



UNIVERSIDAD
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL
PIRHUA

DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE POTENCIA

Edwin Gabriel Cruz Lazo

Piura, 27 de Abril de 2010

FACULTAD DE INGENIERÍA

Área Departamental de Ingeniería Mecánico-Eléctrica



Esta obra está bajo una [licencia](#)
[Creative Commons Atribución-](#)
[NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

U N I V E R S I D A D D E P I U R A
FACULTAD DE INGENIERÍA



"Diseño y simulación del comportamiento de un sistema híbrido de potencia"

**Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico — Eléctrico**

Edwin Gabriel Cruz Lazo

Asesor: Dr. Ing. Daniel Marcelo Aldana

Piura. Abril 2010

Prólogo

La energía es una llave para el crecimiento, es un requisito esencial para el desarrollo económico y social de una nación. Incrementar el acceso a la electricidad facilita el desarrollo y mejora la calidad de vida de las personas. Las energías renovables son una alternativa muy importante para la generación de energía eléctrica, son limpias al no producir gases de efecto invernadero, permiten la descentralización de los sistemas de generación de potencia, son independientes de las fluctuaciones en los precios de la energía eléctrica producida por combustibles fósiles, son prominente solución para suplir de energía eléctrica a áreas remotas donde el costo del sistema de distribución es prohibitivo y el precio del combustible se incrementa drásticamente con la lejanía del lugar. Para países en vías de desarrollo, como el nuestro, esta tecnología no está al alcance de todos, debido a los elevados costos de instalación. Pero con un marco legal estable, claro y bien difundido por parte del gobierno, el uso de esta tecnología puede llegar a alcanzar importancia en el desarrollo de nuestro país.

Esta tesis ha sido desarrollada con el objetivo de ser una guía para el dimensionamiento y diseño de sistemas híbridos de potencia, para el caso conformado por módulos fotovoltaicos – baterías y un grupo electrógeno. Luego, con el uso del programa TRNSYS el nuevo diseño será validado, simulando su comportamiento transitorio en condiciones reales y bajo determinados escenarios de trabajo, lo que permitirá comprobar la veracidad del nuevo diseño.

Un profundo agradecimiento a todos los que han hecho posible este trabajo, el cual permitirá concluir mi carrera universitaria e iniciar mi nueva vida laboral. A mi madre, ejemplo de fortaleza, perseverancia y dedicación; a mi tía, una persona muy generosa; a mi abuela, quién me educó en valores durante la ausencia de mi madre.

Finalmente, a mi asesor Dr. Ing. Daniel Marcelo Aldana por su paciencia y apoyo constantes, brindados durante la elaboración de esta tesis. Al Dr. Ing. Rafael Saavedra por la fundamental ayuda en la programación de componentes, requeridas para el desarrollo de la simulación.

Resumen

Un sistema híbrido de potencia se define como un sistema que combina dos o más fuentes de energía para producir electricidad sin necesidad de estar conectado a la red de distribución eléctrica. Esta tesis estudia el diseño y funcionamiento de un sistema híbrido de potencia, conformado por un generador fotovoltaico y un grupo electrógeno, para alimentar la demanda de carga hecha por el alumbrado público de la Universidad de Piura. La alternativa técnico-económica más viable será, la configuración con un bajo precio del kWh producido y que tenga la más alta confiabilidad.

La tesis se divide en dos partes. La primera parte de esta tesis, hace una descripción sistemática de los principios de funcionamiento de cada uno de los componentes: principios físicos y químicos que gobiernan su funcionamiento, características inherentes a los sistemas de energía y la disponibilidad de la energía de la tierra. El propósito de esta descripción es conocer los parámetros que determinan el funcionamiento de los componentes para hacer fácil y práctica la selección de los mismos en el diseño y dimensionamiento y para, poder cubrir las necesidades del usuario y los requerimientos de funcionalidad del sistema. Finalmente, sobre este contexto, se proporcionan pautas de dimensionamiento y diseño para un sistema híbrido.

La segunda parte, muestra la simulación del sistema híbrido diseñado, constituido por un generador fotovoltaico y un grupo electrógeno. En esta parte se incluyen los modelos matemáticos para cada uno de los componentes de TRNSYS utilizados para simular el sistema híbrido de potencia. Finalmente, los resultados de la simulación se comparan con aquellos obtenidos por el método utilizado en el dimensionamiento y diseño.

Índice

Prólogo i

Resumen iii

Índice v

Introducción 1

Capítulo 1 3

Sistemas híbridos..... 3

 1.1 Sistema híbrido de potencia..... 3

 1.1.1 Definición de un sistema híbrido de generación 3

 1.1.2 Componentes de un sistema híbrido..... 4

 1.1.3 Configuración de un sistema híbrido 5

 1.1.3.1 Sistema solar fotovoltaico con grupo electrógeno 5

 1.1.3.2 Sistema solar fotovoltaico con aerogenerador 6

 1.1.3.3 Sistema solar fotovoltaico con aerogenerador y un grupo electrógeno 7

 1.2 Factores que influyen en un sistema híbrido 8

 1.3 Externalidades 9

 1.4 Formas de energía..... 10

 1.4.1 Energía mecánica 10

 1.4.1.1 Energía gravitacional 11

 1.4.1.2 Energía dinámica 11

 1.4.1.3 Energía rotacional 11

 1.4.1.4 Energía elástica 12

 1.4.1.5 Energía de un fluido (trabajo de frontera)..... 12

 1.4.2 Energía fotónica (energía de la radiación) 13

 1.5 Fuentes naturales de energía..... 14

 1.5.1 Energía solar..... 15

 1.5.2 Energía eólica..... 18

 1.6 Perspectiva global de la energía renovable..... 22

Capítulo 2 27

Componentes de un sistema híbrido..... 27

2.1	Subsistema de generación de energía	27
2.1.1	Generación fotovoltaica	28
2.1.1.1	Junta N-P.....	29
2.1.1.2	El fenómeno fotovoltaico.....	30
2.1.1.3	Tipos de celdas fotovoltaicas	31
2.1.1.4	El módulo fotovoltaico	32
2.1.2	Generación eólica.....	36
2.1.2.1	Principio de operación de un generador eólico.....	37
2.1.2.2	Clasificación de los aerogeneradores.....	40
2.1.2.3	Componentes de un aerogenerador	41
2.1.2.4	Potencia media del viento	45
2.1.2.5	Coeficiente de potencia de un aerogenerador	45
2.1.2.6	Potencia de un aerogenerador	48
2.1.3	Grupo electrógeno	49
2.1.3.1	Motor de combustión interna	49
2.1.3.2	Motor convencional tipo Otto.....	49
2.1.3.3	Motor tipo Diesel	50
2.1.3.4	Componentes de un motor de combustión interna.....	51
2.1.3.5	El generador eléctrico	55
2.1.3.6	Componentes de un generador de corriente alterna.....	57
2.2	Subsistema de acumulación de energía	59
2.2.1	Baterías.....	60
2.2.1.1	Componentes de una batería	60
2.2.1.2	Principio de funcionamiento de una batería.....	62
2.2.1.3	Parámetros eléctricos	64
2.2.1.4	Tipos de baterías estacionarias de ciclo profundo	65
2.2.1.5	Batería de plomo – ácido	67
2.2.2	Regulador de carga.....	71
2.2.2.1	Circuito de control de un regulador	72
2.2.2.2	Algoritmos utilizados para el control de carga	73
2.2.2.3	Tipos de control de carga.....	75
2.2.2.4	Voltaje de flotación.....	76
2.3	Subsistema de carga.....	77
2.3.1	Inversor o convertidor de carga CC/CA.....	77
2.3.1.1	Tipo de inversor	78
2.3.1.2	Parámetros eléctricos	79

Capítulo 3	81
Diseño y dimensionamiento	81
3.1 Evaluación de los recursos energéticos	82
3.1.1 Recurso solar	82
3.1.2 Recurso eólico	83
3.1.3 Combustibles fósiles	83
3.2 Elección de la mejor alternativa	84
3.3 Gestión de la energía	84
3.3.1 Sistema con bus DC	84
3.3.2 Sistema con bus mixto DC/AC	85
3.3.3 Sistema con bus AC	86
3.4 Comparación de los sistemas con bus DC, DC/AC y AC	87
3.4.1 Rendimiento	87
3.4.2 Flexibilidad.....	89
3.5 Alternativa elegida.....	90
3.6 Confiabilidad y costo.....	90
3.7 Método de dimensionamiento	91
3.8 Método propuesto para el dimensionamiento de sistemas híbridos	92
3.8.1 Estimación del consumo.....	92
3.8.2 Estimación de la radiación solar sobre una superficie inclinada.....	95
3.8.2.1 Parámetros geográficos	95
3.8.2.2 Radiación solar para una superficie fija.....	98
3.8.2.3 Radiación solar para un seguidor con un eje	105
3.8.2.4 Radiación solar con una superficie rastreadora a dos ejes.....	107
3.8.2.5 Comparación de los resultados	109
3.8.3 Dimensionamiento del bloque generador.....	111
3.8.3.1 Determinación del mes más desfavorable.....	111
3.8.3.2 Elección del tipo y número de módulos fotovoltaicos.....	112
3.8.3.3 Estimación de la conexión	113
3.8.4 Dimensionamiento del subsistema de acumulación de energía eléctrica.....	116
3.8.5 Dimensionamiento del regulador	119
3.8.6 Dimensionamiento del inversor bidireccional.....	120
3.8.7 Dimensionamiento de los conductores.....	121
3.8.7.1 Dimensionamiento de los conductores para el generador fotovoltaico	121
3.8.7.2 Dimensionamiento de los conductores para subsistema de acumulación.	122
3.8.8 Dimensionamiento del grupo electrógeno.....	124

3.8.8.1	Consumo de combustible.....	125
3.9	Evaluación de la contribución energética de un grupo electrógeno	125
3.10	Diseño del sistema híbrido.....	126
3.10.1	Módulos fotovoltaicos.....	126
3.10.2	Inversores bidireccionales	127
3.10.3	Baterías.....	127
3.10.4	Grupo electrógeno	128
Capítulo 4		129
Análisis económico		129
4.1	Costo de la energía solar.....	129
4.2	Modelo económico	134
4.2.1	El capital inicial.....	134
4.2.2	Gasto anual	135
4.2.3	Coste anualizado del capital.....	136
4.2.4	Coste anualizado de reemplazo	136
4.2.5	Coste normalizado de la instalación (COE)	138
4.3	Costos de un sistema híbrido de potencia.....	138
4.3.1	Costos por mantenimiento y operación.....	139
4.3.2	Costos de la inversión inicial	140
4.4	Energía producida por el sistema híbrido	143
4.4.1	Energía solar.....	143
4.4.2	Baterías.....	144
4.4.3	Energía fósil	144
4.5	Costos anualizados	146
Capítulo 5		149
Simulación.....		149
5.1	Programa para la simulación	149
5.1.1	TRNSYS.....	150
5.2	Componentes del sistema	151
5.2.1	Radiación solar	151
5.2.1.1	Modelo matemático	152
5.2.1.2	Radiación sobre una superficie inclinada	153
5.2.1.3	Modelo de rastreo de una superficie	158
5.2.2	Lector de datos estándar	161
5.2.2.1	Modelo matemático	162
5.2.3	Función forzada dependiente del tiempo	162

5.2.3.1	Modelo matemático	162
5.2.4	Pv- generador	163
5.2.4.1	Modelo matemático	163
5.2.4.2	Modelo eléctrico	164
5.2.4.3	Modelo térmico	169
5.2.5	Batería	170
5.2.5.1	Modelo matemático	171
5.2.5.2	Modelo de corriente	172
5.2.5.3	Modelo de voltaje	172
5.2.5.4	Capacidad de la batería	174
5.2.5.5	Modelo térmico	174
5.2.6	Regulador/inversor	174
5.2.6.1	Descripción lógica	175
5.2.7	Grupo electrógeno	175
5.2.7.1	Modelo matemático	175
5.3	Simulación	177
5.3.1	Descripción general.....	177
5.3.2	Irradiación	179
5.3.3	Generador fotovoltaico.....	183
5.3.4	Batería	190
5.3.5	Grupo electrógeno	195
Conclusiones		203
Bibliografía.....		205
Anexo A: Semiconductores.....		207
Anexo B: Aerodinámica de los álabes		211
Anexo C: Reacciones químicas.....		212
Anexo D: Especificaciones técnicas		213
Anexo E: Sistemas híbridos		220
Anexo F: Método simplificado de estimación de la producción de energía por el generador fotovoltaico.....		231
Anexo G: Parámetros		235

Introducción

Se pueden distinguir dos transiciones principales en la historia de los sistemas energéticos. La primera fue la transición de la madera al carbón en los países industrializados, iniciada por la máquina de vapor a fines del siglo XVIII. El uso del carbón, que más fácilmente puede ser transportado y almacenado, permite mayores densidades de potencia y servicios independientes. Con el cambio al siglo XX, casi toda la energía primaria en los países industrializados fue suministrada por el carbón. La segunda transición se relacionó con la proliferación de la electricidad, resultando en una diversificación tanto de las tecnologías finales así como las fuentes de suministro de energía. La electricidad fue el primer tipo de energía conducida que podía ser convertida fácilmente en luz, calor o trabajo en el punto de uso final. Además, la introducción del motor de combustión interna incrementó la movilidad. Automóviles, autobuses y aviones fueron construidos, y se estimuló el uso del petróleo para el transporte. Todas estas innovaciones dan lugar a un cambio en las fuentes de energía comerciales, principalmente del carbón hacia la dominación del petróleo y más tarde del gas natural.

Recientes estudios demuestran que 2.2¹ billones de personas en el mundo no tienen acceso a la electricidad (alrededor del 44% de la población mundial). En algunas, zonas rurales la generación de energía se realiza usando un grupo electrógeno. Aunque un grupo electrógeno tiene ventajas en la generación de electricidad, sus costos de operación y mantenimiento son muy altos, especialmente en baja carga, el transporte y almacenamiento de combustible a áreas remotas es difícil. Además, el tema del calentamiento global debido al uso de combustibles fósiles podría continuar incrementando la temperatura de la tierra.

Las aplicaciones de tecnología de energías renovables para electrificaciones rurales están incrementándose en los últimos años, pero no es ampliamente difundida. Los módulos fotovoltaicos están ganando popularidad como una opción para generar energía eléctrica, aunque su costo inicial es la mayor barrera para su uso generalizado. Un sistema fotovoltaico cuesta alrededor de 4000\$/kW², mientras que el costo de la energía convencional tal como el

¹ Según el Report on Technical RTD Requirements and New Concepts and Integrated Models for Renewable Energy Supply, Julio 2006.

² Según el Report on Technical RTD Requirements and New Concepts and Integrated Models for Renewable Energy Supply, Julio 2006.

petróleo, gas y carbón es aproximadamente cuatro veces más barato. Así, aunque la generación fotovoltaica está lejos de ser una alternativa económica en comparación con la generación convencional, ellas son usadas en áreas remotas donde resulta antieconómico la expansión de la red de distribución eléctrica. Sin embargo, el mercado fotovoltaico se está expandiendo rápidamente debido a las reducciones de costos de los módulos fotovoltaicos durante la última década. Al mismo tiempo, un sistema fotovoltaico autónomo fácilmente no podría satisfacer las demandas de carga durante las 24 horas debido a la variación de la energía solar y ésta no siempre coincide con el tiempo de distribución de la carga demandada.

El uso de un sistema fotovoltaico autónomo de generación de electricidad se ve limitado por el recurso solar, ya que este depende de la ubicación y de las estaciones del año. Así, un sistema fotovoltaico no produce energía eléctrica durante una porción considerable del año. En cambio, un sistema híbrido es una opción para romper esta barrera y proporcionar energía eléctrica constantemente. Un generador fotovoltaico y un grupo electrógeno tienen características complementarias. Los costos iniciales de un sistema fotovoltaico autónomo son altos comparados con un grupo electrógeno, aunque el mantenimiento requerido por el generador fotovoltaico es considerablemente menor. El grupo electrógeno puede proporcionar energía a cualquier instante, en tanto que el generador fotovoltaico depende fuertemente de la radiación solar disponible. Este dota al sistema de una alta confiabilidad, y puede ser usado para operar cuando hay un déficit de potencia o cuando el generador fotovoltaico falla y cuando la energía de las baterías se ha agotado.

En el primer capítulo se presentan la definición de un sistema híbrido de potencia y sus respectivas configuraciones, se hace un análisis del potencial energético de la tierra y las perspectivas globales de la energía renovable para demostrar el papel importante que juega la energía renovable en el desarrollo mundial de la economía y frente al calentamiento global de la tierra.

El segundo capítulo describe los principios de funcionamiento de cada uno de los componentes de un sistema híbrido y sus parámetros característicos que gobiernan este funcionamiento. Esta descripción permitirá realizar comparaciones entre la amplia gama de fabricantes que existen en el mercado de un componente. Al mismo tiempo, remarca la importancia de algunos parámetros a tener en cuenta para el diseño y dimensionamiento.

En el tercer capítulo se desarrolla la metodología válida para el dimensionamiento y diseño de un sistema híbrido, para cualquier situación. Metodología que es aplicada para el diseño de un sistema híbrido que permita alimentar el sistema de alumbrado público de la Universidad de Piura.

El cuarto capítulo presenta el análisis técnico-económico de cada una de las configuraciones diseñada mediante la metodología utilizada en el **Capítulo 3**, con el objetivo de determinar cuál de las configuraciones es la más económica, es decir en cuál de ellas el costo del kWh es el más barato.

En el quinto y último capítulo con la ayuda de software TRNSYS, se realiza la simulación, en base a la configuración más económica obtenida en el **Capítulo 4**. Los resultados obtenidos son comparados con los resultados obtenidos por la metodología utilizada en el **Capítulo 3**.

Capítulo 1

Sistemas híbridos

El uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica se ha convertido en una solución viable para cambiar los patrones tradicionales de generación que durante muchas décadas han dejado y continúan dejando marcadas huellas sobre nuestro medio ambiente. Estas se han convertido en la solución real para combatir la contaminación generada por los combustibles tradicionales, hacerle frente al cambio climatológico, y garantizar una seguridad energética, lo que no brindan los combustibles tradicionales.

Los sistemas híbridos de generación de potencia, típicamente integrado por módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, generadores diesel, gasificadores, son una aplicación realmente prometedora para la electrificación de lugares aislados que se encuentran fuera del alcance de la red de distribución eléctrica.

Los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas. En el pasado, de hecho, se utilizaban sólo generadores diesel, que, en la modalidad operativa de baja carga, muestran una eficiencia reducida en el funcionamiento, altos costes de mantenimiento y un breve tiempo de vida de la instalación. Los sistemas híbridos permiten reducir esos problemas y aprovechar los recursos renovables existentes sobre el territorio de la futura instalación, constituyendo una opción viable y favorable tanto ambiental como socialmente.

1.1 Sistema híbrido de potencia

1.1.1 Definición de un sistema híbrido de generación

Se entiende por sistema híbrido aquel que genera energía eléctrica a partir de dos o más fuentes energéticas distintas. Con la implementación de un sistema híbrido se intenta reducir los costes del proyecto y facilitar la gestión del sistema a partir de la combinación de las fuentes energéticas disponibles.

El hecho de poder utilizar distintas fuentes energéticas de distintas características proporciona una flexibilidad al sistema para gestionar la demanda a lo largo del día, así como para futuras ampliaciones. No obstante, si se combinan dos fuentes energéticas que dependen de las condiciones meteorológicas (como por ejemplo energía solar y eólica), que podrían no estar disponibles según la curva de demanda eléctrica, la cantidad de baterías necesarias puede ser considerable; por consiguiente, se debería disponer de un gran subsistema de acumulación para el almacenamiento de la energía proporcionada en horas con más generación que consumo. Por el contrario, si se combinan sistemas solares con generadores diesel, el usuario puede adaptar el arranque de este último según le convenga y evitar que se deba almacenar la energía generada por dichas aplicaciones, disminuyendo de esta manera las pérdidas del sistema.

Todo esto repercute en la posibilidad de disminuir el subsistema de acumulación hasta obtener un día de autonomía, ya que la disposición de un generador diesel permite abastecer la demanda y cargar baterías en caso de poca radiación solar o fallo de algún componente.

Los sistemas híbridos son los más flexibles para futuras ampliaciones de consumo y los más fiables ya que disponen de recursos ante posibles fallos de algún componente. En cambio, se certifica que los sistemas autónomos tienen los mayores costes de inversión y que los grupos electrógenos comportan unos altos costes de combustible y mantenimiento.

Evidentemente, la utilización de sistemas híbridos va asociada a la creación de una red eléctrica de distribución ya que la generación es centralizada. A este concepto se le denomina micro red eléctrica y está formado por una unidad central de generación, una unidad de gestión y las correspondientes redes de distribución monofásicas o trifásicas de 220/318 V y 60 Hz.

1.1.2 Componentes de un sistema híbrido

Los sistemas híbridos son resultado de la unión de dos o más sistemas de generación, uno convencional y uno que utilice fuentes renovables, para asegurar una base de continuidad en el servicio de energía eléctrica. La configuración típica de un sistema híbrido que se aprecia en la **figura 1.1** es la siguiente:

- Una o más unidades de generación de fuentes renovables: eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica.
- Una o más unidades de generación convencional: diesel.
- Sistema de almacenaje de tipo mecánico, electroquímico o hidráulico.
- Sistemas de condicionamiento de la potencia: inversor, rectificadores, reguladores de carga.
- Sistema de regulación y control.

Figura 1.1 Componentes de un sistema híbrido



Fuente: www.industechrenovables.com.

1.1.3 Configuración de un sistema híbrido

A menudo las dimensiones de una instalación de generación fotovoltaica o eólica, por sí sola, están por debajo del margen de confiabilidad que garantizaría la cobertura del suministro eléctrico durante todo el año, ya sea por razones económicas o bien porque no se cuenta con las condiciones climatológicas adecuadas.

Aún siendo el dimensionamiento de las instalaciones correcto, se producen puntos de consumo muy por encima de lo habitual, hay un período anormalmente largo de tiempo nublado con poca radiación o sin aire para mover los aerogenerador o simplemente existe circunstancias inesperadas, como el uso de todas las cargas al mismo tiempo.

Por tanto, es recomendable disponer de algún sistema de generación auxiliar que permita hacer frente con seguridad a los períodos anteriormente citados. Garantizando un estado de carga aceptable de las baterías y una prolongación de su vida útil. Las componentes mencionadas en la **sección 1.1.2** se pueden configurar de la siguiente manera:

- Los sistemas fotovoltaicos con grupos electrógenos.
- Los sistemas fotovoltaicos con sistemas eólicos.
- Los sistemas fotovoltaicos con sistemas eólicos y grupos electrógenos.

1.1.3.1 Sistema solar fotovoltaico con grupo electrógeno

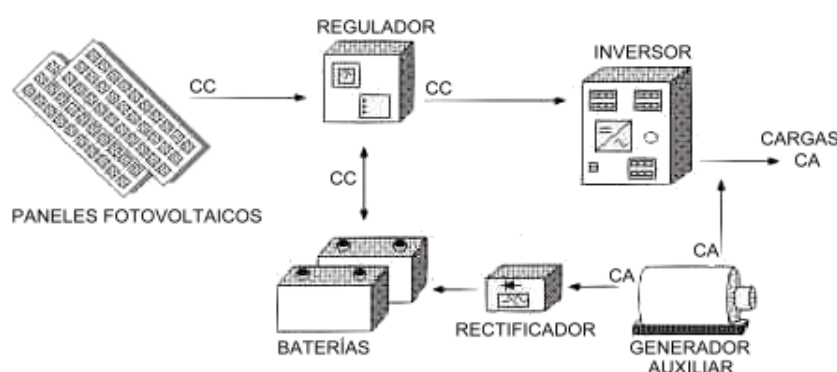
Este sistema no utiliza exclusivamente fuentes renovables sino hace uso de un grupo generador, esto le permite generar energía eléctrica en cualquier momento, en cualquier lugar donde se necesite y con una gama de potencias muy amplia.

Es el sistema idóneo para funcionar como sistema auxiliar para momentos de déficit de una instalación diseñada únicamente con un sistema fotovoltaico, o bien para cubrir determinados consumos que, por su elevada potencia, se prefiere que no pasen a través del mismo. Esta configuración se muestra en la **figura 1.2**.

La potencia del grupo electrógeno dependerá de la función a la que va destinado. Siendo la potencia mínima, la suma de las potencias de las cargas que se van a conectar al mismo tiempo.

La correcta elección del grupo electrógeno es fundamental para lograr el máximo aprovechamiento de la inversión, minimizando problemas y optimizando el gasto.

Figura 1.2 **Configuración fotovoltaica – grupo electrógeno**



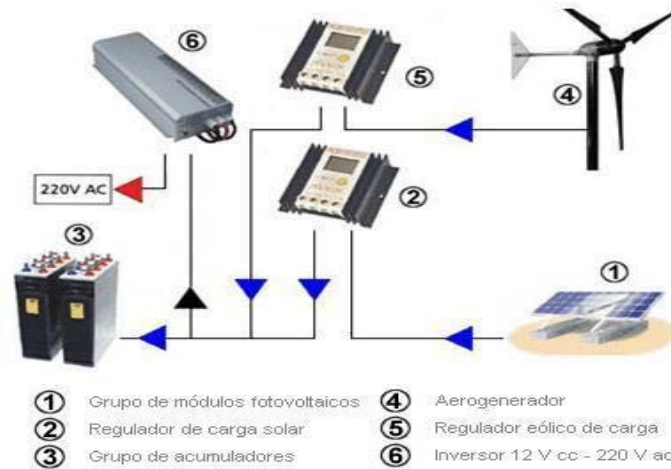
Fuente: www.saecsaenergiasolar.com.

1.1.3.2 Sistema solar fotovoltaico con aerogenerador

Se contempla esta posibilidad, cuando en el lugar de la instalación hay presencia de viento y sol. Estas condiciones no se dan en todas partes, por lo que es necesario conocer con detalle el potencial eólico y solar de un lugar antes de decidirse por esta opción.

Uno de los sistemas de generación está formado por un aerogenerador que, a través de un regulador de carga, se encarga de suministrar la energía producida a las baterías. En paralelo, se encuentra un sistema modular de módulos fotovoltaicos que mediante su regulador de carga se conectan también a las baterías. El regulador de carga a utilizar no será el mismo que si se usase en una instalación fotovoltaica o eólica únicamente, las componentes de este tipo de configuración se muestran en la **figura 1.3**.

Figura 1.3 Configuración fotovoltaica – eólica



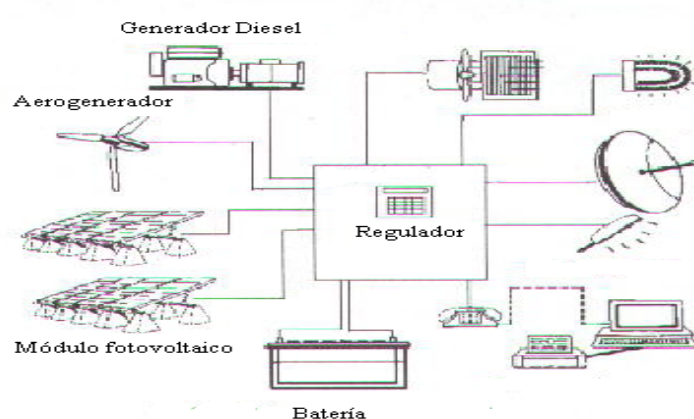
Fuente: www.electricasas.com.

1.1.3.3 Sistema solar fotovoltaico con aerogenerador y un grupo electrógeno

Este tipo de sistema sigue los lineamientos del sistema anterior con el incremento también en paralelo de un grupo de generación de emergencia electrógeno con motor de gasolina o diesel, mediante un rectificador/cargador, se conecta a las baterías para, en casos extremos, poder cargar los acumuladores.

Los tres dispositivos de generación: los módulos fotovoltaicos, el aerogenerador y el grupo electrógeno están conectados en paralelo al regulador de carga, pero adicionalmente el grupo electrógeno puede ser conectado a la demanda parcial o total de la carga. Esta configuración se muestra en la **figura 1.4**.

Figura 1.4 Configuración fotovoltaica - eólica – grupo generador



Fuente: www.eurotecam.com.

1.2 Factores que influyen en un sistema híbrido³

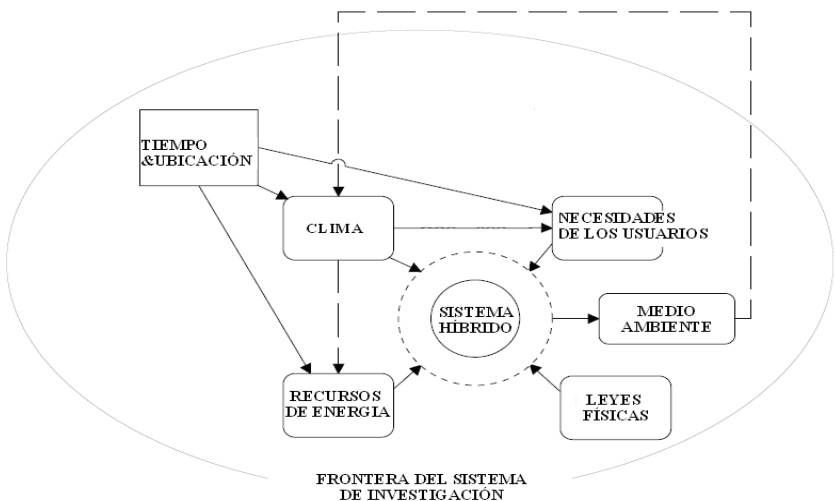
Una visión global de los factores que influyen en un sistema híbrido de generación se muestra en la **figura 1.5**. Estos factores son: (1) las necesidades y requerimientos de los usuarios, (2) el clima, (3) los recursos de energía, (4) las leyes físicas de la naturaleza y (5) el medio ambiente. Ellos son considerados como procesos externos y por lo tanto, están señalados por los cuadrados con las esquinas redondeadas. El límite en torno al sistema se indica por un círculo, mientras que los factores que influyen en los procesos o en el propio sistema se dibujan con líneas que apuntan en la dirección de causa y efecto.

Un estudio adecuado de un sistema híbrido se hace mucho mejor por investigación separada de cada uno de los factores. Si esto se hace de una manera exhaustiva, las limitaciones son, de una vez por todas, establecidas. Además, las posibilidades de pasar por alto posibles soluciones se reducen al mínimo. Un tema clave para diseñar y operar sistemas de generación con energías renovables son dos factores independientes: (1) localización y (2) tiempo.

La ubicación, definida como la localización exacta en términos de latitudes, longitudes y altitudes, es naturalmente un punto inicial para cualquier análisis de sistemas con energías renovables. La razón de esto es que conduce directamente a información sobre el clima, sobre los recursos de energía y sobre las necesidades del usuario.

En relación con el lapso de tiempo, existen varios temas relacionados que deben ser considerados, tanto como para términos a corto y largo plazo. Aspectos a largo plazo son claramente ilustrados por el cambio de clima a lo largo de las estaciones, donde la magnitud del cambio depende de la localización. Las necesidades de los usuarios y la disponibilidad de la energía, también podrían ser temporales. Estos efectos, de largo plazo, influyen en el diseño de los sistemas híbridos.

Figura 1.5 Principales factores que influyen en un sistema híbrido



Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). *Stand-alone Power Systems for the Future*.

³ Esta sección ha sido elaborada utilizando la referencia [1].

La escala a corto plazo se define en esta tesis como día, horas, minutos y segundo. Las condiciones externas tales como clima y necesidades del usuario son continuamente dependientes del tiempo mientras que las leyes físicas que rigen la conversión de la energía son independientes del tiempo.

1.3 Externalidades

Un análisis del ciclo real de un sistema híbrido, solamente puede ser completado si todos los factores, tanto globales como locales, son analizados por un largo periodo de tiempo. De acuerdo con el “Panel intergubernamental sobre el cambio de clima” de las Naciones Unidas, hay un evidente balance que sugiere que el efecto invernadero, entre otras cosas, como el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O) interfieren con el clima global. En otras palabras, hay una influencia notable del hombre en el cambio climático de nuestros tiempos.

De acuerdo con la “Comisión mundial sobre el medio ambiente y el desarrollo”. El principio de un desarrollo sostenible, implica que el consumo humano de los recursos sobre la tierra, a largo plazo, debe estar en armonía con el ambiente. En este contexto, los principales problemas ambientales que son evitados con el desarrollo y difusión de los sistemas híbrido son:

- La contaminación del aire (CO_2 y los gases del efecto invernadero).
- Contaminación de las aguas subterráneas (desechos tóxicos).
- Destrucción de la vida silvestre (degradación de la tierra, deforestación).

Los problemas ambientales con posibles efectos retroactivos en el clima global no son una parte de este estudio. Esto explica porque no están vinculados el clima y el medio ambiente en la **figura 1.5**. No obstante, los sistemas híbridos tienen como propósito minimizar el daño al medio ambiente.

Desde un punto de vista energético, es posible calcular el llamado tiempo de retorno de energía, tiempo que tarda un sistema para generar (duración de la operación) la cantidad de energía que se necesitó producir (en la industria manufacturera) por el sistema de energía. En otras palabras, el tiempo de retorno de energía es una medida de cómo los recursos favorecen a un sistema de energía a largo plazo. A pesar de que el tiempo de amortización de energía no está explícitamente analizado en esta tesis, el concepto se utiliza como guía en la selección de las posibles tecnologías para un sistema híbrido.

Además de los problemas ambientales globales mencionados hasta ahora, la práctica en sistemas híbridos deberá lidiar con una serie de limitaciones locales. Algunos de las más importantes limitaciones de este “mundo real” son las siguientes:

Limitaciones medioambientales locales:

- La contaminación del aire (por ejemplo, el ruido, olor).
- La contaminación terrestre (por ejemplo, residuos tóxicos).
- Estética.

Limitaciones monetarias:

- Los costos de capitales.
- Gastos de operación.

Limitaciones sociales:

- Mano de obra y los conocimientos técnicos.
- La infraestructura física (por ejemplo, carreteras, agua, telecomunicaciones).
- Infraestructura organizacional (por ejemplo, la burocracia de las oficinas de energía y departamentos).
- Conflictos de interés entre la energía y otros recursos (por ejemplo, el agua, los alimentos, la tierra).

El financiamiento de los sistemas híbridos, naturalmente, es de primordial importancia en la libre economía de hoy. Sin embargo, las listas de limitaciones mencionadas anteriormente indican que también hay un número de otras, menos cuantificables, pero importantes. Por ejemplo, el tema de la mano de obra, conocimientos técnicos e infraestructura podrían ser de importancia primordial, como una comparación entre los países industrializados y los países en vías en desarrollo.

En los países industrializados, donde la infraestructura y el desarrollo tecnológico han venido a más, complejos sistemas autónomos pueden ser instalados. El suministro de piezas de recambio, reparación, mantenimiento, y así sucesivamente, generalmente no es un problema. Por el contrario, en los países en desarrollo, donde el acceso a sofisticados equipos técnicos y experiencia profesional es escaso, simples sistemas autónomos son más viables.

1.4 Formas de energía

1.4.1 Energía mecánica⁴

Cinco formas de energía mecánica o trabajo existen: (1) energía dinámica, (2) energía gravitacional, (3) energía rotacional, (4) energía elástica y (5) energía de un fluido. Estas formas de energía mecánica pueden también ser definida como energía cinética (EC) o energía potencial (EP). Usualmente estas formas de energía son presentadas como un cambio en la energía cinética o como un cambio en la energía potencial.

⁴ Este apartado ha sido elaborada utilizando la referencia [1].

1.4.1.1 Energía gravitacional

La energía gravitacional (W_g) puede ser determinada por la ley universal de la gravedad de Newton, la cual demuestra que la energía de un cuerpo con una masa (m) ubicado a una altura (h) en un campo gravitacional (g) es [1]:

$$W_g = mhg \quad (1.1)$$

Donde	W_g	: Energía gravitacional [J]
	m	: Masa del cuerpo [kg]
	h	: Altura [m]
	g	: Gravedad $\left[\frac{m}{s^2}\right]$

1.4.1.2 Energía dinámica

Esta energía es el resultado del movimiento de un cuerpo, originado por la aplicación de una fuerza en la dirección del movimiento. La segunda ley de movimiento de Newton, la cual demuestra que la energía aceleracional de un cuerpo con masa (m) que se desplaza a una velocidad (v) es [1]:

$$W_a = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.2)$$

Donde	W_a	: Energía dinámica [J]
	m	: Masa del cuerpo [kg]
	v	: Velocidad $\left[\frac{m}{s}\right]$

1.4.1.3 Energía rotacional

Se define como la rotación de un cuerpo con un momento de inercia (I) y con una velocidad angular (ω). Esta es una clase de energía cinética y se expresa como [1]:

$$W_R = \frac{1}{2}I\omega^2 \quad (1.3)$$

Donde	W_R	: Energía rotacional [J]
	I	: Inercia del cuerpo [kg.m ²]
	ω	: Velocidad angular [rad/s]

1.4.1.4 Energía elástica

La energía potencial de un resorte está relacionada con la constante de elasticidad del resorte (k) y el desplazamiento (x) por la expresión **[1]**:

$$W_r = \frac{1}{2} kx^2 \quad (1.4)$$

Donde	W_r	: Energía elástica [J]
	k	: Constante de elasticidad del resorte [N/m]
	x	: Desplazamiento [m]

1.4.1.5 Energía de un fluido (trabajo de frontera)

La energía asociada con la expansión y compresión de un fluido, en forma líquida o gaseosa, se relaciona con el trabajo hecho por el movimiento de la frontera del sistema, o simplemente trabajo de frontera (W_f) **[1]**:

$$dW_f = Vd_p \quad (1.5)$$

Donde	dW_f	: Energía o trabajo de frontera [J]
	v	: Volumen [m ³]
	p	: Presión [Pa]
	dh	: Diferencial de entalpía [J/mol]

El resultado que se encuentra al integrar la **ecuación 1.5** dependerá del fluido usado en el proceso y del proceso mismo, el cual puede ser dinámico o estático.

1.4.2 Energía fotónica (energía de la radiación)⁵

La energía fotónica, o energía de radiación, puede ser explicada por la teoría *cuántica de la luz* de Planck, la cual afirma que la luz y la materia pueden interactuar sólo a través del intercambio de cantidades discretas de energía, llamados quantum. En otras palabras, la energía de una onda de radiación muy corta no puede ser explicada por la teoría clásica de ondas electromagnéticas, sino por unidades pequeñas de energía llamadas fotones - partículas con masa y carga cero. La energía de los fotones está dada por [2]:

$$E = h\nu \quad (1.6)$$

Donde	E	: Energía fotónica [J]
	h	: Constante de Planck [6,6260755*10 ⁻⁴ Js]
	ν	: Frecuencia de la radiación [Hz]

Un cuerpo negro es un perfecto emisor y absorbente de radiación. La ley de radiación de Planck da la distribución de longitud de onda de la radiación emitida por un cuerpo negro [2]:

$$E_{\lambda,b} = \frac{2\pi hc_o^2}{\lambda} \frac{1}{\exp\left(\frac{hc_o^2}{\lambda K_B T}\right) - 1} \quad (1.7)$$

Donde	$E_{\lambda,b}$	: Energía fotónica [Wm ⁻² μm ⁻¹]
	h	: Constante de Planck [Js]
	K_B	: Constante Boltzmann [1,380658*10 ⁻²³ JK ⁻¹]
	c_o	: Velocidad de la luz en vacío [2,997925*10 ⁸ ms ⁻¹]
	λ	: Longitud de onda [μm]
	T	: Temperatura de un cuerpo negro [K]

La longitud de onda (λ) correspondiente a la máxima intensidad de radiación de un cuerpo negro puede ser encontrada diferenciando la **ecuación 1.7** e igualando a cero. Este proceso de derivación conduce a la ley de desplazamiento de Wien, la cual afirma que la longitud de onda máxima (λ_{Max}) decrece con el incremento de la temperatura (T) que se expresa de la siguiente manera [2]:

$$\lambda_{Max} = \frac{0.2898*10^{-2}}{T} \quad (1.8)$$

⁵ Este apartado ha sido elaborado utilizando la referencia [2].

Donde λ_{Max} : Longitud de onda $[\mu m]$
 T : Temperatura $[K]$

Finalmente, integrando la **ecuación 1.8** sobre todo el campo de longitudes de onda se obtiene la energía fotónica emitida por un cuerpo negro [2]:

$$E_b = \int_0 Ed\lambda = \sigma T^4 \tag{1.9}$$

Donde E_b : Energía fotónica emitida por un cuerpo negro $[Wm^{-2}]$
 σ : Constante de Stefan-Boltzman $[5,6697*10^{-8} WK^{-4}m^{-2}]$
 T : Temperatura $[K]$

1.5 Fuentes naturales de energía⁶

La energía natural se define como la energía que activa o conduce los fenómenos naturales. Son continuas, intermitentes y no agotables, aunque a menudo son llamadas fuentes de energía renovable. Existen tres categorías de energía natural, las cuales pueden ser subdivididas en tipos que comúnmente se conocen como renovables. Estas son resumidas en la **tabla 1.1**.

Tabla 1.1 **Fuentes de energía natural disponibles en la tierra**

Energía Solar	Energía debido al movimiento planetario	Energía de la tierra
Energía solar	Energía mareomotriz	Energía geotérmica
Hidro-energía		
Energía eólica		
Bioenergía		
Energía de los océanos		

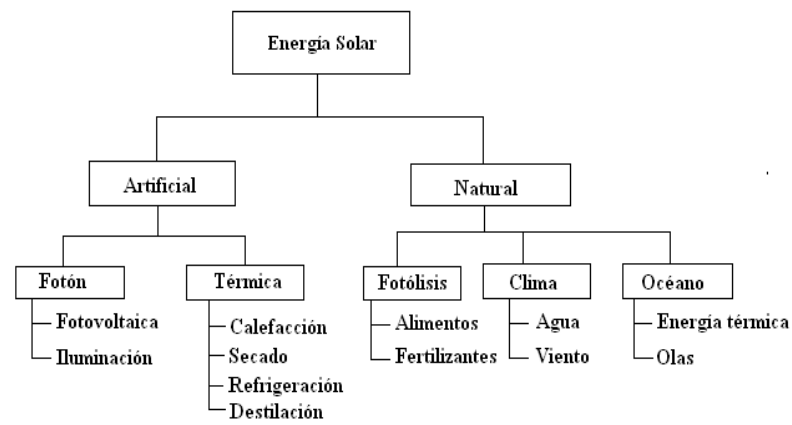
Mucha de la energía natural en la tierra es energía solar o derivada de la energía solar. Las continuas reacciones de fusión nuclear que tienen lugar en el sol producen una cantidad inmensa de energía. Cerca del 30% de la energía solar $(1,73*10^{17}W)$ incide sobre la atmósfera de la tierra, ésta se refleja directamente de regreso al espacio como ondas cortas de radiación. El resto $(1,2*10^{17}W)$ se distribuye sobre la superficie de la tierra, donde es utilizada por el hombre para procesos artificiales de conversión de energía.

Los procesos artificiales de conversión de energía se pueden clasificar en dos: (1) la utilización directa de la radiación solar (energía fotónica) ó (2) indirectamente utilizando la radiación solar vía procesos termales. Mucho de los procesos naturales de energía son producto de la radiación solar. Estos procesos ocurren en tres áreas diferentes: en la tierra

⁶ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [2] y [3].

(fotólisis), en la atmósfera (clima), y en los océanos. Una visión general de la distribución de la energía solar en la superficie de la tierra y alguna de sus áreas de utilización se presentan en la **figura 1.6**.

Figura 1.6 **Distribución de la energía solar y sus derivados en la superficie de la tierra.**



Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). *Stand-alone Power Systems for the Future*.

1.5.1 **Energía solar**

La proporción de energía procedente del sol recibida por una unidad de área perpendicular a la dirección de la propagación de la radiación, en la distancia tierra-sol, fuera de la atmósfera se llama Constante Solar (G_{cs}). La constante solar varía ligeramente sobre el año debido a la órbita elíptica de la tierra alrededor del sol (la distancia desde el sol a la tierra varía acerca de 1.7% sobre el año). Una constante solar de $1353,05 \frac{W}{m^2}$, adoptada por el Centro Mundial de Radiación, y recomendado por Duffie and Beckman (1991), se usa en está tesis.

La radiación solar incidente en la atmósfera de la tierra, o la irradiancia extraterrestre, es radiación de onda corta con longitudes de onda (λ) entre los rangos de 0.3-3 μm , a menudo llamada espectro solar o luz visible. El espectro solar se divide en tres regiones principales, de acuerdo con la longitud de onda como se muestra en la **tabla 1.2**.

Tabla 1.2 **Espectro Solar**

Tipo	Longitud de onda λ (μm)	Fracción de irradiancia (%)
Región Ultravioleta	<0.4	9
Región Visible	0.4- 0.7	45
Región Infrarroja	>0.7	46

Fuente: Duffie, J. A. y Bechman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2º ed. New York: Jhon Wiley & Sons. Inc.

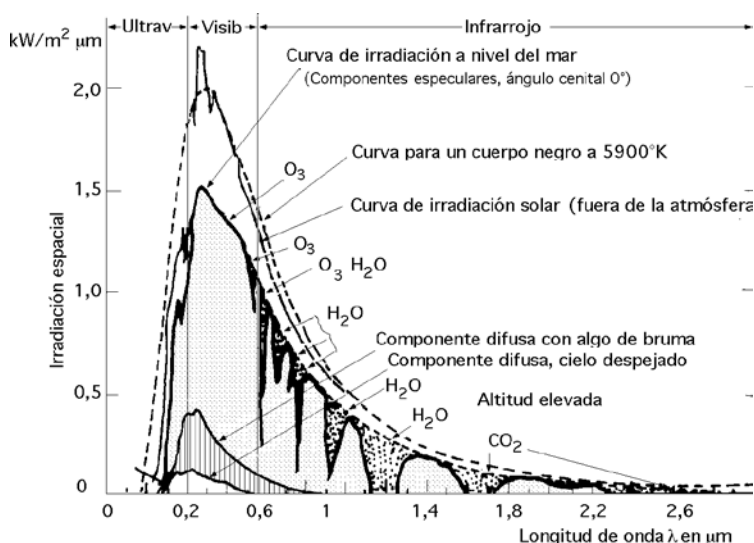
La radiación solar consiste de dos componentes: (1) radiación directa y (2) radiación difusa. En esta tesis, la terminología *radiación global*, la cual a menudo es llamada radiación solar total, incluye ambas componentes: directa y difusa, al menos que se indique otra cosa.

El espectro de radiación incidente en la superficie de la tierra es diferente a la radiación extraterrestre, principalmente debido a la dispersión y a la absorción de la tierra. La dispersión de la radiación, como ésta pasa a través de la atmósfera, es causada por la interacción de la radiación con las moléculas del aire, vapor de agua (vapor y gotas) y aerosoles (humo, polvo, polen, sal).

La absorción de la radiación en la atmósfera es principalmente debida a la absorción que ejerce el O_3 (ozono), H_2O , y CO_2 . Los rayos X y otra onda de radiación muy corta del espectro solar son absorbidos por la ionosfera (50-600 km) por el nitrógeno, oxígeno y otros componentes atmosféricos, mientras que la mayor parte de la radiación ultravioleta es absorbida por el ozono en la estratosfera (10-50 km).

Para longitudes de onda más largas que $2.5\mu m$ muy poca energía alcanza la tierra debido a una combinación de baja radiación extraterrestre y una fuerte absorción por el CO_2 en la atmósfera. Es decir, para prácticas terrestres de aplicaciones de energía solar, solo radiaciones con longitud de onda entre 0.29 y $2.5\mu m$ son consideradas. Esta distribución de longitudes de onda se puede apreciar mejor en el gráfico de la **figura 1.7**.

Figura 1.7 **Distribución espectral de la radiación solar**

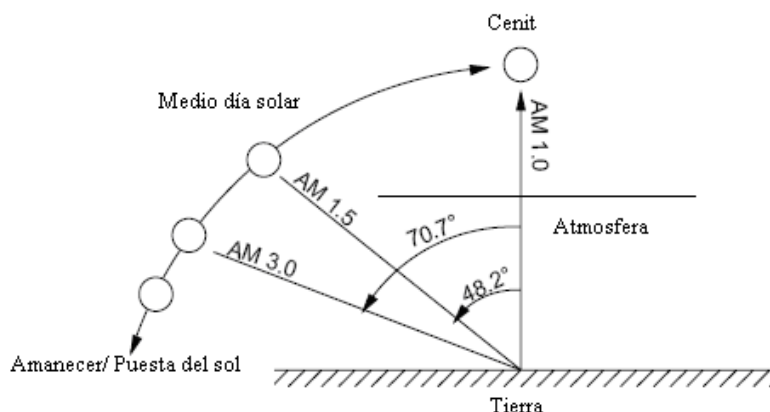


Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993). *Energía solar*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

La cantidad de radiación directa absorbida en la atmósfera es por conveniencia agrupada en cantidades llamadas **masa de aire**. La **figura 1.8** ilustra el concepto de masa de aire. Se define como la proporción de la masa de atmósfera a través de la cual la radiación directa pasa dividida por la masa a través de la cual pasaría si el sol estuviera en cenit.

Dado que la órbita de la tierra alrededor del sol es elíptica, la distancia sol-tierra varía durante el año. Esto produce que la masa de aire varíe $\pm 3.4\%$ durante el año. Una masa de aire en condiciones de referencia frecuentemente usada para evaluar los artefactos de energía solar es AM1.5.

Figura 1.8 Masa de Aire



Fuente: Duffie, J. A. y Bechman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2^o ed. New York: John Wiley & Sons, Inc.

La disponibilidad de la energía solar se puede encontrar en los datos medidos de la radiación solar. Si estos datos no están disponibles es posible estimar los promedios de radiación solar utilizando ecuaciones empíricas y procesos de simulación.

El potencial teórico total de la energía solar para el mundo es enorme, más que la suficiente para satisfacer la demanda total de energía en el mundo. Sin embargo, más interesante es observar los niveles de radiación para las diferentes partes del mundo, los cuales naturalmente varían considerablemente dependiendo de la geografía del lugar y las estaciones del año. La posición del sol varía sobre el año porque la tierra rota alrededor de su propio eje en un ángulo de 23.5° de inclinación (con respecto al sol). Por tanto, cuatro días del año tienen un particular significado:

- **Equinoccio:** Primavera (21 de marzo) y otoño (21 de septiembre) – el sol está directamente sobre la línea ecuatorial al medio día; la duración del día y la noche es exactamente 12 horas en cualquier punto de la superficie terrestre.
- **Solsticio:** Verano (21 de junio) e invierno (21 de diciembre)– el sol está directamente sobre el trópico de cáncer (23.5°N) al medio día del 21 de junio y directamente sobre el trópico de Capricornio (23.5°S) el 21 de diciembre.

El promedio mensual de la radiación diaria en una superficie horizontal varía sobre el año, depende, en gran parte, de la localización; del tipo de clima de la misma y las estaciones del año.

En resumen, varios factores necesitan ser registrados para poder determinar el potencial de energía solar para una localización en particular. La energía solar, debido a la órbita de la

tierra alrededor del sol y de la rotación de la tierra alrededor de su propio eje, es una fuente intermitente de energía. Además, de las condiciones locales del clima, tales como la lluvia, nieve, neblina y nubes, la energía solar es también muy estocástica. En general, la energía solar está uniformemente distribuida alrededor del globo, pero las regiones donde hay menores variaciones en las estaciones tienen las mejores condiciones para utilizar la energía solar. Varios países de Sud- América, de África, suroeste de África y Oceanía están dentro de esta categoría. Largamente, el potencial de energía solar se encuentra en climas secos en los Trópicos.

La radiación emitida por el sol es más que suficiente para cubrir, la siempre creciente demanda de energía. La energía solar que llega a la superficie terrestre es suficiente para generar 2.850 veces más de la energía que se utiliza actualmente. A nivel general, cada metro cuadrado de la Tierra está expuesto a suficiente radiación solar para producir 1.700 kWh de energía cada año. La radiación media en Europa es de alrededor de 1.000 kWh por metro cuadrado, mientras que en Oriente Medio es de 1.800 kWh.

1.5.2 Energía eólica

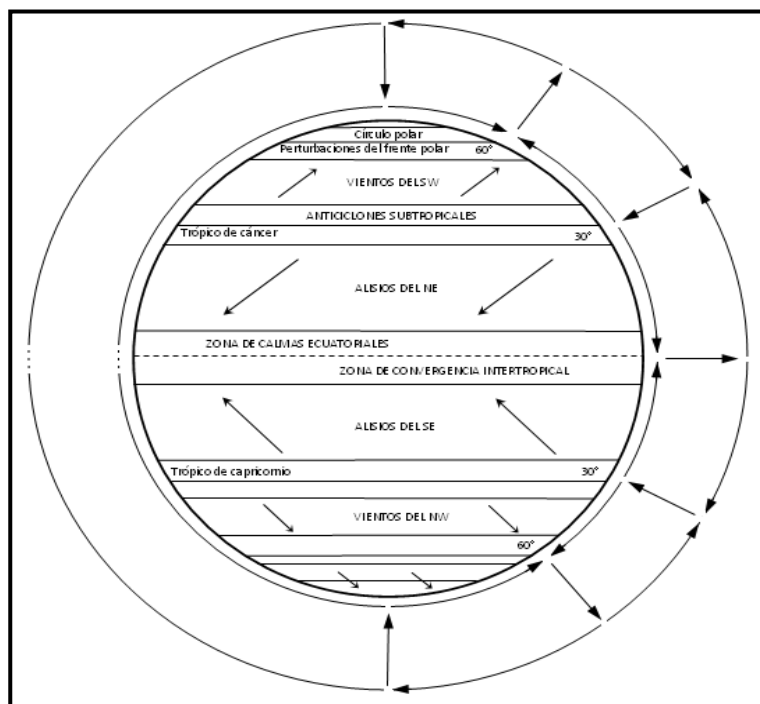
La circulación del aire en la atmósfera es, principalmente un sistema gigante de intercambio de calor y una consecuencia de la desigualdad en el calentamiento de la superficie de la tierra causada por el sol. En las regiones ecuatoriales, la energía solar calienta el aire cercano a la tierra causando que éste se expanda, crezca y cree un cinturón permanente de baja presión. Luego, el aire caliente se enfría causando algunas veces lluvias que se expanden al norte y al sur. Algunos de estos sumideros de aire alrededor de las latitudes 30°N y 30°S (latitud de los caballos) forman cinturones de alta presión mientras que el resto continúa hacia los polos donde se enfría, cae y forma zonas polares de alta presión. Los cinturones de alta y baja presión son áreas calmadas con ligeros vientos, pero entre ellos el aire está soplando desde la alta presión a la baja presión.

Los vientos más estables predominantes son los aires que soplan desde las latitudes 30°N y 30°S hacia el Ecuador (vientos alisios), un modelo conocido como *La Circulación de Hadley*. En comparación, con las regiones entre las latitudes 30° y 65° norte y sur, que tienen un clima más variable debido a mezcla de las corrientes de aire polar frío y la corriente de aire subtropical. Debido a la rotación de la tierra los vientos del oeste y los del este son desviados a la derecha de su dirección natural en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur (efecto de Coriolis).

Los caminos de los vientos predominantes y la posición de los sistemas dominantes de alta y baja presión experimentan los cambios de estación. Esto tiene que ver con el cambio de posición de la elevación del sol durante todo el año. Por ejemplo, en el equinoccio el sol está directamente sobre el ecuador y la radiación solar está igualmente equilibrada entre los dos hemisferios. El efecto total de los cambios en el calentamiento, es que el viento y los cinturones de presión se desplazan al norte y al sur a lo largo del año.

Para mejor comprensión de los efectos mencionados se presenta el siguiente gráfico en la **figura 1.9**.

Figura 1.9 Esquema de la circulación general atmosférica.



Fuente: Villarubia, Miguel. (2004). *Energía eólica*. 1º ed. España: Ediciones Ceac

En una pequeñísima escala, los efectos térmicos locales crean vientos. En regiones calientes, la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar pueden crear vientos muy fuertes. Otro factor importante es la topografía local. Los valles y montañas, por ejemplo, pueden servir como canales para amplificar los vientos termales.

En el límite de capa atmosférica, que en promedio se extiende aproximadamente un kilómetro por encima de la superficie de la tierra, el aire pierde velocidad por la fricción superficial. El grado al cual se reduce su velocidad depende de la altura sobre la tierra y la rugosidad superficial. Cerca de la tierra, la forma de la superficie, es sobre todo, la que más influye en las velocidades de viento. Los vientos son muy fuertes sobre las praderas y aguas abiertas, y muy débiles sobre los bosques, claramente las mejores condiciones se encuentran en las áreas costeras y planos abiertos.

Cuanto más se acerca el viento a la superficie, éste reduce su velocidad debido a la rugosidad de la superficie. Es por lo tanto, importante capturar esta energía cinética o energía eólica, a elevaciones apropiadas sobre la tierra. Una ley de potencia, que se usa con frecuencia para extrapolar las velocidades del viento (v) de una altura (h) a otra es [3]:

$$v_2 = v_1 * \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (1.10)$$

Donde	v_1 y v_2	: Velocidades $\left[\frac{m}{s}\right]$
	h_1 y h_2	: Altura $[m]$
	α	: Exponente de altura

Un valor de $\alpha = 1/7$ a menudo es usado para superficies muy lisas, mientras los valores de $1/3$ o más alto es apropiado por sitios obstruidos. Este comportamiento cumple con la teoría general del flujo de un fluido a través de superficies externas - el gradiente del perfil de velocidad de corriente libre en la parte baja de la capa límite, es mayor para un flujo laminar que para un flujo turbulento.

Las velocidades del viento son altamente variables, pero su distribución en cualquier sitio dado puede ser descrita por una función de densidad de probabilidad de dos parámetros, conocida como la función de Weibull [3]:

$$f(v) = \frac{b}{v_c} \left(\frac{v}{v_c} \right)^{b-1} \exp \left[\left(\frac{-v}{-v_c} \right)^b \right] \quad (b > 1, v \geq 0, v_c > 0) \quad (1.11)$$

Donde	$f(v)$	: Distribución de Weibull
	v	: Velocidad de viento $[m/s]$
	b	: Factor de forma
	v_c	: Factor de escala $[m/s]$

Si b es igual a 2, la función se conoce como la distribución de Rayleigh.

La estadística Weibull proporciona una manera conveniente de resumir los regímenes de viento para un lugar. Para regímenes variable de viento, la función de densidad de probabilidad $f(v)$ es relativamente plana ($b \cong 1$), mientras que para los regímenes de viento que son relativamente constante $f(v)$ es más puntiaguda ($b \cong 2$). En las áreas con una general tranquilidad, pero a veces interrumpida por tifones (por ejemplo, en el Caribe), b varía de 1 a 3; mientras que en zonas con vientos más constantes, (por ejemplo, los vientos alisios alrededor del Ecuador), b es de aproximadamente 4.

El flujo de energía de una corriente de aire en movimiento con una velocidad, a través de un área límite (perpendicular a la corriente de aire), por unidad de tiempo se llama densidad de energía eólica, y es proporcional a la velocidad del viento elevado a la tercera potencia. Dado que la densidad de potencia depende de la forma de la distribución de Weibull, la relación entre la velocidad media del viento y la media de la densidad de potencia puede variar mucho. Por lo tanto, los recursos eólicos de un sitio deben ser expresados en términos de densidad de potencia en lugar de en términos de las velocidades del viento.

Las clases de densidad de potencia de vientos usadas en los Estados Unidos están dadas en la **tabla 1.3**. Estas categorías están basadas en la densidad de potencial del viento a una altura de

50 m. Las correspondientes velocidades medias pueden ser estimadas de la densidad de potencia asumiendo una distribución de Rayleigh ($b \cong 2$) y una densidad estándar de aire.

Tabla 1.3 Clases de densidad de potencia para viento de los Estados Unidos

Clase de Potencia eólica	Densidad de Potencia eólica 50 metros Wm^{-2}	Velocidades del viento 50 metros ms^{-1}
1	0–200	0–5.6
2	200–300	5.6–6.4
3	300–400	6.4–7.0
4	400–500	7.0–7.5
5	500–600	7.5–8.0
6	600–800	8.0–8.8
7	800–2000	8.8–11.9

Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). *Stand-alone Power Systems for the Future*.

Los recursos de energía eólica globales clasificados de acuerdo a las categorías de viento para los Estados Unidos son resumidos en la **tabla 1.4**. Cabe resaltar que el área de la tierra con densidades de potencia ubicadas entre las categorías del 3 al 7, para cada continente, están dadas en ambos términos, de valores absolutos (miles de kilómetros cuadrados) y valores relativos (porcentaje del área de la tierra total). Norte América, Europa Oriental y la ex URSS tienen las áreas de tierra más grandes con clases de aires desde 5 hasta 7, mientras que África posee las áreas de tierra más grandes con clases de aires desde 3 – 4. Globalmente, la energía potencial eólica se encuentra en la clase 3.

Tabla 1.4 Recursos de energía eólica globales de acuerdo con la densidad de potencia

Región	Área de tierra en la clase 5-7		Área de tierra en la clase 4		Área de tierra en la clase 3	
	$10^3 km^2$	%	$10^3 km^2$	%	$10^3 km^2$	%
África	220	1	3.350	11	3.750	12
Australia	550	5	400	4	850	8
Norte América	3.350	15	1.750	8	2.550	12
Latino América	950	5	850	5	1.400	8
Europa Occidental	371	22	416	10	345	9
Europa Oriental	1.146	5	2.260	10	3.377	15
Resto de Asia	200	5	450	2	1.550	6
Total	8.350	6	9.550	7	13.650	10

Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). *Stand-alone Power Systems for the Future*.

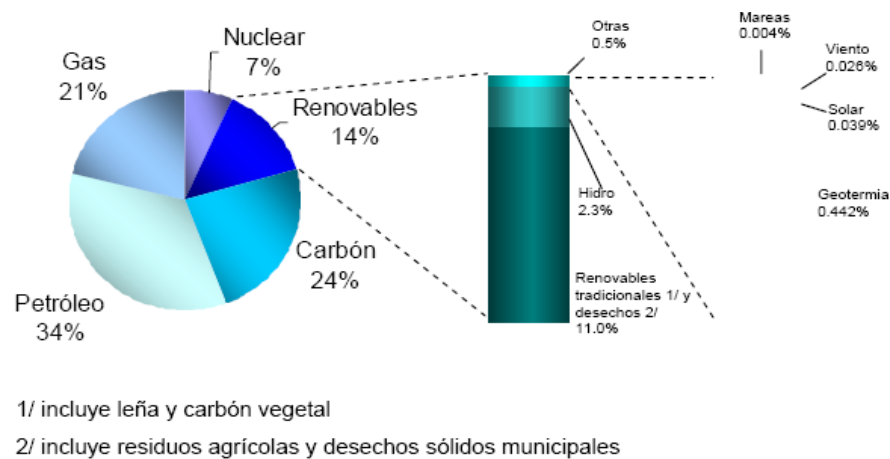
1.6 Perspectiva global de la energía renovable⁷

Las transiciones consecutivas de la estructura energética mundial ocurridas durante el siglo XX han permitido construir un escenario muy diferente al que imperaba en la década de los 50, década en la que se inició un cambio muy significativo en las fuentes renovables de energía. Esto se manifestó en un decrecimiento de la oferta, del 90% de la oferta mundial en 1850 a un 14 % de la oferta en el año 2000, como se muestra en la **figura 1.10**.

Este descenso tan marcado a beneficio de las fuentes de energías fósiles, que en su conjunto son el 79% de la oferta mundial de energía primaria en el año 2000 no fue, sin embargo, producto del azar. Este cambio fue alentado por el crecimiento de la población mundial unido a la revolución industrial que significó un cambio en la organización de los procesos productivos. Además, los procesos migratorios desde el campo hacia la ciudad, el aumento de las necesidades de medio de transporte. Fueron factores determinantes para el surgimiento de nuevas y mayores demandas energéticas; demandas que no podían ser cubiertas por las fuentes tradicionales como la leña. En estos nuevos tiempos, el continuar supliendo esta demanda energética únicamente a base de leña hubiera representado una gran destrucción forestal dada la enorme demanda y las escasas eficiencias de las tecnologías utilizadas. Así, se hizo cada vez más inminente buscar fuentes con mayor densidad energética y fácil de transportar, por lo que el petróleo y el carbón cubrieron ese nuevo papel.

⁷ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [4] y [5].

Figura 1.10 Estructura de la oferta mundial de energía primaria, 2000



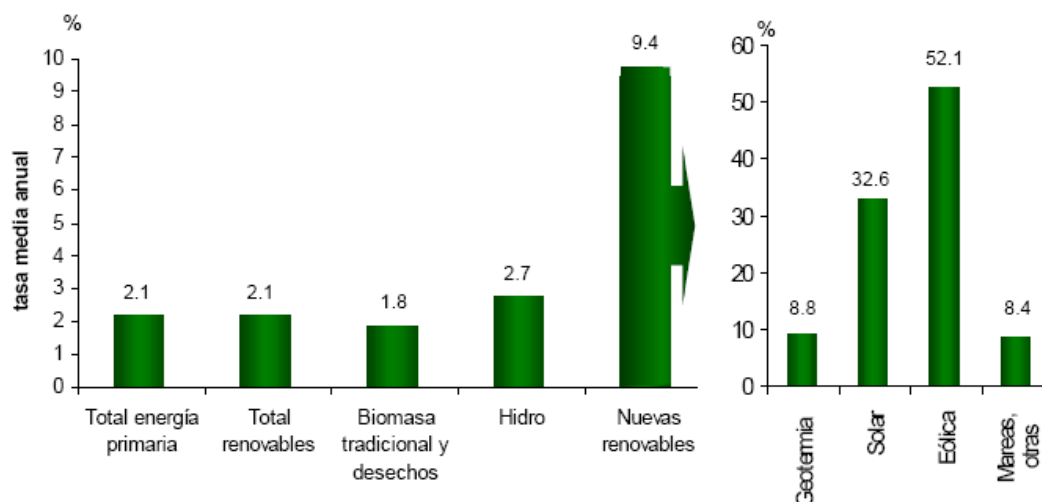
Fuente: International Solar Energy Society, ISES. (2002). “*Transitioning to a Renewable Energy Future*”.

Pero las fuentes renovables no desaparecieron del todo y en pequeña media han permanecido en el tiempo. Una razón de esta permanencia es que el desarrollo económico no ha sido alcanzado por todas las personas. Todavía existen regiones del mundo sin acceso a la energía convencional, que viven haciendo uso de fuentes o tecnologías elementales. Otra razón ha sido el tipo de cultura: muchos habitantes de áreas rurales prefieren mantener sus costumbres, como cocinar con leña porque ellos consideran que su sabor es mejor, he incluso el fogón es un elemento de convivencia familiar en zonas rurales de climas frios.

Pero junto con la continuidad de las fuentes renovables a las que se refiere la **figura 1.10**, los avances científicos y tecnológicos han sido determinantes para la aparición de nuevas formas de aprovechamiento de energías renovables, que ciento cincuenta años atrás hubieran sido inconcebibles, como los módulos fotovoltaicos, los sistemas eólicos, o los biocombustibles. Esto, unido al surgimiento de ciertos beneficios económicos favorables para su utilización, a la identificación de regiones con una gran potencial de aprovechamiento y a la creciente aceptación por parte de la opinión publica de los beneficios ambientales sobre las energías convencionales, le ha concedido a las fuentes renovables un importe crecimiento.

La **figura 1.11** muestra la tasa anual de crecimiento de las energías renovables durante las tres últimas décadas. Se puede apreciar que mientras las fuentes utilizadas tradicionalmente muestran un incremento moderado, las nuevas fuentes (geotérmica, solar, eólica) se incrementaron en promedio un 9.4% cada año.

Figura 1.11 Crecimiento anual de la oferta renovable, 1971 - 2000



Fuente: International Solar Energy Society, ISES. (2002). *“Transitioning to a Renewable Energy Future”*.

Un análisis por separado de estas nuevas fuentes muestra que la energía solar y la energía eólica presentan un crecimiento de 32.6% y un 52.1% anual. Sin embargo, debe resaltarse que treinta años atrás ambas fuentes tenían niveles de desarrollo muy primitivo.

Como ya fue mencionado, la transición energética ocurrida en los años 80 ha facilitado penetrantes cambios estructurales en el empleo, la división espacial del trabajo y el comercio internacional. Todos estos cambios son asociados con la innovación de las estructuras económicas y sociales tradicionales e incluyen los procesos de industrialización, urbanización, el surgimiento de fuentes comerciales de energía, una mayor calidad de los servicios energéticos y una intensidad energética decreciente.

Sin embargo, la mayoría de los países del mundo han apoyado su crecimiento económico en los combustibles fósiles como si fueran inagotables o como si las siguientes transiciones energéticas fueran tarea de las siguientes generaciones, y no las de ahora.

En tal sentido, la actual era del petróleo junto con todos sus beneficios, también ha traído innumerables consecuencias no siempre positivas: en primer lugar, se destaca la división entre los países vendedores y compradores, cuya reciprocidad ha sufrido cambios desde inicios del siglo XX. Con la creación del grupo de la OPEP⁸ en 1960, el mercado ha sido controlado por los vendedores, alcanzando su punto crítico en 1973 con el embargo del petróleo, demostrando la gran dependencia del mercado mundial respecto a los suministros del medio oriente. El surgimiento de nuevos productos en otras regiones del mundo, aun así no ha permitido controlar esta situación.

⁸ OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo.

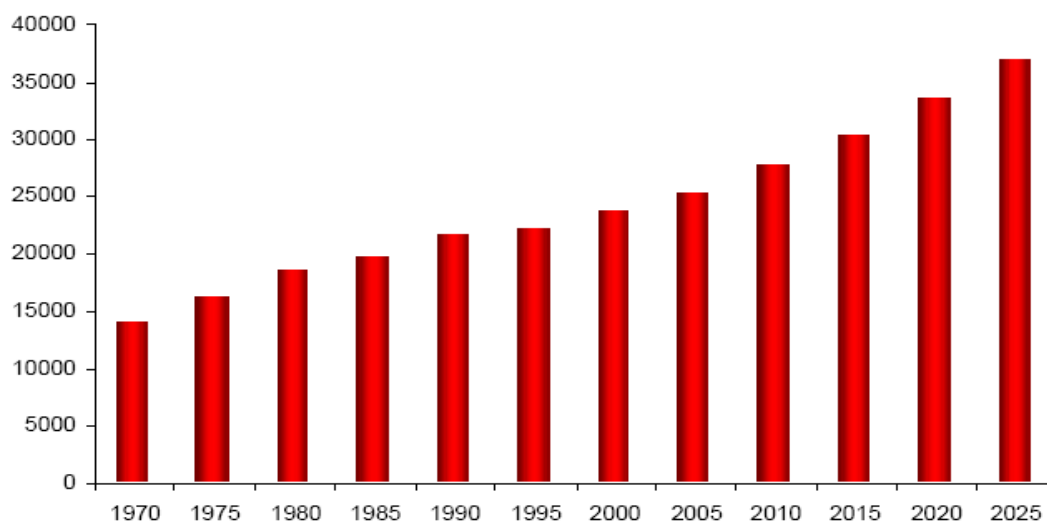
En segundo lugar, las fluctuaciones de los precios en el mercado petrolero internacional hacen más vulnerable las economías de los países exportadores de petróleo.

En tercer lugar, el hecho de que la relación reserva-producción este concentrada en los países del medio oriente representa una gran inseguridad en el panorama mundial por los riesgos políticos que esto envuelve para las principales potencias mundiales.

Finalmente, un tema que tiene una gran importancia global es los problemas causados por los recursos fósiles a la salud humana y al medio ambiente. Al respecto, debe mencionarse dos sectores que generan las mayores emisiones a la atmósfera: el primero de ellos es la generación termoeléctrica, altamente dependiente del carbón, el petróleo y el gas natural, y el segundo rubro que genera altas emisiones es el transporte añadido al carácter disperso de los vehículos automotores, que hace que sus emisiones sean difíciles de controlar.

Si se analizan las emisiones de bióxido de carbono (CO_2), el principal gas causante del efecto invernadero, generadas por la producción y utilización de energías fósiles y cuyo volumen se muestra en la **figura 1.12**. Las emisiones de (CO_2), entre los años 1970 y 2000, crecieron 1.7% anual, mientras que se estima que las emisiones, entre los años 2000 y 2025, crecerán entre un 1.8% anual.

Figura 1.12 Emisiones de bióxido de carbono por producción y uso de energía, 1970-2025 (millones de toneladas)



Fuente: Energy Information Administration, EIA, (2004). *“International energy Outlook 2004”*.

El periodo para dejar de utilizar combustibles fósiles y migrar a energías renovables es relativamente corto. Muchas de las centrales térmicas existentes, en los países de la OCDE⁹,

⁹ OCDE: Organization for economic co-operation and development.

llegarán al final de su periodo de vida técnico durante las siguientes décadas. Y deberán ser reemplazadas. Construir una central térmica de carbón, hoy en día, provocaría un incremento en la producción de (CO_2) con efectos devastadores para el planeta, dicha producción probablemente alcanza hasta la mitad del Siglo XXI. Por ello, cualquier plan elaborado por las compañías energéticas durante los próximos años será decisivo para definir el suministro energético de la próxima generación.

El mundo industrializado debe hacer un alto en sus políticas de energía y replantear urgentemente su estrategia energética, y los países en vías de desarrollo deben aprender de errores pasados y construir sus economías sobre una base sólida de suministro de energía sostenible. Para lograr esto se deberá construir una nueva infraestructura a fin de hacer realidad este proyecto.

Hasta el 35% de las necesidades energéticas mundiales para el año 2030 podrían ser cubiertas por las energías renovables, siempre que exista consenso político para estimular su desarrollo a gran escala en todos los sectores a nivel global y que se establezcan medidas de eficiencia energética de largo alcance. En este informe se hace hincapié en el hecho de que el futuro del desarrollo de las energías renovables dependerá en gran medida de elecciones políticas tanto de mandatarios individuales como de la comunidad internacional.

Los países en vías de desarrollo pueden alcanzar un equilibrio en sus emisiones de , al elegir energía renovable y eficiencia energética, incrementando a la vez el consumo energético como consecuencia de su crecimiento económico. Los países de la OCDE están obligados a reducir sus emisiones hasta un 80%.

Para hacer realidad este proyecto no es necesario “congelarse en la oscuridad”. Unos estándares técnicos estrictos garantizarán la venta únicamente de aquellos frigoríficos, sistemas calefactores, computadores y vehículos más eficientes. Los consumidores tienen derecho a adquirir productos que no incrementen sus facturas energéticas y no destruyan el clima, por el contrario los consumidores deben exigir la preservación del planeta.

El escenario de revolución energética ofrece un objetivo de reducción de las emisiones en el mundo del 50% en comparación con los niveles de 1990 para el año 2050, con una reducción de las emisiones de dióxido de carbono per cápita a menos de 1,3 toneladas por año para que el aumento de la temperatura global no supere los 2°C. Un segundo objetivo es el desmantelamiento de las centrales nucleares. Para lograr estos objetivos, el escenario resalta los importantes esfuerzos que habrá que realizar para explotar plenamente el gran potencial de la eficiencia energética. Al mismo tiempo, todas las fuentes rentables de energías renovables pueden ser utilizadas para la generación de calor y de electricidad, así como producción de biocombustibles. Hoy día las fuentes de energías renovables suponen el 14% de la demanda energética primaria mundial. La biomasa, utilizada principalmente para calentamiento, es la fuente de energía renovable más importante. La cuota de energías renovables en la generación de electricidad es del 18%, mientras que la contribución al suministro térmico de las energías renovables es de un 26%. Alrededor del 80% del suministro de energía primaria proviene aún de los combustibles fósiles, y el 7% restante de la energía nuclear.

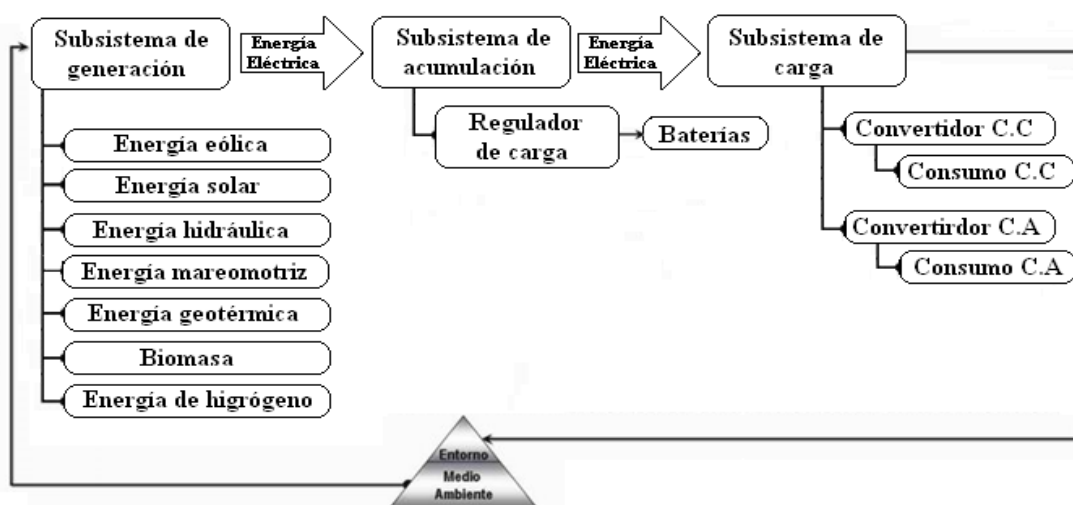
Capítulo 2

Componentes de un sistema híbrido

2.1 Subsistema de generación de energía

Módulos fotovoltaicos, aerogeneradores y grupos electrógenos forman el bloque de generación. El número de componentes depende de varios factores. Entre ellos, los más obvios, son la radiación del lugar, la velocidad del viento, el valor energético de la carga, la máxima potencia de salida por módulo y la máxima potencia de salida por aerogenerador. Su acción es equivalente al de tres generadores conectados en paralelo de los cuales dos de ellos son alimentados por la fuerza de la naturaleza. La mayor parte de la energía eléctrica que generan es consumida por las cargas y/o acumulada en baterías. Se dice: *la mayor parte*, ya que es imposible utilizar toda la energía generada debido a las pérdidas asociadas con el proceso. La **figura 2.1** muestra un resumen de los subistemas que conforman un sistema híbrido de potencia.

Figura 2.1 Subsistemas de un sistema híbrido



Fuente: www.monografias.com.

2.1.1 Generación fotovoltaica¹⁰

Esta conformado por el conjunto de módulos fotovoltaicos, conectados en serie o en paralelo. Ellos se encargan de convertir la radiación procedente del sol y transformarla en energía eléctrica, en forma de voltaje y corriente continua. Más adelante, en el **Capítulo 3** se proporcionará información acerca de la configuración de los módulos fotovoltaicos.

Cabe resaltar que desde el punto de vista del diseño y dimensionamiento del sistema híbrido en su conjunto, se debe tomar atención sobre el tipo de estructura sobre la cual se apoyarán los módulos fotovoltaicos: fija o móvil, y, si este fuera el caso, cabe preguntar ¿las posiciones son reguladas manualmente o son reguladas automáticamente de forma continua?, ¿el seguimiento de la radiación se realiza a un eje o a dos ejes?.

La producción de energía eléctrica depende, en gran medida, de tres factores: las condiciones climatológicas reales durante el periodo de referencia (un día, un mes, un año); el rendimiento de los módulos fotovoltaicos utilizados en la configuración; y por último la cantidad de insolación que puede ser captada por los módulos fotovoltaicos, que es función, a su vez, de la orientación que puedan tener los módulos con respecto al sol.

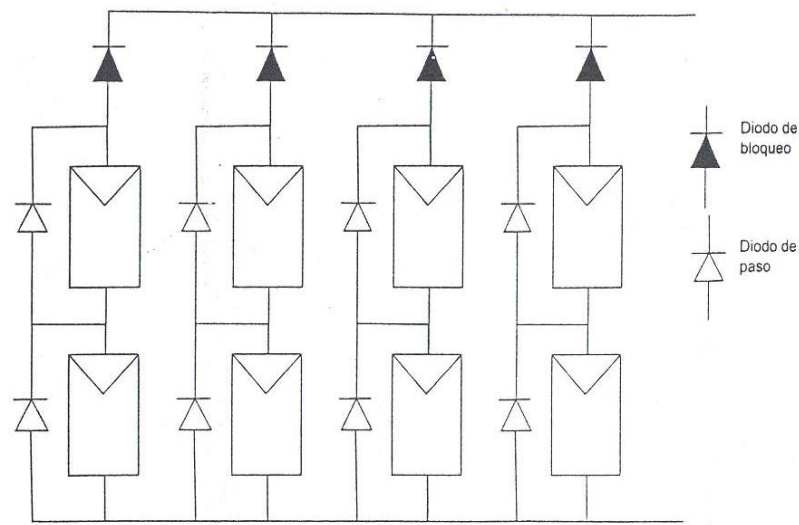
Debe tomarse en consideración la reducción del efecto de las sombras originadas por las estructuras próximas a los módulos fotovoltaicos al momento de realizar la distribución de los módulos fotovoltaicos que forman parte del segmento de generación. En caso contrario la generación de energía eléctrica se verá sensiblemente reducida en determinadas horas del día, toda vez que pueda producirse un deterioro prematuro de los módulos ensombrecidos (actualmente, este último punto se corrige mediante la introducción de diodos de paso (bypass) como se muestra en la **figura 2.2**, que cortocircuitan los módulos sombreados, impidiendo que actúen como carga y se sobrecalienten).

Debe resaltarse la diferencia entre los diodos de paso y los diodos de bloqueo, cuyo propósito consiste en evitar que, durante las noches o durante los periodos de baja irradiación, la corriente eléctrica no se dirija desde las baterías hacia los módulos fotovoltaicos, con inevitables consecuencias que ello conduciría: la descarga de las primeras y el posible envejecimiento prematuro de los segundos. Determinados fabricantes pueden incluir alguno de estos diodos integrados en sus módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos suelen disponer de otros elementos para facilitar su instalación, entre los que cabe mencionar: cables o conductores, fusibles, cajas de conexión, pararrayos y bornes de puesta a tierra.

¹⁰ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [6] y [7].

Figura 2.2 Conexión de 8 módulos fotovoltaicos (2 en serie por 4 paralelo) mostrando los diodos de protección.



Fuente: Ibáñez Plana, M., Rosell Polo, J., Rosell Urrutia, J. (2004). *Tecnología solar*. 1º Ed. Madrid: Mundi-Prensa.

2.1.1.1 Junta N-P

La palabra fotovoltaico(a) está formada por la combinación de dos palabras de origen griego: **foto**, que significa luz, y **voltaico** que significa eléctrico. El nombre resume la acción de estas celdas: transformar, directamente, la energía luminosa en energía eléctrica.

Para tener un conocimiento conceptual del fenómeno fotovoltaico se introducirá el concepto de material semiconductor¹¹ y junta N-P. Se comenzará estableciendo que un material conductor, como el cobre o el aluminio, permite el fácil paso de una corriente eléctrica porque tiene un gran número de cargas libres dentro del mismo. Un material es un no-conductor (aislador), como el vidrio o el plástico, porque no tiene cargas libres dentro de él. El silicio es el material más usado en la fabricación de células fotovoltaicas. En su forma cristalina pura, es un semiconductor, con muy pocas cargas libres dentro de él. Su resistividad es muy elevada. Usando un proceso llamado de difusión por implantación se puede introducir pequeñas cantidades de otros elementos químicos, los que permiten decrecer el valor inicial de la resistividad, creando, al mismo tiempo, zonas con diferentes tipos de carga. La celda fotovoltaica utiliza dos tipos de materiales semiconductores, el tipo N y el tipo P.

Cuando los electrones son cedidos fácilmente por la substancia difusa, se crea una zona dentro del semiconductor que tiene un exceso de cargas negativas (electrones). Esto es lo que se conoce como semiconductor del tipo N (negativo).

¹¹ Anexo A: Semiconductores.

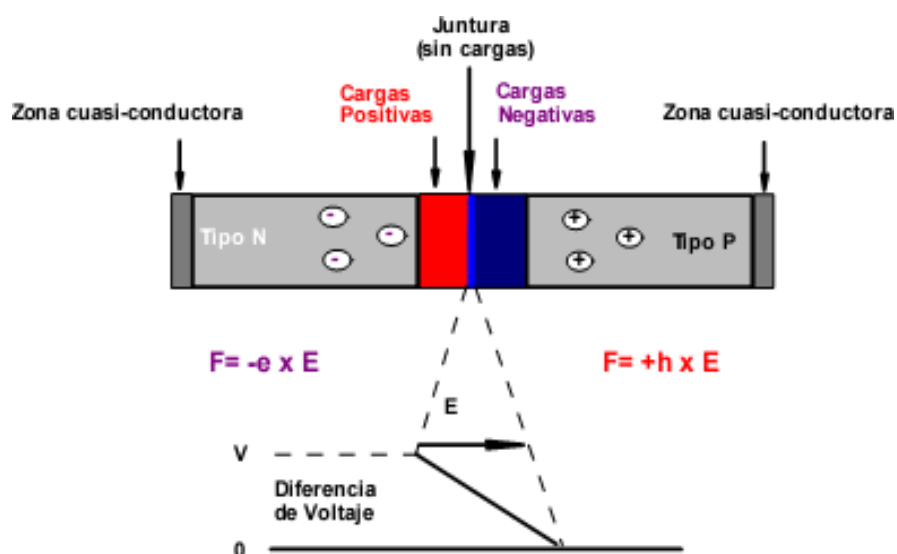
Cuando los electrones libres son atrapados por la sustancia difusa, los átomos que los pierden son cargados positivamente. En esta zona predominan las cargas positivas (holes, en inglés) obteniéndose un semiconductor del tipo P (positivo).

El proceso de difusión es continuo, permitiendo la formación, en el mismo material, de dos zonas semiconductoras adyacentes, una del tipo N; la otra del tipo P. El espacio que separa ambas zonas es la *juntura de transición* (*junction*, en inglés).

La teoría muestra que las cargas con mayor presencia en una zona se desplazan hacia la de baja densidad en la zona opuesta. El desplazamiento de las cargas negativas y positivas deja a la zona de la juntura totalmente libre de cargas. Las zonas adyacentes a la misma tienen concentraciones de carga minoritarias (cargas negativas en el lado P y cargas positivas en el lado N). La acumulación de estas cargas a ambos lados de la juntura crea una diferencia de voltaje que impide la continuación del desplazamiento inicial.

La corriente de desplazamiento se anula. Se dice entonces que la juntura N-P ha alcanzado el estado de equilibrio, el que es ilustrado en la **figura 2.3**.

Figura 2.3 **Juntura N-P en equilibrio**



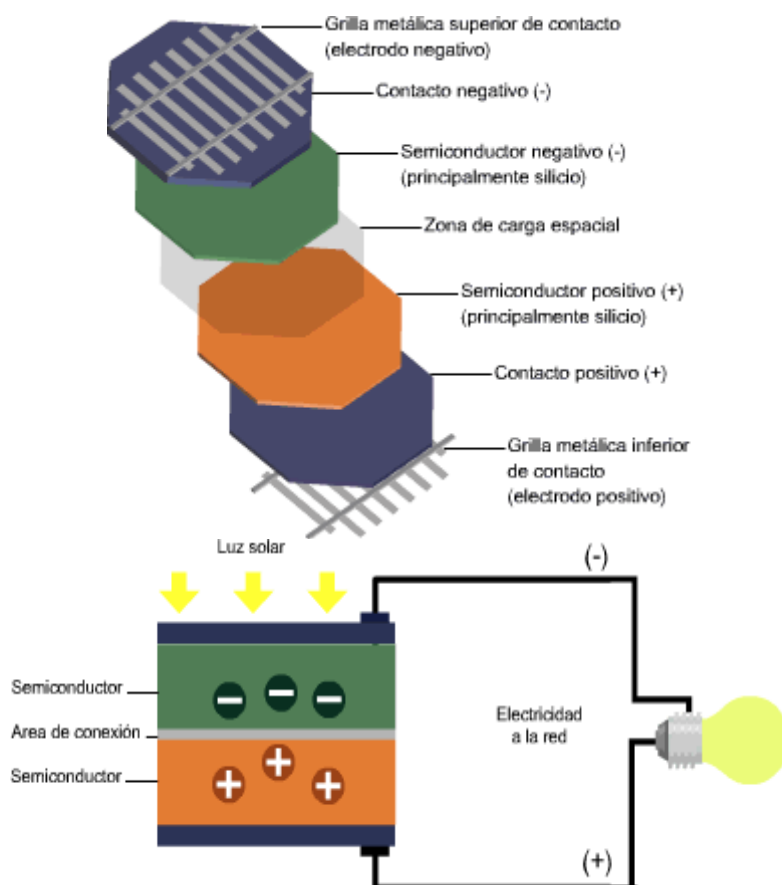
Fuente: www.wikiciencia.org/electronica.

2.1.1.2 El fenómeno fotovoltaico

Cuando un semiconductor de este tipo es alcanzado por la luz, los electrones de los átomos de silicio son liberados como consecuencia del bombardeo de los fotones creándose dos cargas libres, una positiva y otra negativa. El equilibrio eléctrico de la juntura N-P se ve alterado por la presencia de estas nuevas cargas libres. Si al semiconductor se le conectan dos cables (uno por cada zona), se verifica la existencia de un voltaje entre los mismos. Si los terminales de la celda fotovoltaica son conectados a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito formado por la celda, los cables de conexión y la carga

externa. La **figura 2.4** muestra este tipo de circuito. Sólo una parte del espectro luminoso¹² puede llevar a cabo la acción descrita. El material utilizado para fabricar el semiconductor determina que parte del espectro luminoso es la óptima para provocar este desequilibrio.

Figura 2.4 Celda fotovoltaica con carga eléctrica



Fuente: www.wikiciencia.org/electronica.

2.1.1.3 Tipos de celdas fotovoltaicas

El mercado ofrece numerosos tipos de celdas fotovoltaicas. Algunas gozan de más difusión que otras debido a que fueron introducidas hace largo tiempo atrás. Todas las celdas pertenecen a uno de los grupos mencionados a continuación:

- Mono-cristalinas

Este tipo de celdas fueron las primeras en ser fabricadas, favorecidas por la existencia previa de técnicas usadas en la fabricación de diodos y transistores. Estas celdas son conocidas simplemente como cristalinas, se les asigna la abreviatura (**cSi**).

¹² Espectros luminosos con longitudes de onda comprendidas entre 0,29 μm 2,5 μm .

El costo de este tipo de celdas es elevado debido a la necesidad de un elaborado proceso de manufactura que consume grandes cantidades de energía eléctrica, pero este costo se ve recompensado por la alta eficiencia que brindan. Recientemente, la compañía Sun-Power ha anunciado la introducción de una celda de cSi, sin rejilla de contacto frontal, la que tendría una eficiencia del 20% (**máximo teórico: aprox. 25%**).

- Poli-cristalinas

La versión policristalina se obtiene fundiendo el material semiconductor, el que es vertido en moldes rectangulares, de sección cuadrada. Su estructura cristalina **no es uniforme**, de ahí el nombre de poli (muchos) y cristalino (cristales).

Como el costo del material y el procesado se simplifican, las celdas poli-cristalinas alcanzan un valor intermedio entre las cristalinas y las amorfas. La eficiencia ha ido creciendo, llegando a ofrecerse (Kyocera) células de pSi con eficiencia de conversión del 15%, un valor reservado pocos años atrás para las celdas de cSi.

- Amorfas

Algunos módulos fotovoltaicos no tienen celdas independientes conectadas entre sí, sino una estructura semiconductor que ha sido depositada, en forma continua, sobre una base metálica laminar. Este proceso permite la fabricación de un módulo fotovoltaico flexible, el que puede adaptarse a superficies que no son completamente planas. La superficie activa de estos módulos no tiene una estructura cristalina, y por ello se la denomina amorfa (a = sin; morfos = forma).

La ausencia de una estructura cristalina aumenta la posibilidad de que una carga libre sea atrapada, lo que se traduce en una menor eficiencia de conversión. Para reducir este efecto, el espesor del material activo en estas celdas es diez veces menor que el de una célula de cSi. Esto, a su vez, contribuye a bajar el costo.

2.1.1.4 El módulo fotovoltaico

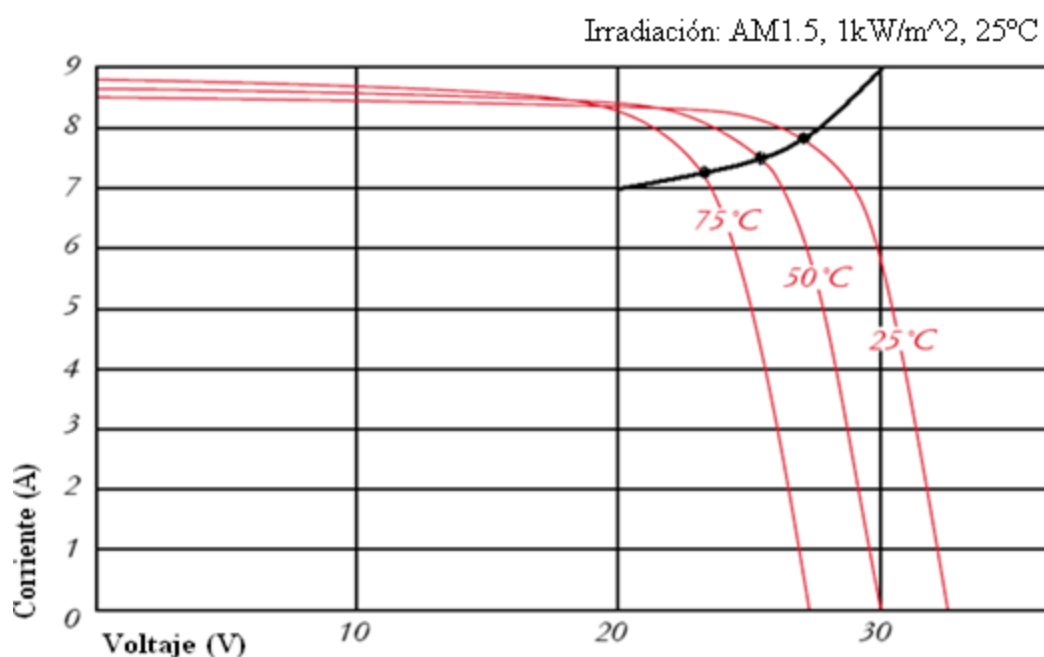
A partir de este apartado, cuando se haga referencia a una celda fotovoltaica se asume que ésta utiliza silicio como material semiconductor, ya que la industria usa el cristal de silicio (Si) porque su comportamiento a altas temperaturas es superior al del germanio (Ge). Quizá en el futuro haya celdas fotovoltaicas hechas con diamantes, ya que se han descubierto varios procesos para fabricarlas en cantidad y a bajo precio, pero no se ha investigado como llevar adelante el proceso de difusión. Este material, carbón, es superior al silicio cuando la temperatura ambiente es elevada.

La máxima tensión de salida de estas celdas es de alrededor de 0,5V. La superficie activa de las celdas se ha diseñado para soportar una corriente de alrededor de 3,5A. El mínimo voltaje usado en los sistemas fotovoltaicos es de 12V nominal en corriente continua, para alcanzar este valor se deben conectar varias celdas en serie. La estructura mecánica que alberga estas celdas se denomina módulo fotovoltaico.

La potencia pico o potencia máxima de salida de un módulo fotovoltaico en condiciones estándares de medición (AM1.5, $T_{\text{celda}} 25^{\circ}\text{C}$ y 1 kW/m^2) es, sin duda alguna, la característica más importante del mismo. Salvo en el caso de un consumo muy bajo de potencia, la implementación de un sistema fotovoltaico requiere el uso de módulos con potencias de salidas de 40 o más Watts. Módulos con potencias por debajo de 40W no son una solución viable, ya que el costo de los módulos no es suficiente para justificar el mayor número de módulos requeridos. Actualmente, el mercado ofrece módulos con una potencia de salida desde los 40 W, y recientemente, han aparecido módulos hasta 300 W de potencia nominal.

Si los valores de potencia luminosa y la orientación del módulo son estables, la corriente de salida de un módulo fotovoltaico es función del valor del voltaje en la carga y la temperatura de trabajo de la celda. Esto se debe a las características intrínsecas de los materiales semiconductores. La **figura 2.5** muestra, en forma gráfica, el vínculo que existe entre la corriente y el voltaje de salida para un módulo fotovoltaico (curva I-V), para tres temperaturas de trabajo de la celda, cuando el nivel de radiación permanece constante.

Figura 2.5 Relación I-V para un módulo fotovoltaico Kyocera



Fuente: www.kyocera.com.

Si bien se ha elegido un módulo en particular para esta ilustración, los restantes tienen un comportamiento muy similar, ya que trabajan con celdas de silicio. Se puede apreciar que el valor máximo para el voltaje de salida corresponde a un valor de corriente nulo (voltaje a circuito abierto, V_{oc}), mientras que el valor máximo para la corriente corresponde a un voltaje de salida nulo (corriente de cortocircuito, I_{sc}). Todas las curvas tienen una zona donde el valor de la corriente permanece prácticamente constante para valores crecientes del voltaje de salida, hasta que alcanzan una zona de transición. A partir de esta zona, pequeños incrementos en el voltaje de salida originan un brusco decrecimiento en el valor de la corriente de salida.

El comienzo de la zona de transición se alcanza para menores valores del voltaje de salida cuando la temperatura de trabajo se incrementa.

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

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

A cada condición de trabajo se puede estimar la potencia de salida del módulo multiplicando los valores correspondientes al voltaje y la corriente para ese punto de la curva I-V. En particular, la potencia de salida es nula para dos puntos de trabajo: circuito abierto y cortocircuito, ya que la corriente o el voltaje de salida es nulo. Por tanto, si la salida de un módulo es cortocircuitada, éste no sufre daño alguno. Entre estos dos valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo que corresponde a una temperatura de trabajo de 25°C se denomina “valor óptimo” o “valor pico” (V_p) del módulo. Para determinarlo, se usan los valores estandarizados: potencia luminosa de 1 Sol¹³ y un espectro luminoso correspondiente AM1.5¹⁴. Los valores de voltaje y corriente asociados con este máximo (V_p e I_p) son los dados en la hoja de especificaciones de cada módulo. La **figura 2.5** muestra, en línea de puntos, la ubicación de los valores de potencia máxima en función de la temperatura de trabajo. Estos están ubicados al comienzo de la zona de transición de la curva I-V para la temperatura en consideración. El valor de la potencia de salida a 25°C es el mayor de todos ellos.

Para la mayoría de los módulos fotovoltaicos, cuando la temperatura de trabajo se incrementa, el valor de la potencia de salida decrece. En la práctica, debido a la disipación de calor dentro de las celdas fotovoltaicas, con excepción de climas muy fríos, la temperatura de trabajo es superior a los 25°C. Cuando ello sucede, la potencia de salida nunca logra alcanzar el valor pico indicado por el fabricante. El diseño de un sistema fotovoltaico debe tener en cuenta esta degradación del módulo, a fin de asegurar que las necesidades eléctricas del sistema pueden ser satisfechos durante los días más calurosos del verano. Durante la estación de invierno, si la temperatura promedio es menor a los 25°C, no es importante considerar ninguna degradación para la potencia de salida pico. La degradación puede ser determinada utilizando los valores dados por las curvas I-V a alta temperatura, pero este proceso es tedioso y no muy preciso, dada la pobre resolución de las curvas publicadas por los fabricantes. Por tal motivo es mucho más conveniente utilizar factores de degradación dados en forma porcentual con relación a la potencia pico.

¹³ Los fabricantes de módulos fotovoltaicos determinan la máxima potencia eléctrica de salida usando una fuente con una potencia luminosa de 1 KW/m². Este valor, es conocido con el nombre de 1 Sol.

¹⁴ El ángulo de inclinación respecto a la posición del zenit (vertical) puede ser calculado con la expresión $\cos \theta = \frac{1}{1.5}$. Se deduce así que una masa de aire de valor AM1.5 corresponde a un ángulo de unos 48,2°.

El personal técnico de la revista “HOME POWER” ha realizado una serie de evaluaciones, usando módulos con celdas de diferente tipo, a temperaturas de trabajo de las celdas no inferiores a los 50°C. Los resultados de estas pruebas han sido publicados en tres de sus números: el 24 (Páginas 26-30), el 33 (Páginas 17-20) y el 49 (Páginas 28-33). La última evaluación es la más interesante por dos motivos: fue llevada a cabo después de un largo tiempo de uso de los módulos puestos a prueba y la temperatura de trabajo de las celdas es la de verano. Ellos evaluaron nueve (9) módulos con tres (3) tipos diferentes de celdas: cristalina, policristalina y amorfa.

Los resultados obtenidos arrojan que la mayoría de los módulos, independientemente del tipo de celda, tienen un coeficiente de degradación de la potencia que oscila entre 0,7 y 0,86%. Sin embargo, es interesante destacar que tres módulos no siguen esta regla.

El Siemens M52L, con celdas cristalinas, exhibe un coeficiente de 0,32%, El ARCO Trilaminar Modelo M52L, con celdas cristalinas, exhibe un coeficiente de degradación de 0,05%, y el Unisolar UPM880, del tipo amorfo, tiene un coeficiente de degradación negativo (más salida de poder que la nominal) de -0,066%. La temperatura de trabajo de todos los módulos osciló entre los 50 y 55°C. La mayoría de los módulos tenían 5 años de uso, y ninguno menos que un año. La potencia nominal ($V_p * I_p$) oscila entre los 22 y 105W.

Se asumirá un coeficiente de degradación para la potencia de salida del 0,6%/°C sobre los 25°C para nuestros cálculos. Si no conoce el coeficiente de degradación del módulo que se ha elegido se deberá intentar obtener esta información del fabricante o en todo caso usar el coeficiente dado anteriormente para calcular su sistema, con una muy buena aproximación.

La temperatura de trabajo que alcanza un módulo fotovoltaico obedece una relación lineal dada por la expresión [7]:

$$T_t = T_a + kR \quad (2.1)$$

Donde	T_t	: Temperatura de trabajo del módulo [°C]
	T_a	: Máxima temperatura ambiental [°C]
	k	: Coeficiente que varía entre 0,2 y 0,4 $\left[^\circ C.cm^2/mW \right]$
	R	: Radiación solar en $\left[mW/cm^2 \right]$

k es un coeficiente que depende de la velocidad promedio del viento. Cuando ésta es muy baja, o inexistente, el enfriamiento del módulo es pobre o nulo, y k toma valores cercanos o iguales al máximo (0,4). Si la velocidad promedio del viento produce un enfriamiento efectivo del módulo, el valor de k será el mínimo (0,2). El valor de R varía entre 80 y $100 \frac{mW}{cm^2}$. Para locaciones con alto valor de insolación diaria se usa el valor máximo. Si existen nubes pasajeras que reducen el valor de irradiación, el valor de R se reduce a $80 \frac{mW}{cm^2}$. El producto $k * R$ representa el incremento de temperatura que sufre el módulo sobre la máxima temperatura ambiente. El primer paso en el cálculo de la potencia de salida

de un modelo fotovoltaico trabajando a una temperatura mayor que los 25°C, es determinar los valores de radiación solar y temperatura ambiente para la zona en estudio. Se asumirá, como ejemplo, las siguientes condiciones: radiación solar: $80 \frac{mW}{cm^2}$; máxima temperatura de verano: 30°C; baja velocidad promedia del viento durante esa estación: $k = 0,3$. Reemplazando estos valores en la **ecuación 2.1** se tiene:

$$T_t = 30 + (0,3 * 80) = 54^\circ C$$

Una vez conocido este valor, se determina el incremento en la temperatura de trabajo respecto a la de prueba (25°C). En nuestro ejemplo este valor es de 29°C. La **ecuación 2.2** da el valor de la potencia de salida de un módulo trabajando a una temperatura T_t [7]:

$$P_t = P_p - (P_p * \xi * \Delta T) \quad (2.2)$$

Donde	P_t	: Potencia de salía a la T_t [W]
	P_p	: Potencia nominal del módulo a 25° C [W]
	ΔT	: Incremento de temperatura
	ξ	: Coeficiente de degradación

Asumiendo que $P_t = 60W$, reemplazando los valores dados para cada una de las variables se tiene:

$$P_t = 60 - (60 * 0,006 * 29) = 49,56W$$

Con un error de +0,08% podemos redondear este valor a 49,6W. Para temperaturas de trabajo más elevadas, como es común en las zonas desérticas, donde la radiación es elevada y los vientos son inexistentes durante el verano, la temperatura de trabajo del módulo se elevará, incrementándose la pérdida de la potencia de salida.

2.1.2 Generación eólica¹⁵

La energía eólica tiene su origen en el sol, ya que éste es responsable de que se produzca el viento. La radiación solar es absorbida por la atmósfera de la tierra de forma irregular debido a diversos factores: nubosidad, orografía¹⁶, océanos. Originando que el aire se caliente, dilate y ascienda para las zonas de mayor impacto solar; mientras que el aire se enfría, se comprime y desciende para las zonas de menor impacto. El aire frío desciende sometido a alta presión, mientras que el aire caliente asciende sometido a baja presión. Esta diferencia de presiones hace que el aire tienda a desplazarse desde las zonas de alta presión a las zonas de baja presión. Este movimiento del aire es lo que llamamos viento.

¹⁵ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [8], [9] y [10].

¹⁶ Parte de geografía física que estudia la descripción de las montañas. Ella desempeña un papel muy importante en el comportamiento del régimen del viento, determinando los valores de la velocidad del viento.

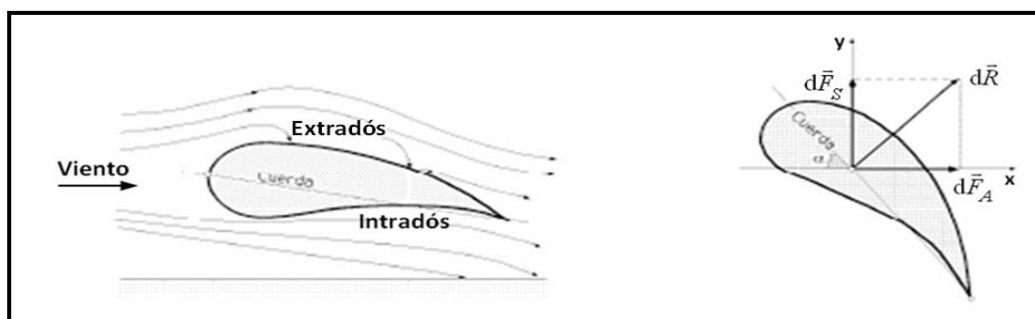
Este viento es aprovechado por los aerogeneradores mediante sus palas convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica, la cual acciona un generador que produce energía eléctrica. Actualmente, los aerogeneradores son fuentes versátiles de electricidad. Sus álabes o “palas” tienen un diseño aerodinámico que les permite extraer la mayor cantidad de energía del viento, pues éste las hace rotar, accionando una flecha acoplada al generador y así obtener energía eléctrica.

2.1.2.1 Principio de operación de un generador eólico

Los molinos de viento, aeromotores, turbinas de viento (terminología que pueden ser considerados sinónimos), los aerogeneradores, o turbinas eólicas en su acepción, son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. Aunque existen dos tipos básicos: aerogeneradores de eje horizontal y aerogeneradores de eje vertical, el principio de operación es esencialmente el mismo. La captación de la energía eólica se realiza mediante la interacción del viento sobre los álabes del rotor, los cuales están unidos al eje a través de un elemento denominado cubo (conjunto que recibe el nombre de rotor).

El principio aerodinámico, por el cual este conjunto gira, es similar al que hace que los aviones vuelen. Según este principio, el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado, **figura 2.6**, genera una diferencia de presiones entre ambas caras, dando origen a una fuerza resultante R que actúa sobre el perfil, y siempre se considera normal a la cuerda del perfil¹⁷.

Figura 2.6 Principio aerodinámico en las palas del rotor



Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993). *Energía eólica*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

La fuerza de sustentación puede ser descompuesta en dos direcciones:

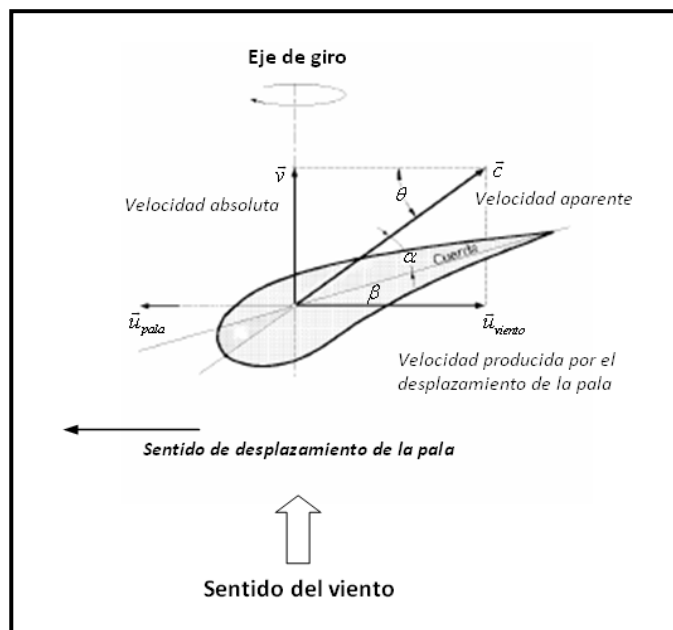
- La fuerza de sustentación (“lift force”) $d\vec{F}_s$, o simplemente sustentación, de dirección perpendicular al viento, desde el intradós hasta el extradós.
- La fuerza de arrastre (“drag force”) $d\vec{F}_A$, de dirección paralela al viento que tiende a frenar al aerogenerador.

¹⁷ Longitud característica igual a la distancia entre el borde de ataque del perfil y borde de salida posterior.

Para ayudar en la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de álabes con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según como estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación. En todas las máquinas modernas la fuerza dominante es la de sustentación pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área del rotor. Analizaremos únicamente el comportamiento aerodinámico de los aerogeneradores cuyo par motor está originado por las fuerzas de sustentación.

Como la fuerza de sustentación es la única que dará origen al par o torque motor habrá que diseñar el perfil y ubicar las palas dándole un ángulo de ataque o incidencia¹⁸ (α), **figura 2.7**, que maximice la relación $\frac{\text{Fuerza de sustentación}}{\text{Fuerza de arrastre}}$.

Figura 2.7 Velocidades en el centro aerodinámico de la sección de pala en movimiento



Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993). *Energía eólica*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

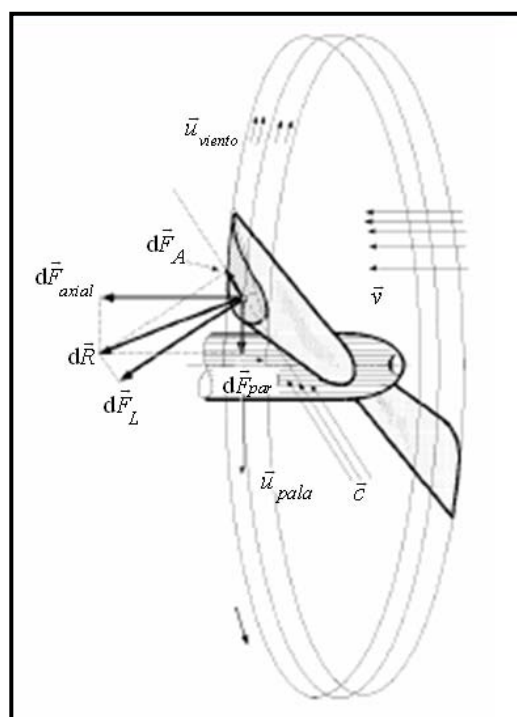
Este análisis simple es sólo válido cuando las palas de un aerogenerador están en reposo. Al permitir el giro del rotor, la fuerza resultante sobre las palas será el resultado de la combinación de la acción directa del viento real (V) en la **figura 2.8** y la acción del "viento" (U_{viento}) creado por las propias palas al rotar. Dicho con otras palabras, el viento que "ven" las palas no es más el viento V sino una velocidad de viento relativa ($\vec{c}$), resultante de la composición de los vectores ($\vec{v}$) y ($\vec{u}_{viento}$). Cada sección de una pala o aspa tiene velocidad diferente entonces el viento aparente también varía en el sentido longitudinal; por lo tanto,

¹⁸ Anexo B: Aerodinámica de los álabes.

una pala ideal deberá presentar un ángulo de ataque cambiante a lo largo de toda su longitud, efecto que se logra dándole un alabeo.

Asimismo, y también porque las velocidades son más altas al acercarse a la punta de pala, el perfil podrá tener dimensiones variables para obtener la misma fuerza resultante. Estas consideraciones son particularmente importantes en máquinas de gran tamaño. En molinos pequeños, por razones de simplicidad y fundamentalmente costos, se acostumbra optar por palas de sección constante y sin alabeo.

Figura 2.8 **Velocidades y fuerzas que actúan sobre una sección de pala en movimiento**



Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993). *Energía eólica*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

Si la velocidad del viento no supera la denominada velocidad de puesta en marcha o de arranque (valor mínimo necesario para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil) no es posible el arranque del aerogenerador. Con velocidades mayores comenzará a girar entregando una potencia que responde a la conocida ley del cubo de la velocidad. Esto será así hasta que se alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar, punto en que comienzan a actuar mecanismos activos o pasivos de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las cuales no fue diseñada. Continuará operando a velocidades mayores, aunque la potencia entregada no será muy diferente a la nominal, hasta que se alcance la velocidad de corte donde, por razones de seguridad, se detiene.

2.1.2.2 Clasificación de los aerogeneradores

Desde los inicios de la utilización de la energía eólica se han desarrollado gran cantidad de máquinas de los tipos más variados. Se dice que los pedidos de patentes superan a las de cualquier otro dispositivo que se haya ideado. De todos ellos, son relativamente pocos los que se generalizaron y alcanzaron escala de producción comercial.

Se acostumbra clasificar las máquinas eólicas según la posición del eje de rotación con respecto a la dirección del viento, pudiéndolos dividir en dos categorías principales:

- Molinos de eje horizontal

Máquinas eólicas en las cuales el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento.

- Molinos de eje vertical.

Máquinas eólicas en las cuales el eje de rotación es perpendicular a la superficie terrestre y a la dirección del viento.

En la actualidad, la mayor parte de los aerogeneradores utilizados son de eje horizontal, que a su vez se pueden clasificar según su potencia [9]:

- Micro turbinas (<3 kW)

Estos aerogeneradores son muy apropiados para consumos a pequeña escala, tales como electrificación rural, sistemas aislados de telecomunicaciones, uso domestico, para granjas o para carga de baterías de almacenamiento.

Este tipo de generadores funcionan con velocidades de rotación elevadas y variables. Generalmente, están constituidos por un rotor de tres palas con pequeños diámetros (del orden de 1 a 5 metros). La electricidad que estos producen es de forma de corriente alterna de frecuencia variable que es necesario rectificar para almacenarla en baterías, que finalmente se transformará en corriente alterna, pero ahora con frecuencia constante (50 ó 60 Hz).

- Pequeños aerogeneradores (< 50 kW)

La característica resaltante de este tipo de generadores es la potencia, que marca la diferencia entre las micro turbinas ya que cubren el mismo tipo de demanda. Son muy apropiados para trabajar en sistemas híbridos que combinan la generación con grupos electrógenos Diesel, solar fotovoltaica o la propia red eléctrica.

- Grandes aerogeneradores (< 1000 kW)

Estos aerogeneradores son muy apropiados para producir electricidad que va ser inyectada a la red eléctrica. Se caracterizan por tener rotores tripala de diámetros entre los 25 y 55 metros.

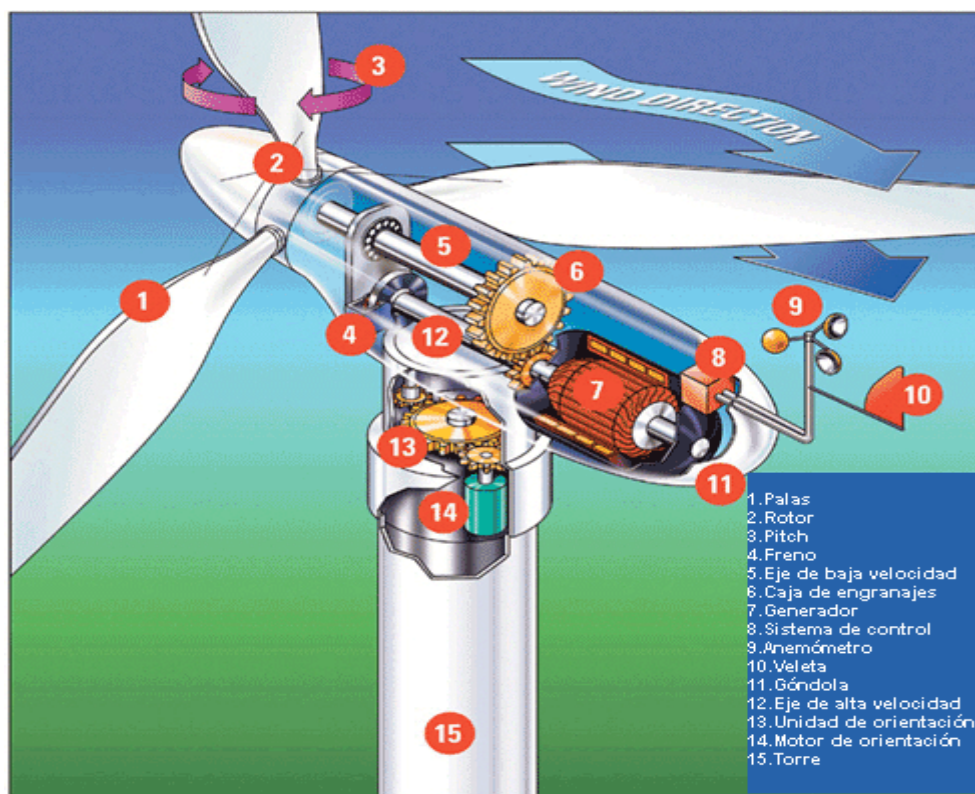
- Aerogeneradores “multimegawatt” (> 1000 kW)

Con diámetros en un rango desde 50 a 100 metros, y alturas de buje (centro de giro del rotor) entre 60 y 100 metros. Son grandes máquinas comerciales que acaparan el mercado de la generación de energía eléctrica haciendo uso de la eólica.

2.1.2.3 Componentes de un aerogenerador

En esta sección se describen cada uno de los componentes y sistemas más frecuentes en todos los aerogeneradores de eje horizontal. En la **figura 2.9** se muestran las principales componentes.

Figura 2.9 Componentes de un aerogenerador



Fuente: www.journalism.wisc.edu.

- Palas

Son las encargadas de capturar la energía cinética que proviene del viento y transferir su poder al cubo del rotor. Es un componente muy importante porque de ellas, en gran medida, depende el rendimiento del aerogenerador. Ellas se pueden orientar para optimizar el rendimiento o para detener el aerogenerador.

La mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio, es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio.

- Rotor

Es el conjunto formado por palas y el eje de baja velocidad, que van unidos, a través de una pieza llamada buje.

- Góndola

Es la cubierta o carcasa que en su interior contiene las partes más importantes del aerogenerador: eje principal, el multiplicador, el generador, componentes hidráulicas, etc. Ella puede ser retirada para operaciones de mantenimiento.

Funciona como una cubierta para proteger los componentes anteriormente indicados de la dureza del medio ambiente además de funcionar como un aislamiento acústico.

La góndola es acoplada a la torre mediante una corona de orientación que permite un movimiento autónomo.

- Eje principal

Está conformado de tres partes: el eje de baja velocidad, el multiplicador y el eje de alta velocidad.

Eje de baja velocidad conecta el buje del rotor a la caja de engranajes.

Eje de alta velocidad gira aproximadamente a 1500 revoluciones por minuto (rpm) y maneja el generador eléctrico. Está provisto con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se usa en caso del fallo del freno aerodinámico, o cuando el aerogenerador esta reparándose.

El multiplicador o caja de engranaje tiene el eje de baja velocidad a la izquierda. Esto hace que el eje de alta velocidad gire aproximadamente 50 veces más rápida que el eje de velocidad baja.

Sin importar la potencia máxima del aerogenerador, el rotor y el eje de baja velocidad giran siempre relativamente lento. Haciendo necesario la presencia de un componente que se encargue de incrementar la frecuencia de giro del eje conectado al generador, este es el multiplicador.

- El generador eléctrico

El generador convierte el movimiento de rotación de las palas de la turbina eólica en electricidad. El generador puede producir corriente alterna (AC) o corriente continua (DC), y existe en un amplio rango de potencias disponibles. La categoría o magnitud del generador depende de la longitud de las palas del aerogenerador: cuanto más largas sean las palas, más energía se genera.

La mayoría de aerogeneradores del mundo utilizan generadores asíncronos trifásicos (de jaula bobinada), también llamados generadores de inducción, para generar corriente alterna que será suministrada a la red.

- Torre

Sobre ella se encuentra instalada la góndola del aerogenerador y el rotor. Generalmente, es una ventaja tener una torre alta, debido a que las velocidades de viento van aumentando cuanto más lejos del terreno se esté. Un típico aerogenerador de 600kW tendrá una torre de 40 m a 60 m. Las torres pueden ser o torres tubulares o torres reticulares.

- Sistemas de medición

Conformado por un anemómetro y veleta situados en la parte superior posterior de la góndola.

La veleta indica la dirección del viento para poder alinear el aerogenerador con el viento, lo que significa que el rotor gira hacia el viento.

La veleta y el anemómetro se usan para medir la velocidad. Las señales electrónicas del anemómetro son usadas por el controlador electrónico del aerogenerador para indicar cuando la velocidad del viento alcanza la velocidad mínima para entrar en funcionamiento.

- Sistema de refrigeración

Los generadores necesitan enfriarse mientras trabajan. Consta básicamente en un ventilador que se encarga de enfriar al generador eléctrico, además de contener una unidad de refrigeración para el aceite empleado en el multiplicador. Hoy en día, se pueden encontrar también aerogeneradores que hacen uso de agua para la refrigeración.

- Sistema de orientación

Tiene por objetivo que el área barrida por la rotación de las palas siempre este perpendicular a la dirección dominante del viento. Esto evita grandes esfuerzos en el rotor y cargas de torsión sobre las palas, así como asegurar el máximo rendimiento del aerogenerador, aprovechando al máximo el recurso eólico.

Hoy en día, la totalidad de los aerogeneradores de eje horizontal utilizan equipos electrónicos para mantener el aerogenerador orientado contra el viento.

- Sistema de regulación de potencia

Un aerogenerador convierte la energía cinética de flujo del viento en energía mecánica rotatoria debido a las fuerzas aerodinámicas en las palas del rotor. Estas fuerzas aerodinámicas aparecen a lo largo de las palas del rotor que necesitan perfiles aerodinámicos muy especiales. Con un aumento en la velocidad del flujo del aire, las fuerzas de sustentación aerodinámicas crecen con la segunda potencia y la energía extraída del aerogenerador crece con la tercera potencia de la velocidad del aire, una situación que necesita de un rápido y eficaz control de potencia del rotor.

Los modernos aerogeneradores usan dos principios de control aerodinámico diferente para limitar la potencia extraída a la potencia nominal del generador. El más pasivo es el “stall control” y el activo es el “pitch control”.

1. Pitch (control por cambio de ángulo de paso)

La potencia generada por un aerogenerador es comprobada cada segundo por un controlador electrónico. Cuando el controlador detecta un valor crítico para la potencia, éste ordena al mecanismo el cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor sutilmente fuera del viento. Luego, el método es inverso, haciendo regresar las palas cuando la velocidad del viento decrece. Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal para poder variar el ángulo de paso.

Es ventajoso porque permite el control de la potencia activa bajo todas las condiciones de viento y también una potencia parcial. Se alcanzan valores de potencia incluso bajo condiciones de baja densidad del aire (altas elevaciones del sitio, altas temperaturas; ninguna necesidad de frenos fuertes para parar el rotor de emergencia.

2. Stall controlled (control por pérdida aerodinámica)

Este es un tipo de control pasivo, que reacciona con la velocidad del viento. Las palas del rotor son fijas en un ángulo pitch, y no puede ser girado a lo largo de su eje longitudinal. Su ángulo pitch es en cierto modo escogido para cuando los vientos son más altos a la velocidad del viento nominal, entonces el flujo del aire alrededor del perfil de la pala del rotor se separa de la superficie de la misma (stall). Esto reduce las fuerzas impulsoras y aumentan la resistencia.

Es ventajoso porque no requiere de ningún sistema de control pitch, la estructura del cubo del rotor es simple; menos mantenimiento debido a menos partes de maquinaria móvil.

- Sistema de frenado

Este sistema existe para contrarrestar situaciones de mal funcionamiento que permitan tener bajo control el frenado del aerogenerador. El fenómeno más común que este mecanismo deberá contrarrestar es el “embalamiento”: un giro desmesurado del rotor producto de la desigualdad entre el par generado en el eje de alta velocidad y el par nulo en el lado del generador en caso de haber sido desconectado de la red eléctrica.

2.1.2.4 Potencia media del viento

La velocidad del flujo del viento es de vital importancia cuando se cuantifica la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en energía eléctrica: la cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo (la tercera potencia) de la velocidad media del viento. La energía máxima teórica que puede ser extraída de una masa de aire en movimiento está dada por la expresión [10]:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 4a(1-a)^2 \quad (2.3)$$

Donde	P_m	: Potencia media del viento [W]
	ρ	: Densidad del aire $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$
	v	: Velocidad del viento $\left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$
	A	: Área de captación del rotor $[\text{m}^2]$
	a	: Factor de inducción axial

2.1.2.5 Coeficiente de potencia de un aerogenerador

El “**coeficiente de potencia para un aerogenerador**”, C_p se define como la potencia del aerogenerador dividida entre la potencia disponible del viento a través del área frontal del aerogenerador. Una expresión para el coeficiente de potencia como una función del factor de inducción axial¹⁹ es [10]:

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (2.4)$$

Donde	C_p	: Coeficiente de potencia
	a	: Factor de inducción axial

¹⁹ También conocido como factor de retardación y es una medida de la influencia del rotor en el viento y es igual a $\left(1 - \frac{u}{v} \right)$.

El coeficiente de potencia máximo ($C_{p,max}$) se encuentra derivando, $\frac{dP}{da} = 0$ usando la **ecuación 2.3** y resolviendo para a , donde las soluciones son $a=1$ y $a=\frac{1}{3}$. La solución para $a=1$ resulta en el valor mínimo de $C_p = 0$, mientras que $a=\frac{1}{3}$ resulta en el valor máximo de C_p , donde:

$$C_{p,max} = 4\left(\frac{1}{3}\right)\left[1-\frac{1}{3}\right]^2 = \frac{16}{27} = 59.3\%$$

El valor de 59.3% como un coeficiente máximo fue calculado por primera vez por Betz en 1919, y desde entonces ha sido llamado límite de Betz. Este valor representa la máxima energía que se puede recuperar de la energía total, con un aerogenerador ideal.

El valor de este coeficiente multiplicado por el área del rotor y la potencia del aire, describe la potencia de salida del aerogenerador **[10]**:

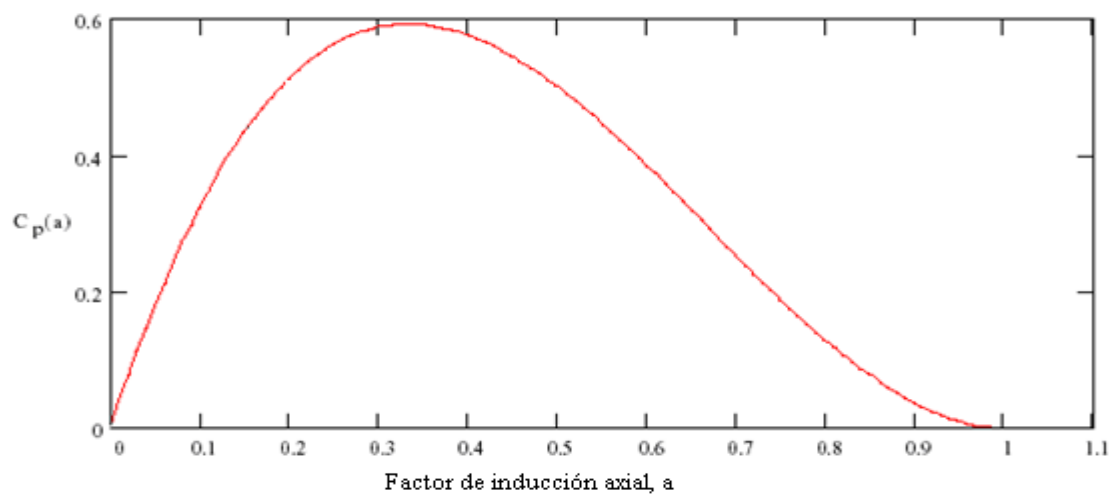
$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (2.5)$$

Donde	P_m	: Potencia media del viento [W]
	C_p	: Coeficiente de potencia
	ρ	: Densidad del aire $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
	v	: Velocidad del viento $\left[\frac{m}{s}\right]$
	A	: Área de captación del rotor $[m^2]$

La **figura 2.10** muestra el C_p como una función del factor de inducción axial. El valor de C_p para un aerogenerador se determina por su **ratio de velocidad de punta** (la razón de la velocidad en la punta del aspa que está sobre el plano del rotor entre la velocidad del viento en corriente libre v). Para varios ángulos de paso²⁰ o para velocidades variables de un aerogenerador, el ratio de velocidad de punta es seleccionado desde un C_p máximo hasta el valor nominal de la potencia de salida, luego para operación con velocidades de viento mayores que la nominal, el C_p cae en orden de mantener constante la potencia nominal.

²⁰Anexo B: Aerodinámica de los álabes.

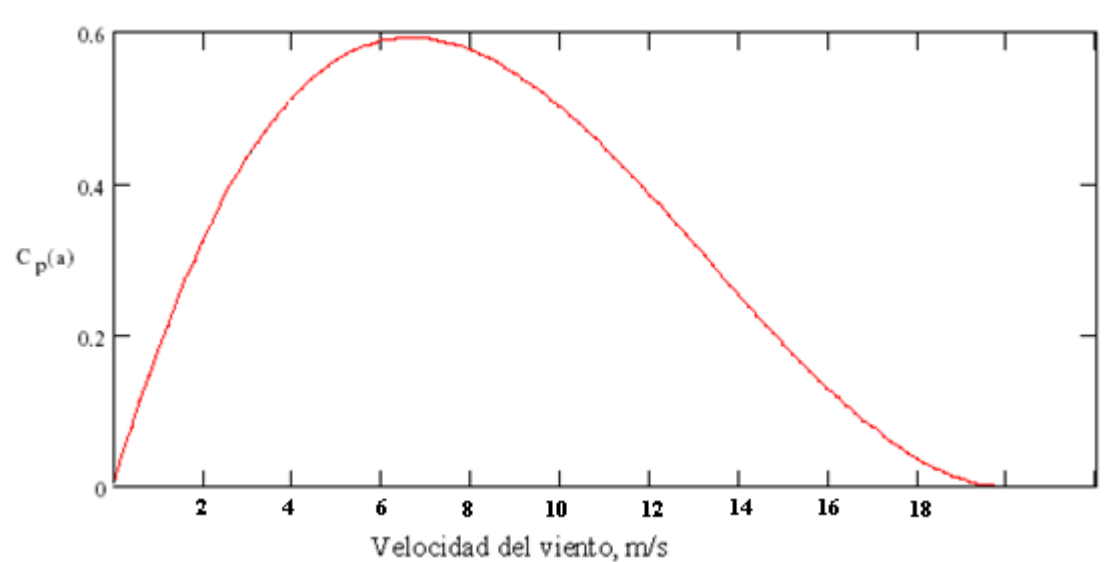
Figura 2.10 Curva del coeficiente de potencia de un aerogenerador tripala



Fuente: Solar Energy Laboratory (2000). *Manual of Trnsys 15.3.15*° ed. Madison, Wisconsin: University of Wisconsin.

La **figura 2.11** muestra a C_p como una función de la velocidad del viento para una típica pérdida regulada de sustentación en un aerogenerador y una potencia regulada en el aerogenerador. Para una pérdida regulada de sustentación en un aerogenerador, la velocidad de rotación se fija y entonces la velocidad de punta es una medida del ratio de la velocidad en corriente libre a una velocidad de rotor fija.

Figura 2.11 Curva del coeficiente de potencia de un aerogenerador tripala en función de la velocidad



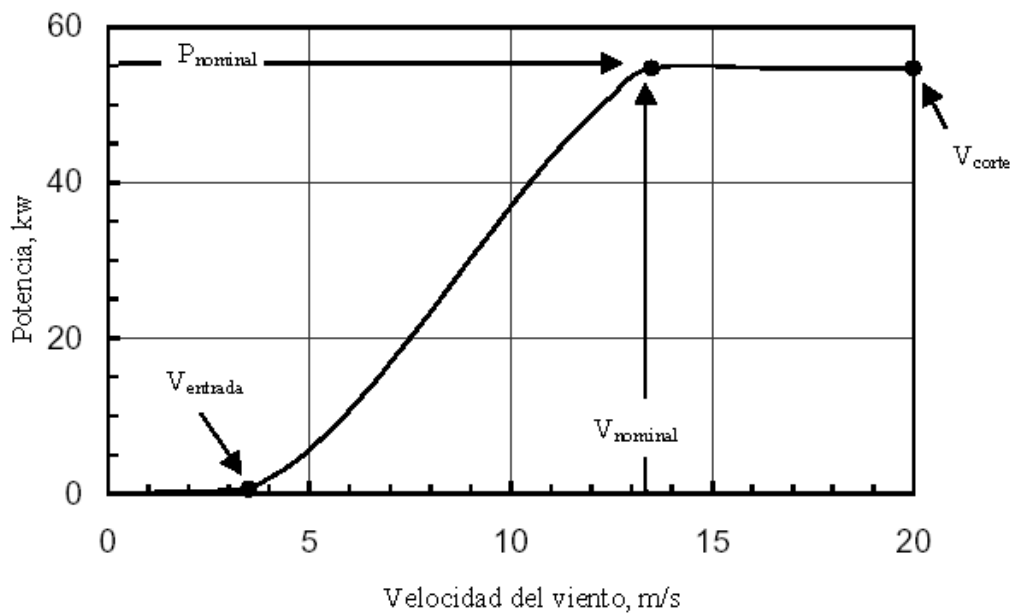
Fuente: Solar Energy Laboratory (2000). *Manual of Trnsys 15.3.15*° ed. Madison, Wisconsin: University of Wisconsin.

Los valores C_p , usados para muchas aplicaciones eólicas, son aquellos asociadas con el factor de inducción axial entre 0 y 0.5. Valores menores que 0 son asociados con la operación en modo de hélice, valores mayores que 1 son asociados con el frenado del aerogenerador. Valores entre 0.5 y 1 no son encontrados en la práctica porque en esta región, la pérdida regulada de sustentación brinda valores bajos de velocidad de punta y el ángulo regulado de paso del aerogenerador también es bajo, originando altos coeficientes de empuje.

2.1.2.6 Potencia de un aerogenerador

La potencia (P) de la energía eólica de un sistema de conversión, o generador de energía eólica, es en teoría proporcional a la velocidad del viento (v) elevado a la tercera potencia ($P \propto v^3$). Una típica curva de potencia de un tamaño mediano WECS se muestra en la **figura 2.12**. Esta curva estima la potencia que puede extraer el aerogenerador del viento en función de la velocidad del viento que alcanza el rotor.

Figura 2.12 Curva de la potencia de un aerogenerador tripala



Fuente: Solar Energy Laboratory (2000). *Manual of Trnsys 15.3.15* ed. Madison, Wisconsin: University of Wisconsin.

Se dice que esta curva estima la potencia de salida ya que esta fue obtenida bajo ciertas condiciones meteorológicas determinadas por el fabricante del aerogenerador.

2.1.3 Grupo electrógeno²¹

Un grupo electrógeno es el conjunto formado por un generador eléctrico, encargado de producir electricidad, y un motor de combustión interna que mueve al generador. Comúnmente son utilizados para proporcionar o cubrir un déficit de energía eléctrica en aquellos lugares donde no hay suministro eléctrico, o cuando los cortes del suministro eléctrico son reiterados.

2.1.3.1 Motor de combustión interna

Un motor de combustión interna es una máquina térmica que tiene por objeto transformar la energía química de un combustible en energía mecánica. La energía química puede provenir de diferentes fuentes primarias, pero en el caso de los motores endotérmicos, es obtenida de la combustión de combustibles líquidos o gaseosos en una cámara de combustión, parte principal de un motor. Se emplean motores de combustión interna de cuatro tiempos.

El motor de explosión ciclo Otto, cuyo nombre procede del técnico alemán que lo inventó, Nikolaus August Otto, es el motor convencional de gasolina que se emplea en automoción y aeronáutica.

El motor Diesel, llamado así en honor del ingeniero alemán nacido en Francia Rudolf Diesel, funciona con un principio diferente y suele consumir gasóleo. Se emplea en instalaciones generadoras de energía eléctrica, en sistemas de propulsión naval, en camiones, autobuses y automóviles.

2.1.3.2 Motor convencional tipo Otto

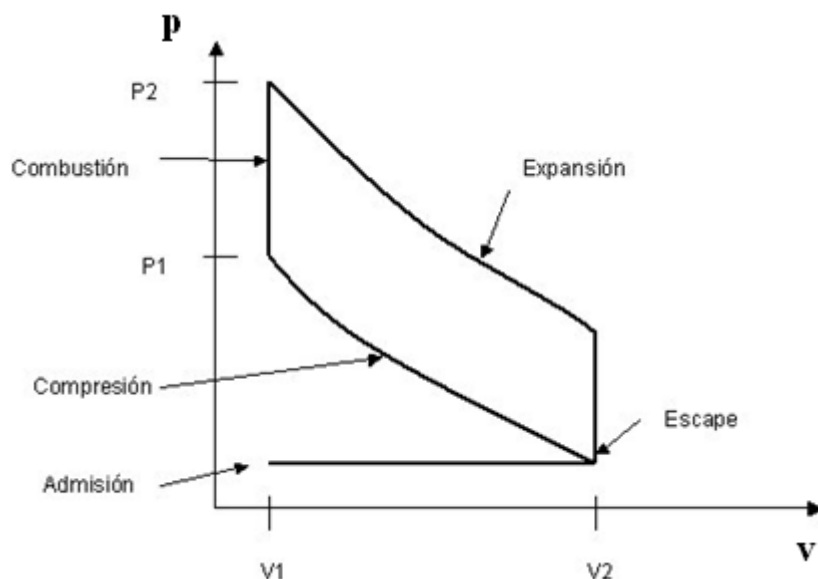
El motor Otto de 4 tiempos utiliza una mezcla de aire y gasolina, además de un sistema de encendido que le permite iniciar la ignición. La **figura 2.13** describe el ciclo Otto, el ciclo empieza con la etapa de aspiración, seguida por la etapa de compresión y combustión, y finalmente, la etapa de expansión.

El ingreso del fluido a la cámara de combustión se origina por la aspiración de un volumen de mezcla aire-combustible, luego esta mezcla es comprimida por el pistón hasta alcanzar el punto muerto superior. Es en este momento, cuando se enciende y se quema a volumen constante, para luego producir una expansión (carrera útil) en cuyo transcurso produce el trabajo, luego en la carrera ascendente se eliminan los gases de la combustión y el ciclo se inicia nuevamente.

La eficiencia media de un buen motor Otto oscila entre un 20% y 25%: sólo la cuarta parte de la energía química del combustible se transforma en energía mecánica.

²¹ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [11], [12] y [13].

Figura 2.13 Diagrama p-V de un motor a gasolina



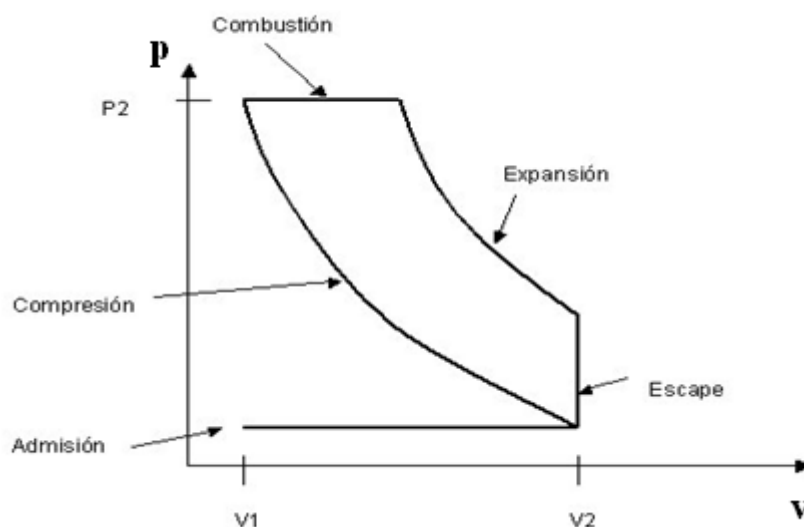
Fuente: www.mailxmail.com/curso-motores-combustion-interna.

2.1.3.3 Motor tipo Diesel

Las transformaciones del fluido en el interior del motor se realizan de acuerdo a un ciclo cerrado, utiliza aire a presión atmosférica o a una mayor presión en los sistemas sobrealimentados y la inyección de un combustible líquido, el cual se enciende por la alta temperatura del aire lograda después de la compresión del aire. Las transformaciones del fluido son las siguientes:

En la carrera de aspiración del pistón, aspira un volumen de aire que ingresa al cilindro; cuando el pistón sube comprime el aire alcanzando una alta temperatura, en ese momento se inyecta finamente pulverizada una cierta cantidad de combustible líquido, que a medida que ingresa, se enciende y produce una combustión a presión constante (teórico), para luego expandirse realizando la carrera útil, en cuyo transcurso entrega trabajo, luego en la carrera ascendente se eliminan los gases de la combustión y el ciclo se inicia nuevamente. Todas estas etapas se resumen en el diagrama p-V de un motor Diesel de la **figura 2.14**.

Figura 2.14 Diagrama p-V de un motor Diesel



Fuente: www.mailxmail.com/curso-motores-combustion-interna.

2.1.3.4 Componentes de un motor de combustión interna

- Cámara de combustión

La cámara de combustión es el elemento dentro del cual una mezcla de combustible y aire a alta presión se quema. La configuración de la cámara es de vital importancia, ya que la eficiencia del motor depende de ello.

En el interior de la cámara de combustión se desliza un pistón muy ajustado al cilindro, el cual modifica el volumen que existe entre la cara interior del pistón y las paredes de la cámara. La cara exterior del pistón está acoplada por un eje al cigüeñal, que convierte el movimiento lineal del pistón en movimiento rotatorio.

- Sistema de alimentación

El sistema de alimentación de combustible líquido es una instalación que adecua la provisión de diesel o gasolina a las necesidades y especificaciones del sistema de inyección o del carburador del motor.

Este sistema permite la circulación del combustible desde el tanque de combustible hasta la bomba de inyección de los motores Diesel o hasta los inyectores en la inyección electrónica de gasolina, regula la presión de alimentación y retiene las impurezas sólidas que pueda arrastrar.

Consta de una bomba centrífuga, a engranajes, a diafragma, a leva, émbolo o lobular, de un regulador de presión, conducto de circulación, y un filtro. Esta bomba

proporciona la energía necesaria al combustible para que pueda circular a través del carburador o del sistema de inyección.

- Sistema de refrigeración

La función de este sistema es extraer el calor generado por el motor para mantener su temperatura de trabajo constante.

Está acondicionado con una bomba de circulación, un fluido refrigerante (agua o agua más productos químicos para cambiar algunas propiedades del agua pura), uno o varios termostatos, un radiador o intercambiador de calor según el motor, un ventilador u otro dispositivo de circulación de aire y conductos rígidos y flexibles para efectuar las conexiones de los componentes.

- Sistema de lubricación

Su función es evitar el contacto, metal con metal, de las partes móviles. Además, funciona como un sistema de refrigeración de las partes con altas temperaturas al intercambiar calor con el medio ambiente cuando pasa por las zonas de más baja temperatura o pasa a través de un radiador de aceite.

Consta básicamente de una bomba de circulación, un regulador de presión, un filtro de aceite, un radiador de aceite y conductos internos y externos por donde circula.

El funcionamiento es el siguiente: una bomba, generalmente de engranajes, toma el aceite del depósito del motor, usualmente el carter, y lo envía al filtro a una presión regulada, se distribuye a través de conductos interiores y exteriores del motor a las partes móviles que va a lubricar y/o enfriar, luego pasa por el radiador donde se extrae parte del calor absorbido y retorna al depósito o carter del motor, para reiniciar el ciclo.

- Sistema de escape

Este sistema es importante porque ayuda a conducir los gases de combustión del motor al exterior y reducir la emisión de algunos gases nocivos.

Consta de un múltiple de escape, conductos, catalizador, silenciador y en algunas instalaciones, de sensores auxiliares.

Su funcionamiento se fundamenta en las leyes de conducción de gases a través de cañerías y por el estudio de las ondas producidas por el flujo alternativo. Los gases producto de la combustión, son enviados por el pistón en su carrera ascendente y salen a través de la válvula de escape al múltiple o conducto colector, a partir de este dispositivo, el sistema puede resultar en uno o varios catalizadores para reducir la propagación de gases nocivos, y finalmente, al silenciador para reducir la contaminación sonora.

- Sistema biela-manivela

Este sistema es la interfase entre la energía térmica, producto de la combustión, y la energía mecánica, resultante. Este sistema transforma el movimiento lineal en movimiento rotativo para producir trabajo útil.

Este sistema está conformado por un pistón vinculado a una biela y ésta a su vez conectada a una manivela o cigüeñal. Las articulaciones entre ellos, es a través de bujes o cojinetes de metal o anti-fricción.

Para motores conformados por varios cilindros, el cigüeñal tiene una posición inicial, llamada espiga de cigüeñal y enlaza a cada eje, de esta forma la energía generada por cada cilindro es aplicada al cigüeñal en un punto determinado de la rotación. Los cigüeñales están provistos de pesados volantes y contrapesos cuya inercia reduce la irregularidad del movimiento del eje.

El pistón limitado a desplazarse dentro de un cilindro, produce un movimiento rectilíneo, inicialmente hacia abajo debido a la presión que los gases de combustión ejercen sobre él cuando se expanden, y como el pistón está vinculado a una biela, ésta lo sigue en su desplazamiento, pero como la biela está conectada a la manivela del cigüeñal, produce la rotación de ésta, el movimiento continúa, cuando el pistón sube debido a la inercia de los contrapesos del cigüeñal, logrando una vuelta completa, luego el ciclo se repite dando como resultado el movimiento de rotación del cigüeñal, el cual transmite este movimiento al exterior de la máquina que está acoplada.

- Sistema mecánico de regulación de velocidad

Este es el sistema más usado en los motores estacionarios, este sistema también puede ser electrónico o de otro tipo.

Permite regular las revoluciones del motor en el régimen deseado para poder obtener la frecuencia de red deseada, ya que de él depende si ésta es a 50 Hz ó 60 Hz.

Está conformado por un eje de entrada, unos contrapesos móviles y un sistema de transmisión de movimiento por palancas hasta la leva de accionamiento del carburador o bomba de inyección del motor diesel.

El eje de entrada toma el movimiento de rotación del motor mediante engranajes o correa dentada, este movimiento se transmite a un mecanismo que tiene unos contrapesos que se mueven por acción de la fuerza centrífuga, esta acción a su vez se transforma mediante un sistema de palancas en otro movimiento de trayectoria lineal acotada, que finalmente, se transmite mediante otras palancas a la leva del carburador o de la bomba inyectora.

La regulación automática de la velocidad del motor se realiza por medio de una tarjeta electrónica de control, la que proporciona una señal de entrada “pick up” y una para la salida del “actuador”. El pick es un dispositivo magnético que se instala justo en el engranaje situado en el motor, y éste, a su vez, está acoplado al engranaje del motor de

arranque. El pick-up detecta la velocidad del motor, produce una salida de voltaje debido al movimiento del engranaje que se mueve a través del campo magnético de la punta del pick-up. Por lo tanto, debe haber una correcta distancia entre la punta del pick-up y el engranaje del motor. El actuador sirve para controlar la velocidad del motor en condiciones de carga.

Cuando la carga alcanza niveles muy elevados causa que la velocidad del motor se incrementa generando la potencia necesaria para los receptores. Por el contrario, cuando la carga tiene niveles muy bajos, la velocidad disminuye. Controlar automáticamente la velocidad del motor de acuerdo al régimen de carga, es el fundamento del actuador, y evitar cambios bruscos en la velocidad para mantener una potencia continua de salida. Normalmente, el actuador se acopla al dispositivo de entrada del fuel-oil del motor.

- Sistema de transmisión de potencia

Permite acoplar y desacoplar el movimiento de rotación del motor al alternador que acciona.

Su función es la de tomar el movimiento de rotación del volante inercial y transmitirla a través de discos dentados giratorios y platos o discos fijos a un eje de salida donde se acopla finalmente la máquina o carga.

Consta básicamente de una corona dentada (de encastre) fija en el volante inercial, unos discos dentados intercambiables de fibra y metal (ferrodos), acoplados a la corona de arrastre, discos o platos metálicos fijos y deslizantes, un dispositivo de empuje con su accionamiento y un eje de salida montado sobre rodamientos en una carcasa metálica.

El principio de operación se basa fundamentalmente en la acción de freno o embrague que ejercen los discos en movimiento sobre los platos o discos fijos y deslizantes cuando éstos se juntan entre sí accionados por un sistema de palancas y resortes que mantienen una determinada presión entre sí, evitando el deslizamiento, y finalmente transmiten el movimiento al eje de salida solidario con los discos deslizantes, y de éste a la máquina o dispositivo conducido.

- Sistema de encendido

Este sistema se encarga de proporcionar la energía necesaria para la ignición de la mezcla de combustible-aire. Su presencia es de vital importancia porque garantiza el inicio del proceso de combustión en los motores que trabajan bajo el principio del ciclo Otto, produciendo una chispa que inicia la combustión.

Está conformado por un generador de corriente o batería, un arrollamiento primario, un interruptor mecánico, un condensador, arrollamiento secundario, un distribuidor y bujías.

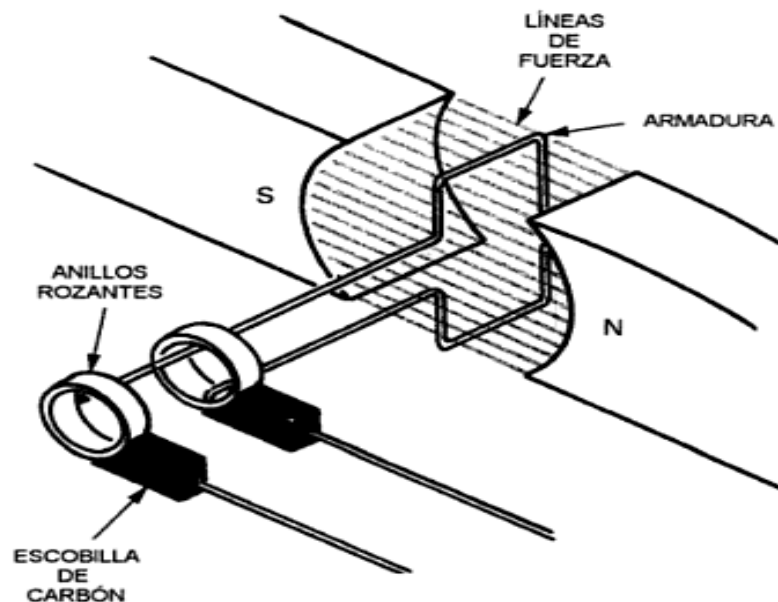
El funcionamiento es el siguiente: el generador de corriente o una batería suministra energía eléctrica que circula a través de un interruptor mecánico y un condensador a un circuito primario de una bobina, cuando se abre el interruptor se produce una variación rápida, ayudada por el condensador, del campo magnético, que produce el paso de corriente por el arrollamiento primario, lo cual induce en el arrollamiento secundario una tensión muy elevada (14000 o 20000 V), esta tensión se distribuye al cilindro correspondiente de acuerdo a la secuencia de encendido y provoca en los extremos de una bujía una chispa en el interior del motor, que es la que enciende finalmente la mezcla aire-combustible.

2.1.3.5 El generador eléctrico

El alternador es una máquina capaz de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Al girar una espira cuyos extremos están unidos a dos anillos, bajo la influencia de un campo magnético uniforme Norte – Sur, se induce una fuerza electromotriz (*fem*) alterna, cuya polaridad depende del sentido del campo y su valor del flujo que lo atraviesa. Por otro parte, el valor de la frecuencia dependerá de la velocidad de giro para un número determinado de polos.

Un alternador consta de dos partes fundamentales que se muestran en la **figura 2.15**, el *inductor*, que es el que crea el campo magnético ó líneas de fuerza y el *inducido* ó *armadura* que es el conductor, el cual es atravesado por las líneas de fuerza de dicho campo magnético.

Figura 2.15 Generador eléctrico elemental



Fuente: Enríquez Harper, G. (2004). *El Libro Práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos*. 1º ed. México: Editorial Limusa S.A de C.V.

Si la espira gira con velocidad angular constante (ω). Al cabo de un cierto tiempo (t) el ángulo que forma el campo magnético y la perpendicular al plano de la espira es ωt . El flujo del campo magnético (B) a través de una espira de área S es [13]:

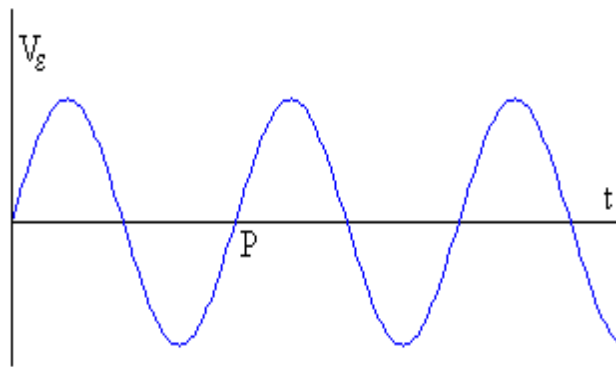
$$\Phi = BS \cos(\omega t) \quad (2.6)$$

La fuerza electromotriz inducida en la espira y que se muestra en la **figura 2.16** es descrita por la siguiente ecuación [13]:

$$f.e.m = V_e = -\frac{d\Phi}{dt} = \omega BS \sin(\omega t) \quad (2.7)$$

Donde	Φ	: Flujo de campo magnético $[Tm^2]$
	B	: Campo magnético $[T]$
	S	: Área de la espira $[m^2]$
	ω	: Velocidad angular $[rad/s]$
	t	: Tiempo $[s]$

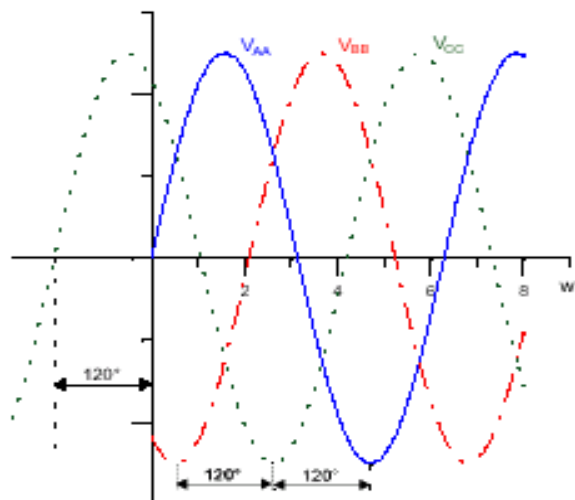
Figura 2.16 **Fuerza electromotriz en función del tiempo**



Fuente: www.sc.ehu.es.

Si se acoplan tres bobinas, desfasadas 120° entre sí, y se les hace rotar dentro de un campo magnético Norte-Sur, se induce una f.e.m alterna en cada una de ellas desfasadas 120° , como indica el diagrama de la **figura 2.17** en función del tiempo.

Figura 2.17 Fuerza electromotriz para un sistema trifásico



Fuente: www.pdf-search-engine.com.

2.1.3.6 Componentes de un generador de corriente alterna

Los principales componentes de un generador de corriente alterna son:

- Estator

El estator está conformado por tres componentes importantes:

1. Sistema de conexión

Por tratarse de una bobina abierta, ésta tiene un principio y un final; los principios de las bobinas, en los sistemas trifásicos, se distinguen con las letras U, V, W y sus finales con las letras X, Y, Z. Dos tipos de conexiones pueden ser distinguidas en los alternadores:

➤ Sistema de conexión en estrella

Para conectar el bobinado en estrella se unen los finales XYZ de las tres fases formando un punto común que es el neutro, dejando libre los tres principios UVW. Con esta conexión se consigue 480 V entre dos fases y 220 V entre fase y neutro.

➤ Sistema de conexión en triángulo

En la conexión en triángulo se une el final de cada fase con el principio de la siguiente X con V, Y con W y Z con U. La diferencia de potencial que existe entre fase y fase es de 220 V.

2. Componentes mecánicas

La carcasa, el núcleo, las bobinas y la caja de terminales son las componentes mecánicas de un alternador.

- Rotor

En el rotor se encuentran ubicadas las bobinas del devanado²² de campo que inducen el voltaje en el devanado de armadura²³, en donde se encuentran las bobinas que determinan si el generador es monofásico ó trifásico [12].

El rotor está acondicionado con polos que consisten de paquetes laminados de hierro magnético (para reducir las llamadas corrientes circulares) con conductores de cobre arrollados alrededor del hierro, estos polos están excitados por una corriente directa. Los polos están distribuidos a 180° entre ellos sobre el rotor. Los polos se pueden configurar de dos formas: polos salientes (baja velocidad) ó rotor cilíndrico (alta velocidad).

- Sistema de enfriamiento

1. Con aire

El aire del exterior, a temperatura ambiente, es forzado a circular a través del rotor y del estator por medio de los impulsores que se encuentran en ambos extremos del rotor. El aire caliente es expulsado por la parte de atrás del generador para completar el ciclo, es decir circula una sola vez.

2. Cambiador aire-aire

En este sistema, el cambiador recircula el aire a través del estator constantemente, lo que permite mantener limpios los aislamientos, ya que el aire se cambia constantemente y con esto se elimina la necesidad de los filtros de aire en el sistema.

3. Cambiador de aire –agua

El calor proveniente del rotor y del estator a través de un enfriador, el cual está conformado por un cierto número de tubos de cobre con perforaciones de circulación alrededor del diámetro exterior de los tubos. Es necesario tener fuentes de agua de enfriamiento, que se debe hacer circular a través de estos enfriadores.

²² Bobinas del devanado: son las bobinas que producen el campo electromagnético.

²³ Devanado de armadura: es el conjunto de espiras de alambre.

- Excitatriz

1. Excitatriz sin escobillas

En este sistema se han eliminado las escobillas y el conmutador. La excitatriz en un generador de corriente alterna con polos de campo estacionarios, el voltaje en corriente alterna en los devanados rotatorios se rectifica mediante diodos ubicados sobre la estructura rotatoria. En voltaje en corriente directa se aplica directamente sobre los devanados de campo del generador. Finalmente, el regulador de voltaje controla la corriente de campo para proporcionar el voltaje deseado en los terminales del generador.

2. Excitatriz estática

En este sistema se eliminó la excitatriz rotatoria, pero conserva las escobillas y los anillos rozantes, la potencia para el campo se toma de la salida del generador. El sistema de control de voltaje controla la corriente excesiva de campo para regular el voltaje del generador. Estos sistemas permiten una respuesta más rápida que los otros sistemas de excitación, para controlar el voltaje.

2.2 Subsistema de acumulación de energía²⁴

El bloque de acumulación contiene tres componentes: el banco de baterías, el control de carga y el fusible de protección. El banco de acumulación usa, casi con exclusividad, un tipo especial de batería llamada **batería solar**. Estas se ofrecen en versiones de 6 V, 12V y 24V. La **figura 2.18** muestra un conjunto de baterías solares. Ellas almacenan energía eléctrica para ser utilizada por las noches o cuando los módulos no generan la suficiente potencia para alimentar la carga, es por ello que ellas tienen una vital importancia sobre la confiabilidad global del sistema.

Figura 2.18 Conjunto de baterías solares



Fuente: www.sumiseran.es.

²⁴ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [1], [6] y [7].

El regulador de carga cumple dos funciones: garantiza un régimen de carga adecuado para las baterías, y evita la descarga de las mismas a través de los módulos durante la noche cuando el voltaje de salida es nulo. Si no se usara un control, el régimen de carga podría sobrecargar las baterías. Esta condición, como se verá al tratar el tema, acorta la vida útil de las mismas. Muchos fabricantes de reguladores de carga adicionan, en algunos modelos, funciones auxiliares dentro del producto. La más común es la de monitoreo del proceso de carga.

El fusible de baterías es incorporado al sistema como un elemento de seguridad. Aún cuando el banco consista de una sola unidad, un cortocircuito accidental entre los bornes de salida significa que la corriente que circula por la batería alcanzará valores de **miles de amperes**, por varios segundos, acelerando la reacción química y disipación de calor dentro de la misma. Los gases generados no escapan en su totalidad, llegando a producir una violenta explosión.

Como las baterías utilizan electrolitos altamente corrosivos, las consecuencias pueden ser trágicas. Cortocircuitos que no terminan en explosiones acortan la vida útil de las baterías y pueden dañar el aislamiento de los cables de conexión (excesivas pérdidas de calor).

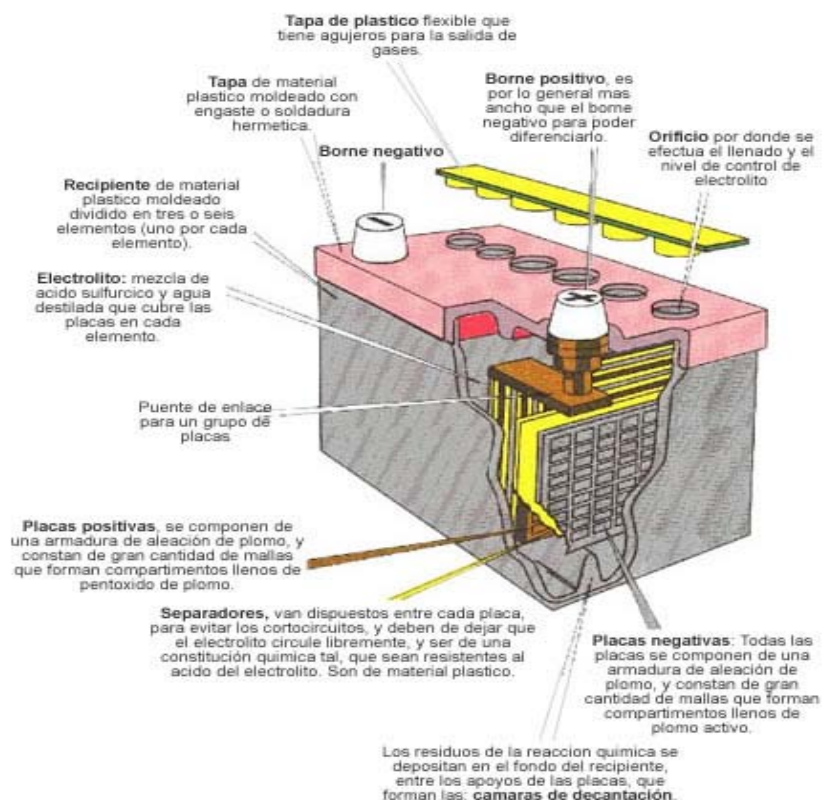
2.2.1 Baterías

Dispositivo electroquímico el cual almacena energía en forma química, pudiendo obtenerse de ella energía en forma de eléctrica. Usando procedimientos electroquímicos reversibles.

2.2.1.1 Componentes de una batería

Desde el punto de vista constructivo las baterías o acumuladores están compuestos esencialmente por placas, materia activa, rejillas, separadores y electrolitos. La **figura 2.19** presenta una descripción detallada de cada componente.

Figura 2.19 Componentes de una batería solar



Fuente: www.mecanicavirtual.org.

- Placas

Las placas están compuestas por rejillas y materia activa.

- Rejillas

Ellas son encargadas de distribuir la corriente sobre toda la placa y actúa como sostén de la materia activa.

- Materia activa

Esta compuesta por elementos de una célula que interviene en la reacción electroquímica de carga y descarga.

- Separadores

Están ubicados intercaladamente entre las placas positivas y negativas con el propósito de evitar el contacto eléctrico entre ellas, y no se produzca cortocircuito.

- Electrolito

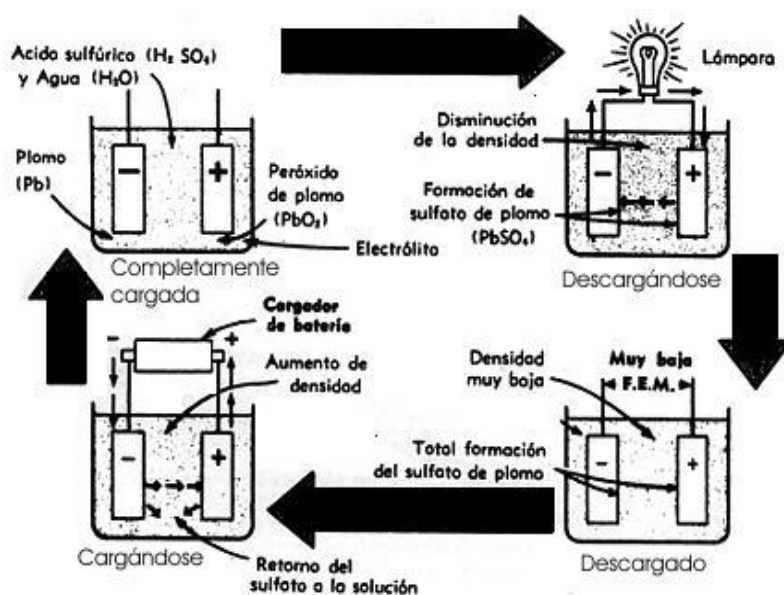
Es el canal que se encarga del transporte de las cargas eléctricas entre los electrodos positivos y negativos.

2.2.1.2 Principio de funcionamiento de una batería

El mecanismo que gobierna el funcionamiento de una batería, como una fuente portátil de energía eléctrica es: **una doble conversión de energía, llevada a cabo mediante el uso de un proceso electro-químico.**

La primera conversión, energía eléctrica en energía química, toma lugar durante el proceso de carga. La segunda, energía química en eléctrica, ocurre cuando la batería es descargada. Para que estas conversiones puedan ocurrir se necesitan dos electrodos metálicos inmersos en un medio que los vincule, llamado electrolito. Este proceso se muestra en la **figura 2.20**.

Figura 2.20 Principio de funcionamiento de una batería



Fuente: www.iie.fing.edu.uy.

Esta agrupación forma una celda de acumulación, cuyo voltaje, en una batería, excede levemente los 2V, dependiendo de su estado de carga. En el proceso electrolítico cada uno de los electrodos toma una polaridad diferente. La batería tiene entonces un terminal negativo y otro positivo, los que están claramente identificados en la caja de plástico con los símbolos correspondientes (- y +).

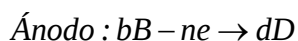
- Proceso de descarga

Idealmente el "ciclo" de carga-descarga puede ser repetido indefinidamente. Pero en la práctica existen limitaciones para el máximo número de ellos, ya que los electrodos

pierden parte del material con cada descarga, esto produce el envejecimiento de una batería. La diferencia funcional entre diferentes tipos de baterías obedece al uso de diferentes electrolitos y electrodos metálicos. Dentro de un mismo tipo de batería, la diferencia funcional es el resultado del método de fabricación.

El material del ánodo reacciona con el electrolito liberando electrones formando un material D. Proceso de oxidación²⁵.

El material del cátodo reacciona con el electrolito ganando electrones, formando un material C. Proceso de reducción²⁶.



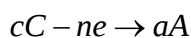
- Proceso de carga

La tensión suministrada por una batería de acumulación es de corriente continua. Para cargarla se necesita un generador de corriente continua, el que deberá ser conectado con la polaridad correcta: positivo del generador al positivo de batería y negativo del generador al negativo de batería. Para poder forzar una corriente de carga, el voltaje deberá ser algo superior al voltaje en los terminales de la batería.

La corriente de carga provoca reacciones químicas en los electrodos, las que continúan mientras el generador sea capaz de mantener esa corriente, o el electrolito sea incapaz de mantener esas reacciones, **el proceso es reversible**. Si desconectamos el generador y conectamos una carga eléctrica a la batería, circulará una corriente a través de ésta, en dirección opuesta a la de carga, provocando reacciones químicas en los electrodos que vuelven el sistema a su condición inicial.

El material C reacciona liberando electrones y formando el material A constituyente del Cátodo.

El material D reacciona ganando electrones y formando el material B constituyente del Ánodo.



Cuando un tipo de energía es transformada en otro la eficiencia del proceso jamás alcanza el 100%, ya que siempre existen pérdidas (calor). La doble conversión energética que se desarrolla dentro de una batería obedece esta ley física. Habrá, por lo tanto, pérdidas de energía durante **los procesos de carga y descarga**.

²⁵ Anexo C: Reacciones químicas.

²⁶ Anexo C: Reacciones químicas.

2.2.1.3 Parámetros eléctricos

Cuatro parámetros definen una batería solar e influyen directamente en su rendimiento son:

- El valor máximo de corriente de descarga proporcionado por una batería o acumulador, en forma permanente, durante un determinado número de horas de descarga.

La comparación entre los distintos modelos de baterías puede ser hecha comparando el valor máximo de corriente de descarga. Este valor ha sido estandarizado por los fabricantes de baterías. El valor máximo de corriente permite una descarga continua de 20 horas de duración. Al término de estas 20 horas la energía remanente en la batería es el 20% de la máxima con la que inicio la operación.

Los dos parámetros característicos usados son: **corriente y tiempo**, ellos determinan la capacidad de la batería en **Amper.horas (Ah)**. De ella se deriva el valor de corriente máxima que caracteriza a una batería para un régimen de descarga dado.

Para entender mejor la definición de máxima corriente de descarga, se muestra a continuación un ejemplo: si la capacidad de una batería solar es de 200 Ah, la máxima corriente que la batería puede mantener de forma continua durante la descarga es de 10A. Esta forma de dar el valor de la corriente parece arbitraria, pero no lo es, si se recuerda que la máxima corriente de descarga, por definición, requiere un número específico de horas.

Si la batería del ejemplo se descarga con un régimen de C/40, la corriente de descarga es de 5A. Todo valor fraccionario para el cual el denominador es **mayor que veinte** (20), debe interpretarse como una descarga (o carga) que demanda **menos** corriente que el valor máximo.

- Su capacidad para acumular energía.

El producto del voltaje nominal por el número de Ah determina la cantidad de energía eléctrica que puede ser almacenada por una batería. Este producto se evalúa en Watt-hora [Wh] ó [kWh] con la **ecuación 2.8 [7]**:

$$E_{bat} = V_{nom} * Ah \quad (2.8)$$

Donde

E_{bat}	: Energía almacenada en la batería [Wh]
V_{nom}	: Voltaje nominal de la batería [V]
Ah	: Capacidad [Ah]

Si el voltaje nominal, de la batería de nuestro ejemplo, es 6V, la cantidad de energía que puede ser acumulada es de 1200Wh (1,2kWh).

- La profundidad máxima de descarga (**PdD**) que puede tolerar, sin deteriorar, en forma repetitiva.

La cantidad de energía que se puede obtener durante una descarga de una batería plenamente cargada, dada en forma porcentual respecto a la carga máxima, representa la profundidad máxima de descarga.

Es importante diferenciar entre la máxima profundidad de descarga de la profundidad máxima de descarga diaria o superficial. Las baterías solares pueden admitir una descargas diarias superficiales entre el 20% y el 30%, y descargas puntuales profundas entre el 70% y 80%. Es lógico pensar que cuanto menos usual sean éstas últimas y menor la profundidad de descarga mayor será la vida útil de los acumuladores.

- El máximo número de ciclos de carga/descarga (u otro parámetro equivalente) determinan la vida útil de la unidad. Este factor está íntimamente relacionado con la profundidad de descarga, ya que si ésta es elevada, el número de ciclos se reduce.

Se sabe que el proceso químico de una batería recargable es reversible. Sin embargo, todo acumulador tiene una vida finita (vida útil). Con cada descarga, algo del material activo de las placas se pierde, el que se asienta en el fondo de la caja. Esta reducción de material activo trae por consecuencia la reducción de la vida útil de la batería. El número de ciclos que una batería puede entregar durante su vida útil depende del porcentaje de descarga y del modelo elegido. Es razonable pensar que si el número de ciclos se reduce es por causa de un nivel elevado de descarga.

2.2.1.4 Tipos de baterías estacionarias de ciclo profundo

Son las más adecuadas para los usos fotovoltaicos debido a su larga vida y a su excepcional capacidad de funcionamiento en regímenes de carga y descarga lentas. Los modelos que se comercializan son:

- Abiertas de plomo ácido

Son las más adecuadas para los usos fotovoltaicos debido a su larga vida y a su excepcional capacidad de funcionamiento en regímenes de carga y descarga lentas. Tienen la ventaja de poseer una autodescarga baja, ser baratas y simples de fabricar, ya que es una tecnología madura, confiable y bien entendida.

En base a su estructura interna de sus placas, se dividen en monoblock y de vasos independientes.

1. Monoblock:

Los monobloc ocupan muy poco espacio, se instalan rápidamente y, al mismo tiempo, son muy robustos y compactos.

2. Vasos independientes:

Las ventajas de los acumuladores compuestos por elementos independientes son la facilidad de sustitución de los mismos en caso de avería, y una mayor capacidad de reserva de electrolito, lo que se traduce en un bajo mantenimiento.

Pero por su apariencia externa pueden ser clasificadas en translúcidas o transparentes. En cuanto a la diferencia entre las baterías translúcidas y transparentes se limita al aspecto del recipiente, sin afectar a las características de funcionamiento.

- Ácido selladas (cerradas) o libres de mantenimiento

Tienen la ventaja de no necesitar mantenimiento pero tienen la desventaja muchas veces de una vida más corta que las baterías con mantenimiento, porque por su válvula escapa cierta cantidad de vapor de agua e hidrógeno (). Una vez "evaporado" el electrolito, la batería (o la celda) está seca o dañada. A su vez se dividen en:

1. GEL

Si los gases generados en la batería de Pb-ácido pueden ser parcialmente o totalmente recombinados, la caja de la batería puede ser hermética. Esta solución es la usada en las baterías con electrolito gelatinoso (gel cell batteries, en inglés). El grado de recombinación depende de la actividad química en el electrolito (valor de la corriente). Para situaciones de emergencia, como un cortocircuito externo, estas baterías poseen una válvula de seguridad, y de allí que también se las conozcan por la abreviatura inglesa VRLA (Valve Regulated Lead Acid) o Pb-ácido regulada por válvula.

2. AGM (fibra de vidrio absorbido)

Los vendedores de baterías herméticas ofrecen, hoy día, un sólo tipo de construcción, el que se conoce por las siglas inglesa AGM (Aggregated Glass Mat). La mejor traducción sería conglomerado (aggregate) con alfombrilla (mat) "vitrosa" y electrolito. La alfombrilla es el separador de placas, el que está hecho de una estructura fibrosa fina de silicio y boro, la que tiene una apariencia vitrosa (fiberglass).

El electrolito, que ha sido reducido a una densa estructura gelatinosa, pasa a formar parte del conglomerado. Las baterías de este tipo usan un electrolito de ácido y agua, pero la solución tiene un grado de saturación menor que la del electrolito líquido.

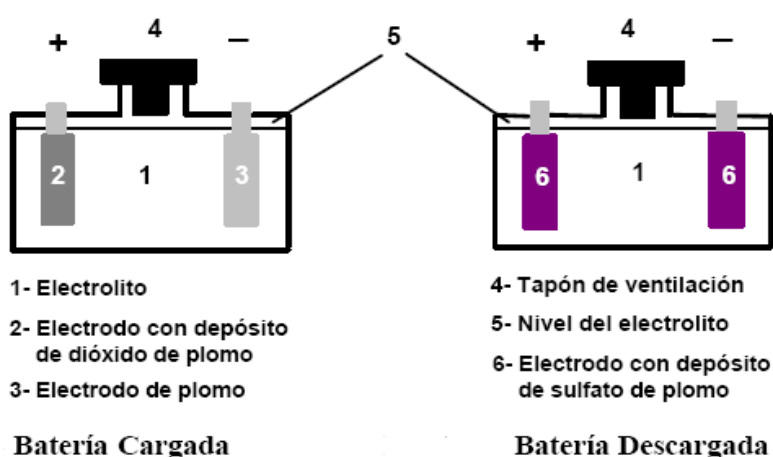
Resumiendo los tipos de baterías solares que son producidas por la industria, se procede a describir las características técnicas de una batería plomo ácido. Este tipo de baterías fue seleccionada dado su bajo costo y a sus excelentes características técnicas.

2.2.1.5 Batería de plomo – ácido

Es la batería de plomo y ácido sulfúrico con electrolito líquido. En ella, los dos electrodos están hechos de plomo y el electrolito es una solución de agua destilada y ácido sulfúrico. El electrolito de estas baterías consiste en una solución con 64% de ácido sulfúrico (H_2SO_4) de **alto grado de pureza** y 36% de agua destilada (H_2O).

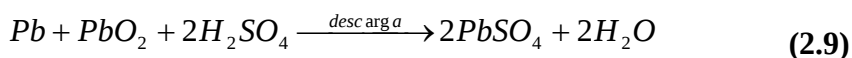
Llamándola batería **Pb-ácido**, usando el símbolo químico para el plomo (Pb). Cuando la batería está cargada, el electrodo positivo tiene un depósito de dióxido de plomo y el negativo es plomo. Al descargarse, la reacción química que toma lugar hace que, tanto la placa positiva como la negativa, tengan un depósito de sulfato de plomo. La **figura 2.21** ilustra estos dos estados.

Figura 2.21 Estados de carga y descarga de una batería plomo-ácido



Fuente: www.scribd.com.

En la descarga (la dirección de la reacción química descrita abajo es para la descarga). La reacción total para una batería plomo-ácido es [1]:



En realidad, esta reacción de descarga es la suma de las reacciones ocurridas en los electrodos negativos y positivos. Las reacciones de transferencia de carga básicas y la reacción completa toman lugar en los electrodos durante la descarga de la batería con ácido sulfúrico (H_2SO_4) como electrólito. Estas reacciones se dan en la **tabla 2.1** y para mayor ilustración en la **figura 2.22**.

Tabla 2.1 Reacciones que toman lugar en el electrodo de una batería durante la descarga

Tipo de Reacción	Reacción en electrodo negativo (-) ánodo	Reacción en el electrodo positivo (+) cátodo
Básica	$Pb \rightarrow Pb^{2+} + 2e^{-}$	$Pb^{4+} + 2e^{-} \rightarrow Pb^{2+}$
Total	$Pb + HSO_4^{-} \rightarrow PbSO_4 + H^{+} + 2e^{-}$	$PbO_2 + HSO_4^{-} + 3H^{+} + 2e^{-} \rightarrow PbSO_4 + 2H_2O$

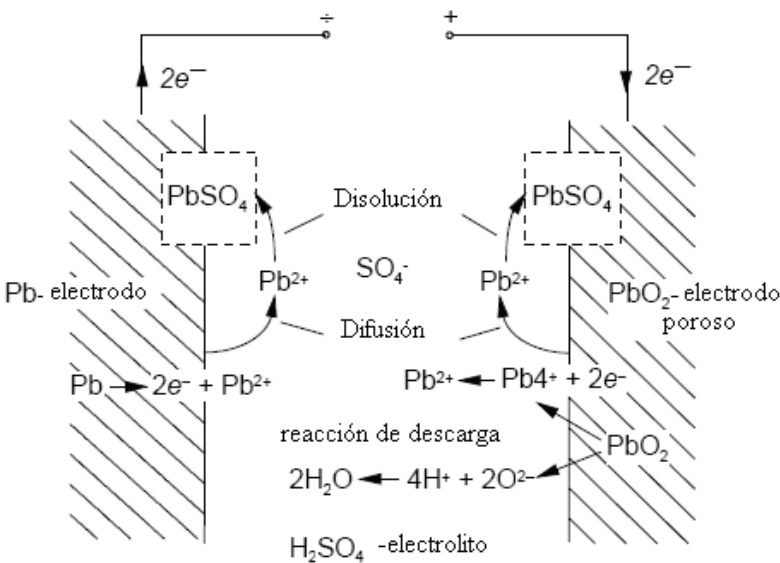
Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). “Stand-alone Power Systems for the Future”.

Durante la descarga, iones de plomo (Pb^{2+}) son disueltos en el electrodo negativo, un número correspondiente de electrones ($2e^{-}$) son removidos desde el electrodo como una carga negativa. Debido a limitada solubilidad de los iones Pb^{2+} en ácido sulfúrico (H_2SO_4), los iones disueltos forman sulfatos de plomo ($PbSO_4$) en el electrodo. Esto ocurre inmediatamente después del proceso de disolución.

El proceso de descarga en el electrodo positivo procede de similar manera. Es decir, los iones Pb^{2+} se forman por iones de Pb^{4+} por adición de una carga negativa ($2e^{-}$). Estos iones de plomo son disueltos inmediatamente para formar sulfatos de plomo ($PbSO_4$). Adicionalmente, se forma agua en el electrodo positivo durante la descarga, porque el oxígeno (O^{2-}) es liberado desde el dióxido de plomo (PbO_2) que se combina con los protones (H^{+}) de ácido sulfúrico.

Una ilustración de los pasos de la reacción (cinética) durante la descarga de la batería se da en la **figura 2.22**, donde la dirección de las reacciones de descarga son indicadas por flechas. La reacciones de carga son exactamente las mismas, pero en sentido opuesto.

Figura 2.22 Pasos de una reacción en una batería de plomo-ácido



Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). “Stand-alone Power Systems for the Future”.

Un efecto cinético adicional es la migración de iones desde los electrodos. Por ejemplo, durante la descarga, los iones H^+ migran desde los electrodos negativos y los iones HSO_4^- desde el electrodo positivo. Sin embargo, estos efectos de migración no son usualmente notados, porque ellos son igualados cuando la batería se descarga y se carga una vez más.

Finalmente, hay efectos de auto-descarga y reacciones secundarias. Las reacciones auto-descarga pueden ser causadas por corto-circuitos electrónicos resultado del crecimiento del electrodo positivo debido a la corrosión. Las impurezas disueltas en el electrolito podrían causar auto-descarga.

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

La auto-descarga en una batería plomo-ácido puede ser esencialmente determinada por la H_2 -evolución en el electrodo negativo. Para baterías estacionarias la auto-descarga es aproximadamente de 1-4mA/100Ah, o 1-3% de la capacidad nominal por mes. En comparación con la auto-descarga debido a corrosión de la celda positiva es equivalente a 1mA/100 Ah.

En resumen, de acuerdo con la termodinámica, las reacciones secundarias que puedan tomar lugar en una batería plomo-ácido son: H_2 -evolución en el electrodo negativo, O_2 -evolución en electrodo positivo, O_2 -reducción en electrodo negativo, H_2 - oxidación en el electrodo positivo, y corrosión en los electrodos. Es decir, las baterías de plomo son inestables en dos aspectos:

- El agua se descompone en oxígeno e hidrógeno cuando supera los 1.229 V/celda $\left(H_2O(l) + \text{energía eléctrica} \rightarrow H_2(g) + \frac{1}{2} O_2(g) \right)$. Este voltaje es considerablemente muy bajo comparado con el voltaje de circuito abierto (2V/celda) para una batería de plomo-ácido. Por tanto, la descomposición del agua no se puede evitar.
- La corrosión plomo en dióxido de plomo (PbO_2) ocurre en todos los elementos conductores conectados a los electrodos positivos.

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

También es de destacar el efecto que tiene la temperatura en el comportamiento de la batería. Es útil recordar que cualquier reacción química es **acelerada** cuando la temperatura se **incrementa** y es **retardada** cuando ésta **disminuye**. El incremento de la actividad química

produce una reducción de la vida útil del acumulador y el deterioro de la superficie activa de los electrodos se acelera, como lo muestra la **tabla 2.2** dada a continuación.

El estado de carga y la temperatura del electrolito son factores que influyen directamente en el voltaje de salida de una batería de Pb-ácido, haciendo que el voltaje no permanezca constante durante la carga o descarga de la batería.

Tabla 2.2 **Reducción porcentual de la vida útil vs temperatura**

Temp. del electrolito (°C)	Reducción de la vida útil (%)
25	0
30	30
35	50
40	65
45	77
50	87

Fuente: Ing. Gasquet, H. L. (2004). *Manual de Energía Solar*. 1º ed. Texas: Solar Energy Association.

De otro lado, un problema que suele presentarse cuando la temperatura del electrolito alcanza los 0°C está relacionado con el estado de carga de la batería. Si ésta está prácticamente descargada, la cantidad de agua en la solución electrolítica es mayor, como indicamos anteriormente. Al bajar la temperatura del electrolito existe la posibilidad de que el agua se congele. Si esto ocurre, su volumen aumenta. La fuerza de esta expansión distorsiona los electrodos, pudiendo dañar las celdas o quebrar la caja. El ácido del electrolito actúa como anticongelante, de manera que es extremadamente importante mantener la carga de las baterías cuando la temperatura de trabajo disminuye. Una batería solar del tipo Pb-ácido, totalmente descargada, se congela alrededor de los -10°C. Si está totalmente cargada, el punto de congelación se alcanza alrededor de los -58°C. La **tabla 2.3** proporciona valores promedios para la temperatura de congelación del electrolito líquido en función del estado de carga.

Tabla 2.3 **Temperatura de congelación vs estado de carga**

% de carga (%)	Punto de congelación
100	-58,0
75	-34,4
50	-20,0
25	-15,0
Descarga	-10,0

Fuente: Ing. Gasquet, H. L. (2004). *Manual de Energía Solar*. 1º ed. Texas: Solar Energy Association.

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

Si el proceso de carga no es controlado, el exceso de oxígeno comienza a oxidar los sóstenes de plomo de las celdas, pudiendo causar el derrumbe de los mismos. Este fenómeno es conocido como la “muerte súbita” de la batería, ya que ocurre sin dar aviso previo. Una gasificación excesiva arrastra parte del electrolito, el que es expulsado fuera de la batería, a través de los tapones de respiración. Este material contiene ácido sulfúrico, dañando los terminales de salida y disminuyendo la cantidad de ácido dentro de la batería. El proceso de carga de una batería de Pb-ácido debe minimizar la gasificación del electrolito. Algo de gasificación es útil, pues contribuye a homogeneizar la solución electrolítica. Para una batería solar de Pb-ácido de 12V nominales, trabajando alrededor de los 25°C, un voltaje de carga de 14,28V proporciona un nivel tolerable de gasificación. Un voltaje más elevado provoca un nivel de gasificación excesivo.

2.2.2 Regulador de carga²⁷

Este elemento se encarga de regular el flujo de electricidad desde los módulos fotovoltaicos hacia las baterías, suministrando la suficiente tensión y corriente a la batería para el estado en que se encuentra; así como también, el flujo de carga desde las baterías a los receptores. Además, se mantiene cargada plenamente las baterías evitando sobrecargas que puedan deteriorarlas.

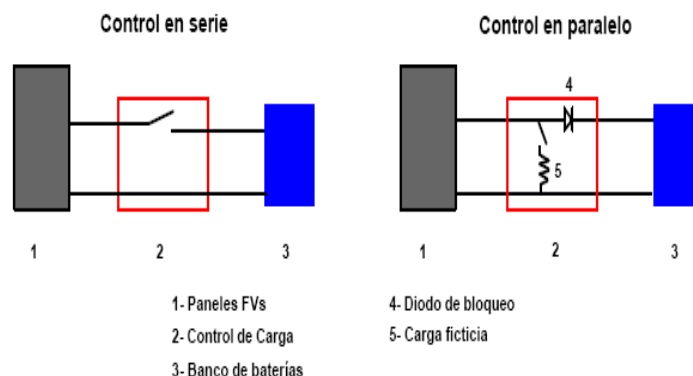
El regulador de carga funciona como un elemento aislante, aislando el banco de baterías del bloque de generación para evitar su descarga. Esto sucede en caso de presentarse días nublados o el nivel de insolación es bajo, y los módulos no pueden generar la suficiente potencia para cargar las baterías.

Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los módulos supera al del banco de baterías y el proceso de carga se reanuda. Es entonces cuando el control de carga tiene un rol activo, evitando una gasificación excesiva del electrolito.

Los numerosos modelos ofrecidos en el mercado pueden ser agrupados en dos categorías: controles en serie y controles en paralelo. Esta clasificación está relacionada con el paso que toma la corriente de carga, respecto al banco de baterías, cuando el control comienza a restringir la gasificación. En la **figura 2.23** se muestran estas configuraciones.

²⁷ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [6] y [7].

Figura 2.23 Control de carga en serie y en paralelo



Fuente: Ing. Gasquet, H. L. (2004). *Manual de Energía Solar*. 1º ed. Texas: Solar Energy Association.

En serie, el circuito se abre y se cierra intermitentemente, dependiendo del voltaje de la batería. Para evitar que las baterías se descarguen, por las noches, el circuito permanece abierto.

Un control en paralelo se da cuando, el voltaje de batería alcanza un valor predeterminado (batería cargada), la corriente de los módulos es desviada a una carga ficticia (dummy load) que está en paralelo con el banco de baterías. Como el circuito de carga permanece cerrado, se hace necesaria la presencia de un diodo al costado de la batería para evitar la descarga de las mismas. Esta configuración reduce el rendimiento de los reguladores y esta reducción se origina por la presencia del diodo, el cual origina pérdidas de potencia y reducción en el valor del voltaje de carga.

2.2.2.1 Circuito de control de un regulador

El circuito de control de un regulador está provisto por dos secciones: una que se encarga de ejercer el control, y otra que recibe este control. Un circuito de monitoreo (*feedback*, en inglés) es el que completa el circuito de control (**control loop**, en inglés) para vincular a éstas dos secciones. Mediante una señal de monitoreo se ejerce un apropiado control, en el momento y forma correcta, por parte de la sección de control.

El parámetro monitoreado es el estado de carga (EdC) de las baterías. Esto se logra monitoreando el voltaje en las baterías, valor que es recibido por el circuito de control (CdC). Aunque, el valor de este voltaje no es una manera exacta de estimar el estado de carga de una batería, pero esto se justifica por la facilidad con que se puede monitorear el voltaje y desde los primeros diseños se lo utilizó como señal de *feedback*. De otro lado, esta medida se vuelve más exacta hacia el final del ciclo de carga, etapa sobre la cual el voltaje en la batería se mantiene constante, lo que permite una información más eficaz sobre el EdC de la batería.

La batería y el circuito de control (CdC) están siempre conectados. Para sistemas de alta tensión, se utiliza un cable adicional de monitoreo para no introducir error a causa de las significativas caídas de tensión producto de las elevadas corrientes que circulan por el circuito. Una corriente de muy baja intensidad, marcados con un asterisco en la **figura 2.24**, circular por este cable adicional.

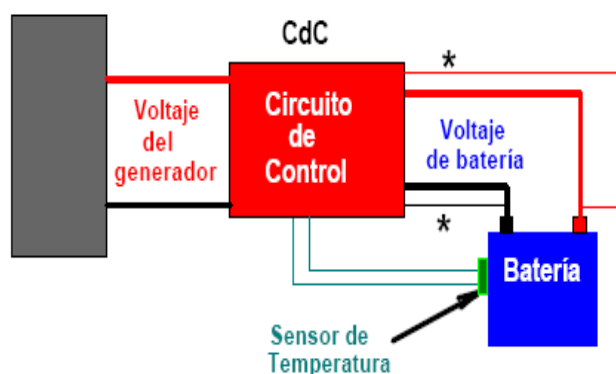
Adicionalmente, la implementación de un sensor de temperatura permite ejercer un monitoreo más exacto del estado de carga de la batería, proporcionando un voltaje adicional al circuito de control. Este nuevo sensor se conecta mediante un terminal especialmente provisto en el circuito de control.

El sensor usa un termistor. Este componente cambia su resistencia con la temperatura. Estas variaciones de resistencia son interpretadas por el circuito del control de carga, el que actúa variando el valor del voltaje de salida. Adicionando o substrayendo el valor del voltaje máximo de carga, dependiendo de la temperatura del electrolito.

El monitoreo del voltaje de la batería es continuo durante todo el día y la noche. Esto permite interrumpir el proceso de descarga, cuando éste alcanza un valor excesivamente bajo (low voltage disconnect, en inglés).

Similar criterio es aplicado al voltaje de salida del módulo fotovoltaico, interrumpiendo el circuito de carga cuando el voltaje es menor al voltaje de carga de la batería.

Figura 2.24 **Control de carga**



Fuente: Ing. Gasquet, H. L. (2004). *Manual de Energía Solar*. 1º ed. Texas: Solar Energy Association.

2.2.2.2 Algoritmos utilizados para el control de carga

La presencia de microprocesadores dentro del circuito de control hace necesaria la implementación de programas específicos, que controlen su funcionamiento. Estos programas específicos son llamados algoritmos de carga, los que tienen varias etapas o multi-etapas. Estos algoritmos son la fuente de control de los modernos reguladores.

Permiten diseñar un circuito de control que otorga una adaptación muy eficaz entre el estado de carga de la batería y el generador de carga. Además, contribuyen a que los microprocesadores tengan un bajo consumo de energía, un consumo bajo, cuando el circuito de carga se cierra y se abre. Esto también es debido, a la elevada resistencia de entrada ($10^6 \Omega$) de los Fets²⁸ de potencia incorporados dentro del circuito de control.

Ambos factores facilitan el control de corrientes muy elevadas por parte del circuito de control, consumiendo pequeñas decenas de mA. Por otra parte, las pérdidas durante el periodo de conducción son pequeñas, ya que la resistencia interna de los fets de potencia durante este periodo es baja.

- Primera etapa

Esta primera etapa de control y la segunda, son iguales para todos los reguladores de carga, independientemente de cuantas etapas de control se ofrezcan. Los criterios considerados para el diseño de estas dos primeras etapas son los mismos para todos los fabricantes.

El tiempo que toma un regulador en cargar un banco de baterías se ve limitado por la duración del día solar promedio. Es por eso que este proceso tiene que ser lo más rápido posible. El inicio del proceso de carga se ve acelerada por la gran cantidad de iones libres en el electrolito cuando la batería está descargada. Esto permite obtener una carga bruta substancial (bulk charge, en inglés) en las primeras horas del día.

El proceso de carga es el mismo para todos los fabricantes y radica en saber escoger un voltaje de referencia, idóneamente alto que permita a la batería alcanzar un estado de carga cercano al 80% del máximo, en el instante que el voltaje de la batería alcanza el valor de referencia. Durante este proceso de carga la corriente es igual al máximo que el sistema puede generar durante un instante de tiempo.

El valor máximo de la corriente no es constante durante el día, ya que el sol cambia de posición a lo largo del día, y sólo se llega a alcanzar cuando la posición del sol tiene un ángulo zenit igual a cero. A partir de este instante el valor de la corriente disminuye constantemente.

Los modelos de reguladores se diferencian entre ellos por lo siguiente:

- El voltaje de referencia elegido.
- La facultad para que el usuario pueda ajustar este voltaje de referencia.
- Segunda etapa

El inicio de la segunda etapa se da en el instante que el voltaje de la batería iguala al de referencia, a menudo con un error del 20 y 30 mV.

²⁸ Fet (Field effect transistor): es un dispositivo semiconductor que controla un flujo de corriente por un canal semiconductor, aplicando un campo eléctrico perpendicular a la trayectoria de la corriente.

Alcanzado el voltaje referencial, es muy importante desacelerar el proceso de carga, ya que el estado de carga de la batería es muy alto, que no es capaz de reconocer que la cantidad de iones libres ha disminuido, y que esta cantidad seguirá aumentando durante este periodo. Esta desaceleración se consigue disminuyendo paulatinamente el valor de la corriente de carga, para evitar sobrecargas y como consecuencia un deterioro prematuro de la batería. A esta etapa se la denomina de absorción (*absorption stage*, en inglés).

La manera de disminuir el valor de la corriente de carga de una batería, es la que establece diferencias entre un modelo y otro:

- Mantener el voltaje de referencia utilizado en la primera etapa es una opción. Como la diferencia entre el voltaje de la batería y del generador de carga disminuye paulatinamente, la corriente de carga se reduce gradualmente.
- El uso de un generador de carga pulsante, de amplitud constante y tiempo de conducción variable, permite disminuir la corriente de carga. Esta clase de generador es llamado, en inglés, con las iniciales *PWM* (anchura de pulso modulada).

Las reducciones en el tiempo de conducción son consecuencia de los incrementos en el voltaje de la batería, disminuyendo así el valor de la corriente de carga.

2.2.2.3 Tipos de control de carga

- Control de carga de dos etapas

El algoritmo de carga determina la duración de la segunda etapa, y no un voltaje de referencia. Concluida esta segunda etapa, se asume que la batería está cargada, finalizando el proceso de carga.

Si la batería permanece en reposo, después de haber sido cargada, su voltaje disminuye lentamente (autodescarga). Para evitar esta disminución en el voltaje, los circuitos de control de dos etapas, proporcionan dos opciones:

- El reinicio automático de la carga

Existe un voltaje de reinicio (re-starting voltage, en inglés) que sirve como parámetro de referencia, para ser comparado con el de la batería. Si este último disminuye por debajo del referencial el ciclo de dos etapas se repite nuevamente.

- La posibilidad de ecualizar las baterías

Esta es una tercera etapa, que es ofrecida como alternativa por los circuitos de control, como una alternativa para el reinicio automático.

La presencia de esta etapa hace que los fabricantes de estos modelos consideren al regulador de carga como una de tres etapas. Aunque la etapa de ecualización no forme parte de una extensión del proceso de carga. Este proceso de ecualización puede trabajar de forma automática o manual. La corriente usada en el proceso de ecualización es pequeña, ya que el proceso utiliza solamente 1V por encima del referencial. Evitando así una excesiva gasificación del electrolito.

- Control de carga de tres etapas

Los modelos que utilizan este tipo control no tienen una etapa de ecualización, en su lugar el algoritmo convierte al generador en un generador del tipo PWM.

La disminución del valor del voltaje del generador es 2V y 4V, para los sistemas de 12V y 24V, respectivamente, con respecto al de referencia de la etapa anterior. Es necesario que el valor del voltaje de generación disminuya para evitar la gasificación del electrolito ya que la cantidad de iones libres en el electrolito es muy escasa. Este voltaje es conocido como voltaje de **flotación**.

- Control de carga del tipo MPPT

MPPT son iniciales de **Maximum Power Point Tracking** cuyo significado es seguidor del punto de máxima potencia. Con este sistema de control se busca los valores de corriente y voltaje óptimos que generan la máxima potencia de salida de los módulos.

Este punto óptimo es función de la temperatura de trabajo de los módulos. Con este sistema se pretende aprovechar al máximo la energía solar y para lograr esto se hace necesario usar un voltaje de generación más elevados que el nominal del sistema. Estos voltajes de carga hacen necesaria la presencia de un conversor de CC a CC, para mantener el voltaje de carga dentro del rango requerido por el sistema para cargar las baterías.

Para ilustrar esta ventaja se tiene por ejemplo que si se necesitan dos módulos en un sistema de 12V nominales, puede optar por conectarlos en serie (24 V) y reducir la corriente entre los módulos y el CdC a la **mitad**, lo que le permitirá usar cables de menor diámetro (y costo).

Si se asume que las pérdidas del conversor de CC a CC no son elevadas, la potencia de salida del conversor será cercana a la de entrada. Como el voltaje de salida es menor, la corriente de salida debe ser mayor que la de entrada, y por ello este tipo de control incorpora un limitador de corriente, a fin de no sobrepasar la corriente máxima tolerada por las baterías cuando la potencia de entrada sube transitoriamente.

2.2.2.4 Voltaje de flotación

Cuando la batería alcanza el 100% de su carga, la plena carga es registrada por el regulador, el cual se mantiene en sobrecarga durante un determinado periodo de tiempo para lograr

producir O_2 y H_2 . La generación de estos gases favorece al homogenizar la densidad del electrolito por medio de la agitación.

Al voltaje que permite la generación de O_2 y H_2 se le conoce como voltaje de flotación, ya que nunca sube su nivel. A medida que el voltaje de batería se acerca al de flotación, la corriente de carga disminuye hasta que se anula al abrirse el interruptor en serie.

Cuando esto ocurre, el voltaje de batería baja. Cuando alcanza un mínimo de diseño, el interruptor se cierra, repitiéndose la secuencia. Cuando la baja de voltaje es despreciable (batería cargada) el control permanece abierto. El valor del voltaje de flotación, dependiendo del modelo, puede ser fijo (determinado por el fabricante) o ajustable por el usuario, dentro de un reducido rango. Esta última opción puede ser útil si se tiene instrumental de medida adecuado para el ajuste y se conoce en detalle las características de la batería(s).

2.3 Subsistema de carga²⁹

En el bloque de generación la corriente generada por los módulos fotovoltaicos y, suministrada por las baterías es continua, y aunque hoy en día existe un mercado especializado en aparatos que funcionan en CC a 12, 24 e incluso a 48 V, el precio de los mismos y la dificultad, en ocasiones de encontrar repuestos hace recomendable el plantearse la implementación de un inversor que transforma la corriente continua en alterna a 220V y 60 Hz, que son las características de la corriente suministrada por la compañías eléctricas.

2.3.1 Inversor o convertidor de carga CC/CA

Los inversores son elementos que se encargan de transformar la corriente continua generada por los sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos o por las componentes de almacenamiento, en corriente alterna, requerida para alimentar la gran mayoría de cargas.

12, 24, 32, ó 48 V son las tensiones continuas de entrada que son aceptadas por un gran número de los inversores fabricados por la industria, suministrando tensiones alternas de salida de 220 V a 50 Hz (120V y 60 Hz en Norteamérica). Con una amplio rango de potencias nominales que van desde los 50 W hasta los 5 kW, los de menor potencia suelen suministrar tensiones alternas monofásicas, mientras los de mayor potencia pueden suministrar tensiones monofásicas y/o trifásicas.

La conversión de CC a CA se lleva a cabo con una eficiencia que oscila entre el 75 y el 91 %. Esto significa que las pérdidas varían entre el 25 y el 9% de la potencia suministrada a la entrada. Los valores porcentuales más elevados corresponden a los modelos que manejan un bajo valor de potencia. Esto se debe a que el consumo del circuito del inversor no crece proporcionalmente con el aumento de la potencia que éste puede manejar.

²⁹ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [6] y [7].

La tensión de salida de un inversor en función del tiempo puede ser representada por una gráfica, esta grafica es conocida como **forma de onda** porque proporciona las características de la onda de salida como: los valores de amplitud y de frecuencia de la tensión de salida.

Tres tipos de forma de onda pueden ser generados por los inversores de tensión. Estas formas son las siguientes:

- Inversores de forma de onda cuadrada

Con este tipo de inversores se puede alimentar cargas generadoras de calor como: resistencias eléctricas, calentadores, secadores, etc. Así como lámparas incandescentes, equipos musicales de calidad media, televisores en blanco y negro. Determinados receptores a motor, tales como mezcladoras, aspiradoras y máquinas de coser pueden ser alimentados por este tipo de inversores. En general, todas aquellas cargas que posean motores monofásicos universales.

- Inversores de forma de onda casi-senoidal

Casi todas las clases de receptores pueden ser alimentados por este tipo de inversor, excepto aquellos que son muy sensibles a la presencia de armónicos, como ordenadores e impresoras laser.

- Inversores de forma de onda senoidal

La tensión generada por ellos es casi idéntica a la suministrada por la red de distribución de las compañías eléctricas. Esta clase de inversores pueden alimentar a cualquier tipo de cargas incluidas las más sensibles a las componentes armónicas.

2.3.1.1 Tipo de inversor

Según el procedimiento empleado para convertir CC en CA y las aplicaciones en las que se empleen se clasifican en:

- Inversores rotativos

En este tipo de inversores la tensión continua alimenta un motor de corriente continua, que a su vez, mueve a un generador de tensión alterna. La confiabilidad de este tipo de inversores es muy buena, además de proporcionar una tensión senoidal pura, fácil de adaptar a las exigencias de la demanda: empieza a funcionar en cuando una carga se activa y se desactiva en ausencia de carga.

Su principal desventaja es la ausencia de una estrategia de control para la frecuencia de salida, a esto se le suma la falta de disponibilidad para proporcionar potencias instantáneas (tan solo 50% por encima de la nominal). Su eficiencia también es muy baja, entre 50 y el 80%, tienen una alta tendencia a producir ruido y vibración. Por todo ello, los inversores rotativos no son muy utilizados.

- Inversores electrónicos

El proceso de conversión se realiza por medio de componentes de estado sólido, llegando alcanzar rendimiento entre el 85 y 95%, o incluso superiores. Dentro este tipo de inversores se puede encontrar dos tipos de inversores, diferenciándose por el método utilizado para generar CA.

El primer tipo de ellos utiliza grandes transformadores para manejar elevadas intensidades de corriente procedente de las baterías. Estos transformadores son capaces de transformar CA de elevadas corrientes con baja tensión en CA a tensiones elevadas y menor intensidad. Debido a la presencia de transformadores de tamaño creciente hasta alcanzar la tensión nominal de salida, este tipo de inversores se hacen muy voluminosos y pesados.

La electricidad proporcionada por la batería es sometida a un circuito de troceado, que transforma la CC en CA de muy baja tensión, antes de ingresar en el transformador. A continuación, pasa a través de varios transformadores hasta alcanzar la tensión nominal de salida (220 V a 60Hz).

El segundo tipo utiliza un único transformador de tamaño y potencia reducida. La corriente proporcionada por las baterías es sometida a dos circuitos troceadores (en vez de uno). El primero de estos circuitos se encarga de transformar la elevada corriente continua de entrada, en corriente alterna de muy baja tensión pero de alta frecuencia 25kHz. La conmutación a muy alta frecuencia permite el uso de transformadores pequeños. La corriente proporcionada por el anterior circuito ingresa al transformador, el cual se encarga de pasarla a corriente continua a tensión elevada. Finalmente, esta CC pasa al segundo circuito troceador que la convierte en CA a 220 y 60 Hz.

2.3.1.2 Parámetros eléctricos

- La máxima potencia que pueden manejar

La potencia eléctrica que un inversor puede manejar de forma continua, así como la potencia máxima que puede tolerar durante un tiempo especificado son los parámetros más importantes de un inversor. Este tiempo es especificado por el fabricante. Esta última potencia permite cubrir los transitorios³⁰ de carga producto de cargas inductivas, motores.

Por otro lado, es importante tener presente que la potencia continua proporcionada por el inversor está condicionada por tres parámetros:

La temperatura de trabajo especificada por el fabricante, no debe ser sobrepasada; el mínimo voltaje de CC entrada al inversor debe estar dentro del intervalo de voltajes señalado por el fabricante. Y sí la carga es resistiva pura, o casi resistiva.

³⁰Transitorio: Es el pico en el valor de la corriente.

- El margen de sobrecarga que pueden tolerar

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

La duración máxima del transitorio varía entre un décimo de segundo y cerca de un minuto. Los modelos que toleran una mayor duración del transitorio usan transformadores con núcleo de hierro, lo que incrementa el peso de estas unidades.

Los que toleran tiempos más cortos (entre 0,1 y 1 segundo) trabajan a frecuencias elevadas, permitiendo el uso de transformadores con núcleo magnético cerámico, reduciéndose drásticamente su peso.

- La eficiencia de transformación

Porcentualmente, estas pérdidas representan un menor valor cuando la potencia que maneja el inversor se eleva. Modelos de 100 a 200 W pierden entre 20 y 25 %. Modelos de más de 400 W pierden entre el 9 y el 15 %. Dentro del rango de trabajo especificado para la unidad, el porcentaje de pérdida varía con la carga. Observe este detalle al estudiar las especificaciones de la unidad elegida.

En los inversores de baja potencia el consumo del circuito interno no varía aún cuando permanecen inactivos (*stand by*, en inglés). Los modelos de alta potencia tienen circuitos más elaborados, los que reducen el consumo de reposo a menos del 1,5% de la máxima potencia que pueden manejar. Esto permite reducir las pérdidas en el sistema sin que el usuario se vea obligado a desconectar manualmente la entrada del inversor.

- La forma de onda de salida

En la **sección 2.3.1** fueron descritos los inversores según su forma de onda, en ella se detalló qué tipos de cargas corresponden a cada tipo de inversor.

- El máximo error de frecuencia

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

Capítulo 3

Diseño y dimensionamiento

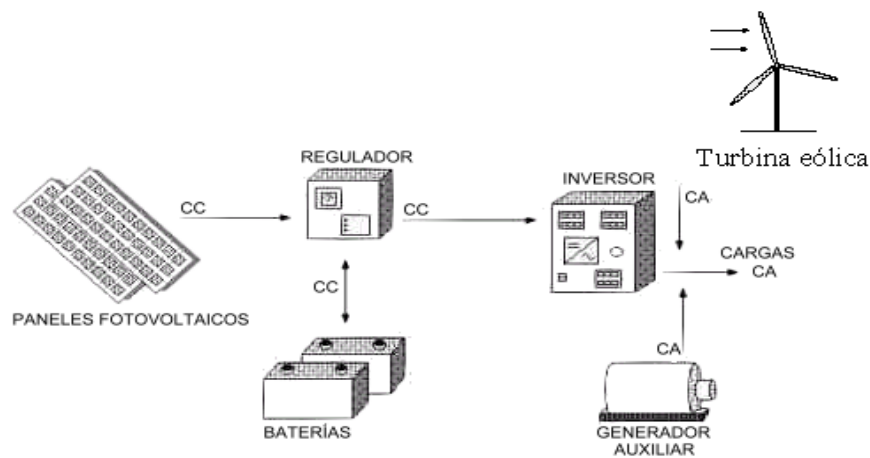
El objetivo de este capítulo es diseñar y establecer las dimensiones de un sistema de generación híbrido: módulos fotovoltaicos, aerogeneradores y grupos electrógenos, que permita satisfacer la demanda de energía eléctrica. El dimensionamiento de este sistema híbrido se realiza buscando un equilibrio entre el aspecto técnico y el aspecto económico; es decir se busca un punto de equilibrio que permita hacer rentable el montaje y puesta en marcha del sistema. Evaluando las distintas combinaciones de las aportaciones energéticas hechas por cada uno de los componentes del sistema híbrido.

Por diseño de un sistema híbrido se entiende un concepto muy amplio que abarca todas las tareas y especificaciones que se han de realizar y tener en cuenta para que un sistema híbrido funcione satisfactoriamente, con la mayor fiabilidad y al menor costo posible. En este sentido existirán una gran cantidad de factores que afectarán a este diseño como son: el consumo o perfil de cargas que será alimentada por la instalación y la radiación solar del lugar donde se ubicará la instalación, principalmente.

El concepto de dimensionamiento sería un concepto menos amplio y estaría incluido entre las tareas del diseño. Se entiende por dimensionamiento de un sistema híbrido el cálculo del tamaño óptimo de la instalación. La tarea fundamental del dimensionamiento de un sistema híbrido con la estructura presentada en la **figura 3.1** consistirá principalmente en la determinación del tamaño óptimo, tanto para el bloque generador como del bloque de almacenamiento o conjunto de baterías que formen el sistema. Puesto que, estos dos subsistemas son los más importantes, se deberá prestar especial atención a su dimensionamiento. En una fase posterior, y sin restarle importancia, habrá que dimensionar también los otros elementos que también participan de la instalación como son el inversor, el regulador de carga y el cableado.

El mejor diseño para un sistema híbrido es aquel que, incorporando el menor número de componentes en el bloque de generación y baterías, satisface las condiciones impuestas por la carga eléctrica con un determinado grado de confiabilidad para el sistema.

Figura 3.1 Esquema de un sistema híbrido



Fuente: www.saecsaenergiasolar.com.

3.1 Evaluación de los recursos energéticos

Perú es un país de geografía muy variable, de gran variedad de climas y condiciones excepcionales que le otorgan un elevado potencial de energías renovables.

3.1.1 Recurso solar

Una de las fuentes más importante de energía es la irradiación solar, por ser la fuente de energía utilizada en la gran mayoría de los procesos en nuestro planeta. No obstante, la importancia de esta variable, su medición es insuficiente debido a los altos costos del instrumental de precisión requerido así como de su mantenimiento, por lo que la red de medición en el Perú, como en muchos otros países en vías de desarrollo, es limitada.

Las mediciones de radiación fueron hechas utilizando el Radar de la Universidad de Piura, que está situado cerca de la línea ecuatorial (Latitud: -05° 2' 28", Longitud: -80° 30') tiene una radiación buena, la radiación solar está entre $4\text{--}6 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$. Además, estos valores se mantienen constantes a lo largo del año, hecho que facilita su aplicación. La **tabla 3.1** muestra la radiación solar sobre una superficie horizontal ubicada en el Radar.

Tabla 3.1 Radiación Solar media diaria mensual

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$\frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$	6,11	6,12	6,26	5,96	5,32	4,76	4,63	4,99	5,68	5,9	6,02	6,19

Fuente: Radar de la Universidad de Piura

Una marcada diferencia de radiación incidente entre los distintos meses del año, la cual se acentúa en los meses de invierno y verano, es un gran problema para la generación con módulos solares. Esto es apreciable, dado un generador solar, al evaluar el aprovechamiento del mismo durante los meses de alta radiación puede proporcionar valores considerables de energía. Por el contrario, estos pueden reducir la energía generada marcadamente en épocas donde la radiación sea insuficiente, obligando a utilizar otras fuentes de generación para cubrir el déficit de energía demanda. Por tanto, en tales casos se hace necesaria la instalación de otros equipos y su respectivo mantenimiento, hecho que encarece el sistema notablemente.

En la **tabla 3.1** se puede apreciar que la diferencia entre la máxima y mínima radiación es muy pequeña. Entonces se puede decir que la Universidad de Piura dispone de una radiación uniforme. Este efecto beneficia notablemente la implementación de un sistema fotovoltaico en la Universidad porque la variación de la energía generada por un módulo fotovoltaico en cada mes sería mínima, con lo que aumentaría la utilidad de una instalación a lo largo de todo el año.

3.1.2 Recurso eólico

La **tabla 3.2** muestra la velocidad promedio mensual del viento, las mediciones fueron hechas empleando el Radar de la Universidad de Piura. Éstas demuestran que las velocidades del viento no son apropiadas porque son muy bajas, con lo que la implementación de un aerogenerador no es una opción viable.

Tabla 3.2 **Velocidades del viento a 10 metros de altura**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
m/s	3,16	3,06	2,99	3,18	3,54	4,26	4,33	4,04	3,86	3,38	3,25	3,19

Fuente: Radar de la Universidad de Piura

A parte de que la mayoría de aerogeneradores comerciales necesitan velocidades entre 6 y 8 m/s para proporcionar su potencia nominal y éstas no son unas condiciones favorables, la potencia proporcionada por el viento sería muy baja por las moderadas velocidades, con lo que se puede afirmar que la utilización de aerogeneradores no es viable.

3.1.3 Combustibles fósiles

A pesar de los efectos contaminantes de los combustibles fósiles se ha incluido el estudio de dichos combustibles dado que éstos pueden aportar ciertas prestaciones como accesibilidad y manejabilidad.

El principal problema de esta fuente de energía es el alto coste del combustible. Como es de conocimiento tanto la gasolina como el diesel tienen un coste aproximado de S/. 9,64³¹ por galón, incluyendo los costes de transporte, con su respectiva tendencia ascendente.

3.2 Elección de la mejor alternativa

En la **sección 3.1** se han evaluado las posibilidades energéticas disponibles en la Universidad de Piura, demostrando que el uso de aerogeneradores no es una alternativa viable para la generación de energía eléctrica. Por el contrario, se ha demostrado que el uso de energía solar es una posibilidad muy apta para la generación de energía eléctrica. Como se demostró en la **sección 3.1.1** la radiación incidente sobre la Universidad es casi constante durante todo el año. Finalmente, cabe señalar que la opción de utilizar un generador diesel es una alternativa que puede apoyar a un sistema base en ciertos instantes.

3.3 Gestión de la energía³²

Las micro redes eléctricas precisan de una subsistema de generación y de almacenamiento de energía, un bloque capaz de gestionarla y la red de distribución de baja tensión. En esta sección se detallan las distintas alternativas para la gestión de la energía, ellas serán evaluadas y se escogerá la configuración más adecuada para el sistema que permitirá acoplar los elementos que conforman el sistema híbrido.

Los sistemas híbridos otorgan la posibilidad de combinar varias fuentes energéticas, cuyas ventajas ya se han expuesto en la **sección 1.1.1**. No obstante, su implementación resulta más compleja que en los sistemas autónomos debido, principalmente, a la gestión de la energía generada y consumida. En este sentido, se distinguen tres sistemas principales que se diferencian según el acoplamiento de sus componentes en un bus AC, DC o mixto.

3.3.1 Sistema con bus DC

La característica principal de esta configuración del sistema es que todos los componentes del subsistema de generación sean acoplados con el subsistema de almacenamiento a través de un bus en continua. Cuando todos los componentes son controlados por una unidad central a partir de la cual se inyecta la energía a la red, se dice que el sistema está centralizado. Además, la interacción entre los distintos componentes es mucho más fácil si estos se encuentran en un mismo lugar.

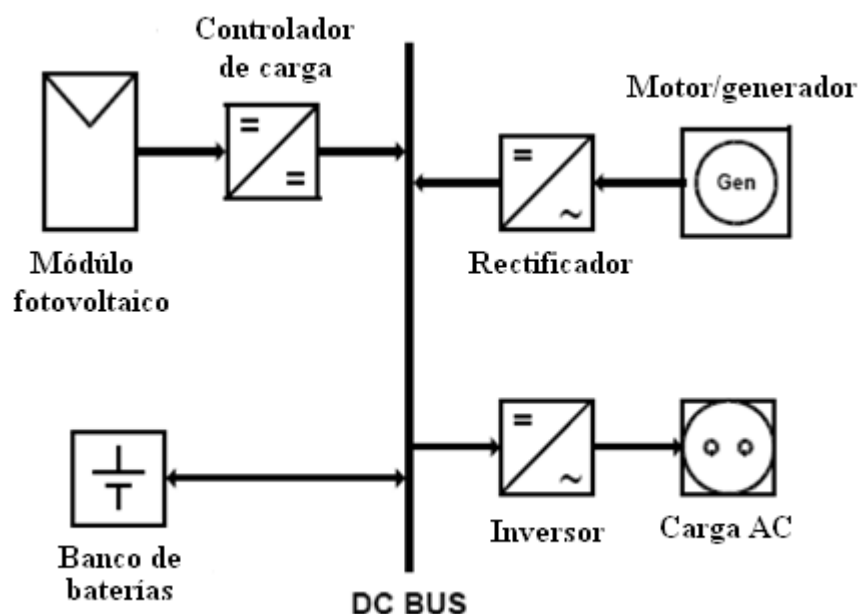
Se puede apreciar en la **figura 3.2** que los módulos conectados a un regulador controlador que tiene la misma función que el descrito en la **sección 2.2.2**. A su vez, un grupo electrógeno especial, que produce corriente continua en vez de corriente alterna, para poder cargar las baterías en caso de ser necesario o proporcionar más energía a la red.

³¹ Precio proporcionado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin) para el mes de Septiembre.

³² Esta sección se ha elaborado utilizando las referencias [14], [15], [16] y [17].

En definitiva, se puede clasificar este diseño como una configuración donde sus componentes están dispuestas para interactuar con las baterías. Es decir, los generadores, tanto el grupo electrógeno como los módulos, van destinados a cargar las baterías y éstas inyectan la energía a la red. En caso de estar totalmente cargadas, el regulador se encarga de cortar el paso hacia los acumuladores e inyecta la electricidad a la red pasando previamente por el inversor.

Figura 3.2 Esquema de un sistema con bus DC



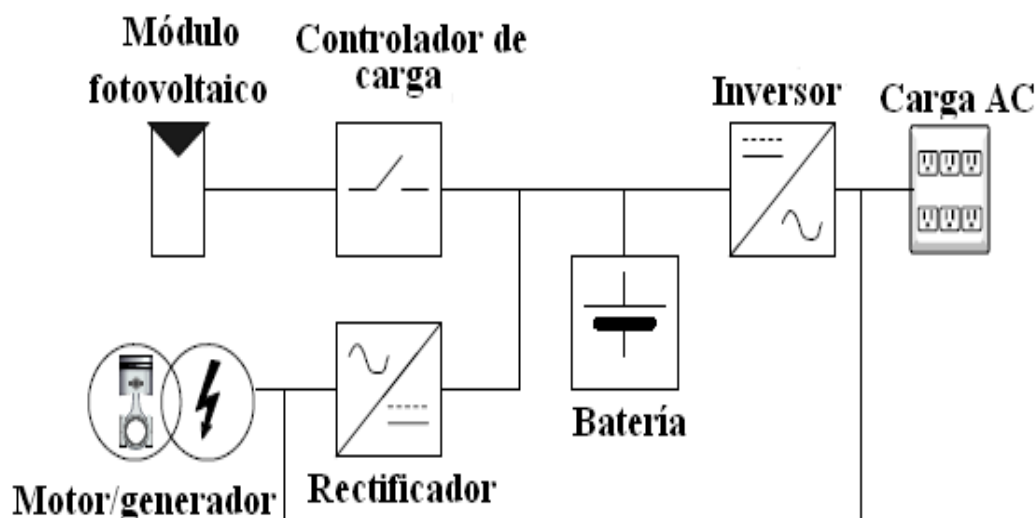
Fuente: Ketjoy, N. (2005). *Photovoltaic Hybrid Systems for Rural Electrification in the Mekong Countries*. Tesis doctoral. Mekong: University of Kassel.

Se puede considerar que esta disposición es la más tradicional ya que el principio es muy parecido al de los sistemas solares individuales con el añadido de un grupo electrógeno. Por este motivo, existen numerosos sistemas con dicha configuración en el ámbito de la electrificación rural. Unos de los más representativos son los sistemas implementados en las comunidades de Padre Cocha e Indiana en Loreto.

3.3.2 Sistema con bus mixto DC/AC

Un sistema mixto DC/AC, **figura 3.3**, tiene los componentes acoplados con corriente continua y alterna. De hecho, este sistema tiene muchas similitudes con la configuración de bus DC ya que tanto las baterías como los módulos están unidos por un bus en continua. No obstante, ofrece la posibilidad de conectar el grupo electrógeno directamente a las cargas mediante el bus AC para abastecerlas directamente o cargar las baterías, aunque esto implique rectificar la señal. Este sistema también es considerado como un sistema centralizado ya que tanto los módulos solares como el generador y las baterías se conectan mediante un bus DC de corta distancia.

Figura 3.3 Esquema de un sistema mixto DC/AC



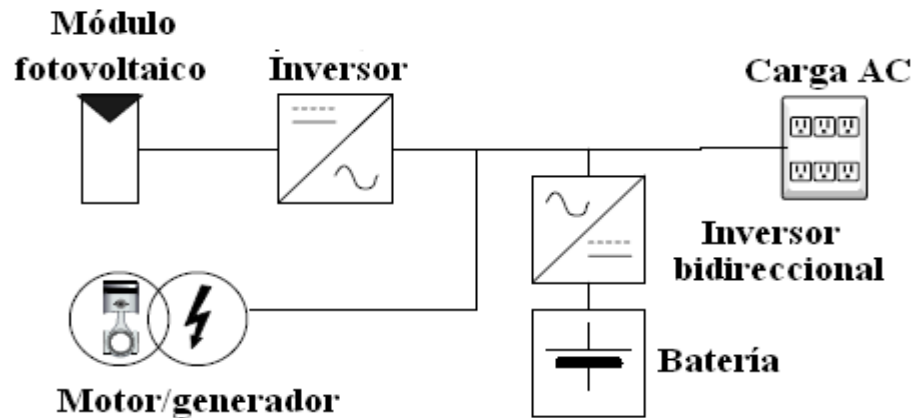
Fuente: Ross, M. Turcotte, D., Roussin, S. (2005). *Comparison of AC, DC and AC/DC bus configuration for hybrid systems.*

3.3.3 Sistema con bus AC

Como su nombre, la principal característica de un sistema con bus AC se basa en el acoplamiento de los equipos en corriente alterna, **figura 3.4**, con lo que el generador puede suministrar la carga directamente. Otra característica de este sistema es que el generador fotovoltaico está conectado directamente a un inversor que inyecta la corriente a la red.

A su vez, el banco de baterías también está conectado a un inversor bidireccional que se perfila como el “master” del sistema. Este producto permite pasar la corriente en ambas direcciones, tal y como indica su nombre, rectificando la energía sobrante que proviene de la red eléctrica para cargar los acumuladores y actuando como ondulator cuando no haya suficiente energía en la red para abastecer la demanda. Es decir, este tipo de inversor actúa como ondulator cuando hay déficit eléctrico en la red y como rectificador en el caso de excedente energético para la carga de baterías.

Figura 3.4 Esquema de un sistema mixto AC



Fuente: Ross, M., Turcotte, D. y Roussin, S. (2005). *Comparison of AC, DC and AC/DC bus configuration for hybrid systems.*

3.4 Comparación de los sistemas con bus DC, DC/AC y AC

Optar cuál de los sistemas de acoplamiento es el más adecuado para gestionar la energía de un sistema híbrido es un tema delicado. Debido a que cada una de las configuraciones tiene sus ventajas y desventajas a evaluar al momento de elegir entre éstos. Dos de los aspectos más resaltantes son considerados para poder elegir la configuración que mejor cubra las demandas de los receptores: el rendimiento del sistema y su flexibilidad.

Cabe resaltar, antes de empezar el análisis de ambos aspectos que el inversor tiene una potencia nominal que limita la capacidad de energía que el sistema puede entregar y que su rendimiento máximo se alcanza con potencias de trabajo cercanas a la nominal.

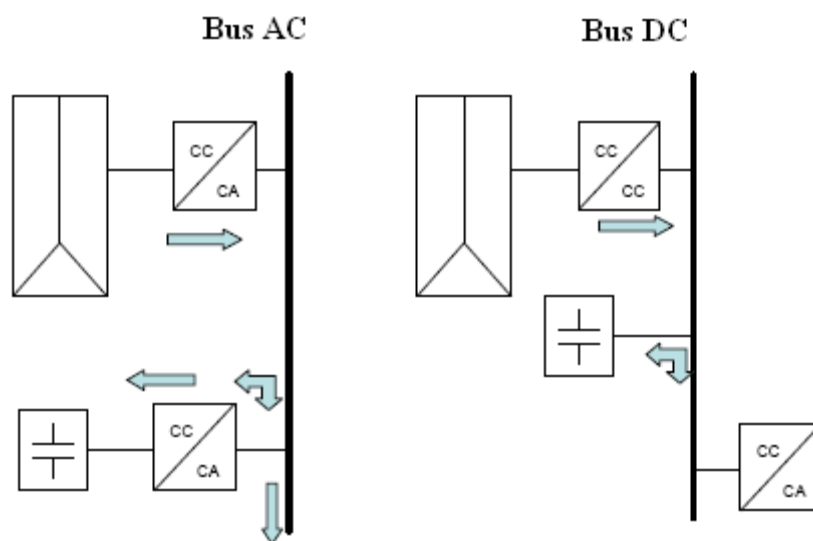
3.4.1 Rendimiento

Conociendo que el rendimiento de un regulador se sitúa entre el 96% y el 98% y el de un inversor entre el 86% y 95%, se puede estimar que los sistemas centralizados ya sean con bus DC o mixtos, son una alternativa más eficiente que los sistemas AC, hecho que implica un menor sobredimensionamiento de los equipos de generación.

La baja eficiencia del bus AC está relacionada con la energía perdida en el inversor y en el inversor bidireccional del sistema, originando una doble rectificación de la energía producida por el subsistema de generación antes de almacenarla en las baterías. En cambio, los sistemas centralizados o bus DC están acondicionados con un regulador de carga, conectado en serie con los módulos, que trabajan la energía directamente en continua sin necesidad de rectificarla. Un claro ejemplo de esta situación, **figura 3.5**, se puede apreciar durante las horas diurnas cuando hay un exceso de energía generada muy apreciable; para el caso de los sistemas descentralizados, la energía que proviene del campo fotovoltaico es transformada por

un inversor conectado directamente a los módulos y, en caso de no ser consumida, rectificada para su almacenamiento. Por el contrario, en los sistemas centralizados el regulador se encarga de dirigirla hacia los acumuladores directamente. En consecuencia, en el primer caso, cada unidad de energía ha pasado por dos inversores en serie con rendimientos respectivos del 90% aproximadamente y en el segundo caso, solamente por un regulador con una eficiencia de más de un 95 %.

Figura 3.5 Esquema del proceso de acumulación de energía solar de los sistemas con bus AC y DC



Fuente: Ketjoy, N. (2005). *Photovoltaic Hybrid Systems for Rural Electrification in the Mekong Countries*. Tesis doctoral. Mekong: University of Kassel.

Asumiendo que en los casos en que se almacena la energía, el sistema en bus AC puede obtener un rendimiento del 81% por un 96% en el bus DC/mixto, estas diferencias pueden variar en el caso de un consumo directo de la energía generada. En este escenario, los sistemas AC tienen un mayor rendimiento debido a su único paso por el inversor.

Contrariamente, la energía proporcionada por los sistemas DC/mixto pasa por el regulador y posteriormente por el inversor. Por lo tanto, en el sistema AC se conseguiría un rendimiento total del 90% y en el sistema DC del 86% aproximadamente.

En definitiva, se compara el rendimiento de dos sistemas en situaciones que son muy propensas a lo largo de un día. El principal factor que determina con qué frecuencia se pueden dar ambas situaciones es la curva característica de consumo.

En cuanto a las pérdidas asociadas al acoplamiento de un grupo electrógeno en las distintas configuraciones, se debe destacar que en los tres sistemas existen pérdidas importantes cuando el generador es accionado con el objetivo de cargar las baterías debidas al rectificado de la señal. No obstante, en los sistemas DC, la energía es rectificada no sólo en los casos en que se deben cargar las baterías sino también en aquellos en que se precisa de mayor potencia

eléctrica. En consecuencia, el rendimiento en estos casos resulta inferior debido al paso de la energía por dos componentes con eficiencias relativamente bajas.

No obstante, las diferencias expuestas sobre el rendimiento de los distintos modelos de acoplamiento no son suficientemente relevantes como para que deba ser considerado como el único criterio determinante.

3.4.2 Flexibilidad

En proyectos de electrificación resulta de suma importancia la flexibilidad de los sistemas para ser ampliados en un futuro.

- **Ampliación:** En este aspecto, la tecnología desarrollada para los sistemas con bus AC es mucho más flexible que la de bus en continua. Es decir, dependiendo de las características del incremento de demanda se puede ampliar de una manera u otra; en el caso de precisar de mayores cargas diarias se podría solucionar el problema aumentando el número de módulos.

Por otro lado, si se precisan mayores potencias durante el horario nocturno de funcionamiento, donde el consumo es a plena carga y no hay generación solar, el grupo electrógeno puede ser arrancado, o ampliar el banco de baterías y el grupo de inversores bidireccionales. En referencia a los sistemas con bus DC, el incremento de la demanda puede suponer un problema más costoso de resolver. Esto es debido a que toda la potencia pasa por un inversor central que controla toda la red eléctrica, con lo que si su capacidad no es suficiente podría tenerse que reemplazar.

- **Potencia del generador:** Siguiendo el mismo concepto que en el punto anterior, en los sistemas acoplados en continua, la potencia del grupo electrógeno está limitada por el inversor. En cambio, en un sistema AC o mixto, la potencia de un grupo electrógeno se suma a la potencia pico del inversor, con lo que se dobla la potencia disponible del sistema.
- **Manejabilidad:** El sistema desarrollado por *Leonic*³³ es fácil de utilizar para el usuario ya que lleva incorporado un microprocesador con las distintas opciones de gestión, incluido el arranque automático del generador Diesel. En cambio, un sistema para los sistemas DC se debe contar con una unidad de control adicional, cuyo funcionamiento puede resultar de mayor dificultad.
- **Localización:** La generación mediante sistemas solares para micro redes de cierta potencia precisa de un espacio considerable donde instalar el campo fotovoltaico. En este sentido, los sistemas centralizados precisan de un solo terreno, pero con mayor extensión.

En cambio, los sistemas modulares pueden estar constituidos por grupos de módulos distribuidos a lo largo de todo el campus universitario en caso de no disponer de

³³ Anexo D: Especificaciones técnicas.

espacio suficiente. Además, esta posibilidad implica que los puntos de generación estén más cerca de las cargas, con lo que se podrían reducir las pérdidas por distribución de la red eléctrica.

3.5 Alternativa elegida

Teniendo en cuenta ambas opciones, se ha optado para el caso concreto de la Universidad de Piura por un sistema acoplado mediante un bus AC/DC por las siguientes razones:

- La energía generada por el campo fotovoltaico no va ser consumida durante el día; sino durante las noches, entonces se hace necesario almacenarla. Utilizando un regulador de carga, conectado a los módulos, se carga las baterías durante el día; y por la noche, la energía es rectificada para ser enviada a los receptores. Con este procedimiento se obtienen rendimientos mucho más elevados y se evita un sobre dimensionamiento del subsistema de generación.

Contrario a lo que se puede obtener con un bus AC, ya que la energía circula primero a través de un inversor, y luego como no es consumida durante el día es acumulada en las baterías. Procedimiento que conduce a un sobre dimensionamiento del subsistema de generación, debido a las pérdidas originadas a su paso por el inversor y el regulador antes de que la energía sea almacenada en las baterías.

- En cuanto a las pérdidas producidas por el acoplamiento de un grupo electrógeno, el sistema híbrido estará compuesto por un grupo electrógeno. Visto que los sistemas con bus AC o mixtos acoplan los generadores directamente a la red eléctrica se considera que las pérdidas asociadas a dichos componentes pueden ser menores en los sistemas de alterna.
- Dado que la distribución de luminarias, para el caso en estudio es muy compacta y no se precisará de un incremento de demanda a futuro.
- El espacio con que se cuenta para montar la instalación no es limitado.

3.6 Confiabilidad y costo³⁴

La confiabilidad de un sistema, expresada en manera porcentual, se define como la relación entre el tiempo en que el sistema debió suministrar el servicio y el tiempo durante el cual el sistema de generación puede alimentar las necesidades de los receptores. El grado de confiabilidad de un sistema representa, en cada instante, un balance entre el consumo y la capacidad de satisfacer ese consumo.

En la práctica, el grado de confiabilidad de un sistema no puede alcanzar el 100%, debido a que este valor es influenciado por los fenómenos meteorológicos, desperfectos de componentes, incremento de la demanda. Si el valor máximo de consumo excede el valor

³⁴ Esta sección ha sido elaborada utilizando la referencia [7].

nominal, el sistema dejará de abastecer a la carga. Los servicios que no son críticos pueden tener un grado de confiabilidad menor o cerca del 90%.

Por el contrario, el grado de confiabilidad para el caso de servicios críticos, debe ser muy cercano al 100%. En este caso, las necesidades de los receptores se mantienen activas durante los 365 días del año, y en algunos casos durante todo el día. Ejemplos de servicios críticos son los servicios médicos (refrigeración de medicamentos), sistemas de comunicaciones (repetidores remotos) o de señalamiento luminoso (boyas marítimas).

El costo del sistema está fuertemente relacionado con el grado de confiabilidad, a mayor confiabilidad mayor es el costo del sistema. Esta relación no es proporcional, ya que el costo del sistema se incrementa extremadamente rápido cuando el grado de confiabilidad se incrementa del 95% al 100%.

En un sistema autónomo con régimen de uso nocturno, los días sin sol introducen un desbalance en la parte generadora, el que debe ser corregido incrementando la capacidad de reserva, o suplementando la generación con otras fuentes de energías renovables, como es la eólica. En ambos casos, como se señaló con anterioridad, el costo del sistema se incrementa.

Una reducción temporal del consumo puede ofrecer una solución de costo nulo para restablecer el balance energético durante cortos períodos de insolación nula. Por otra parte, la introducción de cargas no previstas en el diseño original disminuirá el grado de confiabilidad del sistema, ya que el equilibrio energético se verá afectado por el aumento del consumo. Es importante recordar que aún los sistemas convencionales de generación y distribución de electricidad nunca alcanzan el 100% de confiabilidad (fallas de equipo o tormentas). Otro factor que afecta negativamente la confiabilidad, en forma imprevisible, es una falla en su funcionamiento.

3.7 Método de dimensionamiento³⁵

Existen numerosos métodos para el dimensionamiento de sistemas híbridos. Esta variedad comprende desde métodos muy complejos y que necesitan de un programa de cálculo para ejecutarse hasta métodos mucho más simples, que con una calculadora de mano prácticamente permiten realizar el dimensionamiento.

Los criterios utilizados para dimensionar un sistema híbrido son diferentes a los de un sistema conectado a la red. En éste último, el criterio que se suele emplear para el diseño y dimensionamiento es el de conseguir que a lo largo de un año, el rendimiento del sistema sea lo más elevado posible o que la aportación energética anual del sistema sea máxima. Puesto que está conectado a la red eléctrica, los posibles fallos del sistema no son tan cruciales como en un sistema autónomo. Por el contrario, el criterio que se utiliza en el dimensionamiento de un sistema híbrido no es tanto el producir la máxima energía sino que aparece el concepto de confiabilidad. El dimensionamiento en este caso se hace atendiendo más a la confiabilidad del sistema, entendiendo por confiabilidad el asegurar el buen funcionamiento del mismo procurando que los fallos en el sistema sean mínimos. En este caso, el sistema deberá

³⁵ Esta sección ha sido elaborada utilizando la referencia [6].

diseñarse y dimensionarse de forma que la probabilidad de fallo sea lo más baja posible, dentro de unos márgenes que se establecen según el tipo de sistema.

Una primera clasificación de métodos de dimensionamiento sería aquella que los clasificaría según si el método presenta alguna información sobre la confiabilidad del sistema o no. Los métodos que presentan ese tipo de información son muy preciosos, pero a su vez suelen tener otros condicionantes que los hacen más complicados de ejecutar, sobre todo si no se cuenta con un programa de cálculo que los simule. Por otro lado, existen también diferentes métodos propuestos por diferentes autores, que aunque no dan información sobre la confiabilidad, si sirven como una buena aproximación, al menos en una primera fase del diseño que permita establecer una idea de la estructura del sistema autónomo al menos a groso modo.

En este capítulo se presenta un método que sea comprensible por su sencillez y a la vez que sirva como primera aproximación en el dimensionamiento de un sistema híbrido. Se pretende con este método que cualquier usuario pueda realizar un dimensionamiento de un sistema híbrido sin tener que realizar complicados cálculos que le llevarían a usar algún tipo de programa.

3.8 Método propuesto para el dimensionamiento de sistemas híbridos³⁶

Como se ha comentado anteriormente, de la gran variedad de métodos de dimensionamiento de sistemas híbridos que existen, se presenta en esta tesis uno sencillo, pero que a pesar de su sencillez proporciona muy buenos resultados, sobre todo muy útiles para el diseño de una determinada instalación.

Los pasos a seguir en el dimensionamiento que se propone son las siguientes [19]:

1. Estimación del consumo (carga).
2. Estimación de la radiación incidente.
3. Dimensionamiento del subsistema generador: módulos fotovoltaicos.
4. Dimensionamiento del subsistema de acumulación.
5. Dimensionamiento del regulador.
6. Dimensionamiento del inversor.
7. Dimensionamiento del cableado.

3.8.1 Estimación del consumo

Es muy claro que el primer paso para diseñar un sistema híbrido consiste en determinar la potencia, el tipo de carga y el tiempo de trabajo de las cargas que serán conectadas al sistema. Agrupando por un lado las cargas de corriente continua y por otro las cargas de corriente alterna. Este proceso permite determinar la carga eléctrica total, y en consecuencia establecer el “caso más desfavorable” para la misma. El consumo eléctrico impone muchas de las características de la instalación, por lo que en la planificación de las necesidades se debe

³⁶ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [2], [3], [6], [18] y [19].

anotar todo lo relacionado con los diferentes aparatos eléctricos que serán la carga del sistema.

Para sistemas eléctricos con carga mixta (CC y CA), el cálculo energético implica la determinación, por separado, del valor energético requerido por cada tipo de carga, ya que las pérdidas asociadas con un sistema de CA son mayores que las de un sistema con carga de CC solamente. En particular, cuando se hace uso de un inversor para las cargas de corriente alterna, este tiene unas pérdidas como consecuencia de que su rendimiento no es el 100%.

Se deberá estimar la energía eléctrica, para cada mes, del promedio diario que será necesitada por el usuario final. Para ello, se deberá determinar la potencia de todos los aparatos de que constará la instalación, individualmente, junto con el tiempo medio de uso de cada uno de ellos. En caso de duda, tanto la potencia como el tiempo medio de uso se deberán redondear hacia arriba.

Conocidos todos los aparatos, potencias y tiempos de uso, la expresión para calcular la energía de consumo, distinguiendo entre los aparatos de corriente alterna y continua será [6]:

$$E_{(CA)} = \sum P_{(CA)_i} * t_{di} \quad (3.1)$$

$$E_{(CC)} = \sum P_{(CC)_i} * t_{di} \quad (3.2)$$

Donde

$E_{(CA)}$	: Energía consumida en CA [kWh]
$E_{(CC)}$	: Energía consumida en CC [kWh]
$P_{(i)}$	: Potencia nominal de la carga [kW]
$t_{(di)}$	: Horas de funcionamiento diario [h]

El consumo promedio diario mensual total de energía eléctrica en CC ($E_{(CC)}$) y en CA ($E_{(CA)}$), introduciendo un factor de seguridad, (F_s)³⁷ y la eficiencia de los inversores (η_{inv}) vendrán dados por las expresiones [6]:

$$E_{ele(CC)} = (100 + F_s) * E_{cc} / 100 \quad (3.3)$$

$$E_{ele(CA)} = (100 + F_s) * E_{cc} / \eta_{inv} \quad (3.4)$$

³⁷ (F_s) Representa las pérdidas en las conexiones, en los conductores, el incremento imprevisto en el consumo, el efecto de la temperatura de trabajo sobre el rendimiento de los módulos.

Donde $E_{ele(CC)}$: Energía eléctrica en CC [kWh]
 $E_{ele(CA)}$: Energía eléctrica en CA [kWh]

Finalmente, el consumo de energía eléctrica (E_{ele}) para un mes determinado se obtiene sumando ambas contribuciones [6]:

$$E_{ele} = E_{ele(CC)} + E_{ele(CA)} \tag{3.5}$$

Donde E_{ele} : Energía eléctrica total consumida (kWh_día⁻¹)

Considerando un inversor con un eficiencia del 94%, cuyas características técnicas son presentadas en el **anexo D**, considerando un factor de seguridad del 20%. Se obtiene la **tabla 3.3**, en ella se detalla la energía consumida por el alumbrado público de la Universidad de Piura durante todas las noches, con un tiempo estimado de trabajo de 5,5 horas diarias, desde las 23:30 hasta las 5:00 del día siguiente. El promedio de la potencia diaria mensual consumida por las cargas, fue calculada por el Departamento de Electrotecnia de la Universidad de Piura.

Tabla 3.3 **Promedio de la energía eléctrica diaria de cada mes**

Mes	Potencia _(CA) (kW)	Horas de trabajo (horas)	E _{ele(CA)} (kWh_día ⁻¹)
Enero	35,00	5.5	256,67
Febrero	35,00	5.5	256,67
Marzo	35,00	5.5	256,67
Abril	35,00	5.5	256,67
Mayo	35,00	5.5	256,67
Junio	35,00	5.5	256,67
Julio	35,00	5.5	256,67
Agosto	35,00	5.5	256,67
Septiembre	35,00	5.5	256,67
Octubre	35,00	5.5	256,67
Noviembre	35,00	5.5	256,67
Diciembre	35,00	5.5	256,67

Fuente: Departamento de Electrotecnia de la Universidad de Piura.

3.8.2 Estimación de la radiación solar sobre una superficie inclinada

El siguiente paso consiste en estimar, para cada mes, el promedio diario mensual (expresada en) de la irradiación solar que incide durante un día, sobre un metro cuadrado de una superficie situada en el lugar de instalación de los módulos fotovoltaicos y con la misma orientación e inclinación que estos.

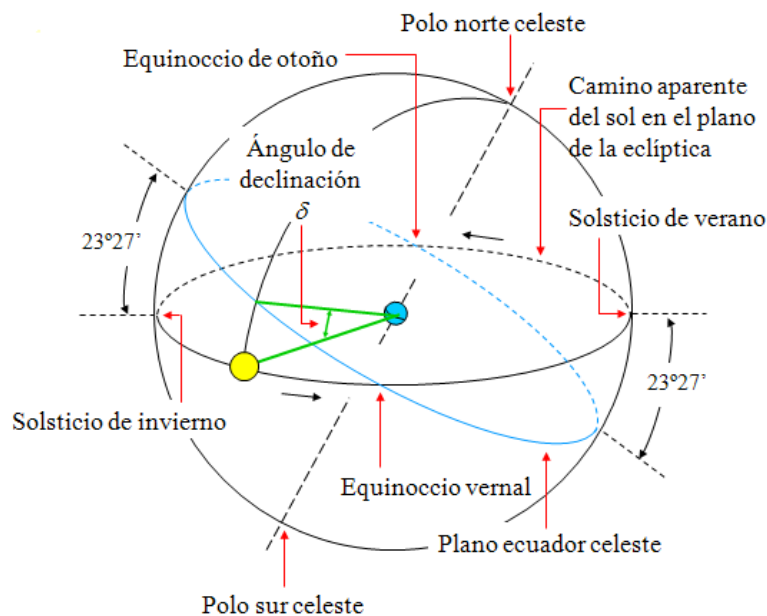
Para conocer y analizar los parámetros que determinan la radiación solar que incide en la superficie terrestre en un momento dado y en una zona concreta, es necesario establecer algunas definiciones previas.

3.8.2.1 Parámetros geográficos

Para calcular la radiación solar incidente sobre una superficie que tiene una determinada inclinación y orientación, es necesario definir algunos términos:

- La declinación (δ) es la posición angular del sol al mediodía solar, respecto al plano del ecuador terrestre; el valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la tierra está inclinado un ángulo de $23^{\circ}45'$ respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre $\pm 23^{\circ}45'$ a lo largo del año. La declinación al norte del ecuador se considera positiva y negativa hacia el sur. Esto se muestra en la figura 3.6.

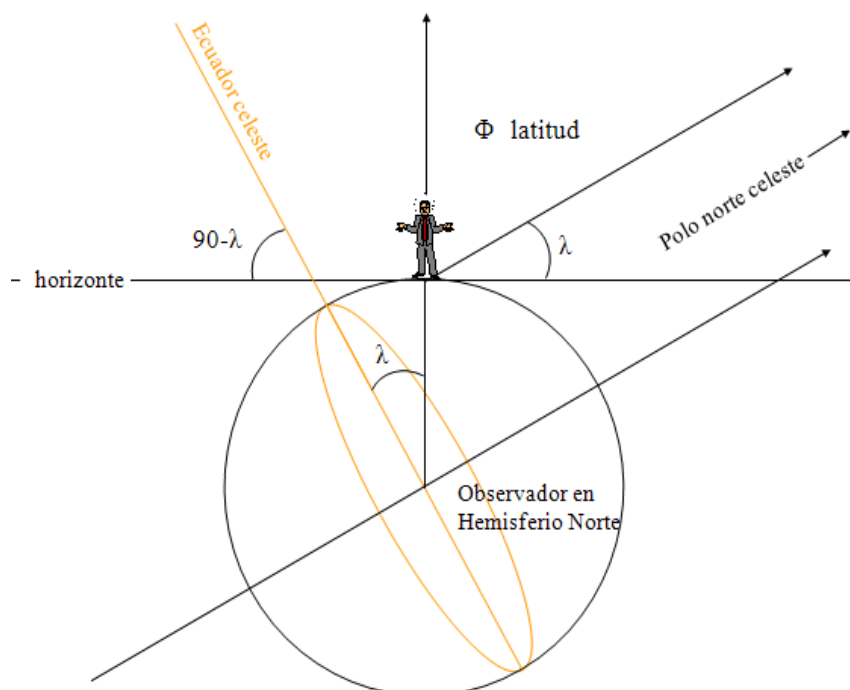
Figura 3.6 Representación gráfica de la declinación



Fuente: Presentación por Alfonso Calero Belmonte y Antonio J. Barbero (Docente de la Universidad UCLM): “Movimientos de la tierra”.

- La latitud (λ) de un lugar cualquiera sobre la superficie de la tierra, es su desplazamiento angular por encima o por debajo del ecuador, medido desde el centro de la tierra. Se considera positiva al norte del ecuador. **figura 3.7.**

Figura 3.7 Representación gráfica de la latitud



Fuente: Presentación por Alfonso Calero Belmonte y Antonio J. Barbero (Docente de la Universidad UCLM): “Movimientos de la tierra”.

- El ángulo cenital solar (θ_s) es el que forma la radiación directa del sol y la vertical del lugar, en un punto cualquiera de la tierra. Este ángulo varía continuamente a lo largo del día y depende de la latitud del lugar y de la declinación, **figura 3.8.**
- El ángulo acimutal del sol (β_s) es el ángulo que forma la componente horizontal de la radiación solar directa, con la dirección norte-sur, medida desde el hemisferio norte. Se mide sobre el plano horizontal que pase por el lugar, **figura 3.8.**
- El ángulo horario (ω) es la distancia angular entre el meridiano del observador y el meridiano que contiene al sol. El desplazamiento angular del sol, respecto al mediodía, que es el instante en que el sol se encuentra más alto en el cielo y se corresponde con un ángulo cenital solar mínimo, es decir, con un ángulo horario igual a 0. Cada hora es igual a 15° de longitud, tomando un valor (+) por las mañanas y (-) por las tardes, **figura 3.8.**

- Radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.
- Radiación global $G_d(0)$ es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones.
- Índice de nubosidad o claridad (K_t) es un indicador de las condiciones de transmisión atmosférica. Por ejemplo, en un día completamente nublado los valores de K_t tienden a cero, y en un día completamente despejado (día claro) los valores de K_t tienden a uno.

3.8.2.2 Radiación solar para una superficie fija

En el primer caso se realiza una aproximación de la disponibilidad que incide sobre una superficie plana fija con diferentes ángulos de inclinación con respecto al plano horizontal.

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

Para realizar estos cálculos se utiliza el método de Liu-Jordan modificado para un seguimiento en un eje. El método se basa en diferentes expresiones que calculan diversos parámetros necesarios durante el cálculo.

Para calcular la declinación de cada una de los días usaremos la siguiente expresión [2]:

$$\delta = 23,45^\circ \text{ sen} \left[360 \left(\frac{248 + n}{365} \right) \right] \quad (3.6)$$

En nuestra expresión el parámetro n se refiere al día del año en que la declinación es calculada. De esta manera tendremos para cada día del año un valor diferente. Por tanto, no es necesario efectuar estos cálculos para todos los días del año ya que para cada mes existe un día característico que se toma como referencia para los cálculos. Estos días característicos se expresan en la **tabla 3.4**.

Tabla 3.4 Días característicos para cada mes

Mes	Día del año	Fecha
Enero	17	Enero 17
Febrero	47	Febrero 16
Marzo	75	Marzo 16
Abril	105	Abril 16
Mayo	135	Mayo 15
Junio	162	Junio 11
Julio	196	Julio 17
Agosto	228	Agosto 16
Septiembre	258	Septiembre 15
Octubre	288	Octubre 15
Noviembre	318	Noviembre 14
Diciembre	344	Diciembre 10

Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993). *Energía térmica*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

Mediante las coordenadas, longitud (L) y latitud (λ) de la Universidad de Piura y la declinación para los días representativos de cada mes se puede calcular el ángulo del amanecer [3]:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\operatorname{tg} \lambda * t g \delta) \tag{3.7}$$

Donde ω_s : Ángulo solar al amanecer [Grados]
 λ : Latitud [Grados]
 δ : Declinación [Grados]

La energía que proviene del Sol antes de atravesar la superficie terrestre se denomina radiación extraterrestre diaria (B_d°) y es muy superior a la que se encuentra sobre la tierra [3]:

$$B_d^\circ = \frac{24}{\pi} B_o \varepsilon_o (\cos \delta * \cos \lambda * \operatorname{sen} \omega_s + \omega_s * \operatorname{sen} \delta * \operatorname{sen} \lambda) \tag{3.8}$$

Donde B_d° : Radiación extraterrestre diaria $\left[\frac{kWh}{m^2} \right]$
 ε_o : Factor corrector
 δ : Declinación [Grados]
 λ : Latitud [Grados]
 ω_s : Ángulo solar al amanecer [Grados]

Donde (B_o) es la irradiancia que alcanza la tierra y tiene un valor constante de $1353,05 \frac{W}{m^2}$. Dado que ε_o es un factor corrector asociado a la geometría elíptica de la tierra, este valor tiene efecto para evaluaciones diarias, pero resulta igual a 1 para estimaciones mensuales.

El índice de claridad k_t representa la transparencia de la atmósfera y se calcula mediante la siguiente expresión [3]:

$$k_t = \frac{G_o(0)}{B_o^d} \quad (3.9)$$

Donde

k_t	: Índice de claridad
B_o^d	: Radiación extraterrestre $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$
$G_o(0)$	: Radiación global $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$

A partir del índice de nubosidad o de claridad de la zona (k_t) y mediante las correlaciones de Liu-Jordan, podemos evaluar el valor del índice de claridad difuso [3]:

$$k_d = 1,39 - 4,07 * k_t + 5,531 * k_t^2 - 3,108 * k_t^3 \quad (3.10)$$

Donde

k_d	: Índice de claridad difuso
k_t	: Índice de claridad

La radiación difusa se calcula a partir de [3]:

$$D_d(0) = k_d * G_d(0) \quad (3.11)$$

Donde

$D_d(0)$	: Radiación difusa $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$
k_d	: Índice de claridad difuso
$G_o(0)$	: Radiación global $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$

Teniendo en cuenta que la radiación global incidente sobre una superficie horizontal es la suma entre la componente directa $B_d(0)$ y difusa $D_d(0)$, se puede calcular la primera componente [3]:

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad (3.12)$$

Donde

$$\begin{aligned}
 B_d(0) & : \text{Radiación directa} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ _ día}} \right] \\
 D_d(0) & : \text{Radiación difusa} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ _ día}} \right] \\
 G_o(0) & : \text{Radiación global} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ _ día}} \right]
 \end{aligned}$$

Una vez calculadas las componentes directa y difusa sobre el plano horizontal, se procede a calcular la radiación incidente para distintas inclinaciones con el fin de encontrar la óptima para el caso estudiado.

Si $\Phi < 0$, hemisferio sur, los ángulos para el cálculo de ω'_s se suman tal y como se aprecia en la **ecuación 3.13** en caso contrario dichos ángulos se restarían [3].

$$\omega'_s = \cos^{-1}(-\tan \delta * \tan(\lambda + \varphi)) \quad (3.13)$$

Donde

$$\begin{aligned}
 \omega'_s & : \text{Ángulo solar [Grados]} \\
 \lambda & : \text{Latitud [Grados]} \\
 \delta & : \text{Declinación [Grados]} \\
 \varphi & : \text{Inclinación de la superficie [Grados]}
 \end{aligned}$$

A partir de estos parámetros es posible determinar R_b , relación entre la componente directa de la radiación solar sobre una superficie inclinada y la radiación directa sobre una superficie horizontal. La expresión que define el factor R_b es [2]:

$$R_b = \frac{\omega_{ss} * \sin \delta * \sin(\lambda + \varphi) + \cos \delta * \cos(\lambda + \varphi) * \sin(\omega_{ss})}{\omega_s * \sin \delta * \sin(\lambda) + \cos \delta * \cos(\lambda) * \sin(\omega_s)} \quad (3.14)$$

Donde

$$\begin{aligned}
 \omega_{ss} & : \text{Ángulo solar, } \omega_{ss} = \text{MIN}[\omega_s; \omega'_s] \\
 \lambda & : \text{Latitud [Grados]} \\
 \delta & : \text{Declinación [Grados]} \\
 \varphi & : \text{Inclinación de la superficie [Grados]} \\
 \omega_s & : \text{Ángulo solar [Grados]}
 \end{aligned}$$

La radiación global sobre una superficie inclinada en la superficie terrestre se puede calcular como la suma de tres componentes [3]: directa, difusa y de albedo o reflejada. La irradiancia de albedo representa la cantidad de radiación que se refleja en el suelo y, por lo tanto, depende de la irradiancia horizontal y de un coeficiente de reflectividad (ρ) que en este estudio se ha considerado 0,3 al estar el suelo cubierto de hierba húmeda.

$$G(\varphi) = B_d(0) * R_b + D_d(0) \frac{1 + \cos \varphi}{2} + \rho * G_o(0) * \frac{1 - \cos \varphi}{2}$$

(3.15)

Donde

$G(\varphi)$

: Radiación sobre una superficie inclinada

$\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$

$B_d(0)$

: Radiación directa

$\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$

$D_d(0)$

: Radiación difusa

$\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$

$G_o(0)$

: Radiación global

$\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$

φ

: Inclinación de la superficie

$[Grados]$

Primero, se ha calculado la componente directa y difusa sobre el plano horizontal, luego se ha procedido a calcular la radiación incidente para distintas inclinaciones con el fin de encontrar la óptima para el caso estudiado, tal y como se aprecia en las **tabla 3.5** y la **tabla 3.6**.

Tabla 3.5 **Radiación directa y difusa para una superficie horizontal** $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$

	$G_o(0)$	n	δ	ω	B_o	k_t	k_d	$D_d(0)$	$B_d(0)$
Enero	6,11	17	-20,91	92,074	10,283	0,594	0,295	1,805	4,305
Febrero	6,12	47	-12,955	91,248	10,494	0,583	0,304	1,859	4,261
Marzo	6,26	75	-2,418	90,229	10,466	0,598	0,292	1,831	4,429
Abril	5,96	105	9,415	89,100	10,017	0,595	0,295	1,757	4,203
Mayo	5,32	135	18,792	88,153	9,361	0,568	0,315	1,675	3,645
Junio	4,76	162	23,086	87,687	8,977	0,530	0,344	1,639	3,121
Julio	4,63	196	21,517	87,860	9,123	0,508	0,363	1,679	2,951
Agosto	4,99	228	13,455	88,702	9,766	0,511	0,360	1,795	3,195
Septiembre	5,68	258	2,217	89,790	10,342	0,549	0,329	1,872	3,808
Octubre	5,90	288	-9,599	90,918	10,523	0,561	0,321	1,892	4,008
Noviembre	6,02	318	-18,912	91,859	10,355	0,581	0,305	1,836	4,184
Diciembre	6,19	344	-23,050	92,309	10,193	0,607	0,286	1,767	4,423

Tabla 3.6 Radiación sobre una superficie para diferentes ángulos de inclinación

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$\varphi = 0^{\circ}$	6,11	6,12	6,26	5,96	5,32	4,76	4,63	4,99	5,68	5,90	6,02	6,19
$\varphi = 5^{\circ}$	5,91	6,01	6,25	6,08	5,51	4,97	4,81	5,11	5,72	5,83	5,85	5,96
$\varphi = 10^{\circ}$	5,69	5,87	6,21	6,16	5,68	5,15	4,97	5,21	5,72	5,72	5,66	5,72
$\varphi = 15^{\circ}$	5,45	5,70	6,14	6,21	5,83	5,32	5,11	5,28	5,70	5,59	5,44	5,45
$\varphi = 20^{\circ}$	5,19	5,50	6,04	6,23	5,94	5,46	5,23	5,33	5,65	5,44	5,20	5,17
$\varphi = 25^{\circ}$	4,92	5,29	5,90	6,22	6,03	5,59	5,33	5,35	5,57	5,25	4,94	4,87
$\varphi = 30^{\circ}$	4,62	5,04	5,73	6,18	6,10	5,69	5,41	5,34	5,46	5,04	4,67	4,55
$\varphi = 35^{\circ}$	4,31	4,78	5,54	6,10	6,13	5,78	5,47	5,32	5,32	4,81	4,38	3,99
$\varphi = 40^{\circ}$	3,99	4,50	5,31	5,99	6,15	5,86	5,51	5,26	5,15	4,56	4,07	3,89
$\varphi = 45^{\circ}$	3,67	4,20	5,06	5,86	6,16	5,94	5,55	5,19	4,96	4,29	3,76	3,55
$\varphi = 50^{\circ}$	3,34	3,89	4,79	5,69	6,15	6,04	5,60	5,09	4,75	4,01	3,44	3,21
$\varphi = 55^{\circ}$	3,00	3,57	4,49	5,50	6,15	6,19	5,67	4,98	4,51	3,71	3,12	2,87
$\varphi = 60^{\circ}$	2,68	3,24	4,17	5,30	6,19	6,48	5,83	4,87	4,25	3,40	2,80	2,54
$\varphi = 65^{\circ}$	2,36	2,91	3,84	5,07	6,36	7,24	6,25	4,76	3,98	3,08	2,48	2,22

Si se observa detalladamente los datos de la **tabla 3.6** se ve que para una inclinación fija de 5° respecto a la horizontal de una superficie se obtendrá valores maximos de radiación en los meses de verano (diciembre, enero, febrero y marzo). Mientras que para los meses de junio y julio se obtiene mejor radiación para ángulos entre 50° y 65° . Cabe resaltar que el ángulo recomendado para Perú es de 15° . Pero para el cálculo de la radiación en esta tesis se ha usado un ángulo de 5° con una orientación S-N.

Al mismo tiempo se aprovechará para presentar el volumen total de radiación anual para las inclinaciones de 5° y 10° en la **tabla 3.7**, ya que al momento de valorar cuál de estas inclinaciones es la más adecuada de escoger, se tendrá más en cuenta la radiación que arriba a la superficie captadora.

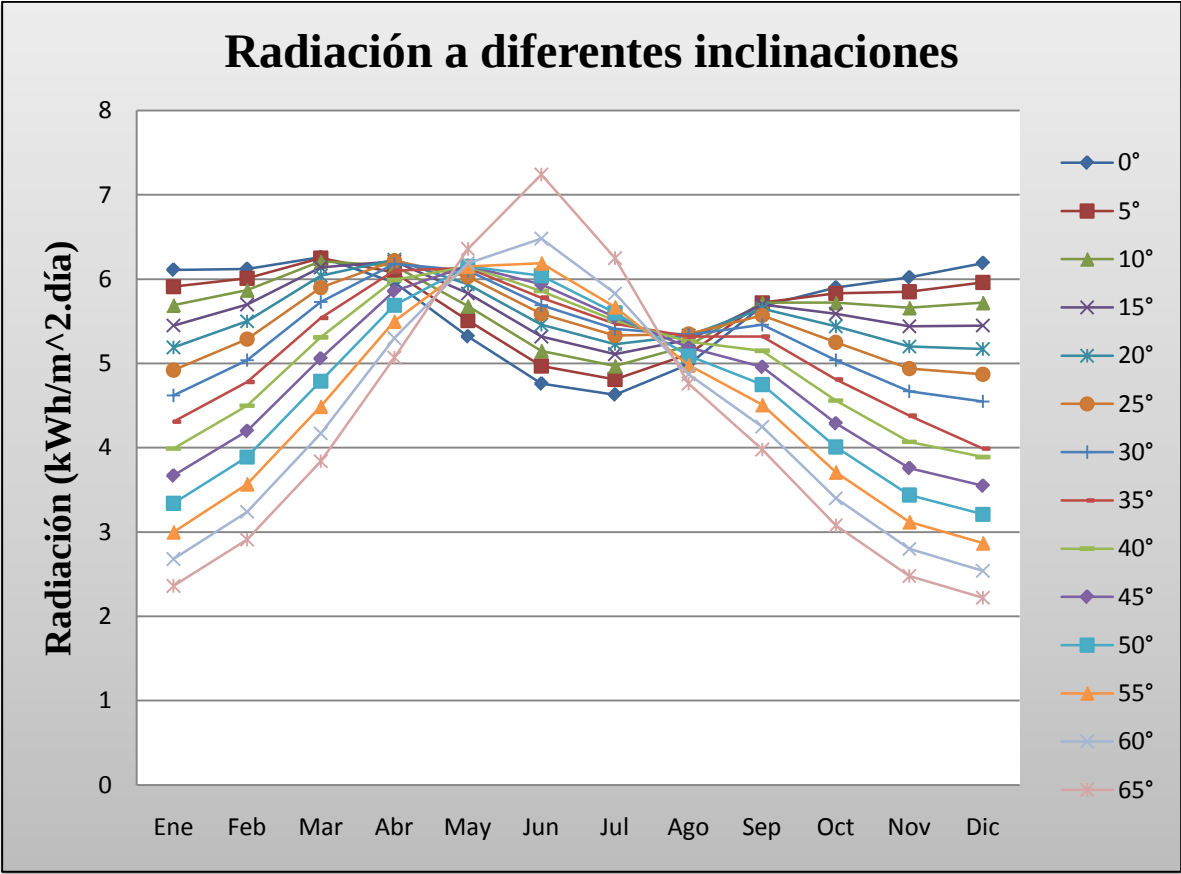
Tabla 3.7 Radiación anual sobre una superficie inclinada para diferentes ángulos

	$\varphi = 5^{\circ}$	$\varphi = 10^{\circ}$
Ene	5,91	5,69
Feb	6,01	5,87
Mar	6,25	6,21
Abr	6,08	6,16
May	5,51	5,68
Jun	4,97	5,15
Jul	4,81	4,97
Ago	5,11	5,21
Sep	5,72	5,72
Oct	5,83	5,72
Nov	5,85	5,66
Dic	5,96	5,72
Total Anual $\left[\frac{kWh}{m^2_ día} \right]$	2067,66	2060,26

Así se puede observar que la diferencia de radiación entre los ángulos 5° y 10° es muy reducida. Con un ángulo 5° se obtiene una radiación anual de $2067,66 \text{ kWh/m}^2_{\text{día}}$ y con una inclinación de 10° resulta una radiación anual de $2060,26 \text{ kWh/m}^2_{\text{día}}$. Una diferencia de $7,4 \text{ kWh/m}^2_{\text{día}}$ anual. Por tanto, la inclinación escogida se considera buena.

Así entonces, es lógico que con el objetivo de mantener una media mensual en que la radiación captada sea la mayor y la más homogénea posible, la inclinación del captador sigue un termino medio entre las dos posiciones extremas. La orientación que es más próxima a la horizontal que a la vertical en la que mayor radiación produce al menos en este estudio. Este fenómeno se puede apreciar de forma clara en la **figura 3.9** en la que se representan la radiación para diferentes ángulos de inclinación.

Figura 3.9 Valores de radiación sobre una superficie inclinada para diferentes ángulos



Elaboración propia

3.8.2.3 Radiación solar para un seguidor con un eje

En este caso se aplica los cálculos correspondientes para el rastreo del movimiento del sol, a lo largo de un día. Así entonces se tiene que la superficie captadora realizará un movimiento de este a oeste (siguiendo el azimut solar) siguiendo la trayectoria del sol. De esta manera se intenta mantener la perpendicularidad entre la superficie captadora y la radiación solar incidente durante un día, y por lo tanto ofrecer una mejor aproximación de la energía disponible.

El proceso de cálculo es exactamente el mismo que el caso anterior, con la diferencia que el valor definido por R_b seguirá la siguiente ecuación [2]:

$$R_b = \frac{\cos \delta}{\omega_s * \sin \delta * \sin(\lambda) + \cos \delta * \cos(\lambda) * \sin(\omega_s)} \quad (3.16)$$

Donde

λ	: Latitud [Grados]
δ	: Declinación [Grados]
φ	: Inclinación de la superficie [Grados]
ω_s	: Ángulo solar [Grados]

Teniendo en cuenta la metodología de cálculo utilizada se puede obtener la radiación incidente sobre una superficie captadora con seguimiento a un eje. Los resultados se exponen en la **tabla 3.8** y se grafican en la **figura 3.10**.

Tabla 3.8 Radiación sobre una superficie para un seguidor a un eje

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
R_b	0,95	0,97	1,00	1,03	1,06	1,07	1,07	1,04	1,01	0,98	0,96	0,94
$G(\varphi)$	6,51	6,59	6,89	6,68	6,03	5,38	5,19	5,52	6,22	6,36	6,42	6,58

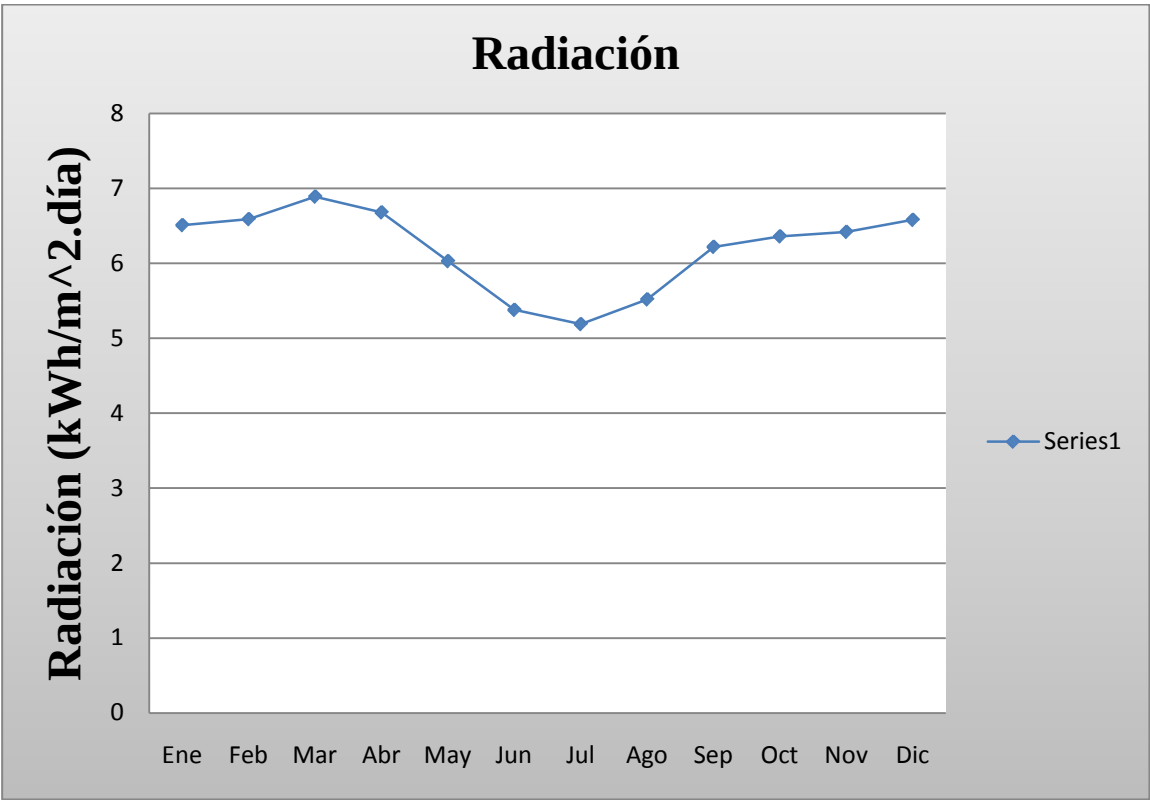
Como se puede observar, los valores obtenidos representan un incremento respecto a los valores obtenidos con una superficie fija.

A continuación, en la **tabla 3.9** se presenta la radiación total anual que podría ser generada por una superficie con 5° de inclinación que sigue el movimiento del sol.

Tabla 3.9 Radiación anual sobre una superficie rastreadora con un eje

	$\varphi = 5^\circ$
Ene	6,51
Feb	6,59
Mar	6,89
Abr	6,68
May	6,03
Jun	5,38
Jul	5,19
Ago	5,52
Sep	6,22
Oct	6,36
Nov	6,42
Dic	6,58
Total Anual $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$	2260,95

Figura 3.10 Valores de radiación para un seguidor a un eje



Elaboración propia

3.8.2.4 Radiación solar con una superficie rastreadora a dos ejes

El seguimiento a dos ejes consiste en realizar la captación de la radiación solar de manera que está sea casi perpendicular a la superficie de captación a fin de absorber el máximo posible de radiación disponible; estos colectores mantienen los rayos del sol normal a la superficie del colector. A fin de realizar este tipo de captación, los elementos captadores deben ser capaces de realizar un movimiento combinado que consiste en un movimiento acimutal, y al mismo tiempo, una inclinación variable según el mes del año en que se encuentre.

En este tipo de arreglo considera una captación de tipo estacional. Nuestra hipótesis consiste en que precisamos de una variación de la inclinación por cada mes, teniendo así la misma inclinación para todos los días de un mes.

El proceso de cálculo es exactamente el mismo que el caso anterior, con la diferencia que el valor definido por R_b seguirá la siguiente ecuación [2]:

$$R_b = \frac{1}{\omega_s * \text{sen}\delta * \text{sen}(\lambda) + \cos \delta * \cos(\lambda) * \text{sen}(\omega_s)}$$

(3.17)

- Donde
- λ

: Latitud [Grados]
- δ

: Declinación [Grados]
- φ

: Inclinación de la superficie [Grados]
- ω_s

: Ángulo solar [Grados]

Para este caso, la inclinación no será constante durante todo el año sino que varía según la particularidad de cada mes. Es lógico pensar que para los meses de invierno las inclinaciones óptimas serán próximas a la vertical, mientras que para los meses de verano las inclinaciones óptimas serán próximas al plano horizontal. La **tabla 3.10** muestra los resultados obtenidos, que a su vez se grafican en la **figura 3.11**.

Tabla 3.10 Radiación sobre una superficie para un seguidor a dos ejes

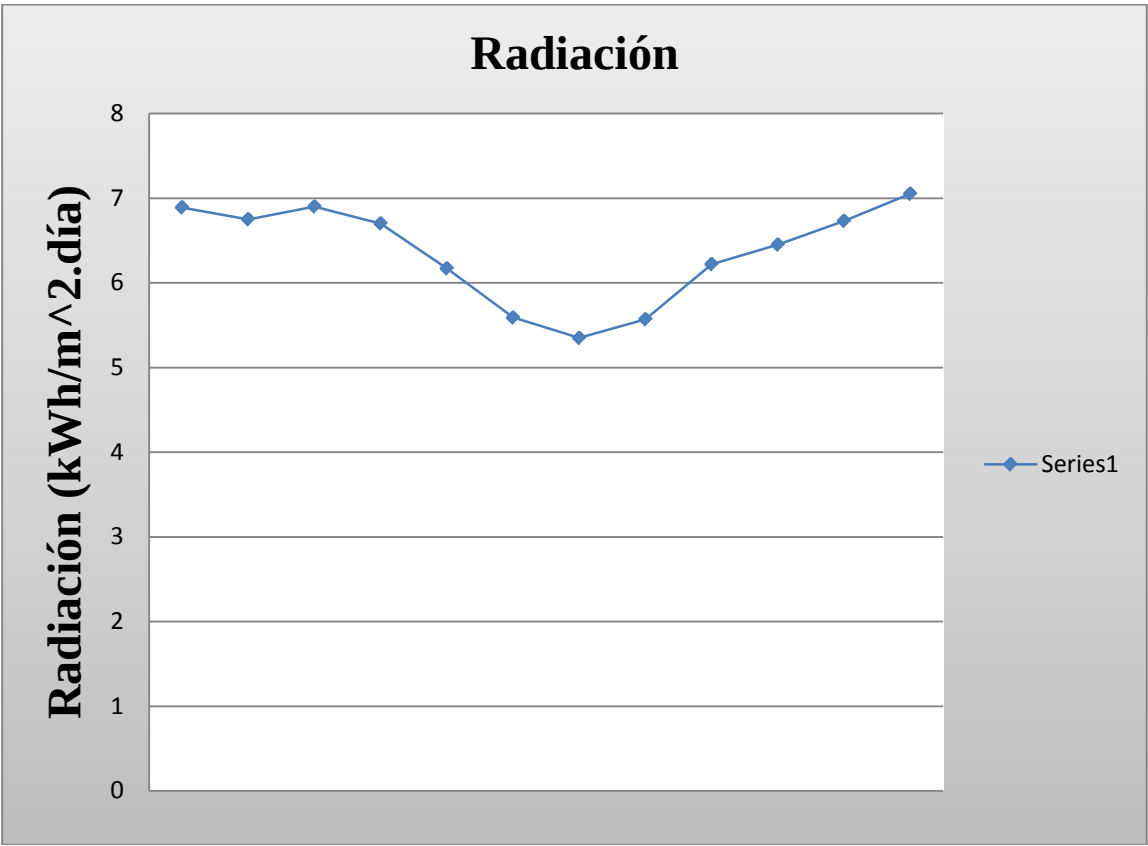
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
R_b	1,02	1,00	1,00	1,04	1,12	1,16	1,15	1,07	1,01	0,99	1,01	1,03
$G(\varphi)$	6,89	6,75	6,90	6,70	6,17	5,59	5,35	5,57	6,22	6,45	6,73	7,05

A continuación, en la **tabla 3.11** se presenta la radiación total anual que podría ser generada por una superficie con 5° de inclinación que sigue el movimiento del sol.

Tabla 3.11 Radiación anual sobre una superficie rastreadora con dos ejes

	$\varphi = 5^\circ$
Ene	6,89
Feb	6,75
Mar	6,90
Abr	6,70
May	6,17
Jun	5,59
Jul	5,35
Ago	5,57
Sep	6,22
Oct	6,45
Nov	6,73
Dic	7,05
Total Anual $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$	2322,33

Figura 3.11 Valores de radiación para un seguidor con dos ejes



Elaboración propia

3.8.2.5 Comparación de los resultados

Una vez obtenido todos los datos se puede realizar una comparación entre los tres métodos de captación planteados y elegir el que ofrece una mayor radiación anual. En la **tabla 3.12** se muestran los resultados obtenidos a fin de realizar de forma más sencilla la comparación y poder apreciar los efectos del seguimiento solar.

Tabla 3.12 **Comparación de la radiación obtenida para las diversas formas de captación**

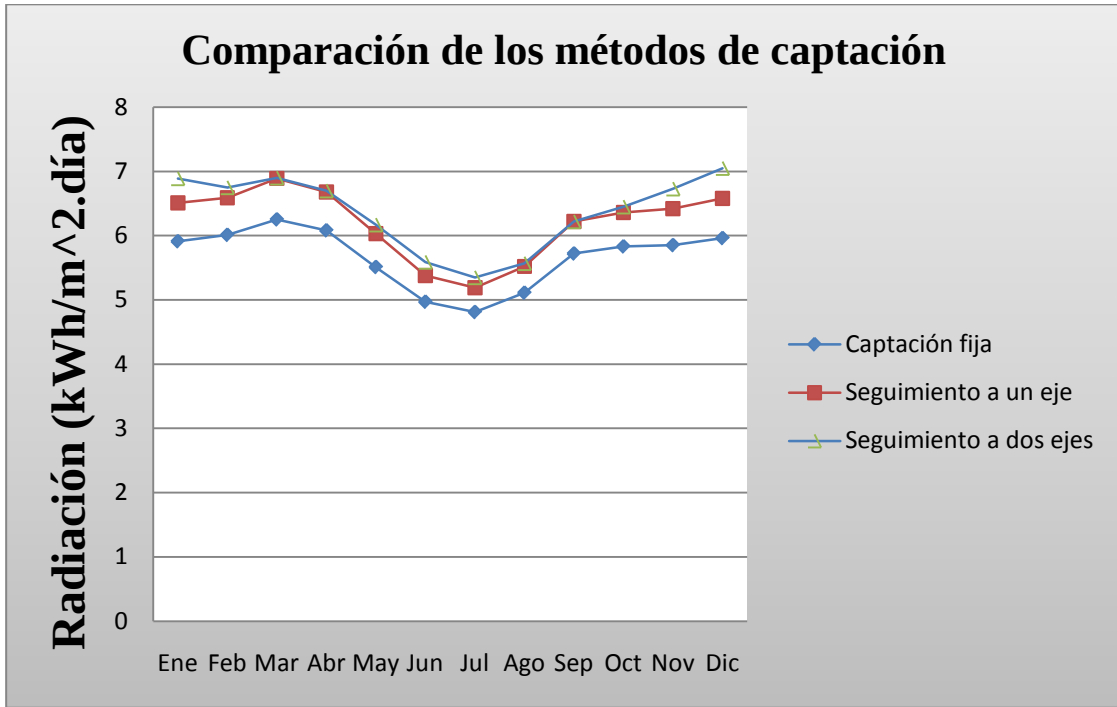
	Fija a 5°	Seguimiento a un eje	Seguimiento a dos ejes
Enero	5,91	6,51	6,89
Febrero	6,01	6,59	6,75
Marzo	6,25	6,89	6,90
Abril	6,08	6,68	6,70
Mayo	5,51	6,03	6,17
Junio	4,97	5,38	5,59
Julio	4,81	5,19	5,35
Agosto	5,11	5,52	5,57
Septiembre	5,72	6,22	6,22
Octubre	5,83	6,36	6,45
Noviembre	5,85	6,42	6,73
Diciembre	5,96	6,58	7,05
Total Anual $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$	2067,66	2260,95	2322,33

Como se puede observar en la **tabla 3.12**, el efecto de realizar una captación con seguimiento a un eje o no hacer ningún tipo de seguimiento con los elementos de captación es traducido en un aumento aproximadamente de 9,34% de radiación captada. Por otro lado, el efecto de realizar la captación con dos ejes todavía aumenta más este porcentaje a un 12,32% respecto a la captación fija. Claramente, la captación a dos ejes representa la mejor alternativa para captar y aprovechar la radiación disponible. Pero también, ésto implica un incremento del costo, que no es justificado por el incremento significativo de radiación.

La radiación incidente sobre Piura es muy buena y casi constante durante todo el año, con valores entre los 4 -6 $\frac{kWh}{m^2_día}$ esto debido a su cercanía con la línea ecuatorial, que permite que los rayos solares incidentes sobre cualquier superficie sean casi perpendiculares a está. El valor anual de captación de la radiación obtenido con una superficie fija es muy bueno. Por tanto, es razonable pensar que con una captación fija es más que suficiente para obtener una muy radiación incidente.

Ahora se representan gráficamente en la **figura 3.12** los valores de la **tabla 3.12** a fin de ver claramente la diferencia en la radiación entre los tres métodos de captación.

Figura 3.12 Grafica comparativa de los resultados obtenidos con los tres métodos de captación solar



Elaboración propia

La cara frontal de los módulos fotovoltaicos consta de un simple cristal liso que, además, tiene un cierto grado de suciedad. Lisura y suciedad suponen pérdidas significativas en la captación de la radiación que incide sobre los módulos con ángulos distintos a la perpendicular [18]. En el procedimiento, α representa el ángulo de orientación respecto al Sur y φ , φ_{opt} representan la inclinación de los módulos elegida y óptima, respectivamente, que en este caso coinciden.

$$G(\alpha, \varphi) = G(180, \beta_{opt}) * FI \quad (3.18)$$

$$FI = g_1(\beta - \beta_{opt}) + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3 \quad (3.19)$$

$$g_1 = g_{11}|\alpha|^2 + g_{12}|\alpha| + g_{13} \quad (3.20)$$

$$g_2 = g_{21}|\alpha|^2 + g_{22}|\alpha| + g_{23} \quad (3.21)$$

$$g_3 = g_{31}|\alpha|^2 + g_{32}|\alpha| + g_{33} \quad (3.22)$$

En la Tabla 3.13 se muestran los coeficientes g_{ij} .

Tabla 3.13 **Coeficiente** g_{ji}

	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
g_{1i}	8E-9	3,8E-7	-1,21E-4
g_{2i}	-4,27E-7	8,2E-6	2,89E-4
g_{3i}	-2,5E-5	-1,034E-4	0,9314

Fuente: Lorenzo, E. (2002). *La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: El mito del 1300 y “el cascabel del gato”*. España: Universidad Politécnica de Madrid (UPM).

Siguiendo este procedimiento se ha podido estimar las pérdidas correspondientes a la inclinación elegida de 5 ° respecto a la horizontal. La **tabla 3.14** muestra la radiación final que incide sobre una superficie inclinada 5°.

Tabla 3.14 **Radiación efectiva para una superficie inclinada 5°**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$\varphi = 5^\circ$	5,50	5,60	5,82	5,66	5,13	4,63	4,48	4,76	5,33	5,43	5,45	5,55

3.8.3 Dimensionamiento del bloque generador

3.8.3.1 Determinación del mes más desfavorable

Calculada la radiación media diaria mensual y la energía consumida por las cargas, se calcula el cociente Y , este representa el cociente entre el consumo promedio diario mensual de energía eléctrica, (E_{elec})y el promedio diario mensual de la radiación disponible, de la siguiente manera [6]:

$$Y = \frac{E_{elec}}{G(\varphi)} \tag{3.23}$$

Donde

Y	: Viene expresado en
E_{elec}	: Energía eléctrica total consumida
$G(\varphi)$	: Radiación sobre una superficie $\left[\frac{kWh}{m^2_día} \right]$

La **ecuación 3.23**, se desprende que las unidades de Y son unidades de área, si al valor obtenido de Y se divide entre 1000, el resultado obtenido será un superficie en m^2 , siempre

que las unidades de E_{elec} y $G(\varphi)$ se expresen ambas en Wh o kWh . De lo afirmado anteriormente, se deduce el significado físico de Y .

El cociente Y , expresado en m^2 representa 1 000 veces la superficie requerida para que la energía media diaria mensual de la radiación solar incidente sobre ésta proporcione la energía diaria consumida por los receptores, dicho de otro forma, el cociente Y , expresado en m^2 , representada 1000 veces la superficie que deberán tener un módulo fotovoltaico ideal, de rendimiento igual al 100%, para cubrir las necesidades diarias de energía eléctrica de la instalación receptora.

El subsistema de generación de energía se dimensiona en función del mes peor para cumplir con las necesidades de este mes, es decir, aquél en el que la relación entre el promedio de las necesidades de energía eléctrica y la radiación solar disponible resulta más desfavorable, o sea, el que corresponde valor máximo (Y_{max}) de los valores de Y de cada mes.

3.8.3.2 Elección del tipo y número de módulos fotovoltaicos

Una vez que la demanda energética de la carga es conocida (caso más desfavorable), se está en condiciones de dimensionar el generador fotovoltaico. Este proceso comienza con la selección del módulo fotovoltaico. Desde un punto estrictamente técnico, los parámetros eléctricos (voltaje de circuito abierto, potencia de salida, degradación de la misma con la temperatura, etc.) son los más importantes. En la práctica, el costo de la unidad, o la selección ofrecida por el mercado local pueden tener más influencia que los anteriores en el proceso de selección de un módulo.

Elegido el módulo fotovoltaico, se podrá estimar la energía generada por este módulo durante un día cualquiera perteneciente al peor mes. Se debe recordar que la potencia pico o máxima determinada por el fabricante fue medida bajo condiciones estándar³⁸.

La energía producida por un módulo de potencia pico (P_p) bajo condiciones estándar, durante una hora, es igual a $P_{módulo}$. Si en lugar de una hora, la radiación solar de $1\,000\,Wm^{-2}$ incide sobre el módulo durante h horas, entonces la energía producida por el mismo durante un día será igual [6]:

$$E_{panel} = P_{módulo} * h \quad (3.24)$$

Donde

E_{panel}	: Energía diaria producida por un módulo $[Wh/día]$
$P_{módulo}$	: Potencia nominal del módulo $[W]$
h	: Tiempo $[horas]$

³⁸ Condiciones estándar: Temperatuta de celda 25°C, , A.M1,5.

Por consiguiente, si los receptores tienen una demanda de energía eléctrica de E_{elec} y, según se acaba de ver, el promedio de energía diaria producida por un módulo es $P_{mod} \cdot h$, se concluye que el número de módulos ($N_{módulos}$) necesarios para cubrir las necesidades diarias de los receptores (como siempre durante el mes más desfavorable) viene dado por [8]:

$$N_{mod} = 1,1 \left[\frac{E_{elec}}{E_{panel}} \right] \quad (3.25)$$

Donde N_{mod} : Número de módulos
 E_{elec} : Energía eléctrica $[kWh/día]$
 E_{panel} : Energía diaria producida por un módulo $[kWh/día]$

Lo que equivale, también a [6]:

$$N_{mod} = 1,1 \left[\frac{Y_{max}}{E_{panel}} \right] \quad (3.26)$$

Donde N_{mod} : Número de módulos
 Y_{max} : Viene expresado en $[m^2 \cdot 10^{-3}]$
 E_{panel} : Energía diaria producida por un módulo $[kWh/día]$

El coeficiente 1,1 es un factor de seguridad para hacer frente ha imprevistos y a la depreciación de prestaciones de los diferentes componente del sistema por diferentes causas. Por ejemplo, la depreciación debida al envejecimiento, pérdida de rendimiento debida a que los valores nominales suelen ser referidos por el fabricante para una temperatura de los módulos de 25°C mientras que, frecuentemente, éstos trabajan a temperaturas superiores a 40°C. Equivalente a una sobredimensionamiento del 10%.

3.8.3.3 Estimación de la conexión

En esta sección, se determina la conexión de los módulos fotovoltaicos; es decir, se calcula el número de módulos conectados en serie, paralelo y el número final de módulos fotovoltaicos. Por otro lado, se calcula la potencia instalada, la corriente generada y otros parámetros eléctricos relacionados con el subsistema de captación.

Para calcular el número de módulos conectados en serie, es importante determinar la tensión de trabajo del subsistema de acumulación (V_{acu}), normalmente, 12 Voltios. Esta tensión tiene que ser igual a la tensión de salida del campo fotovoltaico para que se cumpla [6]:

$$N_{S,mod} = \frac{V_{acu}}{V_{mod}} \quad (3.27)$$

Donde $N_{S,mod}$: Número de módulos conectados en serie
 V_{acu} : Voltaje nominal del subsistema de acumulación [V]
 V_{mod} : Voltaje nominal de salida del módulo fotovoltaico [V]

Conocido el número de módulos que se conectarán en serie, se puede determinar el número de módulos conectados en paralelos de la siguiente forma [6]:

$$N_{P,mod} = \frac{N_{mod}}{N_{S,mod}} \quad (3.28)$$

Donde $N_{P,mod}$: Número de módulos conectados en paralelo
 N_{mod} : Número total de módulos
 $N_{S,mod}$: Número de módulos conectados en serie

Cabe indicar que el número total de módulos debe ser expresado como la multiplicación de dos números naturales ($N_{P,mod} * N_{S,mod}$). Siendo uno de ellos, un valor inalterable $N_{S,mod}$, ya que con este número de módulos en serie se podrá suministrar la tensión suficiente para cargar el banco de baterías. De tal forma, $N_{P,mod}$ es el único término que se puede cambiar en esta distribución de módulos, es decir si este valor no fuese un número entero, deberá ser redondeado al mínimo número inmediatamente superior. Con el fin de obtener una distribución balanceada de corriente y tensión en el subsistema de generación, que permita una adecuada conexión entre los módulos fotovoltaicos.

Finalmente, establecido el número total exacto de módulos, conectados en serie y en paralelo, se puede calcular los parámetros eléctricos totales para el subsistema de almacenamiento y de regulación, con las expresiones siguientes [6]:

Potencia máxima total generada por el subsistema de captación de energía, $P_{P,gen}$:

$$P_{P,gen} = N_{mod} * P_{mod} \quad (3.29)$$

Donde $P_{P,gen}$: Potencia máxima generada [W]
 N_{mod} : Número total de módulos
 P_{mod} : Potencia nominal del módulo [W]

Intensidad máxima total generada por el subsistema de captación de energía $(I_{P,gen})$:

$$I_{gen} = N_{P,mod} * I_{mod} \quad (3.30)$$

Donde $I_{P,gen}$: Intensidad máxima generada [A]
 $N_{P,mod}$: Número módulos en paralelo
 I_{mod} : Intensidad máxima del módulo [A]

Intensidad de cortocircuito total generada por el subsistema de captación $(I_{cc,gen})$:

$$I_{cc,gen} = N_{P,mod} * I_{cc,mod} \quad (3.31)$$

Donde $I_{cc,gen}$: Intensidad de cortocircuito generada [A]
 $N_{P,mod}$: Número módulos en paralelo
 $I_{cc,mod}$: Intensidad de cortocircuito del módulo [A]

Tensión nominal total generada por el subsistema de captación (V_{gen}) :

$$V_{gen} = N_{S,mod} * V_{mod} \quad (3.32)$$

Donde V_{gen} : Voltaje nominal generado [V]
 $N_{S,mod}$: Número módulos en serie
 V_{mod} : Voltaje de nominal del módulo [A]

Tensión máxima total generada por el subsistema de captación $(V_{P,gen})$:

$$V_{P,gen} = N_{S,mod} * V_{P,mod} \quad (3.33)$$

Donde $V_{P,gen}$: Voltaje máximo generado [V]
 $N_{S,mod}$: Número módulos en serie
 $V_{P,mod}$: Voltaje máximo del módulo [A]

Tensión de circuito abierto total generada por el subsistema de captación $(I_{cs,gen})$:

$$V_{CA,gen} = N_{S,mod} * V_{CA,mod} \quad (3.34)$$

Donde	$V_{CA,gen}$	: Voltaje de cortocircuito generado [V]
	$N_{S,mod}$	: Número módulos en serie
	$V_{CA,mod}$	: Voltaje de cortocircuito del módulo [A]

3.8.4 Dimensionamiento del subsistema de acumulación de energía eléctrica

Para definir el tamaño del acumulador, se deberán tener en cuenta los siguientes parámetros:

- *Máxima profundidad de descarga*: es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma. En baterías estacionarias de plomo-ácido un valor adecuado de este parámetro es de 0,7.
- *Días de autonomía*: es el número de días consecutivos que en ausencia de sol, el sistema de acumulación es capaz de atender para el consumo, sin sobrepasar la profundidad máxima de descarga de la batería. Los días de autonomía posibles, dependen entre otros factores del tipo de instalación y de las condiciones climáticas del lugar. Generalmente, este valor suele estar entre 3 y 10 días.
- *Tensión de trabajo* del subsistema de acumulación expresada en voltios, los valores más habituales de V_{acu} son: 6V, 12V, 24V, 36V, 48V y 120V.

La energía almacenada por una batería viene determinada por el producto de la tensión nominal de la batería y su capacidad [6]:

$$E_{bat} = C' * V_{bat} \quad (3.35)$$

Donde	E_{bat}	: Energía de la batería [Wh]
	C'	: Capacidad nominal de la batería [Ah]
	V_{bat}	: Voltaje nominal de la batería [V]

La capacidad del subsistema de acumulación, que admite un 100% de descarga profunda, es la cantidad de energía que debe ser capaz de almacenar, para asegurar los días de autonomía y se determina por [6]:

$$E_{acu} = N_D E_{elec,max} \quad (3.36)$$

Donde	E_{acu}	: Energía almacenada por las baterías [Wh]
	N_D	: Número de días de autonomía
	$E_{elec,max}$	: Energía eléctrica máxima requerida $\left[\frac{Wh}{día} \right]$

$E_{elec,max}$ es el promedio diario de la energía eléctrica requerida por los receptores para el mes en que el consumo de los receptores es máximo.

De la **ecuación 3.36** se puede concluir que, toda la energía almacena en el subsistema de acumulación es aprovechada por los receptores para cubrir sus necesidades, esto es posible ya que el subsistema de acumulación permite una descarga profunda del 100%. Sin embargo, normalmente esto no es así, los subsistemas de acumulación permiten solamente descargas menores que el 100%, este aspecto debe ser tomado en cuenta al momento del diseño. Debido a esto la energía almacenada por el subsistema de acumulación tiene que ser mayor a la requerida por los receptores, debido a que ellos solamente toman una parte de lo almacenado en el subsistema de acumulación. Este requerimiento extra de energía debe ser tomado en cuenta por la **ecuación 3.36**, incorporando la profundidad de descarga como divisor.

De este modo la **ecuación 3.36** tras añadir un factor de seguridad de 1,1, permite determinar la energía que puede almacenar el subsistema de acumulación.

$$E_{acu} = 1,1 \left[\frac{N_D E_{elec,max}}{P_{D,max}} \right] \quad (3.37)$$

Donde

E_{acu}	: Energía almacenada por el subsistema de acumulación [Wh]
N_D	: Número de días de autonomía [días]
$E_{elec,max}$	: Energía eléctrica máxima requerida [Wh/día]
$P_{D,max}$	: Máxima profundidad de descarga

De donde la capacidad necesaria del subsistema de acumulación se obtiene [6]:

$$C_T' = \frac{E_{acu}}{V_{acu}} \quad (3.38)$$

Donde

C_T'	: Capacidad del subsistema de acumulación [Ah]
E_{acu}	: Energía almacenada por el subsistema de acumulación [Wh]
V_{acu}	: Voltaje nominal del subsistema de acumulación [V]

Debe comprobarse, además, que la capacidad del subsistema de acumulación obtenida por la **ecuación 3.38** debe ser superior a la capacidad mínima necesaria para que la batería no se descargue diariamente más de la profundidad de descarga diaria admisible, con esta comprobación se evita profundos ciclos de descarga diarios superiores a los admitidos por el tipo de batería empleada. Para ello se debe verificar que [6]:

$$C_T' \geq \frac{E_{elec,max}}{P_{D,diaria} * V_{acu}} \quad (3.39)$$

Donde	C'_T	: Capacidad del subsistema de acumulación [Ah]
	$E_{elec,max}$	: Energía eléctrica máxima requerida $\left[\frac{Wh}{día} \right]$
	V_{acu}	: Voltaje nominal del subsistema de acumulación [V]
	$P_{D,diaria}$	: Profundidad de descarga diaria

En el caso de que no se cumpla la condición de la **ecuación 3.39**, generalmente ocurre cuando el número de días autónomos es pequeño, la capacidad necesaria del sistema de acumulación se obtiene como **[6]**:

$$C'_T = \frac{E_{elec,max}}{P_{D,diaria} * V_{acu}} \quad (3.40)$$

Donde	C'_T	: Capacidad del subsistema de acumulación [Ah]
	$E_{elec,max}$	: Energía eléctrica máxima requerida $\left[\frac{Wh}{día} \right]$
	V_{acu}	: Voltaje nominal del subsistema de acumulación [V]
	$P_{D,diaria}$	: Profundidad de descarga diaria

Del mismo modo que los sistemas fotovoltaicos, las baterías necesitan ser conectadas adecuadamente en serie o en paralelo para cubrir los requerimientos de los receptores, así como para cubrir los requerimientos eléctricos de conexión con el resto del sistema generador. Se debe tener en cuenta que todos los elementos acumuladores deben tener las mismas características eléctricas, deben ser del mismo tipo y haber funcionado bajo las mismas condiciones de calidad.

El número de elementos individuales que deben conectarse en serie se calculan mediante la expresión **[6]**:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{acu}}{V_{bat}} \quad (3.41)$$

Donde	$N_{S,acu}$	: Número de acumuladores en serie
	V_{acu}	: Voltaje nominal del subsistema de acumulación [V]
	V_{bat}	: Voltaje nominal de la batería [V]

De ser necesaria la conexión de baterías en paralelo para alcanzar la capacidad requerida por los receptores, el número de acumuladores conectados de esta forma se puede determinar con la expresión **[6]**:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_T}{C} \quad (3.42)$$

Donde	$N_{P,acu}$	: Número de acumuladores en paralelo [Ah]
	C'_T	: Capacidad del subsistema de acumulación [Ah]
	C'	: Capacidad nominal de la batería [Ah]

Evidentemente, los resultados previamente obtenidos de $N_{S,acu}$ y $N_{P,acu}$ deben redondearse, al alza, hasta el número natural más próximo.

3.8.5 Dimensionamiento del regulador

Independientemente de las prestaciones y características propias de cada modelo de regulador, los valores nominales de tres parámetros eléctricos deben ser especificados. Estos son: la tensión nominal de trabajo del regulador, la intensidad nominal entre los módulos fotovoltaicos y las baterías, y del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores:

- Tensión nominal de trabajo del regulador (V_{reg}) debe coincidir con las tensiones nominales de los subsistemas de captación de energía (generador) y de acumulación.

$$V_{reg} = V_{gen} = V_{acu} \quad (3.43)$$

- Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión de la corriente eléctrica desde el generador fotovoltaico hacia el subsistema de acumulación, (I_{reg}), debe ser igual a la máxima intensidad de corriente que es capaz de suministrar el campo fotovoltaico, es decir:

$$I_{reg} = I_{sc,gen} = I_{sc,mod} * N_{P,mod} \quad (3.44)$$

- Finalmente, deberán preverse los aumentos de tensión generada por el arreglo fotovoltaico en condiciones medioambientales determinadas. Por tanto, el regulador de carga deberá estar diseñado para soportar los siguientes valores de tensión:

$$V_{reg,max} = 1,25 * V_{oc,gen} \quad (3.45)$$

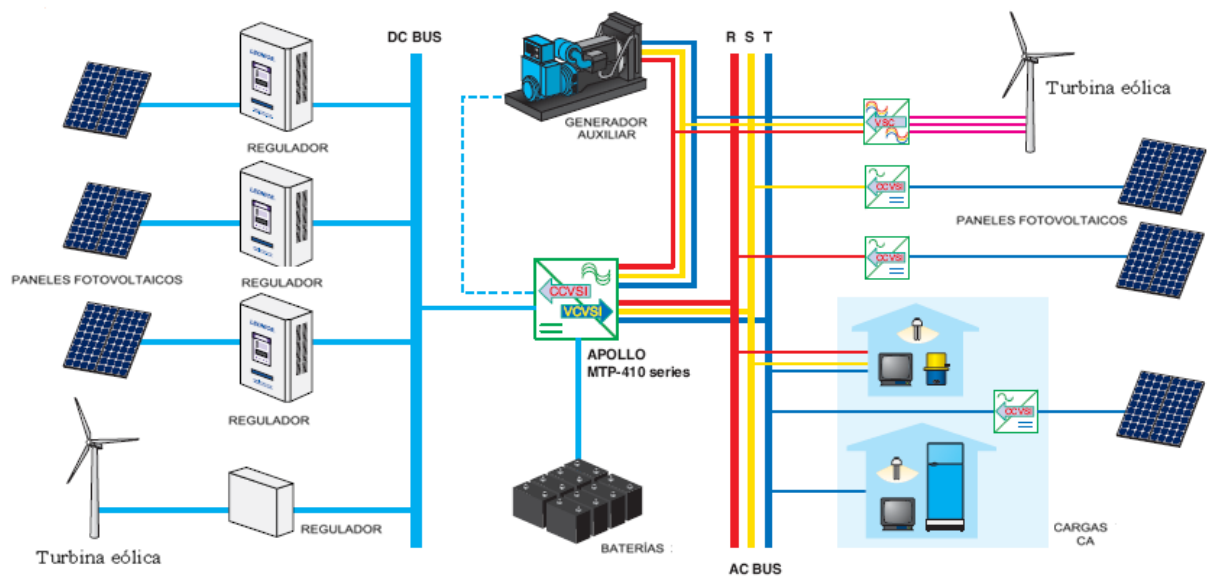
El conjunto de módulos fotovoltaicos puede dividirse en varios grupos que permitan conectar a cada uno de estos grupos un regulador, bajo las mismas condiciones técnicas de tensión y corriente.

3.8.6 Dimensionamiento del inversor bidireccional

Este sistema ha sido desarrollado por la empresa *Leonics*, sus estudios han promovido los inversores bidireccionales *Apollo MTP- 410series* capaces de crear una red eléctrica mediante el control del voltaje y la frecuencia de la misma.

Este tipo de inversor permite trabajar en cuatro escenarios, **figura 3.13**, ya que permite tener conectados a la vez los sistemas de generación, las cargas y el sistema de almacenamiento, hecho que facilita sumamente la gestión de la micro red y sus recursos energéticos.

Figura 3.13 **Funcionamiento inversor Apollo MTP-410**



Fuente: www.leonics.com.

El ondulador interactúa con el sistema acumulador, permitiendo una gestión óptima del banco de baterías. A su vez, regula la red eléctrica dejando pasar energía hacia las baterías o inyectándola a la propia red y, en caso de excesiva carga, desconecta los equipos para evitar daños en éstos. Por otro lado, también optimiza el funcionamiento de un grupo electrógeno de encendido automático mediante la conexión de éste con el propio inversor.

Estas opciones vienen implementadas en un microprocesador que permite: gestionar la potencia a suministrar en cada momento, la comunicación entre los distintos inversores y es capaz de encender el generador cuando precise de mayor potencia eléctrica o cuando el estado de carga de las baterías sea muy bajo.

El inversor depende de la máxima potencia simultánea estimada a lo largo de un día y del voltaje de entrada. Por consiguiente, se ha optado por elegir aquél que tenga una diferencia de capacidad menor de potencia con la máxima demandada para el caso de los sistemas híbridos.

El número de inversores necesarios para una instalación es función de la máxima carga demandada, y se estima con la siguiente expresión [19]:

$$N_{inv} = \frac{1,25 * P_{m\acute{a}x}}{P_{inv}} \quad (3.46)$$

Donde $P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima demanda [kW]
 P_{inv} : Potencia nominal del inversor [W]

3.8.7 Dimensionamiento de los conductores

El dimensionamiento de los conductores que transportan la energía eléctrica debe realizarse cumpliendo las prescripciones de *Instalaciones Fotovoltaicas* publicado por el *Ministerio de Energía y Minas*.

Este subsistema es indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un sistema híbrido. Resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula. El material más indicado para la fabricación de un cable conductor representa un compromiso entre un bajo valor de resistividad y el costo del mismo. El cobre ofrece hoy día la mejor solución.

Dado que una instalación híbrida está compuesta por varios subsistemas, los que merecen un tratamiento especial, en lo que a dimensionamiento de conductores se refiere. Prestando una especial atención a los valores de máxima corriente y tensión a que serán sometido los conductores.

3.8.7.1 Dimensionamiento de los conductores para el generador fotovoltaico

Los datos de corriente de cortocircuito y tensión en circuito abierto de un módulo fotovoltaicos proporcionados por los fabricantes, en la hoja de especificaciones técnicas, son obtenidos bajo condiciones estándar de ensayo³⁹. Sin embargo, estos valores se ven afectados por las condiciones reales en las que trabaja un módulo fotovoltaico. Factores como la temperatura ambiente y la irradiación alteran dichos valores. Por ello, la intensidad máxima suministrada por los módulos debe estar sobredimensionada en un 25%. Por lo tanto, la intensidad máxima es igual a [6]:

$$I_{Max,mod} = 1,25 * I_{sc,mod} \quad (3.47)$$

Donde $I_{Max,mod}$: Intensidad máxima del módulo [A]
 $I_{sc,mod}$: Intensidad de corto circuito del módulo [A]

³⁹ Condiciones estándar de ensayo: 1.000 W/ m² de irradiación y temperatura del módulo fotovoltaico de 25°C, AM1.5.

Por su parte, la tensión de circuito abierto aumenta al disminuir la temperatura, de manera que en días fríos pero soleados, la tensión en circuito abierto puede superar ampliamente el valor facilitado por el fabricante. Debido a esto se debe tomar la tensión de circuito abierto, proporcionada por el fabricante, como la tensión máxima del módulo multiplicada por un factor de 1,25.

3.8.7.2 Dimensionamiento de los conductores para subsistema de acumulación

Los cables utilizados para conectar las baterías entre sí y con el resto de equipamiento deben estar diseñados y dimensionados para soportar las condiciones corrosivas de trabajo. Cabe resaltar, que no se deben usar conductores de aluminio debido a que presentan problemas de corrosión.

Los conductores conectados a las baterías deben soportar elevadísimas intensidades de cortocircuito (fácilmente varios miles de amperios) que pueden presentarse, en función del tiempo de respuesta de las protecciones correspondientes.

La intensidad máxima de esta línea se calcula teniendo en cuenta:

- La potencia del inversor en servicio continuo.
- El menor valor tensión del subsistema de acumulación con el que puede funcionar el inversor, $V_{min,acu}$, pues es en esta situación cuando el inversor absorberá una intensidad mayor.
- La eficiencia del inversor a plena potencia, η_{inv} (no necesariamente igual a la eficiencia máxima del inversor).

La intensidad máxima permanente de la línea de alimentación de los inversores, ($I_{Max,inv}$) será [6]:

$$I_{Max,inv} = \frac{P_{inv}}{V_{Min,acu} * \eta_{inv}} \quad (3.48)$$

Donde

$I_{Max,inv}$	: Intensidad máxima del inversor [A]
P_{inv}	: Potencia del inversor en servicio continuo [W]
$V_{Min,acu}$	: Voltaje mínimo del subsistema de acumulación [V]
η_{inv}	: Rendimiento del inversor

Una vez determinada la intensidad máxima del inversor, se puede calcular la intensidad máxima de esta línea mediante la siguiente ecuación:

$$I_{cond,inv} \geq 1,25 * I_{Max,inv} \quad (3.49)$$

Donde $I_{cond,inv}$: Intensidad máxima del conductor [A]
 $I_{Max,inv}$: Intensidad máxima para el inversor [A]

Finalmente, la sección de los conductores, de cada línea, debe ser determinado mediante el criterio de la **caída de tensión máxima admisible**. Con este criterio, se determina una caída de tensión admisible, con la que se va a calcular cuál podría ser la sección que debería tener el conductor [6]:

$$S = \frac{2\rho_e LI}{\Delta V} \tag{3.50}$$

Donde S : Sección del conductor [mm²]
 ρ_e : Resistividad del cobre [Ωm]
 I : Intensidad a transportar [A]
 L : Longitud del conductor [m]
 ΔV : Caída de tensión promedio

Los cables cuyo recorrido se realiza prioritariamente a la intemperie deberán ser aptos para esta condición. Este cable no necesitará realizar su recorrido dentro de un ducto, debido a esto su nivel de aislamiento debe ser muy elevado.

Con el propósito de asegurar un funcionamiento adecuado de las cargas (lámparas, televisión, equipos de transmisión, etc) no deberá producirse más de un 5% de caída de tensión tanto entre módulos y baterías como entre baterías y puntos de cargas.

Para simplificar el proceso de selección del cable, la **tabla 3.15** muestra la sección adecuada de cable a utilizar para una caída de tensión del 5% en sistemas de 12 V.

Tabla 3.15 **Distancia máxima en metros para una caída de tensión de 5% en sistemas de 12 Voltios**

Sección del conductor		Corriente que circula por el conductor (A)								
mm ²	AWG	2	5	10	15	20	25	30	50	100
2,081	14	54	22	11	8					
3,3	12	85	35	18	11	8				
5,27	10	130	56	29	18	13	11			
8,35	8	220	90	45	30	22	17	15		
13,3	6	360	114	57	47	36	29	25	15	
21	4	560	225	112	75	56	45	37	22	11
34	2	900	362	181	120	90	75	60	36	18
53	0	1500	600	300	200	150	120	100	60	30

Fuente: www.peruahorraenergia.minem.gob.pe.

En la fila superior debe elegirse la columna que contiene corriente que se espera circulará por el cable. Sobre esta misma columna se ubica la distancia que recorrerá dicho tramo de cable y leyendo en la parte izquierda de esta fila se encuentra la sección y el código AWG de cable correspondiente.

Si la instalación es de 24,36 ó 48 VDC se deberá proceder de igual forma. Es decir entrar en la tabla con la corriente estimada y buscar la distancia, pero ahora se deberá dividir la sección obtenida por 2,3 y 4 respectivamente. Si el valor que resulta de esta división no coincide con un valor normalizado de sección, deberá tomarse el normalizado inmediatamente superior.

3.8.8 Dimensionamiento del grupo electrógeno⁴⁰

La potencia nominal a instalar para cada grupo resulta de la suma de las potencias absorbidas por los receptores a alimentar durante la falta de energía de red, multiplicada por un factor de simultaneidad y previendo un futuro aumento del consumo de hasta un 10%.

$$P_{genset} = \frac{P_{pico}}{f * \cos \phi}$$

(3.51)

Donde

P_{genset}
 P_{pico}
 f
 $\cos \phi$

: Potencia del generador para alimentar las cargas [kW]
: Máxima potencia demanda[kW]
: Factor de corrección que depende del factor de potencia
: Factor de potencia de la carga

El factor de corrección para la potencia se introduce porque el factor de potencia típico de los generadores trifásicos es de 0,8 hasta 1, permitiendo cargar el generador hasta el límite de su potencia activa máxima, por lo que las desviaciones por defecto del factor de potencia de las cargas motivarán un incremento en el cálculo de la potencia del generador. La desviación por exceso nos dará mejores condiciones de explotación y por consiguiente, el empleo de un grupo de menor capacidad. La **tabla 3.16** muestra estas correlaciones.

Tabla 3.16 Factor de corrección según el factor de potencia

$\cos \phi$	0,7	0,75	0,8	0,85	0,90	0,95	1
f	0,88	0,94	1	1,06	1,13	1,19	1,25

Fuente: Ing. Melo Crespo, L. (2007). *Cálculo de la potencia de los grupos electrógenos.*

⁴⁰ Esta sección ha sido elaborada utilizando la referencia [20]

3.8.8.1 Consumo de combustible⁴¹

Un grupo electrógeno se caracteriza por su eficiencia y su consumo en relación con la electricidad producida. Para un generador Diesel el consumo de combustible se calcula [21]:

$$\frac{Q_v}{Q_v^o} = 0,22 + 0,78 \frac{P_G}{P_G^o} \tag{3.52}$$

Donde Q_v : Consumo de combustible $\left[\frac{l}{h} \right]$
 Q_v^o : Consumo nominal de combustible $\left[\frac{l}{h} \right]$
 P_G : Potencia del generador $[kW]$
 P_G^o : Potencia nominal del generador $[kW]$

3.9 Evaluación de la contribución energética de un grupo electrógeno

La configuración de un sistema híbrido mediante la tecnología de un grupo generador está subordinada a la energía del grupo alternador/motor ya que, a diferencia de la energía solar fotovoltaica, estos componentes tienen un rango de potencias determinado a partir del cual se puede estimar la energía aportada según las horas de funcionamiento de éstos. Tal y como se ha detallado en el **anexo D**, los equipos del fabricante SMDO se clasifican en sistemas de 10, 20, 30, 40 kW. Con los datos del fabricante, para el modelo elegido SDMO J40U, se han obtenido los cuatro escenarios con distinta aportación de energía por parte del grupo electrógeno, **tabla 3.17**.

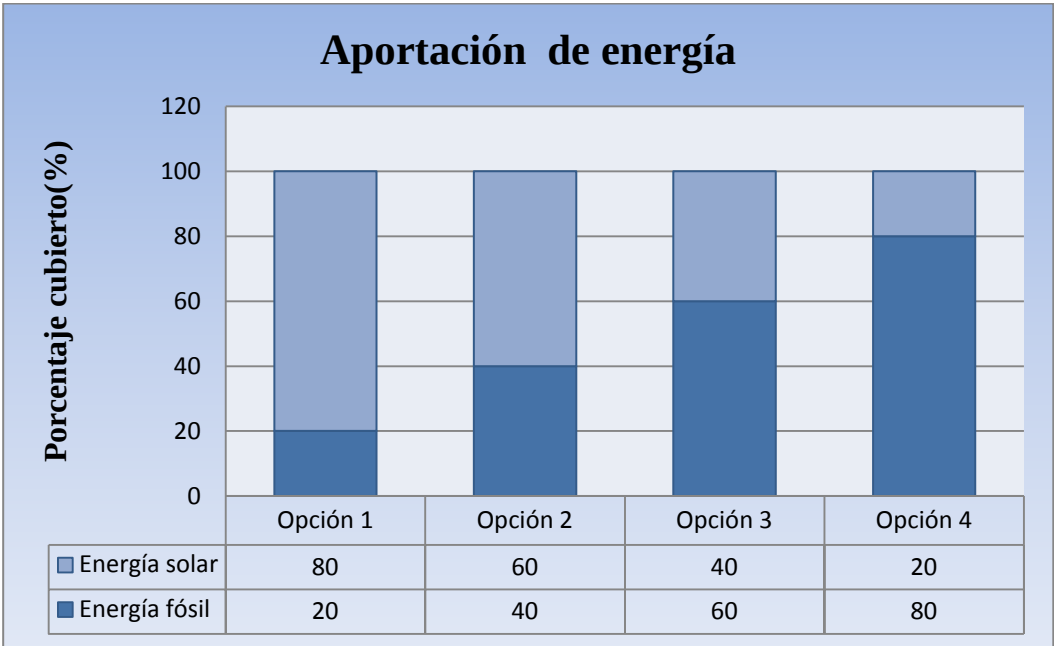
Tabla 3.17 Energía aportada por el grupo electrógeno para cada uno de sus modelos

Tiempo de operación (h)	Caso 1 (kWh)	Caso 2 (kWh)	Caso 3 (kWh)	Caso 4 (kWh)
5,5	154	115,5	77	38,5

Los elementos representados en la tabla anterior, se pueden representar gráficamente como el porcentaje de aportación de la tecnología solar y el grupo electrógeno (ver **figura 3.14**).

⁴¹ Esta sección ha sido elaborada utilizando la referencia [21]

Figura 3.14 Aportación de energía para las cuatro alternativas del sistema híbrido



Elaboración propia

3.10 Diseño del sistema híbrido

Para llevar a cabo el diseño del sistema híbrido se ha utilizado el método de cálculo desarrollado en la **sección 3.8** con los respectivos matices que se comentarán a continuación.

3.10.1 Módulos fotovoltaicos

Existe una gran cantidad de fabricantes de módulos solares y la gran mayoría de ellos ofrecen unas prestaciones muy similares. Elegiremos uno con alta potencia de salida, de manera de reducir el número de ellos al mínimo, con un alto voltaje a circuito abierto, de manera de tener suficiente voltaje de carga para el banco de baterías durante los días calurosos del verano. Existen en la actualidad módulos fotovoltaicos con potencias de salida desde 40W hasta 300W.

La tensión del campo fotovoltaico está supeditada a los inversores de inyección a red cuyos rangos del voltaje en continua se sitúan entre 24 y 240 V. En cada caso, dependiendo de la capacidad del sistema fotovoltaico, se ajustará dicha tensión para obtener grupos de módulos de tamaño adecuado.

Dado que no existen empresas fabricantes de módulos solares localizadas en Piura, se han evaluado varias marcas: Evergreen Solar, Suntech, Bp Solar, Kyocera y Mitsubishi, para cada uno de los casos vistos en el **anexo E**. Por ser empresas líderes en el mercado solar, y fabricar módulos fotovoltaicos con potencias elevadas, a precios muy competitivos comparado con otros fabricantes.

3.10.2 Inversores bidireccionales

Para escoger los inversores centrales, que son el corazón de la red eléctrica, se ha tenido en cuenta el consumo pico de la instalación, ya que es la máxima potencia que tendrán que suministrar el inversor. El valor correspondiente al punto de máxima potencia es de 35 kW.

La empresa *Leonics* dispone de distintos modelos de inversores clasificados según la potencia, pero en este proyecto se han considerado los Apollo MPT-415F. Es decir, una potencia de salida de 35kW. Con esta configuración se asegura que el inversor trabaje cerca de su potencia nominal de salida que es donde se obtiene un mayor rendimiento y, a su vez, haya un margen para aumentar la potencia máxima del sistema.

3.10.3 Baterías

Para aplicaciones fotovoltaicas predominan dos tipos de baterías, las de níquel-cadmio (Ni Cd) y las de plomo-ácido (Pb-a). Las primeras presentan ventajas respecto a las de Pb-a como son la posibilidad de descargarse profundamente o permanecer largos períodos en baja carga sin deterioro, así como una menor autodescarga y un menor mantenimiento. Su principal problema es su altísimo coste, motivo por el cual no se utilizan en aplicaciones convencionales. Aún así, las baterías de Pb-a tienen un funcionamiento suficientemente bueno para aplicaciones fotovoltaicas aunque se necesita un mayor mantenimiento.

Las baterías de Pb-a pueden ser abiertas o selladas. Las primeras ofrecen un ciclado más profundo que las segundas, aunque precisan un poco más de mantenimiento al tener que rellenarlas con agua destilada cada 3 años aproximadamente. A pesar de precisar un mayor mantenimiento, para esta instalación se han considerado que las baterías idóneas para la aplicación son las abiertas de Pb-a por su coste relativamente bajo, su alta profundidad de descarga y su larga vida útil. En concreto, se han elegido baterías estacionarias abiertas tubulares (OpZs), por tener una DOD del 80 % y una vida útil de 8 a 10 años. Los parámetros a seguir para dimensionar el sistema serán:

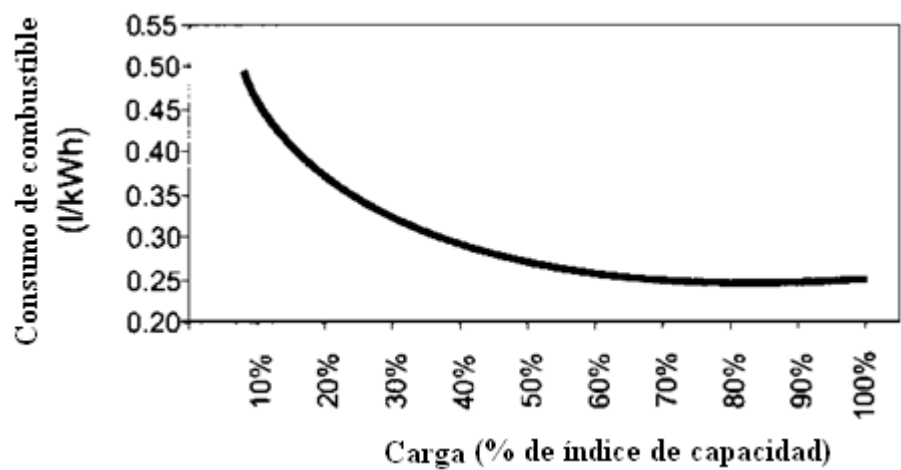
- La tensión de la entrada DC para los inversores Sunny Island 5048 es de 48 V, según la ficha técnica expuesta en el **anexo D**. Por consiguiente, se precisan bancos de baterías con dicho voltaje nominal.
- Cada grupo de inversores bidireccionales precisa de su propio banco de baterías, con lo que se formaran dos grupos acumuladores idénticos.
- Para sistemas híbridos con suficiente capacidad de almacenaje es recomendable utilizar dos hileras por banco de baterías por cuestiones de seguridad.

3.10.4 Grupo electrógeno

Un grupo electrógeno debe ser diseñado para cubrir la demanda pico, aunque esta demanda pico se presente en un pequeño porcentaje de su tiempo de operación. Un grupo electrógeno opera más eficientemente cuando funciona entre el 80% y 90% de su capacidad nominal, pero a medida que la carga decrece su eficiencia es menor.

Como se muestra en la **figura 3.15**, cuando la carga cae al 30%, el número de *kWh* producido por litro de combustible decrece considerablemente. Aunque, a menudo un grupo electrógeno puede cubrir la demanda pico pero funcionará ineficientemente sino trabaja como mínimo al 80% de su carga.

Figura 3.15 Consumo de combustible vs carga



Fuente: Advanced Energy Systems Ltd (1999). *Hybrid System Overview*.

Adicionalmente, a su baja eficiencia cuando funciona en baja carga, el desgaste y el correspondiente mantenimiento del grupo electrógeno aumenta. Esto ocurre porque la cámara de combustión no alcanza la temperatura de operación, resultando en la formación de carbón en las paredes de los cilindros y un incremento de la acidez en el aceite lubricante. Estos efectos pueden fácilmente duplicar los requerimientos de mantenimiento y reducir el tiempo de vida operacional.

Capítulo 4

Análisis económico

Combinar módulos fotovoltaicos con un grupo electrógeno proporciona una solución simple y factible para regiones con buenos recursos solares. El grupo generador reduce las componentes fotovoltaicas, mientras que el generador fotovoltaico reduce el consumo de combustible, mantenimiento y el costo de recambio de componentes.

Comparando un sistema de generación eléctrica aislada que hace uso de un grupo electrógeno, con un sistema híbrido que hace uso de módulos fotovoltaicos, esta última alternativa ofrece un ahorro potencial de combustible y la reducción de emisiones. Experiencias muestran, un ahorro anual de combustible mayor al 80% comparado con un sistema de generación que hace uso sólo de un grupo electrógeno, dependiendo de las condiciones de la región y del diseño del sistema. Un proyecto en Montague Island (Australia) ha alcanzado un 87% de reducción en el consumo de combustible, además de reducir las emisiones de CO_2 .

Naturalmente, el ahorro de combustible varía sobre cada uno de los meses del año. Los módulos fotovoltaicos pueden proporcionar hasta el 100% de la demanda eléctrica durante los meses de verano, mientras que en invierno el panorama puede cambiar.

4.1 Costo de la energía solar⁴²

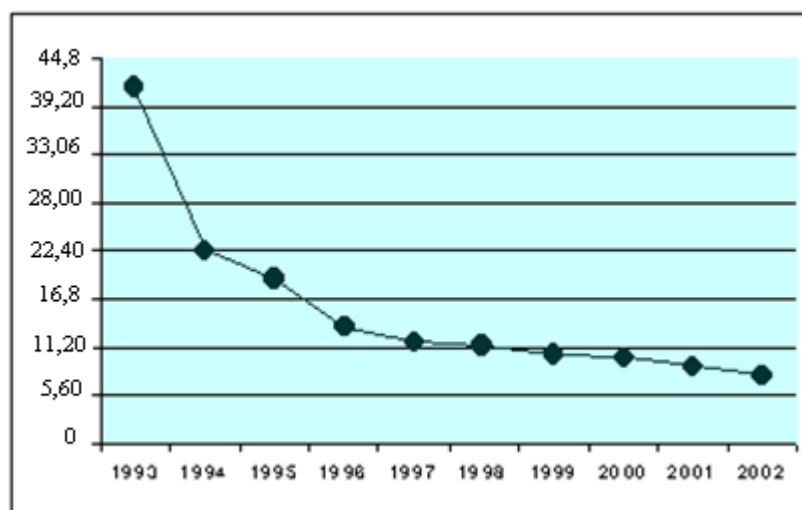
En la industria del petróleo se usa el precio por **barril de petróleo** como su unidad de medida. Mientras, que en la industria de la energía solar normalmente se usa el precio por Watt pico (W_p) como su unidad primaria de medida. Haciendo uso de esta unidad de medida, se puede estimar el precio de la energía solar fotovoltaica, así como también el precio de los módulos fotovoltaicos.

⁴² Esta sección ha sido elaborada utilizando la referencia [22].

El precio de los módulos fotovoltaicos ha experimentado muchas variaciones desde su comercialización en 1982, desde $\$27/W_p$ hasta alrededor de $\$4/W_p$ hoy en día. Como regla de oro, el generador fotovoltaico representa entre el 40-50% del costo total de la instalación. Este porcentaje varía de acuerdo a la naturaleza de la aplicación. Una instalación fotovoltaica completa, incluyendo todas las otras componentes requeridas para poner en funcionamiento la instalación, tanto como para inyectar energía a la red o para ser usado en aplicaciones autónomas. En el 2003, un sistema solar residencial costaba entre \$8,000 y \$12,000 por kW_p instalado.

Japón es un país que cuenta con un mercado fotovoltaico muy amplio debido a que es sede de muchas de las compañías productoras de celdas fotovoltaicas. Esto le ha permitido convertirse en el líder mundial en los precios de módulos fotovoltaicos. La **figura 4.1** muestra la reducción de precios, en los últimos diez años, para el costo de $4kW_p$ de una instalación fotovoltaica residencial en Japón, en dinero presente.

Figura 4.1 **Precio de una instalación fotovoltaica en Japón** ($\$/W$)



Fuente: www.solarbuzz.com.

En orden de convertir los kW_p (medida estándar que excluye las condiciones solares) a kW (medida que toma en cuenta las condiciones solares), se debe determinar la ubicación exacta (latitud y longitud) de la instalación fotovoltaica para tener muy en cuenta la irradiación esperada en el lugar de la instalación para un periodo de tiempo determinado. Es el caso de un instalación de $1 kW_p$, la que producirá aproximadamente:

- 1800 kWh/año en el sureste de California.
- 850 kWh/año en el norte de Alemania.

- 1600 -2000 $\frac{kWh}{año}$ en la India y Australia.

La cantidad de energía generada, sobre un determinado periodo de tiempo, influye de manera muy directa y fuerte sobre los precios de la electricidad solar fotovoltaica, actualmente el precio está alrededor de los $\frac{\$30centavos}{kWh}$ ⁴³, el cual es 2 a 5 veces el promedio de la tarifa eléctrica residencial. Y también es necesario resaltar, la influencia del tamaño de la instalación, y la demanda de los receptores.

La **tabla 4.1** es una guía muy aproximada de la competitividad del mercado fotovoltaico en sus diferentes segmentos. Esta muestra, por ejemplo que alrededor del 59% de las ventas mundiales sobre los últimos cinco años fue para aplicaciones conectadas a la red eléctrica. Los precios de la energía solar en estas aplicaciones son 5-20 veces más caras que otras fuentes de energía. Aunque ellas tan sólo podrían ser 3 a 5 veces la tarifa eléctrica de la red que el cliente paga.

Tabla 4.1 Distribución porcentual del mercado fotovoltaico (valor promedio a lo largo de 5 años)

	Mercado solar	Precio solar equivalente
Aplicaciones industriales aisladas	17%	0.1-0.5 veces
Aplicaciones residenciales aisladas	22%	0.2-0.8 veces
Aplicaciones conectadas a la red	59%	2-5 veces
Aplicaciones residenciales	2%	n/a

Fuente: www.solarbuzz.com.

Contraproducentemente, las aplicaciones fotovoltaicas pueden ser completamente competitivas en costos para aplicaciones industriales y habitacionales alejadas de la red eléctrica.

La estructura de los costos de la energía solar fotovoltaica ha creado una penetración económica significativa en aplicaciones industriales alejadas de la red (tales como telecomunicaciones rurales, iluminación en la navegación y sistemas de protección catódica) y en el mercado habitacional alejado de la red (en las comunidades aisladas de países en vías de desarrollo: iluminación, TV, radio y casas aisladas en países industrializados). Estos dos segmentos del mercado han impulsado una tasa de crecimiento rápido de la energía solar en los últimos 15 años, debido a que la energía solar fotovoltaica ha sido económicamente competitiva.

⁴³Según www.solarbuzz.com para el mercado americano en el año 2009.

En aplicaciones industriales apartadas de la red, la energía solar fotovoltaica puede ser una alternativa de generación muy buena, especialmente para pequeñas y medianas cargas. Su economía está impulsada por un equilibrio entre el costo inicial de los sistemas de energía solar fotovoltaicos y los costos muy bajos de funcionamiento posteriores, comparados con el bajo costo inicial de un generador Diesel y los costos muy altos del combustible y mantenimiento que implica su funcionamiento.

Por otro lado, los hogares americanos fuera la red de distribución tienen un punto económico de referencia en el costo de conexión a la red de distribución más cercana. Como una pauta, si una casa está alejada más de 1 km de la línea de distribución más cercana, es probable que instalar un sistema fotovoltaico resulte ser más barato. En países en vías de desarrollo, las fuentes de energía para aplicaciones domésticas se limitan a velas, leña, carbón o quemadores de kerosene. En este caso, la energía fotovoltaica proporciona una alternativa muy viable, altamente efectiva, que puede proporcionar energía para un rango muy amplio de usos. La dificultad viene con el alto costo inicial de inversión que puede hacerla inaccesible sin la provisión de fondos de ayuda al desarrollo o micro-financiación para la asistencia crediticia.

Sin embargo, es en el mercado de la distribución eléctrica que permanecen los más altos precios para la industria de la energía solar debido a la inmensa escala del mercado de suministro de electricidad. En efecto, este segmento es donde el crecimiento ha sido más fuerte recientemente. Mientras la energía solar está muy lejos de competir con los costos de generación de energía convencional, cuyos precios oscilan entre $\$3-\$5\text{centavos}/\text{kWh}$ ⁴⁴, está mucho más cerca de alcanzar los cargos de la tarifa eléctrica residencial, comercial e industrial. Esto es especialmente relevante porque cuando el sistema fotovoltaico está ubicado en el local del consumidor, la comparación para el cliente es entre la tarifa eléctrica y el costo de la electricidad fotovoltaica de su sistema. El cálculo preciso del costo de la electricidad fotovoltaica depende de la localización y el financiamiento disponible para el costo de la instalación, pero con mejores precios para la electricidad fotovoltaica (en lugares con buena disponibilidad de radiación) aproximadamente en $\$30\text{centavos}/\text{kWh}$ ⁴⁵ y los beneficios económicos por parte del Estado o programas de financiamiento, por lo cual este precio podría llegar a los $\$20\text{centavos}/\text{kWh}$, permitiendo que la diferencia se acorte.

Desde que Solarbuzz empezó a realizar informes acerca de los precios de los módulos fotovoltaicos, a mediados del 2001, trece han sido las veces, que el descenso en los precios de los módulos fotovoltaicos ha sido 100 ó más veces consecutivas en un único mes. Cinco de estos descensos han ocurrido en el 2009. El único año que excedió este número descenso en los precios fue el 2002, cuando en seis de los doce meses, los resultados mostraron 100 o más declinaciones de precios consecutivamente.

La disminución de los precios no ha sido tan grande como la de los últimos meses para el mes de septiembre, aunque se mantiene el patrón de descenso de los recientes meses. En general, la actividad de los precios fue a la baja. La **figura 4.2** muestra esta actividad de los precios.

⁴⁴ Según www.solarbuzz.com para el mercado americano en el año 2009.

⁴⁵ Según www.solarbuzz.com para el mercado americano en el año 2009.

Este descenso en los precios ha disminuido el precio del Watt de energía en unos $\$6\text{centavos}/W$ para el mercado Americano, y unos $6\text{centavos}\text{€}/W$ para el mercado Europeo.

Figura 4.2 Evolución del precio por W_p para Estados Unidos y Europa



Fuente: www.solarbuzz.com.

Aunque, este descenso en los precios del Watt aún no ha sido acogido por muchos distribuidores, quienes todavía mantienen los precios por encima de los $\$4/W_p$ y $4\text{€}/W_p$. Este descenso afecta a todos los módulos fotovoltaicos, incluso aquellos cuya potencia es menor a 150 Watts.

Muchas de las instalaciones conectadas a la red utilizan módulos por encima de los 175 W, como una forma de ayudar a disminuir el costo de la instalación. Esto ha permitido un rápido crecimiento en la fabricación de módulos fotovoltaicos con potencias por encima de los 200 W.

Según una encuesta realizada por Solarbuzz para septiembre 2009, sobre una muestra de 1.437 precios, se muestra que 115 de ellos cambiaron, de los cuales 102 decrecieron. Los restantes (1,332) no cambiaron. Hay exactamente 536 precios debajo de los \$4,75 por Watt (€3.32 por watt) o 37,3% del total de la muestra.

4.2 Modelo económico⁴⁶

La base de muchas de las decisiones en ingeniería es la economía. Diseñar y construir un artefacto o un sistema para que funciones apropiadamente es sólo una parte de la tarea de ingeniería. Adicionalmente, el artefacto o el sistema diseñado debe ser económico, lo cual significa que la inversión debe mostrar un adecuado retorno.

La evaluación económica consiste en calcular el coste normalizado ($\$/_{kWh}$) de cada una de las configuraciones, valor que facilitará la elección de la configuración más adecuada. Para llevar a cabo dicho proceso se ha utilizado el modelo desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL) en el programa Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER). Esta evaluación contabiliza todos los gastos asociados a un proyecto durante todo su ciclo de vida concluyendo en el coste normalizado del sistema, COE ($\$/_{kWh}$).

4.2.1 El capital inicial

El análisis de flujo de efectivo generado año a año describe el panorama para los ingresos y egresos del proyecto. Los egresos son separados en las siguientes categorías: capital de instalación/pagos anuales, remplazo de los equipos, costo del combustible, mantenimiento y operación. Mientras, que la venta de energía eléctrica representa los ingresos.

El capital de instalación es capital de riesgo inicial para un proyecto, este incluye el costo de los equipos, costo de montaje, costo de traslado, impuestos. Un gran esfuerzo ha sido hecho para contabilizar todos los costos iniciales del proyecto. Por lo tanto, el capital inicial de instalación ($C_{cap,tot}$) está dado por [16]:

$$C_{cap,tot} = C_{cap,PV} + C_{cap,Inv} + C_{cap,Diesel} + C_{cap,Bat} + C_{cap,inst} + C_{cap,trans} + C_{cap,otro} \quad (4.1)$$

Donde	$C_{cap,tot}$	: Capital total de la instalación [\$]
	$C_{cap,PV}$	: Costo total de los módulos fotovoltaicos[\$]
	$C_{cap,Inv}$	: Costo total de los inversores [\$]
	$C_{cap,Bat}$	: Costo total de las baterías [\$]
	$C_{cap,Diesel}$	: Costo total del grupo electrógeno [\$]
	$C_{cap,inst}$	: Costo total del montaje de la instalación [\$]
	$C_{cap,trans}$	: Costo total de traslado de componentes [\$]
	$C_{cap,otro}$	: Costo total de otros [\$]

⁴⁶ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [16], [23] y [24].

4.2.2 Gasto anual

Este consiste en el costo del mantenimiento regular, costo de combustible (grupo electrógeno) durante todo el año. El costo de mantenimiento y combustible de la instalación es diferente para cada una de las configuraciones a evaluar. Por lo tanto, el gasto anual de una instalación ($C_{g,anuales}$) está dado por [16]:

$$C_{g,anuales} = C_{combust,anual} + C_{mant,anual} \quad (4.2)$$

Donde

$C_{g,anuales}$	: Gastos anuales [\$]
$C_{combust,anual}$	: Costo anual de combustible [\$]
$C_{mant,anual}$	: Costo anual de mantenimiento [\$]

$$C_{mant,anual} = C_{man,PV} + C_{man,Inv} + C_{man,Bat} + C_{man,Diesel} + C_{man,inst} + C_{man,otro} \quad (4.3)$$

Donde

$C_{anual,tot}$	: Costo anual de mantenimiento [\$]
$C_{man,PV}$	: Costo anual de mantenimiento de los módulos fotovoltaico[\$]
$C_{man,Inv}$	: Costo anual de mantenimiento de los inversores [\$]
$C_{man,Bat}$	: Costo anual de mantenimiento de las baterías [\$]
$C_{man,Diesel}$	: Costo anual de mantenimiento del grupo electrógeno [\$]
$C_{man,inst}$	: Costo anual de mantenimiento de la instalación [\$]
$C_{man,otros}$	: Costo anual de mantenimiento de otros [\$]

$$C_{combust,anual} = C_{combust} * C * H \quad (4.4)$$

Donde

$C_{combust,anual}$	: Costo anual de combustible [\$]
$C_{combust}$	: Costo de combustible [$\$/l$]
C	: Tasa de consumo de combustible [l/h]
H	: Horas de operación del grupo electrógeno [h]

4.2.3 Coste anualizado del capital

Para calcular el coste anualizado del capital inicial se han utilizado las siguientes ecuaciones [16]:

$$C_{anual, capital} = C_{cap, tot} * CRF(i, N_{proy}) \quad (4.5)$$

Donde $C_{anual, capital}$: Costo anualizado del capital [\$]
 $C_{cap, tot}$: Capital total de la instalación [\$]
 $CRF(i, N_{proy})$: Tasa de recuperación del capital

$$CRF(i, N_{proy}) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.6)$$

Donde $CRF(i, N_{proy})$: Tasa de recuperación del capital
 i : Interés anual [%]
 n : Duración del proyecto[años]

4.2.4 Coste anualizado de reemplazo

Los costos de reemplazo son ligeramente más complejos, pues involucran un flujo regular de efectivo que realmente no es anual, sino que viene determinado por el tiempo de vida del componente. Este coste de reemplazo involucra a los principales componentes del sistema, los cuales tienen que ser reemplazados durante el tiempo de vida de la instalación.

Para poder evaluar los costos de reemplazo como costos de reemplazo anuales ($C_{anual, remp}$) se hace uso de la siguiente ecuación [16]:

$$C_{anual, reemplazo} = C_{remp} * f_{remp} * SSF(i, N_{comp}) - S * SFF(i, N_{proy}) \quad (4.7)$$

Donde $C_{anual, reemplazo}$: Costo anualizado del reemplazo [\$]
 C_{remp} : Capital de reemplazo [\$]
 f_{remp} : Factor de reemplazo
 $SSF(i, N_{comp})$: Tasa de recuperación del componente
 $SFF(i, N_{proy})$: Tasa de recuperación del proyecto
 S : Capital de reemplazo modificado[\$]

$$SSF(i, N) = \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad (4.8)$$

Donde $SSF(i, N)$: Tasa de recuperación del proyecto o del componente
 i : Interés anual [%]
 n : Vida útil del proyecto o vida útil del componente [años]

El factor de reemplazo es el factor que se presenta porque la duración del proyecto puede no ser igual a la vida útil del componente:

$$f_{rem} = \begin{cases} CRF(i, N_{proy}) & N_{rep} > 0 \\ 0 & N_{rep} \leq 0 \end{cases} \quad (4.9)$$

Vida útil del proyecto modificada (N_{rep}) viene determinada por la siguiente expresión:

$$N_{rep} = N_{comp} * Entero\left(\frac{N_{proy}}{N_{comp}}\right) \quad (4.10)$$

Donde N_{comp} : Vida útil del componente [años]
 N_{proy} : Vida útil del proyecto [años]

El capital de reemplazo modificado (S) es igual al producto del capital de reemplazo por el cociente entre la variación del tiempo reemplazo (N_{rem}) y el tiempo de vida útil del componente (N_{comp}) y se determina mediante la siguiente ecuación [16]:

$$S = C_{rem} * \left(\frac{N_{rem}}{N_{comp}}\right) \quad (4.11)$$

Donde C_{rem} : Capital de reemplazo [\$]
 N_{comp} : Vida útil del componente [años]

La variación del tiempo de reemplazo (N_{rem}) viene determinada por la siguiente expresión:

$$N_{rem} = N_{comp} - (N_{proy} - N_{rep}) \quad (4.12)$$

Donde	N_{comp}	: Vida útil del componente[años]
	N_{proy}	: Vida útil del proyecto[años]
	N_{rep}	: Se estima mediante la ecuación 4.10 [años]

4.2.5 Coste normalizado de la instalación (COE)

El costo normalizado total de la energía esta dado por la siguiente ecuación [16]:

$$COE = \frac{Canual,t}{E_{anual}} \quad (4.13)$$

Donde	COE	: Costo de la energía [$\$/kW$]
	$Canual,t$	: Costo anualizado total [\$]
	E_{anual}	: Energía anual producida por la instalación[kW]

$Canual,t$ se determina a partir de la suma de todos los costes anualizados referentes al capital inicial, reemplazo, O&M y combustible.

4.3 Costos de un sistema híbrido de potencia⁴⁷

Para comparar cada una de las configuraciones y la aportación de cada una de las fuentes de energía en el resumen global de la energía producida, se ha elaborado un análisis que contempla los costos asociados a los cuatro escenarios distintos.

Los principales parámetros a tener en cuenta para el cálculo del coste normalizado son los siguientes:

- **Tasa de interés real**

Se refiere a la tasa de interés nominal deduciendo la inflación del país. Se ha estimado que la tasa de interés real anual en Perú es del orden del 10 % [23].

- **Inversión inicial**

Es la suma de todos los costos de compra de los equipos; es decir, reguladores, baterías, módulos y su soporte, inversores y el grupo electrógeno auxiliar. Estos costos son distintos según el porcentaje aportado por las respectivas fuentes energéticas.

- **Reemplazo**

⁴⁷ Esta sección ha sido elaborada utilizando las referencias [16], [17], [23] y [24].

Se refiere al desembolso que se deberá hacer para reemplazar los equipos al final de su vida útil en caso que ésta sea menor que la duración de la instalación, que en este caso se ha estimado en 20 años. Por lo tanto, tal y como se muestra en la **tabla 4.2**, para el período estimado se deberán reemplazar las baterías, el regulador, el generador y el inversor.

Tabla 4.2 **Vida útil de los equipos del sistema**

	Módulos	Baterías	Inversores	Regulador	Generador
Vida útil (años)	25	10	15	15	10

Fuente: Energy Sector Management Assistance Program (ESMPA) (2007). *Solar-diesel Hybrid Options for the Peruvian Amazon Lessons Learned from Padre Cocha*.

- **Operación y mantenimiento (O&M)**

Estos costos son imputados directamente al propietario de la instalación, y se refieren a los gastos correspondientes a los trabajadores responsables del sistema, recambios de lubricantes, cambio de filtros, limpieza de los equipos, etc. En este sentido, cada equipo precisa de un mantenimiento muy distinto, condicionado por su grado de autonomía.

4.3.1 Costos por mantenimiento y operación

- **Módulos fotovoltaicos**

Estos equipos no precisan un mantenimiento muy elevado ya que su grado de autonomía es muy alto, con lo que solo precisan limpieza cada cierto tiempo. Por este motivo, se han considerado unos \$40 anuales de mantenimiento.

- **Baterías**

Al igual que en los módulos solares, las baterías tienen un alto grado de autonomía, con lo que las únicas tareas a realizar son la limpieza de los bornes de las conexiones y el recambio del agua en su interior cada tres años. Por este motivo, se han considerado unos \$40 anuales de mantenimiento.

- **Inversor**

Junto al control sobre los datos informativos del estado del sistema que los inversores pueden proporcionar, no hace falta mantenimiento alguno para estos equipos. Por este motivo, se han considerado unos \$ 15 anuales de mantenimiento.

- **Grupo electrógeno**

El sistema está diseñado para el funcionamiento diario del grupo electrógeno con su respectiva aportación de horas diarias. Éste precisará de mantenimiento correspondiente a los cambios de aceite, de filtros de aire, de combustible, y de aceite. El hecho de optar por un generador con encendido automático aumenta notablemente la autonomía del sistema y reduce, por consiguiente, los costos de operación.

El mantenimiento de un grupo electrógeno es función de su tiempo de operación. A menor tiempo de operación menor será el costo por mantenimiento; y viceversa. Es decir, el costo de mantenimiento varía para cada una de las cuatro configuraciones evaluadas. A ellas se les asigna costos de mantenimiento, en base a otras experiencias⁴⁸, y recomendaciones del Ing. Marco Alegre encargado de RAPS “Padre Cocha”.

- **Combustible**

El coste del combustible es uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta a la hora de elegir un sistema. En el **Apartado 3.1.3** ya se ha comentado el coste de los respectivos combustibles.

El consumo de combustible es un costo variable que ha sido estimado con la **ecuación 3.52**, ya que este es función de la carga que será acoplada al grupo electrógeno.

Tabla 4.3 **Resumen del presupuesto de mantenimiento anual**

Concepto	Precio anual (\$)
Módulos fotovoltaicos	40,00
Baterías	40,00
Inversores	15,00
Regulador	15,00
Total	110,00

4.3.2 Costos de la inversión inicial

- **Equipos**

El número exacto de equipos para casa caso y sus respectivos precios han sido calculados en el **anexo E**, cotizados por sus respectivos distribuidores. Las **tablas 4.7, 4.8, 4.9 y 4.10** muestran los respectivos resúmenes de precios.

⁴⁸ Este valor ha sido estimado mediante las referencias [16], [23] y [24].

- **Estructuras**

Los soportes de los módulos fotovoltaicos tienen un alto coste económico y, por lo tanto, se deben tener en cuenta a la hora de evaluar las distintas alternativas. Las dimensiones de los soportes varían en función del tamaño del generador solar y, por lo tanto, el precio de las mismas.

Las estructuras metálicas se deberán obtener en Piura ya que comprarlas en el extranjero o en otra ciudad resultaría poco rentable. Por este motivo, se ha tomado como referencia las estructuras implementadas en el sistema híbrido de potencia ubicado en Padre Cocha, Loreto.

La información facilitada describe el coste por hilera de una estructura de 18 módulos, cada módulo de 1,2 m², es de \$1.531,51 (1.050 €)⁴⁹. Además, hay que añadir unos \$10 por m² para la cimentación del terreno. A partir de estos valores se ha aproximado el coste asociado a cada caso.

- **Transporte**

Los equipos serán adquiridos en el exterior debido a que en Perú, la tecnología fotovoltaica es poco difundida aún; contrario al ya conocido grupo electrógeno el cual será comprado en Lima. Razón por la cual, la inversión inicial incluye un presupuesto de transporte.

Tomando como referencia las experiencias del sistema híbrido de potencia ubicado en Padre Cocha, Loreto. Se ha considerado un 2.5 % de la inversión total.

- **Instalación**

La implementación de un sistema híbrido de potencia requiere de mano de obra calificada, ingenieros y técnicos con experiencia en energías renovables.

Tomando como referencia las experiencias del sistema híbrido de potencia ubicado en Padre Cocha, Loreto. Se ha considerado un 5 % de la inversión total.

Luego de haber descrito los principales egresos por concepto de equipos, estructuras, transporte e instalación, además de los costos de operación y mantenimiento se presentan los cuadros resúmenes para cada uno de las cuatro configuraciones:

⁴⁹ Tipo de cambio 1.458\$/€ al 30/09/2009.

A. Configuración 1: 80% energía solar y 20% energía fósil

Tabla 4.7 **Inversión inicial**

Concepto	Capital (\$)
Generador fotovoltaico	\$153.920,00
Baterías	\$253.500,00
Inversores	\$40.900,00
Reguladores	\$2.379,00
Grupo electrógeno	\$11.118,00
Estructura de soportes	\$22.121,81
Cimentación	\$3.582,28
Transporte	\$13.291,20
Instalación	\$26.582,39
Otros	\$4.253,18
Inversión Total	\$531.647,86

B. Configuración 2: 60% energía solar y 40% energía fósil

Tabla 4.8 **Inversión inicial**

Concepto	Capital (\$)
Generador fotovoltaico	\$118.400,00
Baterías	\$253.500,00
Inversores	\$40.900,00
Reguladores	\$1.410,00
Grupo electrógeno	\$11.118,00
Estructura de soportes	\$17.016,78
Cimentación	\$2.755,60
Transporte	\$12.134,69
Instalación	\$24.269,38
Otros	\$3.883,10
Inversión Total	\$485.387,54

C. Configuración 3: 40% energía solar y 60% energía fósil

Tabla 4.9 Inversión inicial

Concepto	Capital (\$)
Generador fotovoltaico	\$81.810,00
Baterías	\$253.500,00
Inversores	\$40.900,00
Reguladores	\$1.320,00
Grupo electrógeno	\$11.118,00
Estructura de soportes	\$11.486,33
Cimentación	\$1.905,12
Transporte	\$10.960,73
Instalación	\$21.921,45
Otros	\$3.507,43
Inversión Total	\$438.429,06

D. Configuración 4: 20% energía solar y 80% energía fósil

Tabla 4.10 Inversión inicial

Concepto	Capital (\$)
Generador fotovoltaico	\$41.850,00
Baterías	\$253.500,00
Inversores	\$40.900,00
Reguladores	\$739,00
Grupo electrógeno	\$11.118,00
Estructura de soportes	\$6.381,29
Cimentación	\$1.033,35
Transporte	\$9.692,52
Instalación	\$19.385,04
Otros	\$3.101,61
Inversión Total	\$387.700,81

4.4 Energía producida por el sistema híbrido

4.4.1 Energía solar

Para dimensionar el sistema fotovoltaico se ha considerado solamente la radiación media durante todo el día, y no se ha tenido en cuenta la distribución de ésta a lo largo de un mismo día. La energía recibida no es constante durante una jornada sino que aumenta o disminuye progresivamente según la posición del Sol. La energía obtenida en cada instante por el

generador fotovoltaico depende de la radiación solar instantánea incidente, así como de su potencial eléctrico. Para calcular la potencia producida por el generador fotovoltaico se ha utilizado el proceso descrito en el **anexo F**.

4.4.2 Baterías

El almacenamiento de la energía permite no tener que consumir toda la energía generada en un instante determinado. El cálculo de la energía almacenada en las baterías se ha realizado mediante flujos de energía. En este procedimiento se destacan dos casos:

- Si la energía producida en los generadores es mayor que la consumida, esta se almacenará en las baterías pasando por el grupo de reguladores con pérdidas del 4 % aproximadamente.

$$E_{alm} = \left(E_{gen} - \frac{E_{elec}}{\eta_{inv}} \right) \eta_{reg} * \eta_{bat} \quad (4.14)$$

Donde	E_{alm}	: Energía almacenada en las baterías [kWh]
	E_{gen}	: Energía producida por el generador fotovoltaico [kWh]
	E_{elec}	: Energía eléctrica total consumida [kWh]
	η_{reg}	: Eficiencia del regulador
	η_{inv}	: Eficiencia del inversor
	η_{bat}	: Eficiencia de carga de la batería

- Si la energía producida en ese instante es insuficiente para abastecer la demanda, las baterías se descargarán para aportar la diferencia. En este caso, también se obtendrán las respectivas pérdidas debidas al inversor central.

$$\Delta E_{bat} = E_{alm} * P_{D,diaria} * \eta_{inv} \quad (4.15)$$

Donde	ΔE_{bat}	: Energía entregada por la batería [kWh]
	E_{alm}	: Energía almacenada en las baterías [kWh]
	$P_{D,diaria}$	: Profundidad de descarga diaria
	η_{inv}	: Eficiencia del inversor

4.4.3 Energía fósil

El generador diesel es un elemento que tendría que intervenir en la menor medida de lo posible. Para representar la energía aportada por el propio generador se han tenido en cuenta los siguientes parámetros para su óptimo funcionamiento:

- El grupo diesel se pondrá en marcha cuando el estado de carga de las baterías se aproxime al 50 % para alargar al máximo la vida útil de las propias baterías.
- El generador no debe encenderse y apagarse constantemente. Con el fin de alargar sus años de vida útil, se ha considerado que una vez éste entre en acción lo haga de forma continua.
- El generador proporcionara el déficit de energía; es decir generará la energía faltante para completar los 257 kWh diarios que consumirá la instalación durante las 5.5 horas de funcionamiento los 365 días del año.

A. Configuración 1: 80% energía solar y 20% energía fósil

Tabla 4.11 Energía producida por el generador fotovoltaico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/año	7,90	7,40	8,70	8,72	7,76	5,62	6,26	6,18	7,90	8,48	8,97	8,80

Tabla 4.12 Energía producida por el grupo electrógeno

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/año	0,057	0	0	0	0.177	2.08	1,727	1,777	0	0	0	0

B. Configuración 2: 60% energía solar y 40% energía fósil

Tabla 4.13 Energía producida por el generador fotovoltaico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/año	6,07	5,69	6,70	6,71	5,97	4,33	4,81	4,76	6,08	6,52	6,90	6,77

Tabla 4.14 Energía producida por el grupo electrógeno

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/año	1,89	1,48	1,25	0,98	1,98	3,38	3,17	3,21	1,61	1,43	0,80	0,92

C. Configuración 3: 40% energía solar y 60% energía fósil

Tabla 4.15 Energía producida por el generador fotovoltaico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/año	3,76	3,53	4,15	4,15	3,70	2,69	2,99	2,95	3,77	4,04	4,28	4,20

Tabla 4.16 Energía producida por el grupo electrógeno

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/año	4,20	3,66	3,81	3,54	4,25	5,02	4,99	5,01	3,93	3,92	3,43	3,61

D. Configuración 4: 20% energía solar y 80% energía fósil

Tabla 4.17 Energía producida por el generador fotovoltaico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/año	1,93	1,80	2,12	2,13	1,90	1,38	1,53	1,51	1,93	2,07	2,19	2,23

Tabla 4.18 Energía producida por el grupo electrógeno

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/año	6,04	5,39	5,84	5,58	6,07	6,33	6,45	6,46	5,78	5,90	5,52	5,74

4.5 Costos anualizados

Los costos anualizados de la inversión inicial, los costos de O&M y del combustible detallados anteriormente para cada una de las configuraciones, se muestran en las siguientes tablas, ellas son el resultado del proceso detallado anteriormente.

A. Configuración 1: 80% energía solar y 20% energía fósil

Tabla 4.19 Inversión inicial, costes de O&M y combustibles anualizados

	Inversión inicial	Inversión anualizada	Costes de reemplazo	Coste reemplazo anualizado	O&M	Combustible
Generador fotovoltaico	153.920,00	18.079,385	-	-	40,00	-
Baterías	253.500,00	29.776,015	253.500,00	2.557,707	40,00	-
Inversores	40.900,00	4.804,099	40.900,00	324,863	15,00	-
Reguladores	2.379,00	279,436	2.379,00	18,896	15,00	-
Grupo electrógeno	11.118,00	1.305,916	11.118,00	112,176	1.266	25.203,29
Estructura de soportes	22.121,81	2.598,420	-	-	-	-
Cimentación	3.582,28	420,773	-	-	-	-
Transporte	13.291,20	1.561,179	-	-	-	-
Instalación	26.582,39	3.122,358	-	-	-	-
Otros	4.253,18	499,577	-	-	-	-
Total		62.447,16		3.013,624	1.361,00	25.203,29
COE (\$/kWh)		0,666		0,032	0,015	0,269

Evaluated for 365 days

B. Configuración 2: 60% energía solar y 40% energía fósil

Tabla 4.20 Inversión inicial, costes de O&M y combustibles anualizados

	Inversión inicial	Inversión anualizada	Costes de reemplazo	Coste reemplazo anualizado	O&M	Combustible
Generador fotovoltaico	118.400,00	13.907,220	-	-	40,00	-
Baterías	253.500,00	29.776,015	253.500,00	2.557,707	40,00	-
Inversores	40.900,00	4.804,099	40.900,00	324,863	15,00	-
Reguladores	1.410,00	165,618	1.410,00	11,199	15,00	-
Grupo electrógeno	11.118,00	1.305,916	11.118,00	112,176	1.777	35.659,97
Estructura de soportes	17.016,78	1.998,784	-	-	-	-
Cimentación	2.755,60	323,672	-	-	-	-
Transporte	12.134,69	1.425,336	-	-	-	-
Instalación	24.269,38	2.850,672	-	-	-	-
Otros	3.883,10	456,108	-	-	-	-
Total		57.013,44		3.005,945	1.887	35.659,97
$COE\left(\$/kWh\right)$		0,608		0,032	0,020	0,380

Evaluated for 365 days

C. Configuración 3: 40% energía solar y 60% energía fósil

Tabla 4.21 Inversión inicial, costes de O&M y combustibles anualizados

	Inversión inicial	Inversión anualizada	Costes de reemplazo	Coste reemplazo anualizado	O&M	Combustible
Generador fotovoltaico	81.810,00	9.609,372	-	-	40,00	-
Baterías	253.500,00	29.776,015	253.500,00	2.557,707	40,00	-
Inversores	40.900,00	4.804,099	40.900,00	324,863	15,00	-
Reguladores	1.320,00	155,047	1.320,00	10,485	15,00	-
Grupo electrógeno	11.118,00	1.305,916	11.118,00	112,176	3.055	46.116,66
Estructura de soportes	11.486,33	1.349,179	-	-	-	-
Cimentación	1.905,12	223,775	-	-	-	-
Transporte	10.960,73	1.287,443	-	-	-	-
Instalación	21.921,45	2.574,886	-	-	-	-
Otros	3.507,43	411,982	-	-	-	-
Total		51.497,71		3.005,230	3.165	46.116,66
$COE\left(\$/kWh\right)$		0,549		0,032	0,034	0,492

Evaluated for 365 days

D. Configuración 4: 20% energía solar y 80% energía fósil

Tabla 4.22 Inversión inicial, costes de O&M y combustibles anualizados

	Inversión inicial	Inversión anualizada	Costes de reemplazo	Coste reemplazo anualizado	O&M	Combustible
Generador fotovoltaico	41.850,00	4.915,685	-	-	40,00	-
Baterías	253.500,00	29.776,015	169.560,00	2.557,707	40,00	-
Inversores	40.900,00	4.804,099	40.900,00	324,863	15,00	-
Reguladores	739,00	86,803	739,00	5,870	15,00	-
Grupo electrógeno	11.118,00	1.305,916	11.118,00	112,176	4.332	56.573,34
Estructura de soportes	6.381,29	749,544	-	-	-	-
Cimentación	1.033,35	121,377	-	-	-	-
Transporte	9.692,52	1.138,480	-	-	-	-
Instalación	19.385,04	2.276,960	-	-	-	-
Otros	3.101,61	364,314	-	-	-	-
Total		45.539,19		3.000,615	4.442	56.573,34
$COE\left(\frac{\$}{kWh}\right)$		0,485		0,032	0,047	0,603

Evaluado para 365 días

Capítulo 5

Simulación

El principal propósito de este capítulo de la tesis es simular el funcionamiento de un sistema híbrido de potencia, de la forma más exacta como sea posible. Para conseguirlo, se requiere - una descripción detallada de cada componente requerido en la simulación. Estos componentes toman en cuenta los principales efectos dinámicos y transitorios que se desarrollan en un sistema híbrido de potencia.

Como siempre, existe un sacrificio entre un modelo simple y un modelo complejo. Los modelos simples usualmente son basados en procesos ideales que requieren pocos parámetros. Los modelos complejos son usualmente más detallados y reflejan ampliamente lo que está ocurriendo en el proceso físico, pero al mismo tiempo, estos modelos requieren de muchos parámetros.

Las componentes utilizadas en esta tesis, y en el presente capítulo, están dentro de la categoría entre simples y complejos. La intención es que los componentes elegidos sean prácticos de usar. Es decir, muchos de los componentes incluyen diferentes modos, clasificados desde lo más simple a lo más detallado. La ventaja de los modelos simples es que ellos sólo requieren parámetros que son disponibles de fábrica. En comparación, con los modelos complejos, los cuales requieren muchos parámetros, que pueden ser usados con acceso a datos experimentales.

5.1 Programa para la simulación

Existen sólo unos pocos programas de simulación que pueden ser usados para estudiar sistemas híbridos. Uno de ellos es TRNSYS.

5.1.1 TRNSYS

TRNSYS es un solucionador de ecuaciones algebraicas y diferenciales que incorpora una librería con los más comunes sistemas termo-energéticos, diseñadas especialmente para simulaciones transitorias. *TRNSYS* adopta una estructura modular para la resolución de sistemas de componentes, donde cada uno de los componentes se describe mediante una subrutina que en la nomenclatura que utiliza *TRNSYS* recibe el nombre de *TYPE*. Esta técnica modular permite analizar un sistema entero como la suma de componentes o sistemas individuales y la interconexión entre éstos. Desde un punto de vista práctico, es abordar la resolución de pequeños problemas en vez de un gran problema. Cada *TYPE* o subrutina contiene uno o varios modelos de un componente de sistema. Por ejemplo, la subrutina *TYPE 4*, es un modelo detallado de tanque de almacenamiento. Especificando los parámetros (valores independientes del tiempo como por ejemplo el volumen del tanque) y las variables de entrada (valores dependientes del tiempo como la temperatura del agua de entrada y el flujo másico), el modelo calcula las variables de salida dependientes del tiempo (como por ejemplo, la temperatura del agua a la salida del tanque o la pérdidas de calor a través de la pared del tanque). Estos valores de salida calculados pueden ser usados como variables de entrada para otros modelos.

La librería estándar de *TRNSYS* incluye la mayoría de componentes comúnmente encontrados en los sistemas termo energéticos (desde equipamiento hasta edificios en forma detallada, desde controladores y sistemas de regulación hasta colectores solares), así como subrutinas de componentes que permiten tratar datos meteorológicos y otras funciones de carácter transitorio. *TRNSYS* también dispone de subrutinas que permiten el tratamiento y dar formato de salida a los resultados de las simulaciones. El usuario para simular un sistema debe crear un fichero de entrada para el ejecutable de *TRNSYS* que consiste en una descripción de los componentes que constituyen el sistema y sus interconexiones. El ejecutable de *TRNSYS* resuelve los componentes del sistema e itera para cada instante de tiempo hasta que el sistema de ecuaciones converge.

Las simulaciones son de carácter transitorio y pueden realizarse en los rangos de espacios de tiempo especificados por el usuario: desde varias horas hasta varios segundos, dependiendo del tipo de proceso que requiera ser estudiado. La modularidad del programa permite al usuario tener tantos elementos, (bombas, refrigeradores, colectores solares, etc.), como sea necesario, en cualquier configuración.

Ya que los modelos de los componentes están escritos en *FORTTRAN*, el usuario puede fácilmente modificarlos y generar nuevos componentes para tecnologías no incluidas en la librería standards. Debido al gran número de usuarios de *TRNSYS* en todo el mundo existen librerías no standards disponibles que simulan el comportamiento de otros componentes.

Existe una librería de componentes de libre acceso cuyos códigos fuentes los autores ponen al servicio de la comunidad científica. También existen librerías de componentes que comercializan los distribuidores de *TRNSYS*, desde bombas de calor y sistemas geotérmicos hasta modelos detallados de colectores solares, controladores o piscinas.

Pero *TRNSYS* no es simple y llanamente un solucionador de ecuaciones. El paquete completo de *TRNSYS* incluye además de los códigos fuente de las subrutinas y el programa ejecutable,

el entorno *TRNSHELL* que permite la edición de ficheros e incorpora en un sólo programa las acciones necesarias para construir, ejecutar y analizar una simulación *TRNSYS*. A diferencia de muchas herramientas de simulación presentes en el mercado hoy en día, *TRNSYS* permite al usuario describir completamente y visualizar todas las interacciones entre componentes del sistema. Mediante una interfase basada en iconos gráficos, el usuario directamente define los componentes de su sistema y los conecta. Mediante esta interfase gráfica tiene la capacidad de definir los parámetros y variables de entrada de cada uno de los componentes del sistema y de crear el fichero de entrada para que el ejecutable *TRNSYS* pueda realizar la simulación. Se han desarrollado dos plataformas gráficas para la creación de los esquemas de sistemas. Una plataforma, desarrollada en el *Solar Energy Research Center* de Suecia, responde al nombre de *PRESIM*. La otra plataforma, que responde al nombre de *IISiBat*, ha sido desarrollada en Francia por el *Centre Scientifique et Technique du Bâtiment*. Ambas plataformas realizan funciones similares y responden a la necesidad de tener una herramienta visual para la creación de sistemas complejos. La decisión de que interfase gráfica utilizar depende de las preferencias del usuario final ya que ambas utilizan el mismo código fuente e incluyen las mismas utilidades: *TRNSED*, *TRNSHELL*, *PREBID*, *BID* y la pantalla de visualización de resultados en línea. Una vista general de las componentes, usadas en esta tesis se proporciona en la **tabla 5.1**.

Tabla 5.1 **Componentes utilizadas para la simulación**

Número de la Subrutina	Componente
Type 9	Data reader
Type 14	General Forcing function
Type 16	Radiation Processors
Type 47	Battery
Type 48	Regulator and inverter
Type 94	PV-generator
Type 102	Controller
Type 120	Diesel Engine (DEGS)

5.2 Componentes del sistema

5.2.1 Radiación solar

Para poder realizar un estudio detallado de un sistema híbrido, es importante tener un acceso a largo plazo de la radiación solar. Los datos de insolación, generalmente, son tomados en intervalos de una hora y sobre una superficie horizontal. En algunas simulaciones de *TRNSYS*, estimaciones de la radiación en intervalos diferentes de una hora son requeridos. Esta componente interpola datos de radiación, calcula varias cantidades relacionadas con la posición del sol, y estima la insolación hasta para ocho superficies en una posición fija o en orientación variable.

La radiación total en una superficie inclinada es usualmente requerida por los sistemas de simulación de energía solar. Los modelos usados en estas subrutinas para estimar la radiación

total en una superficie orientada requieren el conocimiento de los componentes de la radiación total: radiación directa y radiación difusa. Si sólo la radiación total es medida, correlaciones son proporcionadas para estimar la radiación directa y difusa en una superficie horizontal.

5.2.1.1 Modelo matemático

En la práctica, muchos de los datos de radiación proceden de la integración total de mediciones instantáneas. El proceso de radiación *TYPE 16* usa la radiación total entre el intervalo t_{d1} y t_{d2} . Luego, usando integrales calcula la radiación total entre los ángulos horarios " ω_{d1} " y " ω_{d2} " (ángulo horario cuando empieza y terminan los datos). Los ángulos " ω_{d1} " y " ω_{d2} " son elegidos a fin de que $\omega_{d1} \leq \omega_1$ y $\omega_{d2} \geq \omega_2$. Aquí " ω_1 " es el ángulo de inicio del paso y " ω_2 " es el ángulo del fin del paso. Si una puesta del sol o un ocaso ocurren durante un paso, la porción del paso cuando el sol se encuentra debajo del horizonte se ignora.

Al integrar sobre un intervalo de tiempo suficientemente pequeño como para que tanto "E" como " δ " puedan considerarse constantes, se obtiene la radiación extraterrestre entre los ángulos hora ω_1 y ω_2 mediante la siguiente ecuación [10]:

$$B_d^o \Big|_{\omega_1}^{\omega_2} = \int_{\omega_1}^{\omega_2} S_c E (\cos \lambda \cos \delta \cos \omega + \sin \lambda \sin \delta) d\omega \quad (5.1)$$

Donde	B_d^o	: Radiación extraterrestre $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$
	ω	: Ángulo horario ⁵⁰ $\left[\frac{rad}{s} \right]$
	S_c	: Constante Solar $\left[4.871,0 \frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$
	E	: Factor de corrección por la excentricidad de la órbita terrestre
	λ	: Latitud [grados]
	δ	: Declinación Solar [grados]

Finalmente, la insolación exacta sobre un intervalo de tiempo es [10]:

$$G_d(0) \Big|_{\omega_1}^{\omega_2} = G_d(0) \Big|_{\omega_{d1}}^{\omega_{d2}} * \frac{B_d^o \Big|_{\omega_1}^{\omega_2}}{B_d^o \Big|_{\omega_{d1}}^{\omega_{d2}}} \quad (5.2)$$

⁵⁰ ω es igual 0 al medio día, en las mañanas negativo con una variación de 15° por hora a partir del medio día.

Donde

$$G_d(0) : \text{Radiación total} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{m}^2 \cdot \text{h}} \right]$$

$$B_d^o : \text{Radiación extraterrestre} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{m}^2 \cdot \text{h}} \right]$$

5.2.1.2 Radiación sobre una superficie inclinada

El *TYPE 16* proporciona cuatro modos para la estimación de la radiación total sobre una superficie inclinada. Cada modelo requiere conocer la radiación total y la radiación difusa o directa en una superficie horizontal así como la posición del sol. En general, la radiación total sobre una superficie inclinada se calcula por estimación y suma de los componentes de radiación directa, difusa y refleja sobre la superficie inclinada.

Todos los modelos radiación total sobre una superficie inclinada usan las mismas técnicas para proyección de la radiación directa y la radiación reflejada en una superficie inclinada; ellas difieren sólo en la estimación de la radiación difusa sobre la superficie inclinada. La contribución de la radiación directa sobre una superficie inclinada (en cortos intervalos de tiempo) puede ser calculada usando el factor geométrico R_b [10]:

$$R_b = \frac{\cos \theta'}{\cos \theta_s} \quad (5.3)$$

$$\cos \theta' = \cos \theta_s \cos \varphi + \sin \theta_s \cos(\beta_s - \beta) \sin \varphi \quad (5.4)$$

Donde

$$R_b : \text{Fracción de la radiación directa sobre una superficie inclina}$$

$$\beta : \text{Ángulo azimut de la superficie [grados]}$$

$$\beta_s : \text{Ángulo azimut del sol [grados]}$$

$$\theta_s : \text{Ángulo cenit del sol [grados]}$$

$$\varphi : \text{Ángulo de inclinación de la superficie [grados]}$$

$$\theta' : \text{Ángulo de incidencia de la radiación directa [grados]}$$

Encontrado el R_b se puede hallar la radiación directa en la superficie inclinada [10]:

$$B_d(\varphi) = B_d(0) * R_b \quad (5.5)$$

Donde

$$B_d(\varphi) : \text{Radiación directa sobre una superficie inclinada} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{m}^2 \cdot \text{h}} \right]$$

$$B_d(0) : \text{Radiación directa} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{m}^2 \cdot \text{h}} \right]$$

$$R_b : \text{Fracción de la radiación directa sobre una superficie inclina}$$

La contribución de la radiación reflejada en una superficie inclinada se calcula asumiendo que el suelo actúa como un reflector isotrópico entonces se determina R_r como la fracción de la radiación reflejada sobre una superficie inclinada y la radiación total sobre una superficie horizontal.

$$R_r = 0.5 * (1 - \cos \varphi) \rho \quad (5.6)$$

$$I_{gT} = G_d(0) * R_r \quad (5.7)$$

Donde I_{gT} : Radiación reflejada sobre una superficie inclinada $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$
 $G_d(0)$: Radiación total $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$
 ρ : Reflectividad del terreno $0 \leq \rho \leq 1$
 φ : Ángulo de inclinación de la superficie [grados]

La radiación difusa sobre una superficie inclinada se determina usando uno de los cuatro modelos proporcionados por el TYPE16.

- **Modo 1**

Este modo utiliza un modelo isotrópico del cielo, es decir este modelo asume que la radiación difusa está uniformemente distribuida sobre todo el domo que representa el cielo. Un factor R_d , representa la fracción entre la radiación difusa sobre una superficie inclinada y la radiación difusa horizontal.

$$R_d = 0.5 * (1 + \cos \varphi) \quad (5.8)$$

Es decir la radiación difusa en una superficie inclinada asumiendo un cielo isotrópico es [10]:

$$D_d(\varphi) = D_d(0) * R_d \quad (5.9)$$

Donde R_d : Fracción de la radiación difusa
 $D_d(\varphi)$: Radiación difusa sobre una superficie inclinada $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$
 $D_d(0)$: Radiación difusa $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$
 φ : Ángulo de inclinación de la superficie [grados]

- **Modo 2**

Este modo utiliza el modelo desarrollado por Hay y Davies. El modelo Hay y Davies cuenta la radiación difusa circumsolar e isotrópica. Bajo condiciones de cielo despejado, con esto hay un incremento en la intensidad de la radiación difusa en el área alrededor del sol (radiación difusa circumsolar). Ellos estiman la cantidad de radiación difusa circumsolar usando un índice anisotropía (A_I). El índice de anisotropía define una proporción de la radiación difusa para ser tratada como circumsolar con la restante porción de radiación difusa considerada isotrópica. Hay y Davies modelo proporcionan las siguientes ecuaciones [10]:

$$A_I = \frac{B_{dn}}{B_{dn}^o} \quad (5.10)$$

Donde A_I : Índice anisotropía

B_{dn} : Radiación directa normal $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

B_{dn}^o : Radiación extraterrestre normal $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

$$D_d(\varphi) = D_d(0) \left[0.5(1 - A_I)(1 + \cos \varphi) + A_I R_b \right] \quad (5.11)$$

Donde $D_d(\varphi)$: Radiación difusa en una superficie inclinada $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

$D_d(0)$: Radiación difusa $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

φ : Ángulo de inclinación de la superficie [grados]

R_b : Fracción de la radiación directa

A_I : Índice anisotropía

El primer término entre paréntesis representa la contribución de la radiación isotrópica mientras que el segundo término representa la contribución de la radiación circumsolar.

- **Modo 3**

Este modo usa un modelo desarrollado por Reindl basado en previos trabajos de varios autores. Este modelo adhiere un término de brillo difuso horizontal al modelo de Hay y David. El brillo difuso se agrupa con el término difuso isotrópico y su magnitud es controlada por un factor de modulación (f) [10]:

$$f = \sqrt{\frac{B_d(0)}{G_d(0)}} \quad (5.12)$$

Donde f : Factor de modulación para una superficie inclinada de Reindl

$B_d(0)$: Radiación directa sobre una superficie horizontal $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

$G_d(0)$: Radiación total sobre una superficie horizontal $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

$$D_d(\varphi) = D_d(0) \left[0.5(1 - A_t)(1 + \cos \varphi) \left(1 + (f) \sin^3 \left(\frac{\varphi}{2} \right) + A_t R_b \right) \right] \quad (5.13)$$

Donde $D_d(\varphi)$: Radiación difusa en una superficie inclinada $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

$D_d(0)$: Radiación difusa sobre una superficie horizontal $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

A_t : Índice anisotropía

φ : Ángulo de inclinación de la superficie [grados]

R_b : Fracción de la radiación directa sobre una superficie inclina

El primer término entre paréntesis representa la contribución de la radiación isotrópica y horizontal difusa y el segundo término representa la contribución de la radiación difusa circumsolar.

- **Modo 4**

Este modo usa un modelo desarrollado por Perez, el cuál incluye un coeficiente de “reducción de brillo”. Con este cuenta todas las radiaciones difusas vistas anteriormente: circumsolar, isotrópica y brillo horizonte.

Los coeficientes de reducción de brillo F_1', F_2' son funciones de los parámetros Claridad de Cielo (ε) y Brillo del cielo (Δ) [10]:

$$\varepsilon \equiv \frac{\left[\frac{(D_d(0) + D(0)_{dn})}{D_d(0)} + 1.041\theta_s^3 \right]}{1 + 1.041\theta_s^3} \quad (5.14)$$

$$\Delta = \frac{D(0)_{dn}}{B_{dn}^o} = \frac{D(0)_d}{B_d^o} \quad (5.15)$$

Donde θ_s : Ángulo cenit del sol [grados]

$D_d(0)$: Radiación difusa $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

B_d^o : Radiación extraterrestre $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

$D(0)_{dn}$: Radiación difusa normal $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

B_{dn}^o : Radiación extraterrestre normal $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$

Los parámetros de claridad de cielo (ε) y de brillo del cielo (Δ) son usados para calcular los coeficientes de reducción de brillo, las relaciones que vinculan estos parámetros son [10]:

$$F_1' = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon) * \Delta + F_{13}(\varepsilon) \theta_s \quad (5.16)$$

$$F_2' = F_{21}(\varepsilon) + F_{22}(\varepsilon) * \Delta + F_{23}(\varepsilon) \theta_s \quad (5.17)$$

Los coeficientes de Perez se presentan en la **tabla 5.2**.

Tabla 5.2 **Coeficientes de Perez**

	Upper límite para ε	Casos (%)	F11	F12	F13	F21	F22	F23
1	1.065	13.60	-0.196	1.084	-0.006	-0.114	0.180	-0.019
2	1.230	5.60	0.236	0.519	-0.180	-0.011	0.020	-0.038
3	1.500	7.52	0.454	0.321	-0.255	0.072	-0.098	-0.046
4	1.950	8.87	0.866	-0.381	-0.375	0.203	-0.403	-0.049
5	2.800	13.17	1.026	-0.711	-0.426	0.273	-0.602	-0.061
6	4.500	21.45	0.978	-0.986	-0.350	0.280	-0.915	-0.024
7	6.200	16.06	0.748	-0.913	-0.236	0.173	-1.045	0.065
8	-----	13.73	0.318	-0.757	0.103	0.062	-1.698	0.238

Fuente: Solar Energy Laboratory (2000). *Manual of Trnsys 15.3.15°* ed. Madison, Wisconsin: University of Wisconsin.

La magnitud del coeficiente de reducción de brillo se asocia con todas las clases de radiaciones difusas vistas. La localización angular de la región circunsolar se determina por el radio a/c [10]:

$$\frac{a}{c} = \frac{\max[0, \cos \theta']}{\max[\cos 85, \cos \theta_s]} \quad (5.18)$$

Donde θ_s : Ángulo cenit del sol [grados]
 θ' : Ángulo de incidencia de la radiación directa sobre la superficie [grados]

La radiación difusa total sobre una superficie inclinada se estima de la siguiente forma [10]:

$$D_d(\varphi) = D_d(0) \left[0.5(1 - F_1')(1 + \cos \varphi) + F_1' \left(\frac{a}{c} \right) + F_2' \sin \varphi \right] \quad (5.19)$$

Donde $D_d(\varphi)$: Radiación difusa en una superficie inclinada $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$
 $D_d(0)$: Radiación difusa sobre una superficie horizontal $\left[\frac{kJ}{m^2 \cdot h} \right]$
 φ : Ángulo de inclinación de la superficie [grados]

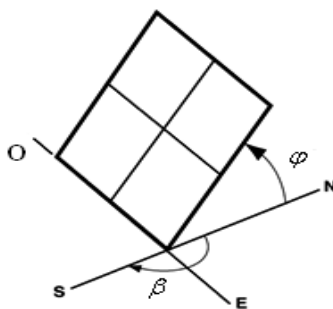
5.2.1.3 Modelo de rastreo de una superficie

TRNSYS posee cuatro modos de rastreo de una superficie. Los cuales permiten calcular la radiación incidente sobre una superficie. La posición del sol en el cielo puede ser especificada por el ángulo cenit y acimut. El ángulo cenit es el ángulo entre la vertical y la línea de vista al sol. Este es 90° menos el ángulo entre sol y la horizontal (ángulo de altitud solar). El ángulo acimut es el ángulo entre el local meridiano y la proyección de la línea de vista del sol en el plano horizontal. Cero acimut significa que se está mirando al ecuador, oeste es positivo, mientras que este es negativo.

- **Modo 1:**

Este modo es para superficies que no necesitan rastrear la posición del sol para un ingreso máximo de radiación. El ángulo de inclinación de la superficie y el ángulo acimutal denotan la posición del sol. Esta posición se describe en la **figura 5.1**.

Figura 5.1 **Modelo de un colector fijo**



Fuente: www.rredc.nrel.gov.

- **Modo 2:**

Este modo manipula una superficie que rastrea el sol, con un ángulo de inclinación fijo y el ángulo azimut rotando alrededor de un eje vertical como se denota en la **figura 5.2**. Para este caso la radiación directa es máxima cuando $\beta = \beta_s$. Donde el azimut de superficie está dado en términos del eje azimut como **[10]**:

$$\beta = \beta' + 90^\circ \quad \text{Si } \beta_s - \beta > 0 \quad (5.20)$$

$$\beta = \beta' - 90^\circ \quad \text{Si } \beta_s - \beta < 0 \quad (5.21)$$

Donde

β	: Ángulo acimutal de la superficie [grados]
β_s	: Ángulo acimutal del sol [grados]
β'	: Ángulo acimutal del eje [grados]

Si una superficie rastrea alrededor de un solo eje que es siempre paralelo a la superficie, pero no es vertical u horizontal, ambos azimut y el ángulo de inclinación de la superficie varía con el tiempo. En este caso **[10]**:

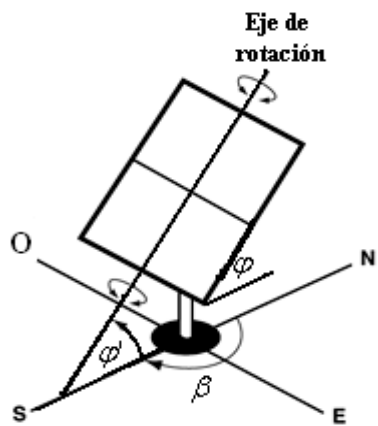
$$\beta = \beta' + \tan^{-1} \left(\frac{\sin \theta_s \sin(\beta_s - \beta')}{\sin \varphi' \cos \theta'} \right) \quad (5.22)$$

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{\tan \varphi'}{\cos(\beta - \beta')} \right) \quad (5.23)$$

Donde

β	: Ángulo acimutal de la superficie [grados]
β_s	: Ángulo acimutal del sol [grados]
β'	: Ángulo acimutal del eje [grados]
θ_s	: Ángulo cenital del sol [grados]
φ'	: Ángulo de inclinación del eje de rastreo [grados]
φ	: Ángulo de inclinación de la superficie [grados]
θ'	: Ángulo de incidencia de la radiación directa sobre la superficie [grados]

Figura 5.2 Colector girando sobre un eje de rotación



Fuente: www.rredc.nrel.gov.

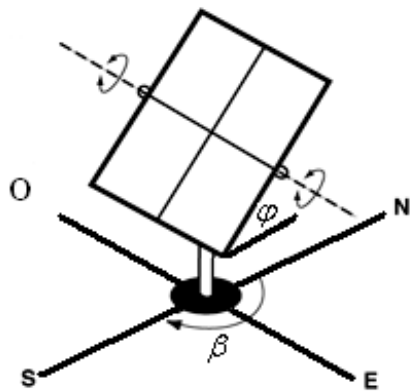
• **Modo 3**

Este modo es un caso general de una superficie rotando alrededor de un eje individual que siempre es paralelo a la superficie. Una ilustración de este esquema se presenta en la **figura 5.3**, el ángulo de inclinación de la superficie en cualquier instante es dado por [10]:

$$\varphi = \tan(\tan \theta_s \cos(\beta_s - \beta)) \tag{5.24}$$

Donde	φ	: Ángulo de inclinación de la superficie [grados]
	θ_s	: Ángulo cenit del sol [grados]
	β_s	: Ángulo azimut del sol [grados]
	β	: Ángulo azimut de la superficie [grados]

Figura 5.3 Colector girando sobre un eje de rotación paralelo a la superficie

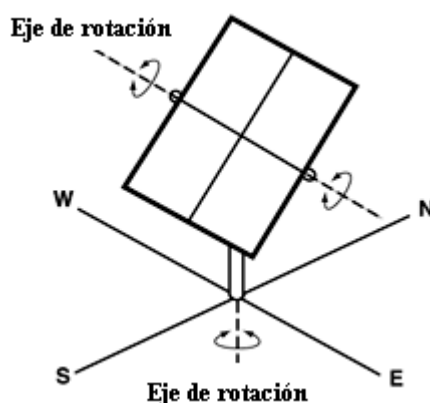


Fuente: www.rredc.nrel.gov.

- **Modo 4**

Este modo se considera dos ejes de rotación. De esta manera la radiación directa siempre es máxima para la superficie tal que los rayos del sol siempre incidan normalmente ($\cos \varphi = 1$). Esto se logra cuando $\beta = \beta_s$ y $\varphi = \theta_s$. En la **figura 5.4** se puede apreciar este modo de rastreo de la posición del sol.

Figura 5.4 **Colector girando sobre dos ejes de rotación**



Fuente: www.rredc.nrel.gov.

5.2.2 Lector de datos estándar

Un gran avance de *TRNSYS* es que éste posee un lector de datos estándar en la librería estándar. Este componente tiene el propósito de leer datos en intervalos regulares de tiempo desde una unidad lógica, convirtiendo la data a un sistema de unidades deseadas y haciéndola disponible para otras unidades de *TRNSYS*.

Los archivos de datos para el lector de datos pueden ser especificados de una de las dos maneras que existen. El lector de datos puede leer el archivo de datos directamente o leer una “Lista”, la cuál contiene el nombre de uno o más archivos de datos. El usuario crea un archivo lista tipeando en la primera línea “*file*”, seguido por los nombres de uno o más archivos, un nombre por línea. Los archivos de datos serán leídos de acuerdo al orden en los cuáles ellos fueron ubicados en la lista.

TYPE 9 puede ser usado en dos formas, como “*free*” o como “*formatted*”. En la forma “*free*” la lectura de las líneas de datos no necesita ser exactamente idéntica en formato, sin embargo cada valor debe ser separado por una coma o por un espacio en blanco del valor previo. Mientras que en la forma “*formatted*” cada valor requiere un orden y un formato.

5.2.2.1 Modelo matemático

Conversión de unidades

$$V_i'(n) = m_i V_i(n) + a_i \quad (5.25)$$

Interpolación

$$R = \frac{\overline{Time} - t_{d1}}{t_{d2} - t_{d1}} \quad (5.26)$$

$$Y_i = V_i'(n) + R(V_i'(n+1) - V_i'(n)) \quad (5.27)$$

Donde

- $V_i(n)$: *i-esimo valor leído*
- m_i : *Factor de multiplicación para el i-esimo valor leído*
- a_i : *Factor de adición para e i-esimo valor*
- $V_i'(n)$: *i-esimo valor de la i-esima después de aplicar los factores de multiplicación y adición*
- Y_i : *i-esimo valor interpolado de tiempo*
- Δ_{td} : *Intervalo de tiempo en el cuál los datos son proporcionados*
- $\overline{Time}$: *Valor promedio del tiempo para el correspondiente intervalo de tiempo*
- t_{d1} : *Tiempo correspondiente a valores en la línea previa*
- t_{d2} : *Tiempo correspondiente a valores en la siguiente línea*

5.2.3 Función forzada dependiente del tiempo

El perfil de carga diario, mensual y anual usado depende fuertemente del tipo de aplicación. En general, si el propósito es diseñar y realizar un estudio paramétrico de un sistema de energía, basta usar una carga típica como entrada para la simulación. Sin embargo, antes de diseñar un sistema de energía solar auto suficiente es extremadamente importante evaluar la capacidad de generación de energía.

Si el propósito es estudiar la operación de un sistema, como es el caso de la tesis, un perfil de carga realista basado en datos debería ser usado como entrada. Detalles acerca del tamaño y de la forma de esta carga se proporcionarán más adelante. En cualquier de los dos, el perfil de carga puede ser ingresado fácilmente para la simulación vía *TRNSYS*.

5.2.3.1 Modelo matemático

El propósito del *TYPE 14* es proporcionar un medio de generación de una función forzada en función del tiempo la cuál tiene un comportamiento caracterizado por la repetición de un

modelo. El modelo de la función forzada se establece por un set de datos discretos indicando sus valores en el tiempo a través del ciclo. Interpolación lineal se aplica para generar una función continua forzada basada en los datos discretos.

El ciclo debe ser completamente especificado y se requiere que t_N ($t_N = t_i$ en $i = N$) sea mayor o igual a C_T [10].

$$t_c = \text{mod}_{C_T}(\text{Time}) - \Delta t / 2 \quad (5.28)$$

La ecuación 5.29 se encuentra satisfaciendo $t_{i-1} < t_c < t_i$

$$R = \frac{t_c - t_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad (5.29)$$

$$V = V_{i-1} + R(V_i - V_{i-1}) \quad (5.30)$$

Donde	Time	: valor actual de tiempo en la simulación
	C_T	: Tiempo del ciclo (el lapso de tiempo después de lo cual el modelo se repitió, que puede ser el tiempo de simulación total)
	N	: Número de segmentos que definen la función (N+1 puntos deben ser especificados)
	V_o	: Valor inicial de la función forzada
	V_i	: Valor de la función forzada en el punto i
	t_i	: Tiempo transcurrido desde el inicio del ciclo hasta que el punto i y V_i son alcanzados
	$\bar{V}$	: Valor promedio interpolado de la función sobre el intervalo de tiempo
	t_0	: Valor de tiempo inicial del ciclo. Debe ser cero
	Δt	: Intervalo de simulación

5.2.4 Pv- generador

Esta componente, *TYPE 180*, modela el funcionamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, cuyo modelo matemático fue inicialmente desarrollado para módulos solares consistentes de celdas de silicio, pero también puede ser usado para otros tipos de materiales.

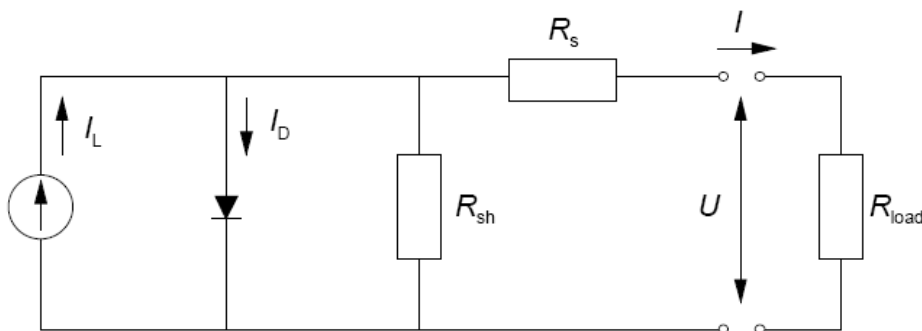
5.2.4.1 Modelo matemático

Un modelo matemático de una celda fotovoltaica debe estar basado en sus características eléctricas; como por ejemplo, la relación voltaje-corriente de las celdas bajo varios niveles de radiación y a diferentes temperaturas de trabajo. Esto conduce a una idealización

relativamente simple: un “**modelo con un diodo**”, el cual se usa para describir el comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico.

El circuito equivalente para un modelo con diodo se muestra en la **figura 5.5**, y se usa para modelar una sola celda, de un módulo consistente de varias celdas, o de un generador fotovoltaico consistente de varios módulos. La descripción eléctrica en este contexto es para un módulo como un número de celdas en series.

Figura 5.5 **Circuito equivalente para el modelo con diodo**



Fuente: Duffie, J. A. y Bechman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2º ed. New York: Jhon Wiley & Sons. Inc.

En la práctica, el generador fotovoltaico consisten varios módulos en serie y en paralelo. Sin embargo, **TYPE 180** está configura a fin de que el usuario especifique el número de celdas en serie por módulo, el número de módulos en series en el generador, y el número de módulos en paralelo.

5.2.4.2 Modelo eléctrico

La relación entre la corriente (I) y el voltaje (V) del circuito equivalente de la **figura 5.5** puede ser encontrada por la **ecuación 5.31** con la corriente de luz (I_L), la corriente del diodo (I_D), y la corriente de derivación (I_{SH}) para la corriente de operación (I).

$$I = I_L - I_D - I_{SH} = I_L - I_o \left\{ \exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (5.31)$$

Donde	I_L	: Corriente de luz [A]
	I_o	: Corriente inversa de saturación del diodo [A]
	R_s	: Resistencia en serie [Ω]
	R_{SH}	: Resistencia de derivación [Ω]
	a	: Parámetro de ajuste de curva
	V	: Voltaje de operación [V]
	I	: Corriente de operación [A]

La potencia producida por la celda es el producto de la tensión por la corriente [1]:

$$P = V * I \tag{5.32}$$

Donde

P	: Potencia generada [W]
I	: Corriente de operación [A]
U	: Voltaje de operación [V]

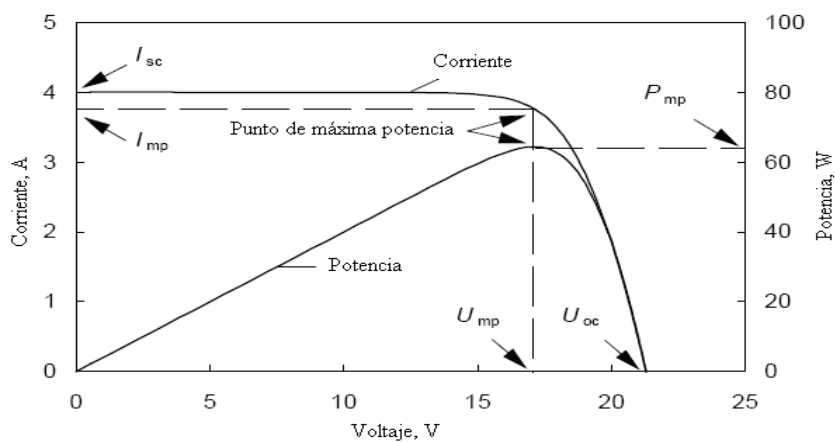
Los cinco parámetros I_L, I_o, R_s, R_{SH} y a en la **ecuación 5.31** dependen de la radiación solar y de la temperatura en la celda. Sin embargo, desde que la resistencia de derivación (R_{SH}) puede ser asumida infinitamente alta comparada con la resistencia en serie (R_s), particularmente para celda monocristalinas, entonces el último término en la **ecuación 5.31** no puede ser usado [1]:

$$I = I_L - I_o \left\{ \exp \left(\frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 \right\} \tag{5.33}$$

Un método para calcular los cuatro parámetros I_L, I_o, R_s y a en la **ecuación 5.31** es resumida en Duffie y Beckman [2]. Tres de las cuatro condiciones requeridas para resolver la **ecuación 5.31** pueden ser encontradas en los datos técnico proporcionados por el fabricante, quién usualmente proporciona los valores de corriente de cortocircuito, en voltaje de circuito abierto y la potencia máxima. La cuarta condición puede ser derivada de los coeficientes de temperatura de la corriente de cortocircuito ($u_{I,sc}$) y del voltaje en circuito abierto ($u_{V,oc}$).

La corriente de corto circuito (I_{sc}), voltaje en circuito abierto (V_{oc}) y el máximo poder son ilustrados en la **figura 5.6**.

Figura 5.6 Curva características I-V para un generador fotovoltaico



Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). *Stand-alone Power Systems for the Future*.

En condiciones de cortocircuito, toda la corriente de luz generada (I_L) está pasando a través del diodo. Así, en condiciones de referencia (standard test conditions, STC⁵¹) [1]:

$$I_{L,STC} = I_{sc,STC} \quad (5.34)$$

En condiciones de circuito abierto la corriente es cero y “1” en la **ecuación 5.33** es pequeña comparada con el término exponencial, resultando [1]:

$$I_{oc,STC} = I_{L,STC} \exp\left(\frac{-V_{oc,STC}}{a_{STC}}\right) \quad (5.35)$$

Donde

$I_{oc,STC}$	: Corriente de cortocircuito en STC [A]
$I_{L,STC}$	: Corriente de luz en STC [A]
$V_{oc,STC}$	: Voltaje de circuito abierto en STC [V]
a_{STC}	: Parámetro de ajuste de curva en STC

Si la corriente de máxima (I_{mp}), el voltaje máximo (V_{mp}) y la corriente inversa de saturación del diodo ($I_{o,STC}$) es sustituida en la **ecuación 5.33** (y omitimos “1” para simplificar) el resultado es [1]:

$$R_{s,STC} = \frac{a_{STC} \ln\left(1 - \frac{I_{mp,STC}}{I_{L,STC}}\right) - V_{mp,STC} + V_{oc,STC}}{I_{mp,STC}} \quad (5.36)$$

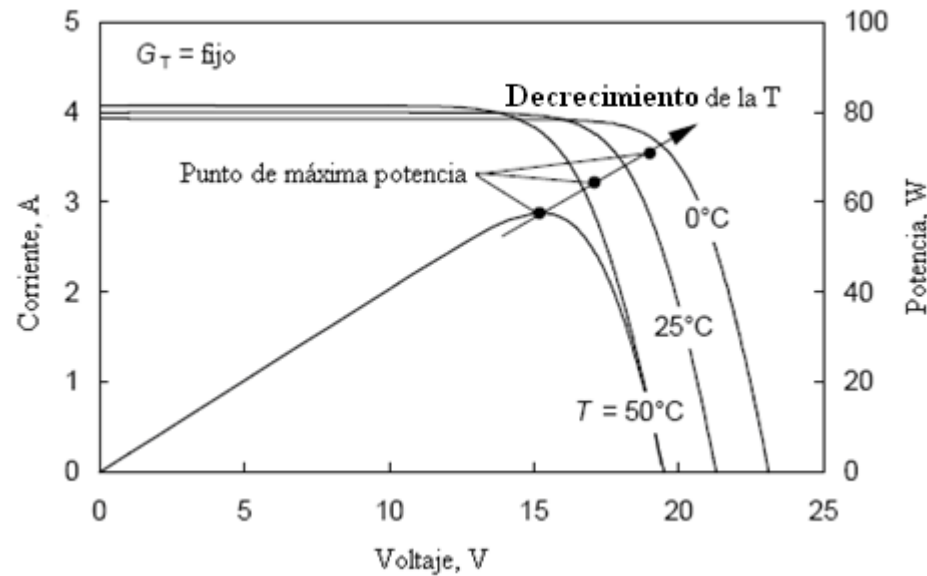
Donde

$R_{s,STC}$	: Resistencia en serie en STC [Ω]
a_{STC}	: Parámetro de ajuste de curva en STC
$I_{mp,STC}$	: Corriente máxima en STC [A]
$I_{L,STC}$	: Corriente de luz en STC [A]
$V_{mp,STC}$	: Voltaje máximo en STC [V]
$V_{oc,STC}$	: Voltaje de circuito abierto en STC [V]

La influencia de la temperatura se ilustra en la **figura 5.7**. Esta muestra que para niveles fijos de radiación, un incremento de temperatura conduce a decrecimiento del voltaje de circuito abierto y un ligero incremento de la corriente de cortocircuito. Es decir, los efectos de la temperatura deben ser incorporados dentro del modelo.

⁵¹ Condiciones estándar: 25°C, , A.M1,5.

Figura 5.7 Curva V-I para generador fotovoltaico a temperatura de 0, 25, 50 °C, con su correspondiente puntos máximos de poder



Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). *Stand-alone Power Systems for the Future*.

El coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito puede ser obtenido a partir de la curva V-I proporcionada por el fabricante y se calcula por [1]:

$$\mu_{I,SC} = \frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} \cong \frac{I_{SC}(T_2) - I_{SC}(T_1)}{T_2 - T_1} \tag{5.37}$$

Donde

- $\mu_{I,SC}$: Coeficiente de temperatura de la corriente de corto $\left[\frac{A}{K} \right]$
- $I_{SC}(T_2)$: Corriente de cortocircuito a T_2 [A]
- $I_{SC}(T_1)$: Corriente de cortocircuito a T_1 [A]
- T_2 : Temperatura $[^{\circ}C]$
- T_1 : Temperatura $[^{\circ}C]$

Donde T_2 y T_1 son dos temperaturas cercanas alrededor de la temperatura referencial de celda. Similarmente, otra vez a partir de las medidas referenciales, el coeficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto puede ser encontrado [1]:

$$\mu_{V,OC} = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \cong \frac{V_{OC}(T_2) - V_{OC}(T_1)}{T_2 - T_1} \tag{5.38}$$

Donde	$\mu_{V,OC}$	: Coeficiente de temperatura del voltaje a circuito abierto $\left[\frac{V}{K} \right]$
	$V_{OC}(T_2)$	: Voltaje de circuito abierto a T_2 [V]
	$V_{OC}(T_1)$	: Voltaje de circuito abierto a T_1 [V]
	T_2	: Temperatura $[^{\circ}C]$
	T_1	: Temperatura $[^{\circ}C]$

Si la resistencia en serie (R_s) se asume independiente de la temperatura, luego los parámetros I_L , I_o y a necesitan ser función de la temperatura, por lo tanto para un módulo fotovoltaico [1]:

$$a = a_{STC} \frac{T_c}{T_{c,STC}} \quad (5.39)$$

Donde	a	: Parámetro de ajuste de curva
	a_{STC}	: Parámetro de ajuste de curva en STC
	T_c	: Temperatura de trabajo de la celda [K]
	$T_{c,STC}$	: Temperatura celda en STC [K]

$$I_L = \frac{G}{G_{STC}} \left[I_{L,STC} + \mu_{I_{sc}} (T_c - T_{c,STC}) \right] \quad (5.40)$$

Donde	G	: Irradiación $\left[\frac{W}{m^2} \right]$
	G_{STC}	: Irradiación en STC $\left[\frac{W}{m^2} \right]$
	$\mu_{I,SC}$	: Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito $\left[\frac{A}{K} \right]$
	$I_{L,STC}$	: Corriente de luz en STC [A]
	$V_{mp,STC}$	: Voltaje máximo en STC [V]
	$V_{OC,STC}$	: Voltaje de circuito abierto en STC [V]
	T_c	: Temperatura de trabajo de la celda [K]
	$T_{c,STC}$	: Temperatura celda en STC [K]

$$I_o = I_{o,STC} \left(\frac{T_c}{T_{c,STC}} \right)^3 \exp \left[\frac{e_{gap} N_s}{a_{STC}} \left(1 - \frac{T_{c,STC}}{T_c} \right) \right] \quad (5.41)$$

Donde	I_o	: Corriente inversa de saturación del diodo [A]
	$I_{o,STC}$	: Corriente inversa de saturación del diodo en STC [A]
	T_c	: Temperatura de trabajo de la celda [K]
	$T_{c,STC}$	: Temperatura celda en STC [K]
	a_{STC}	: Parámetro de ajuste de curva en STC
	e_{gap}	: Banda de vacío del material [eV]
	N_s	: Número de módulos de fotovoltaicos en serie

Una ecuación independiente adicional puede ser encontrada por diferenciación de V_{oc} en la **ecuación 5.35** con respecto a T, usando las **ecuación 5.37, 5.39 y 5.41**, e igualando $\left(\frac{dV_{oc}}{dT}\right)$ al valor experimental $\mu_{V,OC}$. En condiciones de referencia, esta puede ser expresada en forma compacta por el parámetro de ajuste de curva [1]:

$$a_{STC} = \frac{\mu_{V,OC} T_{c,STC} - V_{OC,STC} + e_{gap} N_s}{\frac{\mu_{I,SC} T_{c,STC}}{I_{L,STC}} - 3} \quad (5.42)$$

Donde	a_{STC}	: Parámetro de ajuste de curva en STC
	$\mu_{V,OC}$	: Coeficiente de temperatura del voltaje a circuito abierto $\left[\frac{V}{K}\right]$
	$T_{c,STC}$	: Temperatura celda en STC [K]
	$V_{OC,STC}$	: Voltaje de circuito abierto en STC [V]
	e_{gap}	: Banda de vacío del material [eV]
	N_s	: Número de módulos de fotovoltaicos en serie
	$\mu_{I,SC}$	: Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito $\left[\frac{A}{K}\right]$
	$I_{L,STC}$	: Corriente de luz en STC [A]

5.2.4.3 Modelo térmico

Para predecir propiamente el comportamiento de un módulo fotovoltaico es necesario determinar su temperatura de operación. Para simplificar, la temperatura de las celdas solares se puede asumir que es homogénea en el plano del módulo fotovoltaico. En otras palabras, un balance de energía sobre el módulo entero produce una temperatura promedio de una celda en el módulo.

La temperatura T_c de la celda depende principalmente de las condiciones ambientales, pero también de la operación del módulo. En principio, la energía solar que es absorbida por el módulo es convertida parte en energía térmica y parte en energía eléctrica, la cuál es llevada a través de un circuito externo. La energía térmica se disipa por una combinación de

convección, conducción y radiación. La proporción a la cuál este proceso ocurre depende en gran parte del diseño del sistema fotovoltaico. Por ejemplo, las células pueden ser enfriadas artificialmente pasando agua o aire en la parte trasera del módulo. Si el módulo es montado directamente sobre el techo, se podrá enfriar menos ya por la parte trasera comparado cuando el módulo está montado sobre una estructura a alguna distancia del suelo.

El modelo térmico para un generador fotovoltaico desarrollado e incorporado en el *TYPE 180* se basa en el balance de energía propuesto por Duffie y Beckman (1991). La ventaja de este modelo, en contraposición con los modelos más detallados, es que relativamente poca información se necesita acerca del diseño del sistema fotovoltaico. Esto es porque todas las pérdidas de calor en los alrededores son agrupadas en un coeficiente de pérdida de calor (U_l).

Para simulaciones con muy pequeños intervalos de tiempo es importante modelar el comportamiento dinámico de la temperatura de celda. Una dinámica térmica del modelo que incluye la capacitancia térmica (C_t) del módulo fotovoltaico el cuál puede ser usado para estos casos. Es decir, existen tres opciones (o modos) para calcular la temperatura de celda T_c que son incluidos en *TYPE 180*.

5.2.5 Batería

El modelo de batería presentado en esta sección, a la cuál nos referiremos en las siguientes líneas como *TYPE 47*. Este modelo fue desarrollado para una batería solar plomo-ácido, una batería especialmente diseñada para aplicaciones fotovoltaicas, que puede ser usada para estimar el comportamiento de cualquier batería con características conocidas.

Una técnica común es evaluar el funcionamiento de una batería de Pb-Batería por estimación del estado de carga SOC (State of Charge) en Ah o %. Shepherd (1965) realizó uno de los primeros intentos para estimar el SOC. Luego, este modelo fue mejorado por Zimmerman and Peterson (1978) y Hyman (1986). Mørner (1995) da una descripción de tal fenomenología en una batería para TRNSYS. Saupe (1993) desarrolló un modelo en estado de equilibrio para el SOC.

Un enfoque bastante diferente es el modelo de cinética química. Manwell et al (1993, 1995) ha propuesto un modelo llamado “batería cinética” que predice con bastante exactitud el estado de equilibrio de una batería en condiciones de carga y descarga.

Desde que el estado de carga no es una cantidad claramente definida, Protogeropoulos et al (1994) introduce el concepto de estado de voltaje SOV (State of voltage). Este modelo toma en cuenta todas las posibles condiciones de la batería durante una operación real y es por lo tanto, apto para modelar la dinámica de una batería en operación.

En un sistema híbrido basado en energía solar y/o eólica, las condiciones de carga de la batería varían debido a la variabilidad de las fuentes de energía. Además, las condiciones de descarga deberían también variar significativamente por una demanda variable de energía. Es decir, idealmente, un modelo de batería que aborda los efectos dinámicos debería ser usado

para la simulación. Desde este punto de vista, el modelo SOV es probablemente el más apto para la simulación de sistemas híbridos.

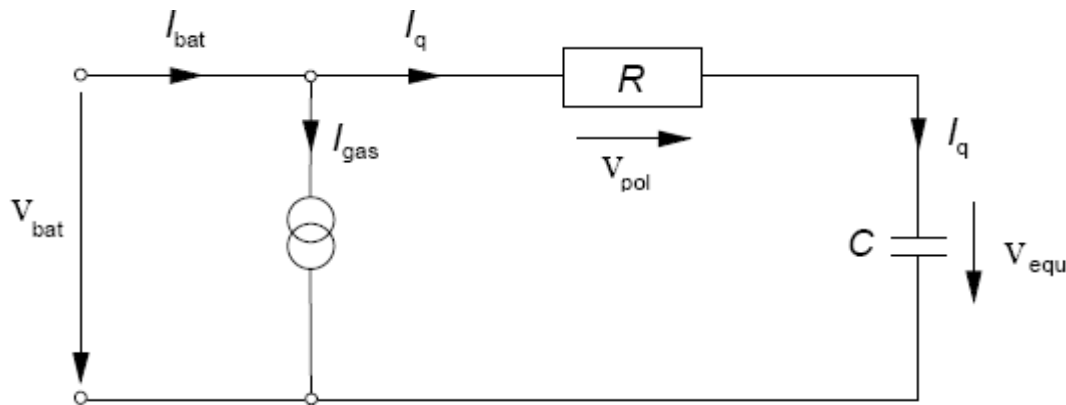
Sin embargo, el problema con todos los modelos de las baterías mencionados anteriormente es que ellos requieren una determinación exacta de los parámetros envueltos. Estos parámetros dependen fuertemente del tipo de batería usada. Además, algunos de estos parámetros podrían cambiar sus valores con el tiempo como por el envejecimiento de sus mecanismos.

El modelo de batería utilizado en esta tesis es un modelo cuasi-estático de SOC que usa varios parámetros empíricos. Una razón por la cuál, en particular, este modelo fue seleccionado es que los parámetros podrían ser determinados relativamente fáciles de datos experimentales disponibles de casos referentes. Otra razón fue una exactitud en la dinámica de la batería.

5.2.5.1 Modelo matemático

El circuito equivalente para un modelo cuasi-estático de batería propuesto por Saupe (1993) se presenta en la **figura 5.8**, donde la corriente eléctrica (I), el voltaje (V), la resistencia (R) (relacionada con las concentraciones- sobretensiones) y una capacidad (Q) son indicadas. Las tres principales características de este modelo son: las pérdidas de corrientes gaseosa (I_{gas}), el voltaje de polarización o sobrevoltaje (V_{pol}) y el voltaje de equilibrio (V_{equi}) en varios estados de carga. La expresiones usadas para el cálculo de estas variables de describen a continuación.

Figura 5.8 Circuito equivalente para batería cuasi-estática



Fuente: PhD Ulleberg, Øystein (1998). *Stand-alone Power Systems for the Future*.

5.2.5.2 Modelo de corriente

La corriente de reacción principal (I_q) es simplemente la diferencia entre la corriente en terminal de la batería (I_{bat}) y la corriente gaseosa (I_{gas}). La corriente es una entrada y la corriente gaseosa puede ser encontrada por la siguiente expresión propuesta [1]:

$$I_{gas} = I_{10} g_o \exp\left(\frac{U_{cell}}{g_1} - \frac{g_2}{T_{bat}}\right) \quad (5.43)$$

Donde I_{gas} : Corriente gaseosa [A]
 g_o, g_1, g_2 : Parámetros para la corriente gaseosa
 T_{bat} : Temperatura de la batería [K]

La corriente de reacción principal es normalizada con respecto a diez horas de descarga en la batería (I_{10}), donde $I_{10} = \frac{Q_{bat,nom}}{10}$, donde $Q_{bat,nom}$ es la capacidad de la batería nominal en Ah. Por tanto, la corriente de descarga es negativa y la corriente de carga es positiva, el valor absoluto de la corriente normalizada se usa en los cálculos de la siguiente forma [1]:

$$I_{q,norm} = \frac{|I_q|}{|I_{10}|} = \frac{|I_{bat} - I_{gas}|}{|I_{10}|} \quad (5.44)$$

5.2.5.3 Modelo de voltaje

En una batería que contiene varias celdas en serie, con voltaje individual de celda V_{cel} , el voltaje de su terminal es simplemente $V_{bat} = n_{cel} V_{cel}$, donde n_{cel} es el número de celda en serie. El voltaje de celda (V_{cel}) se encuentra sumando el voltaje de equilibrio y el voltaje de polarización [1]:

$$V_{cel} = V_{equ} + V_{pol} \quad (5.45)$$

Donde V_{cel} : Voltaje individual de la celda [V]
 V_{equ} : Voltaje de equilibrio [V]
 V_{pol} : Voltaje de polarización [V]

El voltaje de equilibrio se define como el voltaje restante (en los terminales) después que no ha salido o ha ingresado corriente a la batería por un período sustancial de tiempo (varia horas). Este voltaje puede ser asumido como una función lineal del estado de carga (SOC) de la batería [1]:

$$V_{equ} = V_{equ,0} + V_{equ,1} \frac{SOC}{100} \quad (5.46)$$

Donde $V_{equ,0}$: Voltaje de equilibrio en la celda cuando $SOC = 0$ [V]
 $V_{equ,1}$: Voltaje de equilibrio en la celda cuando $SOC > 0$ [V]
 SOC : Estado de carga [%]

La polarización o sobrevoltaje, depende fuertemente si la batería está siendo cargada o descargada. Este efecto puede ser estimado por una expresión no lineal usando parámetros derivados de la batería. La polarización durante la carga (subíndice *ch*) puede ser expresada [1]:

$$V_{pol,ch} = U_{ch} a_{ch} \left[1 - \exp\left(-\frac{I_{q,norm}}{b_{ch}}\right) + c_{ch} I_{q,norm} \right] \quad (I_{bat} > 0) \quad (5.47)$$

Donde $V_{pol,ch}$: Voltaje de polarización en carga [V]
 U_{ch} : Constante de carga
 a_{ch} : Coeficientes que dependen de SOC
 b_{ch} : Coeficientes que dependen de SOC
 c_{ch} : Coeficientes que dependen de SOC
 $I_{q,norm}$: Corriente normalizada [A]

Saupe (1993) encuentra un set de expresiones empíricos para a_{ch} , b_{ch} , y c_{ch} basadas en el comportamiento experimental de una batería.

La polarización o sobrevoltaje, durante la descarga (subíndice, *dch*), la cuál depende de la corriente principal normalizada ($I_{q,norm}$) y del estado de carga (*SOC*) puede ser calculado [1]:

$$V_{pol} = U_{dch} f_{dch} g_{dch} \quad (I_{bat} < 0) \quad (5.48)$$

Donde V_{pol} : Voltaje de polarización en descarga [V]
 U_{dch} : Constante de descarga
 f_{dch} : Coeficientes que dependen de SOC y de $I_{q,norm}$
 g_{dch} : Coeficientes que dependen de SOC y de $I_{q,norm}$

f_{dch} y g_{dch} son coeficientes dimensionales que dependen de $I_{q,norm}$ y SOC, respectivamente. Los dos coeficientes dimensionales pueden ser aproximados por [1]:

$$f_{dch} = 1 - \exp\left(-\frac{I_{q,norm}}{b_{dch}}\right) + c_{dch} I_{q,norm} \quad (5.49)$$

$$g_{dch} = 1 + (g_{100} - 1) \exp\left(\frac{SOC - 100}{K_{100}}\right) \quad (5.50)$$

Donde

b_{dch}, c_{dch}	: Parámetros para la corriente
g_{100}	: Parámetro para sobrevoltaje en SOC = 100%
k_{100}	: Parámetro para sobrevoltajes en SOC= 100%

Se debe señalar que la **ecuación 5.50** es solamente valida para SOC en el rango de 20-100%.

5.2.5.4 Capacidad de la batería

La capacidad de una batería ($Q_{bat,i}$) para un tiempo t_i dado puede ser encontrada simplemente de la corriente principal (I_q) y la capacidad de la batería $Q_{bat,i-1}$ del tiempo anterior t_{i-1} . Alternativamente, $Q_{bat,i-1}$ puede ser derivada del estado de carga del estado anterior SOC_{i-1} y la capacidad nominal de la batería ($Q_{bat,nom}$). Es decir [1]:

$$Q_{bat,1} = Q_{bat,i-1} + I_q(t_i - t_{i-1}) = Q_{bat,nom} \frac{SOC_{i-1}}{100} + I_q(t_i - t_{i-1}) \quad (5.51)$$

5.2.5.5 Modelo térmico

En general, el actuar de una batería decrece con el decrecimiento de la temperatura. Desde que no fue incluyo el modelo térmico en el *TYPE 47*, el modelo debe ser usado con precaución. El modelo de la batería descrita arriba es solamente valido para ambientes con una temperatura relativamente constante.

5.2.6 Regulador/inversor

En un sistema fotovoltaico, dos componentes son necesarios. El primero de estos es el regulador, el cuál distribuye la potencia continua del generador fotovoltaico a la batería (en sistemas con dispositivos de almacenamiento de energía), y la segunda componentes es el inversor.

Cuando la batería está completamente cargada, el exceso de potencia es descartada o no es almacenada apagando un parte del generador fotovoltaico. El inversor convierte la potencia continua en potencia alterna, potencia que es enviada a las cargas.

5.2.6.1 Descripción lógica

El regulador trabaja monitoreando el estado de carga de una batería (SOC), el cual es considerado como una entrada (F). La subrutina compara F respecto a varios parámetros, el primero de ellos es el máximo SOC cuando la batería estaba cargada (F_C). Si $F < F_C$, la batería puede que esté descargada (cuando la potencia demandada por las cargas (P_D) es mayor que la potencia entregada por el generador fotovoltaico (P_A)) o puede que no trabaje. En el último caso, la potencia no almacenada (P_R) es igual a la diferencia entre la potencia del generador fotovoltaico y la demandada por las cargas.

Si se cumple que $F < F_C$, luego el programa determinará si F es menor que el límite sobre el cual la batería puede empezar a descargarse después de ser cargada F_B . Si estas dos condiciones se cumplen, la batería debe estar cargándose. Cuando sucede esto, la prioridad la tiene el proceso de carga y no el envío de potencia a las cargas, este proceso termina cuando $F > F_B$. Finalmente, si $F > F_B$ la batería puede ser descargada hasta un límite de descarga (F_D) siempre y cuando $P_D > P_A$ o puede dejar en carga parcial cuando $P_A > P_D$.

La potencia máxima de salida del inversor ($P_{L,MAX}$) nunca puede ser mayor que su capacidad de salida, lo cual significa que la potencia enviada por el generador fotovoltaico y/o la potencia enviada por las baterías a las cargas debe ser menor que $P_{L,MAX}$, es decir $P_L * \eta_{inv} < P_{L,MAX}$. Donde P_L es la suma de la potencia entregada por el generador fotovoltaico y las baterías.

5.2.7 Grupo electrógeno

TYPE 120 modela un grupo electrógeno, el cuál puede trabajar con Diesel, gas licuado de petróleo (GLP), propano, metano o gas natural. Este modelo se basa en una relación empírica (polinomio de primer orden) para el consumo de combustible. El cuál es función de la potencia de salida (normalizada con respecto a la potencia nominal). La eficiencia eléctrica se calcula basándose en el poder calorífico inferior (PCI), mientras que la eficiencia del combustible es simplemente la potencia de salida dividida por el consumo de combustible.

Adicionalmente, posee una base de datos con las propiedades de 6 tipos de combustible. Data que puede ser utilizada para calcular el caudal de salida del combustible utilizado.

5.2.7.1 Modelo matemático

El consumo de combustible calculado por TRSNYS para un grupo electrógeno de una determinada potencia, se calcula teniendo como referencia un grupo electrógeno de 40 kW. Cuyos parámetros característicos se encuentran almacenados en la base de datos de TRNSYS.

Con el uso de factores de corrección y extrapolación adecuados se calcula el consumo de combustible para cualquier tipo de generador, mediante la siguiente ecuación [27]:

$$C_{comb} = \frac{a + b * X}{CF * EF} \quad (5.52)$$

Donde	C_{comb}	: Consumo de combustible $\left[\frac{l}{h}\right]$
	a y b	: Coeficiente de curva
	CF	: Factor de corrección
	EF	: Factor de extrapolación
	X	: Fracción de potencia

La fracción de potencia se define como el coeficiente entre la potencia nominal y la potencia de operación del grupo electrógeno [27]:

$$X = \frac{P}{P_{nom}} \quad (5.53)$$

Donde	X	: Voltaje de polarización en descarga
	P	: Potencia de operación del grupo electrógeno [kW]
	P_{nom}	: Potencia nominal del grupo electrógeno [kW]

El factor de corrección permitirá adaptar el consumo de combustible de un generador cuya potencia nominal sea distinta de 40 kW [27]:

$$CF = \frac{c + d * P_{nominal} * X_{ref}}{c + d * P_{ref}} \quad (5.54)$$

Donde	P_{nom}	: Potencia nominal del grupo electrógeno [kW]
	c y d	: Coeficiente
	X_{ref}	: Fracción de potencia $\left[X_{ref} = 0,4225\right]$
	P_{ref}	: Potencia nominal de referencia $\left[P_{ref} = 40kW\right]$

El factor de extrapolación viene determinado por [27]:

$$EF = \frac{P_{nom}}{P_{ref}} \quad (5.55)$$

Donde	P_{nom}	: Potencia nominal del grupo electrógeno [kW]
	P_{ref}	: Potencia nominal de referencia $\left[P_{ref} = 40kW\right]$

La eficiencia del combustible consumido viene determinada por la ecuación [10]:

$$\varepsilon_{com} = \frac{P}{C_{com}}$$

(5.56)

Donde

ε_{com}

P

C_{comb}

: Potencia nominal del grupo electrógeno

: Potencia de operación del grupo electrógeno [kW]

: Consumo de combustible [l/h]

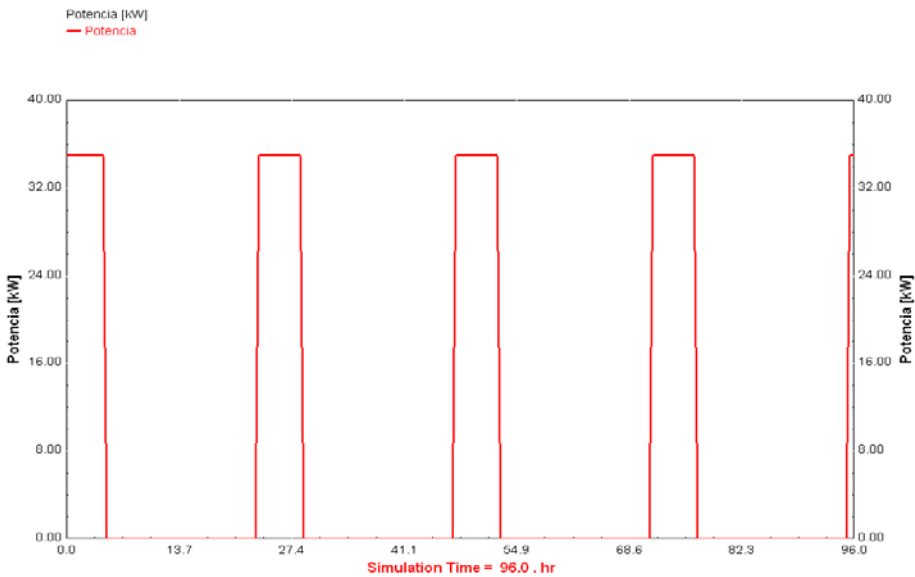
5.3 Simulación

5.3.1 Descripción general

El sistema híbrido de potencia elegido para simular, es el que está conformado por un 80% de energía solar y un 20% de energía fósil. Esta configuración fue elegida porque el precio del kW generado es el más económico comparado con las configuraciones restantes. Geográficamente, el sistema estará ubicado en la Universidad de Piura (Latitud: -05° 2' 28", Longitud: -80° 30').

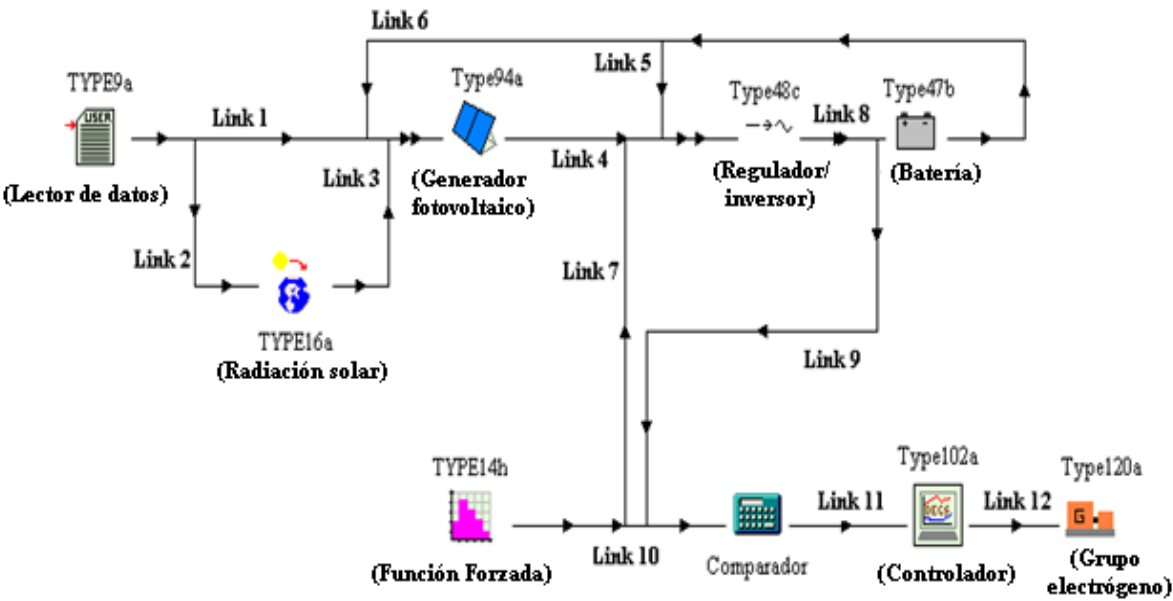
El sistema híbrido de potencia elegido fue diseñado y dimensionado utilizando los pasos descritos en el Capítulo 3. Se ha asumido que este sistema híbrido de potencia se encargará de generar energía para el alumbrado público de la Universidad de Piura, el cuál trabaja desde las 23:30 horas hasta las 5:00 horas del día siguiente. Así mismo, el perfil diario de cargas, de la **figura 5.9**, es constante a lo largo de todo el año. Con una potencia máxima de 35kW por día.

Figura 5.9 Perfil diario de carga típico del alumbrado público



Para realizar la simulación se ha construido el modelo TRNSYS mostrado en la **figura 5.10**. Este modelo comprende un lector de datos estándar, un arreglo fotovoltaico, un controlador de carga & inversor, batería, un generador de función forzada en el tiempo, un generador Diesel y un controlador para un grupo electrógeno. El sistema fue simulado en un intervalo de media hora (paso) para el periodo de un mes.

Figura 5.10 **Modelo del sistema híbrido construido en TRNSYS**



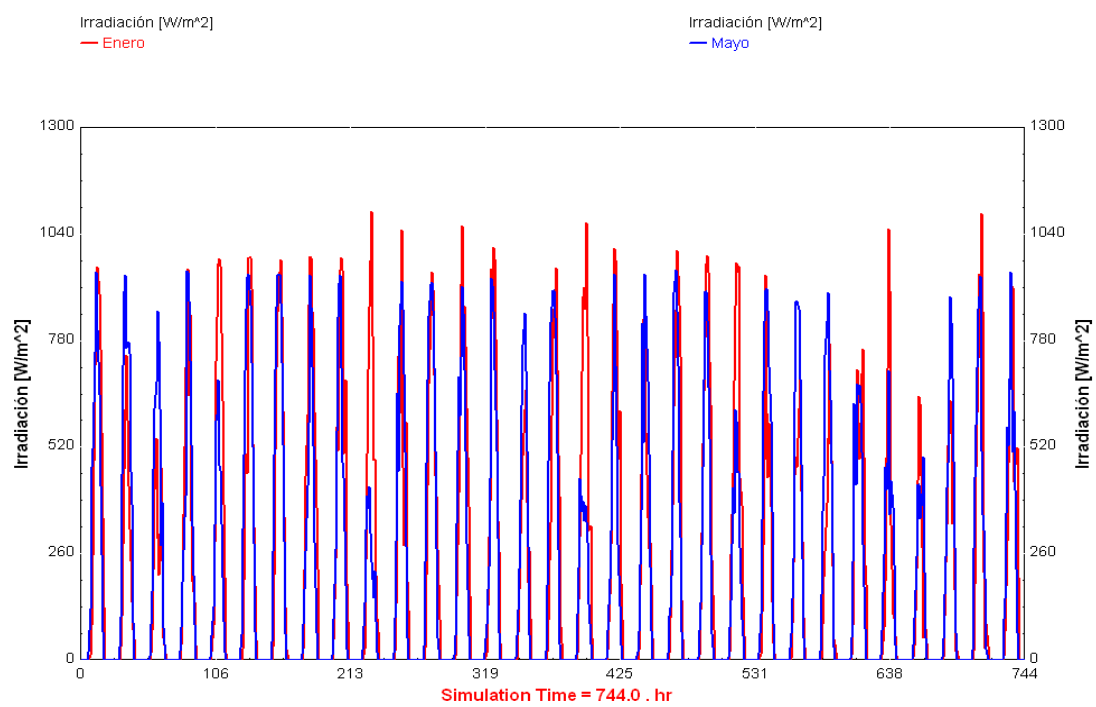
A cada paso, cada componente recibe y/o envía datos desde/hacia la siguiente componente. El lector de datos envía la temperatura hacia el módulo fotovoltaico a través del link 1 y la radiación global hacia la componente de radiación vía link 2. La irradiación recibida por la componente de radiación es procesada para obtener la irradiación global y el ángulo de incidencia sobre una superficie inclinada, datos que son enviados al generador fotovoltaico vía link 3. El generador fotovoltaico envía la potencia al controlador de carga a través del link 4. La fracción de carga (SOC) de la batería, el voltaje, el voltaje de corte de carga, el voltaje de corte de descarga, la máxima potencia de carga y descarga de la batería son enviados al controlador de carga vía link 5. El perfil diario de carga generado por la función forzada en el tiempo es enviado al controlador de carga & inversor vía link 7. EL controlador de carga & inversor envía la potencia (potencia del generador fotovoltaico o potencia del perfil de carga) hacia la batería vía link 8.

La potencia entregada por la batería es enviada al comparador a través del link 9, una vez más el perfil de carga es enviado a través del link 10 para ser comparado con la potencia generada por la batería. El comparador emite una señal que es tomada por el controlador del grupo electrógeno vía link 11, quien finalmente selecciona encender o apagar el grupo electrógeno.

5.3.2 Irradiación

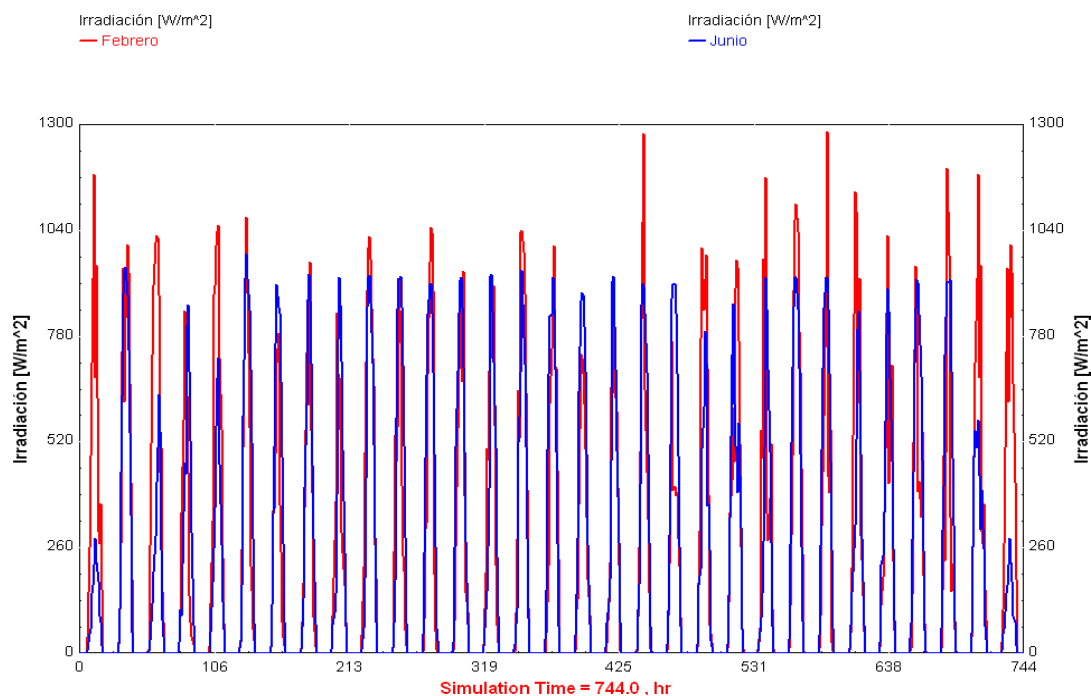
Los datos de irradiación evaluados corresponden a los meses de enero a diciembre del año 2008 sobre una superficie fija. Los perfiles de irradiación diaria que inciden sobre Piura son muy parecidos durante casi todo los días del año, llegando ha alcanzar su máximo nivel durante los meses de diciembre, enero, febrero y marzo; y presentando un ligero descenso durante los meses de mayo, junio, julio y agosto. Esto se puede apreciar en la **figura 5.11** para los meses de enero y mayo, y en la **figura 5.12** para los meses de febrero y junio.

Figura 5.11Distribución de irradiación para los meses de enero y mayo



Durante el mes de enero la irradiación promedio es $426,26 \frac{W}{m^2}$ con un máximo de $1.278,00 \frac{W}{m^2}$, mientras que para el mes de mayo la irradiación promedio es $421,19 \frac{W}{m^2}$ con un máximo de $1.032,00 \frac{W}{m^2}$.

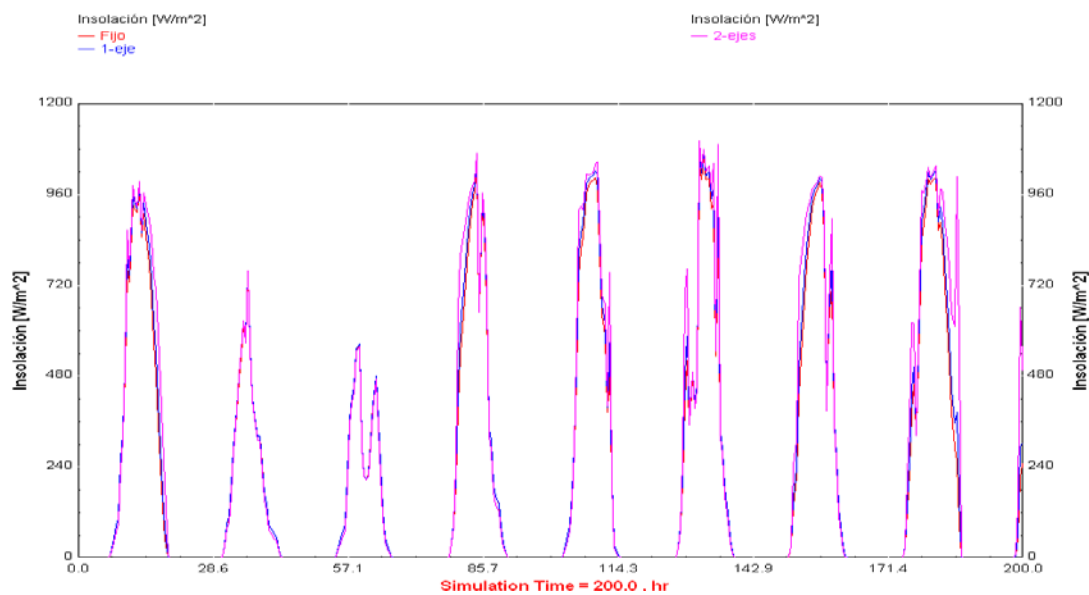
Figura 5.12 Distribución de irradiación para los meses de febrero y junio



Durante el mes de febrero la irradiación promedio es $446,22 \frac{W}{m^2}$ con un máximo de $1.292,00 \frac{W}{m^2}$, mientras que para el mes de junio la irradiación promedio es $312,87 \frac{W}{m^2}$ con un máximo de $958,00 \frac{W}{m^2}$, mes con el más bajo promedio de irradiación. Estas comparaciones permiten evaluar el potencial de generación, además de definir si es necesario el uso de estructuras de rastreo para la captación de este potencial.

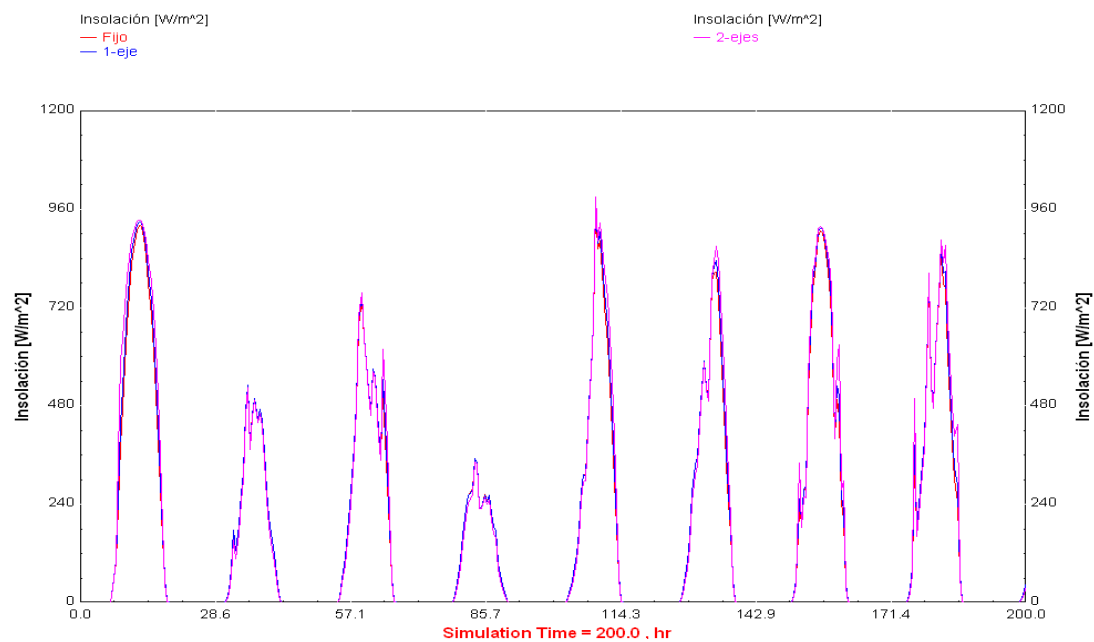
Los niveles de irradiación hecho por una superficie fija podría ser mejorada, sí es que ésta se hace con sistemas de rastreo para la posición del sol, rastreo que puede ser utilizando un eje o dos ejes. La **figura 5.13** compara perfil de radiación para una superficie fija, una superficie móvil sobre un eje y otra superficie móvil sobre dos ejes para el mes de enero (200 horas). Para el caso de una superficie móvil sobre un eje de presenta un incremento del 4,37% con respecto al mismo mes y un promedio mensual de $448,84 \frac{W}{m^2}$ con un máximo de $1.304,60 \frac{W}{m^2}$. Mientras, para una superficie móvil a dos ejes, el incremento es de 10,41% y el promedio mensual es de $476,38 \frac{W}{m^2}$ con un máximo de $1.307,35 \frac{W}{m^2}$.

Figura 5.13 Comparación de irradiación para el mes de enero



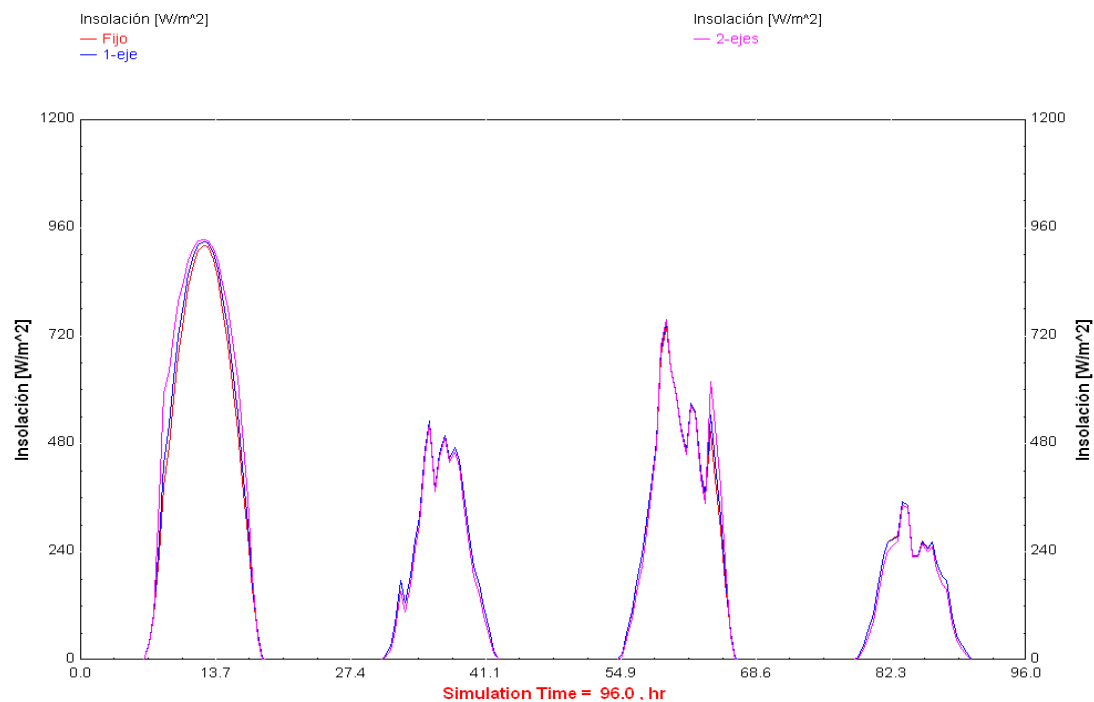
Un análisis similar es llevado a cabo para el mes de junio, mes con el más bajo promedio de irradiación. La **figura 5.14** muestra la comparación de perfiles de radiación para una superficie fija, una superficie móvil sobre un eje y otra superficie móvil sobre dos ejes para el mes de junio (200 horas). Para el caso de una superficie móvil sobre un eje de presenta un incremento del 1,16% con respecto al mismo mes y un promedio mensual de $313,96 \frac{W}{m^2}$ con un máximo de $986,75 \frac{W}{m^2}$. Mientras, para una superficie móvil a dos ejes, no existe un incremento sino un reducción del -6,18% y el promedio mensual es $313,55 \frac{W}{m^2}$ con un máximo de $996,22 \frac{W}{m^2}$.

Figura 5.14 Comparación de irradiación para el mes de junio



La **figura 5.15** permite ver con mucho más claridad la reducción en los niveles de irradiación durante las primeras 96 horas del mes de junio. Utilizar cualquier de los dos tipos de sistemas de rastreo durante el mes de junio no mejora o incrementa apreciablemente los niveles de radiación.

Figura 5.15 Comparación de irradiación para las primeras 96 horas del mes de junio



Este análisis fue hecho en la **sección 3.8.2** utilizando el promedio diario mensual de radiación; es decir la energía producida por la irradiación durante un día solar promedio. Con este procedimiento se obtuvo un incremento de radiación anual de 9,34% para una superficie móvil a un eje con respecto a una superficie fija. Mientras, que se obtuvo un incremento anual de 12,32% para una superficie móvil a dos ejes con respecto a una superficie fija. Los valores de estos incrementos anuales, también han sido evaluados por TRNSYS, el primero de ellos es de 11,9% y el segundo es 26,72%. Ambos valores demuestran incrementos en la captación de la irradiación diaria, los valores estimados con los procedimientos de la **sección 3.8.2** fueron hallados sobre la base de un promedio mensual, y no sobre la evolución diaria de la radiación; mientras que TRNSYS evalúa la irradiación cada media hora, introduciendo todas las variaciones que se puedan producir a lo largo de un día.

Como se ha podido demostrar, el uso de superficies de rastreo mejora la captación de irradiación pero también incrementa los costos de inversión inicial, de mantenimiento y de operación. Esto conlleva a elevar el precio del kW, es por eso que ha decidido por una sistema de captación fijo, que no llega a desarrollar niveles de irradiación como los de una superficie de rastreo a dos ejes, pero los niveles de radiación de en el norte de Perú son elevados debido a que las estaciones no son muy marcadas, y los días con bajos niveles de radiación son muy pocos.

5.3.3 Generador fotovoltaico

La potencia producida por el generador fotovoltaico depende, en gran medida de la irradiación que pueda ser captada. Esta captación de irradiación puede ser optimizada proporcionando una determinada inclinación a los módulos fotovoltaicos, inclinación que depende de la latitud de la instalación.

Utilizando los pasos de la **sección 3.8.2** se ha determinado la inclinación óptima para el generador fotovoltaico, cuyo ángulo de inclinación óptimo es 5° , con un azimut de 180° .

Para el ángulo de 5° la irradiación captada por una superficie inclinada es mayor que para la inclinación de 10° . Por lo tanto, la potencia producida por el generador con una inclinación de 5° es mayor que la potencia producida por un generador inclinado 10° .

La **figura 5.16** corresponde a las 200 primeras horas del mes enero. A primera vista, las potencias generadas por ambos ángulos son iguales, pero esta afirmación no es correcta. La potencia producida por el generador fotovoltaico con una inclinación de 5° es mayor que la producida por uno, con una inclinación de 10° . Para un día normal, la potencia para ambas inclinaciones son muy similares durante las mañanas pero para las horas de la tarde la potencia producida por el generador inclinado 5° es mayor que la producida por una inclinación de 10° , esta comparación diferencia se puede apreciar en la **figura 5.17**.

La **figura 5.18** corresponde a las 200 primeras horas del mes de junio, mes con bajos niveles de irradiación. Nuevamente, las potencias generadas en ambas inclinaciones se confunden. Pero, la potencia producida por el generador con una inclinación de 5° es mayor que la potencia generada por un generador inclinado a 10° . Esta comparación se puede apreciar en la **figura 5.19**. Una vez más, se ha demostrado que el ángulo de 5° es el óptimo para mejorar la captación de irradiación.

Figura 5.16 Irradiación sobre una superficie con 5° y 10° de inclinación para el mes de enero

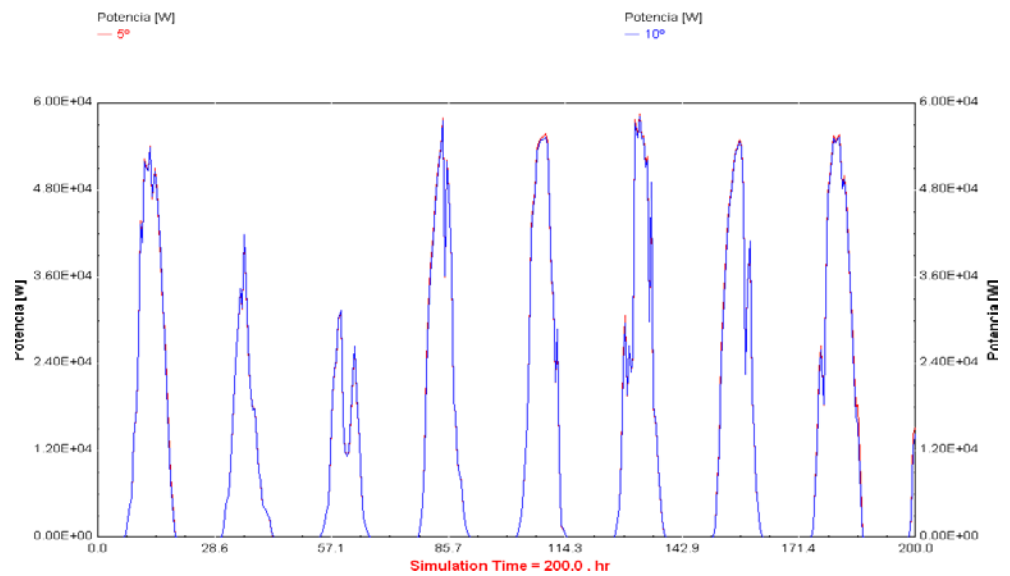


Figura 5.17 Irradiación sobre una superficie con 5° y 10° de inclinación para un día del mes de enero

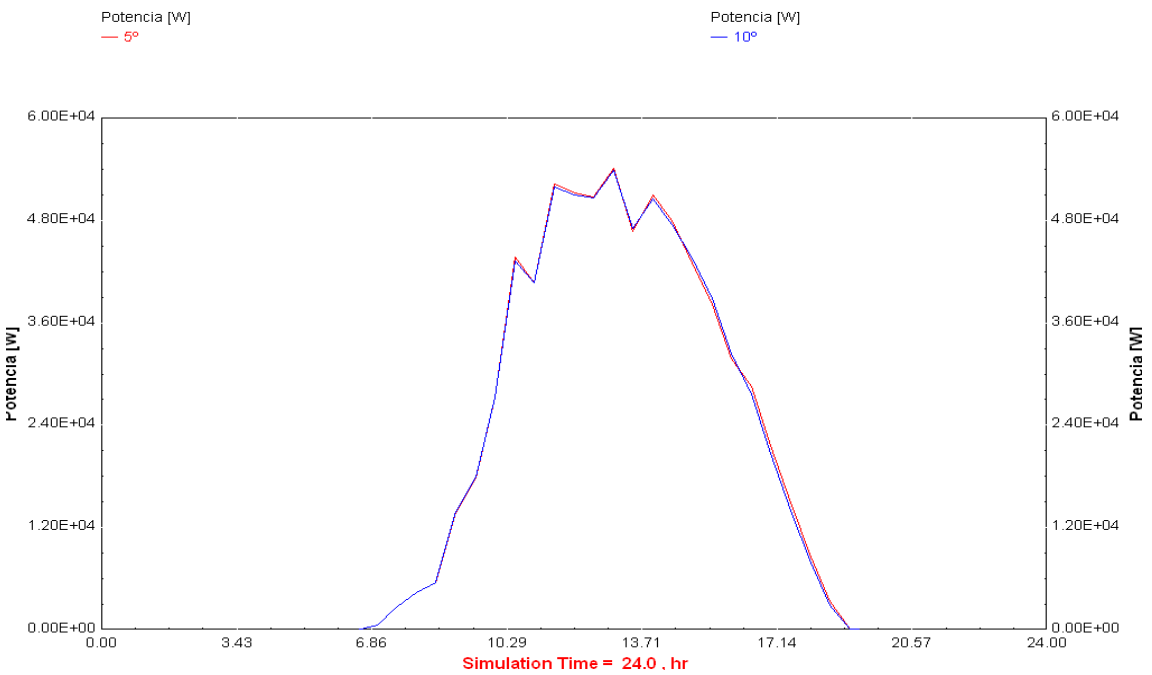


Figura 5.18 Irradiación sobre una superficie con 5° y 10° de inclinación para el mes de junio

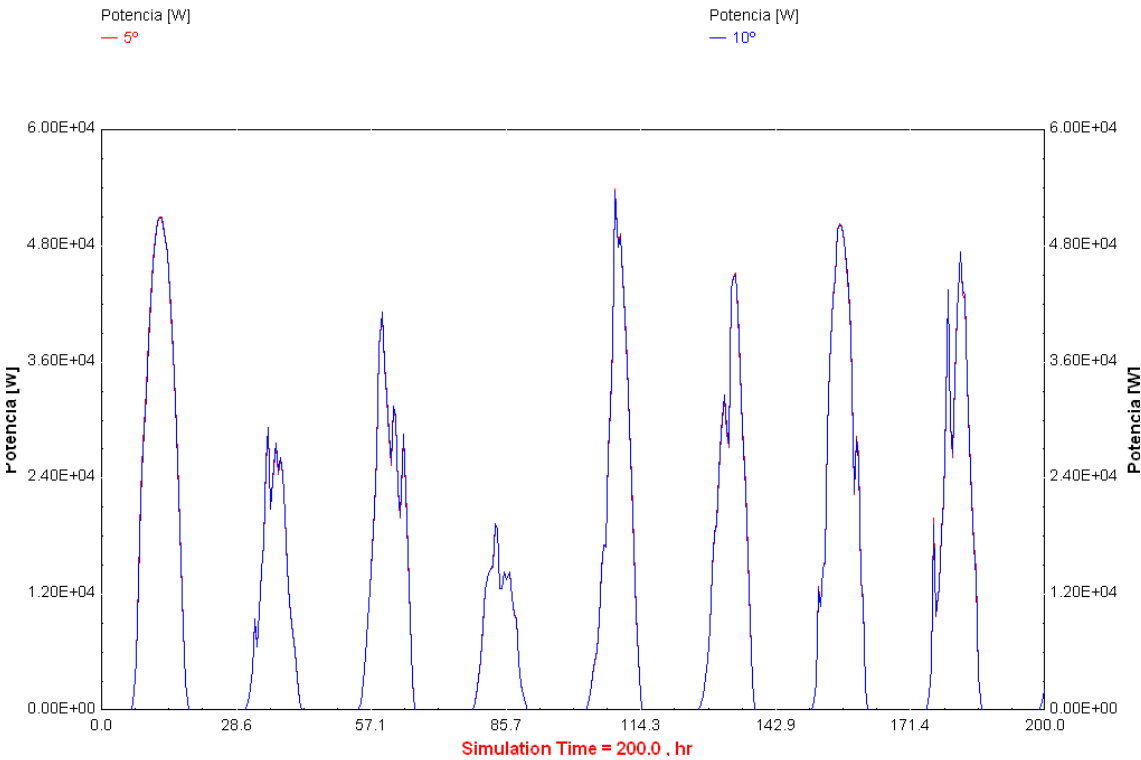
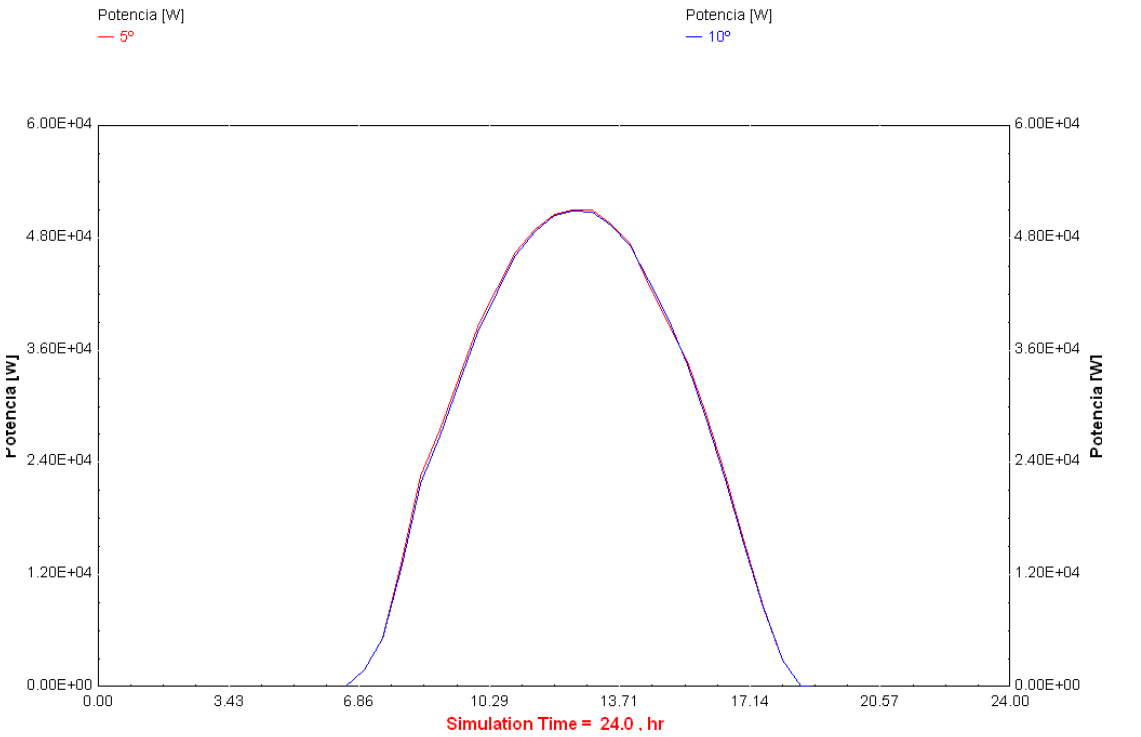


Figura 5.19 Irradiación sobre una superficie con 5° y 10° de inclinación para un día del mes de junio



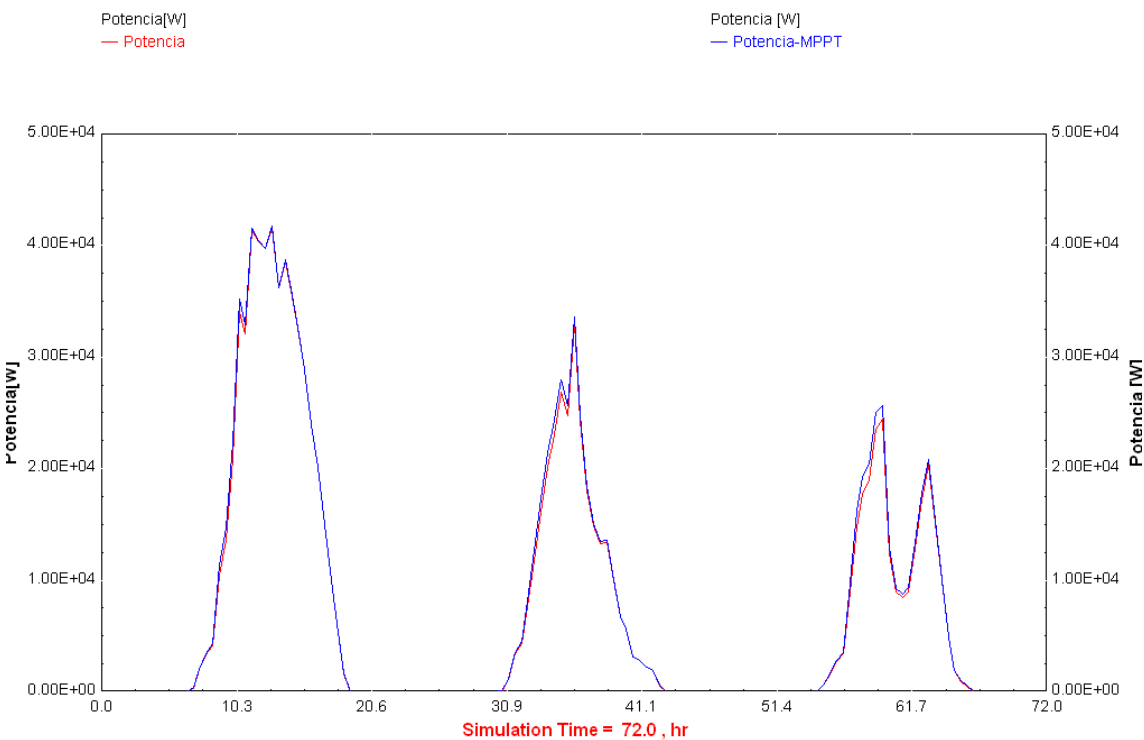
Con estas comparaciones se puede vislumbrar, el desarrollo de los ángulos de inclinación. A mayores ángulos de inclinación, la potencia producida por el generador fotovoltaico empezará a disminuir. Tendencia que es corroborada por **tabla 3.5** y por TRNSYS.

Determinado el tipo de sistema de captación, la orientación e inclinación del generador fotovoltaico, éste aún continúa teniendo una baja eficiencia de conversión. La cantidad de potencia producida por un generador fotovoltaico varía con la irradiación solar y la temperatura de trabajo. Por lo tanto, la implementación de un sistema de rastreo de máxima potencia, conocido como MPPT (Maximum Power Point Tracking), es necesaria en un sistema fotovoltaico.

Un sistema de rastreo de máxima potencia, es un sistema electrónico que opera los módulos fotovoltaicos, de tal manera que ellos puedan generar toda la potencia que sean capaces de producir. Variando el punto de operación eléctrico de los módulos, de tal manera que los módulos son capaces de ofrecer su máxima potencia disponible.

TRNSYS posee en su librería estándar un sistema de rastreo de máxima potencia, el cuál es utilizado por la componente fotovoltaica. La **figura 5.20** muestra la diferencia que existe entre implementar este sistema MPPT o no implementarlo, en ella se puede distinguir el incremento de potencia hecho por un sistema MPPT. Los resultados proporcionados por TRNSYS presentan un incremento promedio del 4% anual de la potencia para un sistema MPPT con respecto a un sistema convencional de carga.

Figura 5.20 Comparación de potencias entre un sistema MPPT y un sistema convencional de carga.



Para entender mejor como un MPPT trabaja, consideremos un controlador de carga sin MPPT. Cuando un controlador de carga convencional esta cargando una batería, este simplemente conecta los módulos a la batería. En estas circunstancias el voltaje de los módulos es forzado a ser igual al voltaje de carga de las baterías. Normalmente, este no es un voltaje ideal de operación sobre el cuál los módulos son capaces de producir su máxima potencia disponible. Este voltaje se puede apreciar en la **figura 5.21**, el cuál se designa simplemente como voltaje.

En lugar de conectar los módulos a la batería, el controlador de carga con MPPT calcula el voltaje, designado como voltaje-MPPT en la **figura 5.21**, para el cuál los módulos son capaces de producir su máxima potencia. La potencia adicional producida por el generador fotovoltaico con MPPT es utilizada para incrementar la corriente de carga de las baterías. Esta corriente se puede apreciar en la **figura 5.21**, la cuál se designa como corriente-MPPT.

La potencia producida por el generador fotovoltaico con MPPT durante el día, es utilizada únicamente para cargar las baterías, las cuáles proporcionaran energía durante la noche. El voltaje de carga desarrollado por el generador fotovoltaico durante el día se puede apreciar como mucho más claridad en la **figura 5.22**. En ella se muestra la variación del voltaje-MPPT y de corriente-MPPT del generador, calculados a cada instante a lo largo del día. El voltaje empieza aumentando al inicio del día cuando la temperatura de trabajo de las celdas del generador es baja, luego empezará a descender a media que pasan las horas y alcanzara un mínimo alrededor del medio día cuando la temperatura ambiente es máxima. Nuevamente, empezar a crecer durante la tarde, cuando la temperatura ambiente decrece, hasta un máximo notablemente menor que el primero. El controlador de carga con MPPT permite contrarrestar la influencia que ejerce la temperatura sobre la potencia generada, adaptando el voltaje y corriente; es decir buscando un punto optimo de operación que permita maximizar la potencia generada, y su vez optimizar el proceso de carga de las baterías.

Figura 5.21 Voltaje y corrientes producidos por un sistema MPPT

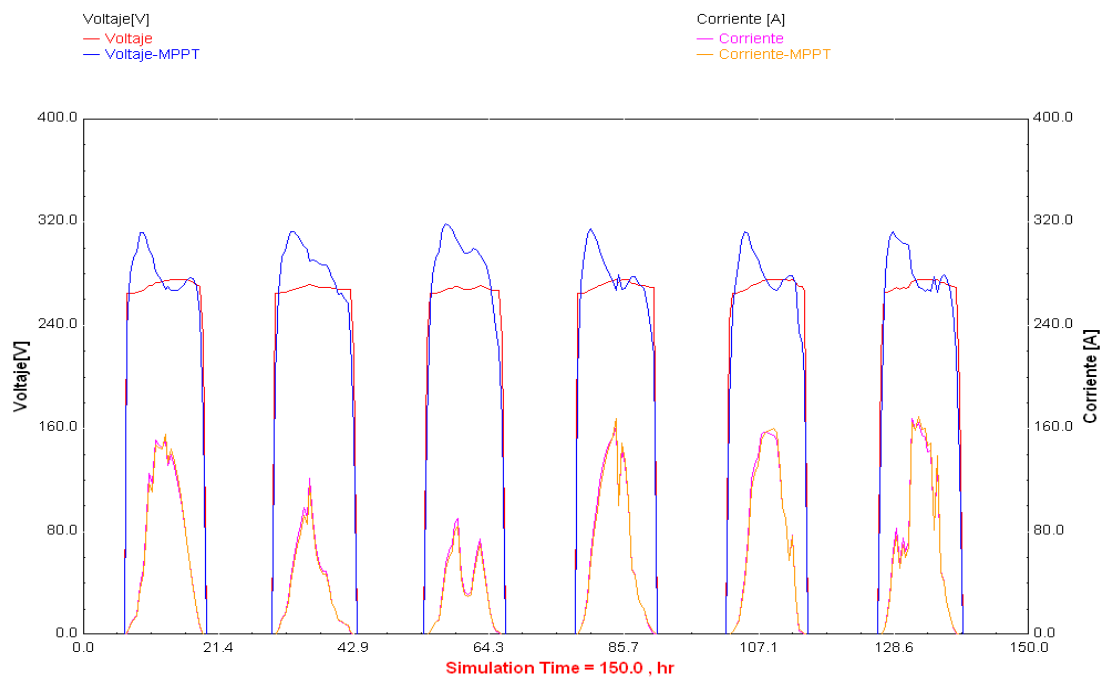
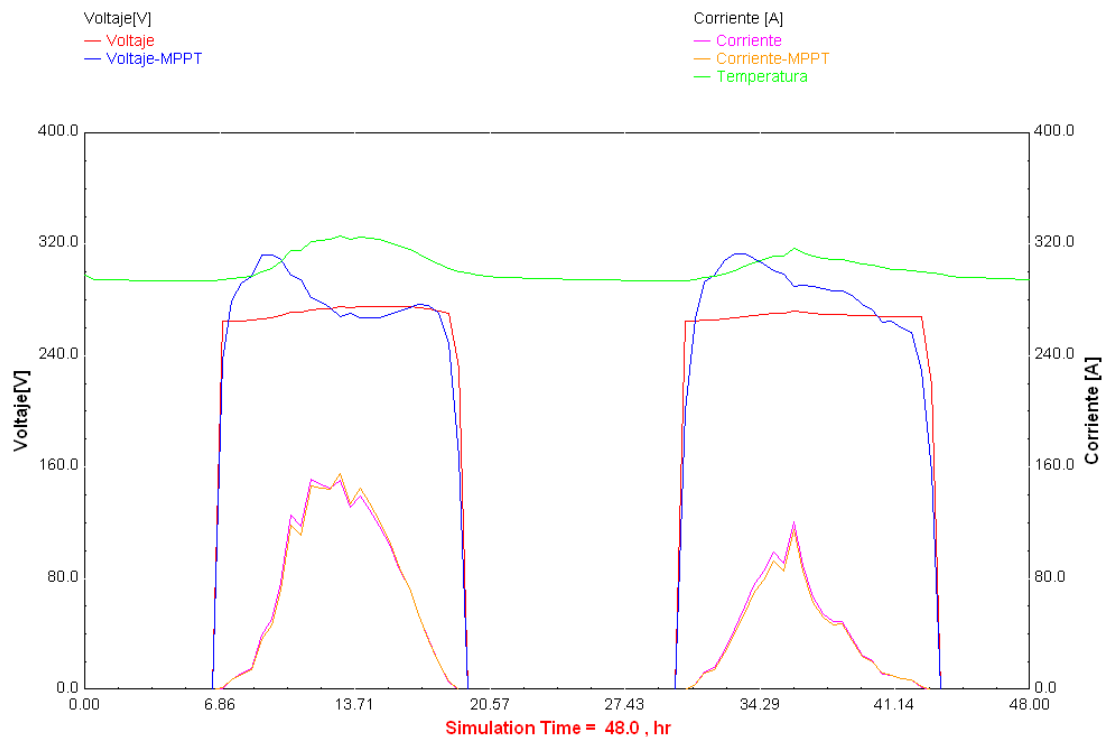


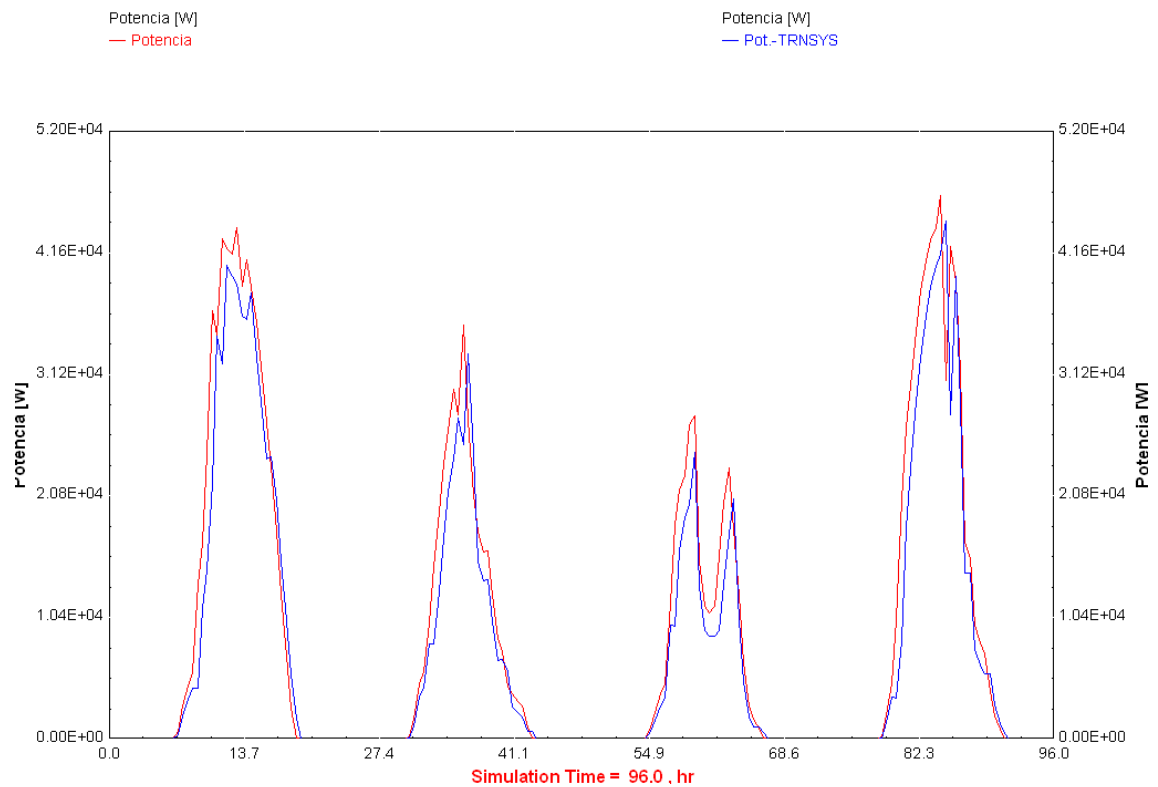
Figura 5.22 Voltaje y corrientes producidos por un sistema MPPT



Finalmente, se compara la potencia producida por un generador fotovoltaico, calculada con la **ecuación F.1** del **anexo F**, y la potencia calculada por TRNSYS haciendo uso de un sistema MPPT. Estas potencias se muestran en la **figura 5.23**. Ambas curvas presentan similares formas, pero con valores de potencia distintos.

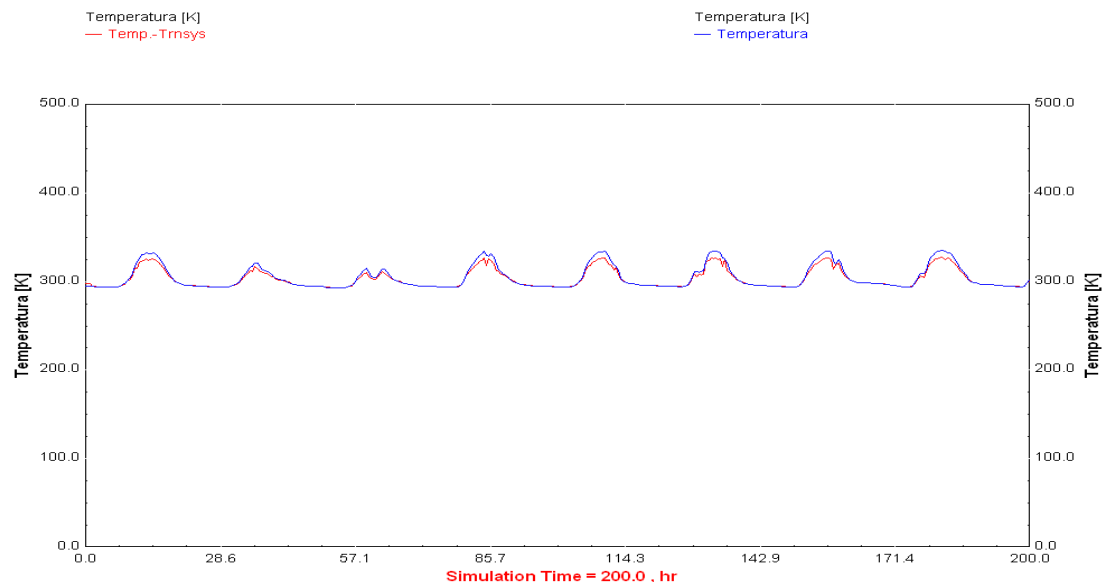
La potencia calculada por TRNSYS presenta un máximo de 55,06 kW, mientras que la estimada por la **ecuación F.1** estima una potencia máxima de 53,29 kW. La **ecuación F.1** calcula la potencia teniendo en cuenta la temperatura de la celda y la irradiación de incidente sobre el generador, pero no toma en cuenta las características térmicas propias de un módulo fotovoltaico como el coeficiente de temperatura de cortocircuito y coeficiente de temperatura de circuito abierto, o de la características eléctricas como el voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito. Características que influyen considerablemente sobre el actuar de un módulo fotovoltaico, especialmente cuando la temperatura de trabajo de la celda crece y alcanza valores elevados del orden de los 50°C. La **ecuación F.1** permite hacer una primera estimación de la potencia generada, que luego debe ser mejorada por algún software o programa que incluya todas las características propias de un módulo fotovoltaico.

Figura 5.23 Potencia producida por un generador fotovoltaico



Un variable muy importante a tener en cuenta, es la temperatura de trabajo de las celdas fotovoltaicas. La **figura 5.24** muestra la temperatura calculada con al **ecuación F.2 del anexo F**, y la temperatura calculada por TRNSYS. La diferencia máxima entre ellas es de un 3% una respecto de la otra. La temperatura estimada por ambas ecuaciones permite demostrar que ambas ecuaciones calculan con mucha certeza el comportamiento térmico de una celda fotovoltaica.

Figura 5.24 Temperatura de operación de las celdas fotovoltaicas



Así, como se comparó la potencia producida por el generador fotovoltaico; también, se compara la energía producida por el generador fotovoltaico. La **tabla 5.3** muestra el resumen mensual de la energía producida por el generador fotovoltaico calculada mediante la **ecuación F.1** y la proporcionada por TRNSYS. En ella se puede apreciar que el incremento de energía, calculada con la **ecuación F.1**, es el 11% de la calculada por TNSYS. Cabe resaltar, la importación de una correcta estimación de la energía producida por el generador fotovoltaico, ya que de ella depende un elevado o un bajo costo del kWh de energía. Que repercutirá en la factibilidad del proyecto.

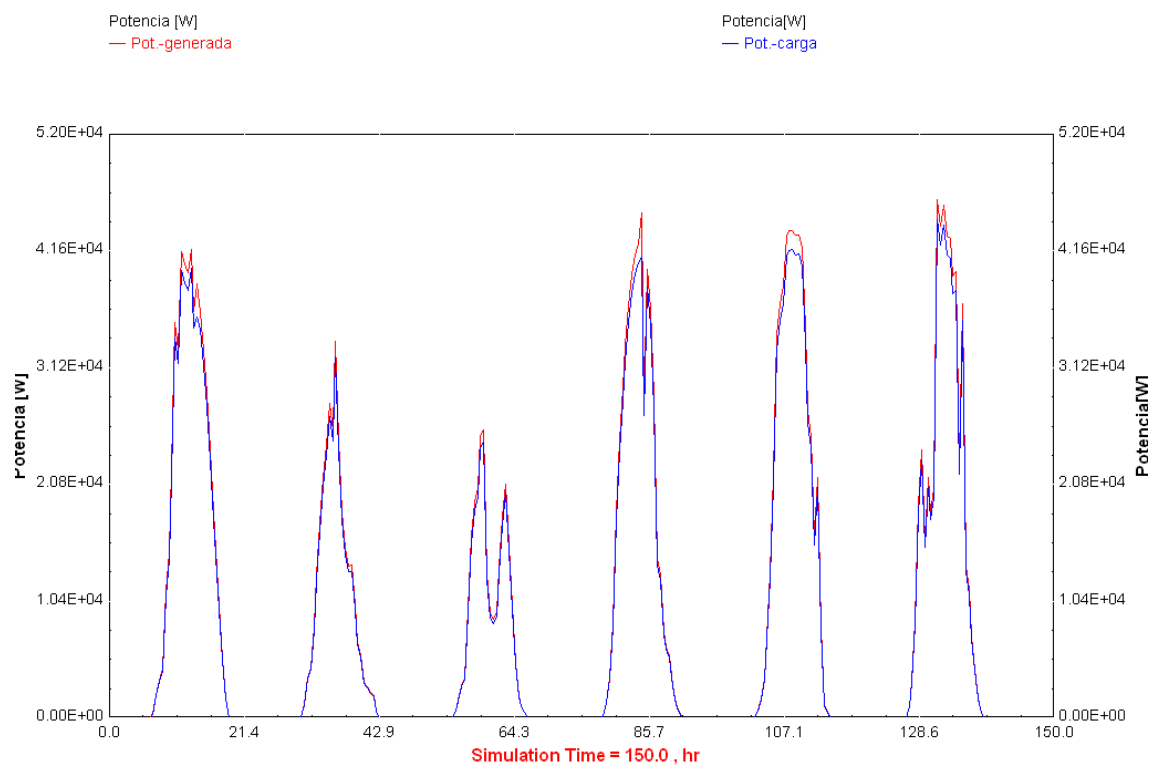
Tabla 5.3 **Energía producida por el generador fotovoltaico**

	TRNSYS	Ecuación F.1
Enero	6,94	7,90
Febrero	6,64	7,40
Marzo	785	8,70
Abril	7.81	8,72
Mayo	6,98	7,76
Junio	4,93	5,62
Julio	5,61	6,26
Agosto	5,47	6,18
Septiembre	7,20	7,90
Octubre	7,78	8,48
Noviembre	8,19	8,97
Diciembre	8,05	8,80
Total [MWh]	83,5	92,71

5.3.4 **Batería**

La potencia producida por el generador fotovoltaico no será aprovechada al 100%, la primera reducción de potencia toma lugar en los reguladores. La **figura 5.25** muestra la reducción de potencia, la potencia producida por el generador fotovoltaico y la potencia que será utilizada para cargar las baterías. La potencia perdida durante el proceso de regulación de carga es del 4%, potencia que será disipada en calor.

Figura 5.25 Potencia utilizada para cargar las baterías



Cuando un tipo de energía es convertido en otro la eficiencia del proceso nunca alcanza el 100%, ya que siempre existen pérdidas (calor). La doble conversión energética que toma lugar dentro de una batería obedece esta ley física. Habrá, por lo tanto, pérdidas de energía durante *el proceso de carga y el de descarga.*

La potencia utilizada para cargar las baterías, la potencia neta aprovechada por las baterías y las pérdidas durante el proceso de carga se muestran en la **figura 5.26**, así como también en la **figura 5.27** para un día normal. La potencia aprovechada es el 80% de la potencia utilizada para cargar las baterías. El 20% restante son las pérdidas convertidas en calor, estas pérdidas son originadas en su mayoría por la resistencia interna de la batería, resistencia que no es constante en el tiempo, y que depende de factores como el estado de carga, la temperatura de trabajo y factores electroquímicos.

Figura 5.26 Potencia de carga, potencia neta y pérdidas durante el proceso de carga

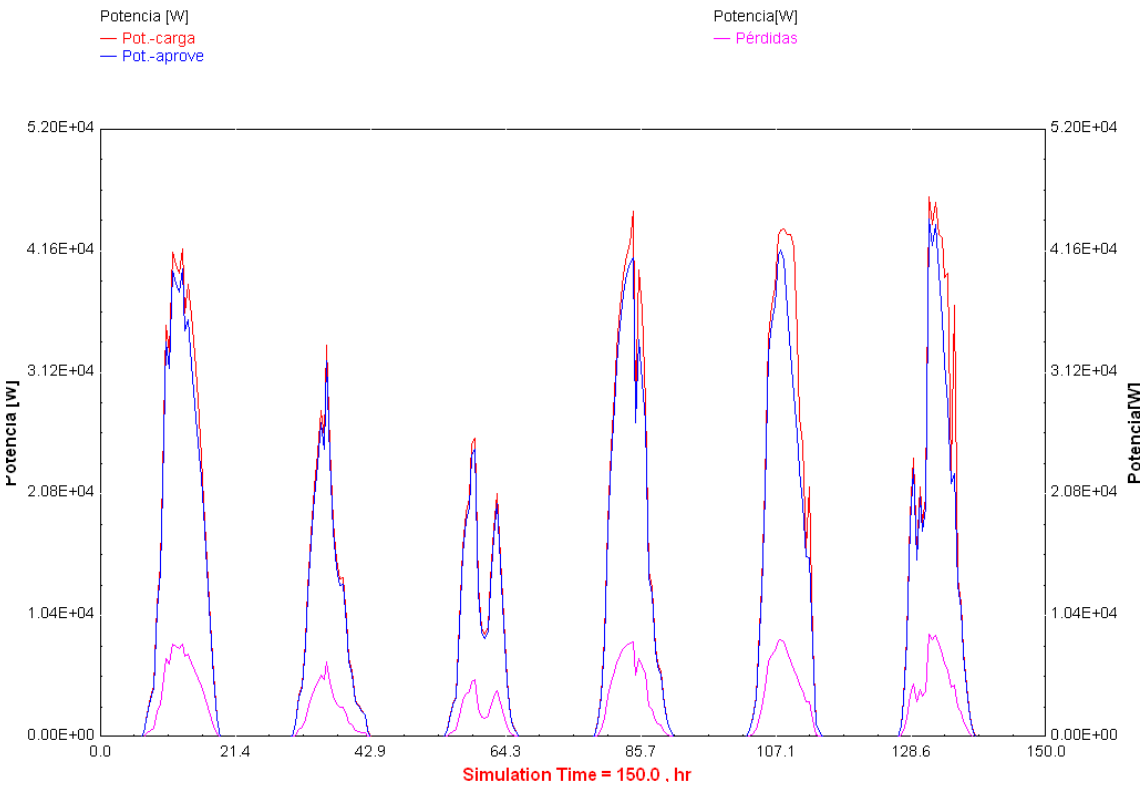
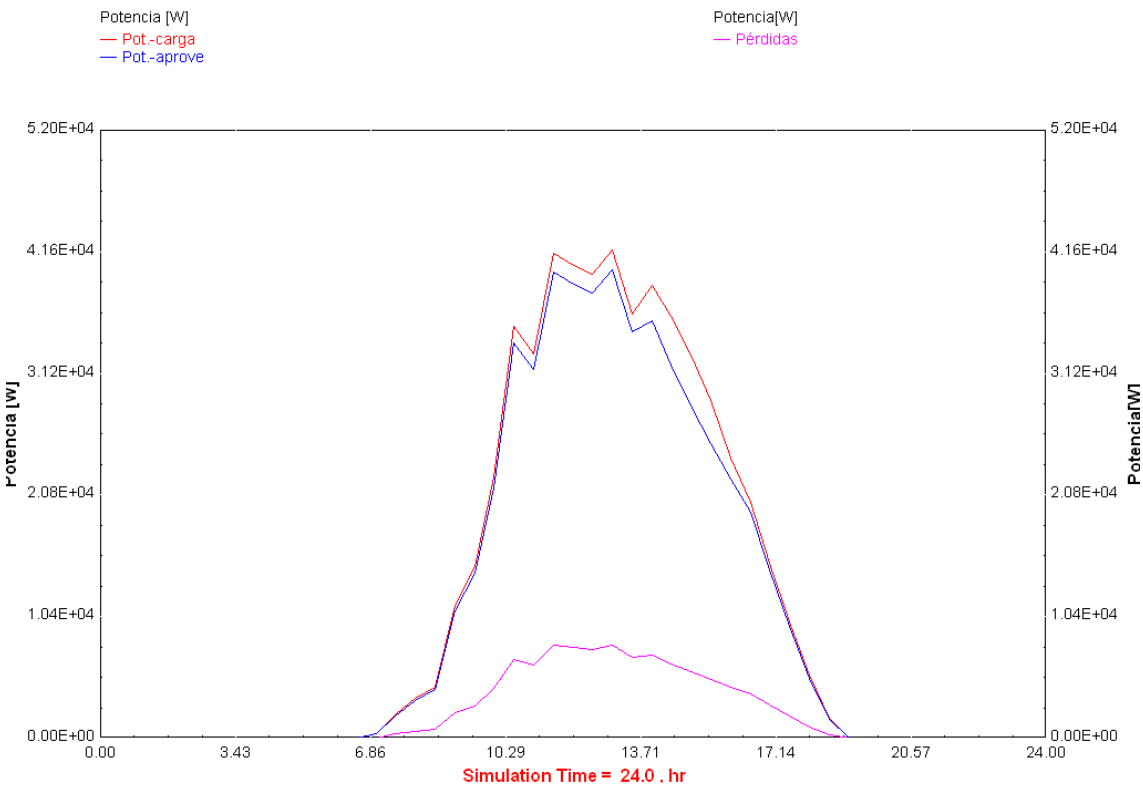


Figura 5.27 Potencia de carga, potencia neta y pérdidas durante el proceso de carga durante un día normal.

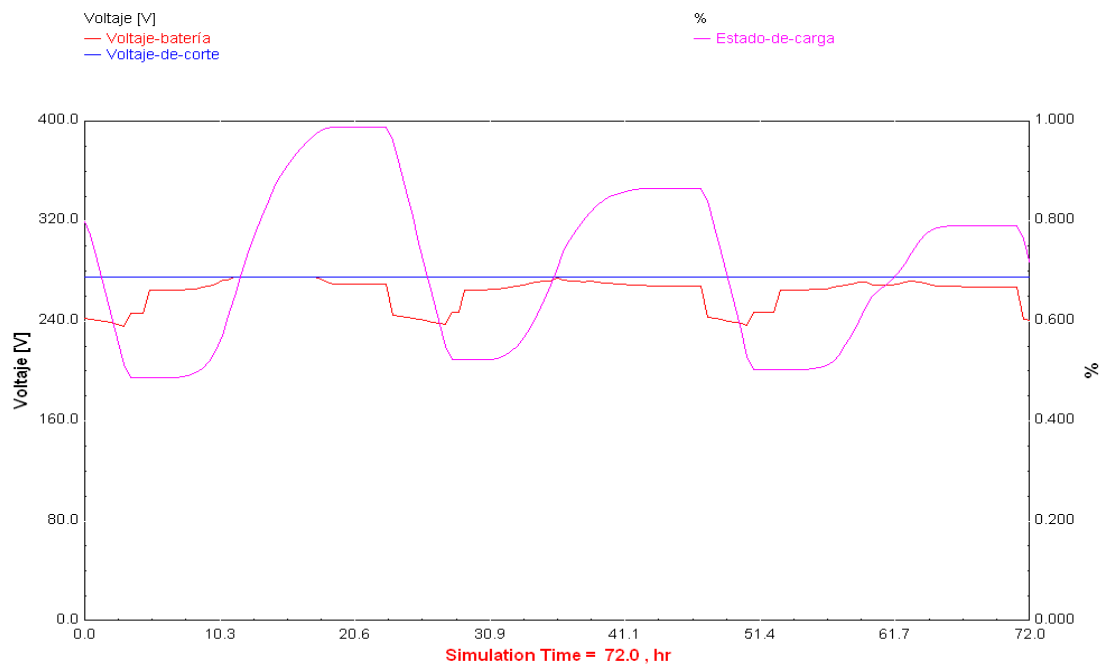


La **figura 5.28** describe el proceso de carga de la batería, llevado a cargo por el regulador de carga seleccionado, el cuál posee tres fases según el procedimiento IU_0U . La I representa una fase de corriente constante (I-phase) limitada por la corriente de la batería máxima fijada. Durante esta fase la tensión de la batería aumenta, al mismo tiempo va aumentando el estado de carga (SOC) de la batería.

Cuando la tensión de la batería alcanza el valor ajustado para la segunda fase U_0 (voltaje de corte) empezará la llamada regulación de tensión constante (Absorption phase). En esta fase, la tensión de la batería se regula a un nivel constante, que lleva a una disminución constante de la corriente de la batería.

Una vez transcurrida la fase de tensión constante el regulador pasa a la llamada carga de mantenimiento (Float Charge), que también se ejecutará como una carga de tensión constante, pero con una tensión de carga reducida, y el estado de carga de la batería se mantiene constante.

Figura 5.28 Estado de carga y voltaje de carga de la una batería

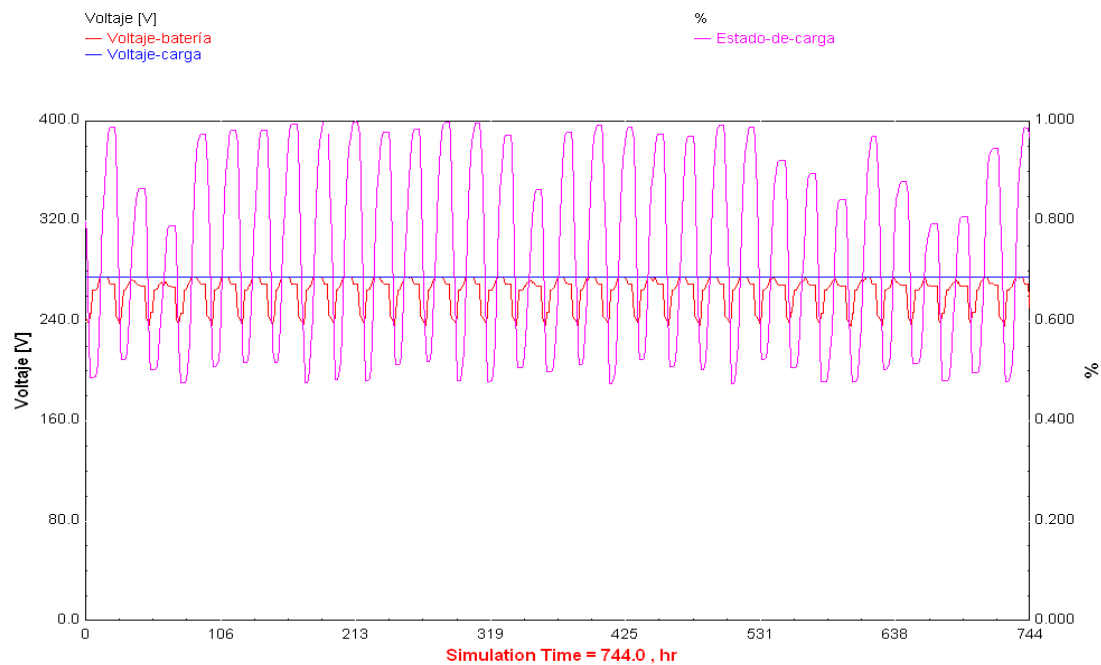


Para describir el proceso de carga de una batería se utilizó la **figura 5.28**, para un tiempo de simulación de 72 horas. Mientras que la **figura 5.29** muestras este mismo proceso para todo el mes de enero. En ella se puede apreciar el SOC y el voltaje de carga para cada uno de los días del mes. Comportamiento que se repetirá para cada mes del año, diferenciándose únicamente en el SOC.

El desarrollo del SOC de una batería para el mes de enero, se muestra en la **figura 5.29**, en ella el SOC crece durante el día, al mismo tiempo la tensión en los bornes de la batería crece; luego alcanza un máximo en donde se mantiene hasta que empieza a generar electricidad, durante este tiempo la tensión en los bornes de la batería es constante. Finalmente, el estado

de carga decrece durante la noche hasta alcanzar el 50% de su valor nominal. Si al alcanzar el 50% la demanda de potencia continua, entonces el grupo electrógeno empezara a funcionar para cubrir el déficit de potencia generado.

Figura 5.29 Estado de carga y voltaje de carga de la una batería para el mes de enero



La **figura 5.30** muestra el SOC de la batería durante el proceso de carga y descarga para el mes de enero, y la **figura 5.31** para el mes de junio. El SOC alcanzado por un batería durante la gran mayoría de los días de los meses de verano es elevado, debido a los altos niveles de radiación. Pero durante los días de los meses de invierno, este descende notablemente llegando alcanzar hasta un SOC del orden del 59% cuando la batería esta cargada. Lo que conducirá a una continua intervención del grupo electrógeno con tiempos de operación mayores que los tiempos de operación en los meses de verano.

Figura 5.30 Estado de carga de una batería para el mes de enero

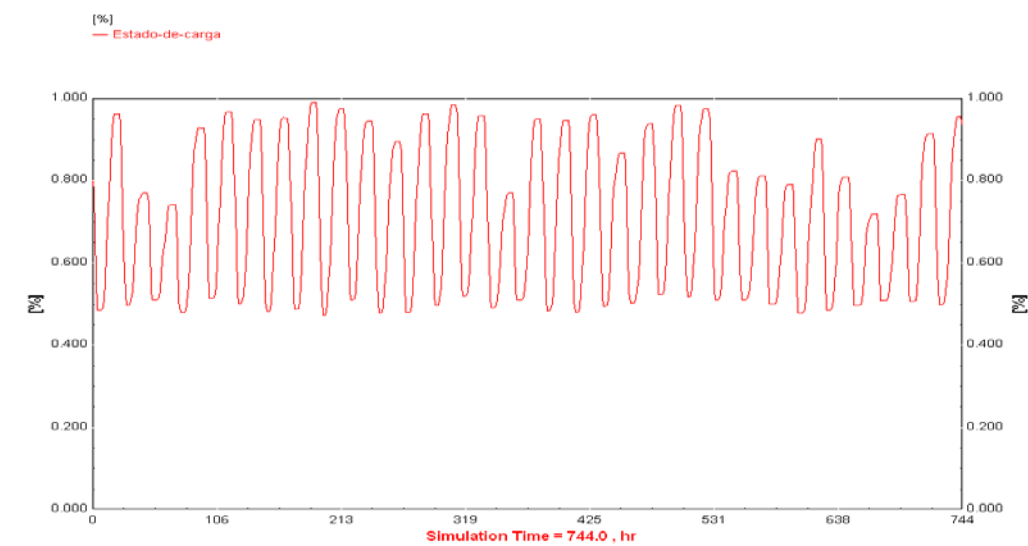
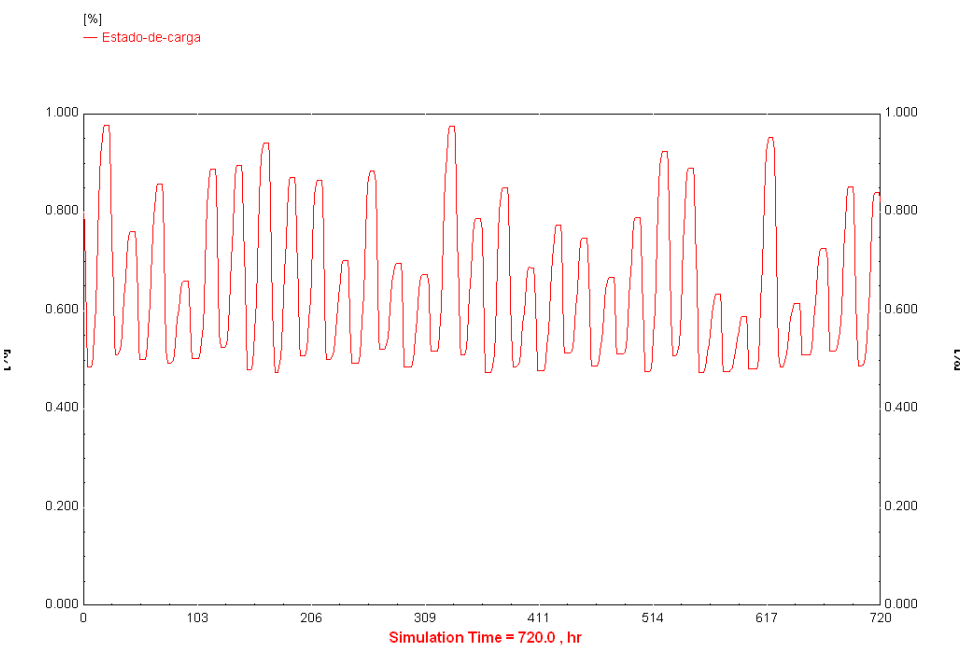


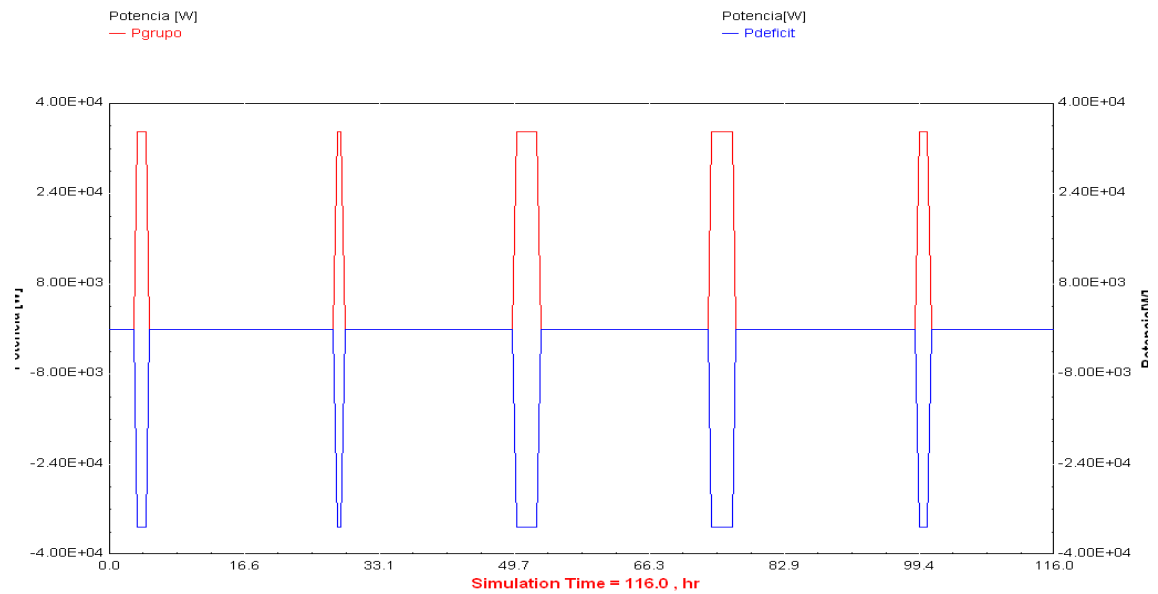
Figura 5.31 Estado de carga de una batería para el mes de junio



5.3.5 Grupo electrógeno

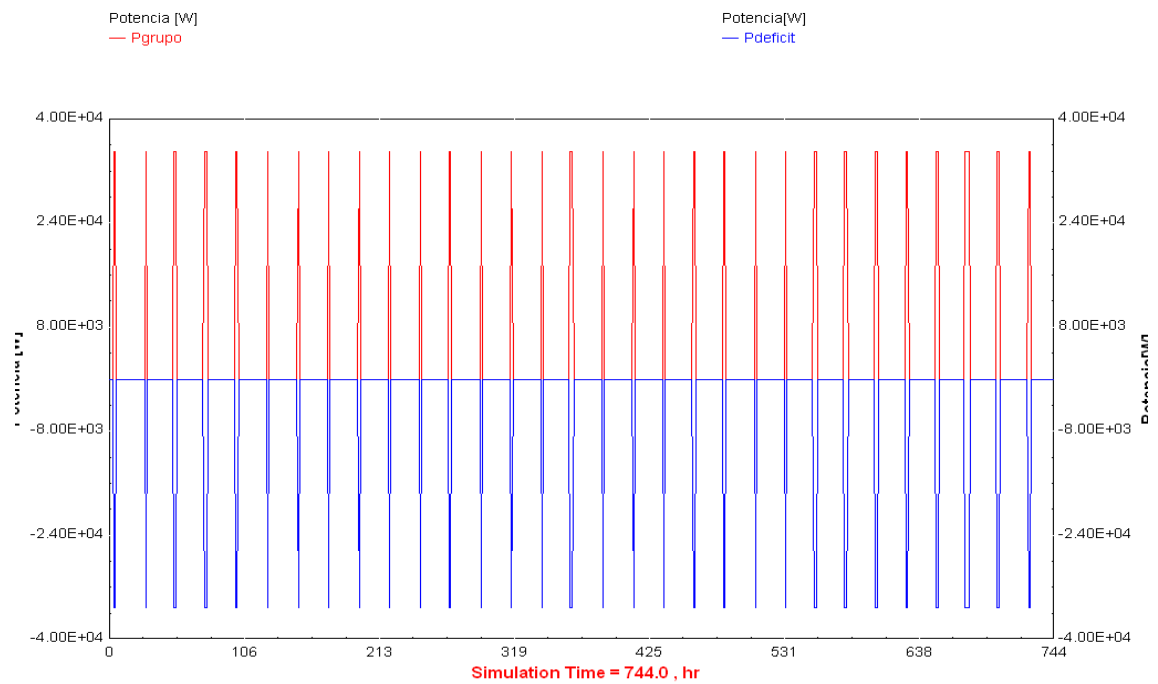
El tiempo de operación del grupo electrógeno es función de la potencia generada por las baterías. Cuanto mayor sea el SOC de una batería menor será el tiempo de operación del grupo electrógeno. Para los días tres y cuatro de enero el SOC de las baterías es del orden del 79% y 74% respectivamente, como se aprecia en la **figura 5.30**. A estos días les corresponderá mayor tiempo de operación del grupo electrógeno comparados con los restantes días del mes de enero, esta correspondencia se puede apreciar en la **figura 5.31**.

Figura 5.31 Potencia generada por el grupo electrógeno



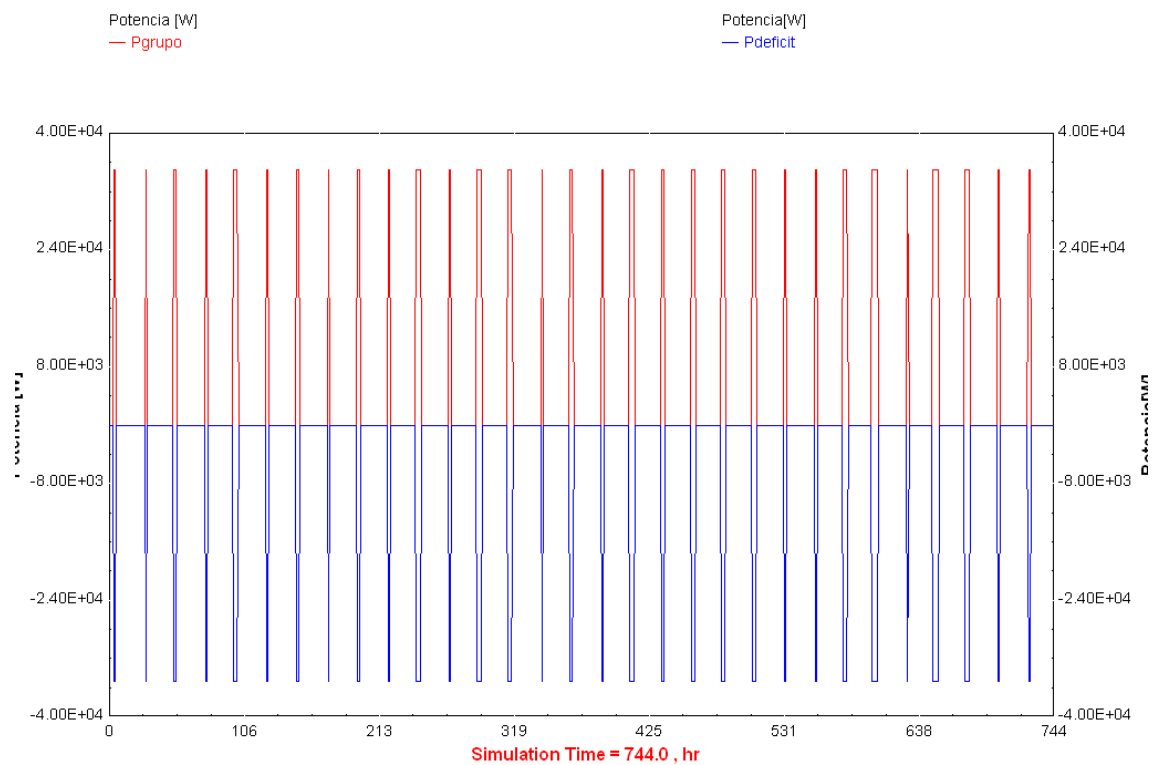
Durante el mes de enero, se observa que los tiempos diarios de operación del grupo electrógeno son reducidos, en su mayoría una hora. Durante tres días, el tiempo de operación del grupo electrógeno fue de 3 horas, a esto le correspondió un SOC de la batería del 69% en cargada. El tiempo mínimo de operación del grupo electrógeno fue 0.5 horas, para un único día en el mes, y sucedió cuando SOC de la batería es el 98% en carga. El resumen de la potencia proporcionada por el grupo electrógeno para el mes de enero se muestra en la **figura 5.32**.

Figura 5.32 Potencia generada por el grupo electrógeno para el mes de enero



Para mes de junio, se observa que los tiempos diarios de operación del grupo electrógeno se han incrementado. Llegando a un máximo de 4 horas, a esto le correspondió un SOC de la batería del 56% en cargada. Y a un mínimo de 1 hora. Esto debido a que la potencia suministrada por las baterías no ha sido suficiente para cubrir la demanda durante la noche. Por tanto el déficit de potencia ha aumentado. Este déficit de potencia y la potencia producida por el grupo electrógeno para cubrir este déficit se muestran en la **figura 5.33**.

Figura 5.33 Potencia generada por el grupo electrógeno para el mes de junio



El objetivo principal de un sistema híbrido es suministrar la potencia necesaria para alimentar las cargas, de tal forma que el tiempo operación del grupo electrógeno sea el mínimo para reducir los costos de combustible, mantenimiento y operación. Al mismo tiempo, proporcionar una alta confiabilidad al sistema; es decir, dotar de un soporte (back up) que pueda cubrir al 100% la potencia en caso de algún desperfecto en la instalación, o en caso que las condiciones ambientales no sean las apropiadas para el óptimo funcionamiento del generador fotovoltaico.

La potencia consumida por el sistema es igual a la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico y el grupo electrógeno. La **figura 5.34** muestra la distribución de potencias en el tiempo para ambos generadores durante 200 horas del mes de enero. La misma distribución de potencias para ambos generadores se muestra en la **figura 5.35**, pero para el mes de junio.

Figura 5.34 Potencia total suministrada por el grupo electrógeno y el generador fotovoltaico en el mes de enero

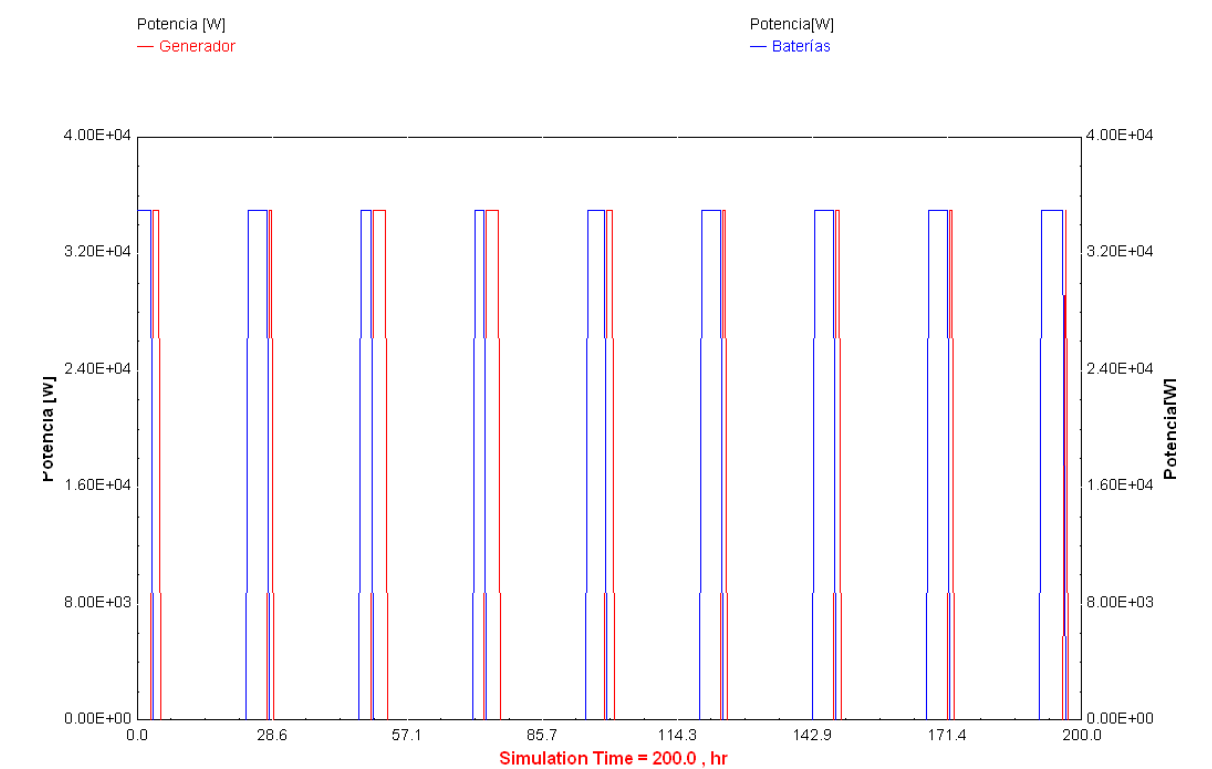
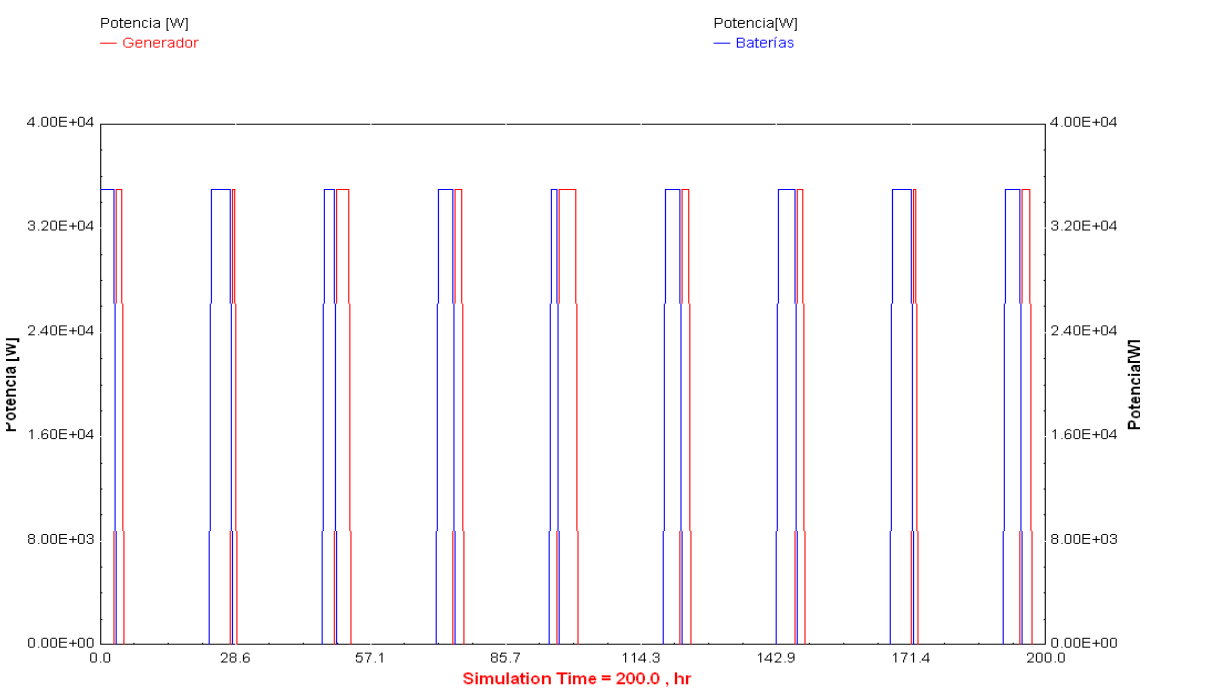


Figura 5.35 Potencia total suministrada por el grupo electrógeno y el generador fotovoltaico en el mes de junio



El consumo de combustible de un grupo electrógeno representa un egreso muy significativo para la instalación. El objetivo es optimizar este consumo de tal forma que el generador opere entre el 70% y 90% de su carga nominal. Que además de reducir los costos del combustible, reduce los costos de operación y manteniendo.

El consumo de combustible del grupo electrógeno es función de las horas de operación. La **figura 5.36** muestra el consumo de Diesel para el mes de enero, operando a un 87.5% de su carga nominal. Con un consumo máximo de $10,174 \frac{l}{h}$. De igual forma, la **figura 5.37** muestra el consumo de diesel para el mes de junio. Como es lógico pensar, el consumo de Diesel será es mayor en el mes de junio que en el mes de enero.

Figura 5.36 Consumo de Diesel para el mes de enero

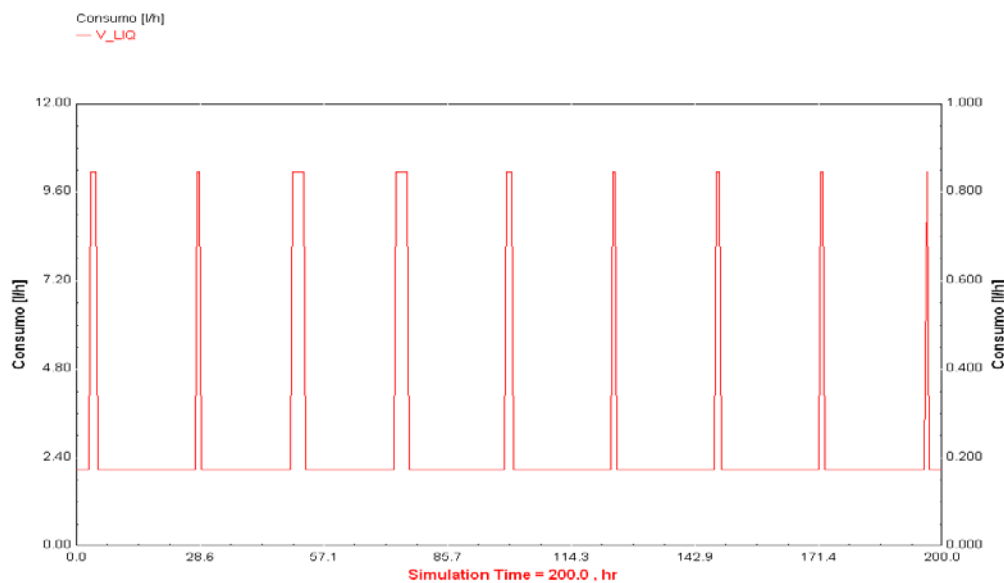
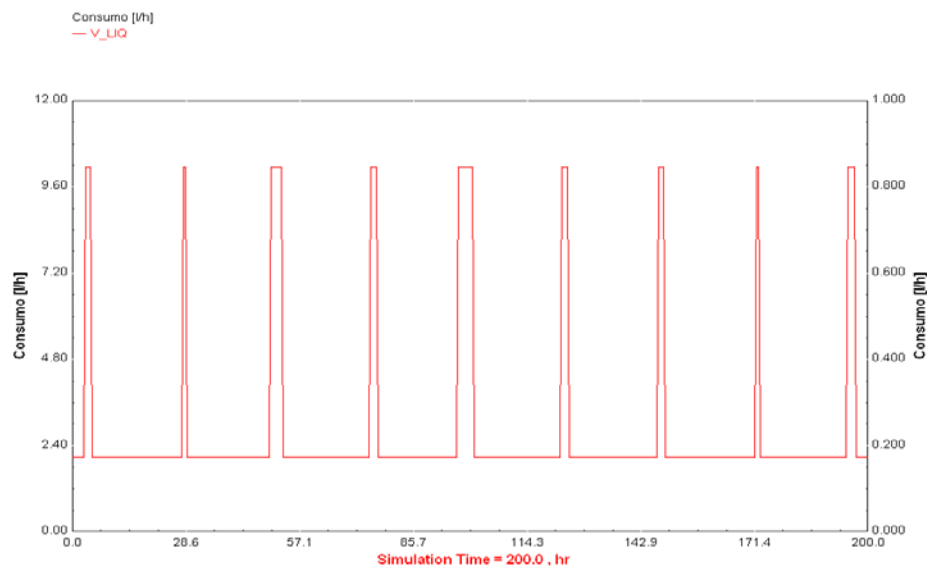


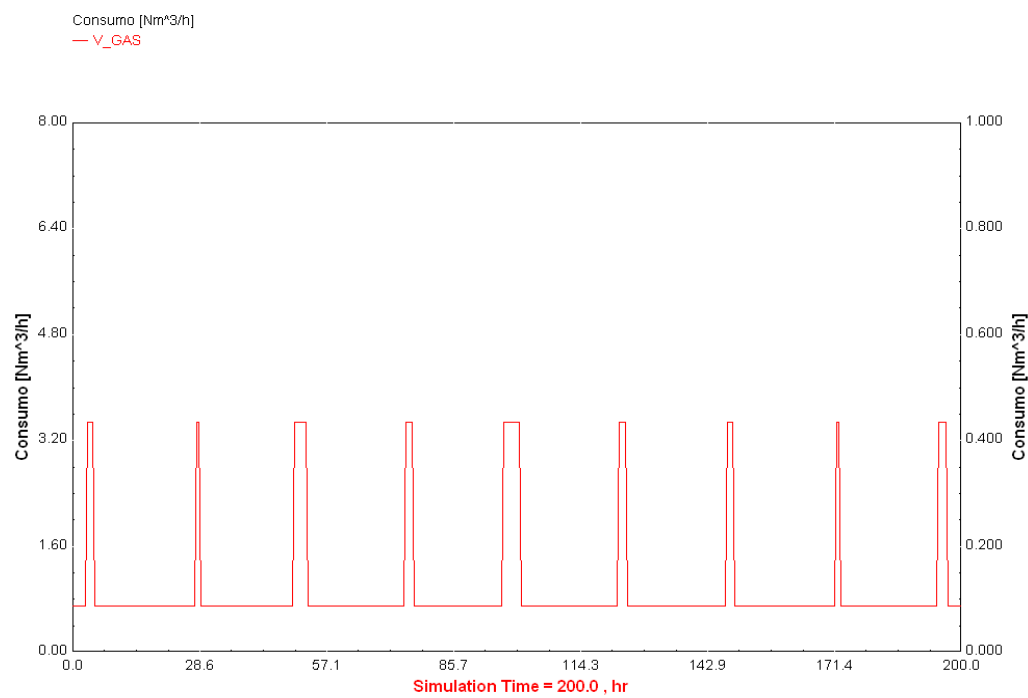
Figura 5.37 Consumo de Diesel para el mes de junio



El consumo de combustible calculado por TRNSYS es de $10,174 \frac{l}{h}$, el consumo de combustible calculado por la **ecuación 3.52** es $11,83 \frac{l}{h}$, un 16,3% más que el estimado por TRNSYS.

Una alternativa muy importa para evaluar, es utilizar GLP como combustible para el grupo electrógeno. Esta alternativa puede reducir apreciablemente el precio del combustible anual. Con esta opción, el precio del kWh se reduciría. La **figura 5.38** muestra el consumo de GLP para el mes de enero. En ella el consumo máximo de combustible es de $3,48 \frac{Nm^3}{h}$. El consumo anual dependerá del tiempo diario de operación del grupo electrógeno. Pero desde el punto de vista económico, resulta en una muy buena alternativa para ahorrar dinero y reducir el precio del kWh.

Figura 5.38 Consumo de GLP para el mes de enero



Finalmente, estimado el tiempo diario de operación del grupo electrógeno para cada una de los meses del año, se esta en la posición de calcular la energía mensual producida. Así, como se comparo la energía producida por el generador fotovoltaico. La **tabla 5.4** muestra el resumen mensual de la energía producida por el grupo electrógeno calculada en la **sección 4.4.3** y la proporcionada por TRNSYS. De los resultados obtenidos en la **sección 4.4.3**, se puede apreciar que el generador entra en operación durante 5 meses del año, ya que la energía proporcionada por el generador fotovoltaico es más que suficiente. Mientras que TRNSYS, ha encontrado que el grupo electrógeno funciona durante todo los meses de año. La energía calculada por en la **sección 4.4.3** es 27,79 % de la calculada por TRNSYS. Cabe resaltar, la importación de una correcta estimación de la energía producida por el generador fotovoltaico

y el grupo electrógeno, ya que de ellas depende un elevado o un bajo costo del kWh de energía.

Tabla 5.4 **Energía producida por el grupo electrógeno**

	TRNSYS	Ecuación F.1
Enero	1,79	0,057
Febrero	1,49	0
Marzo	1,42	0
Abril	1,31	0
Mayo	1,75	0,177
Junio	2,70	2,08
Julio	2,54	1,727
Agosto	2,63	1,777
Septiembre	1,51	0
Octubre	1,40	0
Noviembre	1,10	0
Diciembre	1,31	0
Total [<i>MWh</i>]	20,93	5,818

Conclusiones

Para el proceso de dimensionamiento se consideró 3 días como el número de días mínimos de autonomía, con lo cual se obtuvo una capacidad nominal de 5.780,00 Ah para el subsistema de acumulación. Al realizar la simulación, se ha encontrado que con esta capacidad el tiempo de operación del grupo electrógeno ha sido considerablemente mínimo. Aparentemente, ésta es una configuración muy buena que reduce el tiempo de operación del grupo electrógeno y los costos de mantenimiento, pero eleva la inversión inicial de las baterías. El costo inicial considerado en el **Capítulo 4** es de \$253.500 y sobre esta consideración se calculó el precio del kWh, obteniendo $0,981 \text{ } \$/\text{kWh}$. Luego, se ha considerado adecuado realizar la simulación para un día de autonomía, lo que permite reducir la inversión inicial de las baterías a \$67.920,00. Por lo tanto, el precio del kWh también se reduce en un 38,56%. Es decir, el nuevo precio del kWh producido por la instalación es de $0,708 \text{ } \$/\text{kWh}$.

Normalmente, se usa Diesel como combustible para un grupo electrógeno. El precio obtenido en el **Capítulo 4**, para la configuración 1, es de \$ 25.203,29 durante el año. Después de realizar la simulación para la misma configuración, considerando un día de autonomía para las baterías, el nuevo consumo de combustible diario es $10,174 \text{ l/h}$, pero el tiempo de operación del grupo electrógeno se ha incrementado. Ello conduce a un incremento sobre el costo de combustible anual, el nuevo costo es \$ 27.030,28. Con lo que el nuevo precio del kWh producido por la instalación es de $0,723 \text{ } \$/\text{kWh}$.

El precio del kWh producido por la instalación se puede reducir aún más. Si el combustible utilizado es cambiado de Diesel a GLP (gas licuado de petróleo). El consumo de GLP calculado por TRNSYS es de $3,48 \text{ Nm}^3/\text{h}$ diarios o su equivalente $3,36 \text{ galones/h}$, operando al 87.5% de su carga nominal. Con este cambio de combustible, el nuevo costo anual por consumo de combustible es de \$ 15.730,85. Y el precio del kWh se reduce a un precio de $0,607 \text{ } \$/\text{kWh}$.

Se ha optado por estructuras de soportes fijas, ya que al utilizar estructuras de rastreo para la posición del sol, el precio del kWh se eleva. Es claro que incrementan la producción de energía pero no compensan en la reducción del precio del kWh . Utilizando estructura de rastreo a dos ejes, el gasto por este concepto sería \$157.850 comparado con \$22.121,81 que se gastarían utilizando estructuras de soporte fijas. Teniendo en cuentas la nueva consideración el nuevo precio del sería $0.79 \frac{\$}{kWh}$. El uso de estructuras de rastreo, es recomendable cuando la instalación está conectada a la red de distribución eléctrica, donde la exigencia de generación de potencia es mucho mayor. No es nuestro caso, debido a que el generador fotovoltaico es utilizado, únicamente para cargar baterías durante el día, y no para que consuma directamente la energía generada en el instante.

El dimensionamiento, simulación y el análisis económico presentado en esta tesis es una herramienta tanto para aplicaciones con energía renovable y aplicaciones con tecnología convencional como es el caso de la energía de combustibles fósiles. Los resultados económicos muestran el valor presente, los costes de ciclo de vida y los costos anualizados de cada una de las componentes del sistema, muy útiles cuando son usados por el usuario para realizar comparaciones entre sistemas de generación eléctrica.

TRNSYS ofrece muy buenos resultados basado en los datos meteorológicos ingresados por el usuario para cada área. Este software sirve como una herramienta para estimar la producción de energía y optimizar el diseño de la instalación, que conduzca a seleccionar la opción apropiada que ofrezca una óptima tecnología junto con beneficios económicos para las personas que viven en determinada área.

Estas tecnologías de conversión de energías, generalmente, dependen del flujo de energía por el ecosistema de la tierra alimentado por la radiación solar y la energía geotérmica de la tierra. Una ventaja principal consiste en que ellas pueden ser extraídas de un modo “renovable”, por ejemplo, su tarifa de extracción es inferior que la tarifa en la cual la nueva energía llega o fluye. Se espera que las energías renovables sean una conveniente alternativa en un futuro de energía sostenible por varios motivos:

- Conducen a una diversificación de fuentes de energía, aumentando la utilización de fuentes de energía renovables, y así una mejora en la seguridad energética.
- Están más extensamente disponibles comparadas con los combustibles fósiles y por lo tanto, reducen la dependencia geopolítica de países así como reducen al mínimo los gastos para combustibles importados.
- No contribuyen a la contaminación atmosférica local (excepto algunos usos de biomasa) y por lo tanto, reducen los daños y perjuicios a la salud humana.
- Múltiples tecnologías con energía renovables están altamente disponibles para satisfacer pequeñas escalas de uso fuera de la red y de ahí puede contribuir a mejorar el acceso a los servicios de energía en áreas rurales.
- Pueden equilibrar el empleo de combustibles fósiles y ahorrar estos para otras aplicaciones y futuros usos.
- Pueden mejorar el desarrollo de economías locales y crear empleos.
- No dan lugar al efecto invernadero.

Bibliografía

- [1] Ulleberg, Ø. (1998). *Stand-alone Power Systems for the future: Optimal design, Operation & Control of solar –hydrogen energy systems*. Tesis doctoral. Noruega: University of Science and Technology Trondheim.
- [2] Duffie, J. A. y Bechman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2º ed. New York: Jhon Wiley & Sons. Inc.
- [3] Fernández Díez, P. (1993). *Energía Solar*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.
- [4] Dr. Manzini Poli, F. L. y Macías Guzmán, P. (2004). “*Nuevas Energías Renovables: Una Alternativa Energética Sustentable para México*”.
- [5] Europea Renewable Energy Council y Green Peace, (2007). “*Revolución Energética- Perspectiva Mundial de la Energía Renovable*”.
- [6] Ibáñez Plana, M., Rosell Polo, J., Rosell Urrutia, J. (2004). *Tecnología solar*. 1º ed. Madrid: Mundi-Prensa.
- [7] Ing. Gasquet, H. L. (2004). *Manual de Energía Solar*. 1º ed. Texas: Solar Energy Association.
- [8] Fernández Díez, P. (1993). *Energía Eólica*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.
- [9] Ing. Céspedes Raymundo, D. (2009). *Estudio de Prefactibilidad Técnico-Económico para la Instalación de un Parque eólico en Piura*. Tesis para optar el Título a Ing. Mecánico-Eléctrico. Piura: Universidad de Piura.
- [10] Solar Energy Laboratory (2000). *Manual of Trnsys 15.3*. 15º ed. Madison, Wisconsin: University of Wisconsin.
- [11] <http://www.mailmax.com/curso-motores-combustion-interna> (Página WEB de MailxMail: cursos para compartir).
- [12] Enríquez Harper, G. (2004). *El Libro Práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos*. 1º ed. México: Editorial Limusa S.A de C.V.
- [13] <http://www.tuveras.com/alternador/alternador> (Página WEB de Tecnología eléctrica).
- [14] Ross, M., Turcotte, D. y Roussin, S. (2005). “*Comparison of AC, DC and AC/DC bus configuration for hybrid systems*”.
- [15] Euro-Mediterranean Renewable Energy Partnership. (2006). “*Report on Technical RTD Requirements and New Concepts and Integrated Models for Renewable Energy Supply*”.
- [16] Ketjoy, N. (2005). *Photovoltaic Hybrid Systems for Rural Electrification in the Mekong Countries*. Tesis doctoral. Mekong: University of Kassel.

- [17] Orion Energy Corporation e ILZRO RAPS Peru (1998). ***“Installation / Operation / Maintenance Manual Padre Cocha RAPS System”***.
- [18] Lorenzo, E. (2002). ***“La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: el mito del 1300 y el cascabel del gato”***. España: Universidad Politécnica de Madrid (UPM).
- [19] Prof. Dr. H.H. El – Tamaly e Ing. H. Rakha, H. (2005). ***“Study design and performance of Photovoltaic/Diesel/ BS Power Generator System with Application in Egypt”***.
- [20] Ing. Melo Crespo, L. (2007). ***“Cálculo de la potencia de los grupos electrógenos”***.
- [21] Muselli, M., Notton, G. y Louche, A. (1999). ***“Design of hybrid –photovoltaic power generator, with optimization of energy management”***.
- [22] <http://www.Solarbuzz.com/StatsCosts> (Página WEB de The World of Solar Energy).
- [23] Energy Sector Management Assistance Program (ESMPA) (2007). ***“Solar-diesel Hybrid Options for the Peruvian Amazon Lessons Learned from Padre Cocha”***.
- [24] Gül, T. (2004). ***Integrated Analysis of Hybrid Systems for Rural Electrification in Developing Countries***. Tesis para optar el título a Master. Stockholm: Royal Institute of Technology.
- [25] Lamaison, R. M. (2004). ***“Principio físico de los dispositivos fotovoltaicos”***.
- [26] Abella, M. A. y Chenlo, F. (2006). ***“Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red”***.
- [27] Ulleberg, Ø. y Glöckner, R. ***Manual of Hydrogen Energy Model***. 1.1 ed. Norway: Institute for Energy Technology.

Anexo A: Semiconductores⁵²

El átomo se compone de un núcleo que consiste en un determinado número de protones y neutrones, alrededor del cual se encuentra un número determinado de electrones que rodean al núcleo en órbitas específicas.

Las órbitas de los electrones se encuentran agrupadas en lo que llamamos capas. Las capas se presentan en niveles de energía: K, L, M, N, O, P, Q. La capa más interior es la de menor energía y contiene dos orbitales. La siguiente capa, de mayor energía, contiene 8 orbitales. Cada orbital puede tener como máximo un solo electrón.

La última capa (también denominada capa de valencia), presenta cuando completa, un total de 8 electrones, que reciben la denominación de electrones de valencia. Los electrones de valencia son los únicos en condiciones de participar en fenómenos químicos o eléctricos.

Según la fuerza en que los electrones de valencia estén ligados al núcleo y, por tanto, según la facilidad con que se pueden desplazar de un átomo al contiguo, los materiales se pueden clasificar en 3 clases: conductores, semiconductores y aislantes.

- **Conductores**

Se caracterizan por tener enlaces débiles, es decir los electrones no están muy ligados al núcleo y se desplazan fácilmente al otro en presencia de una pequeña diferencia de potencial. Lo que hace necesaria una pequeña cantidad de energía para empezar a conducir.

- **Semiconductores**

Es un material que se comporta como un conductor o como un aislante dependiendo de la temperatura de ambiente a la que se encuentra. A temperaturas muy bajas, los semiconductores tienen las propiedades de un aislante; sin embargo a temperaturas elevadas algunos electrones tienen libertad de movimiento y los materiales adoptan las propiedades de un conductor.

- **Aislante**

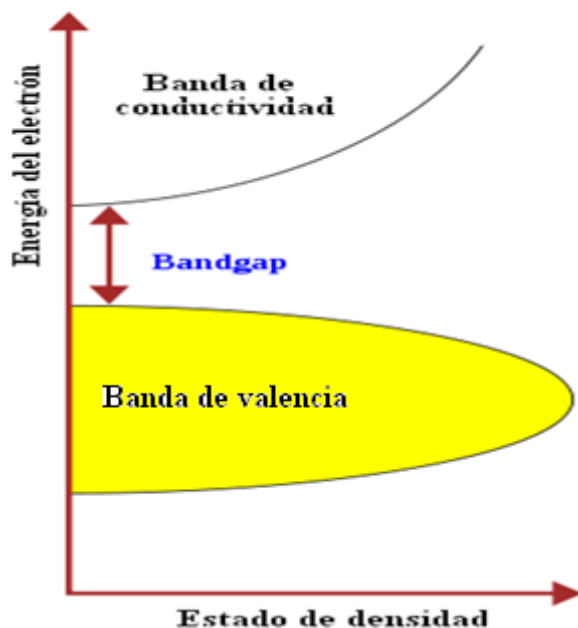
Son materiales no conductores, ya que sus electrones de valencia están ligados con firmeza a los núcleos de los átomos. Lo que hace necesaria elevadas cantidades de energía para empezar a conducir.

⁵² Este anexo ha sido elaborado utilizando la referencia [25].

A.1 Modelo de banda de energía

En un semiconductor o aislante, los electrones están confinados a una banda de energía; es decir ellos se pueden desplazar a niveles de energía permitidos. En la **figura A.1** se muestra las bandas de energía.

Figura A.1 Banda de conductividad



Fuente: <http://es.wikipedia.org>.

El ancho de la banda prohibida o “gap” de energía (E_g) es la diferencia entre la energía de conducción (E_c) y la energía de valencia (E_v), como se indica en la **ecuación A.1**:

$$E_g = E_c - E_v \quad (\text{A.1})$$

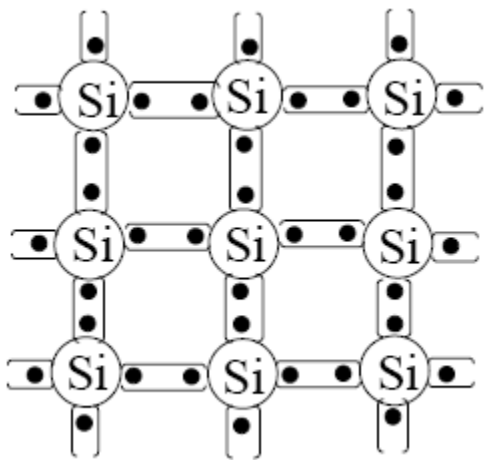
La energía E_g es la energía necesaria para que un electrón pase de una banda a otra. Ésta energía depende del material y se expresa en electrón – voltios ($1 \text{ ev} = 1,602.1019 \text{ J}$).

A.2 Tipo de semiconductores

A.2.1 Semiconductores intrínsecos

Son aquellos materiales que no han sido dopados (no contienen impurezas). En un cristal puro (intrínseco), los átomos están posicionados formando una especie de retícula, con cuatro átomos cercanos. Cada par de átomos forma lo que se denomina enlace covalente. Estos enlaces están formados por los 4 electrones de la capa de valencia. La **figura A.2** muestra un cristal de silicio intrínseco.

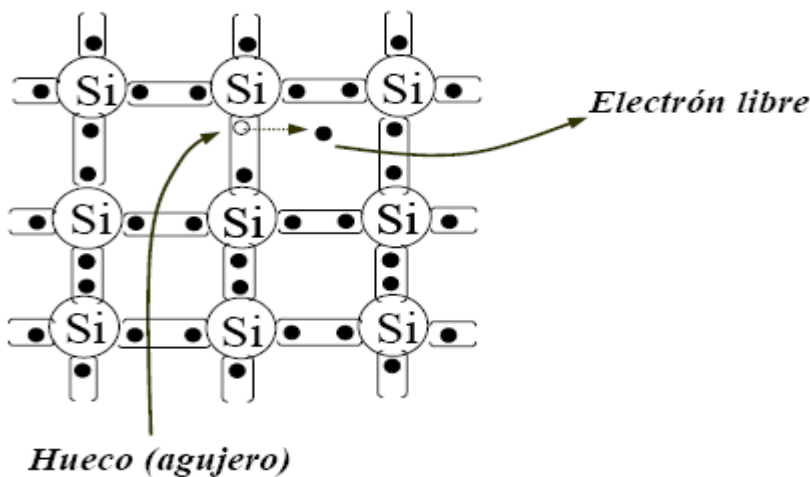
Figura A.2 Estructura cristalina de un semiconductor intrínseco



Fuente: <http://tec.upc.es/>

A la temperatura de 0 K, los electrones están en los menores estados de energía disponibles, con lo cual los enlaces no se rompen. En estas condiciones el material se comporta como un aislante eléctrico. Al aumentar la temperatura la resistencia óhmica del material disminuye. El aumento de temperatura comunica a algunos electrones la energía suficiente para saltar a la banda de conducción, donde se comportan como portadores de corriente al estar bajo la influencia de una fuente de energía como la luz, el calor, campo eléctrico, campo magnético, etc. Pero a su vez, el electrón que pasó de banda deja un nivel vacío lo que permite que los electrones de la banda de valencia se aceleren, se genera entonces otro tipo de portador de corriente: el hueco, que tiene igual carga que el electrón pero opuesta. (Ver figura A.3).

Figura A.3 Movimiento de cargas dentro de un semiconductor intrínseco



Fuente: <http://tec.upc.es/>

En un semiconductor intrínseco, existe un número igual de huecos y electrones libres que pueden moverse con facilidad por el cristal. Así, se puede decir que en un material puro:

$$n = p = n_i \quad (\text{A.2})$$

Donde n es la concentración de electrones libres, p se refiere a la concentración de huecos (agujeros) y n_i es la concentración intrínseca de electrones o huecos que es constante para cada material a una determinada temperatura.

A.2.2 Semiconductores extrínsecos

Son los semiconductores que están dopados, esto es que tienen impurezas. Hay 2 tipos dependiendo de qué tipo de impurezas tengan:

- **Semiconductor tipo n**

Es el que está dopado con impurezas "Donadoras", que son impurezas pentavalentes. Como los electrones superan a los huecos en un semiconductor tipo n, reciben el nombre de "portadores mayoritarios", mientras que a los huecos se les denomina "portadores minoritarios"

- **Semiconductor tipo p**

Es el que está dopado con impurezas "Aceptoras", que son impurezas trivalentes. Como el número de huecos supera el número de electrones libres, los huecos son los portadores mayoritarios y los electrones libres son los minoritarios.

A.2.2 Ley de acción de masas

Al añadir impurezas donadoras a un semiconductor provoca una disminución de agujeros. Por otro lado, al añadir impurezas aceptadoras a un semiconductor provoca una disminución de electrones por debajo del nivel del intrínseco.

Se puede demostrar que en un semiconductor extrínseco o dopado, el producto de la concentración de agujeros y electrones es una constante independiente de la cantidad de impurezas aceptadoras o donadoras que se añaden:

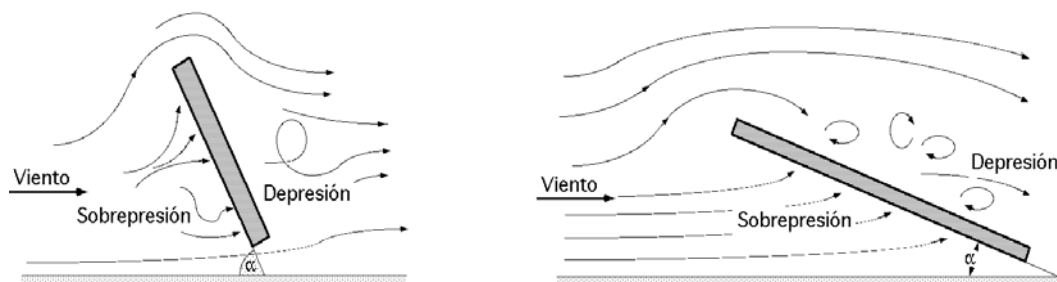
$$n * p = n_i^2 \quad (\text{A.3})$$

Como ya se ha mencionado, n_i es la concentración de electrones o huecos en el semiconductor intrínseco.

Anexo B: Aerodinámica de los álabes

La **figura 2.6** y la **figura B.1** son una representación esquemática de las zonas que se forman a ambos lados de una sección transversal de una pala de rotor. En dicho perfil aerodinámico se puede distinguir dos zonas:

Figura B.1 Principio aerodinámico en las palas del rotor



Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993). *Energía eólica*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

- El **extradós**: parte del perfil en donde los filetes de aire (líneas de corriente o flujo) se hallan en **depresión**.
- El **intradós**: parte del perfil en donde los filetes de aire presentan una **sobrepresión**.

La ubicación de un perfil aerodinámico dentro de una corriente libre de viento origina una diferencia de presiones, la cual puede ser calculada por la **ecuación de Bernoulli**. En la **figura 2.7** de la **sección 2.1.2.1** se describieron, además de las velocidades, los siguientes ángulos:

- α : conocido como **ángulo de ataque o de incidencia**. Este ángulo es formado por la cuerda del perfil y la **velocidad relativa de viento** $\vec{C}$.
- β : ángulo que forma la cuerda del perfil con el plano de rotación. También llamado **ángulo de paso, de inclinación o de calaje**.
- θ : ángulo que forma el plano de rotación con la dirección de la velocidad relativa de viento que pasa por el borde de ataque. Se le conoce como **ángulo aparente de viento**.

En las hélices de aerogeneradores se cumple que:

$$\theta = \alpha + \beta \quad (\text{Ec.B1})$$

Anexo C: Reacciones químicas

Muchas reacciones químicas se llevan a cabo mediante transferencia (ganancia o pérdida) de electrones. Estas reacciones se denominan reacciones **Redox** o reacciones de **Oxidación-Reducción**.

Originalmente, el término **oxidación** se refiere a la combinación de una sustancia con oxígeno, y el término **reducción** describía la separación del oxígeno de un compuesto. Así, por ejemplo cuando el Fe forma herrumbre: $4Fe(sólido) + 3O_2(gas) \rightarrow 2Fe_2O_3(sólido)$, se dice que el Fe se oxida. Su índice de oxidación aumenta, pasa de cero a +3.

La oxidación es el incremento algebraico de índice de oxidación y corresponde a la pérdida o aparente pérdida de electrones. La reducción es la disminución algebraica del índice de oxidación y corresponde a la ganancia o aparente ganancia de electrones.

Actualmente estos términos se aplican de manera más general. La sustancia que se oxida incrementa su índice de oxidación porque pierde electrones, mientras que la sustancia que se reduce gana electrones.

El concepto de índice de oxidación o número de oxidación está muy ligado a lo que son las valencias de los átomos. De hecho, el número de oxidación de un compuesto es la valencia con que dicho átomo actúa en un determinado compuesto.

Anexo D: Especificaciones técnicas

D.1 Módulos fotovoltaicos

La tecnología solar fotovoltaica está ampliamente divulgada a nivel mundial. Su aplicación incluye unos sistemas que, a pesar de sus bajos rendimientos, tienen una alta fiabilidad.

Además, esta tecnología resulta ideal para aplicaciones rurales debido a su autonomía y bajos costes de mantenimiento, así como su nula aportación de contaminantes. No obstante, los principales problemas de los sistemas solares fotovoltaicos son el alto precio y la corta vida útil de algunos de sus componentes.

En el dimensionamiento de una instalación solar intervienen dos factores determinantes; la inclinación de los módulos, que determina la radiación que se obtendrá, y los equipos seleccionados, que influyen directamente en el coste de la instalación.

Seguidamente se incluyen las características de algunos de los modelos de módulos de las empresas Kyosera, Evergreen, Mitsubishi, Bp Solar y Suntech con sus respectivos precios de mercado. Se han elegido todos aquellos módulos con potencias nominales mayores a 170 W, con el fin de obtener un reducido número de ellos.

Tabla D.1 Características de los módulos Kyocera

Modelo	$V_n(V)$	$P_n(W_p)$	$I_{mp}(A)$	$V_{mp}(V)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$	$X(m)$	$Y(m)$	Precio(\$)
KD185GX LPU	16	185	7,84	23,6	8,58	29,5	1,338	0,99	\$603,00
KD205GX LP	16	205	7,71	26,6	8,36	33,2	1,5	0,9906	\$668,00
KD210GX LPU	16	210	7,9	26,6	8,58	33,2	1,5	0,99	\$691,00

Cotizados al 29/09/2009

Fuente: www.solardesigntool.com/ www.affordable-solar.com

Tabla D.2 Características de los módulos Bp Solar

Modelo	$V_n(V)$	$P_n(W_p)$	$I_{mp}(A)$	$V_{mp}(V)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$	$X(m)$	$Y(m)$	Precio(\$)
BP SX3175N	24	175	4,85	36,10	5,30	43,60	1,59	0,79	\$733,00
BP 175B	24	175	4,90	35,80	5,40	44,20	1,59	0,79	\$620,00
BP SX-3190B	16	190	7,82	24,30	8,50	30,60	1,68	0,84	\$606,00
BP SX – 3195B	16	195	7,96	24,40	8,60	30,70	1,68	0,84	\$622,00

Cotizados al 29/09/2009

Fuente: www.solardesigntool.com/ www.affordable-solar.com

Tabla D.3 Características de los módulos Mitsubishi

Modelo	$V_n (V)$	$P_n (W_p)$	$I_{mp} (A)$	$V_{mp} (V)$	$I_{sc} (A)$	$V_{oc} (V)$	$X (m)$	$Y (m)$	Precio(\$)
PV UD175 MF5	16	175	7,32	23,90	7,93	30,20	1,66	0,83	\$558,00
PV UD180 MF5	16	180	7,45	24,20	8,03	30,40	1,66	0,83	\$574,00
PV UD185 MF5	16	185	7,58	24,40	8,13	30,60	1,66	0,83	\$799,00

Cotizados al 29/09/2009

Fuente: www.solardegintool.com. / www.affordable-solar.com.

Tabla D.4 Características de los módulos Evergreen Solar

Modelo	$V_n (V)$	$P_n (W_p)$	$I_{mp} (A)$	$V_{mp} (V)$	$I_{sc} (A)$	$V_{oc} (V)$	$X (m)$	$Y (m)$	Precio(\$)
PV UD175 MF5	12	205	11,27	18,20	11,93	22,70	1,66	0,83	\$558,00

Cotizados al 29/09/2009

Fuente: www.solardegintool.com. / www.affordable-solar.com.

Tabla D.5 Características de los módulos Suntech

Modelo	$V_n (V)$	$P_n (W_p)$	$I_{mp} (A)$	$V_{mp} (V)$	$I_{sc} (A)$	$V_{oc} (V)$	$X (m)$	$Y (m)$	Precio(\$)
STP175S-24Ab-1	24,00	175,00	4,95	35,20	5,20	44,20	1,58	0,81	\$558,00
STP270-24/Vb1	24,00	270,00	7,71	35,00	8,20	44,50	1,96	0,99	\$880,00

Cotizados al 29/09/2009

Fuente: www.solardegintool.com. / www.affordable-solar.com.

D.2 Baterías

Las baterías son unos elementos indispensables en los sistemas solares fotovoltaicos ya que se encargan de almacenar la energía cuando ésta no es consumida.

Seguidamente se incluyen las características de algunos de los modelos de baterías de las empresas Surrette y Hawker con sus respectivos precios de mercado.

Tabla D.6 Características de las baterías Surrette

Módulo	Tensión (V)	Capacidad (Ah)	Precio (\$)
8 CS 25PS	8,00	1.156	\$1.690,0
6CS 25PS	6,00	1.156	\$1.267,0
4KS 21PS	4,00	1.557	\$1.132,0
4KS 25PS	4,00	1.900	\$1.413,0
2 KS 33PS	2,00	2.349	\$893,0

Cotizados al 29/09/2009

Fuente: www.affordable-solar.com.

Tabla D.7 Características de las baterías Hawker

Módulo	Tensión (V)	Capacidad (Ah)	Precio (\$)
2.AT.1500	2,00	1.500	\$600,00
2.AT.1799	2,00	1.799	\$695,00
2.AT.2300	2,00	2.300	\$734,00
2.AT.3000	2,00	3.000	\$1.045,00
2.AT.3753	2,00	3.753	\$1.230,00
2.AT.4505	2,00	4.505	\$1.470,00

Cotizados al 29/09/2009

Fuente: www.affordable-solar.com.

D.3 Regulador

La principal misión de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico con baterías es realizar un proceso óptimo de carga de la batería, permitiendo la carga completa pero evitando la sobrecarga y la sobredescarga. Además debe vigilar el estado de carga en todo momento con el fin de maximizar la vida útil de las baterías. Un regulador funciona habitualmente por control de tensión, directamente relacionada con el estado de carga, medida en los terminales de la batería.

Las principales características de operación de los reguladores de carga son el voltaje (V) y la intensidad (I). A continuación se detallan dichos parámetros para el regulador de Leonics, **figura D.1.**

El fabricante del regulador es el mismo fabricante del inversor bidireccional, esto para que la configuración entre el inversor y el regulador sea fácil, ya que ambos manejan un mismo protocolo de comunicación, y de esta forma facilitar la configuración entre ellos.

Figura D.1 Características del regulador Leonics

LEONICS®

SOLARCON SCP-series SOLAR CHARGE CONTROLLER FOR PROFESSIONAL



LEONICS CO., LTD. AS045 B10 0001
EMS 01007045

SPECIFICATIONS														
Wall Mount Model	SCP-2430	SCP-2460	SCP-24120	SCP-4830	SCP-4860	SCP-48120	SCP-48240	SCP-12030	SCP-12060	SCP-120120	SCP-24030	SCP-24060	SCP-240120	
Rack Mount Model	SCP-2430/RM	SCP-2460/RM	SCP-24120/RM	SCP-4830/RM	SCP-4860/RM	SCP-48120/RM	SCP-48240/RM	SCP-12030/RM	SCP-12060/RM	SCP-120120/RM	SCP-24030/RM	SCP-24060/RM	SCP-240120/RM	
RATED POWER														
Maximum current (A)	30	60	120	30	60	120	240	30	60	120	30	60	120	
INPUT														
Nominal voltage (Vdc)	24			48				120			240			
Maximum Voltage (Vdc)	48			96				240			480			
OUTPUT														
Boost charging voltage	26.0 - 30.0			52.0 - 60.0				130.0 - 150.0			260.0 - 300.0			
Float charging voltage	24.0 - 28.0			48.0 - 56.0				120.0 - 140.0			240.0 - 280.0			
Low voltage cut off	19.8 - 23.75			39.6 - 47.5				99.0 - 119.0			198.0 - 238.0			
Low voltage alarm	20.0 - 24.0			40.0 - 48.0				100.0 - 120.0			200.0 - 240.0			
Reconnect voltage	23.0 - 27.0			46.0 - 54.0				115.0 - 135.0			230.0 - 270.0			
PROTECTION														
Reverse polarity	Protection													
High battery voltage	Protection / alarm													
Low battery voltage	Protection / alarm													
Overload	Protection / alarm													
PV disconnection	Protection / alarm													
INDICATION														
LED	Battery Level, PV Voltage Level, Operation Status, Alarm													
LCD	Digital meter, 180 days power and event logger													
COMMUNICATION INTERFACE														
DB-9 connector	RS-232 serial interface port													
SYSTEM														
Battery temperature compensation range	-5 to 7 mV / cell / celsius (option)													
OPERATING CONDITION														
Temperature	0 - 45°C													
Relative humidity	0 - 95 % (non-condensing)													
DIMENSION (W x H x D) (approximate in cm.)														
Wall mounted case	27 x 36.5 x 20.5						35 x 50 x 27		27 x 36.5 x 20.5			42 x 40 x 23		
Rack mount case	48.2 x 26.5 x 54													
WEIGHT (approximate in kg.)														
Wall mounted case	9.5		10.5		10		10.5		10		10.5		15	
Rack mount case	11.5		12.5		12		12.5		12		12.5		17	

Continuous product development is our commitment. In that manner, the above specifications may be changed without prior notice.

Cotizados al 10/10/2009

Fuente: www.leonics.com.

D.4 Inversores

Tanto el generador fotovoltaico como las baterías producen corriente continua, al contrario de la mayoría de cargas que funcionan en corriente alterna. También se encargan de adaptar la señal a la frecuencia de funcionamiento de 60 Hz y su valor eficaz de 230 V. Los inversores trabajan con dos rangos de tensiones, una para el lado en continua de 240 V y otra para la corriente de consumo de 230 V.

Se ha elegido el inversor Leonics porque es el único inversor que ofrece una potencia nominal cercana 45 kW, ello le permitirá trabajar con un rendimiento muy próximo al 94%, así también por ser fabricante de reguladores lo que facilitara la tarea de comunicación entre los

inversores y reguladores del sistema, y un mejor control del proceso de carga y descarga de las baterías, evitando problemas de configuración.

Figura D.2 Características del inversor Leonics

LEONICS®

APOLLO MTP-410 series THREE PHASE BIDIRECTIONAL DUAL MODE HYBRID INVERTER FOR MINI-GRID SYSTEM

SPECIFICATIONS

MODEL		MTP-412E	MTP-413E	MTP-414F	MTP-415F	MTP-416F	MTP-417G	MTP-418G	MTP-419G	MTP-4110G
RATED POWER		15 kW	25 kW	30 kW	45 kW	60 kW	75 kW	90 kW	100 kW	120 kW
BATTERY	Nominal Voltage	120 Vdc		240 Vdc			360 Vdc			
	Maximum charging current	84 A	130 A	84 A	125 A	168 A	140 A	168 A	186 A	220 A
EXTERNAL DC CHARGER	Nominal voltage	120 Vdc		240 Vdc			360 Vdc			
	Maximum current	100 A	200 A	100 A	200 A	200 A	200 A	250 A	250 A	300 A
	DC charge control	Relay dry contact 10 A (for over external charge protection)								
AC INPUT FROM GENERATOR	Recommended generator power rating	> 30 kW	> 50 kW	> 60 kW	> 90 kW	> 120 kW	> 150 kW	> 180 kW	> 200 kW	> 240 kW
	Voltage	380 / 400 / 415 Vac (L-L), 220 / 230 / 240 Vac (L-N) $\pm 10\%$								
	Phase	Three phase								
	Frequency	50 / 60 Hz ± 3 Hz								
	Automatic start/stop	Relay dry contact 10 A (ACC on and start pulse)								
AC OUTPUT	Voltage	380 / 400 / 415 Vac (L-L), 220 / 230 / 240 Vac (L-N)								
	Voltage regulation	$\pm 3\%$ (steady load), $< 7\%$ at 100% step load within 0.1 sec.								
	Phase	Three phase								
	Frequency	50 / 60 Hz $\pm 0.1\%$ (auto sensing)								
	Wave form	Pure sine wave								
	Total harmonic distortion	total $< 4\%$								
	Current limiting	110 %								
	Maximum surge current	200%								
ISOLATION	Galvanic isolation	yes								
EFFICIENCY	Inverter peak efficiency	94%								
PROTECTION		Over current, Over load, Short circuit, Over temperature, Over voltage, Under voltage								
INDICATOR	LED	Generator Running, Generator Failure, Stand by/Run, Inverter, Charging, Load on Inverter, Overload, Low Battery, High temperature, Fault								
	LCD display	Inverter voltage, Inverter current, Inverter frequency, Generator voltage, Generator current, Generator frequency, Battery voltage, Battery current, Battery temperature, Load voltage, Load current, Heat sink temperature								
AUDIBLE ALARM		Low battery, Inverter fault, High temperature								
COOLING		Fan								
ENVIRONMENT	Temperature	0 - 45°C								
	Relative humidity	0 - 95 % (Non - condensing)								
DESIGN STANDARD		AS/NZ 3100:2002								
DIMENSION W x H x D (approx. in cm)	Control Unit	60 x 188 x 105				80 x 210 x 105		80 x 205 x 105		
	Transformer Unit	-				-		120 x 205 x 105		
WEIGHT (approximate in kg.)	Control Unit	218	250	380	470	745	850	590	590	600
	Transformer Unit	-	-	-	-	-	-	990	1,045	1,150

Cotizados al 10/10/2009

Fuente: www.leonics.com.

D.5 Grupo electrógeno

Se trata de un tipo de maquinaria de amplia divulgación, para la elección del equipo a utilizar se ha optado por fabricantes con puntos de venta en Perú. En este sentido, se ha optado por la marca SDMO ya que ofrece productos de calidad a precios asequibles.

Otro criterio utilizado es la potencia de los grupos electrógenos que ofrecen los distintos fabricantes, que para este proyecto es de 40 kW aproximadamente.

Seguidamente se adjunta la ficha técnica del modelo elegido SDMO J40U cuyo precio es de \$ 11.118,00

Figura D.3 Características del grupo electrógeno SDMO J40U



DATOS DEL MOTOR		
CARACTERISTICAS ESTANDARES	Fabricante / Modelo	JOHN DEERE 3029TF120 , 4-biempos, Turbo , [N/A] 3
	Disposición de los cilindros	L
	Desplazamiento	2.9L [177.0C.I.]
	Carrera y Diámetro	106mm [4.2in.] X 110mm [4.3in.]
	Tasa de compresión	17.8:1
	Velocidad en vueltas por minutos	1800 Rpm
	Velocidad de los pistones	6.6m/s [21.7ft/s]
	Potencia de emergencia máxima a velocidad nominal*	46kW [62BHP]
	Regulación frecuencia, carga constante	+/- 2.5%
	BMEP	11.19bar [162psi]
SISTEMA DE ESCAPE	Regulador: tipo	MECA
	Temperatura gas	517°C [963°F]
	Caudal gas	138L/s [292cfm]
SISTEMA FUEL	Contrapresión	625mm CE [25in. WG]
	110% (@ 50 Hz)	14.93L/h [3.9gal/hr]
	100% (potencia de emergencia)	13.11L/h [3.5gal/hr]
	75% (potencia de emergencia)	10.1L/h [2.7gal/hr]
	50% (potencia de emergencia)	6.91L/h [1.8gal/hr]
SISTEMA ACEITE	Caudal máximo bomba fuel-oil	108L/h [28.5gal/hr]
	Capacidad aceite con filtro	6L [1.6gal]
	Mínima presión de aceite	1bar [14.5psi]
	Presión de aceite	5bar [72.5psi]
	Consumo de aceite 100% carga	0.01L/h [0.003gal/hr]
BALANCE TERMICO 100% CARGO	Capacidad aceite carter	5.3L [1.4gal]
	Calor expulsado en el escape	43kW [2445Btu/mn]
	Calor irradiado	5kW [284Btu/mn]
AIRE DE ADMISIÓN	Calor expulsado en el agua	28kW [1592Btu/mn]
	Aire de entrada máximo	300mm CE [12in. WG]
SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	Flujo de aire motor	48.6L/s [103cfm]
	Capacidad del motor y radiador	16.1L [4.3gal]
	Temperatura de agua máxima	105°C [221°F]
	Temperatura de agua a la salida	93°C [199°F]
	Potencia del ventilador	2 kW
	Caudal de aire ventilador	2.34m3/s [4959cfm]
	Contrapresión radiador	20mm CE [0.8in. WG]
	Typo de Enfriamiento	Gencool
	Thermostat	82-94 °C
EMISIONES	PM	N/A
	CO	N/A
	Nox	N/A
	HC	N/A

Cotizados al 5/10/2009



ESPECIFICACIONES DEL ALTERNADOR

DATOS	Fabricante	MECC ALTE
	Tipo	ECO 32-3S
	Número de fases	3
	Factor de potencia (Cos Phi)	0.8
	Altitud	1000
	Velocidad excesiva	[N/A]
	Polo: número	4
	Tipo de excitación	NO
	Aislamiento: clase, temperatura	H / H
	Regulador de tensión	AVR
	Tasa de armónico (TGH/THC)	[N/A]
	Forma de onda : NEMA = TIF – TGH/THC	[N/A]
	Forma de onda : CEI = FHT – TGH/THC	2
	Cojinete: número	1
	Acoplamiento	Direct
OTROS DATOS	Regulación de tensión 0 al 100%	[N/A]
	Recubrimiento (20% tensión) ms	[N/A]
	SkVA	N/A
	Potencia nominal continua @ 40°C	48 kVA
	Potencia emergencia @ 27°C	52.8 kVA
	Rendimiento @ 4/4 carga	88.8 %
	Caudal de aire	0.241m3/s [510.65cfm]
	Informe de cortocircuito (Kcc)	0.8
	Reactancia longitudinal sincrónica no saturada (Xd)	190 %
	Reactancia transversal sincrónica no saturada (Xq)	98 %
	Constante de tiempo transitoria en vacío (T'do)	1.4 ms
	Reactancia longitudinal transitoria saturada (X'd)	14.3 %
	Constante de tiempo transitoria en Cortocircuito (T'd)	61 ms
	Reactancia longitudinal subtransitoria saturada (X*d)	10 %
	Constante de tiempo subtransitoria (T'd)	15 ms
	Reactancia transversal subtransitoria saturada (X*q)	30.6 %
	Reactancia homopolar no saturada (Xo)	2.7 %
	Reactancia inversa saturada (X2)	21.5 %
	Constante de tiempo del inducido (Ta)	31 ms
	Corriente de excitación en vacío (Io)	[N/A]
	Corriente de excitación en carga (Ic)	[N/A]
	Tensión de excitación en carga (Uc)	[N/A]
	Tiempo de respuesta (Delta U = 20% transitoria)	[N/A]
	Arranque (Delta U = 20% perm. o 50% trans.)	[N/A]
	Delta U transitoria (4/4 carga) – Cos Phi : 0.8 AR	[N/A]
	Pérdidas en vacío	[N/A]
	Disipación de calor	[N/A]

Fuente: www.sdmo.com

Anexo E: Sistemas híbridos

E.1 Dimensionamiento del subsistema acumulador

Tabla E.1 Consumo total de energía

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<i>kWh/día</i>	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257

Tabla E.2 Características de trabajo de los acumuladores

Días de autonomía	3,00
$P_{d,max}$	0,80
$P_{diario,max}$	0,20
$V_{acu} \text{ (V)}$	240,00
$C_T' \text{ (Ah)}$	4.411,46
$C_{T(comprobación)}' \text{ (Ah)}$	5.347,22
$C_{T(final)}' \text{ (Ah)}$	5.347,22

Tabla E.3 Cantidad y precio total de los acumuladores Surrete para cada modelo

Modelo	N_{bs}	N_{bp}	N_{total}	Precio(\$)
8 CS 25PS	30,00	5,00	150,00	\$253.500,00
6CS 25PS	40,00	5,00	200,00	\$253.400,00
2 KS 33PS	120,00	3,00	360,00	\$321.480,00
2 YS 31PS	120,00	2,00	240,00	\$343.680,00
4KS 21PS	60,00	4,00	240,00	\$271.680,00
4KS 25PS	60,00	3,00	180,00	\$254.340,00

Tabla E.4 Cantidad y precio total de los acumuladores Hawker para cada modelo

Modelo	N_{bs}	N_{bp}	N_{total}	Precio(\$)
2.AT.1500	120	4,00	480,00	\$288.000,00
2.AT.1799	120	3,00	360,00	\$250.200,00
2.AT.2300	120	3,00	360,00	\$264.240,00
2.AT.3000	120	2,00	240,00	\$250.800,00
2.AT.3753	120	9,00	1.080,00	\$1.328.400,00
2.AT.4505	120	2,00	240,00	\$352.800,00

Tabla E.5 Características del acumulador seleccionado

Modelo	8CS 25PS
Precio	\$253.500,00
Nº baterías en serie	30
Nº baterías en paralelo	5
Nº baterías total	150
Capacidad (Ah)	1.156,00
Voltaje (V)	240

E.2 Dimensionamiento de los inversores bidireccionales

Tabla E.6 Cantidad y precio del inversor bidireccional Leonic seleccionado

Modelo	Apollo MTP-415F
Nº inversores en paralelo	1
Nº inversores en serie	1
Nº Inversores	1
Precio total	\$40.900,00

E.3 Dimensionamiento del campo fotovoltaico

E. Configuración 1: 80% energía solar y 20% energía fósil

Tabla E.7 Energía proporcionada por el campo fotovoltaico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$kWh/día$	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206

Tabla E.8 Cantidad y precio total de los módulos Kyocera para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área (m^2)	Precio(\$)
KD185GX LPU	15	19	285	52,73	377,52	\$171.855,00
KD205GX LP	15	17	255	52,28	378,90	\$170.340,00
KD210GX LPU	15	17	255	53,55	378,68	\$176.205,00

Tabla E.9 Cantidad y precio total de los módulos Bp Solar para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	$\acute{A}rea (m^2)$	Precio(\$)
BP SX3175N	10	29	290	50,75	364,96	\$212.570,00
BP 175B	10	29	290	50,75	364,96	\$179.800,00
BP SX-3190B	15	18	270	51,30	380,07	\$163.620,00
BP SX – 3195B	15	18	270	52,65	380,07	\$167.940,00

Tabla E.10 Cantidad y precio total de los módulos Mitsubishi para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	$\acute{A}rea (m^2)$	Precio(\$)
PV UD175 MF5	15	20	300	52,50	414,83	\$167.400,00
PV UD180 MF5	15	19	285	51,30	394,09	\$163.590,00
PV UD185 MF5	15	19	285	52,73	394,09	\$227.715,00

Tabla E.11 Cantidad y precio total de los módulos Evergreen Solar para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	$\acute{A}rea (m^2)$	Precio(\$)
ES-A-205-fa3b	20	13	260	53,30	359,52	\$153.920,00

Tabla E.12 Cantidad y precio total de los módulos Suntech para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	$\acute{A}rea (m^2)$	Precio(\$)
STP175S-24Ab-1	10	29	290	50,75	371,14	\$161.820,00
STP270-24/Vb1	10	19	190	51,30	243,16	\$167.200,00

Tabla E.13 Características del módulo seleccionado

Modelo	ES-A-205-fa3b
N_{ps}	20
N_{pp}	13
N_{total}	260
$P_{instalada} \text{ (kW)}$	53,30
Precio	\$153.920,00

F. Configuración 2: 60% energía solar y 40% energía fósil

Tabla E.14 Energía proporcionada por el campo fotovoltaico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$kWh/día$	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154

Tabla E.15 Cantidad y precio total de los módulos Kyocera para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} \text{ (kW}_p\text{)}$	$\text{Área (m}^2\text{)}$	Precio(\$)
KD185GX LPU	15	14	210	38,85	278,17	\$126.630,00
KD205GX LP	15	13	195	39,98	289,75	\$130.260,00
KD210GX LPU	15	13	195	40,95	289,58	\$134.745,00

Tabla E.16 Cantidad y precio total de los módulos Bp Solar para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} \text{ (kW}_p\text{)}$	$\text{Área (m}^2\text{)}$	Precio(\$)
BP SX3175N	10	22	220	38,50	276,86	\$161.260,00
BP 175B	10	22	220	38,50	276,86	\$136.400,00
BP SX-3190B	15	14	210	39,90	295,61	\$127.260,00
BP SX – 3195B	15	13	195	38,03	274,50	\$121.290,00

Tabla E.22 Cantidad y precio total de los módulos Kyocera para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área(m^2)	Precio(\$)
KD185GX LPU	15	10	150	27,75	198,69	\$90.450,00
KD205GX LP	15	9	135	27,68	200,60	\$90.180,00
KD210GX LPU	15	9	135	28,35	200,48	\$93.285,00

Tabla E.23 Cantidad y precio total de los módulos Bp Solar para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área(m^2)	Precio(\$)
BP SX3175N	10	15	150	26,25	188,77	\$109.950,00
BP 175B	10	15	150	26,25	188,77	\$93.000,00
BP SX- 3190B	15	9	135	25,65	190,04	\$81.810,00
BP SX – 3195B	15	9	135	26,33	190,04	\$83.970,00

Tabla E.24 Cantidad y precio total de los módulos Mitsubishi para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área(m^2)	Precio(\$)
PV UD175 MF5	15	10	150	26,25	207,42	\$83.700,00
PV UD180 MF5	15	10	150	27,00	207,42	\$86.100,00
PV UD185 MF5	15	10	150	27,75	207,42	\$119.850,00

Tabla E.25 Cantidad y precio total de los módulos Evergreen Solar para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área(m^2)	Precio(\$)
ES-A-205- fa3b	20	7	140	28,70	193,59	\$82.880,00

Tabla E.26 Cantidad y precio total de los módulos Suntech para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área(m^2)	Precio(\$)
STP175S- 24Ab-1	10	15	150	26,25	191,97	\$83.700,00
STP270- 24/Vb1	100	10	100	27,00	127,98	\$88.000,00

Tabla E.27 Características del módulo seleccionado

Modelo	BP SX-3190B
N_{ps}	15
N_{pp}	9
N_{total}	135
$P_{instalada} \text{ (kW)}$	25,65
Precio	\$81.810,00

H. Configuración 4: 20% energía solar y 80% energía fósil

Tabla E.28 Energía proporcionada por el campo fotovoltaico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$kWh/día$	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52

Tabla E.29 Cantidad y precio total de los módulos Kyocera Solar para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} \text{ (kW}_p\text{)}$	Área(m^2)	Precio(\$)
KD185GX LPU	15	5	75	13,88	99,35	\$45.225,00
KD205GX LP	15	5	75	15,38	111,44	\$50.100,00
KD210GX LPU	15	5	75	15,75	111,38	\$51.825,00

Tabla E.30 Cantidad y precio total de los módulos Bp Solar para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} \text{ (kW}_p\text{)}$	Área(m^2)	Precio(\$)
BP SX3175N	10	8	80	14,00	100,68	\$58.640,00
BP 175B	10	8	80	14,00	100,68	\$49.600,00
BP SX- 3190B	15	5	75	14,25	105,58	\$45.450,00
BP SX – 3195B	15	5	75	14,63	105,58	\$46.650,00

Tabla E.31 Cantidad y precio total de los módulos Mitsubishi para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área(m^2)	Precio(\$)
PV UD175 MF5	15	5	75	13,13	103,71	\$41.850,00
PV UD180 MF5	15	5	75	13,50	103,71	\$43.050,00
PV UD185 MF5	15	5	75	13,88	103,71	\$59.925,00

Tabla E.32 Cantidad y precio total de los módulos Evergreen Solar para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área(m^2)	Precio(\$)
ES-A-205-fa3b	20	4	80	16,40	110,62	\$47.360,00

Tabla E.33 Cantidad y precio total de los módulos Suntech para cada modelo

Modelo	N_{ps}	N_{pp}	N_{total}	$P_{ins} (kW_p)$	Área(m^2)	Precio(\$)
STP175S-24Ab-1	10	8	80	14,00	102,38	\$44.640,00
STP270-24/Vb1	10	5	50	13,50	63,99	\$44.000,00

Tabla E.34 Características del módulo seleccionado

Modelo	PV UD175 MF5
N_{ps}	15
N_{pp}	5
N_{total}	75
$P_{instalada} (kW)$	13,50
Precio	\$41.850,00

E.4 Dimensionamiento del regulador de carga

A. Configuración 1

Tabla E.35 Características de los reguladores Leonic SCP para el módulo ES-A-205-fa3b

Modelo	$I_{reg} \text{ (A)}$	$V_{reg} \text{ (V)}$	$I_{sc,gen} \text{ (A)}$	$N_{regulador}$	Precio (\$)
SCP 24030	30	240	155,09	6	\$2.640,00
SCP 24060	60	240	155,09	3	\$2.379,00
SCP 240120	120	240	155,09	2	\$2.820,00

Tabla E.36 Características del regulado seleccionado

Modelo	SCP 24030
$N_{regulador}$	3
ΔI	24,91
Precio	\$2379

B. Configuración 2

Tabla E.37 Características de los reguladores Leonic SCP para el módulo ES-A-205-fa3b

Modelo	$I_{reg} \text{ (A)}$	$V_{reg} \text{ (V)}$	$I_{sc,gen} \text{ (A)}$	$N_{regulador}$	Precio (\$)
SCP 24030	30	240	119,30	4	\$1.760,00
SCP 24060	60	240	119,30	2	\$1.586,00
SCP 240120	120	240	119,30	1	\$1.410,00

Tabla E.38 Características del regulado seleccionado

Modelo	SCP 24030
$N_{regulador}$	1
ΔI	0,70
Precio	\$1.410,00

C. Configuración 3

Tabla E.39 Características de los reguladores Leonic SCP para el módulo ES-A-205-fa3b

Modelo	$I_{reg} \text{ (A)}$	$V_{reg} \text{ (V)}$	$I_{sc,gen} \text{ (A)}$	$N_{regulador}$	Precio (\$)
SCP 24030	30	240	76,50	3	\$1.320,00
SCP 24060	60	240	76,50	2	\$1.586,00
SCP 240120	120	240	76,50	1	\$1.410,00

Tabla E.40 Características del regulado seleccionado

Modelo	SCP 24030
$N_{regulador}$	3
ΔI	13,50
Precio	\$1.320,00

D. Configuración 4:

Tabla E.41 Características de los reguladores Leonic SCP para el módulo ES-A-205-fa3b

Modelo	$I_{reg} \text{ (A)}$	$V_{reg} \text{ (V)}$	$I_{sc,gen} \text{ (A)}$	$N_{regulador}$	Precio (\$)
SCP 24030	30	240	39,65	2	\$880,00
SCP 24060	60	240	39,65	1	\$793,00
SCP 240120	120	240	39,65	1	\$1.410,00

Tabla E.42 Características del regulado seleccionado

Modelo	SCP 24030
$N_{regulador}$	3
ΔI	20,35
Precio	\$793,00

Anexo F: Método simplificado de estimación de la producción de energía por el generador fotovoltaico

F.1 Factores de pérdidas energéticas⁵³

Este método se basa en las pérdidas energéticas producidas por diversos factores presentes en toda instalación fotovoltaica, ya sea en mayor o menor grado.

Es conocido que la energía producida por un módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la irradiación incidente sobre el plano del generador fotovoltaico, esta es una estimación muy cruda cuando las pérdidas no son consideradas. Ahora bien, la experiencia muestra que la energía que la energía producida por un módulo fotovoltaico es sensiblemente inferior. Esta reducción en la producción de energía respecto a la energía incidente puede ser explicada a través de una serie de pérdidas energéticas.

- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, ellos presentan una dispersión de su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida (STC). Generalmente, los fabricantes garantizan que la potencia nominal de un módulo fotovoltaico se encuentre dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$. Pero realmente, suele suceder que la potencia generada se encuentra situada en la banda inferior de potencias garantizada por el fabricante.

- Pérdidas de mismatch o de conexiónado

Son pérdidas de energía causadas por la conexión entre los módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto es originado al conectar dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo con menor corriente determinará la corriente de la serie. De forma semejante ocurre con la tensión de los módulos en paralelo. Causando que la potencia de un generador fotovoltaico sea inferior a la suma de las potencias de cada uno de los módulos que conforman el generador.

- Pérdidas por polvo y suciedad.

La reducción de potencia de un generador fotovoltaico por este factor. Tiene su origen en la acumulación de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Dos aspectos son de destacar, por un lado la suciedad uniformemente distribuida produce una reducción en corriente y tensión entregada por el generador y por otro lado la suciedad localizada (como puede ser el caso de excrementos de aves) origina un aumento de las pérdidas por mismatch.

⁵³ Este anexo se ha elaborado utilizando la referencia [26].

- Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal garantizada por un fabricante esta referida a condiciones estándar de medida, STC, STC, que, además de 1000 W/m^2 de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. Pero las condiciones de trabajo un módulo fotovoltaico son otras. El hecho que la radiación solar incida sobre la superficie del módulo con un ángulo distinto de 0° introduce perdidas adicionales (mayores perdidas a mayor ángulo de incidencia). Estas pérdidas angulares se pueden incrementar con el grado de suciedad. Por otro lado, las celdas solares son espectralmente selectivas. Esto es, la corriente producida es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células FV dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

- Pérdidas por caídas ohmicas en el cableado

Este tipo de perdidas es originas por la caída de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinada Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

- Pérdidas por temperatura

Es una característica intrínseca de los módulos fotovoltaicos, su potencia generada es función de la temperatura de trabajo del módulo. Esta temperatura depende de factores ambientales tales como la irradiación, la velocidad del viento, la temperatura ambiente y de la posición de los módulos o ventilación por la parte posterior. Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación.

- Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico.

F.2 Método simplificado de estimación de la producción

Una vez calculada la radiación sobre los módulos inclinados para cada hora se puede calcular la energía que se obtendrá del generador fotovoltaico, que no es la misma que la recibida directamente del Sol. La producción de energía de los módulos solares va íntimamente ligada con la temperatura ambiental y de la célula solar.

$$P_m = P_m^* \frac{G}{G^*} \left[1 - \delta (T_c - T_c^*) \right] \quad (\text{F.1})$$

Donde	P_m	: Potencia en el punto de máxima potencia del generador [W]
	P_m^*	: Potencia nominal en condiciones estándar, STC [W]
	G	: Irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$
	G^*	: Irradiancia en STC $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$
	δ	: Coeficiente de variación con la temperatura de la potencia. El valor típico para el Silicio es $4,41 \cdot 10^{-3}$
	T_c	: Temperatura de célula. $[\text{°C}]$
	T_c^*	: Temperatura ambiente en STC, es 25°C

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G \quad (\text{F.2})$$

Donde	T_c	: Temperatura de célula. $[\text{°C}]$
	T_a	: Temperatura ambiente $[\text{°C}]$
	$TONC$	: Temperatura nominal de operación $[\text{°C}]$
	G	: Irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$

La potencia calculada anteriormente no contempla las pérdidas por el inversor, cables, etc., ni el factor de seguridad.

Anexo G: Parámetros

En este anexo se describen los parámetros utilizados para realizar la simulación, utilizados en el Capítulo 5, para cada una de las componentes.

G.1 Radiación solar

Horiz. radiation mode	1
Tracking mode	1
Tilted surface mode	1
Starting day	1
Latitude	-5.41
Solar constant	4871.0_kJ/hr.m ²
Shift in solar time	-5.5 degrees
Not used	2
Solar time	1

G.2 Módulo Fotovoltaico

Module short-circuit current at reference conditions	12_A
Module open-circuit voltage at reference conditions	22.8_V
Reference temperature	298.15_K
Reference insolation	1000_W/m ²
Module voltage at max power point and reference conditions	18.4_V
Module current at max power point and reference conditions	11.15_A
Temperature coefficient of Isc at (ref. cond)	0.073
Temperature coefficient of Voc (ref. cond.)	-0.0004
Number of cells wired in series	72
Number of modules in series	20
Number of modules in parallel	13
Module temperature at NOCT	317.95_K
Ambient temperature at NOCT	293.15_K
Insolation at NOCT	800_W/m ²
Module area	1.56_m ²
tau-alpha product for normal incidence	0.9
Semiconductor bandgap	1.12
Slope of IV curve at Isc	0
Module series resistance	-1

G.3 Inversor- Regulador

Mode	2
Regulator efficiency	0.96
Inverter efficiency (DC to AC)	0.9
High limit on fractional state of charge (FSOC)	1
Low limit on FSOC	0.5
Charge to discharge limit on FSOC	0.5
Power output limit	126000_kJ/hr

Inverter efficiency (AC to DC)	0.9
Current for grid charging of battery	0_A
Upper limit on FSOC for grid charging	0

G.4 Batería

Mode	2
Cell Energy Capacity	1557
Cells in parallel	1
Cells in series	120
Charging efficiency	0.8
Max. current per cell charging	311.4
Max. current per cell discharge	-311.4
Max. charge voltage per cell	2.3_V
Calculate discharge cutoff voltage	-1

G.5 Grupo electrógeno

MODE	1	
FUELTYPE	1	
PMAX	48	kW
PMIN	16	kW
PRATED	40	kW

G.6 Controlador del grupo electrogénico

NMIN	1
NMAX	1
PRATED	40_kW
XLOW	0.4
XUP	0.9