación de la rejilla positiva por lo que su utilización debe ser controlada convenientemente.

Más aún debe tenerse en cuenta que la pérdida de agua producida por el gaseo debe ser respuesta en el proceso de mantenimiento.

Una alternativa para evitar la reposición de agua es el tipo de baterías *VRLA* (*Valve regulated lead acid*). Utilizan recipientes sellados con una válvula que permite la liberación de gas solo cuando la presión en el interior sobrepasa un umbral (fenómeno producido por una sobrecarga excesiva, que debe ser evitado en este tipo de baterías).

En condiciones normales de funcionamiento, el gas queda confinado en la batería y se recombina para producir nuevamente agua. Estas baterías inmovilizan el electrolito, que ya no está en fase líquida.

Existen dos métodos a destacar: las baterías de gel (añaden SiO_2 al electrolito) y las baterías *AGM* (*Absorbed glass matt*) en las que el electrolito es absorbido en un conjunto de fibras de cristal con alta porosidad.

5.6.4.3 MODELO ELÉCTRICO.

Una batería de ácido-plomo puede ser modelada como una fuente de tensión V_{BI} , en serie con una resistencia, R_{BI} , tal y como se indica en la figura 5.59. ambos parámetros están relacionados con la densidad del electrolito y con la temperatura.

Un incremento en la concentración del ácido provoca un aumento en V_{BI} y una disminución en R_{BI} , ya que las reacciones se producen más fácilmente.

Por el contrario, con la disminución de la densidad V_{BI} disminuye y R_{BI} aumenta. Con este modelo, la tensión de salida de la batería en el proceso de carga es el descrito por la ecuación 5.15, mientras que el proceso de descarga es (ecuación 5.16).

$$V_B = V_{BI} + I_C R_{BI} \quad (5.15)$$

$$V_B = V_{BI} - I_D R_{BI} \quad (5.16)$$

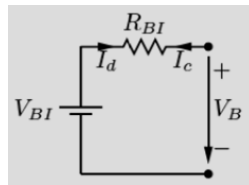


Figura 5.59 Modelo eléctrico de batería.

El comportamiento de la fuente de tensión equivalente está relacionado directamente con la densidad del electrolito. Cuando el electrolito es homogéneo, es posible aplicar la ecuación 5.17.

$$V_{BI} = \rho_e + 0,84 \quad (5.17)$$

Para baterías cargadas, ρ_e varía entre 1.2 g/cm^3 y 1.28 g/cm^3 . Por tanto, la tensión en circuito abierto de un vaso, V_{BI} , está comprendida entre 2.04 V y 2.12 V .

Precisamente la medida de la tensión en circuito abierto de la batería es un método posible para estimar el estado de carga de una batería, con el inconveniente de que una medida precisa requiere desconectar el acumulador del sistema.

En la figura 5.60 la evolución de la tensión en bornes de una batería cargada con corriente constante a lo largo del tiempo.

Esta figura incluye varias curvas para diferentes valores de corriente de carga y de temperatura ambiente. En cada una de ellas puede observarse tres zonas de comportamiento.

La primera de ellas, comprendida entre el inicio de carga y el primer punto de inflexión es la zona de carga normal, en la que la producción de ácido provoca el aumento de V_{BI} y la disminución de R_{BI} dado que el valor de V_{BI} en esta zona es superior al producto $I_C * R_{BI}$, es evidente el consiguiente aumento de V_B .

La segunda zona a diferenciar está comprendida entre los dos puntos de inflexión. El primer punto de inflexión corresponde al inicio del gaseo, y el segundo corresponde a la tensión de final de carga.

En esta segunda zona se produce la electrólisis del agua (gaseo) que se corresponde con un incremento notable de la resistencia R_{BI} , debido a que el proceso se realiza con más dificultad.

A partir del segundo punto de inflexión la tensión se mantiene constante. Adentrarse en esta zona de trabajo implica la degradación de la batería, y por tanto debe ser evitada.

Dado que la gasificación por sobrecarga, útil para reducir la estratificación, debe ser un proceso controlado para evitar acortar la vida de la batería, es necesario establecer un límite de carga en la misma.

Como se detalla en el siguiente apartado, en los equipos reguladores es práctica común utilizar la tensión del vaso como indicador indirecto del estado de carga, y, por tanto, este límite vendrá definido por un valor de tensión.

Como puede observarse en la figura 5.60, estos límites varían con la corriente de carga y con la temperatura.

Para una temperatura de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ parece razonable utilizar un valor comprendido entre 2.3 V y 2.4 V , tal y como se indica en la Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos.

Durante la descarga, la tensión V_{BI} disminuye y la resistencia R_{BI} aumenta, de forma que la tensión en bornes de la batería, V_{BI} , disminuye durante el proceso.

En la figura 5.61 se observa que la tensión en bornes de la batería evoluciona de forma lineal en todo el proceso, decreciendo abruptamente al acercarse a la descarga total.

Si nuevamente recurrimos a la tensión como indicador del estado de carga de la batería, el equipo regulador deberá evitar la descarga de la batería a partir de un umbral localizado en torno a los 2 V para esta batería concreta.

Este valor es característico de cada tipo de batería, y, por tanto, deben evitarse valores universales.

El régimen al que se produce la descarga está relacionado con la capacidad que presenta la batería. Así la mayor capacidad está disponible para regímenes de carga lentos, tal y como se puede observar en la figura 5.62.

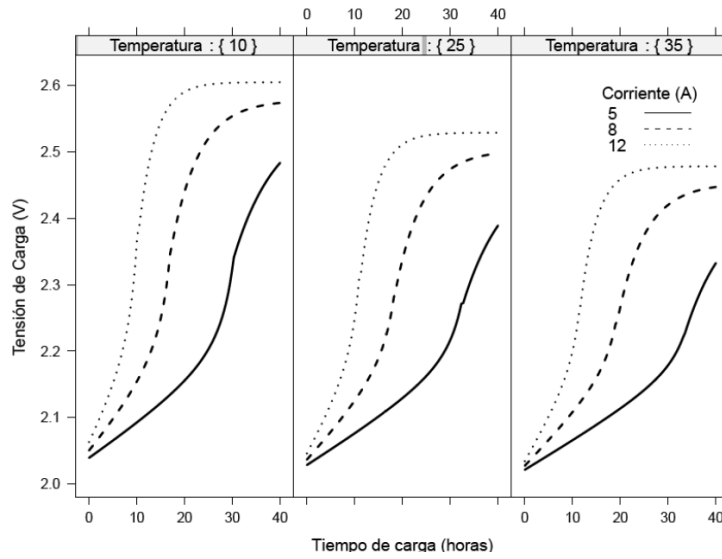


Figura 5.60 Curvas de la evolución de la tensión en bornes de una batería durante un proceso de carga a corriente constante, para diferentes valores de corriente de carga y temperatura ambiente. Las curvas están particularizadas para una batería con una capacidad $C_{10} = 300 \text{ Ah}$.

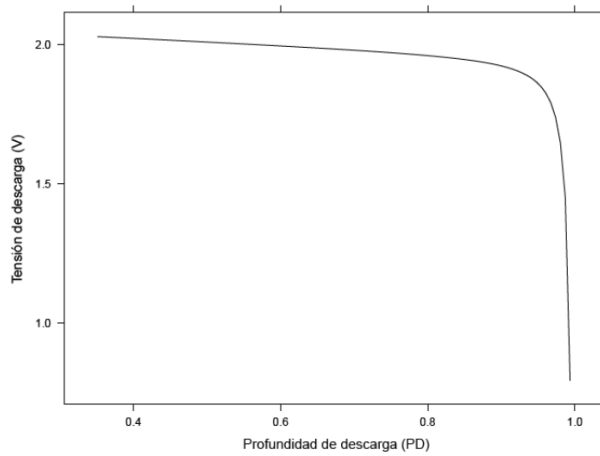


Figura 5.61 Relación entre la tensión y la profundidad de descarga de una batería para un proceso de descarga a corriente constante. Esta curva está particularizada para un régimen de descarga de 100 h y temperatura ambiente de 25 °C, para una batería con capacidad $C_{10} = 300 \text{ Ah}$

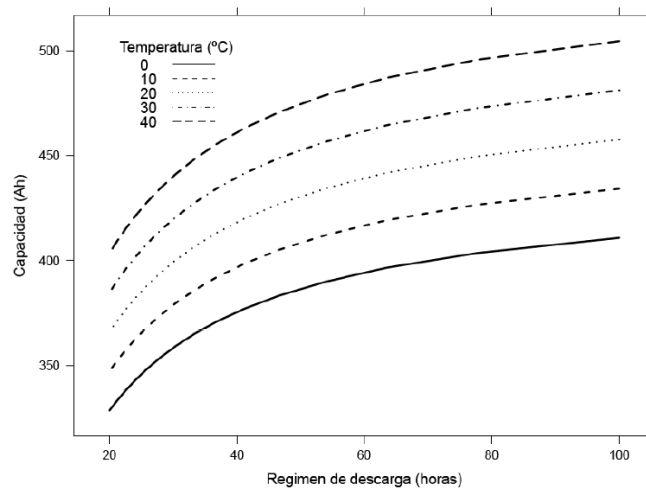


Figura 5.62 Relación entre el régimen de descarga y la capacidad de la batería.

5.6.4.4 EFECTO DE LA TEMPERATURA.

Cuando la temperatura ambiente es baja, el electrolito se hace más viscoso y decrece la movilidad de los iones, aumentando así la resistencia eléctrica (R_{BI} en el modelo). La figura 5.62 muestra que la disminución de la temperatura reduce la capacidad de la batería para todos los regímenes de descarga.

De forma aproximada, puede decirse que la capacidad para un régimen de descarga determinado a razón de $1\%/^{\circ}C$. Como situación extrema, si el electrolito se congela, no hay movimiento iónico, y por tanto la capacidad es nula. Para evitarlo, en lugares muy fríos hay que recurrir a densidades altas de electrolito.

Cuando la temperatura ambiente es alta, las reacciones se aceleran (R_{BI} disminuye), y la corrosión se ve favorecida, siendo este un factor de degradación de las baterías. Así, en climas cálidos, se debe optar por bajas concentraciones de electrolito. Esta elección aumenta la resistencia equivalente, pero este hecho se ve compensado por la mayor movilidad iónica debida a la alta temperatura.

Tal y como se muestra en la figura 5.60, hay que tener en cuenta que el valor de la tensión al que empieza la sobrecarga disminuye debido a que la resistencia interna baja con la temperatura. Por tanto, es necesario corregir el umbral de corte con la temperatura.

Dado que las corrientes que circulan por la batería son de un valor tal que no incrementan significativamente la temperatura de la batería respecto del ambiente, es aceptable utilizar esta como referencia para la corrección.

5.6.4.5 CICLADO. MECANISMOS DE DEGRADACIÓN.

A lo largo de su operación, la batería es sometida a continuas cargas y descargas. Este proceso se denomina ciclado, y según sus características tendrá unas consecuencias determinadas sobre la vida de la batería. Los dos mecanismos de degradación principales asociados al ciclado son la pérdida de material activo que ocasionan las descargas repetidas, y la estratificación.

La estratificación se produce por la acción conjunta de la resistencia de las rejillas, la falta de movimiento de la batería y la gravedad. Así, cuando se produce la descarga de una batería inicialmente cargada, la resistencia de las rejillas provocara que la densidad de corriente de las zonas superiores sea mayor que en las zonas inferiores.

Por tanto, al finalizar la descarga, el perfil de densidad del electrolito no será uniforme en toda la altura de la batería, sino que mostrará un máximo en la parte baja. Cuando, a continuación, se inicia una carga, la densidad de corriente en la zona inferior será superior dado que la mayor densidad de electrolito es sinónimo de menor resistencia eléctrica (R_{BI}).

De esta forma, el proceso de estratificación iniciado en la descarga se reafirma en la carga posterior. El efecto de la gravedad y la ausencia de movimiento en la batería contribuirán a agravar este desequilibrio, de forma que la mayor densidad del electrolito sobre el agua provocará que aquel se desplace hacia el fondo.

El alto nivel de concentración de ácido en las zonas inferiores consecuencia de la estratificación contribuye a la corrosión de las rejillas. En estas condiciones es conveniente recurrir al gaseo que se produce durante una sobrecarga controlada, útil para remover el electrolito y homogeneizarlo.

Existen otros mecanismos de degradación. Destacan los siguientes:

- Corrosión externa de los terminales: Aumenta la resistencia de contacto, de forma que la corriente no se distribuye uniformemente entre los vasos que componen un conjunto acumulador. Se produce en ambientes agresivos y con altas temperaturas, siendo recomendable la aplicación de grasas y limpieza en los terminales de conexión.
- Corrosión interna de las rejillas. Durante la sobrecarga, el material de las rejillas se degrada, formando depósitos en los vasos. Este fenómeno disminuye la capacidad de forma irreversible.
- Gaseo excesivo. Cuando se permite una sobrecarga excesiva para eliminar la estratificación, el gaseo produce pérdidas de electrolito, corrosión en la placa positiva y averías en las baterías VRLA.
- Sulfatación. Cuando la batería opera durante largos periodos de carga parcial el sulfato de plomo cristaliza, y deja de participar en las reacciones químicas, disminuyendo así la capacidad de forma irreversible. Además, al cristalizar se produce un cambio de volumen local, provocando tensiones en la rejilla que pueden ocasionar fisuras.
- Depósitos de materia activa. Cuando la batería opera en bajos estados de carga durante largos periodos, la materia activa pierde adherencia y puede precipitar al fondo del vaso. Además de disminuir la capacidad, puede ocasionar corto circuitos que causen la muerte de la batería.

Como resumen, los factores que influyen sobre la resistencia del acumulador al ciclado son:

- La profundidad de descarga: Las descargas profundas disminuyen los ciclos de vida de una batería.
- El régimen de carga: cuanto mayor es el régimen de carga y el porcentaje de sobrecarga, menor será la vida alcanzada.
- La temperatura: Las temperaturas altas aceleran la corrosión en los electrodos disminuyendo los ciclos de vida.

El ciclado y los agentes externos degradan el acumulador hasta que alcanza el fin de su vida útil, momento que puede ser definido como un valor mínimo en su capacidad útil.

5.6.4.6 COMPOSICIÓN.

Los elementos típicos de una batería quedan señalados en la figura 5.63. las rejillas dan soporte estructural a los materiales activos (óxido de plomo en ánodo, plomo en cátodo) y conducen la corriente eléctrica hacia el circuito externo. Están fabricados en aleaciones de plomo.

La aleación de plomo-calcio proporciona una alta resistencia a la corrosión por sobrecarga, pero presenta elevada corrosión en bajos estados de carga, mientras que la aleación plomo-antimonio presenta buen comportamiento en ciclados y en descarga profunda. La rejilla negativa es plana, mientras que la rejilla positiva puede ser plana (para operación en flotación) o tubular (para operación en ciclado).

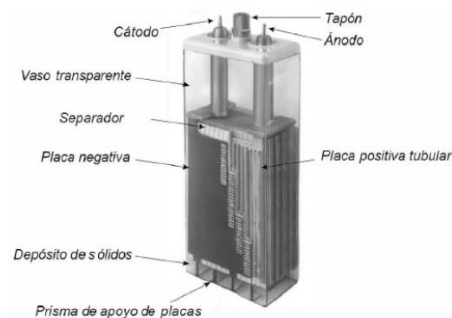


Figura 5.63 Batería estacionaria con desglose de elementos.

Los materiales activos participan en las reacciones químicas. Están adheridos a las rejillas y deben ser porosos para permitir la penetración del electrolito. El electrolito participa en la reacción y realiza el transporte iónico para cerrar el ciclo de corriente de las reacciones. La elección del electrolito debe tener en cuenta su densidad, su conductividad, punto de congelación, poder de corrosión e impurezas.

Para reducir la resistencia eléctrica del electrolito, su densidad debe ser alta, pero un electrolito de alta densidad es muy agresivo (produce corrosión en la rejilla positiva). Por otra parte, altos regímenes de descarga requieren mayor densidad para facilitar el transporte iónico.

Los acumuladores estacionarios no utilizan densidades más bajas que los de arranque. El electrolito puede ser líquido (aireadas) o inmobilizado (VRLA). Los separadores aíslan las placas de diferente polaridad, pero permiten el movimiento iónico a través suyo. Deben tener resistencia mecánica, ser permeables y porosas, resistentes a la oxidación, sin contaminantes y eléctricamente no conductores.

5.6.4.7 TIPOS DE ACUMULADORES.

Un acumulador incorporado a un SFA debe ser capaz de funcionar sometido a ciclados diarios y anuales de carga y descarga, teniendo en cuenta que la carga entregada por el generador depende directamente de la radiación (variable en los periodos intra diario e intra anual).

Por último, dada las características del consumo conectado a los SFA, es habitual que las descargas sean a baja intensidad con periodos de descarga largos, típicamente en torno a las 100 horas. Existen cuatro tipos de acumuladores que son de interés en los sistemas fotovoltaicos autónomos, todos basados en la tecnología de ácido-plomo.

Los más sencillos son los denominados baterías de arranque (*SLI: Starting, Lighting, Ignition*), habitualmente empleadas en automóviles, por tanto, es fácilmente localizables en cualquier mercado local.

Esta característica junto a su bajo precio (comparado con otras opciones) las convierten en una opción frecuentemente empleada en sistemas de electrificación rural de pequeño tamaño, y suelen utilizarse como reemplazo de baterías estropeadas si el servicio de mantenimiento no funciona correctamente.

Presentan un buen comportamiento en descarga de alta intensidad y tienen buen rendimiento de descarga a bajas temperaturas. Sin embargo, no son resistentes frente al ciclado, con lo que su vida útil se acorta sustancialmente al funcionar en un sistema fotovoltaico.

En segundo lugar, cabe mencionar las baterías de tracción (empleadas, por ejemplo, en carretillas elevadoras). Por esta razón de su aplicación tienen resistencia suficiente para soportar un elevado número de ciclos profundos de carga-descarga.

Como contrapartida, requieren aportación de agua y mantenimiento frecuente. Por esta razón, su empleo en sistemas fotovoltaicos autónomos solo es aconsejable cuando exista la seguridad de que el usuario y el servicio de mantenimiento cuidaran este elemento de forma regular.

A continuación, destacan las denominadas baterías estacionarias (figura 5.63), comúnmente empleadas en sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) o instalaciones remotas (por ejemplo, radioenlaces). Este modo de funcionamiento obliga a que posean gran reserva de electrolito, aunque realizan poco uso de agua.

Son baterías con resistencia a la corrosión y elevada finalidad. Todas estas características las convierten en una opción muy interesante para su incorporación a los SFA. No obstante, debe tenerse en cuenta su precio más elevado frente a las anteriores opciones.

Finalmente, señalemos las denominadas baterías fotovoltaicas. En el segmento económico de este tipo de baterías es posible encontrar baterías SLI modificadas para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de un SFA, mientras que en el segmento alto se ofrecen baterías estacionarias modificadas.

La elección entre uno y otro tipo es un ejercicio que debe tener en consideración no solo criterios puramente técnicos sino también aspectos como es el coste del

sistema, recursos de mantenimiento disponibles durante la vida del sistema, disponibilidad de reemplazo en el mercado local o capacidad de intervención del usuario.

No obstante, para aplicaciones fotovoltaicas se recomienda usar baterías estacionarias aireadas de placa positiva tubular, o al menos baterías SLI modificadas (placas más gruesas, mayor cantidad de electrolito por encima de las placas, más baratas que las estacionarias), con aleación de $Pb - Sb$ en la rejilla y vaso transparente.

5.6.5 REGULADOR DE CARGA.

Un regulador de carga es un equipo electrónico capaz de evitar la sobrecarga y la descarga excesiva de un acumulador cuando se alcanzan determinados umbrales, generalmente determinados por la tensión en bornes de la batería.

Para proteger el acumulador de la sobrecarga, el regulador puede desconectar el generador de la batería (regulador serie, figura 5.64a) o bien derivar la corriente del generador hacia otro lugar, sea este un corto circuito o un disipador (regulador shunt o paralelo, figura 5.64b).

Esta última opción debe incorporar un diodo de bloqueo entre el generador y la batería para evitar las descargas de esta sobre el camino alternativo que ofrece el regulador. Para proteger frente a la sobre descarga, lo común, tanto en reguladores serie como paralelo, es desconectar los equipos de consumo de la batería. Estos equipos suelen emplear interruptores MOSFET'S como dispositivos de conmutación.

Es conveniente observar que en las dos protecciones la batería siempre es la que impone la tensión del sistema, sea el modulo, a los equipos de consumo o al menos al regulador. Dicho de otra forma, los equipos de consumo y el modulo nunca quedan conectados de forma directa sin la intervención de la batería.

Recordemos que una de las funciones del acumulador es estabilizar la tensión del sistema y así evitar fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo.



Figura 5.64 Esquema eléctrico de un regulador de carga.

El funcionamiento del regulador puede ser descrito por dos ciclos de histéresis, uno para cada uno (figura 5.65).

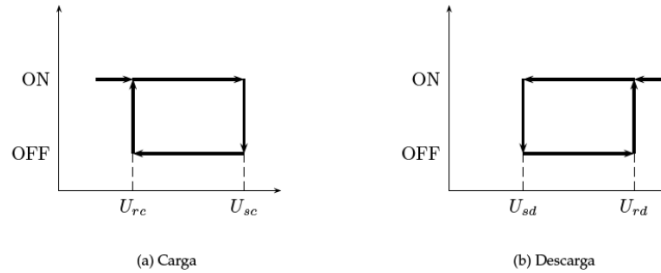


Figura 5.65 Histéresis de protección frente a sobrecarga y sobre descarga en un regulador.

En la protección contra la sobrecarga, el regulador dará orden de desconexión del generador cuando la tensión de la batería supere el “voltaje de fin de carga”, U_{SC} . A partir de ese momento la tensión de la batería, sometida ahora a un proceso de descarga por los equipos de consumo, disminuirá su tensión. Cuando está alcance el “voltaje de reposición”, U_{RC} , comunicará de nuevo la batería con el generador.

Hay dos tipos básicos de estrategias de control. En los controladores “on-off” se interrumpe totalmente la corriente de carga cuando se alcanza el “voltaje de fin de carga”, mientras que en los controladores con “modulación del ancho de pulso”, o PWM, se recurre a reducir gradualmente la corriente de carga cuando se alcanza “el voltaje de fin de carga”, manteniendo así el voltaje constante, y precisamente igual a este valor.

Ambos tipos de reguladores y de estrategias de control son adecuadas sin que parezca existir una ventaja real asociada a cada estrategia de control en términos de mejorar la vida útil de la batería.

En la práctica, la selección de los voltajes de fin de carga y reposición debe buscar una solución de compromiso que conjugue la carga completa de la batería (voltajes altos) y evitar la corrosión de las rejillas y el excesivo consumo de agua (voltajes bajos).

Los umbrales deben adaptarse a cada tipo de batería (mediante ensayos, o recomendaciones del fabricante). Sin embargo, es importante notar que la sensibilidad del “voltaje de fin de carga” al tipo de batería es relativamente baja y puede recurrirse a valores de uso general. Esto puede ser resumida en los siguientes puntos:

- En el caso de los reguladores “on-off” el “voltaje de fin de carga” debe estar en el rango de 2.3 V a 2.4 V por vaso a 25 °C. En los reguladores con control por modulación por ancho de pulso (PWM), la tensión constante de fin de carga debe ser ligeramente inferior con el objetivo de reducir la pérdida de agua y la tasa de corrosión, siendo el margen recomendado 2.3 V a 2.35 V por vaso a 25 °C.
- En los controladores “on-off”, el voltaje de reposición debe estar en el rango de 2.15 V a 2.2 V por vaso a 25 °C.

- El “voltaje de fin de carga” y el “voltaje de reposición” deben corregirse por temperatura a razón de $4 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ a $5 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso.

Para la protección contra la sobre descarga, el regulador desconecta la batería de los equipos de consumo cuando la tensión alcanza el umbral definido por U_{sd} . A partir de esta desconexión, la batería será sometida a un proceso de carga por el generador fotovoltaico y su tensión subirá. Cuando ésta alcance el valor de reconexión, U_{rd} , conecta de nuevo la batería a los equipos de consumo.

En la práctica, la selección del voltaje de desconexión debe buscar una solución de compromiso entre un usuario satisfecho (valores bajos de desconexión que maximizan la disponibilidad de energía) y la protección de la batería y otros componentes del sistema (valores altos de desconexión que alejan el riesgo de sobre descarga).

Es conveniente el uso de avisos luminosos en el regulador que alerten de la cercanía de la desconexión para que el usuario pueda alertar la pauta de consumo y adaptarse al funcionamiento del sistema.

Existe una amplia variedad de combinaciones de sistemas de alarma, siendo destacable el código de colores tipo semáforo. Nuevamente, los voltajes de desconexión y reconexión de carga deben adaptarse a cada tipo de batería.

Sin embargo, a diferencia de la protección contra sobre carga, es preferible no recurrir a valores universales para estos umbrales y es conveniente recurrir a las recomendaciones del fabricante o ensayos en laboratorio para establecer los valores adecuados.

5.6.6 LÍNEAS ELÉCTRICAS.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, según se establece en el REBT, concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a 0.5%.

El mismo valor se utilizará para el dimensionamiento de conductores de la parte AC, teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes cajas de conexiones. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 21123.

El montaje del cableado se realizará sin torsiones ni esfuerzos, disponiéndose mediante trazados horizontales y verticales, y conduciéndose con la debida protección en los lugares que discurren por el exterior y con la debida atención para no invertir las polaridades de los circuitos. Los fusibles se instalarán, preferentemente, en las líneas de polaridad positiva.

Como norma general, el cableado cumplirá con las siguientes prescripciones:

- La conexión de los módulos en serie, se realizará por medio del cableado multi contacto, embridando el cableado de interconexión a las correas de la estructura (ver detalle en la Figura 5.66). Los conductores, tanto de AC como de DC serán de cobre y de la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos.

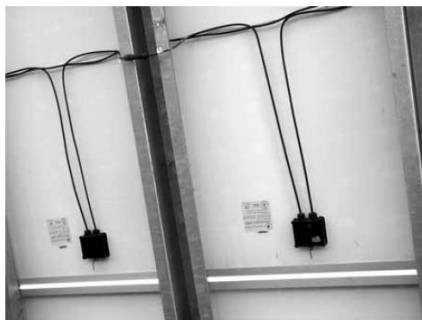


Figura 5.66 Sujeción del cableado de los módulos.

- Todo el conexionado se realizará de barra de origen a barra destino, sin el corte de los conductores, evitando la existencia de empalmes.
- El cableado subterráneo DC se depositará bajo tubo, y se anillará de manera que leyendo cualquiera de los extremos, se pueda determinar cada cable. Se anillará cada conductor tanto en origen como en destino, siempre que sea necesario.
- El cableado subterráneo AC se depositará bajo tubo y el conexionado se ejecutará de borne origen a borne de destino sin el corte de los conductores, evitando la existencia de empalmes. Los cables se anillarán de igual forma que los de DC de forma que se pueda determinar cada cable de manera sencilla. Los conductores que partan de los inversores se marcarán con la designación correspondiente para cada conductor en el tubo preparado para cada una de las fases en el origen y destino.

5.6.7 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN, SEGURIDAD Y CABLEADO.

Las protecciones que proporciona el inversor nos permiten eliminar el cuadro de protecciones con descargadores, fusibles, diodos, etc. Recuérdese que las protecciones que incorpora el inversor son: protección contra polarización inversa, seccionador de carga, resistencia al cortocircuito, monitorización de toma a tierra, monitorización de red y protección diferencial integrada.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 sobre protecciones de instalaciones FV conectadas a la red de BT, en particular, en conexiones a red trifásicas; las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión ($1.1 V_n$ y $0.85 V_n$, respectivamente), serán para cada fase.

Asimismo, cumplirán, en cuanto a armónicos y compatibilidad electromagnética, lo dispuesto en el artículo 13 del mencionado RD. Así, cuenta con los siguientes elementos de protección en función de cada caso, los cuales se indican a continuación.

Contactos directos. A tener en cuenta lo siguiente:

- Tanto en el lado de continua como en el de alterna, no hay acceso directo a las conexiones de los módulos FV: latiguillos multi contacto aislados y caja de conexión sellada (ver Figura 5.67).
- Cajas de conexión del campo de paneles: bornes en el interior de la caja con la tapa atornillada y prensaestopas en la entrada de cables.
- Cables: doble aislamiento según norma UNE 21123.

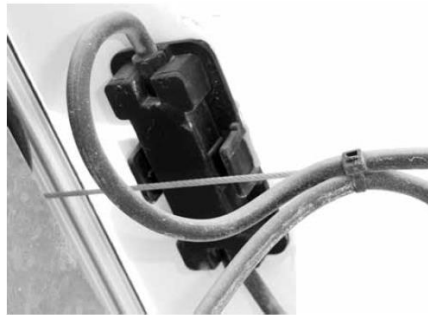


Figura 5.67 Imposibilidad de contactos directos, al estar las conexiones de continua y alterna dentro de cajas.

Contactos indirectos. A tener en cuenta lo siguiente:

- Diferencial con sensibilidad de 30 mA y toma de tierra (Figura 5.68).



Figura 5.68 Diferencial bipolar de 30 mA de sensibilidad.

Cortocircuitos. A tener en cuenta lo siguiente:

- El inversor tiene en cada una de las entradas de continua un magnetotérmico con curva C. salida del inversor protegida mediante un magnetotérmico de 15 A curva C.

Sobrecargas. A tener en cuenta lo siguiente:

- Es una situación que no puede darse nunca, ya que el campo de paneles está definido según la potencia máxima que tiene el inversor. La única situación que se producirá de sobrecarga es si se aumentase el campo de paneles de forma indebida y sin consultar al instalador.

Sobretensiones. A tener en cuenta lo siguiente:

- Tanto en la entrada de continua como en la salida de alterna, el inversor, está protegido mediante varistores, que se muestran en la Figura 5.69.



Figura 5.69 Varistor.

5.6.8 CONTADORES DE ENERGÍA Y SISTEMAS DE TELECONTROL.

Para la instalación de contadores se seguirán las instrucciones que suministre el fabricante, prestando especial interés al aislamiento electromagnético por interferencia de equipos electrónicos.

Sistema eléctrico y de control. El sistema eléctrico y de control cumplirá con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación. Los cuadros serán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el REBT y con las recomendaciones de la CEI, protegidos contra posibles contactos directos e indirectos.

El sistema de monitorización, permitirá la visualización de los datos de funcionamiento e indicación permanente del rendimiento actual.

Con 2x16 caracteres, conmutación en intervalos de 2 segundos: tensión AC y DC, rendimiento diario y total (*Wh*, *kWh*), temperatura del generador FV y radiación (con sensor conectado), indicación de fallos (sobrecalentamiento, sobretensión DC, corriente de derivación (AFI)). Para distancias superiores a 50 m y para la conexión de inversores de conexión a red adicionales, se conectarán a través de un Sunny Boy Control Plus.

Se instalará de la misma manera, un MODEM para el control remoto de los datos a través de una red de telecomunicaciones hacia un PC (el PC se conectará a un switch, los inversores entre ellos y al Sunny Boy Control Plus, tal y como se ve en la Figura 5.70, con el cableado correspondiente), un registrador de datos con almacenamiento de valores de funcionamiento.

En una memoria anular con capacidad de 120 valores, se almacenan valores medios a lo largo de 15 minutos de tensión DC, tensión AC, intensidad AC, temperatura del disparador de calor, radiación y temperatura (si está conectado el sensor).

De estos valores se forman 40 valores diarios y 13 mensuales. Se pueden almacenar y leer hasta 10 errores de la instalación.

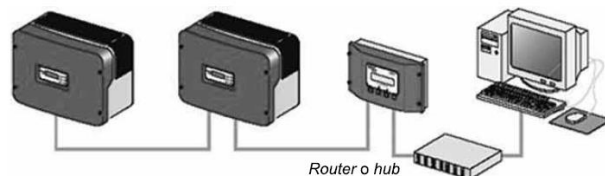


Figura 5.70 PC con Sunny Boy Control Plus a través de Switch. Conexión entre inversores y Sunny Boy Control a través de RS-232, RS-485 o Powerline.

Con el software desarrollado para los inversores de conexión a red se pueden visualizar los siguientes datos de funcionamiento de un PC:

- Representación de los valores online: V_{DC} , V_{AC} , I_{AC} , fecha, hora, potencia AC, temperatura del módulo, radiación del módulo, rendimiento del día y desde puesta en servicio y errores.
- Representación de los valores de minuto: fecha, hora, V_{DC} , V_{AC} , I_{AC} , temperatura, radiación, rendimiento en 15 minutos y suma acumulada del día.
- Visualización de color, zoom, posibilidad de impresión y almacenamiento. Los inversores individuales se pueden consultar con un menú desplegable.
- Representación de los valores diarios: fecha en el inversor y energía diaria.
- Representación de los valores mensuales: fecha en el inversor, rendimiento desde la puesta en servicio y energía mensual.
- Datos de error: fecha, hora y tipo de error.
- Ajustes: fecha, hora en el inversor, selección del tipo de MODEM e introducción del número de teléfono.
- Requisitos del sistema: *Intel Pentium* 100 MHz o superior, *MS Windows* 95, 98 o 2000, 6 MB de memoria libre en disco duro, 16 MB memoria de trabajo, monitor VGA con resolución 800x600.

El fabricante, SMA, ha desarrollado un llamado Sunny Data Control. En la Figura 5.71 se muestra una pantalla de software de control.

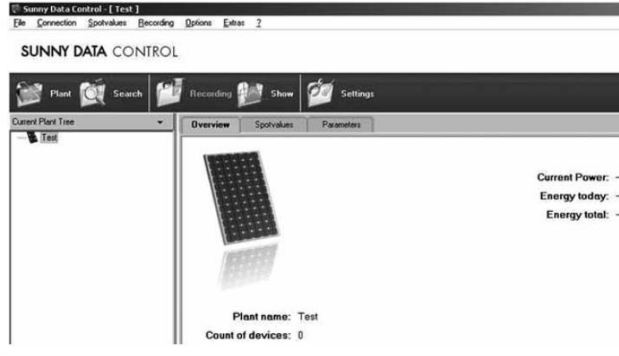


Figura 5.71 Sunny Data Control. Software gratuito a descargar en web del fabricante.

5.6.9 PUNTO PROPUESTO PARA REALIZAR LA CONEXIÓN.

Ante la posible ausencia de redes de distribución en BT en la parcela en la que se proyecta la instalación del generador FV, se puede prever la instalación de un CT (centro de transformación), de tipo interior, en caseta prefabricada, del que se derivará una línea subterránea con paso a aéreo en un apoyo metálico de celosía, situado en un punto próximo al propio local del CT.

Desde este apoyo se tenderá una línea aérea, compuesta por conductores tipo *LA* – 56 hasta, con un vano de 25 m, el apoyo número 87 de la red de distribución existente en AT (alta tensión) propiedad de LUZ.

En la Figura 5.72 un apoyo existente (ya modificado) que pasa por la parcela, donde se hará la conexión, sin olvidar que habrá que disponer de otro apoyo metálico para salir del CT y antes del conexionado, otro apoyo metálico con el dispositivo OCR que es necesario según la compañía distribuidora.



Figura 5.72 Poste existente en la parcela (ya modificado) de la compañía distribuidora para el punto de entronque.

5.6.10 PUESTA A TIERRA.

En cuanto a las protecciones contra corrientes derivadas, todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones FV conectadas a la red de BT. A este respecto todas las masas de la instalación FV, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el REBT.

5.6.11 ENSAYOS DE RECEPCIÓN Y PRUEBAS FUNCIONALES.

Será condición previa para realizar los ensayos de recepción que la instalación se encuentre totalmente terminada de acuerdo con el proyecto y con las modificaciones que hayan sido acordadas.

Asimismo, es necesario que hayan sido previamente corregidas todas las anomalías denunciadas a lo largo de la ejecución de la obra y que la instalación haya sido conectada, instaladas la puesta a tierra, protecciones, seguridades pertinentes, puesta a punto, limpiada y convenientemente rotulada.

Las pruebas estarán precedidas de una comprobación de los materiales al momento de su recepción a obra. Por otra parte, deberá comprobarse la existencia de la acometida definitiva de energía eléctrica al consumo o a la red general de distribución.

Cuando el material o equipo llegue a obra con certificación de origen industrial, que acredite el cumplimiento de la normativa, nacional o extranjera en vigor, su recepción se realizará comprobando, únicamente, sus características aparentes.

Durante la ejecución de obra, todas las uniones o líneas eléctricas, conductos o elementos que vayan a quedar ocultos, deberán ser expuestos para su inspección o expresamente aprobados, antes de colocar las protecciones requeridas.

El instalador se responsabilizará de la ejecución de las pruebas funcionales, del buen funcionamiento de la instalación y del estado de la misma en el momento de su entrega a la propiedad. Salvo orden expresa, se entregará la instalación conectada y en funcionamiento.

Se comprobará la correcta actuación de todas y cada una de las protecciones y seguridades instaladas, así como la derivación a tierra de las masas, la actuación del sistema de control y el comportamiento global de la instalación realizando una prueba de funcionamiento diario, consistente en verificar, que en un día claro y/o ventoso, el inversor funciona y el contador de la red detecta el suministro.

La prueba de funcionamiento y prestaciones se realizará por contraste de los valores de producción realmente medidos (obtenidos a través del sistema contador de energía o de monitorización) durante quince días de funcionamiento de la instalación, con los valores de producción energética considerados en la memoria de diseño.

Las pruebas de recepción y puesta en marcha finalizarán y por tanto la instalación podrá ser recepcionada, una vez que se den todas y cada una de las siguientes circunstancias:

- Se haya comprobado que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor y puesta a tierra).

- Se haya realizado de forma satisfactoria la prueba de funcionamiento de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Se haya realizado la verificación del correcto funcionamiento del inversor.
- Se haya verificado el correcto suministro y actuación del contador de energía.
- Se haya verificado el correcto funcionamiento del sistema de control.
- Se hayan verificado las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Para las pruebas anteriores, se emitirá certificado firmado por técnico competente. El documento de recepción de la instalación estará compuesto por los certificados anteriormente comentados, así como por la declaración expresa de aceptación del usuario. Será condición indispensable para la recepción de la instalación, que se haya limpiado y retirado de la obra todo el material sobrante.

5.6.12 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.

Para comenzar, definiremos el término de armónico a continuación: Los armónicos son corrientes o tensiones cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la alimentación.

La tensión generada será prácticamente sinusoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: $4/n$
- Armónicos de orden 3: 5
- Armónicos de orden impar (> 5): $25/n$

La tasa de armónicos es la relación, en %, entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz del fundamental. Los inversores cumplirán con las Directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

A continuación, en la Figura 5.73 se muestra un detalle de la componente fundamental de una onda sinusoidal y sus armónicos de orden $2n$.

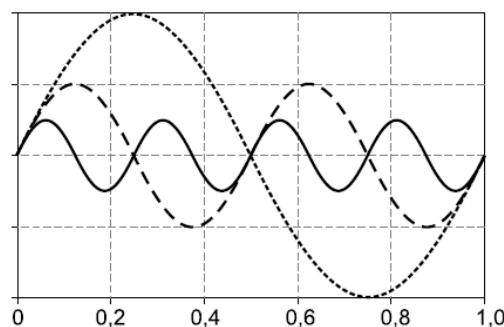


Figura 5.73 Onda sinusoidal con componente fundamental y armónicos de orden $2n$.

5.6.13 PRESCRIPCIONES ESPECIALES SEGÚN LA ITC-40 INSTALACIONES GENERADORAS DE BT DE REBT.

Objeto y campo de aplicación. La citada instrucción se aplica a las instalaciones generadoras, entendiendo como tales, las destinadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica.

A los efectos de esta instrucción se entiende por Redes de Distribución Pública a las redes eléctricas que pertenecen o son explotadas por empresas cuyo fin principal es la distribución de energía eléctrica para su venta a terceros.

Se entiende por autogenerador a la empresa que produce, individualmente o en común, la energía eléctrica destinada en su totalidad o en parte, a sus necesidades propias.

Clasificación. Las instalaciones generadoras FV conectadas a red, se clasifican atendiendo a su funcionamiento respecto a la red de distribución pública, como de tipo c: Instalaciones generadoras interconectadas: aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la red de distribución pública.

Condiciones generales. Las instalaciones complementarias de las instalaciones generadoras deberán cumplir, además, las disposiciones que establecen los reglamentos y directivas específicos que les sean aplicables.

Condiciones para la conexión. En la Figura 5.74, se muestra un esquema básico de una posible interconexión de una planta FV a la red de distribución pública.

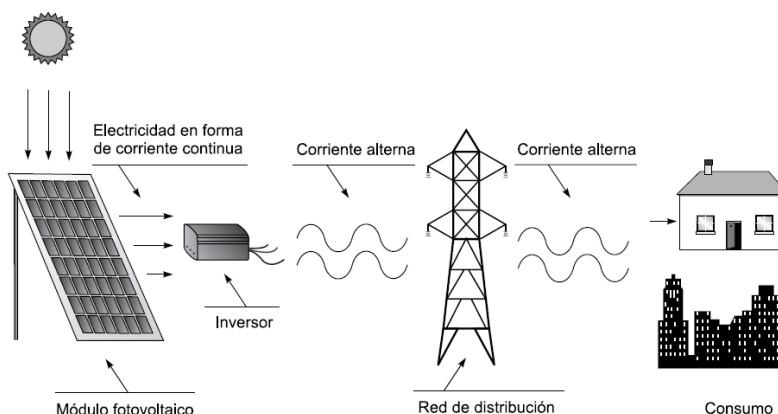


Figura 5.74 Esquema básico de conexión de una planta FV a la red de distribución pública.

Instalaciones generadoras interconectadas. La potencia máxima de las centrales interconectadas a una red de distribución pública, estará condicionada por las características de ésta: tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

A continuación, se indican unos datos a tener en cuenta:

1. **Potencias máximas de las centrales interconectadas en BT.** Con carácter general, la interconexión de centrales generadoras a las redes de BT de $3 \times 400/230 \text{ V}$ será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA , ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la red de distribución pública a la que se conecte la central. Para evitar fluctuaciones en la red, la potencia de los generadores no será superior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la red de distribución pública.
2. **Condiciones específicas para el arranque y acoplamiento de la instalación generadora a la red de distribución pública.** La caída de tensión que puede producirse en la conexión de los generadores no será superior al 3% de la tensión asignada de la red, con una frecuencia de las conexiones de, como máximo de 3 por minuto, siendo el límite de la caída de tensión de 2% de la tensión asignada durante 1 segundo. Para limitar la intensidad en el momento de la conexión y las caídas de tensión, a los valores anteriormente indicados, se emplearán dispositivos adecuados. La central deberá poseer un equipo de sincronización, automático o manual (integrado en los inversores). Asimismo, la conexión de la central a la red de distribución pública deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no sean superiores a las siguientes:
 - Diferencia de tensiones: $\pm 8 \text{ V}$
 - Diferencia de frecuencia: $\pm 0.1 \text{ Hz}$
 - Diferencia de fase: $\pm 10^\circ$
3. **Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión.** En el origen de la instalación interior y en un punto único y accesible de forma permanente a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán un conjunto de protecciones. Éstas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de defecto de éstas, debe desconectar el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la red de distribución pública. Las protecciones y el conexionado del interruptor serán precintables y el dispositivo de maniobra será accesible al autogenerador. Asimismo, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el autogenerador; este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la red de distribución pública, siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente. Los elementos a disponer en el equipo de medida serán los que correspondan al tipo de discriminación horaria que se establezca.

- 1. Control de la energía reactiva.** El factor de potencia de la instalación será próximo a la unidad, por otra parte, las instalaciones anteriores dispondrán de dispositivos de protección adecuados que aseguren la desconexión en un tiempo inferior a 1 segundo cuando se produzca una interrupción en la red de distribución pública.

Cables de conexión. Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5%, para la intensidad nominal. En la Figura 5.75 se aprecia un cable con tres conductores, muy importante seguir la secuencia de colores que por norma se establece para la fase, el neutro y la tierra.

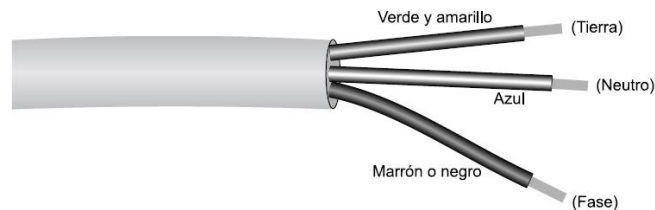


Figura 5.75 Tres conductores de cobre envueltos en manguera.

Forma de onda. La tasa de armónicos es la relación, en %, entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz del fundamental. La tensión generada será prácticamente sinusoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: $4/n$
- Armónicos de orden: 3: 5
- Armónicos de orden impar (> 5): $25/n$

Protecciones. En las instalaciones de generación que puedan estar interconectadas con la red de distribución pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior. Éstas corresponderán a un modelo homologado y deberán estar debidamente verificadas y precintadas por un laboratorio reconocido. Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes:

- De sobre intensidad, se realizan mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente a la propuesta.
- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0.5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0.5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.

- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos.

Instalaciones de puesta a tierra. A continuación, se indican unos datos a tener en cuenta:

1. **Generalidades.** Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores, establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta: aisladas, asistidas o interconectadas.

2. **Instalaciones generadora, conectadas a redes de distribución pública.** Cuando la instalación receptora esté acoplada a una red de distribución pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT (Figura 5.76) y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la red de distribución pública.

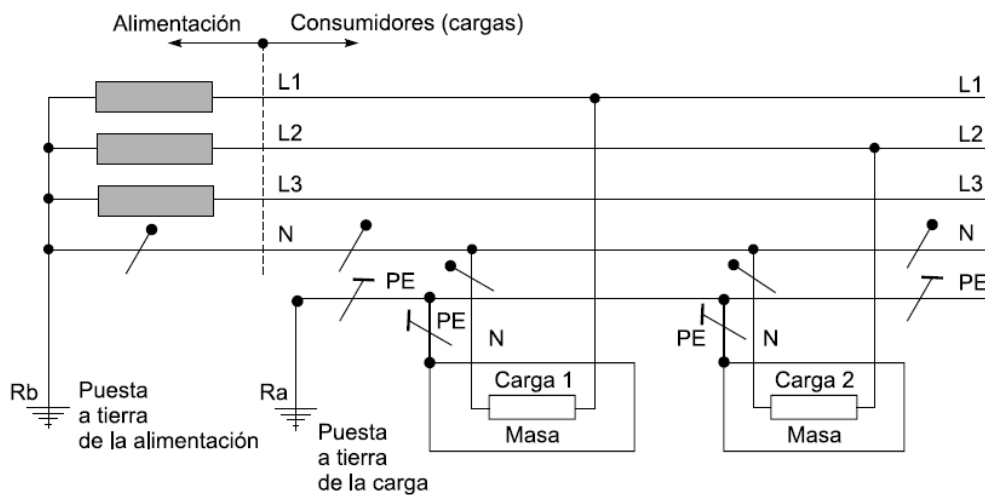


Figura 5.76 Esquema de distribución del neutro TT tipo.

Para la protección de las instalaciones generadoras se establecerá un dispositivo de detección de la corriente que circula por la conexión de los neutros de los generadores al neutro de la red de distribución pública, que desconectará la instalación si se sobrepasa el 50% de la intensidad nominal.

La puesta a tierra de protección de los bastidores y marcos de los paneles FV será independiente del resto de las tierras de la instalación.

Puesta en marcha. Para la puesta en marcha de las instalaciones generadoras asistidas o interconectadas, además de los trámites y gestiones que corresponda realizar, de acuerdo con la legislación vigente ante los organismos competentes se deberá presentar el oportuno proyecto a la empresa distribuidora de energía eléctrica de aquellas partes que afecten a las condiciones de acoplamiento y seguridad del suministro eléctrico.

Esta podrá verificar, antes de realizar la puesta en servicio, que las instalaciones de interconexión y demás elementos que afecten a la regularidad del suministro están realizadas de acuerdo con los reglamentos en vigor; en caso de desacuerdo se comunicará a los órganos competentes de la Administración, para su resolución.

Otras disposiciones. Todas las actuaciones relacionadas con la fijación del punto de conexión, el proyecto, la puesta en marcha y explotación de las instalaciones generadoras seguirán los criterios que establece la legislación en vigor.

La empresa distribuidora de energía eléctrica podrá, cuando detecte riesgo inmediato para las personas, animales e incluso bienes, desconectar las instalaciones generadoras interconectadas, comunicándolo posteriormente, al órgano competente de la Administración.

5.7 CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS.

Dependiendo de las características comunes de las diferentes centrales FV conectadas a red podremos clasificar a éstas en tres tipos:

- Instalaciones con aprovechamiento de estructuras.
- Planta fotovoltaica.
- Huerta solar.

5.7.1 INSTALACIONES CON APROVECHAMIENTO DE ESTRUCTURAS.

A este grupo pertenecen todas aquellas centrales que se apoyan directa o indirectamente sobre fachadas, tejados, voladizo y demás estructuras ya existentes.

En la Figura 5.77 puede verse la mayor instalación fotovoltaica sobre cubierta más grande de Europa en la actualidad; se trata del edificio que Telefónica tiene en Madrid (denominado Distrito C), junto a la carretera de circunvalación M-40.

- Dispone de 16 200 paneles solares fotovoltaicos en integración horizontal (Figura 5.77). Está dividida en 25 instalaciones de 100 kW cada una más una de 16 kW (Figura 5.78).
- Suministra un total de 12.8 MW de potencia, con una producción al año de 4 GWh.

- Una longitud de más de un kilómetro.
- Más de 20 000 metros cuadrados de extensión.
- Genera el 15% del consumo anual de Distrito C.
- Ha supuesto una reducción de CO_2 a la atmósfera de más de 1 600 toneladas anuales.

Magnitudes Distrito C:

- La nueva sede de telefónica DISTRITO C, alberga a 12 000 empleados (cifra que representa el 30% de la plantilla de Telefónica en toda España).
- Tiene una extensión de $367\,370\ m^2$ construidos, de ellos $170\,283\ m^2$ están destinados a oficinas, $45\,000\ m^2$ a zonas ajardinadas, más de $16\,300\ m^2$ a servicios, etc.
- Centro de formación con 33 aulas y capacidad para 600 personas.
- Zona de restauración.
- Centro de Salud y Prevención Laboral.
- Policlínico con facultativos de diferentes especialidades médicas.
- Una zona comercial.
- Gimnasio.
- Escuela infantil para niños de 0 a 3 años.
- Acceso en autobús y metro, con parada dentro de la propia sede.

La instalación de tejados fotovoltaicos es una solución muy útil para uso industrial, comercial y doméstico. Mediante el uso de tejados fotovoltaicos el cliente asegura un suministro eléctrico limpio e independiente.

La instalación de este tipo de componentes es especialmente adecuada en casos de que el cliente se encuentre aislado o la conexión a la red eléctrica resulte costosa.

La tecnología a instalar es muy dependiente en el tipo de estructura del edificio. Dependiendo de la resistencia del tejado, podremos colocar módulos de Si convencional o *thin film* en el caso de un techo débil.



Figura 5.77 Vista aérea de la instalación fotovoltaica del edificio de Telefónica en Madrid (Distrito C).



Figura 5.78 Detalles módulos de la instalación fotovoltaica del edificio de Telefónica en Madrid (Distrito C).

5.7.2 PLANTA FOTOVOLTAICA.

En la Figura 5.79 puede verse la planta solar fotovoltaica de Almaraz de 20 MW. Ha supuesto una inversión de más de 180 millones de euros. Su inauguración en el mes de octubre de 2008 constituyó una de las mayores plantas fotovoltaicas de Europa con seguimiento a dos ejes.

Una primera observación que se puede hacer de este tipo de instalaciones es que estas plantas solares pueden ser estáticas o con seguidores, y en este segundo caso, con seguidor a uno o dos ejes. En la Figura 5.80 puede verse parte de una planta de estructura estática y en las Figuras 5.81, 5.82 y 5.83 los esquemas de estructura estática y de seguidores a un eje y dos ejes respectivamente.



Figura 5.79 Planta solar fotovoltaica de Almaraz de 20 MW.

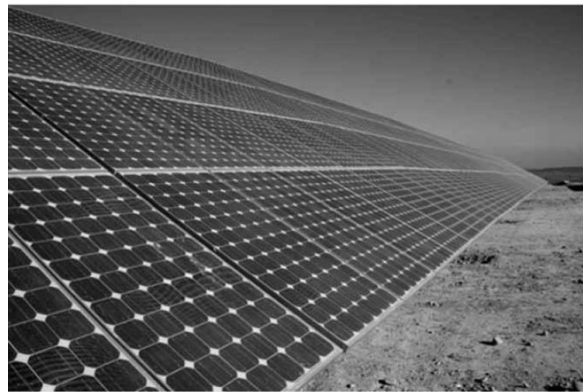


Figura 5.80 Planta fotovoltaica de estructura estática.



Figura 5.81 Esquema de estructura estática.

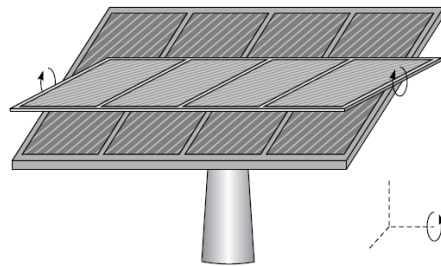


Figura 5.82 Esquema seguidor de un eje.

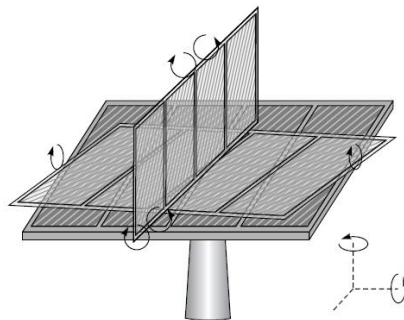


Figura 5.83 Esquema seguidor dos ejes.

5.7.2.1 PLANTAS FIJAS.

En las plantas fijas, el seguidor no permite mover el módulo fotovoltaico para que se encuentre enfrentado al sol en todo momento. La inclinación del panel solar, será la óptima para recibir la mayor irradiación a lo largo del año y dependerá de la altitud en que instalemos el panel.

Existe la posibilidad de que se pueda regular la inclinación, caso en que se elegirá una para verano y otra para invierno.

La tecnología óptima para la instalación en plantas fijas es tecnología convencional, puesto que la tecnología de concentración no es económicamente viable. Para la instalación de plantas fotovoltaicas, existen ciertos requerimientos como:

- El clima (DNI, GHI).
- La orografía.
- Disponibilidad de conexión eléctrica a la red.

El terreno aproximado para la instalación de una planta fija de un 1 MW para tecnología convencional viene definido junto a las dimensiones del ancho (x en metros) y el largo (y en metros) de un rectángulo que simula las dimensiones de la planta (Figura 5.84).

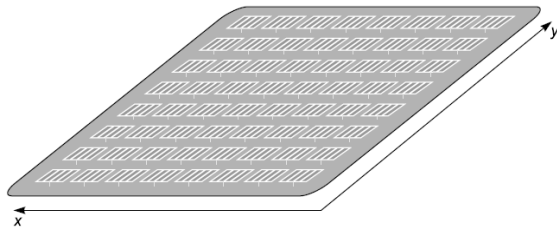


Figura 5.84 Planta fija de 1 MW para tecnología convencional.

1 MW	Convencional
Plantas fijas	1,4 ha
Ocupación del terreno*	x = 120 m y = 120 m

* Para unas condiciones de radiación en torno a los 2.120 kWh/m² y año.

Tabla 5.6 Ocupación de terreno de una planta fija de 1 MW.

5.7.2.2 PLANTAS CON SEGUIDORES (CONVENCIONAL Y BAJA CONCENTRACIÓN.)

Con las plantas fotovoltaicas de módulos con seguidores tanto de un eje como de dos ejes se permite un seguimiento muy exacto del sol que conduce a la obtención de altos rendimientos.

La tecnología fotovoltaica con seguidores es la adecuada para zonas con media y alta radiación. Es una tecnología ampliamente demostrada desde hace años, con un mercado muy extenso debido a sus características como energía distribuida.

En este caso existen unos costes de mantenimiento, que, aunque pueden considerarse bajos, deben tenerse en cuenta frente a los costes casi nulos que por este concepto tienen las instalaciones fijas.

Las tecnologías óptimas para la instalación en plantas con seguidores son la tecnología convencional y thin film. El terreno aproximado para la instalación de una planta con seguidores de un 1 MW para las diferentes tecnologías viene definido junto a las dimensiones del ancho (x en metros) y el largo (y en metros) de un rectángulo que simula las dimensiones de la planta.

1 MW	Silicio
Plantas seguidor 1 eje*	4,6 ha x = 215 m y = 215 m
Plantas seguidor 2 ejes*	5 ha x = 225 m y = 225 m

* Para unas condiciones de radiación en torno a los 2.120 kWh/m² y año.

Tabla 5.7 Ocupación de terreno de una planta con seguidores de 1 MW.

Deben compararse aquí las 5 ha que se requieren para una planta de 1 MW con seguidor a dos ejes, frente a las 4.6 ha en el caso de seguidor en un eje (aproximadamente un 10% menos que en el primer caso), o sobre todo las solamente 1.4 ha ha que supone para una planta con estructura fija de igual potencia.

Estas diferencias significativas deben tenerse en cuenta a la hora de apostar por uno u otro sistema, muy especialmente cuando el terreno sea un condicionante.

Otro elemento a considerar, antes de apostar por el tipo de planta, es que una instalación con seguidor a un eje viene a dar entre un 15% y un 20% más de energía que una instalación fija y en el caso de dos seguidores, entre el 30% y el 35% más que las estáticas.

Evidentemente, además de lo comentado en los dos párrafos anteriores, el coste de los diferentes sistemas varía, siendo más caras cuanto más complejas y mantenimiento, como ya se ha apuntado, se eleva con la complejidad de las mismas.

Pensando en la amortización de sistema, a la hora de elegir entre uno u otro tipo (el equivalente de los intereses de los bancos, a la pregunta de ¿qué es mejor, plazo fijo o plazo variable?), en este caso tenemos que conjugar tres elementos, el terreno, el capital y la radiación del lugar.

5.7.2.3 TIPOS DE SEGUIDORES.

Se presentan a continuación algunos tipos de seguidores y se citan sus características fundamentales:

- Copero PV es un seguidor de dos ejes de 115 m² (Figura 6.78) diseñado por Abengoa Solar New Technologies.



Figura 5.85 Seguidor de dos ejes Copero PV.

Dimensiones (ancho x)	12,15 m × 10,58 m
Superficie fotovoltaica	115 m ²
Velocidad máxima	35 km/h
Velocidad límite	140 km/h
Materiales de construcción	Acero galvanizado en caliente

Figura 5.8 Seguidor de dos ejes Copero PV.

Buskil K6.

- Superficie K6: 41 m²
- Potencia nominal: 5 kW
- Potencia instalada: 6.72 kW_p



Figura 5.86 Buskil K6-de Acciona.

Buskil K12.

- Superficie K12: 105.6 m²
- Potencia nominal: 11 kW
- Potencia instalada: 13.65 kW_p

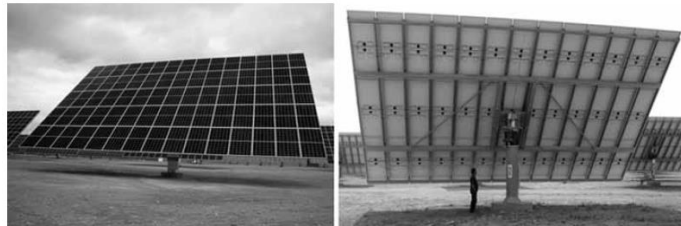


Figura 5.87 Con seguimiento Buskil K12 de Acciona.

Buskil K18

- Superficie K18: 140 m²
- Potencia pico (aprox): 17.68 kW_p



Figura 5.88 Con seguimiento Buskil K18 de Acciona.

5.7.2.4 EXPERIMENTACIÓN Y DESARROLLO DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS.

En el año 2002 entra en funcionamiento la planta solar fotovoltaica de EHN (hoy Acciona) en Tudela (Navarra), entonces la mayor de España por potencia instalada (1.18 MW_p), en su totalidad conectada a red. La planta solar, supuso una inversión de 12 millones de euros, ocupa 60 000 m² de superficie en el paraje de Montes de Cierzo, término de Tudela, (Figura 5.89).

Todos los seguidores de la planta son de tipo acimutal, es decir, que giran en torno a un eje vertical para orientarse hacia el sol y siguen la trayectoria de éste a lo largo del día para optimizar la captación de energía. Incorpora una zona de generación distribuida, dedicada a la experimentación y desarrollo de distintas tecnologías de paneles fotovoltaicos.



Figura 5.89 Planta fotovoltaica de Tudela (1.18 MW).

En noviembre del año 2001, se conectó a red la zona de generación centralizada de la planta, compuesta de 280 estructuras de seguimiento solar —seguidores— con paneles de un único fabricante.

Totalizan 856.8 kW. En meses posteriores se ha instalado la zona de generación distribuida de la planta, conformada por 120 seguidores, en la que pueden verse once tipos de módulos fotovoltaicos distintos de cinco tecnologías.

La zona centralizada de la planta de Tudela la integran 280 estructuras de seguimiento solar, distribuidas en siete bloques, con un total de 10 080 módulos solares BP 585 (38 por seguidor), de tecnología Saturno.

La zona distribuida, de 321.1 kWp de potencia total distribuida en 120 seguidores —un tercio de la planta—, tiene por objeto experimentar diferentes alternativas tecnológicas en paneles, sistemas de conexión a red e inversores. Cada uno de los seguidores tiene su propio inversor a partir del cual se canaliza la energía hacia la red general.

Hay en esta zona once tipos de paneles, de nueve fabricantes y cinco tecnologías —silicio monocristalino, silicio policristalino, CIS película fina, triple capa de silicio amorfo, y silicio amorfo (Figura 5.90).

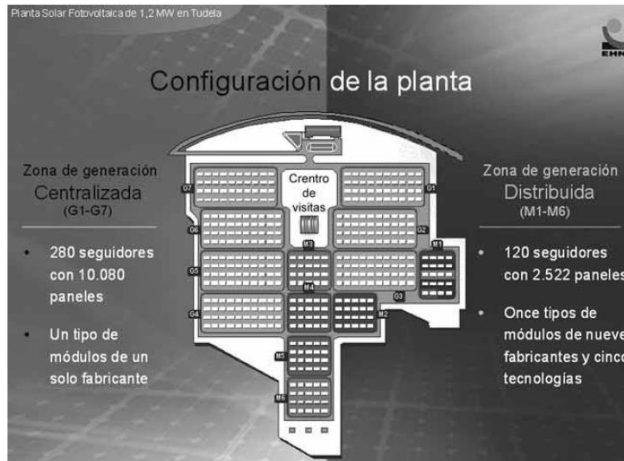


Figura 5.90 Configuración de la planta fotovoltaica de Tudela.

La construcción de la planta ha contado con el respaldo del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) (un 10% del coste en cuentas de participación) y con ayudas del Programa DGTren de la Unión Europea y del Programa Profit del Ministerio de Ciencia y Tecnología. Anteriormente a esta planta merece citarse a Toledo PV, también con carácter marcadamente experimental.

España es el tercer país del mundo en producción de paneles fotovoltaicos (tras Japón y Estados Unidos). Cuenta con tres fabricantes que suponen una cuota del 8% del mercado mundial y que venden en el exterior el 80% de su producción.

En la actualidad una de las mayores plantas del mundo se encuentra en Moura, Portugal 45.6 MW_p (Figura 5.91), en la web: <http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>, pueden localizarse de forma actualizada las diferentes plantas a nivel mundial.



Figura 5.91 Moura (Portugal) 45.6 MW_p

5.7.2.5 PLANTAS CONCENTRACIÓN (As-GA Y Si ALTA EFICIENCIA).

La tecnología fotovoltaica de concentración es adecuada para zonas con alta irradiación.

La tecnología de concentración se basa en el mismo concepto, pero utiliza óptica para concentrar la energía solar y reducir el área del material fotovoltaico.

Plantas baja concentración.

Para baja concentración se utilizan espejos para concentrar la radiación solar en un punto. En este caso se utiliza *As – Ga* o *Si* de alta eficiencia para la transformación. Los principales componentes de una instalación fotovoltaica de baja concentración son:

Heliostatos con seguimiento en los dos ejes: Los heliostatos, construidos con perfiles metálicos son el soporte a los módulos fotovoltaicos y los espejos. Estos perfiles están sujetos a un eje horizontal, a través de un mecanismo reductor, está unido a un sistema que proporciona el movimiento en dos ejes, azimut y elevación accionado por motores. El seguimiento en dos ejes permite captar entre un 35 y un 48% mayor energía que un sistema fijo.

Concentradores: Su función es la de reflejar la radiación solar en el módulo fotovoltaico. Los espejos concentradores están fabricados a partir de metal cubierto de cristal. Dependiendo del número de espejos, las dimensiones de éstos y el ángulo de inclinación al que se fije respecto al módulo.

Módulos fotovoltaicos: Son los conversores de energía solar a eléctrica. Para baja concentración se utiliza *Si* convencional mono cristalino con una eficiencia en torno al 12%.

El seguidor de baja concentración (2,2x) de 35 m², con desplazamiento en los dos ejes. Diseñado por Abengoa Solar New Technologies. Es el seguidor instalado en la planta fotovoltaica de baja concentración, Sevilla PV propiedad de Abengoa Solar (Figura 5.92).

Dimensiones (ancho × alto)	10,84 m × 10,10 m
Superficie fotovoltaica	34,6 m ²
Superficie espejos	102,6 m ²
Concentración geométrica	1,5 × -2,2 ×
Velocidad máxima de trabajo	36 km/h
Velocidad límite de resistencia	140 km/h
Materiales de construcción	Acero galvanizado en caliente

Tabla 5.9 Seguidor de baja concentración (2,2x) de 35 m².

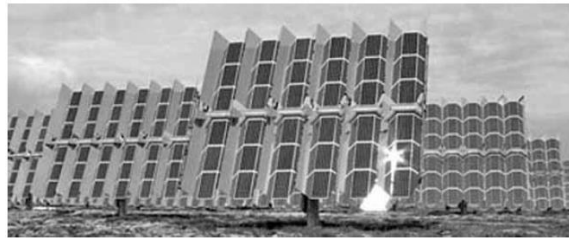


Tabla 5.92 Seguidor de baja concentración de Sevilla PV.

Plantas de alta concentración.

En las plantas de alta concentración conseguimos concentrar a través de tecnología óptica hasta 500 veces la radiación solar. Consecuentemente con el fin de obtener la máxima eficiencia se utiliza arseniuro de galio (Figura 5.93).

El terreno aproximado para la instalación de una planta fija de un 1MW para las diferentes tecnologías viene definido junto a las dimensiones del ancho (x en metros) y el largo (y en metros) de un rectángulo que simula las dimensiones de la planta.



Figura 5.93 Seguidor de alta concentración.

1 MW	Baja concentración	Alta concentración
Plantas seguidor 1 eje*	5,7 x = 240 m y = 240 m	
Plantas seguidor 2 ejes*	6,3 ha x = 250 m y = 250 m	4,1 ha x = 200 m y = 200 m

* Para unas condiciones de radiación en torno a los 2.120 kWh/m² año.

Tabla 5.10 Ocupación de terreno plantas de concentración 1 MW

5.7.3 HUERTA SOLAR.

Una central de generación fotovoltaica (comúnmente conocida como huerta solar, termino acuñado inicialmente por Aesol, hoy Acciona Solar) es una agrupación de instalaciones solares ubicadas en una misma localización. Cada instalación posee una potencia aproximada de 5 kW, y es posible la adquisición de una o varias instalaciones, que en su evolución han pasado a grupos de 15 kW y 35 kW.

La central ofrece a particulares y empresas la posibilidad de convertirse en propietarios de pequeñas instalaciones solares fotovoltaicas agrupadas en una parcela. De esta manera, los costes se reducen al compartir el terreno y los gastos de instalación, vigilancia, infraestructuras o mantenimiento.

Normalmente, son fincas rústicas ofrecidas por una empresa promotora con todos los trámites y legalizaciones ya realizados. Para considerarla «Central de Generación Fotovoltaica» deben existir dos o más propietarios distintos en el mismo espacio.

Según sus impulsores, la ubicación de estas instalaciones solares comunitarias, en puntos de muy alta radiación solar y con gran cantidad de horas de sol, garantiza una producción elevada y rentable.

Por ello, aseguran, se trata de un buen negocio que favorece al medio ambiente, a los bolsillos de sus inversores y a la sociedad en general, al apostar por las energías renovables.

Los elementos comunes en una central son, en primer lugar, los paneles solares. Estos pueden ser fijos, pero en la actualidad se están imponiendo los paneles con rotores giratorios que siguen el movimiento de sol, aumentando así su capacidad de captación de radiación solar, el aumento proporcionado por el rotor sobre un panel solar fijo es de un 35%.

La vida media de un panel solar no está bien determinada. En la actualidad, existen paneles solares que sobrepasan los 30 años de edad, según las empresas fabricantes, los paneles solares instalados en las huertas solares, pueden sobrepasar hoy en día los 40 años de uso.

Algunos fabricantes de paneles solares garantizan que la producción de energía no bajará del 80% durante los primeros 25 años de vida; en caso contrario, cambiarían los paneles.

La electricidad generada por los paneles solares fotovoltaicos es electricidad continua, esta electricidad debe ser convertida en electricidad alterna para poder ser inyectada en la red común, esta conversión es realizada primero por los inversores y después por transformadores (Figura 5.94).

El RD 661/2007 de 25 mayo regula actividad producción energía eléctrica régimen especial establece que las compañías eléctricas comprarán la energía producida por plantas de generación eléctrica de origen fotovoltaico al ser esta una forma de producción energética de origen renovable.

Esto se formaliza mediante un contrato de 25 años; durante este tiempo la compañía comprará la energía producida con tarifa estipulada en el mencionado Real Decreto de 0,44038 euros para instalaciones de hasta 100 kW de potencia nominal instalada, y de 0,41 euros para instalaciones de potencia superior y que no superen los 10 MW.

Una vez finalizado este plazo de tiempo de 25 años, se seguirá percibiendo una prima de menor cuantía y también establecida en el Real Decreto. Así mismo el Real Decreto establece una revisión de la tarifa cada año, vinculada al valor del IPC.

El coste medio de una inversión individual es de unos 49 000 euros; está inversión inicial es amortizada entre los primeros 8 ó 10 años. Otras ventajas de la inversión son una devolución integral del IVA de la instalación; esto es aplicable tanto a las personas físicas como a las fiscales y una desgravación fiscal del 10% por inversión en medio ambiente.

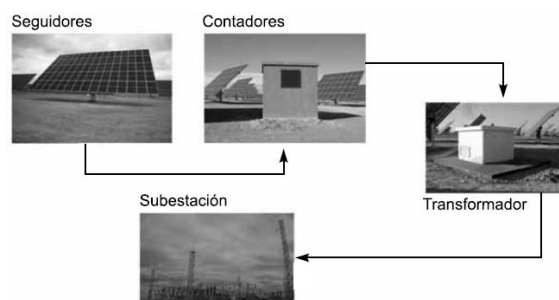


Figura 5.94 Elementos fundamentales de una huerta solar.

Las empresas promotoras suelen asumir la financiación, posibilitando los pagos mediante los ingresos generados, así como la tramitación administrativa y la gestión integral de las centrales, ofreciendo al propietario la posibilidad de controlar desde internet la producción anual, mensual o diaria.

También cabe la posibilidad, en según qué comunidades autónomas, y para un determinado tipo de proyectos, como pueden ser los de integración arquitectónica,

que el titular de estas instalaciones fotovoltaicas pueda acceder a una subvención por su ejecución.

Anualmente cada comunidad autónoma renueva sus programas de subvenciones, pero se recomienda a los futuros inversores no contar por adelantado con estas ayudas, debido al elevado número de solicitudes y las escasas dotaciones económicas. Por ello, es más práctico solicitar un préstamo por el 80% de la inversión en una entidad bancaria, financiando el resto con fondos propios.

En general, las ventajas de las centrales de generación fotovoltaica, tipo huerta solar, consisten en que no se necesita disponer de un espacio físico para los paneles, solo se necesita la autorización para un único emplazamiento, se evitan trámites y gastos innecesarios al interesado, que además no le garantizan la obtención de todos los permisos, la inversión es más rentable, los gastos de mantenimiento, seguros, vigilancia y demás son comunes y en consecuencia más económicos y se evitan molestas obras.

Los inconvenientes que tienen actualmente las centrales son principalmente el aumento de la inversión necesaria para poner en marcha una instalación solar (según muchos expertos) y la dificultad a la hora de adquirir paneles solares, la fuerte demanda generada en torno a estos elementos ha hecho que el mercado en algunas ocasiones haya estado desabastecido y haya sido necesaria la importación desde otros países como por ejemplo Japón, principal proveedor de paneles solares del mundo.

Como medida paliativa, en España se ha optado por la creación de una fábrica de poli silicio en Cádiz debido a la escasez de esta materia prima esencial para la construcción de los paneles. Otro aviso nos llega desde la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), en relación al precio del suelo con el que los promotores pueden intentar especular, alzando los precios de las superficies más idóneas para la producción de energía solar.

Parece que las centrales de producción fotovoltaica son actualmente la nueva moda de inversión en el mundo empresarial, muchas empresas y pequeños inversores se lanzan a esta aventura ecológica, pensando en sus beneficios económicos y en la mejora del medio ambiente.

Aunque la entrada en vigor del último RD 1578/2008 de 26 de septiembre ha supuesto una disminución de la prima respecto a la del 2007, continúa habiendo un margen de beneficio.

Establece unas reglas de juego fijadas y se destacan las siguientes novedades:

- Contempla dos tipologías diferenciadas, suelo y techo y orienta la inversión privada hacia la tipología en techo.

- La nueva retribución es de 32 *cent/kWh* para suelo y 32 y 34 *cent/kWh* para techo (mayores y menores de 20 *kW*, respectivamente). Estas retribuciones bajarán trimestralmente en función del agotamiento de los cupos.
- Establece un mecanismo de «pre-registro» con cuatro convocatorias anuales.
- Las instalaciones no podrán tener un tamaño superior a 10 *MW* en suelo y 2 *MW* en edificios.
- La tarifa regulada de cada convocatoria se calculará en función de la demanda que haya existido en la convocatoria anterior, con bajadas de la retribución si se cubre el cupo completo. Asimismo, podría elevarse la tarifa si en dos convocatorias consecutivas no se alcanza el 50% del cupo. Las bajadas pueden ser de hasta el 10% anual.
- Este esquema retributivo beneficia a los consumidores, al establecer una retribución ajustada a la curva de aprendizaje de la tecnología, lo que se traducirá en un abaratamiento del coste de la electricidad en relación al modelo vigente. También beneficia a los inversores, al aportar predictibilidad de las retribuciones futuras.
- Los cupos iniciales serán de 400 *MW/año*: dos tercios para las instalaciones en edificación y el resto para el suelo.
- Con la finalidad de establecer un régimen transitorio para suavizar la inercia de la industria fotovoltaica actual, se establecen unos cupos extraordinarios adicionales de 100 *MW* y 60 para 2020 y 2025, respectivamente, en suelo. Las dos primeras convocatorias se resolverán en unos plazos muy reducidos: la primera, el 15 de diciembre de 2008.
- Los cupos anuales se incrementarán en la misma tasa porcentual en que se reduzca la retribución en el mismo período, hasta un 10%.
- Se establecerán mediante Orden Ministerial los requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones para contribuir a la seguridad del sistema.
- El plazo de retribución para cada instalación es de 25 años y la actualización anual de la retribución en función del IPC – 0.25 o –0.5, en ambos casos igual que en el anterior Real Decreto.
- En la Figura 5.95 aparece una de las primeras huertas solares instaladas en España y en la Figura 5.96 una de las más recientes huertas solares conectadas a la red. En la Tabla 5.11 se muestra el desarrollo de las huertas solares de Acciona Solar.



Figura 5.95 Una de las primeras huertas solares.



Figura 5.96 Una de las más recientes huertas solares conectada a red (Corella 8.022 kW).

Instalación	Potencia instalada (kWp)	Potencia nominal (kW)	N.º de estructuras de seguimiento solar	Producción GWh/año	TM CO ₂ /año evitadas	Árboles equivalentes para depurar TM CO ₂ /año	Equivalente viviendas	N.º propietarios	Recursos generados Hacienda Pública (mill. € a 20 años)
En NAVARRA									
Sesma (K6)	1.544,76	1.245	262	2,40	2.242	130.042	1.092	191	12,92
Arguedas (K6)	958,00	775	159	1,62	1.511	87.626	736	153	8,04
Arguedas II (K6)	2.104,20	1.680	336	3,62	3.382	196.141	1.648	229	16,89
Rada (K6)	1.780,80	1.400	280	2,41	2.538	147.226	1.237	199	14,08
Cintruénigo (K6)	1.438,02	1.155	231	2,41	2.252	130.616	1.097	151	9,05
Tudela	1.177,91		400	1,95	1.819	105.522	886	1	7,88
Castejón (K6)	2.642,82	2.000	400	4,40	4.102	237.924	1.999	279	20,11
Milagro	9.498,04	7.243	864	14,28	13.321	772.615	6.490	753	70,39
Bardenas	10.112,40	7.490	1.378	16,95	15.814	917.232	7.705	859	82,55
Corella	10.287,84	8.022	932	16,01	14.937	866.365	7.277	327	84,75
En CASTILLA LA MANCHA									
Socuéllamos (K12)	2.598,75	1.975	395	4,56	4.257	246.881	2.074	98	21,92
Almadén (K6)	293,76	240	48	0,53	493	28.590	240	3	2,5
Aldeanueva (K6)	499,68	390	78	0,87	807	46.821	393	5	4,4
Albacete (K6)	1.285,40	1.000	200	2,27	2.117	122.794	1.031	10	8,89
Munera (K6)	2.087,60	1.535	307	3,60	3.362	194.987	1.638	117	17,9
Albatana (K6)	1.904,00	1.400	280	3,43	3.200	185.611	1.559	66	15,6
En HUESCA									
Ariestolas (K12)	125,55	99	9	0,18	168	9.741	82	1	0,98
En BADAJOZ									
Aldea del Conde (K12)	6.277,50	4.950	450	11,11	10.363	601.063	5.409	50	49,97
Castuera I (K12)	5.390,55	3.993	363	10,18	9.498	550.881	4.627	41	44,97
En PORTUGAL									
Moura (K18)	45.601,92	35.000	2.520	84,00	78.372	4.545.576	38.182	1	
TOTAL	107.609,50	81.592	9.892	187	174.556	10.124.253	85.041	3.534	494

Tabla 6.11 Desarrollo de las huertas solares de Acciona Solar S.A.

5.8 COSTES DEL USO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

El coste de cada kilowatio-hora obtenido mediante un sistema fotovoltaico depende del coste de la instalación, la cual debe amortizarse a lo largo de la vida; del coste de explotación; y de la energía producida, que depende en gran medida de la radiación solar en el emplazamiento.

El coste de la instalación depende del coste de los siguientes elementos: sistema de captación energética, sistema de regulación, sistema de acumulación y sistema de adaptación de corriente.

El coste del sistema de captación, incluida su instalación, disminuye en función de la potencia. De manera orientativa puede indicarse que dicho coste oscila entre 8 €/W, para pequeñas potencias, y 4.5 €/W, para potencias hasta 10 kW.

El coste del sistema de regulación depende del número de módulos fotovoltaicos y de las prestaciones. A título de orientación puede indicarse que, para un número de paneles comprendido entre 10 y 30, el coste puede oscilar entre 120 € y 421 €. Sin embargo, para un número de paneles superior a 30 el coste puede considerarse comprendido entre 301 € y 902 €.

El coste de los sistemas de acumulación depende del tamaño de la instalación. En el caso de sistemas tipo monoblock (típicos de instalaciones pequeñas), el coste se incrementa linealmente en función de la capacidad de acumulación en amperios-hora (Ah). Así, para una capacidad de 400 Ah el coste puede estimarse en aproximadamente 660€, decreciendo con la capacidad.

En el caso de acumuladores modulares (adecuados para mayores capacidades), el coste por modulo se incrementa en función de la capacidad de acumulación del mismo. Así, para un módulo de 1 000 Ah el coste medio puede estimarse en 301 €, y para un módulo de 4 000 Ah dicho coste medio se eleva, aproximadamente, hasta 1 260 €.

Los costes de los sistemas de adaptación de corriente dependen enormemente de las prestaciones. En el caso de los inversores, el coste varía linealmente con la potencia de salida. Para voltajes de salida de 230 V, los costes medios de estos equipos pueden estimarse comprendidos entre 601 € y 3 600 €, para potencia situadas entre 500 W y 3 500 W, respectivamente.

A título de ejemplo, para una instalación de 2 200 W conectada a la red eléctrica con una producción media estimada de 3 740 kWh/año, el coste del kWh producido puede estimarse en 0.33 €. Sin embargo, para una instalación de 1 000 W aislada de la red con una producción media de 1 700 kWh/año, el coste del kWh generado se elevaría hasta 0.7 €. Una instalación completa, llave en mano, de 100 kW viene a tener un coste de entre 5 € y 6 € el Wp instalado, la idea es que en unos años esté en 3 € el Wp instalado.

5.9 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL POR UTILIZAR LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Sería necesario diferenciar entre las instalaciones aisladas de la red y las instalaciones conectadas a la red.

En lo que respecta a las primeras, los aspectos negativos son mínimos y estarían relacionados con el impacto visual. Sin embargo, teniendo en cuenta las distintas posibilidades de instalación de los paneles es fácil integrarlos en el paisaje de tal manera que su impacto visual sea prácticamente nulo.

En cuanto a las centrales fotovoltaicas de grandes dimensiones conectadas a la red eléctrica es necesario tener en cuenta el impacto paisajístico que las mismas pueden ocasionar, debido al suelo ocupado ($10 - 15 m^2$ por $1\ 000 W$) y a los tendidos eléctricos que se requieran instalar.

Todavía perdura la creencia popular de que los sistemas FV no pueden amortizar la inversión en energía dentro del tiempo de vida de un generador solar (unos 25 años). Esto se debe a que el gasto de energía, especialmente durante la producción de células solares, se considera superior al de la energía que se pueda generar.

Sin embargo, datos obtenidos en estudios recientes muestran que los sistemas actuales ya tienen un tiempo de retorno energético (TRE) (el tiempo que tarda la generación de energía en compensar la energía que se usó para producir el sistema) de $1 - 3.5$ años, lo que está muy por debajo de su tiempo de vida previsto.

Aumentando la eficacia de las células y reduciendo su espesor, y optimizando los procedimientos de producción, se anticipa que el TRE de la energía FV conectada a la red disminuirá más aún.

La característica más importante de los sistemas solares FV es que no producen emisiones de dióxido de carbono (el gas principal responsable del cambio climático mundial) durante el funcionamiento. A pesar de que se producen emisiones indirectas de CO_2 en otras etapas del ciclo de vida, éstas son significativamente más pequeñas que las emisiones que se evitan.

La energía FV no conlleva ningún otro tipo de emisiones contaminantes ni ningún tipo de amenazas a la seguridad medioambiental asociadas a las tecnologías convencionales. No hay contaminación en forma de humos de escape o ruidos. El desmantelamiento de los sistemas no es problemático.

Aunque no hay emisiones de CO_2 durante el funcionamiento, sí se genera una pequeña cantidad durante la fase de producción. La energía FV solo emite de 21 a 65 gramos de CO_2 por kWh , si bien depende de la tecnología. En cambio, el promedio de emisiones de la energía térmica en Europa es de $900 g$ de CO_2 por kWh . Sustituyendo la energía térmica por energía FV se consigue una reducción de $835 g$ a $879 g$ por kWh .

La ventaja que se obtenga de la reducción del dióxido de carbono en la combinación energética de un país dependerá de qué otro método de generación o uso de energía se sustituye por la energía solar. Si se sustituyen generadores diésel por sistemas no conectados a la red, se conseguirá una reducción de la emisión de CO_2 aproximada de 1 *kg* por kilovatio hora.

Por su tremenda ineficiencia, la sustitución de una lámpara de queroseno conseguirá reducciones aún mayores, de hasta 350 *kg* al año de un módulo simple de 40 *Wp*, equivalente a 25 *kg CO₂/kWh*. En cambio, en las aplicaciones de consumo y los mercados industriales distantes es muy difícil identificar la reducción exacta de CO_2 por kilovatio hora.

Así pues, en todo el período de la hipótesis se ha calculado que se reduciría una media de 600 *g* de CO_2 por kilovatio hora producido por un generador solar. Este enfoque es más bien conservador, y es probable que pudieran conseguirse mayores reducciones de CO_2 .

Los módulos FV son reciclables, y las materias primas se pueden volver a utilizar. En consecuencia, se reduciría más aún el consumo de energía asociado a la tecnología FV.

Si los gobiernos adoptan un mayor uso de la tecnología FV en su generación nacional de energía, la energía solar puede realizar una contribución sustancial a los compromisos internacionales para la reducción de las emisiones de gases invernadero y su influencia en el cambio climático.

Según la hipótesis avanzada de Solar Generation, en 2030 se habrían reducido las emisiones anuales mundiales de CO_2 en más de 1 600 millones de toneladas. Esta reducción equivale a la emisión de 450 plantas de combustión de carbón (de un tamaño medio de 750 *MW*).

La reducción acumulada de emisiones de CO_2 conseguida con la generación de electricidad solar entre 2005 y 2030 habrá alcanzado el nivel de 9 000 millones de toneladas.

El dióxido de carbono es responsable de más del 50% del efecto invernadero producido por el hombre, lo que lo convierte en el contribuyente más importante al cambio climático. Se genera principalmente en la combustión de fósiles.

El gas natural es el combustible fósil más respetuoso con el medioambiente, ya que produce más o menos la mitad de dióxido de carbono que el carbón, y menos gases contaminantes de otros tipos.

La energía nuclear produce muy poco CO_2 , pero conlleva otros importantes problemas de protección, seguridad, proliferación y polución asociados a su explotación y sus residuos. Las consecuencias del cambio climático ya pueden percibirse en la actualidad (Figura 5.97).

Un ejemplo de estudio riguroso lo tenemos en el llamado Estudio de Knapp y Jester (2000) Módulos cSi SP75 (Siemens)
 El tiempo de recuperación energética (2-3 años) es significativamente menor que la duración del sistema (más de 25 años)
 La energía producida es de 9-17 veces la invertida

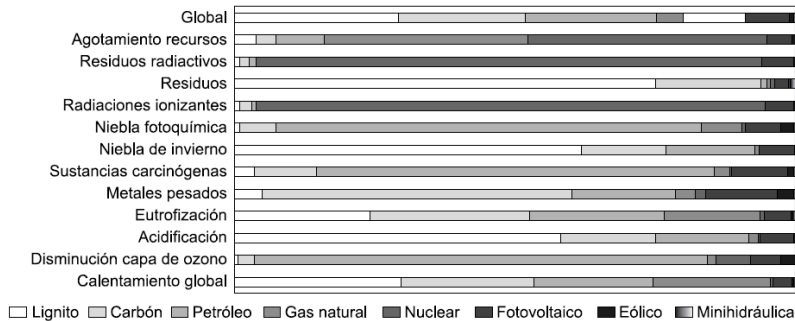


Figura 5.97 Impactos ambientales de la producción eléctrica: análisis de ciclo de vida de ocho tecnologías de generación eléctrica. IDEA 2000 (Ver de izquierda a derecha según leyenda.)

5.10 SITUACIÓN ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA DE LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS.

Desde 1941 cuando se fabricó la primera célula solar de selenio en la que se consiguió una eficiencia del 1%, la evolución tecnológica ha proseguido y los rendimientos actuales en laboratorios son del orden del 30%, siendo la tecnología de silicio mono cristalino la líder, consiguiendo rendimientos de hasta 17% sin concentración en células comerciales (Figura 5.98).

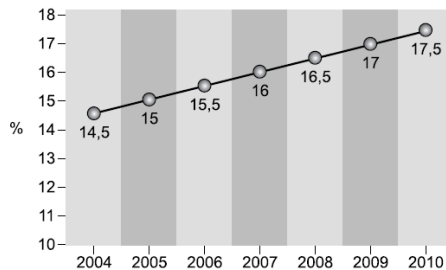


Figura 5.98 Evolución de la eficiencia media de las células cristalinas.

En la actualidad, se trabaja en nuevas tecnologías buscando la reducción en los costes, que siguen siendo relativamente elevados para competir con la energía eléctrica producida en centrales térmicas. El coste de la producción de módulos fotovoltaicos y todos los demás componentes del sistema se ha reducido drásticamente desde el lanzamiento al mercado los primeros sistemas FV.

Algunos de los principales factores responsables de esta reducción han sido:

- Las innovaciones y los avances tecnológicos.
- El aumento de la tasa de rendimiento de la energía FV.
- La ampliación del tiempo de vida de los sistemas FV.

- Las economías de escala.

Estos factores generarán también más reducciones en los costes de producción. Es claramente una meta fundamental para la industria solar garantizar un descenso drástico de los precios en los próximos años. Con estos antecedentes, la EPIA ha fijado objetivos específicos en el ámbito de los avances tecnológicos:

Objetivos en el campo de las células cristalinas.

- Alcanzar un nivel de eficiencia cristalina Cz del 20% en 2010 y del 22% en 2020.
- Alcanzar un nivel de eficiencia cristalina Mz del 18% en 2010 y del 20% en 2020.
- Alcanzar un nivel de eficiencia de cinta-hoja del 17% en 2010 y del 19% en 2020.

Objetivos en el campo de la tecnología de capa delgada.

- Alcanzar un nivel de eficiencia de capa delgada entre el 10% y el 12% (para *Si*-amorfo/ *Si*-monocristalino, *CIS* y *CdTe*) en 2010 y del 15% en 2020.
- Reducción de los costes de los sistemas FV integrados en edificios al 50% entre 2005 y 2010 y un 50% más en 2020.
- Aumento del área de procesamiento de energía FV industrial típica de 1 m^2 a 3 m^2 en 2010 y a 9 m^2 en 2020.

Aumentando la eficiencia de los módulos FV se reducirán los costes de producción por *kWh* tanto en la tecnología de células cristalinas como la de capa delgada. Al mismo tiempo se usará cada vez menos materia bruta, especialmente en tecnologías cristalinas.

La capacidad de producir obleas más finas reducirá el consumo de silicio y por lo tanto los costes, así como el plazo de retorno energético de los sistemas FV. No obstante, el perfeccionamiento de las tecnologías existentes no es el único factor que hará bajar los costes de producción.

Las inversiones en I+D de la energía FV aumentan y ofrecen resultados prometedores para las nuevas tecnologías a partir de la aplicación de procesos de producción innovadores o el uso de materias primas diferentes. Un buen ejemplo de reducción de costes significativa fue el desarrollo de las tecnologías de capa delgada.

Se pueden esperar avances similares de las tecnologías futuras, como las células orgánicas o las nanotecnologías. La calidad del sistema FV es también un parámetro que influye en el coste por *kWh*. La calidad del sistema se refleja en su tasa de rendimiento. Esta es la tasa de electricidad medida en el lado de CA del contador de electricidad, en comparación con la cantidad de electricidad generada originalmente por los módulos FV.

Cuanto más alta es la tasa de rendimiento, menores son las pérdidas entre los módulos y el punto en que el sistema alimenta a la red. El intervalo previsto de tasas de rendimiento del sistema es del 70% al 85%, pero en los últimos años la tendencia ha sido hacia el límite superior de este intervalo.

Esto significa que si se pudieran reducir más aún las pérdidas y los defectos de funcionamiento de los sistemas FV, el coste por *kWh* podría también ser más bajo. El aumento del tiempo de vida del sistema tendrá un efecto positivo en los costes de producción de energía FV por *kWh*, ya que aumentará la generación de electricidad.

Muchos productores ya ofrecen garantías de rendimiento de 25 años para los módulos. Por lo tanto, veinticinco años se puede considerar como el tiempo de vida mínimo del módulo. En el estudio EPIA Roadmap 2004 se preveía una ampliación del tiempo de vida a 35 años en 2010.

Otro importante factor para la reducción del coste de la energía FV son las economías de escala. Unos volúmenes de producción mayores permiten a la industria disminuir el coste por unidad producida. Las economías de escala se pueden aplicar a la adquisición de materias brutas, comprando al por mayor, y a los procesos de producción, obteniendo unos índices de interés más favorables en la financiación y desarrollando un marketing eficaz.

Mientras que hace tan solo una década las capacidades de las plantas de producción de células y módulos eran de unos pocos *MW*, las primeras empresas del mercado tienen en la actualidad a su alcance plantas de 1 *MW* de capacidad. Este aumento de la capacidad reducirá previsiblemente los costes por unidad aproximadamente en un 20% cada vez que se duplique la producción de energía.

El precio de las instalaciones conectadas a red se ha reducido considerablemente en las últimas décadas, pasando de más de 30 € euros por *Wp* en 1980 (10 euros en paneles y 20 en el resto de la instalación), a 5 euros en 2008 (3 euros en paneles y 2 euros en el resto de la instalación).

Aunque ya se puede celebrar que finalmente se ha apostado en serio por las grandes centrales fotovoltaicas conectadas a red, no debemos olvidar que todavía hoy gran parte de la población mundial no disfruta de los beneficios de la energía eléctrica y vive en zonas rurales no electrificadas caracterizadas por una gran dispersión y bajas densidades de población.

En estas zonas no resulta económicamente rentable la extensión de la red eléctrica, siendo la solución FV una solución muy interesante especialmente para instalaciones de potencias inferiores al *kW* que suelen ser las más demandadas. El actual mercado de la energía solar fotovoltaica crece de forma contundente y, lo más importante, respaldado por un interés gubernamental.

Las células de 3ª generación, de alto rendimiento, son necesarias para abrir camino a una electrificación solar masiva. En este camino se encuentran las células tándem con su límite teórico del 86.3% y ya contrastado del 32.2% para tres uniones (Figura 5.99), las de banda intermedia con su límite de eficiencia del 63.3% (Figura 5.100) o las de concentración dónde se ahorra en área de célula y se sustituye por dispositivos ópticos (lentes o espejos), Figura 5.101.

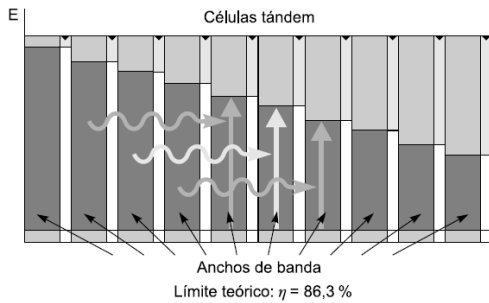


Figura 5.99 Célula tándem.

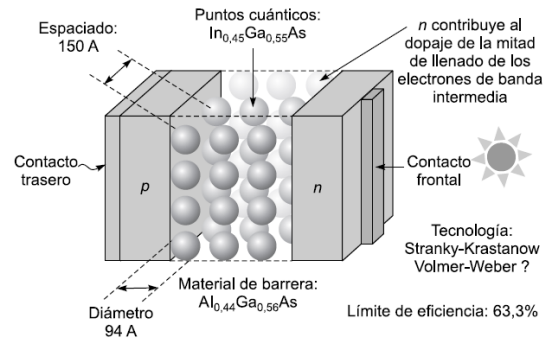


Figura 5.100 Célula solar de banda intermedia.

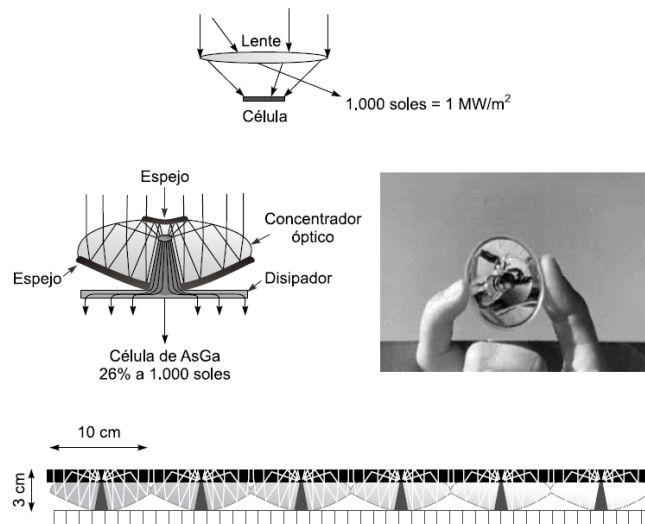


Figura 5.101 Funcionamiento de un sistema de concentración.

En la Figura 5.102 se da un diagrama circular de la fabricación mundial, datos expresados en MW y en porcentaje de producción. Se puede apreciar la destacada producción que tienen China, Europa y Japón frente al resto de países, siendo Taiwán con un 11% de producción mundial y Estados Unidos con un 6% quienes les siguen, estando englobado dentro de «Otros» a África, Oriente Medio y al resto de Asia que no son los que aparecen en el citado diagrama circular.

En la Figura 5.103 se va a mostrar la producción por países de Europa, siendo Alemania quien lidera el ranking, seguida por España, Noruega y Francia, con 76%, 11%, 4% y 3% respectivamente. En cuanto al tipo de células, en el mundo, con una

fabricación aproximada de 4 200 MW_p (año 2008), se pueden expresar los porcentajes de la siguiente manera:

- Silicio cristalino, 87.4%.
- Silicio amorfo, 5.2%.
- Teluro de cadmio, 4.7%.
- Cobre selenio indio, 0.5%.
- Otras tecnologías, 2.3%.

En España, que como se ha visto produce más del 3% de la producción mundial, se fabricó en 2008, 130 MW_p, siendo su totalidad de silicio cristalino.

En la Figura 5.104, se representa la potencia FV anual instalada en España (desde 1999 hasta 2007), apreciando su insignificancia en los primeros años, hasta que en 2004 empieza a tener un peso apreciable y siendo en 2005 cuando despierta y da un salto cuantitativo, siendo de mayor importancia en 2007.

Solo en el año 2008 se instaló más potencia de origen fotovoltaico que en toda su trayectoria anterior junta, estando actualmente ya cerca de los 2 GW.

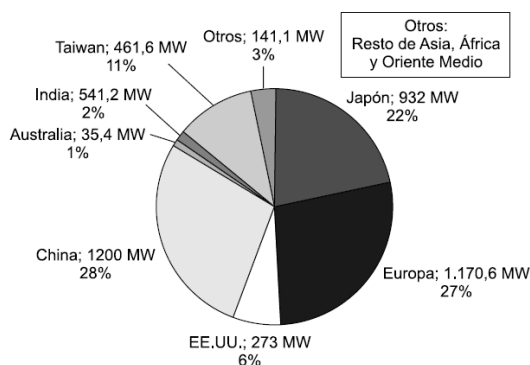
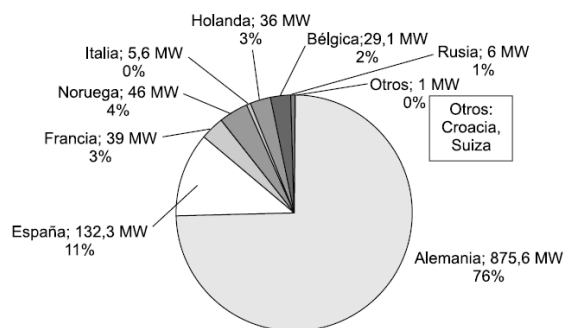


Figura 5.102 Fabricación mundial de células FV.



Notas: Cifras obtenidas sumando los datos dados por los propios fabricantes. Fuente: Photon International.

Figura 5.103 Fabricación europea de células FV.

Representamos, en la Figura 5.105, el número de instalaciones FV, potencia instalada (en MW) al final de año y la energía vendida en el año (GWh) desde 1998 hasta 2007. También podrá apreciarse la distribución de energía entre las principales compañías, todos los datos referidos a España.

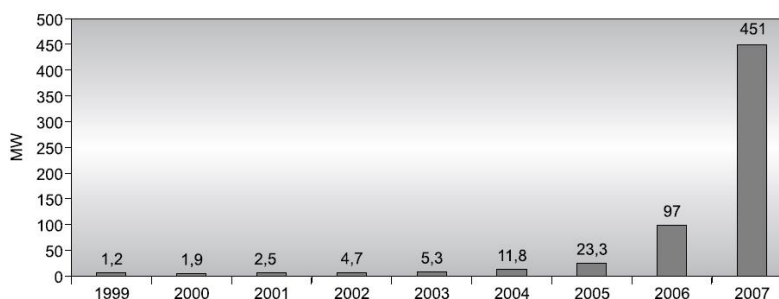


Figura 5.104 Potencia FV anual instalada en España.

Más que apreciable crecimiento del número de instalaciones realizadas durante los últimos 9 años, pasando de 5, a un total de 16 056 en 2007. Los términos de potencia instalada y de energía vendida en dicho período son igualmente significativos, viendo la clara tendencia de la FV en España.

Año	Número de instalaciones	Potencia instalada al final del año (MW)	Energía vendida en el año (GWh)			
1998	5	1	1	Iberdrola	302	GWh
1999	7	1	1	Endesa	101	GWh
2000	33	1	1	UF	34	GWh
2001	183	3	2	Distribuidor DT 11. RD 54/97 ^a	13	GWh
2002	777	7	5	Viesgo	3	GWh
2003	1.554	11	9	HC	1	GWh
2004	3.204	22	18			
2005	5.272	45	41			
2006	9.608	142	106			
2007	16.056	451	454			

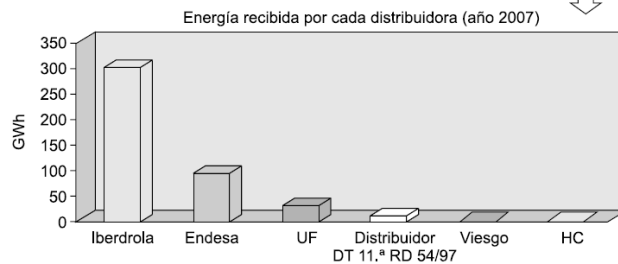


Figura 5.105 Número de instalaciones, potencia instalada y energía vendida desde 1998 a 2007 en España. Distribución de Energía entre principales compañías de España.

Partiendo de un contexto, a día de hoy, donde las tarifas eléctricas en España son muy reducidas en comparación con las de otros países de su entorno (Figura 5.106). Con un escenario sostenible seguiríamos por debajo de la media europea.

Finalmente, en la Figura 5.107 se representa una propuesta viable de reducción de costes, con una bajada media anual de 5.4% hasta el 2020. Así como una propuesta de capacidad de instalación tanto de potencia instalada anualmente (eje izq.), como de potencia instalada acumulada (eje dcho.).

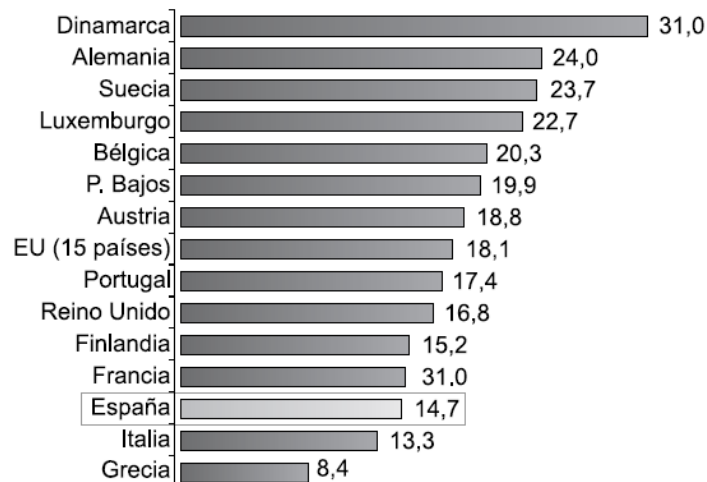


Figura 5.106 Tarifas eléctricas en Europa.

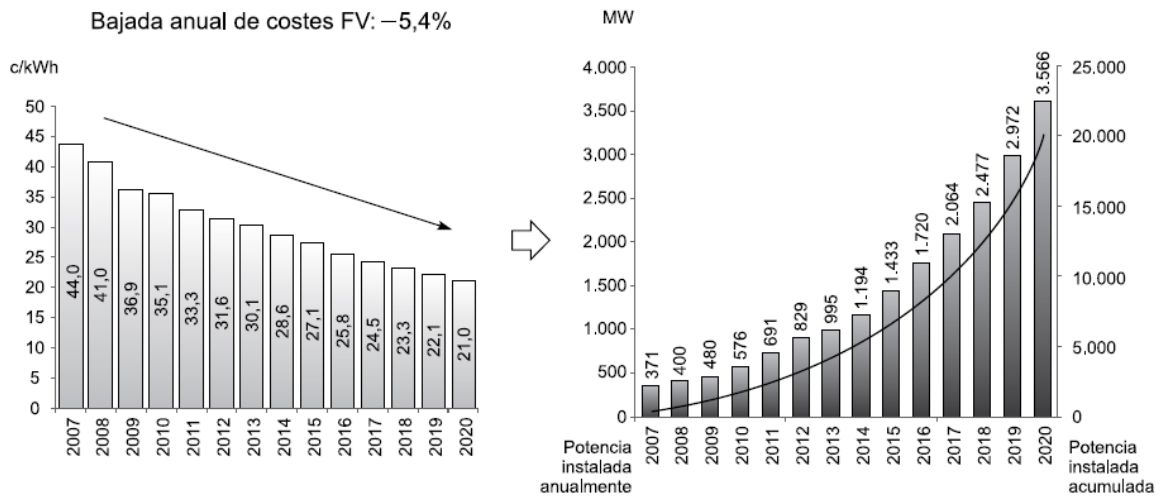


Figura 5.107 Propuestas de costes y capacidad de instalación.

CAPÍTULO 6.

6.1 NORMAS Y LEYES QUE RIGEN EL USO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA Y TIPO ISLA.

Algo tan cotidiano como la electricidad en nuestras vidas, es un tema que se apega a una serie de leyes, reglamentos y normas diseñados e implementados a fin de promover un uso eficiente y seguro de la energía eléctrica. Describir el marco legal y regulatorio relacionado con este tema puede ser muy amplio y difícil de comprender si no nos encontramos dentro del sector, pero es importante saber que existe.

Algunas de las leyes a cargo de la Secretaría de Energía son:

- Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia de Energía Nuclear.
- Ley de Responsabilidad Civil por Daños Nucleares.
- La Ley del Sistema Horario en los Estados Unidos Mexicanos.

Con el carácter de reglamentos, la Secretaría de Energía está encargada de:

- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía en Materia de Aportaciones.
- Reglamento General de Seguridad Radiológica.

Y, finalmente, la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, norma que define la forma en la que se deben realizar las instalaciones eléctricas en nuestro país, tiene el carácter de ser obligatoria en todo el territorio nacional y se elaboró con el objetivo de establecer las disposiciones y especificaciones de carácter técnico que deben cumplir las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a la protección contra choques eléctricos, efectos térmicos, sobre corrientes, corrientes de falla, sobre tensiones, fenómenos atmosféricos e incendios entre otros.

La NOM-001-SEDE-2012 es aplicable en las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica en propiedades industriales, comerciales, residenciales y de oficina; en general a cualquier instalación que tenga por finalidad el uso de la energía eléctrica.

Esta norma implica también la aceptación de otras normas oficiales mexicanas, normas mexicanas o normas internacionales, relacionadas con materiales y equipos eléctricos, tales como NOM-003-SCFI-1993 responsable de certificar la seguridad en aparatos electrodomésticos; NOM-063-SCFI-1994 relacionada con los productos

eléctricos, conductores; NMX-J-012-1995-ANCE relacionados con el cable de cobre; NOM-024-SCFI, sobre Información comercial, de aparatos electrónicos, eléctricos y electrodomésticos; entre otras más.

Si bien la NOM-001-SEDE-2012 establece los lineamientos para las instalaciones eléctricas, ésta no debe utilizarse como una guía o manual para que personal no calificado pretenda hacer o evaluar una instalación. Por ello, te recordamos lo importante que es que la instalación eléctrica de tu hogar haya sido diseñada y realizada por un profesional calificado, que periódicamente sea verificada para asegurarte que se encuentra en óptimas condiciones.

La autoridad encargada de vigilar el cumplimiento de la NOM-001-SEDE-2012 es la Secretaría de Energía a través de la Dirección General de Gas LP y de Instalaciones Eléctricas. El mecanismo de vigilancia son las Unidades de Verificación de Instalaciones Eléctricas (UVIE) que son personas físicas o morales que han sido aprobadas por la Secretaría de Energía y acreditadas por la Secretaría de Economía para verificar y certificar el cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas aplicables a las instalaciones eléctricas.

6.2 NORMAS NMX.

Las Normas Mexicanas (NMX) son regulaciones técnicas expedidas por la Secretaría de Economía cuya aplicación es voluntaria y que permiten establecer especificaciones de calidad sobre procesos, productos, servicios, métodos de prueba, competencias, etc., además de coadyuvar en la orientación del consumidor. Puede darse el caso de que una NMX sea de cumplimiento obligatorio si es referida de forma explícita en una NOM.

Dentro de las NOM encontramos la información, requisitos, procedimientos, especificaciones y metodología necesarios que permiten establecer a las distintas dependencias gubernamentales ciertos parámetros evaluables a fin de evitar un riesgo para la población.

El reflejo directo de estas Normas Oficiales, es que muchos productos comercializados en México, desde el agua embotellada hasta las llantas de un automóvil, llevan en su etiquetado las siglas NOM acompañadas de un código numérico.

Es el Gobierno el encargado de identificar los riesgos, así como de evaluarlos y emitir las NOM, aunque lo más habitual es que durante este proceso intervengan expertos externos en la materia cuyas consideraciones se tienen muy en cuenta.

En última instancia las NOM son elaboradas por comités técnicos integrados por representantes de todos los sectores que tengan algún interés en el tema como por ejemplo investigadores, académicos, cámaras industriales, etc.

La institución de esta regulación surge desde la necesidad de establecer un lenguaje común en el comercio internacional, de forma que se garantice el cumplimiento de unos estándares mínimos de calidad.

Entre las NOM más habituales se encuentran entre otras las normas de eficacia energética, las normas de prácticas comerciales, las normas de información comercial y las normas metodológicas.

Durante muchos años las NMX eran publicadas dentro del Diario Oficial de la Federación y por entidades públicas del gobierno, pero recientemente se cambió la forma en que son difundidas y actualmente se encargan de darlas a conocer organismos privados que se encuentran relacionados con la materia en cuestión.

En cualquier caso, pese a las diferencias que puedan existir entre ambas, el objetivo último tanto de las NOM y las NMX es el mismo: elevar la calidad en procedimientos para reducir costos y así mejorar la eficiencia, a la vez que se facilita el trabajo a las empresas y se mejora el servicio otorgado al consumidor final.

A continuación, se mencionan algunas de ellas respecto a dispositivos eléctricos fotovoltaicos.

6.2.1 NMX-J-643-ANCE VIGENTES, MÓDULOS FV, DESEMPEÑO.

- **NMX-J-643/1-ANCE-2011: DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS-PARTE 1: MEDICIÓN DE LA CARACTERÍSTICA CORRIENTE-TENSIÓN DE LOS DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS.**

Esta parte de la serie de normas mexicanas, establece los procedimientos para la medición de las características corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos, con luz solar natural o con un simulador solar. Estos procedimientos son aplicables a una celda solar fotovoltaica individual o un conjunto ensamblado de celdas solares fotovoltaicas que forman un módulo fotovoltaico.

El propósito de esta Norma es definir los requisitos básicos para la medición de las características corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos, así como los procedimientos para las distintas técnicas de medición que se utilizan, y presentar metodologías para reducir la incertidumbre de dicha medición.

Esta Norma Mexicana es equivalente (IDT) con la Norma Internacional IEC 60904-1-Photovoltaic devices-Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics, Ed. 2.0 (2006-09).

- **NMX-J-643/2-ANCE-2011: DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS-PARTE 2: REQUISITOS PARA DISPOSITIVOS SOLARES DE REFERENCIA.**

Esta Norma Mexicana establece las especificaciones para la clasificación, selección, embalaje, marcado, calibración y cuidados de los dispositivos de referencia solares.

Esta Norma aplica a los dispositivos de referencia solar que se utilizan para determinar el rendimiento eléctrico de las celdas solares, módulos y arreglos bajo luz solar natural y simulada. Esta Norma Mexicana no aplica a los dispositivos de referencia solares para uso bajo luz solar concentrada.

Esta Norma Mexicana es equivalente (IDT) con la Norma Internacional IEC 60904-2, "Photovoltaic devices-Part 2: Requirements for reference solar devices", edición 2 (2007-03).

- **NMX-J-643/3-ANCE-2011: DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS-PARTE 3: PRINCIPIOS DE MEDICIÓN PARA DISPOSITIVOS SOLARES FOTOVOLTAICOS TERRESTRES (FV) CON DATOS DE REFERENCIA PARA RADIACIÓN ESPECTRAL.**

Esta Norma Mexicana especifica las características de la distribución de irradiación solar espectral, también describe principios de medición básicos para determinar la salida eléctrica de dispositivos PV.

Esta Norma Mexicana aplica a los siguientes dispositivos fotovoltaicos para aplicaciones terrestres:

- a) Celdas solares con o sin una cubierta protectora;
- b) Sub-ensambles de celdas solares;
- c) Módulos, y
- d) Sistemas.

Esta Norma no aplica a celdas solares que se diseñan para operar con luz solar concentrada o en módulos que incorporan concentradores.

Esta Norma Mexicana es equivalente (IDT) con la Norma Internacional IEC 60904-3-Photovoltaic devices-Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data. Edition 2.0 (2008-04).

- **NMX-J-643/5-ANCE-2011: DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS-PARTE 5: DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA EQUIVALENTE DE LA CELDA (ECT) DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS (FV) POR EL MÉTODO DE TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO.**

Esta Norma Mexicana especifica el procedimiento para determinar la temperatura de un equivalente de celda (ECT) de dispositivos PV (celdas, módulos y arreglos de un tipo de módulo) para fines de comparar sus características térmicas, determinar NOCT (temperatura nominal de operación de la celda) y trasladar las mediciones

de las características I-V a otras temperaturas. Esta Norma Mexicana aplica solamente para dispositivos de silicio cristalino.

Esta Norma Mexicana es equivalente (IDT) con la Norma Internacional IEC 60904-5-Photovoltaic devices-Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method. Edition 2.0 (2011-2).

- **NMX-J-643/7-ANCE-2011: DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS-PARTE 7: CALCULO DE LA CORRECCIÓN DEL DESAJUSTE ESPECTRAL EN LAS MEDICIONES DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS.**

Esta Norma Mexicana establece una guía para corregir las mediciones en la tensión de polarización, debido a la falta de coincidencia entre el espectro de prueba y el espectro de referencia y por la falta de coincidencia entre las respuestas espectrales (SR) de la celda de referencia y del espécimen de prueba.

Esta Norma Mexicana sólo aplica a los dispositivos fotovoltaicos lineales en SR, los cuales se definen en la NMX-J-643/10-ANCE. Esta guía es válida para los dispositivos de unión simple, pero el principio puede extenderse a dispositivos multi-unión.

Esta Norma Mexicana es equivalente (IDT) con la Norma Internacional IEC 60904-7, "Photovoltaic devices-Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices", edición 3 (2008-11).

- **NMX-J-643/9-ANCE-2011: DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS-PARTE 9: REQUISITOS PARA LA REALIZACIÓN DEL SIMULADOR SOLAR.**

Esta Norma Mexicana proporciona los medios para determinar las clasificaciones del simulador solar.

Esta Norma Mexicana define las clasificaciones de los simuladores solares para usarse en mediciones en el interior de dispositivos terrestres fotovoltaicos. Los simuladores solares se clasifican como A, B o C, cada una de las categorías se basa en criterios de partido de distribución espectral, irradiancia, falta de uniformidad en el plano de prueba y la inestabilidad temporal.

Esta norma proporciona los métodos necesarios para la calificación por un simulador solar en cada una de las categorías.

Los simuladores solares de la presente Norma Mexicana cumplen con los requisitos de clase de CCC, donde la tercera letra se relaciona con la inestabilidad a largo plazo. En el caso de uso para las mediciones de rendimiento FV, la clasificación CBA se exige donde la tercera letra está relacionada con la inestabilidad a corto plazo.

Esta Norma Mexicana es equivalente (IDT) con la Norma Internacional IEC 60904-9, Photovoltaic devices-Part 9: Solar simulator performance requirements, ed. 2 (2007-10).

- **NMX-J-643/10-ANCE-2011: DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS-PARTE 10: MÉTODOS DE MEDICIONES LINEALES.**

Esta Norma Mexicana describe los métodos para determinar el grado de linealidad de cualquier parámetro del dispositivo fotovoltaico con respecto a un parámetro de prueba.

Los métodos de medición que se describen en esta Norma aplican a todos los dispositivos FV y se destinan para llevarse a cabo sobre una muestra o en un dispositivo similar que utilice la misma tecnología.

Esta Norma Mexicana es equivalente (IDT) con la Norma Internacional IEC 60904-10, "Photovoltaic devices-Part 10: Methods of linearity measurement", edición 2 (2009-12).

- **NMX-J-643/11-ANCE-2011: DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS-PARTE 11: PROCEDIMIENTOS PARA CORREGIR LAS MEDICIONES DE TEMPERATURA E IRRADIANCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS CORRIENTE-TENSIÓN.**

Esta Norma Mexicana especifica procedimientos a seguir para corregir las mediciones de temperatura e irradiancia de las características I-V (corriente-tensión) de los dispositivos fotovoltaicos. También define los procedimientos que se utilizan para determinar los factores relevantes para estas correcciones.

Esta Norma Mexicana es equivalente (IDT) con la Norma Internacional IEC 60891-Photovoltaic devices-Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics, Ed. 2 (2009-12).

6.2.2 NMX-J-618-ANCE, SEGURIDAD MÓDULOS FV (EN DESARROLLO).

- NMX-J-618/1-ANCE-2010 (IEC 61730-1): EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 1: REQUISITOS GENERALES PARA CONSTRUCCIÓN.
- NMX-J-618/2-ANCE-2011 (IEC 61730-2): EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 2: REQUISITOS PARA PRUEBAS.
- NMX-J-618/3-ANCE-2011 (IEC 61646): EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 3: REQUISITOS PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE PELÍCULA DELGADA. CALIFICACIÓN DEL DISEÑO.

- NMX-J-618/4-ANCE-2011 (IEC 61215): EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 4: REQUISITOS PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO CRISTALINO. CALIFICACIÓN DEL DISEÑO.
- NMX-J-618/5-ANCE-2011 (IEC 61701): EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 5: MÉTODO DE PRUEBA DE CORROSIÓN POR NIEBLA SALINA EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.
- NMX-J-618/6-ANCE-2011 (IEC 61345): EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 6: MÉTODO DE PRUEBA UV (ULTRAVIOLETA) PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

6.2.3 NMX-J-655-ANCE, DESEMPEÑO Y EFICIENCIA (EN DESARROLLO).

- NMX-J-655/1-ANCE-2011 (IEC 61853-1): DESEMPEÑO Y EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 1: MEDICIONES DE DESEMPEÑO PARA IRRADIANCIA, TEMPERATURA Y ENERGÍA EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.
- NMX-J-655/2-ANCE-2011 (IEC 61683): DESEMPEÑO Y EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 2: ACONDICIONADORES DE LA ENERGÍA-PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DE LA EFICIENCIA.
- NMX-J-655/3-ANCE-2011 (IEC 62509): DESEMPEÑO Y EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV). PARTE 3: CONTROLADORES DE CARGA DE BATERÍAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICO-DESEMPEÑO Y FUNCIONAMIENTO.

6.2.4 NMX-J-656-ANCE, SEGURIDAD EN DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS.

- NMX-653-ANCE-2011 (IEC 61427): CELDAS SECUNDARIAS Y BATERÍAS PARA SISTEMAS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICOS. REQUISITOS GENERALES Y MÉTODOS DE PRUEBA.
- NMX-656/1-ANCE-2011 (IEC 62109-1): EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS. PARTE 1: SEGURIDAD EN EQUIPOS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA PARA USO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. REQUISITOS GENERALES.
- NMX-656/2-ANCE-2011 (IEC 62109-2): EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS. PARTE 2: SEGURIDAD EN DISPOSITIVOS INVERSORES DE ENERGÍA PARA USO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. REQUISITOS PARTICULARES.

6.2.5 NMX-J-657-ANCE, SISTEMAS HÍBRIDOS Y ELECTRIFICACIÓN RURAL (EN DESARROLLO).

- NMX-J-657/1-ANCE-2011 (IEC 62257-1). SISTEMAS HÍBRIDOS Y DE ENERGÍA RENOVABLE. GUÍA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL. PARTE 1: INTRODUCCIÓN GENERAL.
- NMX-J-657/5-ANCE-2011 (IEC 62257-5). SISTEMAS HÍBRIDOS Y DE ENERGÍA RENOVABLE. GUÍA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL. PARTE 5: PROTECCIÓN CONTRA RIESGOS ELÉCTRICOS.
- NMX-J-657/7-ANCE-2011 (IEC 62257-7). SISTEMAS HÍBRIDOS Y DE ENERGÍA RENOVABLE. GUÍA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL. PARTE 7: GENERADORES.
- NMX-J-657/7-1-ANCE-2011 (IEC 62257-7-1). SISTEMAS HÍBRIDOS Y DE ENERGÍA RENOVABLE. GUÍA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL. PARTE 7: GENERADORES FOTOVOLTAICOS.

6.3 NORMAS EXTRANJERAS. CÓDIGO NEC.

A lo largo de los Estados Unidos y en todo el mundo, la NFPA 70®: Código Eléctrico Nacional (NEC) establece las bases para la seguridad eléctrica en edificios residenciales, comerciales, industriales y otras ocupaciones.

La edición de 2017 de este Código presenta las últimas normas completas para el cableado eléctrico, protección contra la sobretensión, puesta a tierra, y la instalación de los equipos.

El Código Eléctrico Nacional (normalmente escrito como “NEC”) es una extensa colección de artículos para garantizar la segura instalación de los equipos eléctricos y el cableado eléctrico en los Estados Unidos (oficialmente es escrito en estados unidos sin embargo otros países lo han adoptado).

El Código fue publicado originalmente en 1897, y ha sido actualizado en numerosas ocasiones, por lo general cada tres años, desde entonces.

El Código es una publicación de la Asociación Nacional de Protección contra Incendios (La “NFPA”) como parte de su serie de códigos Nacionales de Incendios.

La versión más reciente del Código es la edición 2017, y como un libro encuadernado, es de alrededor de 1 000 páginas, también está disponible en formato electrónico y tiene un libro de explicación llamado NEC handbook.

Como hemos mencionado, el NEC 2017 es bastante extenso. He aquí un desglose de cada uno de los capítulos:

- Capítulo 1: Generalidades (incluye definiciones y requisitos para las instalaciones eléctricas).
- Capítulo 2: Cableado y protección.
- Capítulo 3: Métodos de cableado y materiales.
- Capítulo 4: Equipo para uso general.
- Capítulo 5: Ocupaciones Especiales.
- Capítulo 6: Equipos Especiales.
- Capítulo 7: Condiciones Especiales.
- Capítulo 8: Sistemas de comunicaciones.
- Capítulo 9: Tablas (que incluye 10 anexos).

Técnicamente, el Código Eléctrico Nacional es un ejemplo de un “código uniforme.” En los Estados Unidos, tanto a los gobiernos federales y los gobiernos de los estados se les permite hacer leyes.

Algunas leyes están hechas exclusivamente por el gobierno federal (como las leyes relacionadas con la política monetaria), mientras que otras leyes son hechas por cada estado individual (como las leyes relacionadas con el tráfico y el límite de velocidad).

Un “código uniforme” se crea como un conjunto de “directrices”, y cada estado puede adoptar toda (o parte de) el código si lo consideran conveniente. A veces, los estados o jurisdicciones locales adoptarán el código con modificaciones específicas.

El Código Eléctrico Nacional es un conjunto de directrices que cada estado (o jurisdicción local) pueden adoptar y aplicar como mejor les parezca.

He aquí un mapa adopción para Estados Unidos y países latinoamericanos, por cortesía de la NFPA, en cuanto a que los estados han adoptado el NEC.

También verá que cada estado puede haber adoptado una versión específica del Código (por ejemplo, la mayor parte de Texas usa el 2014 NEC, mientras que California sigue utilizando el Código de 2011).

Hay muchas razones por las que es importante contar con un conjunto de “mejores prácticas”. Para algo tan importante y peligroso como es el uso comercial / industrial / residencial de la electricidad, esto es bueno cuando los profesionales son licenciados dentro de los mismos conceptos.

6.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CON LA RED ELÉCTRICA.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha expedido una resolución donde nos explica las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones

técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida.

Disposiciones Generales.

Estas Disposiciones administrativas de carácter general (las Disposiciones) tienen como objetivo:

- I. Establecer los lineamientos generales en materia de Generación Distribuida;
- II. Definir el modelo de Contrato que celebran el Distribuidor y el Solicitante para la interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 Megawatts (MW) a las Redes Generales de Distribución;
- III. Establecer las especificaciones técnicas generales requeridas en materia de Generación Distribuida;
- IV. Autorizar el modelo de Contrato que celebran el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución; y
- V. Desarrollar la metodología para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica entregada.

Venta de energía eléctrica.

La Generación Distribuida contará con acceso a los mercados donde pueda vender su producción.

De acuerdo con el Manual de interconexión, los Generadores Exentos, incluyendo a los que representen Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, podrán realizar las siguientes actividades:

- I. Consumo de Centros de Carga.
- II. Venta de excedentes de la energía eléctrica.
- III. Venta total de energía eléctrica.

Los Generadores Exentos podrán vender los excedentes o el total de su energía eléctrica a través de un Suministrador de Servicios Básicos, de acuerdo con la Metodología de contraprestación identificada como Anexo I.

La CRE podrá solicitar al CENACE, al Distribuidor o a los Suministradores la información que considere necesaria, para verificar que el cálculo de la contraprestación sea representativo del valor económico que los Generadores Exentos estén aportando al Suministrador de Servicios Básicos y al Sistema Eléctrico Nacional.

Los Generadores Exentos podrán vender los excedentes o el total de su energía eléctrica a través de un Suministrador de Servicios Calificados, siempre y cuando las Centrales Eléctricas no compartan su equipo de medición con el Centro de Carga de un Usuario de Suministro Básico; es decir, un Generador Exento no podrá vender la energía eléctrica que genere a un Suministrador de Servicios Calificados, cuando la Central Eléctrica de éste, se encuentre compartiendo un mismo equipo de medición con un Usuario de Suministro Básico. Un Suministrador de Servicios Calificados representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos en un régimen de competencia.

El tratamiento de los equipos de almacenamiento de energía eléctrica, de manera individual o en conjunto con una Central Eléctrica de Generación Distribuida que sea representada por un Suministrador de Servicios Básicos, se regirá por lo establecido en las presentes Disposiciones o por las disposiciones específicas que para tal caso emita la CRE.

Cuando se celebre un contrato de interconexión en el cual se incluyan equipos de almacenamiento en conjunto con una Central Eléctrica y dichos equipos sean representados por un Suministrador de Servicios Básicos, la capacidad del almacenamiento no será considerada como capacidad adicional de la Central Eléctrica, sin embargo, la potencia máxima de salida entregada a las Redes Generales de Distribución, no deberá superar la capacidad establecida en el contrato de interconexión a las Redes Generales de Distribución para Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW, mismo que se adjunta a las presentes Disposiciones en el Anexo III.

Solicitud de Interconexión.

El procedimiento administrativo para la interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida se llevará a cabo de acuerdo con lo indicado en el Manual de interconexión.

En apego a los principios de economía, celeridad, eficacia, legalidad, publicidad y buena fe, el Distribuidor contará con un plazo de trescientos sesenta y cinco (365) días naturales, para desarrollar una plataforma informática a través de internet que permita el completo manejo del proceso de interconexión, es decir, la elaboración, recepción, seguimiento, atención y emisión de aprobación de las solicitudes de interconexión.

Lo anterior a fin de que se garantice un trato eficaz, uniforme y no indebidamente discriminatorio a todos los Solicitantes de interconexión de acuerdo con el proceso y los tiempos definidos en el Manual de interconexión.

La plataforma informática deberá permitir ser consultada para conocer las estadísticas de la integración de la Generación Distribuida a las Redes Generales de Distribución, incluyendo capacidad de los circuitos de distribución y la capacidad

de generación interconectada a dichos circuitos, con el objeto de mostrar la capacidad disponible. Una vez disponible la plataforma informática, deberá ser actualizada cuando menos cada 3 meses.

Contrato de interconexión.

El contrato de interconexión tiene como objeto establecer los derechos y obligaciones que tendrán el Solicitante y el Distribuidor al llevar a cabo la interconexión de una Central Eléctrica de Generación Distribuida, Generación Limpia Distribuida o cualquier Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW, mediante la utilización de esquemas típicos de interconexión a las Redes Generales de Distribución.

Se identifica como Anexo III, el modelo de “Contrato que celebran el Distribuidor y el Solicitante para la interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW a las Redes Generales de Distribución”.

El contrato de interconexión deberá ser acompañado por las especificaciones técnicas generales requeridas (Anexo II).

Contrato de contraprestación.

El contrato de contraprestación tiene como objeto establecer los derechos y obligaciones que tendrán el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento, en relación con la contraprestación asociada a la interconexión de la Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW, por la energía eléctrica generada y entregada a las Redes Generales de Distribución.

Previa celebración del contrato de contraprestación, es necesaria la celebración del contrato de interconexión.

Se identifica como Anexo IV, el modelo de “Contrato que celebran el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica”.

El contrato de contraprestación deberá ser acompañado por la metodología de contraprestación (Anexo I).

Unidades de inspección.

Las Unidades de Inspección tendrán como finalidad dictaminar que la instalación, para la interconexión de las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, cumple con las características específicas de la infraestructura requerida, las normas y demás estándares y disposiciones aplicables.

Las bases normativas que al respecto expida la CRE, para autorizar unidades de inspección especializadas en Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, deberán detallar los requisitos para la aprobación de las Unidades de Inspección, las características y las condiciones en las que se requiere la intervención de una Unidad de Inspección, así como los formatos correspondientes para la revisión de las Centrales Eléctricas que lo requieran.

Información para la evaluación de la integración de la Generación Distribuida

En atención y complemento a lo establecido en el Manual de interconexión, el Distribuidor, elaborará y actualizará una base de datos y reportes en los que se integre la siguiente información:

1. Solicitudes de interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW (incluyendo a las de Generación Distribuida), indicando:
 - Número de identificación del proyecto asignado por el Distribuidor.
 - Nivel de tensión en el Punto de interconexión.
 - Número de fases.
 - Capacidad.
 - Área administrativa del Distribuidor.
 - Estado y Municipio.
 - Fecha de solicitud.
 - Estado en que se encuentra la solicitud: Recibida/Atendida/En lista de espera/Cancelada.
 - Fecha de interconexión física.
 - Estudio de interconexión requerido (Sí/No).
 - Tecnología.
 - Ubicación.
 - Por circuito de distribución
 - Capacidad del circuito de distribución para albergar Centrales Eléctricas de Generación Distribuida (en caso de estar disponible la información).
 - Por subestación.
 - Por red de distribución.
 - Por Nodo.
 - Régimen de contraprestación seleccionado.
 - Cualquier otro que determine la CRE.
2. Reporte de comportamiento técnico por circuito de distribución con Generación Distribuida (en caso de estar disponible la información)
 - Demanda máxima
 - Demanda mínima
 - Regulación de tensión
 - Pérdidas técnicas

- Energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución (en caso de estar disponible la información)
3. Reporte donde se indique los problemas y las necesidades de infraestructura detectadas.

Cuando se realicen Obras de refuerzo en las Redes Generales de Distribución, o se redistribuyan las interconexiones en distintos circuitos de distribución, el Distribuidor deberá actualizar la información correspondiente, de tal manera que sea posible determinar la existencia de nueva capacidad de generación que pueda ser agregada al circuito de distribución.

El Distribuidor deberá entregar a la CRE y al CENACE, en los meses de enero y julio, la base de datos y los reportes mencionados del semestre inmediato anterior, incluyendo la actualización correspondiente a los datos históricos generados previamente.

Cumplimiento y vigilancia.

La vigilancia del cumplimiento de las presentes Disposiciones, se sujetará a las bases normativas que al respecto expida la CRE, para autorizar unidades de inspección especializadas en Centrales Eléctricas de Generación Distribuida. En ellas se establecerán indicadores, métricas y otros mecanismos de evaluación del comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

La CRE podrá llevar a cabo actos de verificación e inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección o por Unidades de Verificación cuando se trate de Normas Oficiales Mexicanas por ella emitidas.

Ante cualquier incumplimiento a lo establecido en las presentes Disposiciones, la Central Eléctrica de Generación Distribuida no podrá interconectarse a las Redes Generales de Distribución.

Controversias.

La CRE atenderá las controversias relacionadas con la aplicación de las presentes Disposiciones en términos de las disposiciones Administrativas de Carácter General que al respecto expida la CRE.

NOTA: En la carpeta Normas SSFV podrá encontrar las normas relacionadas a los sistemas fotovoltaicos, así como documentos para la solicitud de interconexión y los lineamientos para dicha actividad., etc.

CAPÍTULO 7.

7.1 PROYECTO LA GRAN STUPA BÖND, VALLE DE BRAVO.

La Gran Stupa Bond es un centro de recreación familiar y meditación Buda, se encuentra ubicada en una reserva natural en Valle de Bravo México, a unas 2 horas con 15 minutos aproximadamente, partiendo del centro de la ciudad de México. (Figura 7.1). Su construcción inicio entre los años 1999-2000, cuenta con una extensión territorial de $2\,000\text{ m}^2$ (Figura 7.2), en el sitio se encuentran cinco construcciones, la primera es un templo budista en el cual se realizan las ceremonias de espiritualismo (Figura 7.3), dicha construcción posee una altura de 34 m , y sus características de construcción están basadas en las construcciones echas en el oriente, es decir en forma de escalones que ascienden hasta cierta altura o forma piramidal (Figura 7.4). Las coordenadas de ubicación se muestran en la Figura 7.5.

La segunda construcción es un tipo de cabaña doméstico o comedor como los dueños le llaman de tipo residencial, donde se llevan a cabo diversas actividades tales como cocinar, reuniones, actividades deportivas y culturales, etc. Sus dimensiones son de 12 m por 10 m aproximadamente y una altura de 5 m (Figura 7.6 y 7.7). La tercera construcción es un tipo de bodega utilizada únicamente para almacenar objetos de uso cotidiano, herramientas, maquinas, etcétera (Figura 7.8). Sus dimensiones son de 10 m por 6 m aproximadamente y una altura de 3.5 m . La cuarta construcción es la de los baños, sus dimensiones son de 7 m por 6 m aproximadamente y una altura de 3 m (Figura 7.9). La quinta y última es la cabaña de los lamas utilizado únicamente para los señores guía de dicha cultura con dimensiones de 5 m por 6 m y una altura aproximada de 2.5 m (Figura 7.10).



Figura 7.1 Ubicación La Gran Stupa Bond. Valle de Bravo, México.



Figura 7.2 Dimensiones territoriales de La Gran Stupa Bond.



Figura 7.3 Actividades recreativas en La Gran Stupa Bond.



Figura 7.4 Vista del tipo de recinto de La Gran Stupa Bond.



Figura 7.5 Coordenadas de ubicación de La Gran Stupa Bond.



Figura 7.6 Comedor de La Gran Stupa Bond.



Figura 7.7 Vista interior del comedor de La Gran Stupa Bond.



Figura 7.8 Bodega de La Gran Stupa Bond.



Figura 7.9 Baños de La Gran Stupa Bond.



Figura 7.10 Cabaña de los lamas en La Gran Stupa Bond.

A continuación, se mencionan algunas características importantes para llevar a cabo el proyecto, de dicho lugar:

Características de La Gran Stupa Bond.	
Ubicación	Valle de Bravo, México.
Latitud	19.192930.
Longitud	-100.059050.
Tipo de recinto	Residencial.
Usos del recinto	Actividades recreativas
Largo	40 m aprox.
Ancho	40 m aprox.
Tipo de terreno	Terreno plano

Tabla 7.1 Características generales La Gran Stupa Bond.

NOTA: En la carpeta Fotos de Levantamiento podrá encontrar las fotografías y videos tomadas en el lugar para el que se realizó el proyecto, ahí se puede observar más a detalle el panorama real para la instalación del sistema solar fotovoltaico.

7.2 ESTUDIO.

De acuerdo a la teoría vista en los capítulos anteriores, los módulos fotovoltaicos deben instalarse en un sitio donde queden expuestos a la radiación solar el mayor tiempo posible, con el ángulo de inclinación y la desviación calculada respecto a la trayectoria del sol (Figura 7.11).

Todo esto realizado para obtener del módulo o del sistema solar fotovoltaico, una mayor eficiencia en cuanto a la captación-generación de energía eléctrica y lograr con ello un aprovechamiento óptimo del sistema implementado.

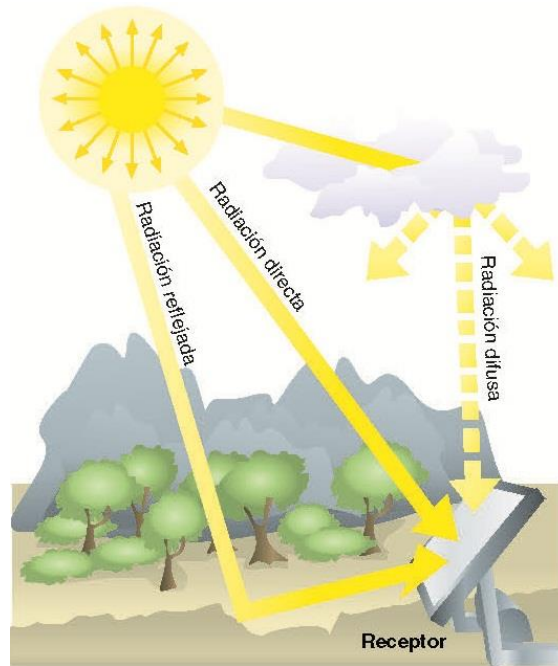


Figura 7.11 Exposición directa al sol en la instalación final de un módulo solar.

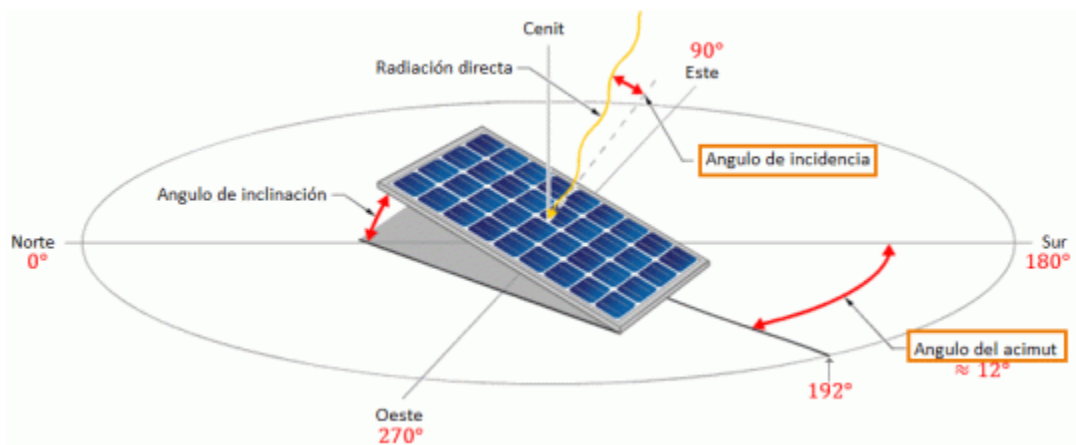


Figura 7.12 Ángulos de inclinación y desviación respecto a la trayectoria del sol calculados.

7.3 ANÁLISIS.

La ubicación de La Gran Stupa Bond presenta uno de los más comunes problemas en cuanto a la instalación de un sistema solar fotovoltaico y es que este centro de recreación enseña a convivir con la naturaleza, así como respetarla, es por ello que la ubicación del centro de recreación se encuentra rodeada de árboles que superan una altura de 35 *metros*, es evidente que la construcción del templo terminado queda muy por debajo de la copa de los árboles.

Como se mencionó anteriormente la extensión territorial del centro de recreación es de aproximadamente 1 600 m^2 , del cual aproximadamente 100 m^2 lo abarca la base de la construcción del templo, de esto los restantes 1 500 m^2 se utilizan para actividades recreativas

Aprovechando ese espacio podría utilizarse para instalar el sistema solar fotovoltaico, dándole un doble uso, donde uno de ellos es para generar la energía eléctrica por medio de los módulos instalados en un tipo de estructura elevada y el segundo aprovechar la sombra que los módulos del sistema solar fotovoltaico crearan después de implementar la construcción de la estructura tipo elevada.

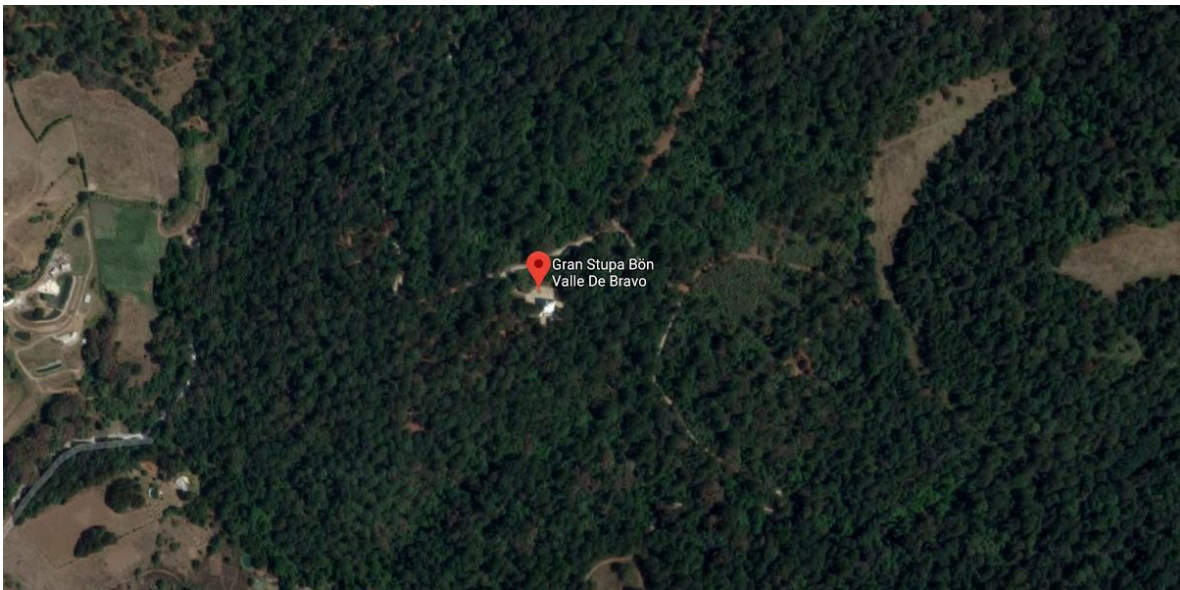


Figura 7.13 Vista del detalle que provoca el problema de las sombras para el sistema solar fotovoltaico.

7.4 CONCLUSIÓN.

De acuerdo a lo analizado anteriormente se concluye que la instalación será ubicada en el área restante de donde se encuentra construida la base del templo, en la parte de atrás viendo el sistema por en frente del templo. Para obtener una mayor eficiencia del sistema solar fotovoltaico se propone instalarlos sobre una estructura de aluminio, comúnmente llamado de tipo elevada es decir a una altura aproximadamente de 3 m del nivel del suelo.

Esto se realizará para evitar que el sistema quede bajo las sombras que originen las copas de los árboles, logrando con ello una mayor eficiencia en cuanto a la generación de energía eléctrica, de acuerdo al tipo de terreno que se encuentra poblado por árboles, se nos presenta como la única opción para instalar el sistema, en dicha área comúnmente utilizada para actividades recreativas. Para estar aún más seguros de que el sistema será eficiente se presentará un análisis de sombras, con ello podremos visualizar de una manera más real el panorama, y a partir de ello proponer mejoras que sean de ayuda al sistema en cuanto a la generación de la energía eléctrica.



Figura 7.14 Área elegida como propuesta para implementar el sistema solar fotovoltaico.

CAPÍTULO 8.

8.1 RECOPIACIÓN DATOS DE CAMPO ELÉCTRICOS DE LA GRAN STUPA BOND.

El proyecto de La Gran Stupa Bond tiene como objetivo alimentar la carga eléctrica instalada actualmente o a futuro como son: luminarias, toma corriente, equipos eléctricos, y demás en dicho centro de recreación, a partir de una fuente alterna de energía eléctrica, en este caso un sistema solar fotovoltaico tipo isla, logrando el objetivo de satisfacer las necesidades del personal que ahí habita.

A continuación, se mencionan las cargas disponibles o instaladas en dicho centro:

TEMPLO LA GRAN STUPA BOND.			
INTERIOR.			
Carga eléctrica.	Cantidad.	Voltaje de Operación (C.A).	Potencia Eléctrica.
Luminarias.	28	127	50
Toma corrientes.	25	127	200
EXTERIOR.			
Carga eléctrica.	Cantidad.	Voltaje de Operación (C.A).	Potencia Eléctrica.
Luminarias.	20	127	600
Toma corrientes.	4	127	200

COMEDOR.			
INTERIOR.			
Carga eléctrica.	Cantidad.	Voltaje de Operación (C.A).	Potencia Eléctrica.
Licuadaora.	1	127	450
Cafetera.	1	127	1500
Radio.	1	127	100
Parrilla eléctrica.	1	127	1650
Olla de cocción lenta.	1	127	250
Microondas.	1	127	1000
Tostadora.	1	127	1200
Televisión 27".	1	127	500
Luminarias	10	127	20
Toma corrientes.	10	127	200
EXTERIOR.			
Luminarias	4	127	50

BODEGA.			
INTERIOR.			
Carga eléctrica.	Cantidad.	Voltaje de Operación (C.A).	Potencia Eléctrica.
Luminarias.	12	127	20
Toma corrientes.	3	127	200
EXTERIOR.			
Luminarias	4	127	50

BAÑOS.			
INTERIOR.			
Carga eléctrica.	Cantidad.	Voltaje de Operación (C.A).	Potencia Eléctrica.
Luminarias.	4	127	20
EXTERIOR.			
Carga eléctrica.	Cantidad.	Voltaje de Operación (C.A).	Potencia Eléctrica.
Luminarias.	4	127	20

CABAÑA DE LOS LAMAS.			
INTERIOR.			
Carga eléctrica.	Cantidad.	Voltaje de Operación (C.A).	Potencia Eléctrica.
Licuada.	1	127	450
Cafetera.	1	127	1500
Radio.	1	127	100
Televisión 27".	1	127	500
Luminarias interiores.	10	127	20
Toma corrientes.	10	127	200
EXTERIOR.			
Luminarias exteriores.	4	127	600

Notas:

1. Los valores de potencia en cuanto a las cargas instaladas se tomaron de un promedio de muchas potencias del mismo tipo de equipo eléctrico.
2. Los valores de los contactos se asigno a criterio debido a que nunca sabremos que tipo de carga alimentarán en un futuro y para estar seguros de que no habrá problema en cuanto a la alimentación de lo que se conecte se le dio esa potencia.
3. Se tomó en cuenta el valor de 127 V para todas las cargas por ser monofasicas, teniendo en cuenta que en México las cargas de uso doméstico la mayor parte son a 110 – 127 Vca, 60 Hz.
4. La distribucion de las luminarias y toma corrientes se visualizará en el plano eléctrico, asi como la distribución de los diferentes circuitos que conforman la instalación eléctrica.
5. El capítulo 5 en el anteproyecto trata del cálculo de las variables eléctricas, cantidad de módulos y configuración, cantidad de baterías y configuración, regulador de carga y sus características, inversor y características, protecciones eléctricas y características, conductores eléctricos, etc. Todo lo mencionado anteriormente se realizará con la ayuda de una tabla creado en Excel, ya que en este documento resulta tedioso realizar operaciones. En el mismo archivo se especificarán por partes a que subsistema del SFA pertenece el cálculo.
6. El capítulo 6 del anteproyecto saldrá de los cálculos hechos en el capítulo 5. Es decir, el mismo archivo será la memoria técnica.

CAPÍTULO 9.

9.1 CÁLCULO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO, MEMORIA TÉCNICA Y PLANO ELÉCTRICO.

Los cálculos de las variables eléctricas se realizarán con el apoyo de una hoja de cálculo Excel para hacer más rápido el proceso de operaciones, en ella pueden verse los cálculos paso a paso de cada subsistema del sistema solar fotovoltaico, además puede verse los datos técnicos de los equipos seleccionados para el proyecto.

Dichos cálculos se encuentran dentro de la carpeta **Cálculos Eléctricos**.

A continuación, se describe los cálculos por cada subsistema, en la carpeta **Planos Eléctricos**, se encuentran las propuestas de actualización para todo el sistema eléctrico incluyendo el sistema solar fotovoltaico nuevo, esto para tener una idea de cómo se encuentra estructurado la instalación eléctrica y que hacer en caso de futuras modificaciones.

9.1.1 COMPONENTES Y CONSUMOS ENERGÉTICOS.

Comenzaremos con una tabla hecha al criterio donde podremos visualizar las cargas en forma de lista, la tabla tendrá columnas con los siguientes nombres: nombre de la carga o descripción, cantidad, potencia eléctrica, horas al día de uso, días de uso en la semana y energía consumida por semana.

Se recomienda llenar la tabla lo más real posible con la ayuda de una fuente de información para obtener datos reales de las potencias eléctricas de diversos electrodomésticos, para así determinar un buen consumo durante un cierto periodo.

Posteriormente se realizará el producto de la cantidad de equipos por la potencia consumida por las horas de uso por los días de la semana, esto para determinar la carga de solo el equipo seleccionado, de la misma manera con los demás equipos.

Al finalizar la operación con todos los equipos estos resultados se sumarán para determinar la cantidad total demandada a la semana o si prefieren puede dividirse entre los días de la semana esto para determinar un consumo promedio diario.

En caso de tener cargas en corriente continua y cargas en corriente alterna, es recomendable realizar dos tablas, una para cada tipo de alimentación de la carga y nuevamente al finalizar los registros proceder a dividir para obtener un promedio diario o semanal.

9.1.2 IRRADIACIÓN SOLAR Y HORA SOLAR PICO.

Analizando la potencia que recibimos del sol en el lugar de la ubicación podemos calcular el número de módulos fotovoltaicos para que se igualen la potencia producida a la consumida. Por lo tanto, con la ayuda de la parte de consumos estaremos calculando una potencia consumida, ahora calcularemos la energía producida a través de los módulos fotovoltaicos en el lugar de la instalación.

Lógicamente la elección de los datos de radiación solar dependerá directamente de la situación de la instalación, así como de las condiciones meteorológicas predominantes y particulares de cada lugar, en las tablas de radiación generalmente se desglosan en meses.

Para saber qué cantidad de energía producirá un módulo fotovoltaico introduciremos el concepto de hora solar pico, es decir el valor de la energía solar total incidente sobre una superficie horizontal de un metro cuadrado expresado en 1 kWh.

Desde el amanecer hasta que se pone el sol la intensidad que recibe un panel fotovoltaico horizontal varia continuamente, en un día típico la intensidad crece por la mañana alcanza su máximo al medio día y decrece por la tarde, sumando toda la energía recibida a lo largo del día, se obtendría el valor de las horas solar pico.

En realidad, los primeros momentos de la mañana y los últimos de la tarde la intensidad es demasiado pequeña como para que el panel produzca electricidad, pero la perdida de energía por este efecto ya se ha tenido en cuenta y puede llegar a ser de un 6% aproximadamente, a efectos de cálculos energéticos que es lo que a nosotros nos interesa, sería lo mismo suponer que el panel está recibiendo una intensidad constante de 1 kW por metro cuadrado durante un tiempo igual al número de horas de sol pico, porque al coincidir dicho número de horas de sol pico con el número de kWh de energía incidente en todo el día en ambos casos se llega al mismo valor de h y a nosotros nos simplifica mucho el cálculo, dicho de otra manera para obtener la energía que produce un panel podemos tomar su intensidad a máxima potencia multiplicarlo por el número de horas de sol pico y tenemos los amperios hora que nos produce en un día medio de un mes.

Con la ayuda de alguna fuente de información buscaremos el registro de la radiación solar mensual de la ubicación a trabajar generalmente la información se encuentra resumida en tablas, en las aplicaciones a sistemas solares fotovoltaicos las tablas vienen acompañadas de datos como la latitud, longitud y el valor de k el coeficiente de corrección, un valor dado por cálculos para sistemas fotovoltaicos.

Este valor se dará en función del mes y en función de la inclinación que tenga nuestro modulo solar fotovoltaico, es importante porque dependiendo de la inclinación de nuestro modulo este captará más energía o menos en un determinado mes.

Generalmente se toma de referencia el mes de diciembre ya que es el mes con menos radiación solar, en la hoja de cálculo podremos jugar con los valores de inclinación y el coeficiente de corrección para optimizar la producción de energía solar y así obtener la mayor eficiencia del sistema.

9.1.3 RENDIMIENTO GLOBAL DE LA INSTALACIÓN.

Hay muchas maneras de calcular un sistema solar fotovoltaico isla o autónomo, hay algunos proyectistas que directamente lo que hacen es que al consumo que tenemos de energía le incrementan un 20%, ese incremento se denomina factor de seguridad y con este factor de seguridad lo que hacen es incrementar el consumo y tienen en cuenta las pérdidas que se van a producir en los equipos que tenemos en nuestra instalación solar.

Esta parte se basa en el análisis del rendimiento de los distintos elementos que tenemos en la instalación, como por ejemplo el del módulo solar, el regulador de carga, etc. Tengamos en cuenta que todos estos componentes lo que hacen es transformar la energía tal es el caso del inversor, la energía que tenemos en corriente continua la transforma en corriente alterna y en esa transformación siempre se pierde algo de energía, por lo tanto, tendrá un rendimiento que en los mejores casos puede ser del 90 al 95%, no obstante tenemos un 5% de energía que se pierde y ese 5% de energía perdido también se tendrá que generar con nuestro sistema solar fotovoltaico, por lo tanto la energía que tenemos en los consumos la tendremos que incrementar, y para ello se calculara el rendimiento global del sistema.

Dentro del cálculo se tienen en cuenta el coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador, es decir, la batería al almacenar energía, no toda la energía que le llegue va ser almacenada en forma de energía química o mejor dicho en forma de energía electroquímica, sino que una pequeña parte se va perder, pero esa pequeña parte que se pierde también la tenemos que generar con los módulos fotovoltaicos.

Tenemos también la fracción de energía que se pierde por auto descarga, también en la batería, como sabemos los acumuladores tienen un coeficiente de auto descarga, si nosotros dejamos por ejemplo la batería de un vehículo sin cargarla durante un tiempo, esa batería poco a poco cada día va teniendo una pequeña auto descarga hasta que se descarga completamente, es decir la batería debido a su construcción tiene un porcentaje de auto descarga, dependiendo del tipo de batería, también debemos tener en cuenta que las baterías se ven afectadas por el tiempo frío, con el tiempo frío, si estamos en una zona donde hay constantes heladas también debe tenerse en cuenta que parte de la energía va perderse.

Las pérdidas en el rendimiento del inversor, este rendimiento se encuentra en las especificaciones técnicas o en la etiqueta de características que tienen los inversores, los nuevos generalmente tienen un rendimiento del 95%, dependiendo del tipo y el estado del inversor, el rendimiento finalmente será afectado.

Las pérdidas en el rendimiento del controlador de carga, al igual que los inversores, se verán reflejadas en el rendimiento global ya que no toda la energía generada será utilizada y en ocasiones este consumirá parte del sistema el cual también la eficiencia del sistema será menor.

Como parte de la instalación también se encuentran los conductores eléctricos los cuales se encargan de transportar la energía generada, transformada y consumida, estos conductores consumen parte de la energía, convirtiéndola en energía calorífica y magnética debido al calor que este disipa y al campo magnético que origina.

El tipo de recinto donde está instalada el sistema solar fotovoltaico también forma parte del rendimiento global, ya que hay recintos donde las instalaciones son de máxima prioridad, tal como un sistema de comunicación, o recintos para fin de semana o casa vivienda, etc.

9.1.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Lo primero que tenemos que hacer es definir los consumos que debemos abastecer con los paneles, a continuación, pasaremos a definir las horas solar pico, utilizando la radiación solar de dicha ubicación, tomando como referencia los valores del mes que menos radiación solar tiene, es decir el mes de diciembre. Posteriormente seleccionaremos la inclinación del módulo solar fotovoltaico, para optimizar la captación de radiación solar se propone realizar una tabla y graficar los valores para posteriormente ser analizados con detalle.

Una vez definida la hora solar pico pasaremos a seleccionar el rendimiento global para continuar a calcular el número de paneles solares. Al consumo calculado le aplicaremos el coeficiente de rendimiento, la cantidad de energía diaria que tienen que suministrar los módulos se calcula dividiendo el consumo diario entre el rendimiento global, ahora este valor será mayor al consumo antes calculado debido a que el rendimiento está muy por debajo del 100%, por esa razón la energía a producir ahora será mayor.

La tensión del sistema será un valor importante el cual nos ayudará a definir el resto de los equipos del sistema solar fotovoltaico, debe tenerse en cuenta que este nivel de tensión no debe ser menor a la tensión de operación de los módulos fotovoltaicos.

La energía diaria que producirá un módulo se obtiene del producto de la corriente a máxima potencia y de las horas solar pico, de acuerdo a la tensión del sistema es como se darán los arreglos de los módulos solares, el número de módulos la calcularemos dividiendo la energía total consumida entre el nivel de tensión del sistema y nuevamente este resultado la dividiremos entre la energía diaria producida por un panel solar.

El valor final no podrá ser un resultado con número fraccionarios ya que los paneles representan cantidades enteras y en caso de un resultado con fracciones, este se redondeará al inmediato superior. La potencia del campo fotovoltaico será igual al producto del número de módulos por la potencia de los mismos. La corriente eléctrica de igual manera será las sumas de las corrientes de cada uno de los módulos.

9.1.5 REGULADOR DE CARGA.

Este equipo tiene por objetivo de controlar los procesos de carga y descarga de la batería, las principales tareas que debe realizar son: evitar la sobrecarga de la batería, es decir una vez que la batería ha alcanzado el 100% de su carga esta no debe continuar cargándose, de esta manera se evita la generación de gases y la disminución del líquido del electrolito que tenemos en el interior de la batería y en consecuencia se aumenta la vida útil de la batería.

También se encargará de la sobre descarga de las baterías en periodos de luz solar insuficiente, es decir cuando descargamos de forma excesiva la batería, el regulador de carga desconecta la batería de los consumos para protegerla y que no se descargue de forma excesiva hasta el punto en que se pueda dañar la batería, esto en consecuencia aumenta la vida útil de las baterías.

Podemos decir que asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia. En el mercado existen dos tipos de reguladores, por un lado, tenemos el regulador paralelo y el regulador serie. Para darnos una idea de cuando utilizar uno u otro, diremos que para instalaciones de baja potencia se utilizan los reguladores paralelos y para potencias mayores los reguladores serie.

Esto es así porque para tensiones mayores se necesita un disipador de potencia mayor, ya que debe soportar mayor nivel de intensidad, sin entrar en mucho detalle el regulador serie tiene como funcionamiento cortar el suministro de energía que proviene de los módulos fotovoltaicos antes de que alcance la tensión máxima de la batería, el regulador paralelo, su funcionamiento se basa en la disipación de potencia con el fin de eliminar el exceso de energía generado, consiste en un transistor situado en paralelo con generador fotovoltaico, de manera que cuando la batería esta próxima al 100% de su carga lo que hace es disipar energía y de esta manera protegemos la batería contra sobre cargas.

Para elegir un regulador de carga debe tenerse en cuenta que el regulador de carga incorpore protección de la batería contra sobrecarga, protección de la batería contra descargas excesivas, reconexión automática o manual, sistema de alarma por baja carga de la batería, por ultimo e importante protección contra sobre intensidad.

Los reguladores deben tener etiquetado datos como la tensión nominal que indica el nivel de tensión de trabajo, la intensidad, la máxima corriente que soporta el

regulador, la eficiencia, el modelo, número de serie, logotipo, las polaridades, y los tipos de conexiones.

Para seleccionar un buen regulador los valores eléctricos del cual nos apoyaremos son: la corriente y el nivel de tensión de trabajo del campo fotovoltaico, a la intensidad de corriente del campo fotovoltaico se le agregará un 10%, con esto aseguramos que el equipo trabaje dentro de un rango seguro de tensión e intensidad de corriente.

9.1.6 BANCO DE BATERÍAS.

Como sabemos la batería es un elemento de fundamental importancia en este tipo de instalaciones, ya que acumula la energía eléctrica en forma de energía electroquímica a partir de unas reacciones químicas que se dan en su interior, las baterías se definen por el voltaje que trabajan, normalmente especificado en la carcasa de la batería, la capacidad de energía que puede almacenar y eso se indica en amperios-hora.

La capacidad de la batería se calcula como la división del producto del consumo por los días de autonomía entre la profundidad de descarga, anteriormente definido en la parte del rendimiento global. Conociendo la capacidad en almacenamiento de energía que necesitamos, es fácil conocer la cantidad de baterías necesarias para satisfacer la demanda, simplemente realizando la división de la energía necesaria entre la capacidad de la batería elegida, el resultado no puede ser con fracciones ya que las baterías son números enteros, los arreglos se harán a criterio siempre y cuando se esté respetando el voltaje de operación del sistema.,

9.1.7 INVERSOR DC-AC.

La función del inversor es de transformar la corriente continua de la batería a corriente alterna a 230 volts y una frecuencia de 60 Hz, estos equipos están contruidos a base de circuitos electrónicos alimentados a tensión continua que generan una señal de tensión y frecuencia determinada.

Actualmente los equipos son muy avanzados y disponen de diversas protecciones, pueden tener protecciones contra sobre carga, sobre descarga de la batería, posibles cortos circuitos a la entrada o la de tensión, la ausencia de consumo, es decir cuando detecta que no hay consumo se quedan en el modo stand by, un consumo mínimo que nos asegura un ahorro energético cuando no hay consumidores activos en la instalación fotovoltaica aislada.

Los inversores en función de la onda sinusoidal de la salida que tienen pueden ser de diferentes tipos, existen los de onda sinusoidal modificada que puede alimentar la mayoría de los aparatos electrodomésticos, no obstante, esta forma de onda puede presentar algunos problemas de rendimiento con cargas inductivas, por ejemplo, para los motores, pero a pesar de estas limitaciones, son muy utilizadas debido a que su precio es reducido.

Existen los de onda sinusoidal pura, que son los más sofisticados y demandados en el mercado actual, están diseñados para reproducir la energía suministrada por las compañías eléctricas, la onda sinusoidal es la mejor forma de onda eléctrica para alimentar equipos electrónicos que sean más sofisticados, por ejemplo, impresoras láser, televisores de pantalla de plasma, etc.

Además, con estos tipos de inversores de onda sinusoidal pura, eliminamos los problemas de rendimiento e incompatibilidad con algunos aparatos electrónicos, por ejemplo, las pequeñas rayas en los televisores es debido a los problemas que produce que la onda no sea onda sinusoidal pura, o también el ruido de fondo en los sistemas de audio, pues ese ruido también proviene de la onda que nos está produciendo el inversor que no es totalmente pura.

La selección del inversor se dará con el apoyo de la tabla de consumos, esto realizando una selección de los diferentes aparatos que funcionan al 100% de simultaneidad, los consumos de estos aparatos se sumaran y posteriormente le sumaremos un 20% para asegurar que el equipo no se dañe o trabaje en niveles de tensión y corriente que limiten su capacidad de operación.

En la selección del inversor debemos observar en la hoja de datos del fabricante, que el equipo aguante los picos de corrientes de motores, ya que los motores al iniciar su arranque consumen una corriente sumamente alta por unos segundos y esto también debe soportarlo el inversor, así como los niveles de tensión del sistema, la potencia total del generador fotovoltaico y la corriente eléctrica generada.

9.1.8 SECCIÓN DE LOS CABLES.

La selección de los conductores es la parte final de los cálculos, cálculos que deben ser seguros en cuanto a la selección de alimentadores, estos conductores serán los encargados de llevar y traer la energía generada en los módulos fotovoltaicos para posteriormente almacenarlos en las baterías, de las baterías llevarlos al inversor y del inversor a los tableros para su utilización en las diferentes cargas.

Para realizar los cálculos tendremos en cuenta la impedancia del material con el que están hecho los conductores, normalmente hechos de cobre o aluminio, la longitud de los conductores, es decir la distancia de un equipo a otro para su interconexión, la intensidad de corriente que transportaran, la corriente eléctrica generada llevada a cada equipo y finalmente los niveles de tensión del sistema, estos datos pueden obtenerse de los fabricantes de los conductores, con la ayuda de la NOM-001-SEDE-2012, en ella encontraremos los datos tales como ampacidad, sección transversal y temperatura de operación de los conductores, para su correcta selección.

CAPITULO 10.

10.1 EQUIPOS MARCAS, CARACTERISTICAS ELECTRICAS.

La selección de los equipos se realizó con la ayuda de los datos finales calculados, tomando en cuenta la garantía de los equipos y las recomendaciones de operación según los fabricantes. Dentro de las marcas investigadas se seleccionó los dispositivos que a continuación se describen.

El dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico en cuanto a los equipos componentes aseguran una óptima operación , un periodo largo de duración y trabajo y en consecuencia una eficiencia máxima en cuanto a la generación de la energía eléctrica.

10.1.1 MODULOS SHARP.

Como especialista con más de 50 años de experiencia en fotovoltaica (FV), Sharp contribuye de forma decisiva al desarrollo de la tecnología solar. Los módulos fotovoltaicos Sharp de la serie ND están pensados para aplicaciones con una alta demanda de potencia.

Todos los módulos Sharp de la serie ND ofrecen una óptima integración de sistema a nivel técnico y económico y son aptos para el montaje en instalaciones FV conectadas a la red.



Figura 10.1 Modulo Sharp.

Calidad de Sharp.

Continuos controles garantizan una calidad duradera. Todos los módulos son sometidos a ensayos ópticos, mecánicos y eléctricos. Los reconocerá por la etiqueta original de Sharp, el número de serie y la garantía de Sharp:

- 10 años de garantía al producto
- 25 años de garantía de rendimiento lineal:
- 96% de la potencia mínima de salida especificada durante el primer año.
- Máxima degradación del rendimiento del 0.667% anual los siguientes 24 años.

Características del producto.

- Módulos fotovoltaicos de alto rendimiento con células de silicio policristalinas (156 mm²) con coeficientes de rendimiento hasta 15.5%.
- Tecnología de triple barra colectora para aumentar la producción de rendimiento.
- Capa anti-reflejante para aumentar la absorción de luz.
- Producción controlada sujeta a una tolerancia positiva de 0% a +5%. Sólo se entregarán módulos con la potencia especificada o superior para un mayor rendimiento energético.
- Coeficiente de temperatura mejorado para reducir las pérdidas de energía a temperaturas más altas.
- Alto rendimiento energético, incluso a baja irradiación.

Certificados y Homologaciones.

Todos los módulos han sido probados y certificados de acuerdo con:

- IEC/EN 61215 e IEC/EN 61730, Application class A
- Clase de Seguridad II / CE
- Clasificación de Fuego C

Sharp ha sido certificada en base a:

- ISO 9001:2008 e ISO 14001:2004

10.1.2 REGULADOR DE CARGA OUTBACK POWER.

El Regulador de Carga Outback cuenta con ciclo manual y la ecualización es automática, además resulta muy útil para kits solares aislados por su tamaño estándar y por su versatilidad de carga, pues acepta baterías de 12V, baterías de 24V, baterías de 36V, baterías de 48V y baterías de 60V.



Figura 10.2 Regulador de carga OutBack Power.

Fabricante del regulador de carga OutBack.

Outback es una marca reconocida de reguladores solares con 60 Amperios y 80 Amperios consiguiendo que los módulos solares trabajen en su punto de máxima potencia (MPPT).

Este tipo de regulador o controlador de carga permite realizar un proceso de carga eficiente y seguro en diferentes etapas, lo cual prolonga la duración de la batería y asegura el rendimiento de la matriz solar instalada. Los reguladores de Outback disponen de una pantalla iluminada con 80 caracteres y registra los datos de los últimos 128 días para poder consultarlos cuando lo considere.

Outback es un fabricante con una amplia experiencia líder en tecnología avanzada de conversión de energía, pues, a parte de la fabricación de reguladores/controladores de máxima potencia también trabajan con inversores/cargadores de onda sinusoidal puro, componentes de sistemas y paneles de interruptores, interruptores y sistemas montados.

Usos habituales de los reguladores de carga OutBack.

Los Reguladores de Carga Outback es un regulador de carga MPPT muy popular y reconocido por su durabilidad y eficiencia. Los *Reguladores de Carga Outback* es utilizado en multitud de sectores entre los que se encuentran el sector fotovoltaico.

Garantía del regulador de carga OutBack.

El Regulador de Carga Outback cuenta con una garantía de fabricante de 5 años, el periodo de garantía superior en comparación con otros reguladores de carga del mercado. La garantía del Regulador de Carga Outback se aplicará siempre que uso del *Regulador de Carga Outback* haya sido correcto y se hayan seguido las recomendaciones del fabricante.

Mantenimiento del regulador de carga OutBack.

El Regulador de Carga Outback no requiere de especial mantenimiento mientras su funcionamiento sea normal, pero si se requiere que el Regulador de Carga Outback sea reseteado o necesita ser desconectado por cualquier razón, es muy importante tener en cuenta que el Regulador de Carga Outback nunca debe quedarse conectado únicamente de los paneles solares (en el siguiente punto se explican más detalles al respecto)

Instalación del regulador de carga OutBack.

Al Regulador de Carga Outback se deben conectar en primer lugar las baterías, y el último elemento que se debe desconectar al Regulador de Carga Outback son las baterías. Es decir, el Regulador de Carga Outback nunca debe conectarse únicamente a las placas solares.

El *Regulador de Carga Outback* puede ser instalado por usted mismo, o bien puede contactarnos para que nuestros equipos de instaladores se desplacen para instalarle y realizarle la puesta a punto del Regulador de Carga Outback con garantía de funcionamiento. El servicio de instalación y puesta a punto está disponible tanto para el *Regulador de Carga Outback* como para el resto de productos que puede adquirir en nuestra página web.

Aspectos a tomar en cuenta del regulador de carga OutBack.

El Regulador de Carga Outback puede conectarse en paralelo con otro/s *Reguladores de Carga Outback* lo que aumenta su funcionalidad y su valor añadido.

Es muy importante tener presente que se deben conocer exactamente las necesidades de la instalación fotovoltaica para elegir el regulador de carga que se adapte a lo que requiere la instalación. Por lo que puede que la instalación fotovoltaica requiera de un Regulador de Carga Outback o requiera un inversor de otro fabricante.

Nunca se debe sobrepasar el límite del voltaje MPPT y el límite de amperios del PWM tanto si se instala un Regulador de Carga Outback como si se instala cualquier otro regulador de carga o controlador de carga.

10.1.3 INVERSORES FRONIUS.

Los inversores de Fronius cuentan con una tecnología de fácil manejo, sofisticado diseño e interfaz para la conexión a internet. Su instalación suele ser sencilla y la puesta en marcha fácil, por lo que se consigue la mayor eficiencia en tiempo y vida útil del inversor. Los inversores de Fronius son muy atractivos para instalaciones fotovoltaicas en viviendas unifamiliares y en grandes instalaciones.



Figura 10.3 Inversor Fronius.

Inversores Fronius.

Fronius actualmente trabaja en más de 20 países, y en concreto, en España opera con dos divisiones: Perfect Welding y Solar Energy, aunque Fronius, como marca representa a ambas delegaciones. Fronius abrió sus puertas al mercado español en el 2009 en Madrid, en una superficie de más de 5.000m². Fronius es una compañía con más de 3,200 empleados, 878 patentes registradas y un 93,3% de su facturación son exportaciones.

Usos habituales de los inversores Fronius.

Los inversores Fronius son reconocidos internacionalmente por la calidad de los materiales con los que trabajan, la vida útil de sus inversores y su versatilidad de uso. En concreto, para las instalaciones fotovoltaicas los Inversores Fronius son muy utilizados para las instalaciones solares de conexión a red, aunque también se pueden utilizar y dan excelentes resultados para las instalaciones solares aisladas.

Garantía de los inversores Fronius.

Los inversores Fronius tienen dos modalidades de garantía:

- Garantía para Inversor Fronius de 5 años que cubre: gastos del material, gastos del servicio y gastos del transporte.

- Garantía para el Inversor Fronius de 7 años que cubre: 2 años del coste de material, gastos del servicio y gastos del transporte del *Inversor Fronius*, y los 5 años siguiente cubre el coste del material únicamente.

Si desea recibir más información sobre las diferencias entre ambas garantías puede acceder a la información detallada de la garantía de los inversores Fronius.

Mantenimiento del inversor Fronius.

El *inversor Fronius* no requiere de especial mantenimiento.

Instalación del inversor Fronius.

El inversor Fronius debe ser instalado por un instalador profesional especializado, pues durante su instalación pueden darse pequeñas descargas eléctricas. Es muy importante también tener presente que el inversor Fronius debe estar desconectado durante su instalación.

En Autosolar ponemos a su disposición nuestro servicio de instalación por parte de nuestros instaladores profesionales que se desplazan a cualquier punto de España para realizar la instalación y puesta a punto del inversor Fronius con garantía de funcionamiento.

El servicio de instalación y puesta en marcha queda a su disposición tanto para el inversor Fronius como para el resto de productos que pueda adquirir en nuestra página web. Para recibir más información sobre la instalación del Inversor Fronius contáctenos.

Aspectos a tener en cuenta del inversor Fronius.

El inversor Fronius debe ir conectado a unas baterías que estén en buen estado y que realicen las labores de carga correctamente, pues de no ser así el Inversor Fronius verá mermada su vida útil y eficiencia. Asegúrese de que los Inversor Fronius están conectadas con unas baterías eficientes para garantizar la eficiencia y durabilidad de su inversor Fronius.

El Inversor Fronius es uno de los Inversores más completos del mercado, tanto por su excelente funcionamiento como por su durabilidad y eficiencia. Los inversores Fronius presentan, con diferencia, una amplia garantía, durabilidad y eficiencia, además, el inversor Fronius se trata de una apuesta segura que no da problemas durante su vida útil y optimiza el funcionamiento de la instalación en su conjunto.

En Autosolar quedamos a su disposición para asesorarle sobre qué modelo de inversor Fronius es el recomendable en función de sus necesidades, así como de cualquiera de los productos de nuestra página web.

Ejemplo de monitorización inversor Fronius.

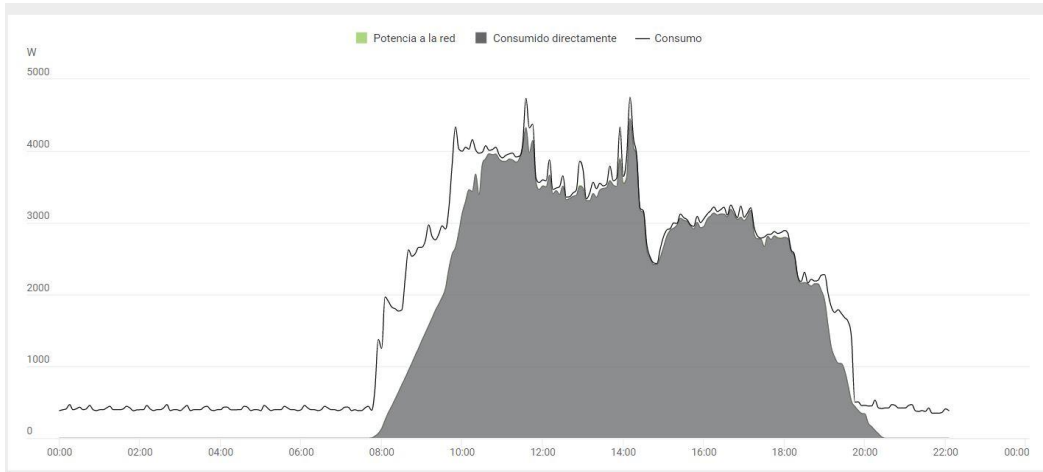


Figura 10.4 Monitorización con el inversor Fronius.

10.1.4 BATERÍAS TROJAN.

Como líder mundial en la fabricación de baterías de ciclo profundo de más de 90 años, Trojan ha desarrollado Reliant™ AGM con C-Max Technology™ para una amplia gama de aplicaciones que se beneficiarán de su diseño de ciclo profundo verdadero, incluidos plataformas de trabajo aéreo, máquinas de limpieza de suelos, golf, inversores, manejo de materiales, petróleo y gas, recreación, telecomunicaciones remotas, y energías renovables.

Además, Reliant AGM está diseñada para alimentar el equipo que se utiliza en lugares donde los mandatos regulatorios requieren el uso de baterías a prueba de derrames como aeropuertos, instalaciones sanitarias, centros comerciales, instituciones educativas, etc.

Reliant AGM fue diseñada específicamente para proveer un rendimiento de ciclo profundo por el equipo de ingeniería de Trojan, que cuenta con más de 200 años de experiencia combinada en la tecnología de baterías de ciclo profundo.

Fabricada en los Estados Unidos, en nuestra planta de Sandersville, Georgia, que cuenta con tecnología de vanguardia, la línea Reliant AGM incorpora componentes de primera calidad y técnicas de fabricación superiores. Reliant AGM también cuenta con la asistencia del soporte técnico de Trojan y de los Distribuidores Maestros en todo el mundo.

AGM de ciclo profundo.

Las baterías de Malla de Fibra de Vidrio Absorbente (AGM por sus siglas en inglés) de ciclo profundo de Trojan cuentan con una serie de elementos de diseño que producen un rendimiento óptimo.

Placas y separadores robustos extienden el ciclo de vida de las baterías AGM de ciclo profundo de Trojan mientras la rejilla generada por computadora está optimizada para una densidad de alta potencia.

Las baterías AGM de ciclo profundo de Trojan toleran las bajas temperaturas, son resistentes a los golpes y vibraciones y tienen baja resistencia interna que permite una corriente de descarga más alta y eficiencia de carga superior.

Trojan
BATTERY COMPANY

DATA SHEET

SOLAR
TRUE DEEP-CYCLE AGM

MODEL SAGM 12 205
VOLTAGE 12V
CAPACITY 205Ah @ 20Hr
MATERIAL Polypropylene
BATTERY VRLA AGM / Non-Spillable / Maintenance-Free
COLOR Maroon
WATERING No Watering Required
IEC 61427 8+ Years Life



The image shows a maroon Trojan Solar battery with a label that reads 'Trojan SOLAR TRUE DEEP-CYCLE AGM SAGM 12 205'. The battery is positioned on a background of solar panels and green grass. A '12V' label is located in the bottom left corner of the image area. A 'No Watering Required' icon is placed next to the 'WATERING' specification in the data sheet.

Figura 10.5 Baterías Trojan.

11. CONCLUSIÓN.

De acuerdo con los datos encontrados para la zona de interés, el nivel de radiación solar promedio mensual varía desde un mínimo de 1.475 kWh/m² día en el mes de diciembre, hasta un máximo de 2.190 kWh/m²día en el mes de abril.

Para realizar el dimensionado de los equipos, se estimó que la carga total conectada en la Isla es de 90,650 W, con un consumo eléctrico teórico de 12,950 kWh por día. El rendimiento global de la Instalación se estimó en 76.5%, por lo que los componentes se dimensionaron para suministrar un consumo energético real de 16.92 kWh/día.

Para la implementación del proyecto se estimó que se necesitan 9 paneles solares de 325 Wp, 1 regulador de carga de 80 A, 1 inversores/cargadores multifuncionales y con capacidad para conectarse en paralelo de 15 000 W, 2 estructuras con capacidad para 6 módulos, 12 baterías SAGM de 205 Ah, y 1medidor de consumo eléctrico.

Existe una amplia gama de baterías para aplicaciones fotovoltaicas en el mercado. El

aumento en el costo de determinado tipo de baterías se asocia con mejores características como los son una vida útil más larga y poco o ningún mantenimiento, por lo que la escogencia de las baterías en este tipo de sistemas representa un compromiso entre costo y características deseables para el sistema de almacenamiento en determinadas circunstancias.

La implementación de sistemas fotovoltaicos (generador fotovoltaico) constituye una alternativa de gran importancia en el campo de la electrificación rural. Este tipo de sistema permite brindar una mayor autonomía y reducir los costos.

La disposición de una fuente alternativa de generación eléctrica para suplir la demanda y recargar baterías, permite diseñar el sistema FV para una cantidad menor de días de autonomía lo que se traduce en una reducción en la cantidad de baterías necesarias.

Además, posibles aumentos en el consumo eléctrico pueden compensarse mediante un aumento en la capacidad del banco de inversores y el de baterías, y generando la energía adicional requerida a partir del generador fotovoltaico, sin tener que adquirir más paneles, que son sin duda los componentes de mayor costo del sistema.

En última instancia, ante aumentos grandes en el consumo, puede optarse por la adición de más paneles y reguladores que se conectan en paralelo a los ya existentes. Estas características reflejan las numerosas ventajas de estos sistemas en lo referente a autonomía y flexibilidad de los mismos.

La República Mexicana está situada dentro del Cinturón Solar Global y la ZMG (Zona Metropolitana de Guadalajara) es de las que mayor cantidad de radiación solar recibe.

Los estudios revisados, concluyen que la ZMG, se caracteriza por estaciones muy cálidas, con un generoso recurso solar (270 días con 9 horas sol), que puede ser utilizado para diseñar e innovar tecnología basada en el potencial solar.

La adecuada utilización de la energía solar local, puede ser un avance notable en la búsqueda de la generación y uso eficiente de la energía limpia, tan necesaria en estos tiempos. En una zona determinada (ZMG), los registros meteorológicos durante un período de varios años proporcionan la información suficiente para determinar si es viable (o no) la implementación de nuevas tecnologías basadas en la energía solar.

Es inaplazable otorgar incentivos a los diferentes actores sociales que les permita participar con mayor certidumbre en el desarrollo y aprovechamiento de las energías ambientalmente sustentables (un caso, la energía solar).

Finalmente, la estación meteorológica del Instituto de Astronomía y Meteorología de la Universidad de Guadalajara ubicada en la zona centro de la ciudad, ha generado datos que pueden comprobar que en la ZMG se puede desarrollar la energía solar (IAM, 2010). Aunque el relieve tiene influencia particularmente por las áreas montañosas que circulan la zona, las condiciones son adecuadas para la captación de energía, haciendo factible su desarrollo.

12. BIBLIOGRAFÍA.

- Energía solar fotovoltaica, cálculo de una instalación aislada. Miguel Pareja Aparicio. Edición Marcombo.
- Diseño de un sistema fotovoltaico híbrido para una comunidad aislada. Pdf
- La energía solar, aplicaciones practicas. Quinta edición 2009. Sevilla España
- Sistemas fotovoltaicos isla. Solar Technology.
- Dialnet clima y radiacion en las grandes ciudades. Ulloa H; García M; Pérez A; Meulenert A; y Ávila D. Universidad de Guadalajara, México y Universidad deSantiago de Compostela, España.
- Redes eléctricas futuras: Creando redes. C. S. Seefoó y M. Robles. Ingeniería en Energías Renovables por la UNAM.
- Energías alternativas. 3° Edición. José A. Domínguez Gómez.
- Centrales de energías renovables. Generación eléctrica con energías renovables. José Antonio Carta González, Roque Calero Pérez, Antonio Colmenar Santos, Manuel Alonso Castro Gil.
- AMPER, 2012. Asociación Mexicana de Proveedores de Energías Renovables A.C. [web] México: AMPER. Disponible en: <http://www.amper.org.mx>
- California Energy Comission-California State (CEC-CS), 2012. Go Solar California. [web] State of California: California Energy Commission & California Public Utilities Commission. Disponible en: http://www.californiasolarstatistics.ca.gov/reports/agency_detail/
- [Consultado el 30 abril 2012].
- Banco Mundial (BM), 2012. State and Trends of the Carbon Market 2012 [pdf]
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2002. Despacho de la demanda máxima del S. I. [pdf] México: CFE.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2011. Estadísticas 2010 [pdf] México: CFE, 111 pp.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2012a. Estadísticas de Ventas [web] México: CFE. Disponible en: <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/QCFE/EstVtas/Default.aspx> [Consultado el 29 de noviembre de 2012].
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2012b. Conoce tu tarifa [web] México: CFE. Disponible en: <http://www.cfe.gob.mx/Industria/ConoceTuTarifa/Paginas/Conoce-tutarifa.aspx> [Consultado el 29 de noviembre de 2012].
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2012c. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico 2011 [pdf] México: CFE, 166 pp.
- <http://www.fronius.com>
- <http://www.trojan.com>
- <http://www.outbackpower.com>
- <http://www.sharp-panel.com>

- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2012d. Control de Despacho de Energía. [web] México: CFE. Disponible: http://www.cfe.gob.mx/Proveedores/4_Informaciongeneral/Control_despacho_energia/Paginas/Control-y-despacho-de-energia-.aspx [Consultado el 3 de enero de 2012].
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), 2011. Guía Iluminación Eficiente en Alumbrado Público. [pdf] México: CFE.
- Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), 2012. Comisión Nacional del Agua [web] México: CONAGUA. Disponible en: <http://www.cna.gob.mx>
- Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2006. Informe Quinquenal 2001 – 2005 de la Comisión Reguladora de Energía. [pdf] México: CRE. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/documento/1422.pdf> [Consultado el 29 de enero de 2013].
- Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2007. Informe Anual 2006 de la Comisión Reguladora de Energía. [pdf] México: CRE. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/documento/1417.pdf> [Consultado el 29 de enero de 2013].
- Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2008. Informe Anual 2007 de la Comisión Reguladora de Energía. [pdf] México: CRE. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/documento/1440.pdf> [Consultado el 29 de enero de 2013].
- Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2011. Matrices de Cargos por Servicios de Transmisión y Subtransmisión. Comisión Reguladora de Energía. [pdf] Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=185> [Consultado el 1 agosto 2012]
- Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2012. Características de los contratos de interconexión de pequeña y mediana escala. [pdf] México: CRE. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/> [Consultado el 29 de enero de 2013].
- Diario Oficial de la Federación (DOF), 1992. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Publicado el 22 de diciembre de 1992. [pdf] México: HCU. Disponible en: <http://www.cddhcu.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/99.pdf> [Consultado el 10 de agosto de 2012].
- Diario Oficial de la Federación (DOF), 1993. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Publicado el 5 de mayo de 1993. [pdf] México: Presidencia de la República. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LSPEE.doc [Consultado el 29 de abril de 2013].

- Diario Oficial de la Federación (DOF), 1995. Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Publicado el 31 de octubre de 1995. [pdf] México: HCU. Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/48.pdf> [Consultado el 10 de agosto de 2012].
- Diario Oficial de la Federación (DOF), 2004. Decreto por el que se reforman, adicionan, derogan y establecen diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta y de la Ley del Impuesto al Activo y establece los Subsidios para el Empleo y para la Nivelación del Ingreso. Publicado el 28 de noviembre de 2008. [pdf] México: HCU. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=715164&fecha=01/12/2004 [Consultado el 12 de septiembre de 2012].
- Diario Oficial de la Federación (DOF), 2007. Resolución por la que se aprueba el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala. RES/176/2007. Publicado el 9 de julio de 2007. [pdf] México: SENER. Disponible en: http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7157/1/CI_FES.pdf [Consultado el 5 de agosto de 2012].
- Diario Oficial de la Federación (DOF), 2008. Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Publicado el 28 de noviembre de 2008. [pdf] México: HCU. Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LAERFTE.pdf> [Consultado el 29 de enero de 2013].
- Diario Oficial de la Federación (DOF), 2009. Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Publicado el 05 de septiembre de 2009. [pdf] México: Presidencia de la República. Disponible en: http://www.sener.gob.mx/webSener/res/9/RLAERFTE_02092009.pdf [Consultado el 29 de enero de 2013].
- Diario Oficial de la Federación (DOF), 2010a. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala, y sustituye el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala por el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala. RES/054/2010. Publicado el 8 de abril de 2010. [pdf] México: Presidencia de la República. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5137984&fecha=08/04/2010 [Consultado el 10 de enero de 2012].
- Diario Oficial de la Federación (DOF), 2010b. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el Modelo de Contrato de Interconexión para

- Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente y sus anexos (F-RC, IB-RC, TB-RC), así como el Modelo de Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía. RES/067/2010. Publicado el 28 de abril de 2010. [pdf]
- México: Presidencia de la República. Disponible en: http://201.147.98.8/dofdia/2010/abr10/pdf/28abr10_se2.pdf [Consultado el 10 de enero de 2012].
 - Diario Oficial de la Federación (DOF), 2011. Decreto por el que reforman los artículos 3o., fracción III; 10; 11, fracción III; 14 y 26 de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; y 36 Bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Publicado el 1o. de junio de 2011. [pdf] México: HCU. Disponible en: http://www.dof.mx/nota_detalle.php?codigo=5192539&fecha=01/06/2011 [Consultado el 10 de enero de 2012].
 - Diario Oficial de la Federación (DOF), 2012. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba y expide el modelo de contrato de interconexión para fuente colectiva de energía renovable o sistema colectivo de cogeneración eficiente en pequeña escala. Publicado el 21 de agosto de 2012. [pdf] México: SENER-CRE. Disponible en: http://www.dof.mx/nota_detalle.php?codigo=5264819&fecha=21/08/2012 [Consultado el 10 de enero de 2013].
 - European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2012. Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015. European Photovoltaic Industry Association, Belgium, 44 pp. GEI México, 2011. Factor de emisión eléctrico [web] México. Disponible en: <http://www.geimexico.org/factor.html> [Consultado el 28 de noviembre de 2012]
 - Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), 2010. Guía de Usuario. Sistemas interconectados con la red aplicaciones de pequeña escala. [pdf] 1ª. Ed. PNUD, IIE, México 28 pp.
 - Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), 2012a. Información Nacional por Entidad Federativa y Municipios [web] México: INEGI. Disponible en: <http://www.inegi.org.mx/sistemas/mexicocifras/default.aspx> [Consultado el 10 de noviembre de 2012]
 - Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), 2012b. Sistema de Cuentas Nacionales de México [web] México: INEGI. Disponible en: <http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/proyectos/scn/> [Consultado el 29 de noviembre de 2012]
 - International Energy Agency (IEA-PVPS), 2012a. Trends in Photovoltaics Applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011. [pdf]

- IEA-Photovoltaic Power System Program. Report IEA-PVPS T1-21:2012, 44 pp.
- International Energy Agency (IEA-PVPS), 2012b. National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2011. Germany National Photovoltaics Status Report 2011. [pdf] IEA-Photovoltaic Power System Program, 34 pp.
- International Energy Agency (IEA-PVPS), 2012c. National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2011. Germany National Photovoltaics Status Report 2011. [pdf] IEA-Photovoltaic Power System Program, 20 pp.
- Matsumoto Y., Agredano J., Sanchez-Juarez A., Urbano J.A., 2007. Awakening PV in Mexico. 17th International Photovoltaic Science and Engineering Conference; No. 5P-P3- 57; pp. 880-881. December 3-7, Fukuoka, Japan.
- National Aeronautics and Space Administration (NASA), 2012. National Aeronautics and Space Administration [web] Estados Unidos: NASA. Disponible en: <http://eosweb.larc.nasa.gov>
- Presidencia de la República, 2011. Quinto Informe de Gobierno. Anexo estadístico. [pdf]
- México: Presidencia de la República. Disponible en: <http://quinto.informe.calderon.presidencia.gob.mx/informe-de-gobierno/descargas> [Consultado el 10 de enero de 2012].
- Secretaría de Energía (SENER), 2008. Balance Nacional de Energía 2007. [pdf] México: SENER. Disponible en: http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Balance_2007.pdf [Consultado el 4 de septiembre de 2012].
- Secretaría de Energía (SENER), 2011. Balance Nacional de Energía 2010. [pdf] México: SENER. Disponible en: http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2011/Balance%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%202010_2.pdf [Consultado el 4 de septiembre de 2012].
- Secretaría de Energía (SENER), 2012a. Portal de Energías Renovables. [web] México: SENER. Disponible en: <http://www.renovables.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1662&lang=1> [Consultado el 10 de enero de 2012].
- Secretaría de Energía (SENER), 2012b. Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México, PROSOLAR. [pdf] México: SENER. Disponible en: http://www.anes.org/anes/formularios/LeyesyNormas/Leyes/informe_final_ProSolar_Color.pdf [Consultado el 4 de enero de 2013].
- Secretaría de Energía (SENER), 2012c. Balance Nacional de Energía 2011. [pdf] México: SENER. Disponible en:

http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/BNE_2011.pdf [Consultado el 1 de mayo de 2012].

- Secretaría de Energía (SENER), 2012d. Prospectiva del Sector Eléctrico 2012 – 2026. [pdf]
- México: SENER. Disponible en: http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf [Consultado el 1 de mayo de 2012].
- Secretaría de Hacienda y crédito Público (SHCP), 2012. Ley del Impuesto sobre la Renta [web] México: SHCP. Disponible en: http://www.sat.gob.mx/sitio_internet/informacion_fiscal/legislacion/mrf2005/113_4998.html [Consultado el 12 de septiembre de 2012].
- Solarbuzz, 2012. Module pricing [web] Disponible en: <http://www.solarbuzz.com/factsand-figures/retail-price-environment/module-prices> [Consultado el 2 de agosto de 2012]
- Yamamoto, Y., 2012. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, netmetering, and net purchase and sale. *Solar Energy* (86), 9, 2678–2685 pp.