



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO COMPARATIVO ENTRE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO, UN EÓLICO
AUTÓNOMO Y UN SISTEMA HÍBRIDO PARA
CONSUMO ELÉCTRICO DE UNA GRANJA ACUÍCOLA
DE LA UNAM**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTA:

MÓNICA VÁZQUEZ FLORES

DIRECTORA DE TESIS:

DRA. ALEJANDRA CASTRO GONZÁLEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA OCTUBRE 2014.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO

PRESIDENTE: M.I. Luis Arturo Haro Ruiz

VOCAL: Dra. Alejandra Castro González

SECRETARIO: Dr. Rafael Olea Pérez

1er. SUPLENTE M.I. Juan Carlos Cedeño Vázquez

2do. SUPLENTE M.I. Héctor Miguel Aviña Jiménez

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

Centro de Enseñanza, Investigación y Extensión en Ganadería Tropical de la FMVZ y Posgrado de la Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México

ASESORA DEL TEMA:

Dra. Alejandra Castro González _____

SUSTENTANTE:

Mónica Vázquez Flores _____

A mis padres

A mis hermanas

A mi fiel compañero y mejor amigo

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, gracias por darme la vida, por aceptar el “*chinuni*” que les tocó, por educarme, por guiarme, por quererme, por apoyarme, por tener tanta paciencia, por estar siempre, gracias a ustedes y por ustedes he logrado concluir este trabajo. Por tantas cosas, gracias una vez más.

A mis hermanas por ser mi ejemplo a seguir, porque ustedes van siempre adelante y yo sólo tengo que pisar por las huellas que dejaron marcadas. Gracias por ayudarme, por aconsejarme, por ser tan inteligentes, por quererme a su modo y soportarme todos los días.

A Gabzz, Lalo y Kika, por comprenderme, gracias por sus consejos y por creer en mí.

A Dany, Dany y Lisa, por tantos años de amistad, por el simple hecho de estar, de continuar.

A Ilse, Karen y Maricarmen por enseñarme a tomar lo que me manda el destino sin pensarlo demasiado (¡lo tomo, lo tomo!), por estar conmigo después de tanto, por su amistad sincera.

A J.J. (Elías), Eduardo (Chuvy) y Víctor (Eto'o) que estuvieron desde el principio en esta etapa tan importante. A Daniel (Borre), Suleima, Julio y Blanca que aparecieron después en el camino. A los que me faltaron, gracias a todos porque hicieron que mi paso por la Facultad de Ingeniería fuera una etapa de crecimiento, de aprendizaje, de alegría, de bonitos recuerdos.

A la UNAM por ser mi segundo hogar, por ser la Universidad de México, por las oportunidades y facilidades que brinda.

A la Dra. Alejandra Castro, por su apoyo, sus consejos, su paciencia, por animarme a realizar este proyecto, por confiar en mí. Gracias Doctora, porque es un gran ejemplo a seguir.

A mis sinodales por su apoyo, por su tiempo para ayudarme a mejorar y concluir este trabajo.

A Nadia Huerta por tus asesorías, por tus consejos, por el tiempo que te tomaste para ayudarme, cuando en realidad, tiempo era lo que te faltaba. Gracias Nadia.

A Elizabeth Jiménez por ayudarme, por pasarme todos los documentos de energía solar que tenías, por resolver mis dudas, por tus consejos, por estar al pendiente de que no dejara mi tesis inconclusa. Gracias Eli.

A Héctor Hernández por compartir tus conocimientos conmigo, por tantas horas que me brindaste, por contestar tantas dudas, por tus consejos, por tu ayuda, por tu paciencia, por todo. ¡Por fin terminé!, gracias Héctor.

A Luis Flores por tu tiempo, por tu paciencia, por compartir tus conocimientos conmigo, por tu manera tan clara de explicar todo, por ayudarme a ponerme límites y concluir este trabajo. Gracias Luis.

ÍNDICE

ÍNDICE	I
ÍNDICE DE FIGURAS	IV
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
NOMENCLATURA	IX
RESUMEN.....	X
INTRODUCCIÓN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES	1
1.1 ENERGÍAS RENOVABLES	1
1.2 ENERGÍA SOLAR.....	2
1.2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	2
1.2.2 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	4
1.2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	5
1.3 ENERGÍA EÓLICA.....	5
1.3.1 SISTEMAS EÓLICOS	6
1.3.2 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS EÓLICOS.....	7
1.3.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS EÓLICOS.....	8
1.4 SISTEMAS HÍBRIDOS	9
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS.....	11
2.1 RADIACIÓN SOLAR.....	11
2.1.1 HORA SOLAR PICO	13
2.1.2 IRRADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO.....	14
2.1.3 POSICIÓN Y ESPECTRO DEL SOL	15
2.2 CELDA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	15
2.2.1 PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LAS CELDAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	16
2.2.2 INFLUENCIA DE LA ILUMINACIÓN.....	18
2.2.3 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA.....	19

2.3	TIPOS DE CELDAS	20
2.4	COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	21
2.4.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	22
2.4.2	CONTROLADORES.....	23
2.4.3	BATERÍAS	24
2.4.4	INVERSOR	26
2.5	EL VIENTO.....	29
2.6	COMPONENTES DE UN SISTEMA EÓLICO	30
2.6.1	TURBINA EÓLICA.....	31
2.7	DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO	33
2.7.1	CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA.....	34
2.7.2	EVALUACIÓN DEL APORTE SOLAR.....	35
2.7.3	DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	37
2.7.4	DIMENSIONAMIENTO DEL CONTROLADOR	38
2.7.5	DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR.....	39
2.8	DISEÑO DE UN SISTEMA EÓLICO	39
2.8.1	POTENCIA EÓLICA DISPONIBLE	39
2.9	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN (BATERÍAS)	43
	 CAPÍTULO 3 CASO DE ESTUDIO	 44
3.1	CENTRO DE ENSEÑANZA, INVESTIGACIÓN Y EXTENSIÓN EN GANADERÍA TROPICAL (CEIEGT) DE LA UNAM.....	44
3.2	MÓDULO DE PRODUCCIÓN ACUÍCOLA DEL CEIEGT.....	45
3.3	DIAGRAMA DE METODOLOGÍA	50
	 CAPÍTULO 4 RESULTADOS	 51
4.1	PROBLEMÁTICA A RESOLVER.....	51
4.2	CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA	51
4.3	DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	52
4.4	DISEÑO DEL SISTEMA EÓLICO.....	61
4.5	DISEÑO DEL SISTEMA HÍBRIDO.....	66
4.6	EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EVITADAS.....	68

4.7	COSTOS ASOCIADOS A LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE ENERGÍA RENOVABLE	71
4.7.1	COSTOS DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	72
4.7.2	COSTOS DEL SISTEMA EÓLICO	74
4.7.3	COSTOS DEL SISTEMA HÍBRIDO	76
4.7.4	COSTO DE EXTENSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA	78
4.8	ANÁLISIS FINANCIERO	78
4.8.1	VALOR PRESENTE.....	78
4.8.2	VALOR PRESENTE NETO.....	79
4.8.2.1	CÁLCULO DEL VALOR PRESENTE NETO.....	79
4.8.3	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	82
4.8.3.1	CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO.....	83
4.9	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	85
	CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES	89
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Energías renovables y no renovables	1
Figura 1.2 Componentes de un sistema fotovoltaico aislado	3
Figura 1.3 Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red	3
Figura 1.4 Componentes de un sistema híbrido	4
Figura 1.5 Componentes de un sistema eólico aislado	7
Figura 1.6 Componentes de un sistema híbrido	9
Figura 2.1 Componentes de la radiación solar	12
Figura 2.2 Radiación global y sus componentes bajo diferentes condiciones de cielo	12
Figura 2.3 Distribución de energía recibida sobre un plano horizontal en un día claro	13
Figura 2.4 Gráfica que representa las horas solares pico	14
Figura 2.5 Mapa de la irradiación solar promedio anual en México	14
Figura 2.6 Capas de una celda fotovoltaica	15
Figura 2.7 Funcionamiento de una celda fotovoltaica	16
Figura 2.8 Circuito equivalente de una celda solar fotovoltaica no iluminada	17
Figura 2.9 Curva característica de un diodo	17
Figura 2.10 Circuito equivalente de una celda fotovoltaica iluminada	17
Figura 2.11 Curva característica de un diodo y de una celda solar fotovoltaica	18
Figura 2.12 Circuito de la caída de voltaje en una celda fotovoltaica	18
Figura 2.13 Curvas corriente-tensión de una celda fotovoltaica bajo diversos niveles de radiación	19
Figura 2.14 Curvas corriente-tensión de una celda fotovoltaica bajo diferentes temperaturas	19
Figura 2.15 Componentes básicos de un sistema fotovoltaico	21
Figura 2.16 Ejemplo de una ficha técnica de un módulo fotovoltaico	22
Figura 2.17 Esquema de bloques de un convertidor cc/ca	26
Figura 2.18 Configuración básica de un inversor autónomo	28
Figura 2.19 Conexión de inversor-controlador	28
Figura 2.20 Inversor de red	28
Figura 2.21 Inversor para funcionamiento autónomo y conexión a la red	29
Figura 2.22 Mapa de la velocidad del viento promedio anual en México	30
Figura 2.23 Instalación eólica de pequeña potencia	30
Figura 2.24 Turbina eólica de eje horizontal de giro	32
Figura 2.25 Turbinas eólicas de eje vertical de giro	32
Figura 2.26 Ángulos que determinan la orientación de la superficie receptora	36
Figura 2.27 Área de barrido de las aspas de la turbina	39
Figura 3.1 Localización del CEIEGT	44
Figura 3.2 Vista satelital del rancho “El Clarín” de la UNAM	44
Figura 3.3 Fotografía de un estanque del CEIEGT, con tilapias Pargo-UNAM	46

Figura 3.4 Fotografía de los estanques del área de reproducción de tilapia del CEIEGT	46
Figura 3.5 Fotografía de las incubadoras con canaletas de fibra de vidrio del laboratorio de incubación del CEIEGT	47
Figura 3.6 Fotografía de las incubadoras de 1 litro para incubar individualmente los huevos hembra de tilapia del laboratorio de incubación del CEIEGT.....	47
Figura 3.7 Fotografía del área de crianza 1 del módulo de producción acuícola del CEIEGT	48
Figura 3.8 Fotografía del área de crianza 2 del módulo de producción acuícola del CEIEGT	48
Figura 3.9 Fotografía del área de crianza 3 del módulo de producción acuícola del CEIEGT	48
Figura 3.10 Fotografía del área de engorda del módulo de producción acuícola del CEIEGT	49
Figura 3.11 Fotografía de las bombas de agua utilizadas en el módulo de producción acuícola del CEIEGT	49
Figura 3.12 Fotografía del modelo de aireador utilizado en el módulo de producción acuícola del CEIEGT	49
Figura 3.13 Diagrama de la metodología utilizada para la realización del proyecto.....	50
Figura 4.1 Características eléctricas del módulo fotovoltaico seleccionado.....	54
Figura 4.2 Funcionamiento de los inversores SMA.....	54
Figura 4.3 Datos técnicos del inversor Sunny Island 8.0H	55
Figura 4.4 Datos técnicos del inversor Sunny Boy 11000TL-US	55
Figura 4.5 Datos técnicos de las baterías VRLA-GEL de la marca BAE	58
Figura 4.6 Esquema de la conexión de los componentes del sistema fotovoltaico autónomo	60
Figura 4.7 Gráfica comparativa de la demanda de energía anual de la carga y la energía anual generada por el sistema fotovoltaico diseñado	61
Figura 4.8 Especificaciones técnicas de la turbina eólica colibrí de 10Kw	61
Figura 4.9 Gráfica comparativa de la demanda de energía anual de la carga y la energía anual generada por el sistema eólico diseñado con 8 turbinas	65
Figura 4.10 Gráfica comparativa de la demanda de energía anual de la carga y la energía anual generada por el sistema eólico diseñado con 11 turbinas	65
Figura 4.11 Conexión de los componentes del sistema eólico	66
Figura 4.12 Gráfica comparativa de la demanda de energía anual de la carga y la energía anual generada por el sistema híbrido propuesto	67
Figura 4.13 Conexión de los componentes del sistema híbrido	67
Figura 4.14 GEI causados por la generación de electricidad con energía fotovoltaica, energía eólica y quema de carbón	69
Figura 4.15 Valor presente neto del sistema fotovoltaico a diferentes tasas de descuento	83
Figura 4.16 Valor presente neto del sistema eólico a diferentes tasas de descuento	84
Figura 4.17 Valor presente neto del sistema híbrido a diferentes tasas de descuento	84

Figura 4.18 Gráfica comparativa de la generación anual de energía eléctrica de los tres sistemas de energía renovable diseñados	85
Figura 4.19 Conexión de los componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica.....	6
Tabla 1.2 Ventajas y desventajas de la energía eólica.....	8
Tabla 1.3 Tabla comparativa de los tres tipos de sistemas.....	10
Tabla 2.1 Tipos de celdas fotovoltaicas de silicio	20
Tabla 2.2 Otros tipos de celdas fotovoltaicas	21
Tabla 2.3 Valores de n en función de diferentes rugosidades	42
Tabla 4.1 Cálculos de la demanda de consumo eléctrico diario del módulo de producción acuícola del CEIEGT	52
Tabla 4.2 Datos de radiación solar promedio mensual incidente sobre una superficie orientada hacia el ecuador, a diferentes grados de inclinación, ubicada en el CEIEGT	53
Tabla 4.3 Componentes del sistema fotovoltaico aislado diseñado para el CEIEGT	59
Tabla 4.4 Energía anual generada por el sistema fotovoltaico diseñado y demanda anual de energía de la carga.....	60
Tabla 4.5 Cálculo de la potencia de salida de la turbina eólica con valores promedio mensuales	62
Tabla 4.6 Energía anual generada por el sistema eólico diseñado con 8 turbinas y demanda anual de energía de la carga.....	64
Tabla 4.7 Energía anual generada por el sistema eólico diseñado con 11 turbinas y demanda anual de energía de la carga.....	64
Tabla 4.8 Componentes del sistema eólico aislado diseñado para el CEIEGT	65
Tabla 4.9 Energía anual generada por el sistema híbrido y demanda anual de energía de la carga	66
Tabla 4.10 Componentes del sistema híbrido diseñado para el CEIEGT	67
Tabla 4.11 Costo unitario de capacidad instalada para la generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos.....	73
Tabla 4.12 Costo inicial del sistema fotovoltaico aislado diseñado para el módulo de producción acuícola del CEIEGT	73
Tabla 4.13 Costo total del sistema fotovoltaico aislado considerando un tiempo de vida de 20 años	74
Tabla 4.14 Costo unitario de capacidad instalada para la generación de energía eléctrica con sistemas eólicos	75
Tabla 4.15 Costo inicial del sistema eólico aislado diseñado para el módulo de producción acuícola del CEIEGT	75
Tabla 4.16 Costo total del sistema eólico aislado considerando un tiempo de vida de 20 años.....	76
Tabla 4.17 Costo inicial del sistema híbrido diseñado para el módulo de producción acuícola del CEIEGT	77
Tabla 4.18 Costo total del sistema eólico aislado considerando un tiempo de vida de 20 años.....	78

Tabla 4.19 Coste de construcción de redes por kilómetro de línea de distribución en área rural y con postes de madera	78
Tabla 4.20 Precios promedio de electricidad, Tarifa OM región Sur y porcentaje de incremento de precios	80
Tabla 4.21 Resultados del cálculo del valor presente neto del sistema fotovoltaico diseñado.....	80
Tabla 4.22 Resultados del cálculo del valor presente neto del sistema eólico diseñado.....	81
Tabla 4.23 Resultados del cálculo del valor presente neto del sistema híbrido diseñado.....	82
Tabla 4.24 Resultados del cálculo de la tasa interna de retorno para el sistema fotovoltaico	83
Tabla 4.25 Resultados del cálculo de la tasa interna de retorno para el sistema eólico.....	83
Tabla 4.26 Resultados del cálculo de la tasa interna de retorno para el sistema híbrido.....	84
Tabla 4.27 Componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red, diseñado para el CEIEGT	87
Tabla 4.28 Costo inicial del sistema fotovoltaico conectado a la red, diseñado para el módulo de producción acuícola del CEIEGT	88
Tabla 4.29 Cálculo del valor presente neto del sistema fotovoltaico diseñado.....	88

NOMENCLATURA

A	Ampere, unidad de corriente
AMDEE	Asociación Mexicana de Energía Eólica
ANES	Asociación Nacional de Energía Solar
ANG OPT	El ángulo respecto a la horizontal para que la radiación solar total mensual promedio sea máxima.
Ah	Ampere-hora
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CP	Caballo de Potencia (HP por su siglas en inglés Horse Power)
GEI	Gases de Efecto Invernadero
K	Índice de claridad. El importe medio mensual de la incidencia total de la radiación solar sobre una superficie horizontal en la superficie de la tierra dividida por el promedio mensual de la insolación entrante tope de la atmósfera durante un determinado mes, en promedio para ese mes en el período de 22 años.
kW	Kilowatt, unidad de potencia igual a 1000 W
kWh	Kilowatt-hora, unidad de energía
kWp	Kilowatt pico
msnm	Metros sobre el nivel del mar
OPT	Cantidad promedio mensual del total de radiación solar incidente sobre una superficie inclinada en el ángulo óptimo respecto a la horizontal y apuntando hacia el ecuador.
SFV	Sistema Fotovoltaico
SSE HRZ	Importe medio mensual de la incidencia total de la radiación solar sobre una superficie horizontal en la superficie de la tierra durante un mes determinado, en promedio para ese mes en el período de 22 años.
tCO₂eq	Toneladas de bióxido de carbono equivalente (incluye gases de efecto invernadero distintos al CO ₂ en sus equivalentes en CO ₂ en cuanto al impacto en el cambio climático)
W	Watt, unidad de potencia

Tipo de cambio utilizado en este trabajo:

1 \$USD = 13.70 \$MXN (Banamex, 06/octubre/2014)

RESUMEN

En este estudio se proponen tres diseños de sistemas aislados de generación de electricidad a partir de energías renovables, para alimentar las cargas del Módulo de Producción Acuícola del Centro de Enseñanza, Investigación y Extensión en Ganadería Tropical (CEIEGT), el cual se localiza en el Municipio de Martínez de la Torre, en el estado de Veracruz. En esta zona se tiene una irradiación promedio anual de 4.83 kWh/m²·día y una rapidez de viento promedio de 4.2 m/s, contando con valores mayores a los 12m/s, medios a una altura de 10 metros.

Las cargas a alimentar con el sistema de energía renovable son: 8 bombas de 1 CP y 3 aireadores de 1.5 CP, los cuales trabajan 24 horas al día, los 365 días del año. El consumo diario total de las cargas es de 299.75 kWh. Anteriormente el CEIEGT había hecho una consulta con una empresa dedicada a la energía solar fotovoltaica, la respuesta fue que no era posible hacer un sistema aislado por el uso de los motores y la corriente de arranque que demandan, pero al hacer el análisis de consumo de energía se observó que el principal inconveniente era el tiempo de uso de las cargas, pero no es un proyecto imposible de llevar a cabo.

Al conocer los valores de carga y la disponibilidad de recursos renovables en la zona, se decidió realizar un análisis comparativo entre tres sistemas diferentes, propuestos como solución al mismo problema: un sistema solar fotovoltaico de 101.25 kWp con un costo de 77.60 \$/W, un sistema eólico de 110 kWp con un costo de 56.94 \$/W y un sistema híbrido (fotovoltaico-eólico) de 106.25 kWp con un costo de 67.55 \$/W; todos ellos aislados de la red eléctrica. Para este proyecto y desde el punto de vista técnico, la energía fotovoltaica es más fiable que la eólica por los cambios repentinos de la rapidez del viento que muestran las mediciones del Servicio Meteorológico Nacional.

Las emisiones de GEI causados por la generación de electricidad en México son de 0.593 TCO₂eq/MWh. Para satisfacer los 109.41 MWh/año se tienen emisiones de 71.4 TCO₂eq, considerando un 10% de pérdidas de electricidad durante el transporte. En lo que respecta a la energía eólica, es la fuente renovable más respetuosa con el medio ambiente. Si se utiliza para el proyecto del Módulo de Producción Acuícola se evitarían 70.31 TCO₂eq/año. Utilizando energía fotovoltaica las emisiones de GEI evitadas serían de 67.02 TCO₂eq/año. El sistema híbrido evitaría 68.66 TCO₂eq/año.

Financieramente, ninguno de los sistemas propuestos es factible si se comparan contra los costos de la red eléctrica nacional. En este proyecto se hizo esa comparación porque el lugar en el que se pretende hacer la instalación sí cuenta con el servicio de electricidad de CFE. Si se toma en cuenta que el costo de la construcción de las líneas de distribución en una zona rural es de 190 mil pesos por Km, se tiene que un sistema fotovoltaico aislado con la potencia del sistema diseñado sería económicamente factible si se instala en una zona que se encuentre a más de 42 Km de distancia de la red eléctrica. Para que el sistema eólico diseñado sea económicamente factible debe instalarse, al menos, 33Km alejado de la red eléctrica de CFE. Mientras que el sistema híbrido debe instalarse a más de 38Km alejado de la red de CFE. Esto se debe a que a estas distancias el costo de ampliar la red eléctrica convencional es mayor al costo de los sistemas de energía renovable aislados.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con la SENER y la GTZ (2009), México ha sido un importante exportador de energía, principalmente en forma de petróleo crudo, desde los años setenta. De igual manera mencionan que, actualmente, la producción de crudo está disminuyendo, mientras que las importaciones de gas natural, gasolinas, carbón y otros productos petrolíferos están aumentando. Al respecto indicaron que en 2007, el valor económico de las importaciones de combustibles fósiles superó el 40% del valor de las exportaciones y este porcentaje sigue aumentando. La participación de las energías renovables permitiría conservar los recursos no renovables y, por lo tanto, posponer el posible momento en que el país se convierta en importador neto de energéticos. De este modo contribuyen a una mayor soberanía energética, es decir, una menor dependencia de otros países en materia de energía (SENER y GTZ, 2009).

En México el sector energía contribuye con el 61% de las emisiones de gases de efecto invernadero, el país ocupa el lugar número 12 a nivel mundial en cuanto a sus emisiones de estos gases (SEMARNAT, 2013). El aprovechamiento de las energías renovables, al desplazar el consumo de combustibles fósiles, según la SENER y la GTZ (2009), constituye una de las principales estrategias de mitigación del cambio climático a nivel mundial. El desarrollo de proyectos de energías renovables representa además para México una oportunidad importante de captar recursos internacionales de los mercados de bonos de carbono (SENER y GTZ, 2009).

Muchas de las tecnologías basadas en energías renovables (en particular la energía eólica y la solar) dependen de la disponibilidad de una fuente de energía que no se puede controlar. Esta característica no controlable de estas fuentes de energía ha sido uno de los obstáculos para su mayor participación en la generación de electricidad (SENER y GTZ, 2009). Los costos de inversión de las energías renovables por MW son más altos que para las tecnologías convencionales, mientras que sus costos de operación son más bajos. Esta particularidad se convierte en una barrera más para el desarrollo de las energías renovables, sobre todo en un contexto de escasez de financiamiento para inversiones (SENER y GTZ, 2009).

La disponibilidad de recursos de la región en la que se localiza el sistema juega un rol importante en el cálculo del costo de producción de energía. El FCBI (2014) publicó que México es un país con una situación privilegiada que goza de una amplia variedad de recursos para generar energía, incluyendo importantes zonas de viento, amplios litorales, altos niveles de radiación solar y grandes recursos hidráulicos y geotérmicos. La irradiación solar global en México, en promedio, es de 5 kWh/día·m², sin embargo en algunas regiones del país se llega a valores de 6 kWh/día·m² o más. De acuerdo con lo anterior, si se supone una eficiencia del 15%, bastaría un cuadrado de 25 km de lado en el desierto de Sonora o Chihuahua para generar toda la energía eléctrica que requiere hoy el país (SENER y GIZ, 2012). De acuerdo con la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), hasta el año 2006, prácticamente todos los sistemas fotovoltaicos, instalados en México, se encontraban en aplicaciones aisladas de la red eléctrica (proyectos de electrificación rural, comunicaciones, señalamientos, bombeo de agua y refrigeración). Sin embargo, a partir del año 2007 se cuenta con registros de aplicaciones conectadas a la red eléctrica. Esta tendencia se ha mantenido en los años posteriores de tal manera que en el año 2010, de los 3.5 MW instalados en ese año, alrededor del 94% fueron sistemas conectados a la red eléctrica (SENER y GIZ, 2012). La industria fotovoltaica contribuye actualmente con 0.02% de la generación de energía en el país (SENER y GIZ, 2012). De acuerdo

con la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), los 7 MW de capacidad instalada que se tenían en 2011, incrementaron a 50 MW en 2013 (Morales, 2014).

Por otra parte, el potencial eólico del país no ha sido evaluado de manera exhaustiva. Se han realizado, sin embargo, evaluaciones del recurso en regiones específicas. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL) ha coordinado la realización de mapas eólicos para Oaxaca, Baja California Sur, las costas de Yucatán y de Quintana Roo y las franjas fronterizas de los estados de Baja California, Sonora y Chihuahua. En México, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) lleva a cabo estudios para estimar el potencial eoloenergético nacional. De acuerdo con estos estudios, las regiones con mejor potencial, se ubican en la zona del Istmo de Tehuantepec, la costa del Golfo de México (particularmente la zona norte), y en la parte norte de la Península de Baja California (SENER y GTZ, 2009; SENER, 2012 c). Según la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), a finales de 2013, México contaba con más de 1,917 MW eólicos instalados, de los cuales 1751.47 MW se encuentran en Oaxaca, 54MW en Tamaulipas, 50.4 en Jalisco, 28.8 MW en Chiapas, 22 MW en Nuevo León y 10.6 en Baja California.

Por su parte la SENER (2012), indica que la provisión de energía es uno de los principales motores para el desarrollo rural, y las energías renovables son a menudo la mejor opción para proveer de servicios energéticos a comunidades rurales. En particular, la electrificación rural por energías renovables es, en muchos casos, una opción más rentable que las extensiones de la red eléctrica, para el 2.5% de las viviendas del país que no disponen de acceso a la energía eléctrica. Las tecnologías renovables pueden ser aparentemente más costosas que las tecnologías convencionales cuando se evalúan de manera aislada. Sin embargo, al analizar el sistema energético en su conjunto, y al tomar en cuenta no sólo los costos de la energía sino también los riesgos relacionados con la variabilidad de dichos costos, se observa que las energías renovables, gracias a sus riesgos pequeños o nulos, permiten en muchos casos, reducir los costos del sistema.

Tomando en cuenta la disponibilidad de recursos renovables para la generación de energía eléctrica con la que cuenta el país, el aumento anual de las tarifas eléctricas de CFE, las emisiones de GEI causadas por la generación de energía eléctrica, además de la falta del servicio de electricidad en algunas zonas del país; surge este proyecto de tesis en el que se proponen tres diseños diferentes de sistemas aislados de generación de energía eléctrica con energías renovables, para abastecer las cargas de la granja acuícola del Centro de Enseñanza, Investigación y Extensión en Ganadería Tropical (CEIEGT). Además se analiza su factibilidad ambiental y financiera para determinar cuál es el más viable de llevar a cabo. Este proyecto se pretende utilizar como muestra de que la granja puede funcionar en cualquier zona del país, aun estando lejos de la red eléctrica, y así expandir la producción de tilapias Pargo-UNAM en zonas rurales, con el objetivo de generar nuevos empleos en dichas zonas.

OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema fotovoltaico autónomo, un sistema eólico autónomo y un sistema híbrido (solar-eólico) para el funcionamiento de una granja acuícola del Centro de Enseñanza, Investigación y Extensión en Ganadería Tropical (CEIEGT), dedicada al cultivo de tilapia, comparando su factibilidad económica, ambiental y técnica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar la disponibilidad de los recursos solar y eólico en el Municipio de Martínez de la Torre, Veracruz, para la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica.
- Analizar las emisiones de GEI producidas por la utilización de la energía fotovoltaica y la energía eólica, en el proyecto del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT.
- Determinar el costo de un sistema de generación de energía eléctrica con energías renovables, aislado de la red de CFE, para alimentar las cargas del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT
- Evaluar la factibilidad de la utilización de energías renovables, solar y eólica, en un proyecto aislado de la red eléctrica para el Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT.

CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES

1.1 ENERGÍAS RENOVABLES

La electricidad es una de las formas de energía más versátiles y que mejor se adaptan a cada necesidad. Actualmente existen miles de aparatos que utilizan la electricidad como fuente de energía y su uso ha provocado un gran aumento de la demanda de consumo eléctrico (Díaz 2010). Por su parte, Jutglar (2004) comenta que la demanda masiva de energía ha obligado a buscar fuentes de energía capaces de mantener el crecimiento del desarrollo industrial y del nivel de bienestar. Además, que durante los primeros años, este crecimiento se basó en la minería del carbón para pasar después al consumo de combustibles derivados del petróleo, del gas natural y finalmente de la energía nuclear.

Aunado a lo anterior, Jutglar (2004), indica que en la actualidad, la estructura energética mundial se basa, en gran parte, en el consumo de las energías fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y nuclear, dejando aparte la energía hidráulica. Esta situación conduce a la emisión de gases de efecto invernadero, la generación de residuos sólidos y líquidos y el agotamiento paulatino de los yacimientos existentes. A fin de no llegar a una situación insostenible, es preciso acudir a fuentes de energía alternativas (Jutglar, 2004). Este hecho ha propiciado la búsqueda de nuevas fuentes de energía y nuevos sistemas de producción eléctrica, basados, fundamentalmente, en el uso de energías renovables (Figura 1.1) (Díaz 2010).

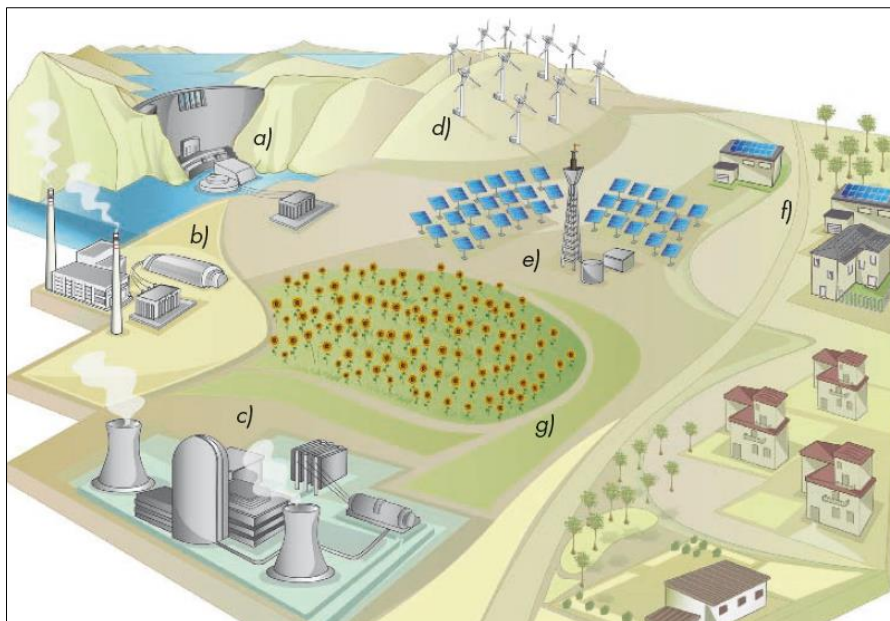


Figura 1.1 Energías renovables y no renovables: a) hidráulica, b) térmica, c) nuclear, d) eólica, e) solar térmica, f) solar fotovoltaica, g) biomasa (Díaz, 2010)

La principal fuente de energía renovable es el sol. En la atmósfera terrestre se convierte en una variedad de efectos, algunos tienen importancia como recurso energético, tal es el caso de la energía eólica (del viento), la energía de la biomasa (organismos vegetales y animales), la energía hidráulica (movimiento del agua en las corrientes de los ríos), la diferencia de temperaturas en los océanos y la energía de las olas del mar (Guillén, 2004).

Los métodos de aprovechamiento de la energía solar de forma directa, utilizando la tecnología disponible, tratan de emular lo que la naturaleza realiza desde hace millones de años: Transformar la energía electromagnética irradiada por el Sol en otras formas de energía. Casi todas las formas de energía que se conocen proceden directa o indirectamente de la energía solar (Fernández, 2009). Las energías renovables son, junto con el ahorro y la eficiencia energética, la llave para un futuro energético limpio, eficaz, seguro y autónomo (Fernández, 2009).

1.2 ENERGÍA SOLAR

Prácticamente toda la energía que llega a la Tierra procede del Sol. Una pequeña parte de ella se utiliza para mantener la vida orgánica en la biosfera, y el resto se disipa al exterior. La diferencia de radiación solar entre las distintas zonas de la Tierra a lo largo del año y la variación diaria para una zona determinada provocan fenómenos meteorológicos; tales como vientos, lluvias, nevadas, etc., y éstos, la formación de corrientes y almacenes de agua; lagos, ríos, mares, etc. O sea que la mayor parte de las energías utilizables, exceptuando la nuclear y la geotérmica, provienen de una fuente única que es el Sol (Jutglar, 2004).

La utilización práctica de la energía solar tiene un doble objetivo: contribuir a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y ahorrar en energías no renovables. Los equipos que se utilizan en el aprovechamiento de la energía solar se clasifican en dos categorías: sistemas térmicos y sistemas fotovoltaicos. Los primeros se subdividen en distintos subgrupos atendiendo a su forma de trabajar, temperatura de trabajo y fluido utilizado para transportar el calor captado por los colectores solares (Jutglar, 2004).

Los sistemas fotovoltaicos convierten directamente la radiación solar en energía eléctrica por medio de celdas fotovoltaicas integrantes de módulos solares (Jutglar, 2004; Méndez y col., 2010). Esta electricidad se puede utilizar de manera directa, se puede almacenar en baterías para su uso posterior e incluso se puede introducir en la red de distribución eléctrica (Méndez y col., 2010).

1.2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica (Fernández, 2009). Los sistemas solares fotovoltaicos se clasifican en:

- **Sistemas autónomos o aislados.** Tienen como objeto satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica de distribución o ésta es de difícil acceso. Los sistemas aislados normalmente están equipados con sistemas de almacenamiento de energía, ya que sólo pueden proporcionar energía durante el día y la demanda se produce a lo largo del día y la noche. Por lo tanto el sistema fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante horas de insolación, la alimentación de la carga y la recarga de las baterías de almacenamiento (Méndez y col., 2010). Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son: módulos fotovoltaicos, regulador de carga,

inversor y baterías (Figura 1.2). En este sistema la energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en las baterías, la carga es alimentada a través del regulador de carga con la energía almacenada en las baterías.

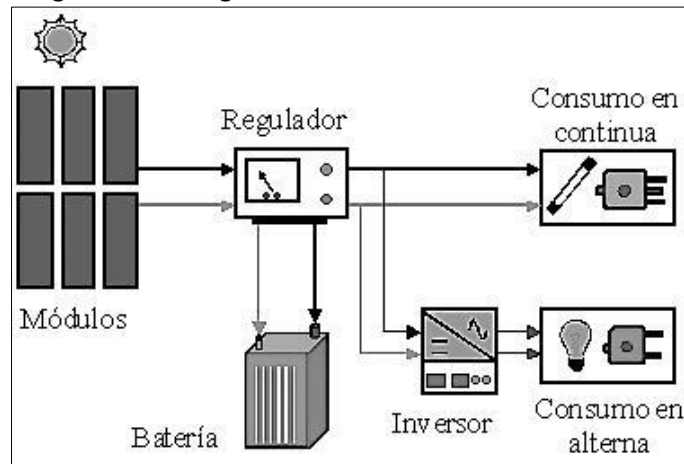


Figura 1.2 Componentes de un sistema fotovoltaico aislado (UNIA, 2010)

- **Sistemas conectados a la red.** Los sistemas conectados a la red no tienen sistemas de almacenamiento, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica. Esto es una ventaja porque las baterías son la parte más cara y compleja de la instalación. Estas instalaciones cuentan con sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución, de manera que se garantice el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, evitando situaciones de riesgo (Méndez y col., 2010). Desde el punto de vista de la continuidad de servicio, éste sistema resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de falla, no tiene la posibilidad de alimentación alternativa. Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico conectado a la red son: módulos fotovoltaicos, inversor, disposición de intercambio con la red eléctrica y contador de energía bidireccional (Figura 1.3).

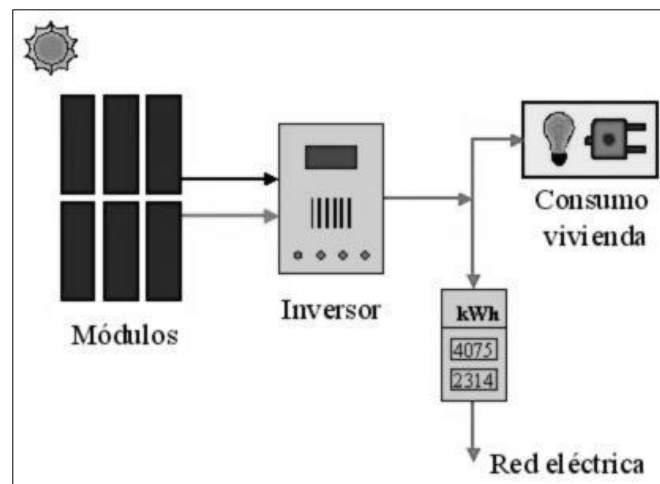


Figura 1.3 Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red (UNIA, 2010)

- **Sistemas híbridos.** En algunos casos el sistema fotovoltaico se complementa con otro sistema, a fin de tener mayor garantía de disponer de electricidad. Cuando además del generador fotovoltaico se incorpora otro generador de energía se denomina sistema híbrido (Méndez y col., 2010) (Figura 1.4).

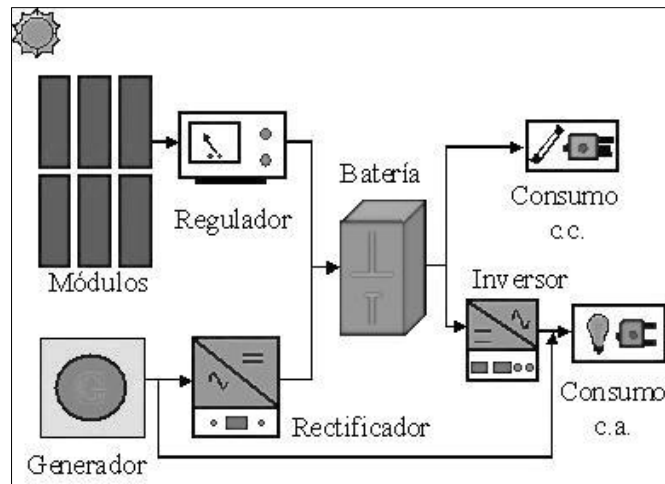


Figura 1.4 Componentes de un sistema híbrido (UNIA, 2010)

1.2.2 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

El primer motivo de la construcción de las celdas fotovoltaicas fueron los satélites artificiales. La idea era construir un generador eléctrico para alimentar los equipos de toma de datos que llevaban a bordo, que presentara ventajas con respecto a otros generadores como los termoeléctricos y las pilas de combustible. Las ventajas encontradas en este tipo de generadores fueron: peso reducido, larga vida, ocupación mínima de espacio y nivel de instalación alto y continuo por estar fuera de la atmósfera terrestre aunque sus costos eran muy altos (Guillén, 2004).

Actualmente con el descubrimiento de nuevas tecnologías, procesos e investigación de nuevos materiales, los precios han bajado notablemente y existen muchas más aplicaciones de las celdas fotovoltaicas (Guillén, 2004):

- **Electrificación rural y de viviendas aisladas.** Existen zonas rurales y viviendas aisladas donde llevar energía eléctrica por medio de la red general sería demasiado costoso y, por tanto, no cuentan con este servicio. En este caso, la instalación de un generador fotovoltaico es ampliamente rentable.
- **Comunicaciones.** Los generadores fotovoltaicos son una excelente solución cuando hay necesidad de transmitir cualquier tipo de señal o información desde un lugar aislado, por ejemplo, emisores de señales de TV, estaciones meteorológicas.
- **Ayudas a la navegación.** La aplicación puede ser relativa a la navegación misma o a sus señalizaciones.
- **Señalización.** Se aplica, por ejemplo a la alimentación de radioteléfonos de emergencia, señalizaciones de tráfico luminosas.
- **Agricultura y ganadería.** Mediante generadores fotovoltaicos puede obtenerse la energía eléctrica necesaria para granjas que conviene que estén aisladas de zonas urbanas por motivos de higiene. La aplicación más importante es el bombeo de agua para riego y alimentación de ganado que usualmente se encuentra en zonas no pobladas (Guillén, 2004).
- **Alumbrado público.** Se utiliza en zonas en las que resulta complicado llevar una línea eléctrica convencional.

- **Centrales fotovoltaicas.** Recintos en los que se concentra un número determinado de instalaciones fotovoltaicas con el fin de vender la electricidad producida a la compañía eléctrica.
- **Edificios fotovoltaicos.** Es una de las últimas aplicaciones desarrolladas para el uso de la energía fotovoltaica. La rápida evolución en los productos de este tipo ha permitido el uso de los módulos como material constructivo. Además, la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos. La integración arquitectónica consiste en combinar la doble función, como elemento constructivo y como productor de electricidad, de los módulos fotovoltaicos. (Díaz, 2010)

1.2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La transformación directa de la energía solar en electricidad mediante la conversión fotovoltaica presenta como ventajas claras su sencillez, fiabilidad y operatividad. Además, el recurso es abundante, gratuito e inagotable. Otra de las propiedades de los sistemas fotovoltaicos es modularidad, existiendo aplicaciones desde miliwatts hasta decenas de megawatts de potencia, y puede ser rápidamente instalado en cualquier parte. La vida útil de las instalaciones fotovoltaicas es elevada. No hay partes móviles y el mantenimiento que se requiere para conservar la instalación en perfectas condiciones es reducido. En particular, la vida esperada de los módulos es de más de 20 años, igual que la de los elementos auxiliares que componen la instalación (Bayod, 2009).

Respecto a las condiciones medioambientales se puede mencionar que no hay combustión, no produce ruidos ni emisiones nocivas o gases contaminantes. Los módulos fotovoltaicos son reutilizables, diversas tecnologías permiten reciclar los módulos al término de su vida útil o en caso de deterioro. El principal inconveniente es su elevado costo, que hace que, la participación actual de la energía fotovoltaica en el balance energético sea aún reducida. Su costo es hoy en día más elevado que el de las alternativas convencionales, pero experimenta una rápida reducción (Bayod, 2009). En la Tabla 1.1 se muestran algunas ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica.

1.3 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica se considera una forma indirecta de energía solar. Entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento, debido al movimiento del aire ocasionado por las diferencias de temperatura que provoca la radiación solar sobre las distintas partes del globo terrestre. Las diferencias de densidad y presión originadas por estas variaciones de temperatura son la causa del movimiento de las masas de aire (Villarubia, 2012; AMDEE, 2014). El aprovechamiento de la energía que poseen las masas de aire en movimiento (el viento), no es algo exclusivo de nuestros días, sino que viene siendo utilizada desde hace largo tiempo. Son las formas de utilización y la tecnología aplicada las que han ido cambiando a lo largo del tiempo (Talayero y Telmo, 2008).

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica (elaboración a partir de Méndez y col., 2007; Jiménez 2011)

Energía solar fotovoltaica	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente de energía inagotable y gratuita • Escaso impacto ambiental • Silenciosa • Resistencia a condiciones climáticas extremas: granizo, viento, etc. • Disponibilidad en todo el mundo • No requiere mantenimiento complejo, sólo limpieza del módulo fotovoltaico y estado de las baterías. Una vez instalada, el costo de mantenimiento es reducido • No consume combustible • No hay dependencia de la compañía suministradora • Módulos solares reutilizables
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> • Las baterías utilizadas contienen componentes químicos peligrosos • Puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada por los paneles en grandes instalaciones • Depende de factores climáticos. • Su costo es más elevado que el de otras energías alternativas

La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica. La energía eólica, transformada en energía mecánica ha sido históricamente aprovechada, pero su uso para la generación de energía eléctrica es más reciente, existiendo aplicaciones de mayor escala desde mediados de la década de los 70 en respuesta a la crisis del petróleo y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles fósiles (AMDEE, 2014). El dispositivo capaz de realizar la conversión de la fuerza del viento en electricidad es el aerogenerador o generador eólico, que consiste en un sistema mecánico de rotación provisto de palas a modo de los antiguos molinos de viento, y de un generador eléctrico con el eje solidario al sistema motriz, de forma que el viento hace girar las palas y el rotor del alternador transformando esta energía mecánica de rotación en energía eléctrica (Méndez y Rodríguez, 2012).

1.3.1 SISTEMAS EÓLICOS

Se distinguen dos sistemas básicos de producción eoloelectrónica:

- **Sistema aislado.** Usa pequeños aerogeneradores (<100kW) y sirve para atender la demanda de energía eléctrica de zonas aisladas. Al no estar interconectado con la red eléctrica, se debe prever un sistema auxiliar de almacenamiento para los periodos de calma o baja intensidad de viento. En muchas ocasiones, el sistema se apoya con fuentes de producción eléctrica auxiliar (grupos electrógenos o fotovoltaicos) formando un sistema denominado "híbrido". La electricidad producida en forma de corriente alterna de frecuencia variable se rectifica y almacena en baterías para

posteriormente ser convertida de nuevo de corriente continua a alterna a frecuencia constante mediante un ondulator o inversor. Finalmente un transformador eleva la tensión a la requerida por el servicio. En general los microgeneradores para la producción individual de energía eléctrica, tienen potencias entre 1 y 5 kW, con diámetros entre 2 y 5 m. Debido a la economía de escala, el coste unitario de la potencia instalada es mucho mayor para un minigenerador que para un parque eólico, del orden de cinco a diez veces. También se utilizan sistemas aislados con pequeñas turbinas multipala para producir energía mecánica directa para el bombeo de agua de pozos (Villarubia, 2012). En la figura 1.5 se muestran los componentes de un sistema eólico aislado.

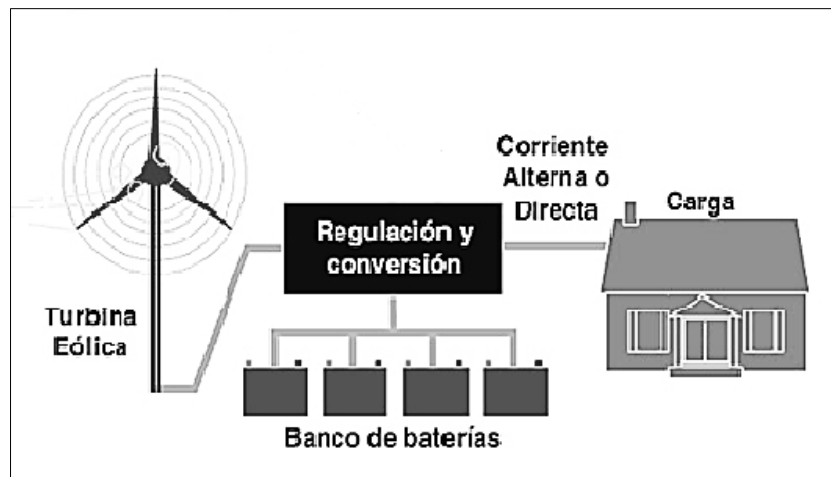


Figura 1.5 Componentes de un sistema eólico aislado (DNE MIEM, 2009)

- **Parque eólico.** Un parque eólico actúa como una central eléctrica. En general formado por aerogeneradores de gran capacidad nominal, entre 600kW a 3,000 kW, en un número que varía entre 10 y 100, resultando parques entre 10 y 100MW. Se distinguen dos tipos de parques: terrestres (onshore) y marinos (offshore). Los aerogeneradores son de eje horizontal y principalmente tripala a barlovento, con sistema de orientación activa y torre tubular. En los últimos años ha aumentado el uso de rotores de velocidad variable frente a los de velocidad fija, así como el uso de generadores asíncronos con rotor doblemente alimentado e incluso generadores síncronos multipolos frente a los generadores asíncronos de rotor en jaula. Debido a la plataforma marina y a la interconexión eléctrica con la costa, un parque offshore tiene un coste unitario de inversión del orden de dos veces mayor que un onshore. En cambio su producción es mejor, por ser el viento más regular (Villarubia, 2012).

1.3.2 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS EÓLICOS

Una instalación eólica está constituida por un conjunto de equipos necesarios para transformar la energía del viento en energía útil, disponible para ser utilizada. El tipo de aplicación dependerá principalmente de las necesidades energéticas del usuario, de la localización, del potencial eólico del emplazamiento y de la disponibilidad de terrenos. Dentro de las aplicaciones de la energía eólica pueden distinguirse varios tipos claramente diferenciados (Talayero y Telmo, 2008):

- Instalaciones concebidas como proyectos de inversión y cuyo objetivo es verter energía eléctrica (potencias del orden de MW) a la red de distribución, mediante la utilización de grandes aerogeneradores.
- Instalaciones eólicas concebidas como proyectos de apoyo de la factura energética para todo tipo de centros de consumo. Estas instalaciones, conectadas al propio sistema de distribución energética del consumidor, incorpora aeroturbinas que suministran potencia en forma eléctrica, mecánica o hidráulica. La dimensión energética de estos proyectos suele depender de la potencia consumidora a la que se da servicio.
- Instalaciones cuyo objetivo es el suministro de energía a equipos de desalación o a bombas de elevación de agua en pozos. En ambos casos, la energía eólica puede ser el único suministro de energía o bien actuar como sistemas de apoyo, cuando el equipo consumidor deba actuar permanentemente.
- Instalaciones no conectadas a la red y de pequeño tamaño, cuyo objetivo es la electrificación de viviendas aisladas u otros consumos (minigeneradores), pudiendo ser complementadas con otros sistemas (fotovoltaicos o diésel fundamentalmente).

1.3.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS EÓLICOS

La energía eólica tiene la ventaja de ser una energía no contaminante y especialmente, no necesitar agua, esto último la hace particularmente valiosa en zonas áridas. Su principal inconveniente es la elevada inversión inicial y la dificultad para almacenar la energía producida. En caso de pretender instalaciones de gran capacidad los requerimientos de terreno, la generación de ruido y las interferencias de las ondas de radio y televisión son un problema (Jiménez, 2011). Además produce impactos medioambientales positivos y negativos, por lo que su aceptación masiva se producirá si se consigue que los impactos positivos sean máximos y mínimos los negativos (González, 2004). En la Tabla 1.2 se muestran algunas de las ventajas y desventajas que presenta la energía eólica.

Tabla 1.2 Ventajas y desventajas de la energía eólica (elaboración a partir de Villarubia, 2004)

Energía eólica	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • No hay emisión de gases contaminantes, ni residuos sólidos. • No utiliza agua. • Es una fuente de energía renovable. • No requiere procesos de extracción subterráneos o a cielo abierto como ocurre en minería o geotermia. • Su uso y posibles incidentes en su explotación no implica riesgos ambientales de gran impacto (derrames, incendios, explosiones, etc.) • Ahorra combustibles fósiles y diversifica el suministro energético. 	<ul style="list-style-type: none"> • El viento es disperso y de gran variabilidad y fluctuación (tanto en velocidad como en dirección). • No todos los lugares son adecuados para una explotación técnica y económicamente viable de la energía eólica. • Un aerogenerador puede producir un ruido que podría ser molesto si está situado en un lugar cercano a un núcleo habitado. • Impacto sobre la fauna, en particular sobre las aves. • Interferencias con transmisiones electromagnéticas.

1.4 SISTEMAS HÍBRIDOS

Estos son tipos especiales de sistemas en los cuales hay una potencia de respaldo, que puede ser un generador tipo diésel. Algunos sistemas autónomos usan distintas formas de energía combinadas, en particular solar con la eólica, pero también incorporan, cuando es posible, la generación con turbinas micro hidráulicas diseñadas para este fin y aplicadas en corrientes de agua pequeñas (Enríquez, 2009).

Este tipo de sistema es el que se propone como la mejor opción para ser utilizado en las comunidades. Existen temporadas en el año en las que los recursos varían en cuanto a abundancia, por ende, funcionaría mejor el combinar durante el año el uso de las tecnologías (Quintanilla y Fischer, 2003). La seguridad de satisfacer la demanda de las cargas todo el tiempo es mucho mayor con un sistema híbrido porque utiliza más de una fuente de potencia.

La mayoría de los sistemas híbridos utilizan un generador diésel con uno fotovoltaico o eólico (Figura 1.6), porque el sistema diésel proporciona mayor potencia predecible sobre la demanda. Un sistema de almacenamiento también es utilizado, además del generador diésel, en los sistemas híbridos. El generador diésel es utilizado en los casos en los que se tienen las peores condiciones de clima, como largos periodos de cielo nublado o cuando no hay viento por muchas semanas. La pila de combustible tiene el potencial para remplazar el motor diésel en áreas urbanas, donde el motor diésel es indeseable a causa de sus altas emisiones de carbón (Patel, 2006).

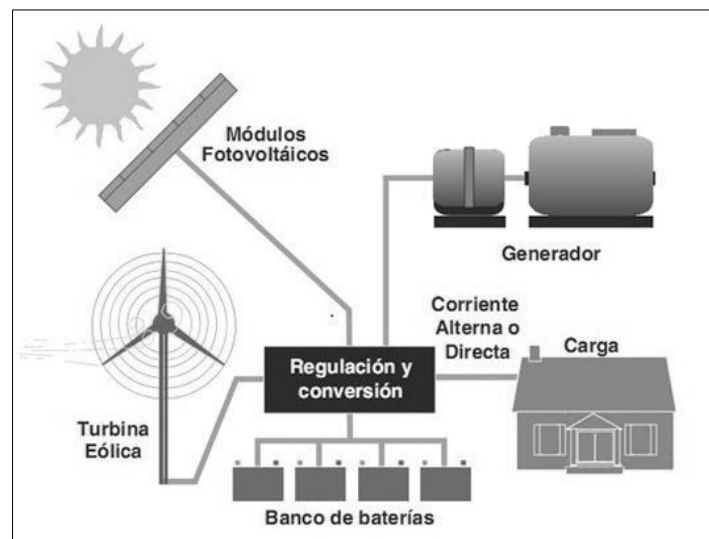


Figura 1.6 Componentes de un sistema híbrido (DNE MIEM, 2009)

En la Tabla 1.3 se presenta la comparación entre los diferentes sistemas de generación de energía eléctrica (solar, eólico e híbrido), para su utilización en lugares aislados de la red eléctrica convencional.

Tabla 1.3 Tabla comparativa de los tres tipos de sistemas (Quintanilla y Fischer, 2003)

Opciones tecnológicas para su posible uso en las comunidades rurales		
Sistema	Ventajas	Limitaciones
Sistema fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo de mantenimiento • Operación sencilla • Fácil de instalar • No hace ruido • No contamina • No tiene partes móviles • Fácil de reubicar 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de inversión inicial, equipo electrónico no reparable en sitio • Baterías que pueden representar un impacto a largo plazo
Sistema eólico	<ul style="list-style-type: none"> • No contamina • Poco o nulo ruido • Bajo mantenimiento • Costo de inversión inicial más bajo que otras tecnologías 	<ul style="list-style-type: none"> • Depende del recurso eólico de cada sitio a lo largo del año. • Relativo alto costo de inversión
Sistema híbrido	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo de la energía por optimizarse la mezcla de recursos. • Sistemas más confiables que los de una sola fuente de energía • Sistemas más económicos en su inversión inicial 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones según la tecnología utilizada.

CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS

2.1 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es uno de los parámetros esenciales del estudio previo: para un consumo eléctrico determinado, a más energía solar recibida, menos paneles solares a instalar y viceversa. Al atravesar la atmósfera, la radiación solar es absorbida y difuminada. Se pueden distinguir varios componentes en las radiaciones del sol como se muestra en la Figura 2.1 (Labouret y Viloz, 2008):

- **La radiación directa** es la recibida del Sol, sin difusión por la atmósfera. Los rayos son paralelos entre ellos. Forman sombras y pueden ser concentrados mediante espejos.
- **La radiación difusa** está constituida por la luz difuminada por la atmósfera (aire, aerosoles, nubes). La difusión es un fenómeno por el que un haz paralelo se reparte en una multitud de haces en todas direcciones. En el cielo, las moléculas de aire, las gotitas de agua (nubes) y el polvo son las que producen esta “fragmentación” de los rayos. Este fenómeno depende sobre todo de las condiciones meteorológicas.
- **El albedo**, es la parte procedente del suelo y debida a la reflexión de la radiación incidente en él. Depende de las características meteorológicas del lugar. La nieve, por ejemplo, refleja mucho los rayos luminosos, mientras que el asfalto no refleja prácticamente nada. Todo esto se debe tener en cuenta para evaluar las radiaciones sobre planos inclinados.
- **La radiación global** es simplemente la suma de todas estas contribuciones (Labouret y Viloz, 2008).

La difusión representa más del 50% de la radiación anual disponible en las regiones templadas del planeta, en comparación con el 30 al 40% en los países más soleados y en las montañas, y el 15 al 20% en los días muy soleados y claros (Labouret y Viloz, 2010). Las porciones de radiación directa, difusa y albedo que recibe una superficie dependen de (Méndez y col., 2010; Style, 2012):

- **Latitud:** la posición al norte o al sur del Ecuador.
- **Humedad:** la humedad en el aire absorbe la radiación solar.
- **Condiciones meteorológicas:** en un día nublado la radiación es prácticamente difusa, mientras que en uno soleado es directa, como se muestra en la Figura 2.2.
- **Inclinación de la superficie respecto al plano horizontal:** una superficie horizontal recibe la máxima radiación difusa y la mínima reflejada.
- **Presencia de superficies reflejantes:** las superficies claras son las más reflejantes por lo que la radiación reflejada aumenta en invierno por el efecto de la nieve.

Es importante conocer la posición exacta del Sol para calcular los datos de la radiación y el rendimiento energético de los generadores solares fotovoltaicos. La localización del sol es descrita por su elevación y su azimut en cualquier lugar determinado. En el campo de estudio de la energía solar, en el hemisferio norte, el Sur está referido generalmente a 0°. Para los ángulos al Este, se agrega un signo negativo, mientras que para los ángulos referidos al Oeste se atribuye un signo positivo. Los demás ángulos se determinan en el sentido de giro de las manecillas del reloj (Labouret y Viloz, 2010).

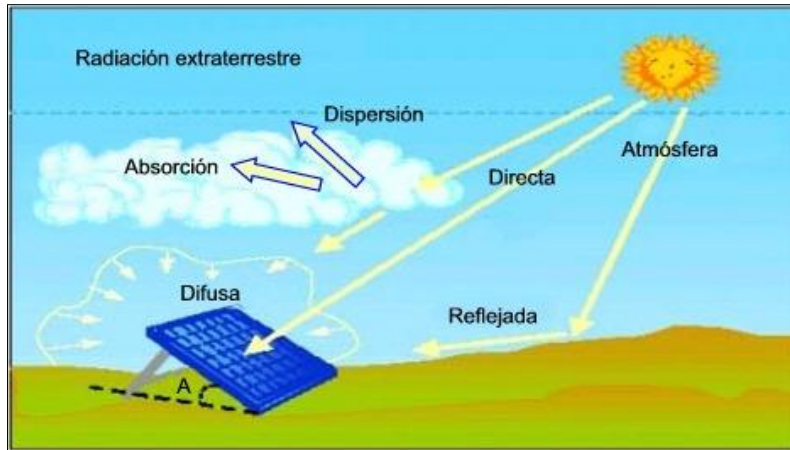


Figura 2.1 Componentes de la radiación solar (CER, 2010)

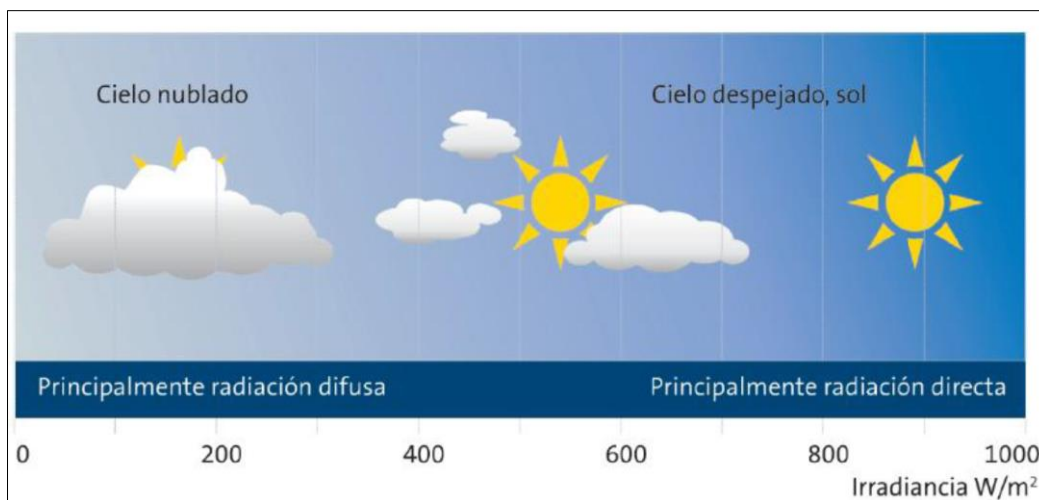


Figura 2.2 Radiación global y sus componentes bajo diferentes condiciones de cielo (DGS, 2008)

La **irradiancia solar** es la medida de la radiación solar que cae sobre una superficie determinada, se mide en W/m^2 o kW/m^2 . Cuando la energía solar llega a la atmósfera, tiene una potencia de aproximadamente 1353 W/m^2 , medida sobre una superficie perpendicular a la dirección de su propagación. A este valor se le denomina Constante Solar y difiere sensiblemente del que recibimos en la superficie terrestre. Esta disminución de energía recibida del Sol está justificada por el paso obligatorio que ha de hacer la radiación a través de la atmósfera, y se produce fundamentalmente por los tres factores siguientes (Alcor, 2008; Style, 2012):

- Gases atmosféricos (nitrógeno, oxígeno, ozono, etc.)
- Vapor de agua
- Polvo

La combinación de estos elementos hace que sobre la superficie terrestre y al nivel del mar sólo se reciban unos 1000 W/m^2 , valor que incluso sólo se alcanza en días despejados, cuando el aire es muy transparente (Alcor, 2008). En la Figura 2.3 se presenta una gráfica de la energía recibida en un día claro.

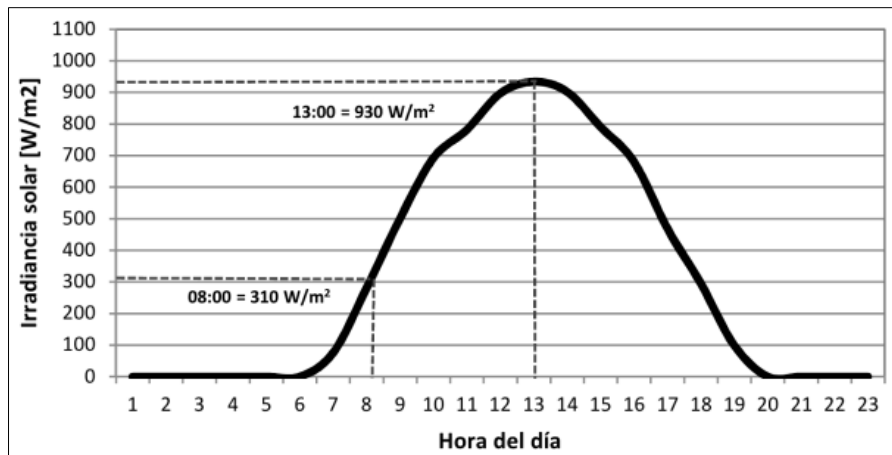


Figura 2.3 Distribución de energía recibida sobre un plano horizontal en un día claro (Style, 2012)

2.1.1 HORA SOLAR PICO

Al total de energía recibida diariamente, por unidad de área, en un sitio particular, se le ha denominado Recurso Solar, este valor representa la **irradiación** diaria que se obtiene a partir de un promedio diario, semanal, mensual o anual. Las unidades usadas comúnmente para este concepto son Wh/m^2 o kWh/m^2 (IG-UNAM, 2012).

Para la aplicación del Recurso Solar en los Sistemas Fotovoltaicos, los ingenieros han tomado por convención otra unidad para especificar el recurso solar. En un día claro a nivel del mar, un captador horizontal puede recibir una irradiación directa aproximada de 1000 W/m^2 al medio día solar. Por lo anterior, se le ha llamado irradiación-pico, al valor de 1000 W/m^2 . En consecuencia, a la cantidad de irradiación recibida en un captador durante un tiempo de una hora, se ha convenido llamarla Hora Solar Pico (HSP). Así, la transformación de unidades puede escribirse de manera simple como: $1\text{HSP} = 1000 \text{ Wh/m}^2$ (IG-UNAM, 2012).

Para expresar al recurso solar en unidades de horas-pico, debe recordarse que el área bajo la curva de irradiación contra tiempo representa la irradiación del día. Si se considera que esta área es igual al área de un rectángulo cuya altura corresponde a una irradiación-pico de 1000 W/m^2 , entonces la base de este rectángulo es el número de horas en que supuestamente el Sol debería haber brillado con esta intensidad para obtener la misma la irradiación del día. Las horas-pico de un sitio determinado, se obtiene al dividir el valor de la irradiación diaria en Wh/m^2 , entre 1000Wh/m^2 . El resultado será el número de horas-pico en que el captador estuvo aparentemente recibiendo el valor pico de la irradiación (IG-UNAM, 2012).

Por ejemplo, si la irradiación diaria de un lugar específico fue de 4650 Wh/m^2 , al dividir entre la irradiación pico (1000 W/m^2), se obtiene un resultado de 4.65 horas-pico para ese lugar en ese día en particular, es decir el equivalente a una irradiación solar de 1000 W/m^2 recibida de manera continua durante 4.65 horas (4 horas y 39 minutos) (Figura 2.4).

Para dimensionar un sistema fotovoltaico, es necesario saber la irradiación solar u Horas Solar Pico, del lugar en el que se instalará el sistema, para cada mes del año (Style, 2012).

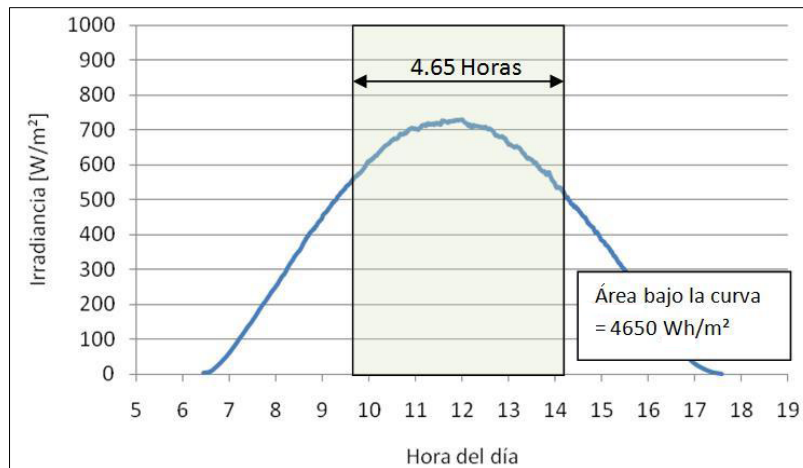


Figura 2.4 Gráfica que representa las horas solares pico (IG-UNAM, 2012)

2.1.2 IRRADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO

México está ubicado en el cinturón solar de la tierra. El país tiene una alta incidencia de energía solar en la gran mayoría de su territorio; la zona norte es de las más soleadas del mundo. Con una irradiación media anual de aproximadamente $5 \text{ kWh}/m^2$ por día, México es uno de los países a nivel mundial que presenta condiciones ideales para el aprovechamiento masivo de este tipo de energía. Sin embargo, este potencial no se ha aprovechado ampliamente (CONUEE, 2010). En la Figura 2.5 se muestran los niveles de radiación solar diaria promedio anual en México.

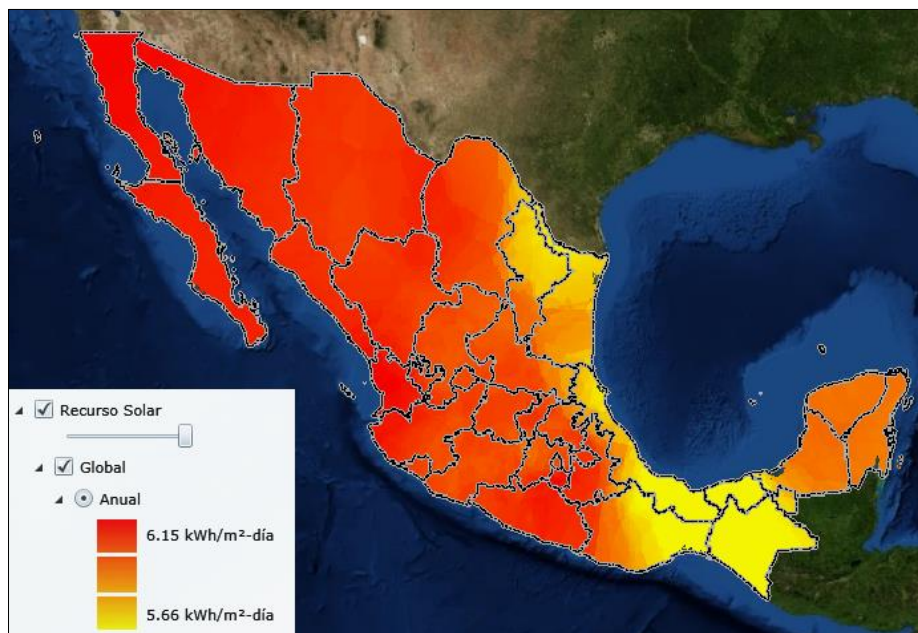


Figura 2.5 Mapa de la irradiación solar promedio anual en México (IIE, 2011)

2.1.3 POSICIÓN Y ESPECTRO DEL SOL

La irradiancia solar o intensidad de la luz que llega a la Tierra, depende del ángulo de elevación del Sol γ_s . Este ángulo es medido desde la base horizontal. Debido al movimiento del Sol el ángulo de elevación cambia durante el día y durante el año. La luz solar tiene la trayectoria más corta a través de la atmósfera cuando la posición del Sol es perpendicular a la superficie de la Tierra. Cuando el ángulo de incidencia del Sol es menor, la trayectoria a través de la atmósfera es mayor. El factor masa de aire (AM) indica un múltiplo para el camino de la radiación solar a través de la atmósfera en un lugar y tiempo determinados. La relación entre la posición γ_s del Sol y la masa de aire está definida como (DGS, 2008):

$$AM = \frac{1}{\text{sen}(\gamma_s)} \quad (1 - 1)$$

AM=1 si la posición del sol es perpendicular ($\gamma_s = 90^\circ$). Esto corresponde a la posición del sol en el ecuador a medio día a principio de primavera u otoño. La radiación solar en el espacio, que no es modificada por la atmósfera, es llamada espectro Am 0 (DGS, 2008).

2.2 CELDA SOLAR FOTOVOLTAICA

Una celda solar fotovoltaica es un dispositivo formado por una lámina de material semiconductor, cuyo grosor varía entre los 0.25mm y los 0.35mm, generalmente de forma cuadrada, con una superficie aproximada de 100cm² (Méndez y col., 2010). El funcionamiento de una celda solar está basado en la habilidad de los semiconductores de convertir la luz solar directamente en energía eléctrica, por medio del efecto fotovoltaico. En el proceso de conversión la energía lumínica incidente crea partículas cargadas con movimiento.

Cada celda fotovoltaica se compone de una capa de material tipo "n", lo más delgada posible con el fin de que tape poca superficie de la celda para que la luz pueda llegar a la parte activa. La otra capa es de mayor espesor, de material tipo "p", cubriendo toda la superficie. Ambas capas separadas son eléctricamente neutras, y al juntarlas se genera un campo eléctrico en la unión "p-n". En la Figura 2.6 se muestran ambas capas de la celda fotovoltaica.

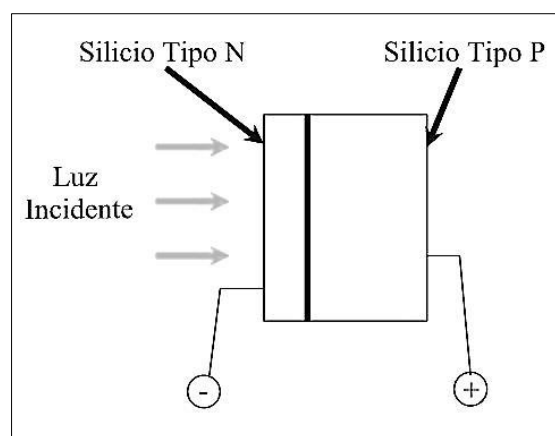


Figura 2.6 Capas de una celda fotovoltaica (Solartronic, 2007)

Cuando la luz incide sobre la celda los fotones rompen el par electrón-hueco. El campo eléctrico de unión los separa para evitar que se recombinen, llevando los electrones a la zona “n” y los huecos a la zona “p”. Mediante un conductor externo, se conecta la capa negativa a la positiva, generándose así un flujo de electrones de la zona “p” a la zona “n” (Méndez y col., 2010).

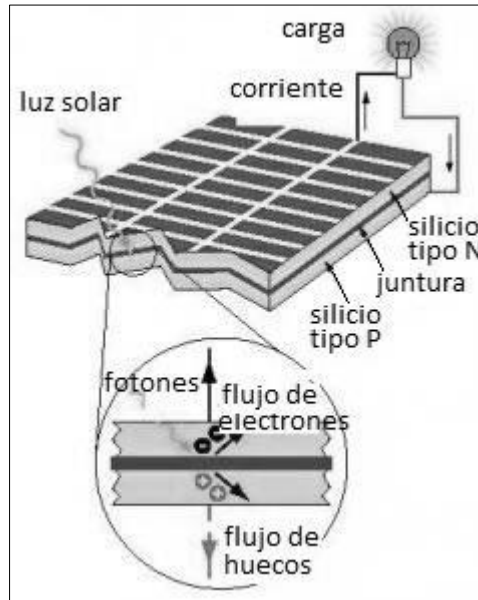


Figura 2.7 Funcionamiento de una celda fotovoltaica (UNED y CENSOLAR, 2009)

El campo eléctrico es el que hace posible que los electrones tiendan a moverse siempre en una dirección determinada cuando reciben la suficiente energía para escaparse de la celda solar. Dicha energía es proporcionada por los fotones que chocan con los electrones libres que hay en el silicio, transfiriéndoles su energía. En la Figura 2.7 se muestra el funcionamiento de una celda fotovoltaica. La superficie de la zona “n” es la cara que se ilumina. Mientras la luz siga incidiendo habrá corriente eléctrica y su intensidad será proporcional a la cantidad de luz que reciba la celda (Méndez y col., 2010).

2.2.1 PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LAS CELDAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Una celda solar de silicio compuesta por una capa de material tipo “n” y una capa tipo “p”, es similar a un diodo a gran escala. Ambos cuentan con propiedades eléctricas similares. Cuando el diodo se conecta en un circuito de tal manera que el potencial sea positivo en la capa tipo “p” (ánodo) y negativo en la capa “n” (cátodo) está polarizado directamente. Si el diodo está polarizado inversamente, el flujo de corriente en esta dirección no es posible a menos que su voltaje de ruptura sea excedido, lo cual puede causar la destrucción del diodo. Una celda solar que no está iluminada se representa como un diodo en su circuito equivalente, como se muestra en la Figura 2.8. Al igual la curva característica de un diodo, mostrada en la Figura 2.9, es aplicable. Para una celda solar monocristalina se puede asumir un voltaje directo de aproximadamente 0.5 V y un voltaje de ruptura de 12-50V, dependiendo del material de la celda y su calidad (DGS, 2008).

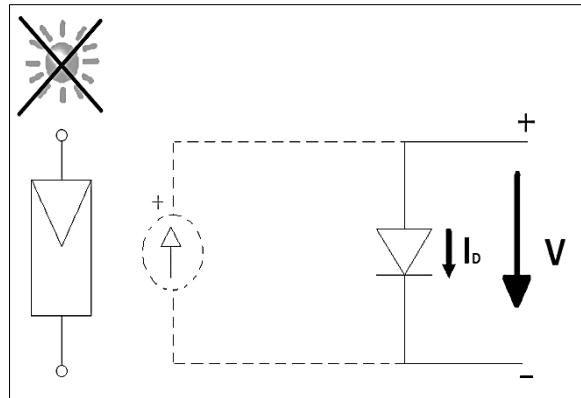


Figura 2.8 Circuito equivalente de una celda solar fotovoltaica no iluminada (DGS, 2008)

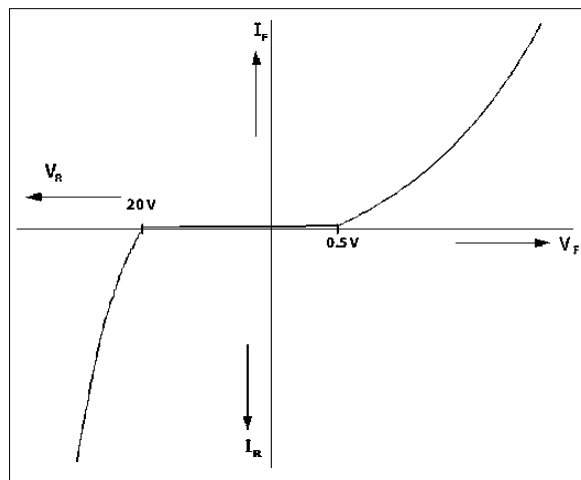


Figura 2.9 Curva característica de un diodo (DGS, 2008)

Cuando la luz ilumina la celda solar, la energía de los fotones genera portadores de carga libres. El circuito equivalente de una celda iluminada se representa como un diodo en paralelo con una fuente de energía, como se muestra en la Figura 2.10. La fuente de poder produce la corriente fotoeléctrica I_F , la cual depende de la insolación solar. La curva característica del diodo depende de la magnitud de la corriente en polarización inversa como se muestra en la Figura 2.11.

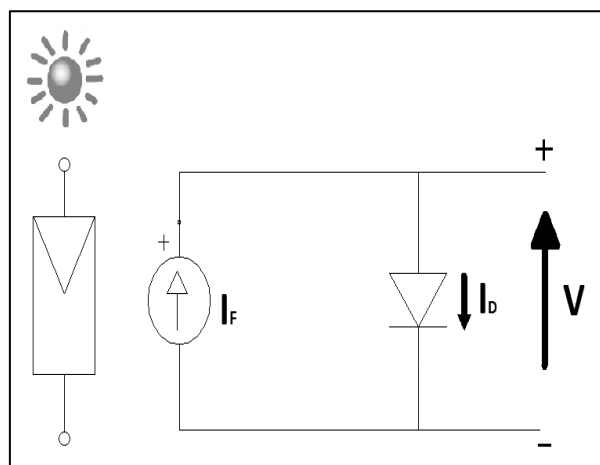


Figura 2.10 Circuito equivalente de una celda fotovoltaica iluminada (DGS, 2008)

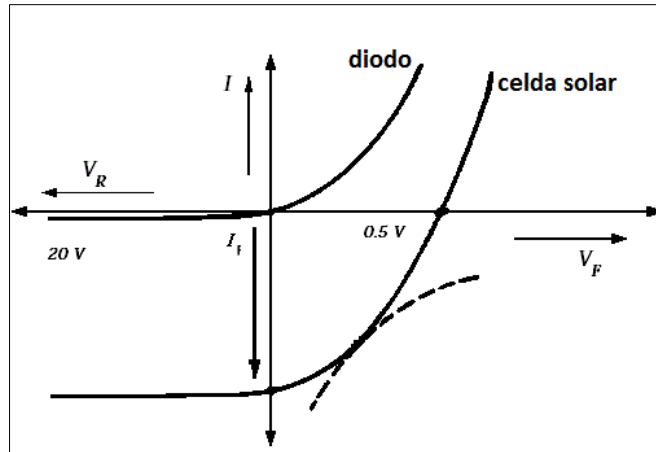


Figura 2.11 Curva característica de un diodo y de una celda solar fotovoltaica (DGS, 2008)

En las celdas fotovoltaicas, una caída de voltaje ocurre cuando los portadores de carga libre fluyen del semiconductor hacia los contactos eléctricos, descrito en la Figura 2.12 como la resistencia en serie R_s . Además las llamadas corrientes de fuga surgen, las cuales se representan por la resistencia en paralelo R_p ($>10 \Omega$).

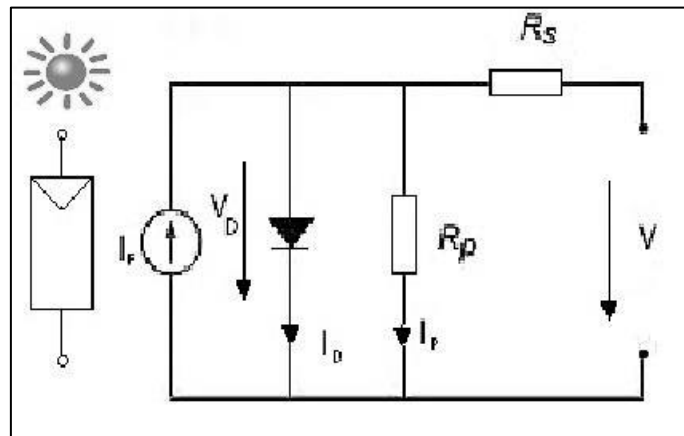


Figura 2.12 Circuito de la caída de voltaje en una celda fotovoltaica

Con la resistencia en serie es posible calcular la curva característica de voltaje o corriente para celdas solares a diferentes niveles de insolación y temperatura.

2.2.2 INFLUENCIA DE LA ILUMINACIÓN

La corriente de las celdas fotovoltaicas es directamente proporcional a la insolación, como se muestra en la Figura 2.13. La tensión no se degrada mucho cuando baja la iluminación; en una celda monocristalina, la resistencia parásita en derivación (shunt), es bastante elevada y la celda puede suministrar una tensión correcta incluso con iluminaciones débiles. Para una celda policristalina que presenta resistencia en derivación más débil, la tensión puede a veces bajar de forma importante cuando la iluminación está por debajo de $30-50 \text{ W/m}^2$ (3 al 5% de iluminación máxima) (Labouret y Viloz, 2008).

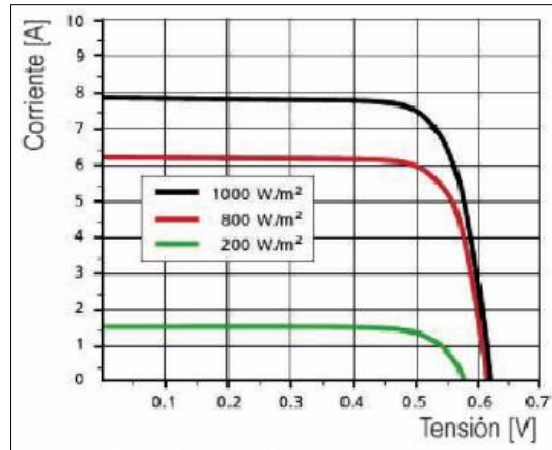


Figura 2.13 Curvas corriente-tensión de una celda fotovoltaica bajo diversos niveles de radiación (Moro, 2010)

Esta bajada de la tensión con la iluminación es mucho menos pronunciada con el silicio amorfo, que puede funcionar incluso con iluminación muy baja y en pequeñas longitudes de onda. El silicio amorfo se utiliza para los productos de gran consumo que necesitan poca iluminación para funcionar, tales como relojes, calculadoras, agendas (Labouret y Viloz, 2008).

2.2.3 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

La temperatura es un factor importante, e influye en la concepción de los paneles y sistemas. La tensión de una celda cristalina baja rápidamente con la temperatura, pierde de 2 a 2.5mV/°C, lo que da un déficit de 80 a 100mV entre 10 a 50°C. Cuando aumenta la temperatura, la corriente gana un poco de intensidad como se muestra en la figura 2.14. Esto se puede explicar por una mejor absorción de la luz cuando sube la temperatura. Pero este aumento de la corriente se puede considerar sin importancia en el punto de potencia máxima, y el comportamiento global de la célula cristalina con respecto a la temperatura, es una pérdida del 0.4 al 0.5% por grado centígrado. La temperatura real de funcionamiento de una celda es siempre superior a la temperatura ambiente. Esta diferencia depende de la construcción del módulo en la que está implantada dicha celda. (Labouret y Viloz, 2008)

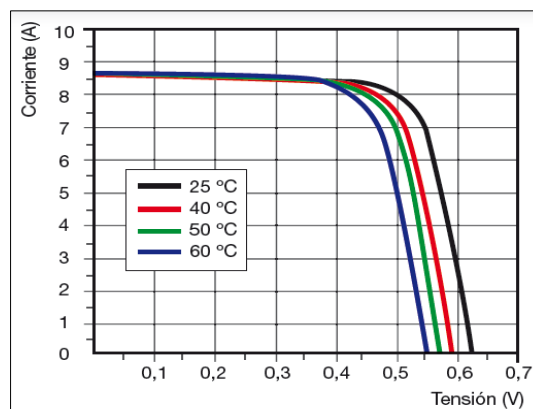


Figura 2.14 Curvas corriente-tensión de una celda fotovoltaica bajo diferentes temperaturas (Díaz, 2010)

2.3 TIPOS DE CELDAS

Las celdas fotovoltaicas más utilizadas son las formadas por la unión “p-n” y construidas con silicio monocristalino, pero existen diferentes procedimientos y materiales para su construcción, mostrados en las Tablas 2.1 y 2.2. Para reducir los costos ahora están hechas de materiales policristalinos o incluso de pequeñas películas de silicio amorfo. Existe una gran variedad de componentes semiconductores que pueden ser utilizados en la fabricación de celdas de película delgada (Méndez y col., 2010). Las celdas solares están construidas con materiales semiconductores. Las partes más importantes de una celda solar son las capas del semiconductor, ya que es en ellas donde se liberan los electrones y se produce la corriente eléctrica. Algunas características que afectan a estos materiales son las siguientes:

- **Cristalinidad.** Indica el orden de los átomos en la estructura cristalina. El silicio puede aparecer en varias formas: monocristalino, policristalino o amorfo.
- **Coefficiente de absorción.** Indica como la luz lejana, con una longitud de onda específica, puede penetrar el material antes de ser absorbida. Un coeficiente de absorción pequeño significa que la luz no es absorbida fácilmente por el material. Depende del material que hay encima de la celda y de la longitud de onda de la luz absorbida. Las celdas de silicio cristalino son de un espesor grande ya que tienen un coeficiente de absorción pequeño.
- **Costo y complejidad de fabricación** (Méndez y col., 2010).

Tabla 2.1 Tipos de celdas fotovoltaicas de silicio (Méndez y col., 2010)

Celdas de silicio	
Monocristalino	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta una estructura completamente ordenada la cual lo hace buen conductor. • Es de difícil fabricación. • Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro. • Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica. • Su rendimiento oscila entre 15-18%
Policristalino	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta una estructura ordenada por regiones separadas. • Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la celda. • Se obtiene con el mismo proceso que el silicio monocristalino, pero con menos fases de cristalización. • Su superficie está estructurada en cristales con diferentes tonos de azules y grises metálicos. • Su rendimiento oscila entre 12 -14%
Amorfo	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta un alto grado de desorden. • Contienen un gran número de defectos estructurales y de enlaces. • Su proceso de fabricación es más simple y menos costoso que los anteriores. • Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico. • Son eficientes bajo iluminación artificial. • Tienen un color marrón homogéneo. • Su rendimiento es menor del 10%.

Tabla 2.2 Otros tipos de celdas fotovoltaicas (Méndez y col., 2010)

Otros tipos de celdas	
Celda de película delgada	<ul style="list-style-type: none"> • Una de las más comunes es de sulfuro de cadmio (CdS) y sulfuro cuproso (Cu₂S) • Están formadas por la unión de dos materiales. • Su proceso de fabricación es sencillo. • La tecnología para su obtención está poco desarrollada. • Su rendimiento es de 5% aproximadamente.
Celda de arseniuro de Galio (GaAs)	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene buen rendimiento con pequeños espesores. • Mantienen sus características a elevada temperatura. • Presenta tolerancia a radiaciones ionizantes. • Su costo de producción es muy elevado. • El material que se utiliza para su fabricación es poco abundante. • Su rendimiento alcanza el 27%.

2.4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Las instalaciones básicas están compuestas por cuatro componentes fundamentales, mostrados en la Figura 2.15, que son los siguientes (Méndez y col., 2010):

- **Módulo fotovoltaico.** Es el componente convertidor directo de la energía solar en electricidad de corriente continua.
- **Controlador o regulador de carga.** Equipo electrónico que gobierna la carga de la batería con la energía proporcionada por el módulo fotovoltaico y, después su carga a través de los aparatos a alimentar.
- **Batería.** Componente de acumulación de la energía eléctrica excedente del consumo en el momento de su producción por el módulo fotovoltaico.
- **Inversor.** Equipo que convierte la corriente continua generada por el módulo fotovoltaico o la acumulada en la batería en la corriente alterna necesaria para alimentar los equipos que la requieren de esa forma.
- **Elementos de protección del circuito,** como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc., dispuestos entre diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

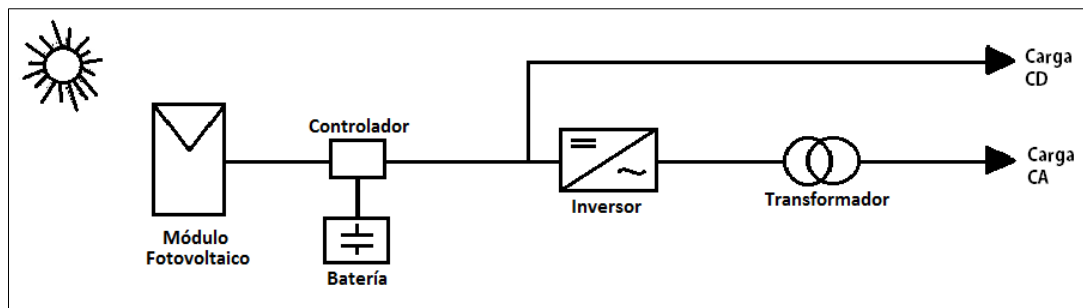


Figura 2.15 Componentes básicos de un sistema fotovoltaico (Méndez y col., 2010)

2.4.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico es el componente que proporciona electricidad cuando incide sobre él la radiación solar. Está compuesto por celdas de silicio en las que tiene lugar una conversión directa de la energía electromagnética del sol en energía eléctrica. En general, las celdas solares en un módulo están conectadas en serie por sus propiedades eléctricas. El módulo fotovoltaico representa la unidad básica de un generador fotovoltaico. El voltaje nominal de operación del sistema debe estar relacionado con el voltaje nominal de los demás subsistemas (Labouret y Viloz, 2008).

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía (Alcor, 2008).

El módulo estándar generalmente se diseña para que pueda conectarse, directamente o a través de algún elemento de protección a una batería de 12V. Tomando en cuenta sobrevoltajes para cargar la batería y compensar bajos voltajes en condiciones no ideales. Esto supone un número de celdas entre 32 y 36, que representa una tensión superior a 12V en el punto de máxima potencia aún en las peores condiciones de temperatura. Para comparar unos módulos fotovoltaicos con otros, se han especificado condiciones uniformes para determinar los datos eléctricos, son las llamadas condiciones de prueba estándar (CPE que por sus siglas en inglés es STC, Standard Test Conditions) (Labouret y Viloz, 2008):

- Radiación solar 1000W/m².
- Espectro solar AM1.5
- Temperatura ambiente 25°C

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS							
Parámetros eléctricos para STC							
Tipo de Módulo			YLxxxC-30b (xxx=P _{max})				
Potencia de salida	P _{max}	W	280	275	270	265	260
Tolerancia	ΔP _{max}	W	0 / +5				
Eficiencia del módulo	η _m	%	17,1	16,8	16,5	16,2	15,9
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	31,3	30,9	30,5	30,1	29,7
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8,96	8,91	8,85	8,79	8,74
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	39,1	38,8	38,6	38,3	38,1
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9,50	9,47	9,43	9,37	9,35

STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 3,5% a 200 W/m² según EN 60904-1

Figura 2.16 Ejemplo de una ficha técnica de un módulo fotovoltaico (Yingli Solar, 2014 b)

Estas condiciones se incluyen en las fichas técnicas de los módulos, como se muestra en la Figura 2.16. Cuando las pruebas de calidad del panel se obtienen con una iluminación inferior, se suele hacer a 200 W/m². Se hace así en muchos casos ya que la radiación solar de 1,000 W/m² es muy elevada en la mayoría de las situaciones normales. La potencia máxima de un módulo fotovoltaico bajo la luz del Sol es un parámetro esencial. Es el punto ideal de la curva característica corriente-tensión en condiciones estándar. Los valores de tensión V_m y de

corriente I_m , donde $P_m = V_m * I_m$, son también muy importantes. No sirve tener muchos watts si no cargan la batería. Si la tensión V_m (en condiciones estándar) es muy débil, la batería se podrá cargar bajo una fuerte iluminación solar y sin pérdidas en la línea, pero fuera de estas condiciones no se cargará. Un buen panel de 12V debe tener una tensión V_m en condiciones estándar, de 16-17V como mínimo. Y sobre todo en las regiones donde la radiación solar no está siempre al máximo. El módulo puede funcionar sin problemas por debajo de este valor, pero es la batería la que impondrá la tensión de funcionamiento (Labouret y Villos, 2008).

La corriente de carga I_m es la corriente máxima que puede producir el módulo en funcionamiento. Condiciona la sección del cable de salida o el diodo a conectar. La tensión de circuito abierto V_{ca} es la tensión en vacío del panel, sin ninguna circulación de corriente, leída simplemente sobre un voltímetro conectado a sus bornes. Un valor común para un módulo de buena calidad de 12V, suele ser 22 a 24V. Registrar las variaciones de esta tensión en función de la insolación puede dar una aproximación de la capacidad del panel para cargar una batería con iluminación solar moderada (Labouret y Villos, 2008).

Las características eléctricas de las celdas policristalinas son similares a las monocristalinas. Sin embargo, existen algunas diferencias debidas a defectos de este material, alcanzándose unos rendimientos de conversión del 10 al 12%. En cuanto a la tecnología amorfa, produce módulos de un rendimiento del 6-8% con unión simple. En multiuniones se llega a un rendimiento de 10-12%. Todos estos rendimientos corresponden a datos obtenidos bajo una fuerte iluminación, en condiciones estándar ($1,000W/m^2$, espectro AM 1.5 y $25^\circ C$) (Labouret y Villos, 2008).

Los estándares de calidad con que se construyen los módulos fotovoltaicos son bastante elevados. Realmente, la calidad está en función directa de los materiales empleados, si bien es cierto que la manipulación y el almacenamiento de éstos deben ser controlados para evitar degradaciones en el tiempo de vida útil de los módulos. No obstante, la mayoría de los fabricantes acreditados y con experiencia dan a sus productos garantía de veinte años contra defectos de fabricación y disminución de potencia, lo cual hace pensar sobre el alto grado de fiabilidad de los mismos. A pesar de todo, se suele decir que un módulo es mejor que otro por la medida de su potencia, y éste es un punto absolutamente importante que requiere algún comentario. En primer lugar, no existe una célula igual a otra, y por extensión no existe un módulo igual a otro, siendo éste el motivo por el que los fabricantes suelen dar una variación de potencia de + 10 % para cada modelo, lo cual no quiere decir que uno sea mejor que otro, sino que da más potencia (Alcor, 2008).

2.4.2 CONTROLADORES

Los controladores son dispositivos electrónicos encargados de controlar la carga de la batería con la energía eléctrica procedente de los módulos fotovoltaicos. Se disponen eléctricamente en serie entre el módulo fotovoltaico y los circuitos a alimentar (Méndez y col., 2010). La misión del controlador se centra, por lo tanto, en evitar que, debido a una sobrecarga excesiva proporcionada por el panel, éste pueda en algún momento causar perjuicios al acumulador, acortando la vida del mismo. En definitiva, el controlador de carga es un equipo capaz de evitar la sobrecarga del acumulador a la vez que limita la tensión de la batería a unos valores adecuados para el mantenimiento (Alcor, 2008).

La misión del controlador de carga es de suma importancia en la mayoría de los casos, ya que trabaja con una fuente de energía totalmente variable y estacional. Suponiendo un consumo fijo durante todos los días del año. Si se calcula el número de módulos solares necesarios, se debe tomar como base la radiación promedio mínima para asegurar el correcto funcionamiento del sistema en la peor época. Sin embargo, esto da pie para pensar que, cuando llegue el verano, el valor de la irradiación pueda duplicarse, por lo que la producción sería el doble a la calculada para la estación invernal y, por el contrario, el consumo sería el mismo. Habitualmente, el control del estado de carga de las baterías se realiza mediante la medida de la tensión en bornes, usando los datos proporcionados por los diferentes fabricantes, ya que existe una relación entre estos dos parámetros. De esta forma, el circuito de control del regulador de carga sabe cuándo éste debe empezar a actuar limitando la corriente proporcionada por el grupo fotovoltaico. Esencialmente, existen dos grandes grupos de controladores: los de tipo shunt o paralelo y los de tipo serie. La misión en ambos casos es la misma, y se diferencian en la forma de trabajo y prestaciones de cada uno de estos elementos (Alcor, 2008). El regulador shunt, al detectar un valor de la tensión demasiado elevado, deriva la corriente a través de un dispositivo de baja resistencia, convirtiendo su energía en calor por efecto Joule, disipando dicho calor mediante unas aletas metálicas de diseño adecuado. Se comprenden las limitaciones, en cuanto a la potencia de las instalaciones, de este tipo de controladores, ya que la disipación de una potencia térmica grande conlleva problemas térmicos diversos. Los controladores serie, en vez de disipar energía, simplemente interrumpen el circuito cuando el voltaje alcanza un valor determinado. Estos aparatos se conectan en serie y su resistencia es despreciable cuando permiten paso de corriente. Un relé de alta fiabilidad, comandado por un dispositivo electrónico de control, se encarga de abrir o cerrar el circuito, según la tensión detectada (Fernández, 2010).

2.4.3 BATERÍAS

El acumulador o batería es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga (Alcor, 2008).

La energía solar llega a la Tierra de una forma variable no sólo respecto al día y la noche, sino también a la época del año, condiciones meteorológicas, etc. Algunas de estas variaciones son perfectamente predecibles, como las estaciones o la duración de la noche, pero no ocurre así con la nubosidad, que es mucho más aleatoria, lo que hace necesario la utilización de acumuladores o baterías capaces de alimentar el consumo previsto inicialmente durante los días que dure la perturbación (Alcor, 2008). La misión principal de una batería dentro de un sistema solar fotovoltaico es la de acumular la energía producida para que se pueda utilizar en periodos donde la iluminación es escasa o incluso nula (Méndez y col., 2010).

Se encuentran diferentes tipos de baterías en el mercado, pero fundamentalmente se pueden hacer dos grandes grupos: las de níquel-cadmio (Ni-Cd) y las de plomo-ácido. Las primeras presentan unas cualidades excepcionales, pero debido a su elevado precio se usan con menos frecuencia. Por el contrario, las baterías de plomo-ácido en sus diferentes versiones son las más usadas para las aplicaciones solares, adaptándose a cualquier corriente de carga y teniendo un precio razonable (Alcor, 2008).

Las baterías para las instalaciones fotovoltaicas deben reunir unas especificaciones muy concretas de capacidad de acumulación y, sobre todo, de sus índices de carga con el módulo fotovoltaico y descarga sobre las aplicaciones, lo que ha determinado su elección mayoritaria a las de tipo de plomo-ácido. Tales baterías están compuestas por células o vasos con dos electrodos inmersos en un electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. La tensión de la batería se determina por el número de celdas que posea, siendo el voltaje de cada celda de 2V. Las características que definen el comportamiento de una batería son fundamentalmente:

- Capacidad de descarga en Amper hora (Ah).
- Profundidad de la descarga
- Vida útil en ciclos

La capacidad de descarga de un acumulador se mide en ampere-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga. Si este tiempo es muy corto, la capacidad de la batería disminuye, mientras que si el tiempo de la descarga aumenta haciéndose ésta lenta, la capacidad de la batería aumenta. Se define la capacidad como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado. Esta capacidad es el producto de la intensidad de descarga por el tiempo que ésta actúa, calculada hasta que se alcanza la tensión final. En definitiva, si tenemos un acumulador de 180 Ah medido a 10 horas de descarga, significa que el acumulador puede darnos 18 A durante 10 horas (Alcor, 2008).

La geometría y el número de celdas conectadas en paralelo, determinan la capacidad nominal de la batería. Sin embargo, no es un valor constante. Éste depende de la temperatura, el voltaje final de descarga y sobre todo, la corriente de descarga. Si la batería se descarga lentamente, a corriente pequeña, más potencia podrá ser descargada a comparación de una descarga rápida con mayor corriente. Si la potencia total de una batería se descarga en 10 horas, una corriente mayor fluye a diferencia de una descarga de 100 horas. El voltaje nominal de una batería tipo plomo-ácido es de 2 V por celda. El voltaje en los electrodos varía de acuerdo al estado de operación. Para proteger la batería se deben determinar dos valores, el voltaje máximo de carga y el voltaje mínimo de descarga (Alcor, 2008).

Se denomina **profundidad de descarga** al valor de la carga, en tanto por ciento con respecto a la total, que se ha sacado del acumulador en una descarga. Por ejemplo, si a una batería de 200 Ah se le ha sometido a una descarga de 80 Ah, esto da como resultado una profundidad de descarga del 40 % sobre la capacidad total de la batería. Se pueden dividir los acumuladores en dos tipos principales (refiriéndonos a los de plomo-ácido): los de descarga superficial y los de descarga profunda (Alcor, 2008).

Al primer grupo pertenecen aquellas baterías cuya descarga rutinaria se encuentra entre el 10% y el 15% y esporádicamente pueden descargarse a valores más profundos (40% -50%). Este tipo de batería utiliza generalmente placas planas de plomo con aleación de antimonio, calcio, o una mezcla de estos dos componentes. El otro grupo de baterías, las de descarga profunda, lo forman aquellas que permiten sin deterioro muy apreciable descargas de hasta el 80% de su capacidad. Fijando su descarga media en un 20% -25 % en su uso diario. Los acumuladores de ciclo profundo incorporan bien placas planas o bien placas tubulares (Alcor, 2008).

Directamente relacionada con la profundidad de descarga está la vida de una batería. Ésta se expresa en ciclos, que se definen como el número de veces que se produce una carga-

descarga. La vida de una batería depende también del espesor de las placas y de la concentración del electrolito, pero fundamentalmente está marcada por la profundidad de cada descarga, ya que, cuanto más profunda sea la descarga, el número de ciclos se hace menor y se llega antes al fin del acumulador (Alcor, 2008).

Desde hace unos años, algunos fabricantes de acumuladores han desarrollado un tipo de baterías sin mantenimiento con unas características similares a las estacionarias tradicionales, tanto por la clase de materiales utilizados como por las prestaciones que ofrecen. La razón de que no precisen mantenimiento se debe al hecho de estar dotadas de un electrolito en forma de gel, que las hacen muy idóneas para el uso en sistemas fotovoltaicos. A diferencia de las baterías de plomo-ácido, en las que se produce una pérdida de agua durante el ciclo de carga, en las baterías de gel se recombina el oxígeno liberado por las placas positivas con el hidrógeno, a través del electrolito, y por reacción electroquímica se convierte en agua. De esta manera se hace innecesaria la adición de agua durante toda la vida de la batería. Tienen los acumuladores estacionarios de gel una característica muy interesante en los sistemas fotovoltaicos: la facilidad y seguridad en el transporte, así como su versatilidad en cuanto a la disposición final, ya que pueden ponerse en cualquier posición sin pérdida de electrolito como ocurre en los tradicionales. Estas características los hacen muy interesantes para algunas instalaciones de difícil acceso (Alcor, 2008).

2.4.4 INVERSOR

Un convertidor cc/ca o inversor consta de un circuito electrónico, realizado con transistores o tiristores, que trocea la corriente continua, alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser ya utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, obteniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien, si se filtra obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica (Figura 2.17) (Alcor, 2008).

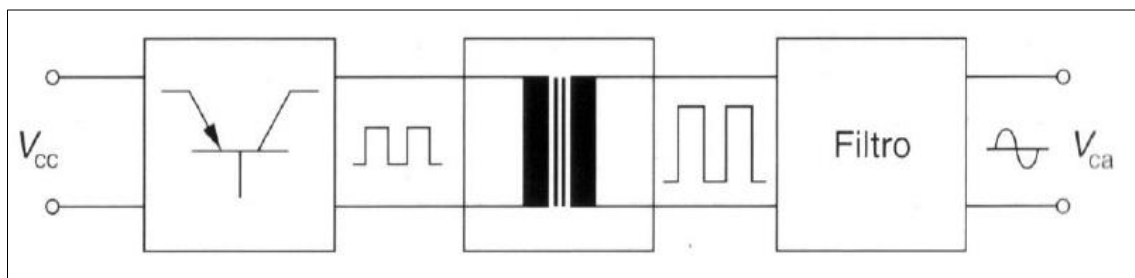


Figura 2.17 Esquema de bloques de un convertidor cc/ca (Alcor, 2008)

El inversor es la conexión entre el generador fotovoltaico y la carga o red eléctrica, según sea el sistema fotovoltaico. Un inversor viene especificado por su tensión nominal de entrada, su potencia nominal, su eficiencia y el tipo de señal que genera. Su función principal es la de convertir la electricidad solar generada de corriente directa CD, por el generador fotovoltaico, en electricidad de corriente alterna CA. Existen dos tipos de inversores dependiendo del tipo de instalación al cual están destinados, instalaciones conectadas a red o instalaciones autónomas. Los inversores para instalaciones conectadas a la red utilizan una fuente exterior para hacer la conmutación. La señal de salida del inversor depende de la tensión y frecuencia de la red a la cual está conectado. Los inversores autónomos tienen una conmutación

forzada, no necesitan la red porque ellos mismos fuerzan la conmutación (Méndez y col., 2010).

Para la elección del inversor de sistemas autónomos, es necesario tener en cuenta la forma de onda producida, existen diferentes tipos en función de esta característica. Los *inversores de onda senoidal* reproducen una forma de onda prácticamente idéntica a la de la red eléctrica, por lo que permiten alimentar cualquier tipo de carga pero a la vez su costo es más elevado. Los *inversores de onda trapezoidal y de onda cuadrada* no alimentan correctamente cargas de tipo electrónico y producen mayores pérdidas en cargas de tipo senoidal (Méndez y col., 2010).

En el caso de los sistemas conectados a la red, se necesita que el inversor cuente con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer la máxima potencia que proporcione el generador fotovoltaico. Con el fin de alimentar la potencia máxima a la red eléctrica, el inversor debe trabajar al punto de potencia máxima (PPM) del generador fotovoltaico. La eficiencia del inversor es un parámetro importante, indica cómo se comporta éste para niveles de potencia diferentes al nominal. Con respecto a la eficiencia, lo que distingue a unos inversores de otros es su comportamiento a baja potencia. Debe tomarse en cuenta que además de las pérdidas que puedan existir, el inversor consume una cierta potencia para llevar a cabo la conmutación, esto en los sistemas conectados a la red. La capacidad de sobrecarga es otro parámetro importante. El inversor debe ser capaz de manejar una potencia generalmente 10% mayor a la nominal, durante breves períodos de tiempo, para permitir aumentos de corriente, por ejemplo durante el arranque de un motor (UNED y CENSOLAR, 2009).

A continuación se describen las distintas configuraciones y funciones de los inversores que se pueden encontrar en el mercado actual. Los esquemas mostrados a continuación no corresponden a sistemas fotovoltaicos completos, sino que sirven como ilustración de las posibilidades del inversor. En la Figura 2.18 se presenta la configuración básica de un inversor autónomo. El inversor se conecta directo a la batería y alimenta solamente al consumo en corriente alterna. En la Figura 2.19 se presenta otro ejemplo de inversor autónomo en el cual se permite la conexión directa de panel fotovoltaico. Se trata de inversores que tienen un buen controlador incorporado, que permite la carga eficiente de la batería y la protegen contra la sobredescarga, comercialmente siguen llamándose inversores. En la Figura 2.20 se presenta un inversor de red, presente en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En este esquema, la única función del inversor es exportar la energía generada a la red. Cuando el inversor es de poca potencia y tiene un grado de protección adecuado a la intemperie, suele colocarse en la parte trasera del panel fotovoltaico, dando lugar a lo que se conoce como panel fotovoltaico de alterna. La Figura 2.21 muestra el inversor más completo y versátil. Permite el autoconsumo, la exportación de energía a la red, la recarga de las baterías y el consumo por medio de un generador auxiliar o de la propia red (UNED y CENSOLAR, 2009).

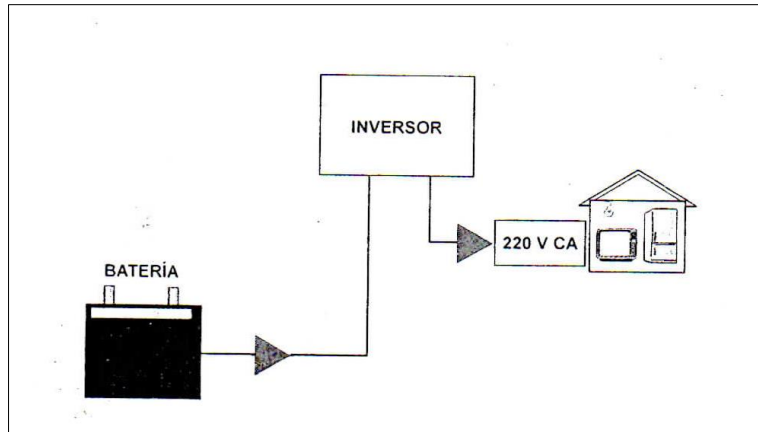


Figura 2.18 Configuración básica de un inversor autónomo (UNED y CENSOLAR, 2009)

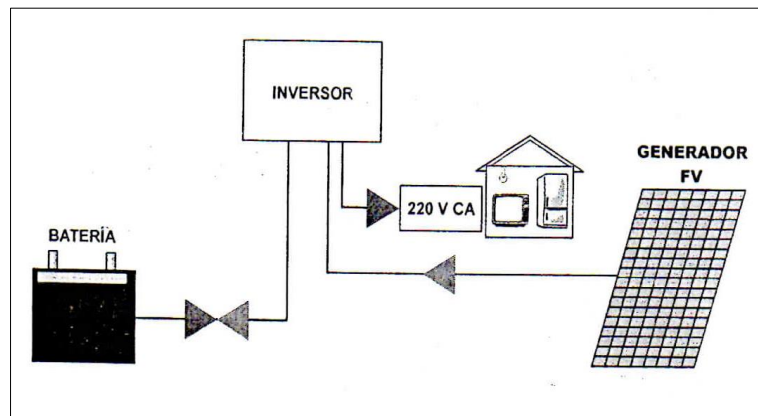


Figura 2.19 Conexión de inversor-controlador (UNED y CENSOLAR, 2009)

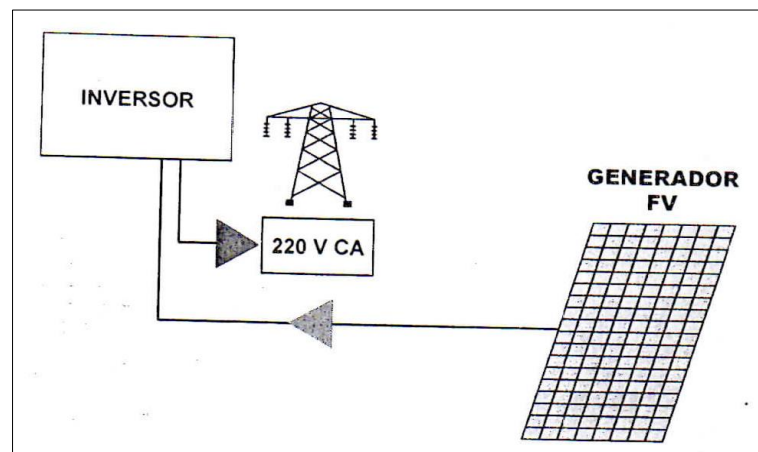


Figura 2.20 Inversor de red (UNED y CENSOLAR, 2009)

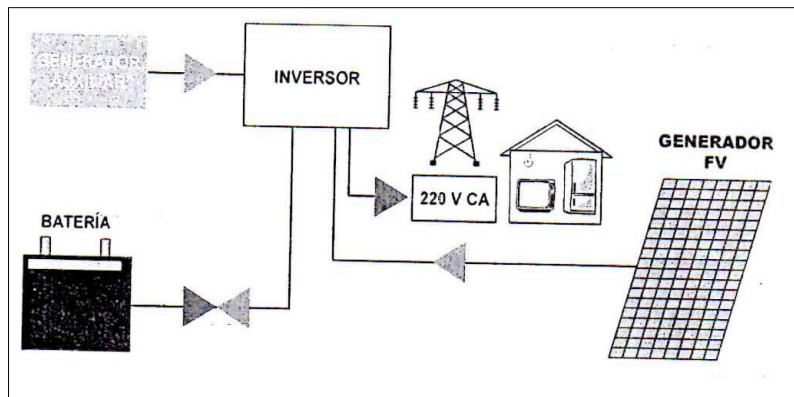


Figura 2.21 Inversor para funcionamiento autónomo y conexión a la red (UNED y CENSOLAR, 2009)

2.5 EL VIENTO

El calor del sol provoca dilataciones y contracciones del aire y consecuentemente su desplazamiento, lo que constituye el viento, el que va paralelamente a la superficie del planeta. Los rayos solares no calientan uniformemente la atmósfera dado que inciden con diferentes ángulos de inclinación. De esa manera, una masa de aire caliente se hace más liviana y por convección natural tiende a ascender con respecto a otras más frías que se desplazan a estos espacios, generando grandes movimientos, mediante el deslizamiento sobre la superficie de la tierra (Quadri, 2007).

Además, en verano y durante el día, la tierra se calienta más rápidamente que el mar, por lo que el aire se eleva y el viento marítimo más frío se desplaza hacia el continente. Lo contrario ocurre durante la noche, especialmente en invierno, donde la tierra se enfría más de prisa que el mar. La velocidad del viento tiende a aumentar cuando choca contra una montaña, mientras que en la cara opuesta de la misma, el viento se debilita formando torbellinos. Debido al rozamiento que produce el aire a su paso por la superficie, la velocidad del viento tiende a decrecer a medida que se desplaza más cerca de la tierra (Quadri, 2007).

A diferencia de otras magnitudes, como la presión o la temperatura, la velocidad del viento puede variar rápidamente. Los instrumentos de medida de velocidad (anemómetro) y de dirección (veleta) miden valores con una determinada frecuencia de muestreo (por ejemplo cada 1 o 2 segundos) y estos valores se promedian para intervalos de algunos minutos (generalmente 10 minutos) (Villarubia, 2012).

La velocidad del viento en un cierto instante se conoce como velocidad instantánea. Su promedio durante dos minutos, se conoce como viento aeronáutico y si la media se realiza para periodos de 10 minutos de amplitud, como viento meteorológico (Villarubia, 2012). En la Figura 2.22 se presenta un mapa con los niveles de velocidad de viento en México.

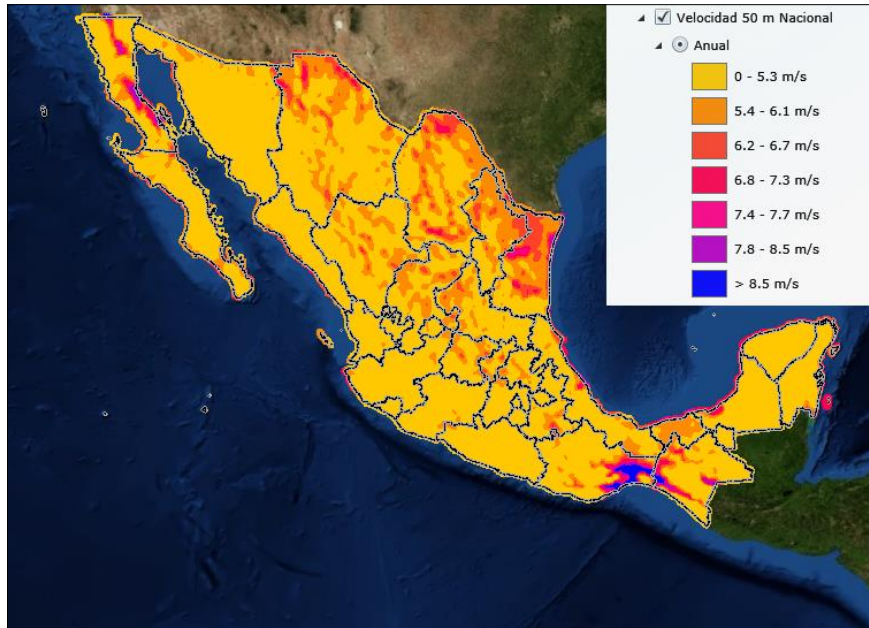


Figura 2.22 Mapa de la velocidad del viento promedio anual en México (IIE, 2011)

2.6 COMPONENTES DE UN SISTEMA EÓLICO

Una instalación eólica de pequeña potencia para cargar baterías consta de uno o varios aerogeneradores o turbinas que alimentan un cuadro de carga, y de un conjunto de baterías dimensionadas según los días de calma y la demanda. Estos sistemas pueden ser atendidos directamente por sus usuarios, ya que precisan muy poco mantenimiento (Moreno, 2006). En la Figura 2.23 se muestran las partes que, en general, un sistema debe poseer.

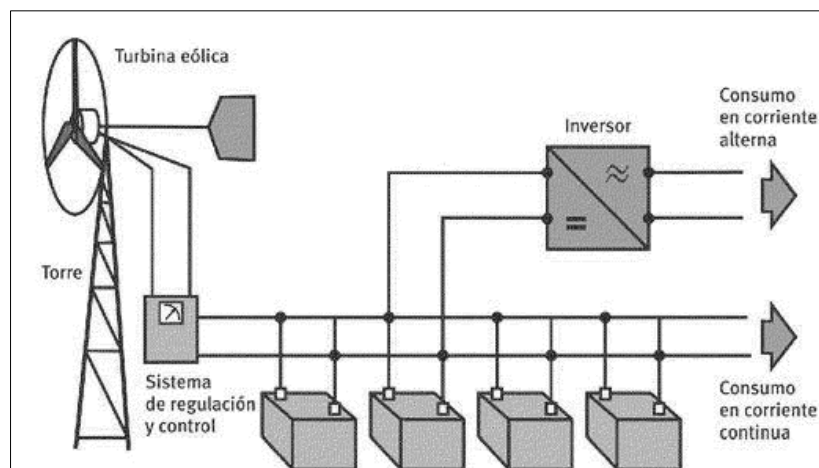


Figura 2.23 Instalación eólica de pequeña potencia (Moreno, 2006)

- La **turbina eólica** o **aerogenerador**, que está compuesto por todos los elementos que se encuentran en la parte superior de la torre (Moreno, 2006).
- **Controlador o regulador de carga**, de características definidas por la tensión nominal y la intensidad máxima que es capaz de disipar. Regula la entrada y salida de corriente de las baterías en función de su estado de carga, protegiendo los acumuladores contra

la sobrecarga. Constituye un punto de conexión central entre la turbina, las baterías y las cargas (Creus, 2008).

- El **banco de baterías** que debe proporcionar la energía suficiente para satisfacer la demanda en un cierto número de días de calma (Moreno, 2006).
- El **inversor** que convierte la corriente directa en alterna. Los parámetros principales del inversor son: la tensión de entrada a adaptar a la del generador, la potencia máxima que puede proporcionar y su rendimiento (Creus, 2008).

2.6.1 TURBINA EÓLICA

Los aerogeneradores o turbinas eólicas producen electricidad utilizando la fuerza natural del viento para mover un generador eléctrico. Casi todos los aerogeneradores que producen electricidad constan de un rotor con palas o aspas que giran alrededor de un eje horizontal. Éste está unido a un conjunto de transmisión mecánica o multiplicadora y, finalmente, a un generador eléctrico, ubicados ambos en la barquilla suspendida en lo alto de la torre (Gamesa, 2010). Los principales componentes de un aerogenerador son (Creus, 2008):

- **Anemómetro**, mide la velocidad del viento prácticamente a la altura del eje de la turbina y transmite los datos al controlador.
- **Veleta**, indica la dirección del viento y posiciona las palas hacia el viento a través de un servomotor (yaw drive).
- **Góndola**, contiene la caja de engranajes, los ejes de la turbina y del generador, el generador, el controlador y el freno.
- **La caja de engranajes o multiplicador**, conecta el eje de bajas revoluciones de la turbina (30 a 60 rpm) con el eje del generador (1,200 a 1,500 rpm). Algunos generadores multipolo trabajan a menos revoluciones de modo que en este caso, la caja de engranajes no es necesaria.
- **Controlador**, regula el arranque de la máquina a velocidades del viento desde la conexión a unos 3 m/s y controla la desconexión a 25 m/s para evitar daños estructurales. Se encarga del control general del aerogenerador.
- **Freno**, utilizado en emergencias, con accionamiento mecánico, eléctrico o hidráulico. Es accionado por el controlador para frenar la turbina a velocidades inferiores a la de conexión y superiores a la de desconexión.
- **Torre**, está fabricada con tubo de acero o estructura reticulada, soportando todo el conjunto de la turbina.

2.6.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS EÓLICAS

No existe una clasificación única de las turbinas eólicas, sino que estos se pueden clasificar atendiendo a diversos criterios, como puede ser rangos de potencia, tamaños, tecnologías y características externas. Las clasificaciones más habituales son (Creus, 2008):

- **Según el tipo de eje.** Se entiende como eje de la turbina eólica la dirección perpendicular al giro de las palas. Así, pues, existen:
 - Aerogenerador de eje horizontal: la turbina está provista de un rotor cuyo eje es sensiblemente paralelo a la dirección del viento. Estos

aerogeneradores necesitan alinearse con la dirección del viento, de forma que el viento sople paralelo al eje de rotación para poder producir. La principal ventaja de estos aparatos es su mayor rendimiento y su capacidad de autoarranque. En la Figura 2.24 se muestra el esquema de una turbina eólica de eje horizontal (Creus, 2008).

- Aerogenerador de eje vertical: el eje no sólo es perpendicular a la dirección de giro, sino que es también perpendicular al suelo o superficie de montaje. La principal ventaja de los de eje vertical es que el generador y la multiplicadora están en el suelo, por lo que son muy accesibles y no necesitan mecanismos de orientación. Sin embargo, necesitan asistencia en el arranque, aprovechan menores velocidades de viento, por su proximidad al suelo, y en caso de fallo, se requiere desmontar el generador completo. En la Figura 2.25 se muestran tres tipos de turbinas eólicas de eje vertical (Creus, 2008).

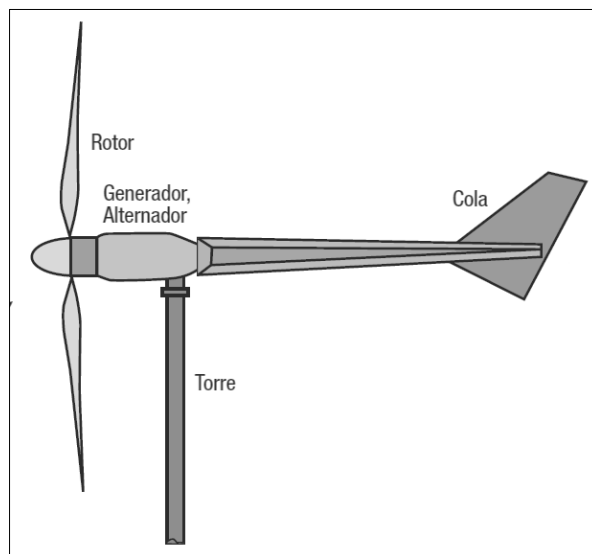


Figura 2.24 Turbina eólica de eje horizontal de giro (DE, 2007)

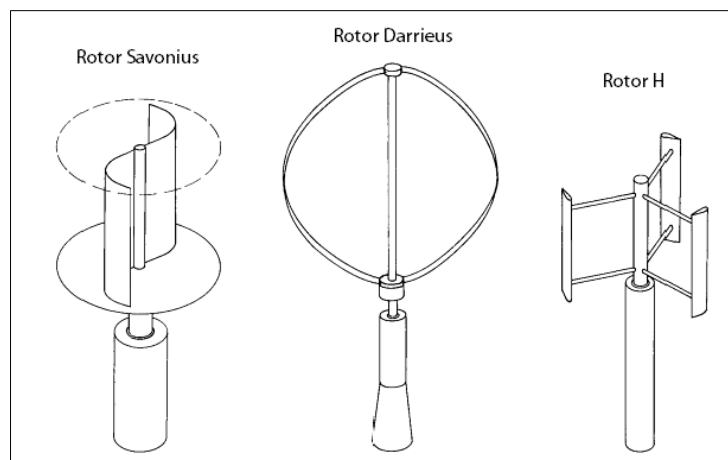


Figura 2.25 Turbinas eólicas de eje vertical de giro (Hau, 2006)

- **Según el número de palas.** El rotor puede poseer una, dos, tres o muchas palas. El rotor es la parte del aerogenerador sometido a mayores esfuerzos, y las palas son el elemento más complejo de diseño, ya que, a través de ellas, se va a transmitir y controlar la energía. La elección del número de palas es un compromiso entre eficiencia aerodinámica, complejidad, coste, ruido, estética. Los rotores monopala necesitan un contrapeso para equilibrar el rotor. Las de una y dos palas pueden tener menor coste que las de tres, pero necesitan un buje articulado y una mayor velocidad de rotación o una mayor longitud para conseguir la misma potencia de salida, además, tiene un mayor impacto sonoro y visual. Los rotores tripala tienen una mejor eficiencia que los bipala, en torno a un 3% más. Para una misma producción, la velocidad de rotación disminuye a medida que aumenta el número de palas, siendo por tanto las turbinas con más palas menos ruidosas. Además al aumentar los elementos sobre los que se distribuye el empuje del viento, las cargas sobre cada elemento también disminuyen, Así pues, podría pensarse que cuanto más palas tenga el aerogenerador mejor será su funcionamiento. Eso no es así, alcanzándose en los rotores tripala, de presencia mayoritaria, un compromiso de mejor distribución de fuerzas y sencillez de buje con un coste optimizado. El aumento del número de palas no haría sino aumentar el coste del aerogenerador sin un crecimiento representativo en la producción (Creus, 2008).

2.7 DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

El dimensionado de un sistema fotovoltaico aislado es bastante diferente al de un sistema fotovoltaico conectado a la red. En éste último, el criterio que suele emplearse para el diseño y dimensionado 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 fotovoltaico aislado (Hontoria y col., 2008).

Por el contrario, el criterio general de un sistema fotovoltaico aislado es dimensionar el generador de forma que quede garantizado el abastecimiento durante el periodo más desfavorable del periodo anual. Para la planificación, el diseño y la selección de un sistema aislado se deben tener en cuenta varias restricciones. El diseño óptimo de un sistema de suministro eléctrico depende principalmente de estos cinco factores (SMA, 2013 c):

- La potencia de conexión necesaria
- El consumo de energía
- El tipo de consumidores
- El periodo de uso
- Las restricciones meteorológicas

El diseño del sistema es esencial para la rentabilidad y fiabilidad operativa de un sistema aislado. No sólo debe tener en cuenta el perfil de consumo de energía, sino en especial las fluctuaciones en la disponibilidad cuando se utilizan fuentes de energía renovables. El diseño implica básicamente adaptar una instalación a unas condiciones energéticas y geográficas específicas, así como al comportamiento de consumo energético del usuario de la instalación. Estas condiciones se ven afectadas principalmente por (SMA, 2013 c):

- El porcentaje de cobertura solar
- El periodo de autonomía
- El comportamiento energético
- La ubicación geográfica

Para una estimación inicial del tamaño de la instalación, los componentes y costos necesarios, se puede realizar un diseño preliminar. El procedimiento básico de cálculo del dimensionado de este tipo de instalaciones puede dividirse en tres pasos:

1. Estimar la demanda energética.
2. Analizar la aportación de irradiación solar.
3. A partir de los datos anteriores, dimensionar la instalación fotovoltaica.

Esto se hará teniendo en cuenta los valores medios diarios de la demanda energética, la aportación del sistema solar y el rendimiento de la instalación. La relación entre la demanda de energía del sistema y la energía aportada por el sol nos va a servir para dimensionar las instalaciones aisladas (Sánchez, 2008).

2.7.1 CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

La estimación de la demanda de energía no es fácil, ya que existen numerosos factores que afectan al consumo final de electricidad. Los datos de consumo se obtienen principalmente a partir de los valores medidos en años anteriores, obtenidos de las medidas de contadores, facturas eléctricas, etc. y calculando a partir de las especificaciones de potencia eléctrica de los equipos de corriente alterna y continua que se pretenden alimentar y las horas de funcionamiento diarios (Sánchez, 2008). El consumo diario se calcula multiplicando la potencia eléctrica de los equipos por las horas de funcionamiento diarios:

$$E_d = P \cdot T \quad (2 - 1)$$

En donde:

E_d : Consumo diario $\left(\frac{Wh}{día}\right)$

P : Potencia eléctrica del equipo (W)

T : Horas de uso diario del equipo $\left(\frac{h}{día}\right)$

Para cada mes se estima el consumo diario para lo que pueden seguirse los siguientes pasos:

- Realizar un inventario de los diferentes equipos de corriente alterna y de corriente continua, indicando su potencia y el tiempo de utilización diaria estimada para cada uno de ellos.
- Una vez que se tengan establecidos cuáles van a ser los consumos diarios de cada equipo, se calcula el total de cada tipo de corriente.

El consumo diario total vendrá dado por la suma del consumo diario de todos los equipos (de corriente alterna y continua).

$$E = \sum E_d \quad (2 - 2)$$

Donde

E : Consumo diario total $\left(\frac{Wh}{día}\right)$

E_d : Consumo diario total de cada equipo $\left(\frac{Wh}{día}\right)$

Una vez calculado el consumo diario total, se procede al cálculo mensual, teniendo en cuenta los días de utilización al mes.

$$E_m = E \cdot N_d \quad (2 - 3)$$

Donde

E_m : Consumo total mensual $\left(\frac{Wh}{mes}\right)$

E : Consumo diario total $\left(\frac{Wh}{día}\right)$

N_d : Número de días de funcionamiento del equipo a lo largo de un mes $\left(\frac{días}{mes}\right)$

Para obtener el consumo de energía anual E_a se suman los consumos mensuales de todo el año.

2.7.2 EVALUACIÓN DEL APORTE SOLAR

El siguiente paso será la determinación de la inclinación y orientación de la superficie receptora donde se ubicaran los módulos fotovoltaicos. Salvo que el cielo esté totalmente cubierto, la mayor parte de la energía procedente del sol llega en línea recta. Por eso, el módulo captará más energía si está orientado “de cara” al sol, es decir, perpendicular a la recta que una la posición de la instalación con el sol. Pero el sol no está fijo y esto obliga, en instalaciones sin seguimiento solar, a buscar algún criterio para determinar la orientación del módulo. Esta orientación está determinada por dos ángulos (Figura 2.26), el acimut α (ángulo que mide la desviación respecto al sur, en el hemisferio norte, y respecto al norte en el hemisferio sur) y la inclinación o elevación β (ángulo formado por la superficie del módulo y el plano horizontal) (García, 1999).

- **Acimut.** En general conviene tener el módulo girado hacia el ecuador terrestre (es decir, hacia el Sur en el Hemisferio Norte, hacia el Norte en el Hemisferio Sur) para que durante el día el panel capte la mayor cantidad de radiación posible $\alpha=0$. Hay que tener especial cuidado en que no se produzcan sombras sobre los paneles o parte de ellos, para lo cual es preciso estudiar los elementos que rodean al campo de paneles (árboles, edificios, muros, etc.), y las sombras que una fila de paneles puede producir sobre las otras (García, 1999).
- **Inclinación.** Una vez definido el acimut, el parámetro que es determinante es la inclinación del panel, que se expresa como el ángulo beta (β). Debido a que la altura

que alcanza el sol cada día varía según las estaciones, teniendo su máximo en el día del solsticio de verano y su mínimo en el solsticio de invierno, lo ideal sería que el panel siguiese esta variación, pero no es posible por razones de costo. Así pues, suele fijarse una β que maximice el ajuste entre la captación y la demanda de energía (García, 1999).

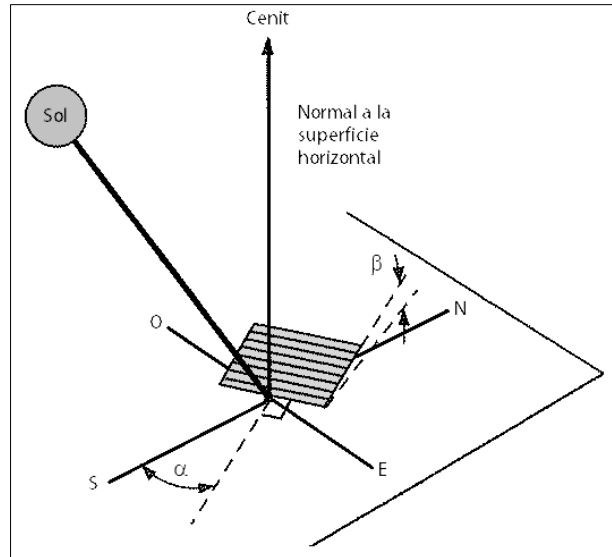


Figura 2.26 Ángulos que determinan la orientación de la superficie receptora (elaboración a partir de Duffie y Beckman, 2006)

Existen diferentes opciones para determinar la posición a la que se ha de situar la superficie receptora. Si la inclinación y orientación del área no están determinadas, debemos situar los módulos fotovoltaicos en la posición más favorable para optimizar el funcionamiento del sistema, la orientación óptima será en la dirección sur.

Para evaluar la energía aportada es necesario conocer la radiación solar incidente por m^2 en una superficie inclinada un ángulo β . La radiación solar sobre la superficie horizontal R_0 se buscará en tablas de irradiación en las que se muestran, para diferentes lugares, el valor medio de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal en kWh/m^2 . Debe elegirse el valor de la zona más próxima a donde vaya a ubicarse la instalación. Si se consideran superficies inclinadas y con unos determinados valores de inclinación y elevación, los valores obtenidos de las tablas deben multiplicarse por un factor de corrección k_β . Se obtiene así el valor R_β (Sánchez, 2008).

$$R_\beta = R_0 \cdot k_\beta \quad (2 - 4)$$

Donde

β : Ángulo de inclinación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal

R_0 : Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal (kWh/m^2 día)

R_β : Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el panel fotovoltaico con un ángulo de inclinación β (kWh/m^2 día)

k_β : Coeficiente corrector en función del ángulo de inclinación β .

Como la irradiación solar varía de una zona a otra para cada mes del año, y ésta también influye en el valor del coeficiente de corrección, lo aconsejable es dimensionar las instalaciones con los datos del mes más desfavorable, condición imprescindible para que mantengan el servicio previsto en todo momento (Sánchez, 2008).

2.7.3 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Una vez que se han calculado la demanda energética y el nivel de irradiación solar, es el momento de calcular la potencia del generador.

$$P_{FV} = \frac{E}{\eta_{sis} \cdot R_{\beta}} \quad (2 - 5)$$

Siendo

P_{FV} : Potencia del generador fotovoltaico (kW)

E : Consumo diario total ($\frac{kWh}{día}$)

η_{sis} : Rendimiento medio del sistema (aproximadamente 0.8)

R_{β} : Valor promedio mensual de la irradiación diaria sobre el módulo fotovoltaico con un ángulo de inclinación β ($\frac{kWh}{m^2 \cdot día}$)

El número total de módulos fotovoltaicos que se deben instalar se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$N_T = \frac{P_{FV}}{P_{STC,mód}} \quad (2 - 6)$$

Siendo:

N_T : Número total de módulos fotovoltaicos

P_{FV} : Potencia del generador fotovoltaico (W)

$P_{STC,mód}$: Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones STC, (W_p)

Este número de módulos será un número no entero, por lo que el resultado inicial se deberá redondear al entero superior.

Conociendo el número total de módulos que forman el generador fotovoltaico y la tensión nominal de la batería, que coincide con la tensión nominal de la instalación en caso de ser en CD y con el rango de voltajes y corrientes especificado por el regulador cuando se tiene una instalación en CA, se puede determinar si es necesario agrupar los módulos en serie y en paralelo. El número de módulos que habrá que conectar en serie, en un sistema CA, se calcula (Hontoria y col., 2008):

$$N_s = \frac{V_{max,reg}}{V_{oc,mód}} \quad (2 - 7)$$

En donde:

N_s : Número de módulos en serie por rama

$V_{max,reg}$: Tensión máxima del regulador (V)

$V_{oc,mód}$: Tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico (V)

Para calcular el número de módulos a conectar en paralelo se tiene (Hontoria y col., 2008):

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} \quad (2 - 8)$$

Siendo:

N_p : El número de módulos a conectar en paralelo.

N_s : Número de módulos en serie por rama

N_T : Número total de módulos fotovoltaicos

2.7.4 DIMENSIONAMIENTO DEL CONTROLADOR

Cuando se dimensiona el controlador, el objetivo principal es obtener la corriente máxima que va a circular por la instalación. La corriente de corte a la que debe actuar el controlador será fijada en el propio dispositivo, pero ha de soportar la máxima posible que la instalación pueda producir. La máxima intensidad de corriente que puede producir el generador es la corriente de cortocircuito del generador (Hontoria y col., 2008):

$$I_{entrada} = I_{sc,GFV} = (I_{sc,módulo} \cdot N_p) \quad (2 - 9)$$

Donde

$I_{sc,GFV}$: Corriente de cortocircuito del generador (A)

$I_{sc,módulo}$: Corriente de cortocircuito del módulo (A)

N_p : Número de módulos en paralelo del generador

No es conveniente ajustar al máximo la potencia del controlador puesto que, de producirse una variación en la salida de todos o alguno de los módulos que componen el subconjunto, podría superarse la potencia máxima y hacer peligrar la fiabilidad de su funcionamiento. Es recomendable, por lo tanto, dejar un cierto margen de seguridad, del 10% aproximadamente, entre la potencia máxima producida por los módulos y la potencia máxima del controlador (Alcor, 2008).

Si la instalación es reducida, todos los módulos estarán normalmente conectados a un solo controlador, pero en caso contrario se deberán hacer grupos de módulos, cada uno con su controlador, conectando todas las salidas al mismo sistema de acumulación (E. Alcor, 2008).

2.7.5 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Al elegir el equipo adecuado, es importante recordar que algunos inversores aislados sólo pueden funcionar de manera monofásica y otros, de manera trifásica. Otro factor que hay que tener en cuenta es el rango de potencia (SMA, 2013 c).

El número de inversores aislados de los sistemas monofásicos con potencias superiores se determina:

$$\text{Número de inversores} = \frac{P_{max}}{P_{inv}} \quad (2 - 10)$$

P_{max} : Potencia máxima (kW)

P_{inv} : Potencia del inversor (kW)

Redondeando el resultado al número entero superior.

2.8 DISEÑO DE UN SISTEMA EÓLICO

2.8.1 POTENCIA EÓLICA DISPONIBLE

Las moléculas de aire en movimiento tienen energía cinética, así que localmente la cantidad de moléculas de aire en movimiento, a través de cierta área durante cierto periodo de tiempo, determina la potencia. Esta área es, el área perpendicular al flujo del viento (Figura 2.27).

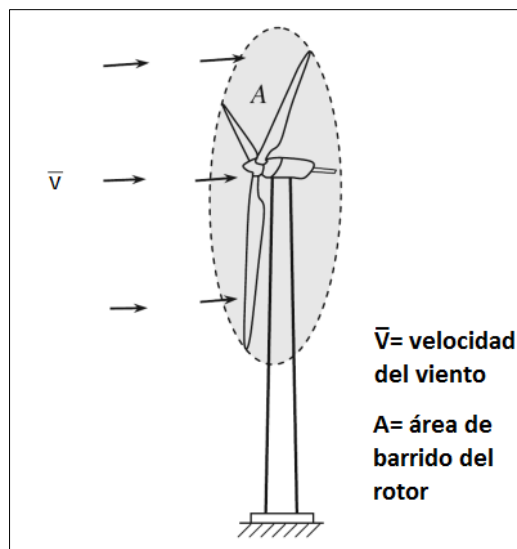


Figura 2.27 Área de barrido de las aspas de la turbina (Tong, 2010)

Existe energía cinética cuando un objeto de una masa dada está en movimiento con una velocidad de translación o rotación. Cuando el aire está en movimiento su energía cinética se puede determinar como:

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2 - 11)$$

Donde

E_C : Energía cinética (J)

m : Masa del aire (Kg)

v : Rapidez del viento medida en un determinado tiempo $\left(\frac{m}{s}\right)$

La potencia es la energía cinética de las moléculas de aire divididas por el tiempo:

$$P = \frac{E_C}{t} = \frac{0.5 \cdot m \cdot v^2}{t} \quad (2 - 12)$$

La masa m , en el volumen del cilindro que pasará a través del área A , en el periodo de tiempo t , puede ser determinada a partir de la densidad del aire ρ y el volumen del cilindro V .

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2 - 13)$$

$$V = A \cdot L \quad (2 - 14)$$

Despejando la masa m de (2 - 13) y sustituyendo (2 - 14):

$$m = \rho \cdot V = \rho \cdot A \cdot L \quad (2 - 15)$$

Sustituyendo este valor de masa m en la ecuación (2 - 15):

$$P = \frac{0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot L \cdot v^2}{t} \quad (2 - 16)$$

Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, su masa por unidad de volumen. En otras palabras, cuanto más pesado sea el aire más energía recibirá la turbina. A presión atmosférica normal y a 0°C el aire pesa 1.29kg/m³ (Giancoli, 2006), aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad. Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A efectos prácticos puede suponerse constante.

Sólo las moléculas con una velocidad como se muestra en la ecuación (2 - 17) cruzarán el área en el tiempo t :

$$v = \frac{L}{t} \quad (2 - 17)$$

Por lo tanto, sustituyendo (2 - 17) en (2 - 16), la potencia está determinada por:

$$P = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v \cdot v^2$$

$$P = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2 - 18)$$

Donde

P : Potencia de salida de la turbina eólica (W)

ρ : Densidad del aire ($\frac{kg}{m^3}$)

A : Área de barrido del rotor (m^2)

v : Rapidez del viento ($\frac{m}{s}$)

Por tanto, la potencia disponible en las masas de aire en movimiento es directamente proporcional a la densidad, al área perpendicular enfrentada al rotor y al cubo de la rapidez del viento (Fernández, 2011; Creus, 2008; Tong 2010).

2.8.1.1 ÁREA DE BARRIDO DEL ROTOR

Como se muestra en la ecuación (2 – 17), la potencia de salida de la turbina eólica es directamente proporcional al área de barrido del rotor. Para las turbinas de eje horizontal, el área de barrido del rotor se calcula (Patel, 2006):

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \quad (2 - 19)$$

Donde

A : Área de barrido del rotor (m^2)

D : Diámetro del rotor (m)

2.8.1.2 DENSIDAD DEL AIRE

Otro parámetro importante que afecta directamente la potencia eólica es la densidad de aire, la cual puede calcularse con la siguiente ecuación (Tong, 2010):

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} \quad (2 - 20)$$

Donde

ρ : Densidad local del aire ($\frac{Kg}{m^3}$)

p : Presión del aire local ($\frac{N}{m^2}$)

R : Constante de los gases; $287 \left(\frac{J}{Kg \cdot K} \right)$

T : Temperatura local (K)

2.8.1.3 VARIACIÓN DE LA RAPIDEZ DEL VIENTO CON LA ALTURA

La reducción de la rapidez en las proximidades del suelo se debe a la reducción experimentada por la vegetación, construcciones y otra clase de obstáculos. Las determinaciones meteorológicas demuestran que el crecimiento relativo de la rapidez del viento con la altura respecto al suelo varía de un punto a otro. Mastrángelo y col. (2006) proponen la siguiente expresión para representar la ley de variación de la velocidad del viento:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^n \quad (2 - 21)$$

Siendo:

v_0 : Rapidez del viento a la altura H_0

v : Rapidez del viento a la altura H

H_0 : Altura a la que fue medida la rapidez v_0

H : Altura a la que se requiere conocer la rapidez del viento

n : Coeficiente de rugosidad del suelo.

La rugosidad del viento es la resistencia que opone la topografía del terreno a la acción del viento. Así a mayor altura de las edificaciones, habrá más obstrucciones, más barreras que se opongan al viento y por tanto, será mayor la rugosidad del terreno (Perles, 2007). En la Tabla 2.3 se indican los valores de z_0 , que es la longitud relativa de la rugosidad del suelo, y n en función de rugosidades diversas.

La relación entre z_0 y n se expresa de la siguiente manera (Mastrángelo y col., 2006):

$$n = 0.04 \cdot \ln z_0 + 0.003 \cdot (\ln z_0)^2 + 0.24 \quad (2 - 22)$$

Tabla 2.3 Valores de n en función de diferentes rugosidades (Mastrángelo y col., 2006)

Tipo de terreno	z_0 (m)	n
Liso (mar, arena, nieve)	0.001 – 0.02	0.10 – 0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campos de trigo u otros cereales, regiones rurales)	0.02 – 0.3	0.12 – 0.20
Rugosos (bosques, barrios)	0.3 – 2	0.20 – 0.27
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	2 - 10	0.27 – 0.40

2.9 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN (BATERÍAS)

El tamaño del sistema de acumulación depende principalmente de:

- El periodo de autonomía en días
- El consumo de energía anual
- El rendimiento medio de la batería durante la descarga

La tensión de la batería depende de los inversores aislados que se usen. El tamaño de la batería se calcula (SMA, 2013 c):

$$\text{Tamaño de la batería [kWh]} = \frac{\text{días de autonomía} \cdot \frac{E_a}{365}}{\eta_{bat} \cdot PD_{bat}} \quad (2 - 23)$$

$$\text{Tamaño de la batería [Ah]} = \text{Tamaño de la batería [kWh]} \cdot \frac{1000}{V_{bat}} \quad (2 - 24)$$

Siendo:

η_{bat} : Rendimiento medio de la batería durante la descarga (aproximadamente 0.9)

E_a : Consumo de energía anual $\left(\frac{kWh}{año}\right)$

V_{bat} : Tensión nominal de la batería (V)

PD_{bat} : Profundidad de descarga de la batería

CAPÍTULO 3 CASO DE ESTUDIO

3.1 CENTRO DE ENSEÑANZA, INVESTIGACIÓN Y EXTENSIÓN EN GANADERÍA TROPICAL (CEIEGT) DE LA UNAM

El Centro de Enseñanza, Investigación y Extensión en Ganadería Tropical (CEIEGT) se localiza en el estado de Veracruz a $20^{\circ} 02' 05''$ de latitud norte y $97^{\circ} 06' 22''$ de longitud oeste (Figura 3.1), con una altitud máxima de 151 msnm. Cuenta con un total de 284 hectáreas divididas en tres predios conocidos en la región como El Clarín, El Cenzontle y la Soledad. El Clarín y El Cenzontle se ubican en el Km 5.5 de la Carretera Federal Martínez de la Torre-Tlapacoyan. La Soledad se localiza en el Km 3.5 del camino vecinal Martínez de la Torre-Novara, en el Municipio de Martínez de la Torre. El clima de esta zona es cálido húmedo con una temperatura y precipitación media anual de 23.4°C y 1840 mm, respectivamente (UNAM-FMVZ, 2012 a).

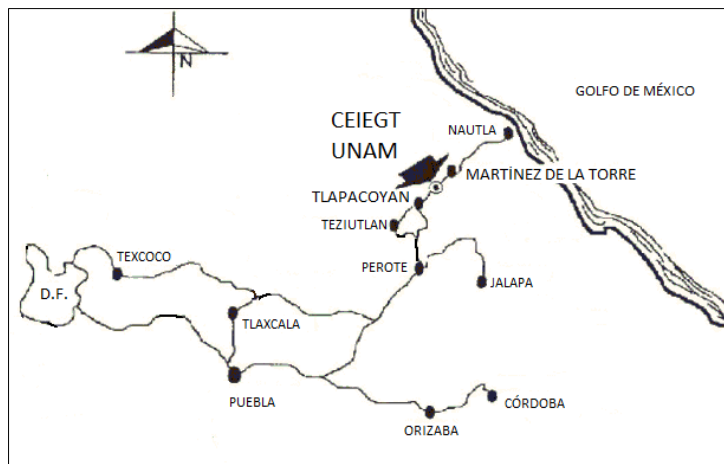


Figura 3.1 Localización del CEIEGT (FMVZ, 2012)

Los Módulos de Producción de Bovinos de Doble Propósito y Especies Acuícolas, así como las oficinas administrativas, laboratorios e infraestructura de apoyo a la enseñanza e investigación, se localizan en El Clarín (Figura 3.2). La Producción de Ovinos Tabasco se lleva a cabo en el predio El Cenzontle y el Módulo de Producción de Vaquillas F1 se encuentra en La Soledad (UNAM-FMVZ, 2012 a).



Figura 3.2 Vista satelital del rancho "El Clarín" de la UNAM (Google earth, 2013)

Su objetivo es contribuir a la enseñanza, investigación y difusión de la producción ganadera tropical a través de un modelo práctico de producción de bovinos en un sistema de doble propósito, vaquillas F1 para la producción de leche, ovinos de pelo y especies acuícolas, con base en el aprovechamiento de los recursos tropicales, principalmente los forrajes. Para cumplir con sus objetivos y funciones, el CEIEGT cuenta con tres Coordinaciones Operativas (Investigación, Enseñanza y Extensión) y cuatro Coordinaciones Productivas o de Módulos de Producción Bovinos de Doble Propósito, Vaquillas F1, Ovinos Pelibuey y Especies Acuícolas (UNAM-FMVZ, 2012 a).

3.2 MÓDULO DE PRODUCCIÓN ACUÍCOLA DEL CEIEGT

La acuicultura en las zonas tropicales de México está basada principalmente en el cultivo de tilapia, que comprende a un grupo de peces de origen africano con extraordinarias cualidades como su fácil cultivo y reproducción (Calixto, 2011). El CEIEGT ha promovido el cultivo de la mojarra tilapia como un componente más de los sistemas de producción establecidos en el trópico. Las investigaciones realizadas en el Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT, se han encaminado a seleccionar las especies de tilapias que presentan mejores características productivas (UNAM-FMVZ, 2012 b).

El Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT, cuyo responsable es el M.C. Germán Muñoz Córdova, ofrece venta de crías y reproductores seleccionados de tilapia del Nilo de color rosa, adiestramiento y capacitación sobre las formas y modos de producción de esta especie de tilapia. A través de varios años de selección genética llevada a cabo en este Módulo, se han obtenido ejemplares con coloraciones atractivas al consumidor y excelentes ganancias de peso, lo que repercute en una mayor demanda de estos peces (UNAM-FMVZ, 2012 b).

Una de las especies más cultivadas a nivel mundial es la tilapia del Nilo de tipo silvestre o gris debido básicamente a su rápido crecimiento, existen otro grupo de tilapias denominadas tilapias rojas que por su atractiva coloración son demandadas por un amplio sector del mercado de tilapia. Sin embargo, por lo general, las tilapias rojas presentan un menor ritmo de crecimiento en relación con la tilapia del Nilo gris, de manera que un acuicultor de tilapia roja invierte de 2 a 4 meses adicionales para obtener una tilapia roja de peso comercial (400g). Por tal motivo Investigadores del Centro de Enseñanza, Investigación y Extensión en Ganadería Tropical de la Facultad de Medicina, Veterinaria y Zootecnia, de la Universidad Nacional Autónoma de México (CEIEGT FMVZ-UNAM), se dieron a la tarea de crear una nueva tilapia roja con rasgos de interés comercial como: rápido crecimiento, resistente a condiciones adversas al medio ambiente, con aceptable rendimiento y calidad de su carne, tolerancia a la salinidad así como una coloración roja en amplias áreas de su cuerpo. Después de 15 años de trabajo experimental y rigurosa investigación se obtuvo la primera población de tilapia roja denominada por sus creadores como Pargo-UNAM (Calixto, 2011). En la Figura 3.3 se muestran algunas tilapias Pargo-UNAM del área de reproducción.

En el módulo de producción acuícola del CEIEGT se cuenta con la infraestructura necesaria para llevar a cabo la producción de tilapia en cuatro etapas, las cuales son: reproducción, incubación, crianza y engorda.

- **Área de reproducción:** Para esta etapa se cuenta con seis estanques rectangulares de 18 m³, (Figura 3.4) cada uno acondicionado con aireación las 24 horas del día; cuatro

de estos estanques son utilizados para la reproducción de Pargo-UNAM y dos estanques para la reproducción de la tilapia del Nilo gris (UNAM-FMVZ, 2012 b).



Figura 3.3 Fotografía de un estanque del CEIEGT, con tilapias Pargo-UNAM



Figura 3.4 Fotografía de los estanques del área de reproducción de tilapia del CEIEGT

- **Área de incubación** El laboratorio de incubación cuenta con 3 incubadoras de aproximadamente 10 litros cada una y con capacidad para 80,000 huevos por incubadora (Figura 3.5). Adicionalmente cuenta con 48 incubadoras de 1 Litro de capacidad (Figura 3.6) que son empleadas para incubar individualmente los huevos hembra de tilapia (UNAM-FMVZ, 2012 b).
- **Área de crianza e inversión sexual.** El CEIEGT cuenta con tres áreas de crianza:
 - Área de Crianza 1. Esta área cuenta con 27 tinas de polietileno de 700 Litros de agua cada una, a las cuales se les provee de aireación y recambio de agua las 24 horas del día (Figura 3.7).
 - Área de Crianza 2. Esta área cuenta con 36 tinas de polietileno de 1000 Litros de agua cada una, cuenta con aireación y recambio de agua las 24 horas del día (Figura 3.8).

- Área de Crianza 3. Esta área cuenta con las mismas características descritas para el Área de Crianza 2 (Figura 3.9).



Figura 3.5 Fotografía de las incubadoras con canaletas de fibra de vidrio del laboratorio de incubación del CEIEGT (UNAM-FMVZ, 2012 b)



Figura 3.6 Fotografía de las incubadoras de 1 litro para incubar individualmente los huevos hembra de tilapia del laboratorio de incubación del CEIEGT (UNAM-FMVZ, 2012 b)

Las tres áreas de crianza cuentan con un sistema de recirculación, compuesto de un biofiltro que consiste en un estanque rústico en el cual se almacena el agua proveniente de las tinas de polietileno, en el biofiltro se sedimenta la materia orgánica proveniente de las tinas y se reducen los niveles de nitrógeno amoniacal gracias a las algas y bacterias presentes en el agua. Debido a ello, la misma agua puede ser utilizada hasta por 5 meses, sin efectuar un cambio de ella. Bajo este sistema, cada tina tiene capacidad para 5000 crías de 0.7g de peso (UNAM-FMVZ, 2012 b).

- **Área de engorda.** Esta área cuenta con 6 estanques circulares geomembrana (Figura 3.10). El abastecimiento de agua para los estanques de engorda procede de un reservorio de agua de lluvia con capacidad para 5,000 m³ de agua.



Figura 3.7 Fotografía del área de crianza 1 del módulo de producción acuícola del CEIEGT



Figura 3.8 Fotografía del área de crianza 2 del módulo de producción acuícola del CEIEGT



Figura 3.9 Fotografía del área de crianza 3 del módulo de producción acuícola del CEIEGT



Figura 3.10 Fotografía del área de engorda del módulo de producción acuícola del CEIEGT

El Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT utiliza, para el proceso de producción de tilapia, 8 bombas de agua de 1CP (caballo de potencia, en inglés HP) cada uno (Figura 3.11) y 3 aireadores de 1.5CP cada uno (Figura 3.12).



Figura 3.11 Fotografía de las bombas de agua utilizadas en el módulo de producción acuícola del CEIEGT, sus características eléctricas se detallan en la tabla 4.1



Figura 3.12 Fotografía del modelo de aireador utilizado en el módulo de producción acuícola del CEIEGT, sus características eléctricas se detallan en la tabla 4.1

3.3 DIAGRAMA DE METODOLOGÍA

En la figura 3.13 se muestra un diagrama en el cual se describe la metodología que se siguió para la realización de los diseños de los sistemas aislados de energía renovable para generación de energía eléctrica, presentados en este trabajo.

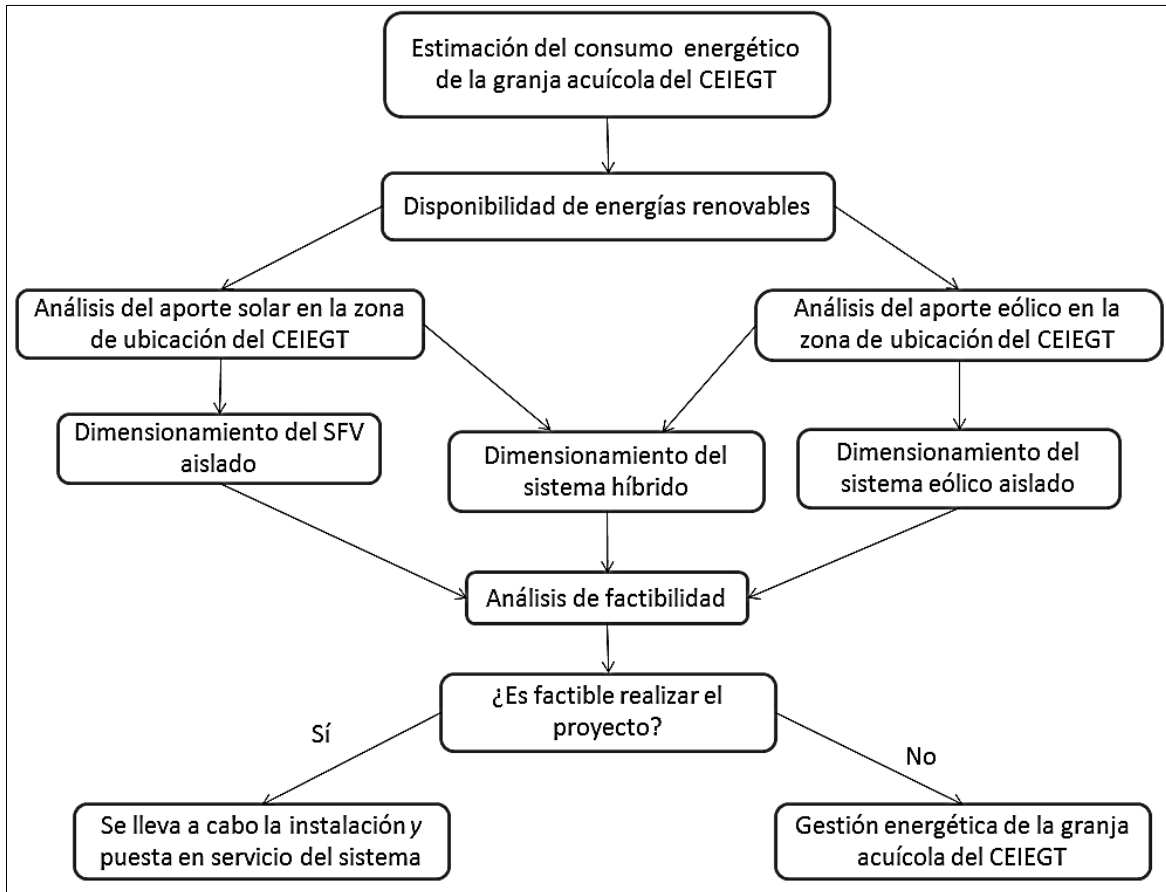


Figura 3.13 Diagrama de la metodología utilizada para la realización del proyecto

CAPÍTULO 4 RESULTADOS

4.1 PROBLEMÁTICA A RESOLVER

El M.C. Germán Muñoz Córdova, responsable del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT, interesado en expandir la producción de tilapias Pargo-UNAM en zonas rurales aisladas de la red eléctrica, propuso hacer el análisis técnico y económico para la utilización de energía solar fotovoltaica en el área de producción acuícola del CEIEGT y así poder analizar su factibilidad. Posteriormente, si los resultados son positivos, se llevará a cabo la instalación en el CEIEGT y después en una zona alejada de la red eléctrica. Con el objetivo de, además de aumentar la producción de las tilapias Pargo-UNAM, generar nuevos empleos en dichas zonas.

Anteriormente el CEIEGT había hecho una consulta con una empresa dedicada a la energía solar fotovoltaica, la respuesta fue que no era posible hacer un sistema aislado por el uso de los motores y la corriente de arranque que demandan, por lo que el CEIEGT se puso en contacto con la Dra. Alejandra Castro para la realización del proyecto. Para comenzar el diseño del sistema solar fotovoltaico, se visitó el CEIEGT para conocer las características del rancho y las necesidades del Módulo de Producción Acuícola: su localización geográfica, las condiciones climáticas de la zona, el tipo de sistema que se quería implementar, las cargas a alimentar y su tiempo de uso, el espacio y tipo de terreno disponible para la instalación del sistema.

Al conocer las características y necesidades del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT, así como los limitantes que se tienen para el desarrollo del proyecto, tanto económicas como de espacio disponible para hacer la instalación, se decidió realizar un análisis comparativo entre tres sistemas diferentes, propuestos como solución al mismo problema: un sistema solar fotovoltaico, un sistema eólico y un sistema híbrido (fotovoltaico-eólico); todos ellos aislados de la red eléctrica.

4.2 CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

Los datos de consumo eléctrico del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT se calcularon a partir de las especificaciones de potencia eléctrica de los equipos que se pretenden alimentar y las horas de funcionamiento diarios, ya que los valores obtenidos de los recibos anteriores de CFE abarcan el consumo total del rancho "El Clarín" y no sólo del área que se desea alimentar con energías renovables. Como no se tienen los datos de potencia eléctrica de los equipos, se calculó con la siguiente ecuación:

$$P = V \cdot I \cdot f.p. \quad (4 - 1)$$

Donde

P : Potencia eléctrica del equipo (W)

V : Tensión nominal del equipo (V)

I : Corriente nominal del equipo (A)

$f.p.$: Factor de Potencia del equipo

La carga es constante ya que todos los equipos se utilizan las 24 horas del día, los 365 días del año. Con las horas de uso y las potencias calculadas con la ecuación (4 – 1) para cada equipo, se aplicó la ecuación (2 – 1) para calcular la demanda energética diaria de cada carga. Los consumos diarios de todos los equipos se sumaron, como indica la fórmula (2 – 2) y se obtuvo la demanda de energía eléctrica diaria total. En la Tabla 4.1 se muestra el resumen del cálculo del consumo eléctrico diario total del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT.

Tabla 4.1 Cálculos de la demanda de consumo eléctrico diario del módulo de producción acuícola del CEIEGT

Cantidad	Equipo	Tensión (V)	Corriente (A)	FP	Potencia (W)	Horas de uso (h)	Consumo (kWh/día)
3	Aireador Sweetwater	220	10.40	0.70	4,804.80	24	115.32
1	Bomba de agua A. O. Smith	220	7.50	0.70	1,155.00	24	27.72
2	Bomba de agua WEG	220	6.20	0.70	1,909.60	24	45.83
5	Bomba de agua SIEMENS	220	6.00	0.70	4,620.00	24	110.88
Consumo Diario Total (kWh/día)					12,489.40	24	299.75

Una vez calculado el consumo eléctrico diario total, se procedió al cálculo mensual, teniendo en cuenta los días de utilización al mes, utilizando la fórmula (2 – 3). En este caso, como la demanda es igual para todos los días, para calcular el consumo anual simplemente se multiplicó el consumo diario total calculado anteriormente, por 365.

$$E_a = E \cdot 365 \quad (4 - 2)$$

Donde

E_a : Energía anual que demanda la carga $\left(\frac{kWh}{año}\right)$

E : Consumo diario total $\left(\frac{kWh}{día}\right)$

Sustituyendo valores en la ecuación (4 – 2):

$$E_a = 299.75 \cdot 365 = 109,407.14 \frac{kWh}{año}$$

4.3 DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

La evaluación del recurso solar es muy importante para el diseño del sistema fotovoltaico, ya que la generación del sistema dependerá de cuánta irradiación se tenga en la zona en la que se pretende instalar el sistema. Para obtener estos datos, con las coordenadas de ubicación, para el CEIEGT 20° 02' 05" de latitud norte y 97° 06' 22" de longitud oeste, se buscaron los niveles promedio mensuales de irradiación solar en la página del Centro de Datos de Ciencia Atmosférica de la NASA. Dichos datos se muestran en la tabla 4.2. El siguiente paso fue

determinar la inclinación y orientación de la superficie receptora donde se ubicaran los módulos fotovoltaicos. Los módulos estarán orientados hacia el Sur para que durante el día el panel capte la mayor cantidad de radiación posible. En la Tabla 4.2 se pueden observar datos de radiación solar a diferentes inclinaciones, se eligió la inclinación a 20° ya que es el ángulo óptimo que indica la tabla.

Tabla 4.2 Datos de radiación solar promedio mensual incidente sobre una superficie orientada hacia el ecuador, a diferentes grados de inclinación, ubicada en el CEIEGT (NASA ASDC, 2014)

Radiación promedio mensual incidente en una superficie a diferentes inclinaciones (kWh/m ² /día)													
Lat20.03 Lon-97.10	Ene	Feb	Mzo	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. Anual
SSE HRZ	3.34	3.99	4.74	5.36	5.77	5.42	5.27	5.26	4.56	4.24	3.78	3.30	4.58
K	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.49	0.48	0.49	0.45	0.47	0.49	0.46	0.48
Difusa	1.50	1.73	2.01	2.24	2.35	2.42	2.42	2.30	2.12	1.81	1.52	1.40	1.99
Directa	3.40	3.76	4.15	4.50	4.88	4.30	4.07	4.23	3.61	3.92	4.06	3.62	4.04
β=0°	3.31	3.96	4.68	5.26	5.74	5.39	5.24	5.15	4.49	4.20	3.75	3.19	4.53
β=5°	3.47	4.09	4.77	5.28	5.69	5.43	5.27	5.15	4.55	4.32	3.93	3.36	4.61
β=20°	3.84	4.36	4.88	5.18	5.36	5.38	5.19	4.98	4.57	4.55	4.34	3.74	4.70
β=35°	4.01	4.43	4.76	4.83	4.78	5.08	4.88	4.58	4.37	4.56	4.53	3.94	4.56
β=90°	3.01	2.93	2.62	2.06	1.77	2.35	2.20	1.85	2.23	2.86	3.32	3.00	2.51
Opt	4.03	4.43	4.88	5.28	5.74	5.44	5.27	5.15	4.58	4.58	4.55	3.97	4.83
Ang Opt	41.0	32.0	20.0	6.0	0.0	9.0	8.0	2.0	14.0	28.0	40.0	42.0	20.1

Para calcular la potencia del generador se utilizó el valor de la irradiación mínima mensual para asegurar que, hasta en el mes más crítico, el sistema alimentará adecuadamente la carga. De la Tabla 4.2 se obtuvo que a 20° de inclinación, el nivel menor de irradiación es en el mes de diciembre con 3.74 kWh/m²/día. Se consideró un rendimiento medio del sistema de 0.8. Sustituyendo los valores anteriores y el consumo diario total de la Tabla 4.1 en la ecuación (2 – 5):

$$P_{FV} = \frac{299.75}{0.8 \cdot 3.74} = 100.18 \text{ kW}$$

La potencia del sistema fotovoltaico a diseñar es de 100.18 kW. Para el diseño de este sistema se eligió un módulo de silicio policristalino de 250W de la marca Yingli Solar, modelo YL250P-29b, con las características eléctricas que se muestran en la Figura 4.1. Para calcular el número total de módulos fotovoltaicos que se necesitan para el sistema de 100.18 kW se sustituyó la ecuación (2 – 6):

$$N_T = \frac{100,180}{250} = 400.73 = 401 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

El número obtenido con la ecuación se redondeó al entero superior para cubrir la potencia total del sistema. Se debe tomar en cuenta que el número real de módulos dependerá además, de las características eléctricas del inversor que se utilizará.

Ya que el sistema trabajará como un sistema aislado de la red eléctrica, se decidió utilizar la tecnología de SMA para diseñar una microred eléctrica. Los inversores aislados como el Sunny Island se conectan a las baterías y constituyen la red de CA del sistema aislado. Al mismo

tiempo, regulan la tensión y la frecuencia en el lado de CA. Los generadores y consumidores se conectan directamente a la red de CA. En caso de producirse un exceso de energía (por ejemplo, cuando la irradiación solar es alta y el consumo es bajo), el inversor aislado extrae energía de la red de CA para cargar las baterías. Cuando hay un déficit de energía (poca o ninguna irradiación solar y un consumo elevado), el Sunny Island suministra energía a la red a través de las baterías (Figura 4.2) (SMA, 2013).

YGE 60 Cell 40mm SERIES

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos para STC

Tipo de Módulo			YLxxxP-29b (xxx=P _{max})				
			260	255	250	245	240
Potencia de salida	P _{max}	W	260	255	250	245	240
Tolerancia	ΔP _{max}	W			0 / +5		
Eficiencia del módulo	η _m	%	15,9	15,6	15,3	15,0	14,7
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 5% a 200 W/m² según EN 60904-1

Figura 4.1 Características eléctricas del módulo fotovoltaico seleccionado (Yingli Solar, 2014 a)

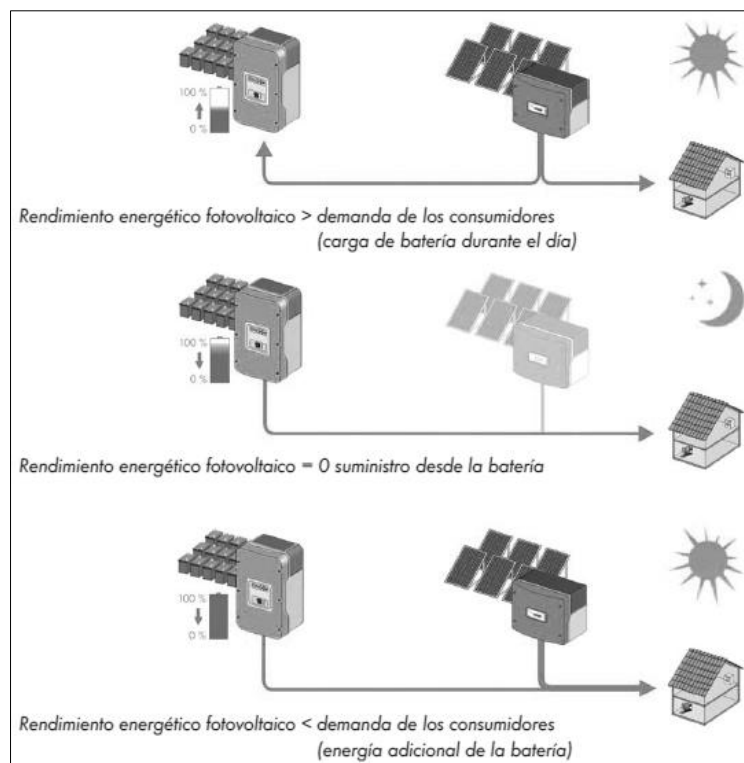


Figura 4.2 Funcionamiento de los inversores SMA (SMA, 2013 c)

Para diseñar el sistema fotovoltaico del módulo de producción acuícola del CEIEGT se eligió un inversor aislado Sunny Island, modelo 6.0H, que funciona como inversor-regulador y un inversor Sunny Boy modelo 11000TL-US que se conectará a la red de CA. En la Figura 4.3 se muestran los datos técnicos del inversor aislado Sunny Island 6.0H y en la Figura 4.4 los datos técnicos del Sunny Boy 11000TL-US.

Datos técnicos	Sunny Island 6.0H
Salida de CA (equipo consumidor / red aislada)	
Tensión asignada de red / rango de tensión de CA	230 V / 202 V ... 253 V
Frecuencia nominal / rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Potencia asignada (a $U_{nom}, f_{nom} / 25\text{ °C} / \cos \varphi = 1$)	4 600 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min / 5 min / 3 s	6000 W / 6800 W / 11000 W
Intensidad asignada / corriente de salida máxima (pico)	20 A / 120 A
Coefficiente de distorsión no lineal de tensión de salida / factor de potencia para la potencia asignada	< 4 % / -1 ... +1
Entrada de CA (generador, red o MC-Box)	
Tensión asignada de entrada / rango de la tensión de entrada de CA	230 V / 172,5 V ... 264,5 V
Frecuencia asignada de entrada / rango de frecuencia de entrada permitida	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Corriente máxima de entrada de CA	50 A
Potencia máxima de entrada de CA	11500 W
Batería de entrada de CC	
Tensión asignada de entrada / rango de tensión de CC	48 V / 41 V ... 63 V
Corriente de carga máxima de la batería / corriente de carga asignada	110 A / 100 A
Tipo de batería / capacidad de la batería (rango)	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas

Figura 4.3 Datos técnicos del inversor Sunny Island 8.0H (SMA, 2013 a)

Datos técnicos	Sunny Boy 11000TL-US 240 V
Entrada (CC)	
Potencia fotovoltaica máxima recomendada (para STC de módulo)	13750 W
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)	11500 W
Tensión de entrada máx.	600 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	345 V - 480 V / 379 V
Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio	345 V / 360 V
Corriente máx. de entrada	33,3 A
Corriente máx. de entrada por string	33,3 A
Cantidad de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes	1
Strings por entrada MPP para Combiner Box	6
Salida (CA)	
Potencia asignada / aparente de CA máx.	11000 W / 11000 VA
Tensión nominal CA / rango de tensión nominal de CA	240 V / 211 V - 264 V
Frecuencia de red de CA / rango	60 Hz / 59,3 Hz ... 60,5 Hz
Corriente máx. de salida	45,8 A
Factor de potencia a potencia asignada	1
Fases de inyección / conexión	1 / 2

Figura 4.4 Datos técnicos del inversor Sunny Boy 11000TL-US (SMA, 2012)

Conociendo la potencia total del generador fotovoltaico y la potencia de entrada que soporta el inversor Sunny Boy, se determinó que los módulos fotovoltaicos deben agruparse por inversor. Para saber cuántos módulos se conectarán por inversor se utilizó la siguiente ecuación:

$$N_{\text{módulos}/SB} = \frac{P_{inSTC,SB}}{P_{m,maxSTC}} \quad (4 - 3)$$

Donde

$N_{\text{módulos}/SB}$: Número de módulos conectados a cada Sunny Boy

$P_{inSTC,SB}$: Potencia de entrada máxima al Sunny Boy (W)

$P_{m,maxSTC}$: Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones STC, (W_p)

Sustituyendo los valores en la ecuación (4 – 3):

$$N_{\text{módulos}/SB} = \frac{13750}{250} = 55 \text{ módulos}/SB$$

El número de módulos obtenido con la ecuación (4 – 3) puede cambiar, ya que los módulos se conectarán en serie o paralelo según las características eléctricas del inversor.

Con el número total de módulos por Sunny Boy, obtenido anteriormente, se calculó el número de módulos que deben agruparse en serie y en paralelo. El número de módulos que habrá que conectar en serie se calculó utilizando la ecuación (2 – 7):

$$N_{s/SB} = \frac{600}{37.6} = 15.97 = 15 \text{ módulos en serie}/SB$$

El número obtenido de la ecuación se redondea al número entero inferior porque, en caso contrario, la tensión total de los paneles rebasaría la tensión que soporta el inversor.

Para calcular el número de módulos a conectar en paralelo se sustituyen los valores en la ecuación (2 – 8), tomando como número total de módulos fotovoltaicos, el número de paneles por Sunny Boy calculado con la ecuación (4 – 3):

$$N_{p/SB} = \frac{55}{15} = 3.67 = 3 \text{ módulos en paralelo}/SB$$

De igual manera el número obtenido se redondeó al entero inferior para no pasar el límite de corriente de entrada que soporta el Sunny Boy. Con los valores obtenidos se calcula el número total real de módulos a conectar a cada Sunny Boy como indica la siguiente ecuación:

$$N_{T,mod/SB} = N_{s/SB} \cdot N_{p/SB} \quad (4 - 4)$$

Donde

$N_{T,mod/SB}$: Número total de módulos conectados por Sunny Boy

$N_{s/SB}$: Número de módulos conectados en serie por Sunny Boy

$N_{p/SB}$: Número de módulos conectados en paralelo por Sunny Boy

Sustituyendo los valores en la ecuación (4 – 4):

$$N_{T,mod/SB} = 15 \cdot 3 = 45 \text{ módulos/SB}$$

Por lo tanto en cada Sunny Boy se conectarán 45 módulos. La potencia total de este arreglo de módulos se calcula:

$$P_{mod/SB} = N_{T,mod/SB} \cdot P_{m,maxSTC} \quad (4 - 5)$$

Donde

$P_{mod/SB}$: Potencia de los módulos conectados al Sunny Boy (W)

$N_{T,mod/SB}$: Número total de módulos conectados por Sunny Boy

$P_{m,maxSTC}$: Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones STC, (W_p)

Sustituyendo los valores en la ecuación (4 – 5):

$$P_{mod/SB} = 45 \cdot 250 = 11,250 \text{ W}$$

El arreglo de módulos conectados a cada Sunny Boy tendrá una potencia de 11,250 (W). Para calcular el total de Sunny Boy que se necesitan para satisfacer la potencia que debe tener el sistema fotovoltaico se utilizó la siguiente ecuación:

$$N_{SB} = \frac{P_{FV}}{P_{mod/SB}} \quad (4 - 6)$$

Donde

N_{SB} : Número de inversores Sunny Boy totales en el sistema fotovoltaico

P_{FV} = potencia del generador fotovoltaico (W)

$P_{mod/SB}$: Potencia de los módulos conectados al Sunny Boy (W)

Sustituyendo los valores en la ecuación (4 – 6) se tiene:

$$N_{SB} = \frac{100,180}{11,250} = 8.91 = 9 \text{ Sunny Boy}$$

En este caso el número obtenido se redondeó al entero superior para que cumpla con la potencia total del sistema fotovoltaico.

Para calcular el número total de módulos que compondrán el generador fotovoltaico:

$$N_{mod,Gen} = N_{T,mod/SB} \cdot N_{SB} \quad (4 - 7)$$

Donde

$N_{mod,Gen}$: Número total de módulos que tendrá el generador fotovoltaico

$N_{T,mod/SB}$: Número total de módulos conectados por Sunny Boy

N_{SB} : Número de inversores Sunny Boy totales en el sistema fotovoltaico

Sustituyendo valores en la ecuación (4 – 7):

$$N_{mod,Gen} = 45 \cdot 9 = 405 \text{ módulos}$$

Por lo tanto el generador fotovoltaico estará compuesto por 405 módulos.

Para calcular el número de Sunny Boy que se pueden conectar a cada Sunny Island:

$$N_{SB/SI} = \frac{P_{out,SB}}{P_{inCA,SI}} \quad (4 - 8)$$

Donde

N_{SI} : Número de inversores Sunny Boy por cada Sunny Island

$P_{out,SB}$: Potencia de salida del Sunny Boy (W)

$P_{inCA,SI}$: Potencia de entrada en CA del Sunny Island (W)

Sustituyendo los valores de las Tablas 4.3 y 4.4 en la ecuación (4 – 8):

$$N_{SB/SI} = \frac{11,000}{11,500} = 0.96 = 1 \text{ Sunny Island/Sunny Boy}$$

Por lo tanto el número total de Sunny Island del sistema, será igual al número de Sunny Boy.

Para el sistema de acumulación se eligieron, tomando en cuenta las especificaciones del inversor aislado mostradas en la Figura 4.3, baterías VRLA (Plomo Ácido Regulada por Válvula, según sus siglas en inglés) de gel. Se eligió este tipo de baterías ya que son libres de mantenimiento y tienen una profundidad de descarga mayor. En la figura 4.5 se muestran sus datos técnicos.

Modelo	C_{1h} Ah	C_{10h} Ah	C_{20h} Ah	C_{72h} Ah	C_{100h} Ah	C_{120h} Ah	C_{240h} Ah
26 PVV 4940	2,014	3,650	4,060	4,608	4,710	4,764	4,920

Figura 4.5 Datos técnicos de las baterías VRLA-GEL de la marca BAE (BAE, 2013)

La tensión de la batería depende de los inversores aislados que se utilicen, por lo que se utilizarán bancos de baterías marca BAE, modelo 26 PVV 4940 de 3650 Ah a 10 horas de rango de descarga, compuesto por 24 celdas de 2V cada una, para un voltaje nominal de 48 VCD. Con una profundidad de descarga del 80%. La capacidad de descarga se toma a 10 horas ya que es la capacidad a la que se configuran los sistemas aislados que utilizan inversores Sunny Island (SMA, 2013 b), según el instructivo de instalación. Para calcular el sistema de acumulación se

consideraron 3 días de autonomía, tomando en cuenta el clima que se tiene en el CEIEGT. Para calcular el tamaño de la batería en *kWh* se sustituyen los valores en la ecuación (2 – 23):

$$\text{Tamaño de la batería [kWh]} = \frac{3 \cdot \frac{109,407.14}{365}}{0.9 \cdot 0.8} = 1,248.94 \text{ kWh}$$

Para calcular el tamaño de la batería en *Ah* se sustituyen los valores en la ecuación (2 – 24):

$$\text{Tamaño de la batería [Ah]} = 1,248.94 \cdot \frac{1000}{48} = 26,019.58 \text{ Ah}$$

Para calcular el número de bancos de baterías que se necesitarán, se utilizó la siguiente ecuación:

$$N_{bat} = \frac{\text{Tamaño de la batería [Ah]}}{C_{10h,bat}} \quad (4 - 9)$$

Donde

N_{bat} : Número de bancos de baterías

$C_{10h,bat}$: Capacidad de descarga de la batería a 10 horas (*Ah*)

Sustituyendo valores en la ecuación (4 – 9):

$$N_{bat} = \frac{26,019.58}{3,650} = 7.13 = 7 \text{ bancos de baterías}$$

El sistema de acumulación estará compuesto por 7 bancos de baterías marca BAE, modelo 26 PVV 4940 compuesta por 24 celdas de 2V cada una. En la Tabla 4.3 se presentan de manera resumida los componentes principales del sistema fotovoltaico diseñado para abastecer las cargas del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT. En la Figura 4.6 se muestra la conexión de estos componentes.

Tabla 4.3 Componentes del sistema fotovoltaico aislado diseñado para el CEIEGT

Componente	Marca / Modelo	Cantidad
Módulo	YGE / L250P-29b	405
Inversor	SMA / Sunny Boy 11000TL-US	9
Inversor aislado	SMA / Sunny Island 6.0H	9
Banco de baterías	BAE / 26 PVV 4940	7

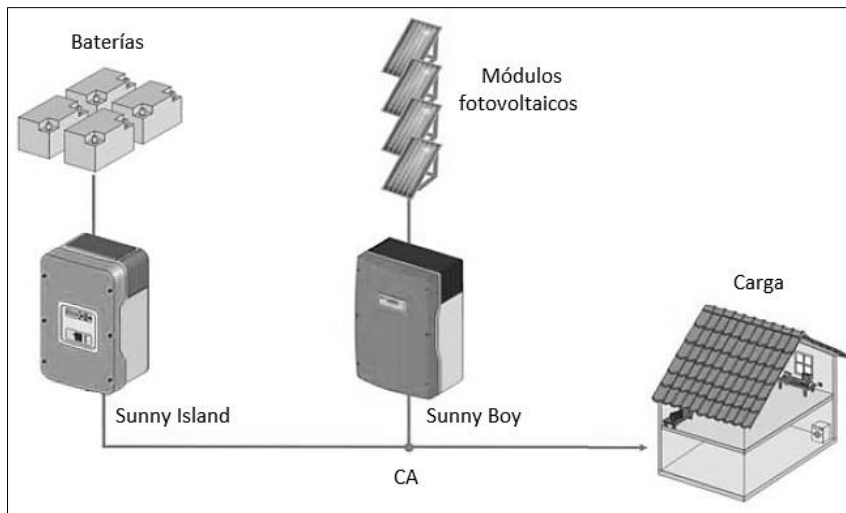


Figura 4.6 Esquema de la conexión de los componentes del sistema fotovoltaico autónomo (elaboración a partir de SMA, 2013 c)

Analizando el sistema con los valores promedio mensuales de energía generada por el sistema fotovoltaico, mostrados en la Tabla 4.4, se puede ver en la Figura 4.7 que con el diseño propuesto se cubre la demanda durante todo el año y hay energía suficiente para almacenar en las baterías y tener el respaldo necesario.

Tabla 4.4 Energía anual generada por el sistema fotovoltaico diseñado y demanda anual de energía de la carga

Mes	E_{FV} (kWh/mes)	E_C (kWh/mes)
Enero	9,642.24	9,292.11
Febrero	9,888.48	8,392.88
Marzo	12,253.68	9,292.11
Abril	12,587.40	8,992.37
Mayo	13,458.96	9,292.11
Junio	13,073.40	8,992.37
Julio	13,032.09	9,292.11
Agosto	12,504.78	9,292.11
Septiembre	11,105.10	8,992.37
Octubre	11,425.05	9,292.11
Noviembre	10,546.20	8,992.37
Diciembre	9,391.14	9,292.11

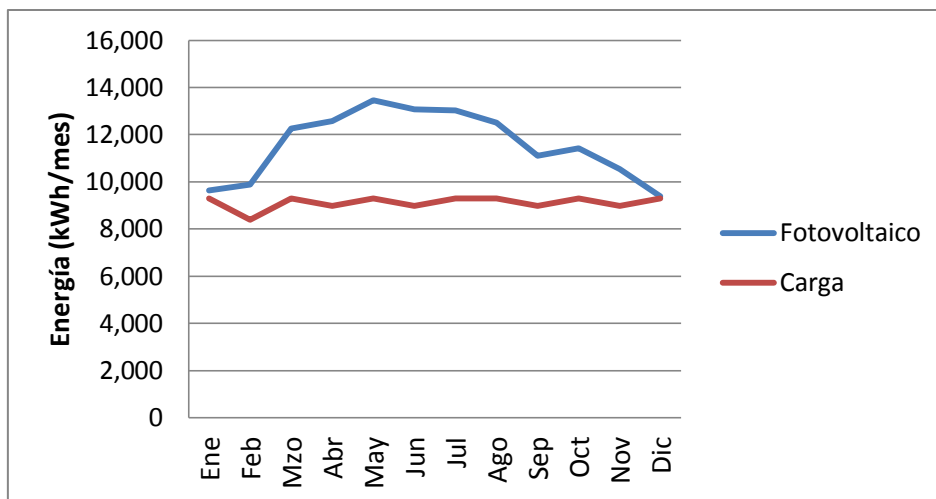


Figura 4.7 Gráfica comparativa de la demanda de energía anual de la carga y la energía anual generada por el sistema fotovoltaico diseñado

4.4 DISEÑO DEL SISTEMA EÓLICO

Para el diseño del sistema eólico se solicitaron los datos de rapidez del viento al Servicio Meteorológico Nacional (CONAGUA SMN, 2013). Se obtuvo el registro de la rapidez del viento medida cada diez minutos durante el año 2013 en la estación meteorológica automática (ema) Perote. Posteriormente se eligió una turbina eólica modelo colibrí de 10kW, la cual cuenta con tres aspas en eje horizontal y un generador síncrono de CA de imanes permanentes. Ésta se instalará en una torre tipo poste de 20m. En la Figura 4.8 se muestran las especificaciones técnicas de la turbina eólica seleccionada.

VARIABLE	COLIBRÍ 5 KW	COLIBRÍ 10 KW
Diametro del rotor	5.58 m	7.3 m
Peso	522 kg	630 kg
Potencia nominal	5 kW	10 kW
Potencia máxima	6.5 kW	14 kW
Voltaje nominal del generador	310 V	330 V
Velocidad del rotor	10 a 200 RPM	10 a 160 RPM
Control de sobrevelocidad automático	12 a 25 m/s	14 a 25 m/s
Velocidad de viento para iniciar operación	3 m/s	3 m/s
Velocidad de viento para iniciar generación	3.5 m/s	3.5 m/s
Velocidad de viento para operación nominal	10 a 12 m/s	10 a 12 m/s
Velocidad de viento para detener generación	25 m/s	25 m/s
Velocidad máxima de viento	54 m/s	54 m/s
Velocidad del viento en las pruebas	sobre 31 m/s	sobre 31 m/s

Figura 4.8 Especificaciones técnicas de la turbina eólica colibrí de 10Kw (PI, 2014)

La potencia de salida de la turbina eólica es directamente proporcional al área de barrido del rotor. El área de barrido del rotor se calculó sustituyendo los datos de la turbina elegida, en la ecuación (2 – 19):

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot 7.3^2 = 41.85 \text{ m}^2$$

Otro parámetro importante que afecta directamente la potencia eólica es la densidad de aire, para calcularla se necesita conocer la presión local del aire la cual, según los datos proporcionados por el SMN, es de 759.2mmHg lo que equivale a 101,193.37 N/m². Sustituyendo los datos en la ecuación (2 – 20) se obtuvo:

$$\rho = \frac{101,193.37}{287 \cdot (23.4 + 273.15)} = 1.19 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

Como se explicó en el capítulo 2, la rapidez del viento varía según la altura. La potencia del generador depende del cubo de la rapidez del viento por lo que es un parámetro muy importante a considerar. Los valores de rapidez de viento registrados por las estaciones meteorológicas automáticas se miden a 10m de altura, por lo que a los datos del SMN se les aplicó la fórmula (2 – 21) para H=20m (altura a la que estarán las turbinas eólicas) y n=0.20 (Tabla 2.3).

La potencia de salida de una turbina depende de la rapidez del viento mínima para iniciar generación y de la rapidez del viento máxima para detener generación, que si se excediera, provocaría daños estructurales en la turbina (ambas indicadas en la Figura 4.7). Los valores de rapidez del viento que estaban fuera de estos rangos fueron omitidos para el cálculo del sistema eólico. Teniendo todos los valores para calcular la potencia de salida de la turbina eólica, en una hoja de cálculo se dispusieron las columnas: rapidez del viento (m/s) / densidad del aire (Kg/m³) / Área (m²) / Potencia (W) / tiempo (h) / Eficiencia del sistema / Energía generada (Wh); con los valores de rapidez del viento medidos cada diez minutos, durante un año. En la Tabla 4.5 se muestra el resumen de los cálculos con promedios mensuales.

Tabla 4.5 Cálculo de la potencia de salida de la turbina eólica con valores promedio mensuales

mes	RapViento [m/s]	ρ [Kg/m ³]	A [m ²]	P [W]	t [h]	η	Egen(Wh)
enero	4.67	1.19	460.4	49,972.39	744	0.25	9,294,864.00
febrero	5.40	1.19	460.4	75,067.44	672	0.25	12,611,329.40
marzo	6.12	1.19	460.4	110,411.76	744	0.25	20,536,588.01
abril	6.00	1.19	460.4	101,098.25	720	0.25	18,197,685.31
mayo	4.88	1.19	460.4	60,132.42	744	0.25	11,184,630.67
junio	4.47	1.19	460.4	53,468.02	720	0.25	9,624,243.35
julio	4.76	1.19	460.4	74,152.47	744	0.25	13,792,360.26
agosto	4.98	1.19	460.4	80,328.15	744	0.25	14,941,036.10
septiembre	5.05	1.19	460.4	72,391.21	720	0.25	13,030,417.43
octubre	4.95	1.19	460.4	73,580.13	744	0.25	13,685,904.85
noviembre	5.31	1.19	460.4	86,195.81	720	0.25	15,515,245.62
diciembre	5.42	1.19	460.4	79,254.45	744	0.25	14,741,327.67

Se utilizó la fórmula (2 – 18), para cada rapidez del viento, medida cada diez minutos, y así se obtuvo la potencia. Para conocer la energía que generará la turbina eólica, para cada potencia calculada se utilizó la siguiente fórmula:

$$E_{turbina} = P \cdot t \cdot \eta \quad (4 - 10)$$

Donde

$E_{turbina}$: Energía generada por la turbina eólica (Wh)

P : Potencia de salida de la turbina eólica (W)

t : Intervalo de tiempo entre cada medición de rapidez del viento (h)

η : Eficiencia del sistema eólico (aproximadamente 0.25)

Cada medición tiene un intervalo de 10 minutos, lo que equivale a 0.17 horas, valor que se utilizó en la ecuación (4 – 10). Además se consideró una eficiencia del 25%. De esta manera se calculó la energía generada para cada rapidez del viento, cada diez minutos. La suma de todas las energías obtenidas es igual a la energía generada por la turbina en un año. Esta energía no es suficiente para abastecer la demanda que requiere la carga, para saber cuántas turbinas se necesitan para abastecer la demanda se utilizó la siguiente ecuación:

$$N_{turbinas} = \frac{E_a}{E_{turbina}} \quad (4 - 11)$$

Donde

$N_{turbinas}$: Número de turbinas eólicas que compondrán el sistema eólico

E_a : Energía anual que demanda la carga ($\frac{kWh}{año}$)

$E_{turbina}$: Energía anual que genera una turbina eólica ($\frac{kWh}{año}$)

Sustituyendo los valores en la ecuación (4 – 11):

$$N_{turbinas} = \frac{109,407.14}{15,195.97} = 7.2 = 8 \text{ turbinas eólicas}$$

El número obtenido se redondeó al entero superior para que la energía generada sea suficiente para abastecer la carga. Sin embargo, analizando los valores promedio mensuales mostrados en la Tabla 4.6, con 8 turbinas no es suficiente para cubrir los meses de enero, mayo y junio (Figura 4.9).

Analizando gráficamente los valores, se obtuvo que se necesitarán 11 turbinas eólicas para cubrir la demanda durante todo el año, como se muestra en la Figura 4.10. En la Tabla 4.7 se muestran los valores de la energía generada anualmente por el sistema eólico.

Otra ventaja de los inversores aislados Sunny Island utilizados en el diseño del sistema fotovoltaico es que también pueden utilizarse con el sistema eólico. Cada turbina eólica se

conectará a un inversor aislado Sunny Island, los cuales irán conectados al mismo banco de baterías, ya que la carga a alimentar en ambos sistemas es la misma.

En la Tabla 4.8 se muestra el total de los principales componentes que formarán el sistema eólico aislado diseñado para abastecer las cargas del módulo de producción acuícola del CEIEGT. En la Figura 4.11 se muestra la conexión de estos componentes.

Tabla 4.6 Energía anual generada por el sistema eólico diseñado con 8 turbinas y demanda anual de energía de la carga

Mes	E_{EO} (kWh/mes)	E_C (kWh/mes)
Enero	6,759.90	9,292.11
Febrero	9,171.88	8,392.88
Marzo	14,935.70	9,292.11
Abril	13,234.68	8,992.37
Mayo	8,134.28	9,292.11
Junio	6,999.45	8,992.37
Julio	10,030.81	9,292.11
Agosto	10,866.21	9,292.11
Septiembre	9,476.67	8,992.37
Octubre	9,953.39	9,292.11
Noviembre	11,283.81	8,992.37
Diciembre	10,720.97	9,292.11

Tabla 4.7 Energía anual generada por el sistema eólico diseñado con 11 turbinas y demanda anual de energía de la carga

Mes	E_{EO} (kWh/mes)	E_C (kWh/mes)
Enero	9,294.86	9,292.11
Febrero	12,611.33	8,392.88
Marzo	20,536.59	9,292.11
Abril	18,197.69	8,992.37
Mayo	11,184.63	9,292.11
Junio	9,624.24	8,992.37
Julio	13,792.36	9,292.11
Agosto	14,941.04	9,292.11
Septiembre	13,030.42	8,992.37
Octubre	13,685.90	9,292.11
Noviembre	15,515.25	8,992.37
Diciembre	14,741.33	9,292.11

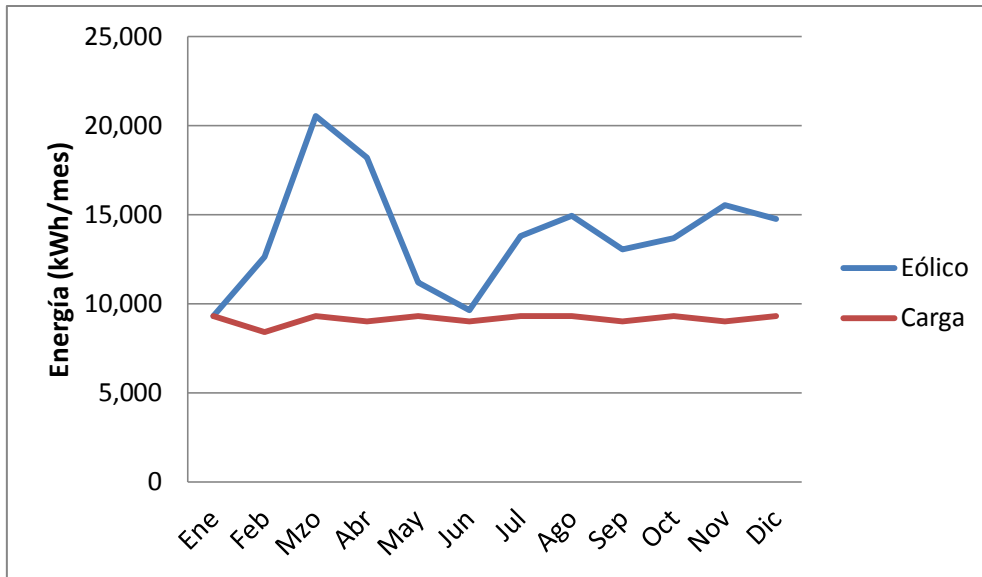


Figura 4.9 Gráfica comparativa de la demanda de energía anual de la carga y la energía anual generada por el sistema eólico diseñado con 8 turbinas

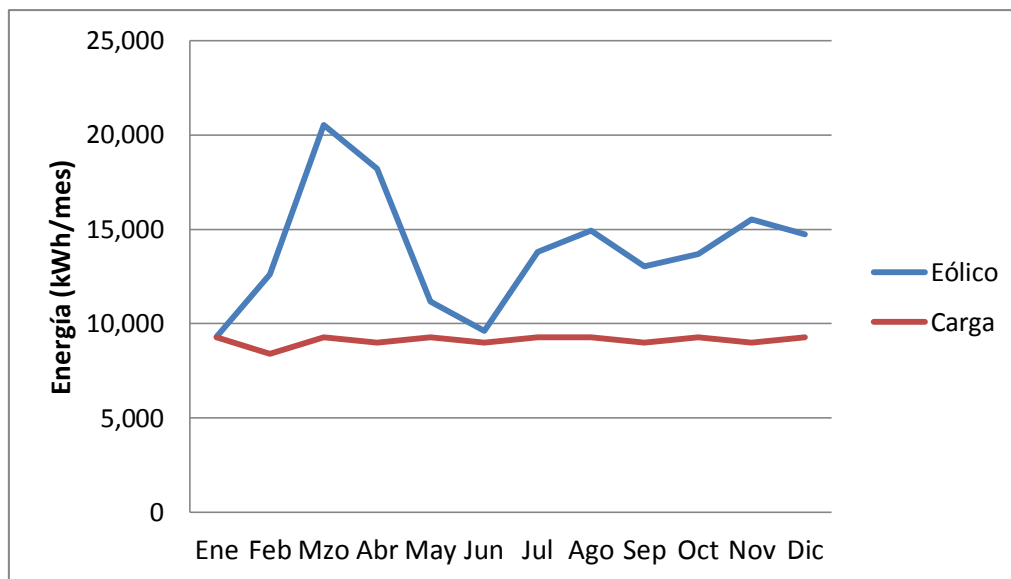


Figura 4.10 Gráfica comparativa de la demanda de energía anual de la carga y la energía anual generada por el sistema eólico diseñado con 11 turbinas

Tabla 4.8 Componentes del sistema eólico aislado diseñado para el CEIEGT

Componente	Marca / Modelo	Cantidad
Turbina eólica	Colibrí 10kW	11
Inversor aislado	SMA / Sunny Island 6.0H	11
Baterías	BAE / 26 PVV 4940	7

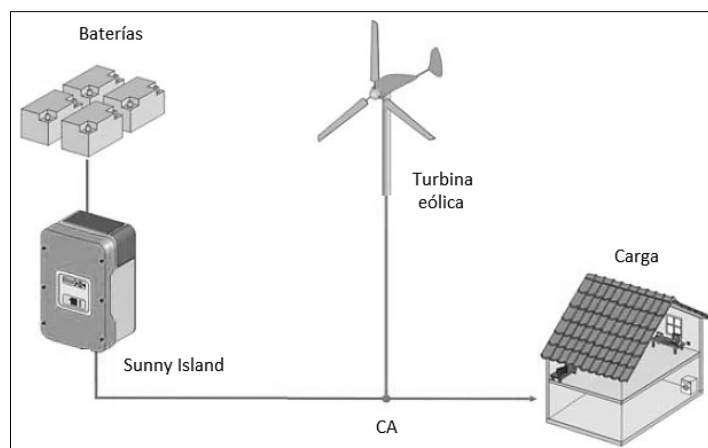


Figura 4.11 Conexión de los componentes del sistema eólico (elaboración a partir de SMA, 2013 c)

4.5 DISEÑO DEL SISTEMA HÍBRIDO

Si se combina la energía fotovoltaica con eólica, puede lograrse una variante cómoda y rentable a largo plazo en el suministro remoto de la electricidad. Es por eso que además de los sistemas anteriores, se propone el diseño de un sistema híbrido para mejorar el abastecimiento de energía eléctrica y disminuir la inversión inicial del sistema a instalar. Para el diseño del sistema híbrido se tomaron como referencia los sistemas anteriormente diseñados. Ya que ambos sistemas están diseñados por grupos, se realizó un análisis gráfico para combinar las dos fuentes de energía y obtener un nuevo sistema que cumpla con las necesidades de demanda de carga y con el objetivo de reducir el costo del sistema.

A cada subsistema se le asignó un porcentaje. Después de realizar el análisis gráfico se propone un sistema híbrido el cual se compone 50% de energía fotovoltaica y 50% de energía eólica. Se decidió darle este porcentaje tomando en cuenta las ventajas que presentan, en este caso, ambas tecnologías, la energía eólica resulta más barata mientras que la energía fotovoltaica más fiable. En la Tabla 4.9 se muestran los datos de generación anual del sistema híbrido. La Figura 4.12 muestra una gráfica comparativa de la energía generada por el sistema híbrido y la energía anual demandada por la carga.

Tabla 4.9 Energía anual generada por el sistema híbrido y demanda anual de energía de la carga

Mes	E_C (kWh/mes)	E_{FV} (kWh/mes)	E_{EO} (kWh/mes)	E_H (kWh/mes)
Enero	9,292.11	5,356.80	4,224.94	9,581.74
Febrero	8,392.88	5,493.60	5,732.42	11,226.02
Marzo	9,292.11	6,807.60	9,334.81	16,142.41
Abril	8,992.37	6,993.00	8,271.68	15,264.68
Mayo	9,292.11	7,477.20	5,083.92	12,561.12
Junio	8,992.37	7,263.00	4,374.66	11,637.66
Julio	9,292.11	7,240.05	6,269.25	13,509.30
Agosto	9,292.11	6,947.10	6,791.38	13,738.48
Septiembre	8,992.37	6,169.50	5,922.92	12,092.42
Octubre	9,292.11	6,347.25	6,220.87	12,568.12
Noviembre	8,992.37	5,859.00	7,052.38	12,911.38
Diciembre	9,292.11	5,217.30	6,700.60	11,917.90

En la Tabla 4.10 se muestra de manera resumida, los componentes principales que formarán el sistema híbrido (fotovoltaico-eólico) diseñado para abastecer la carga del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT. La Figura 4.13 es una representación de la conexión de dichos componentes.

Tabla 4.10 Componentes del sistema híbrido diseñado para el CEIEGT

Componente	Marca / Modelo	Cantidad
Módulo	YGE / L250P-29b	225
Turbina eólica	Colibrí 10kW	5
Inversor	SMA / Sunny Boy 11000TL-US	5
Inversor aislado	SMA / Sunny Island 6.0H	10
Banco de baterías	BAE / 26 PVV 4940	7

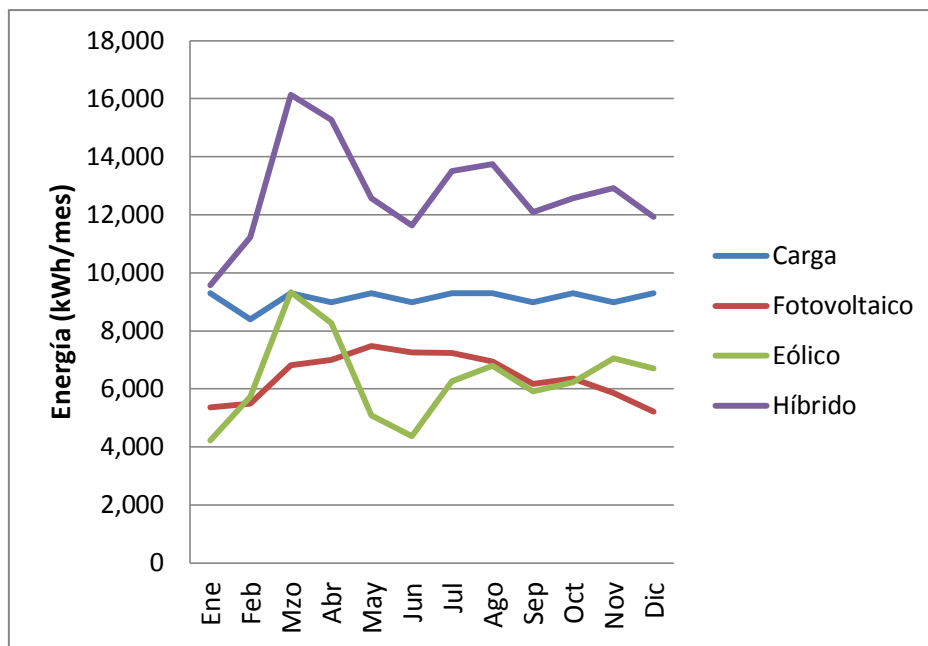


Figura 4.12 Gráfica comparativa de la demanda de energía anual de la carga y la energía anual generada por el sistema híbrido propuesto

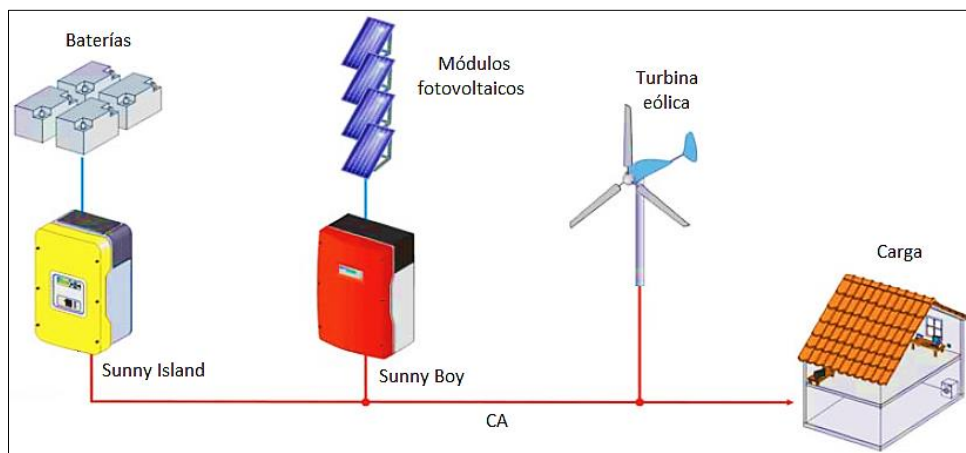


Figura 4.13 Conexión de los componentes del sistema híbrido (elaboración a partir de SMA, 2013 c)

4.6 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EVITADAS

El uso intensivo de combustibles fósiles (carbón o gas natural) en las plantas de generación, como ocurre hoy en día en México, originan problemas que se pueden agravar en el mediano y largo plazo, tales como el agotamiento de las reservas de estos recursos no renovables, así como daños a la salud y una mayor incidencia de desastres naturales (ocasionados por el aumento de emisiones contaminantes, que provocan daños a las vías respiratorias, así como el incremento en la temperatura promedio del planeta) (SENER y GIZ, 2012). Fomentar un uso racional de recursos no renovables e incrementar la implementación de fuentes de energía que causan un menor impacto al medio ambiente, como las energías renovables, puede jugar un papel importante para prevenir estos problemas (SENER y GIZ, 2012). El sector energético y en particular el sector eléctrico son importantes contribuyentes en emisiones de GEI (INE y SEMARNAT, 2009). Tan sólo en 2011, el sector eléctrico contribuyó con el 30.8% de las emisiones de CO₂eq correspondientes al sector energía, sólo después del sector transporte, el cual contribuyó con el 39.9% (SENER, 2012 a).

Los sistemas fotovoltaicos y eólicos no requieren combustible para operar y no liberan ningún tipo de emisiones tóxicas. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que se utiliza energía durante el proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos y las turbinas eólicas, la disponibilidad de las materias primas y la posibilidad de reciclar módulos. El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL) condujo recientemente el Proyecto de Armonización de la Evaluación del Ciclo de Vida (Life Cycle Assessment Harmonization Project), el cual brinda estimaciones más exactas de las emisiones de gases de efecto invernadero para la generación renovable y convencional. Con esto se facilita la comparación de las tecnologías energéticas. La comparación de las etapas del ciclo de vida y las proporciones de las emisiones de GEI de cada etapa (Figura 4.14), muestran que, para las plantas eléctricas de carbón, la combustión de combustible durante la operación emite la gran mayoría de los GEI. Para las plantas de energía fotovoltaica, la mayoría de las emisiones de gases de efecto invernadero están en los procesos previos de la operación, en la fabricación de materiales y de los módulos. Para las plantas de energía eólica, la mayoría de las emisiones de gases de efecto invernadero están en los procesos previos de la operación. (NREL, 2012 y NREL, 2013).

Para efectos prácticos, se convirtieron las emisiones de GEI a TCO₂eq/MWh con la siguiente equivalencia:

$$1 \frac{gCO_2eq}{kWh} = \frac{1}{1000} \frac{TCO_2eq}{MWh} \quad (4 - 12)$$

De la Figura 4.14 se tiene que un sistema fotovoltaico emite 40 gCO₂eq/kWh, aplicando la ecuación (4 – 12) se tiene:

$$40 \cdot \frac{1}{1000} = 0.04 \frac{TCO_2eq}{MWh}$$

Para el sistema eólico se tiene una emisión de 10 gCO₂eq/kWh (Figura 4.14), utilizando la ecuación (4 – 12) se tiene:

$$10 \cdot \frac{1}{1000} = 0.01 \frac{TCO_2eq}{MWh}$$

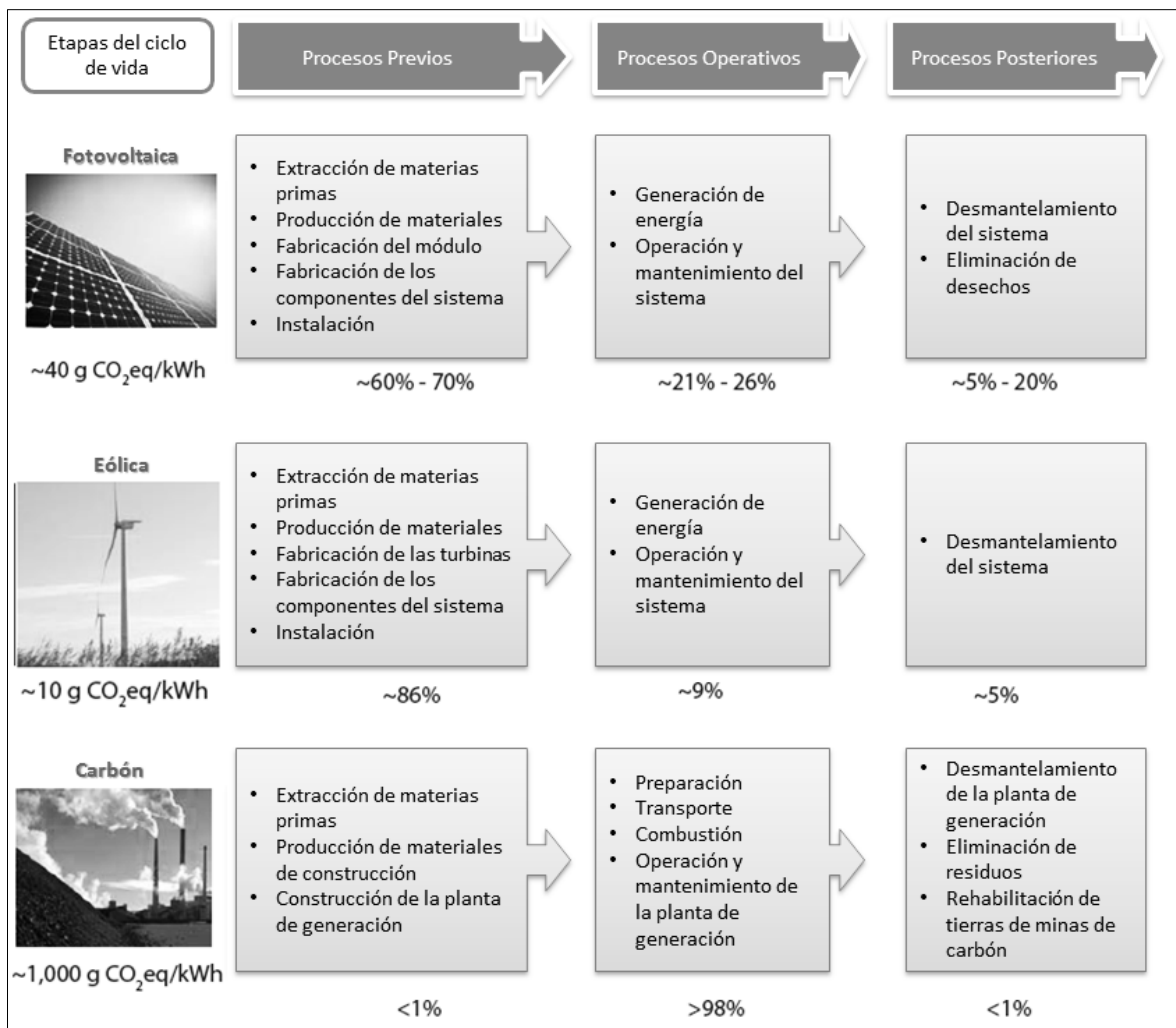


Figura 4.14 GEI causados por la generación de electricidad con energía fotovoltaica, energía eólica y quema de carbón (Elaboración a partir de NREL, 2012 y NREL, 2013)

En México el régimen térmico neto de una central carboeléctrica es de 10,243 kJ/kWh, por lo que se tienen, para la generación de electricidad por combustión de carbón, emisiones de 1,940 gCO₂eq/kWh.

$$1,940 \cdot \frac{1}{1000} = 1.94 \frac{TCO_2eq}{MWh}$$

La demanda anual de energía del módulo de producción acuícola del CEIEGT es de 109.41 $\frac{MWh}{año}$. Para calcular las emisiones anuales de GEI causadas por cada tecnología se multiplicó la energía consumida anualmente, por las emisiones GEI de cada tecnología.

Para la energía fotovoltaica se tiene:

$$109.41 \left(\frac{MWh}{año} \right) \cdot 0.04 \left(\frac{TCO_2eq}{MWh} \right) = 4.38 \frac{TCO_2eq}{año}$$

Para la energía eólica:

$$109.41 \left(\frac{MWh}{año} \right) \cdot 0.01 \left(\frac{TCO_2eq}{MWh} \right) = 1.09 \frac{TCO_2eq}{año}$$

El sistema híbrido alimenta el 50% de la carga con energía fotovoltaica y el otro 50% con energía eólica, por lo que sus emisiones anuales de GEI serán:

$$54.705 \left(\frac{MWh}{año} \right) \cdot 0.04 \left(\frac{TCO_2eq}{MWh} \right) + 54.705 \left(\frac{MWh}{año} \right) \cdot 0.01 \left(\frac{TCO_2eq}{MWh} \right) = 2.74 \frac{TCO_2eq}{año}$$

Y para la generación a partir de la combustión de carbón:

$$109.41 \left(\frac{MWh}{año} \right) \cdot 1.94 \left(\frac{TCO_2eq}{MWh} \right) = 212.25 \frac{TCO_2eq}{año}$$

Para calcular las emisiones asociadas a la generación eléctrica conectada a la red nacional, debe aplicarse un factor de emisión de CO₂ atribuible al suministro eléctrico necesaria para cubrir el consumo (GENCAT, 2011). En México, la electricidad que se consume, y que no se autogenera, proviene de la red eléctrica nacional, sin poder distinguir exactamente en qué planta de generación de electricidad se ha producido la electricidad. Por lo tanto, el factor de emisión que se utilizó es el valor nacional que refleje las emisiones de CO₂ generadas para producir la electricidad de la red, y que tiene en cuenta que existen unas pérdidas de electricidad que se asocian al transporte y a la distribución. Utilizando la calculadora EX-ACT se obtuvo que las emisiones de GEI causados por la generación de electricidad en México es de 0.593 (TCO₂eq/MWh). Para satisfacer los 109.41 (MWh/año) se tienen emisiones de 71.4 TCO₂eq, considerando un 10% de pérdidas de electricidad durante el transporte (FAO, 2013).

Para calcular las emisiones de GEI generados durante el tiempo de vida de los sistemas diseñados, se multiplicaron las emisiones anuales del sistema por el tiempo de vida del mismo, en este caso 20 años. La utilización de energía fotovoltaica, durante los 20 años de vida del sistema, generará:

$$4.38 \cdot 20 = 87.53 TCO_2eq$$

Utilizando energía eólica durante los 20 años que tiene de vida el sistema, tendrá un total de emisiones de:

$$1.09 \cdot 20 = 21.88 TCO_2eq$$

El sistema híbrido durante los 20 años de vida emitirá:

$$2.74 \cdot 20 = 54.70 TCO_2eq$$

Mientras que la generación de electricidad, por combustión de carbón, en 20 años emitirá:

$$212.25 \cdot 20 = 4,245 TCO_2eq$$

Comparando las emisiones generadas por los sistemas renovables contra el caso extremo, la generación por la combustión de carbón, se obtienen las emisiones de GEI evitadas.

Si se utiliza la energía fotovoltaica se evitarán:

$$4,245 - 87.53 = 4,157.47 \text{ TCO}_2eq$$

Utilizando la energía eólica se evitarán:

$$4,245 - 21.88 = 4223.12 \text{ TCO}_2eq$$

Y con el sistema híbrido se evitarán:

$$4,245 - 54.70 = 4,190.30 \text{ TCO}_2eq$$

Con la calculadora EX-ACT se obtuvo que, en México, para satisfacer la demanda de energía del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT durante 20 años, se producirán 1,428.2 TCO₂eq, considerando un 10% de pérdidas de electricidad durante el transporte (FAO, 2013). Comparando este valor de emisiones de GEI, causados por la generación de energía eléctrica en México por métodos convencionales, se tiene que las emisiones de GEI evitadas con la utilización de energía fotovoltaica serán:

$$1,428.2 - 87.53 = 1,340.67 \text{ TCO}_2eq$$

Si se utiliza la energía eólica las emisiones de GEI evitadas serán:

$$1,428.2 - 21.88 = 1,406.32 \text{ TCO}_2eq$$

Utilizando el sistema híbrido se evitarían:

$$1,428.2 - 54.70 = 1,373.5 \text{ TCO}_2eq$$

Algunas empresas que se dedican a la fabricación de módulos fotovoltaicos han establecido sistemas de reciclado con tasas de recuperación de hasta el 95% del material semiconductor y el 90% del vidrio. Los productores fotovoltaicos, además, establecieron un sistema de reciclaje independiente del fabricante, llamado PV Cycle (IEA, 2014). Si se considera que Yingli Solar, la empresa que produce el panel elegido para el diseño del sistema fotovoltaico, cuenta con esta opción de reciclaje, las emisiones de GEI evitadas por el sistema fotovoltaico serían mayores.

4.7 COSTOS ASOCIADOS A LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE ENERGÍA RENOVABLE

Una de las principales ventajas de los sistemas fotovoltaicos y eólicos es que prácticamente no requieren mantenimiento a lo largo de su vida útil (aproximadamente 20 años); por el contrario, sus costos de inversión inicial todavía son altos comparado con otras tecnologías; sin embargo, los costos de operación y mantenimiento son prácticamente nulos dado que no se requiere emplear ningún combustible para la generación de electricidad. Los costos de inversión y funcionamiento de equipos que producen energía útil dependen de muchas variables que incluyen:

- El tamaño del sistema
- La complejidad del sistema

- La distancia de la comunidad respecto de las líneas de distribución de la energía o de los centros de abasto de combustible
- La accesibilidad por tierra.

Para comparar adecuadamente los sistemas que proveen energía, se requieren tres conjuntos de costos: los de la inversión inicial, los de operación y mantenimiento y los de reemplazo. La inversión inicial incluye aquellos costos en los que se debe incurrir para el diseño, compra, transporte e instalación de los equipos. En sistemas que aprovechan energía renovable este es el principal costo y se amortiza en función de dos variables:

- La vida útil del sistema
- La tasa de retorno que considera el comprador o la tasa de interés a la que se paga el financiamiento.

Los costos de operación y mantenimiento son los requeridos para hacer operar los sistemas cotidianamente y mantenerlos en condiciones adecuadas de funcionamiento. Éstos son los principales costos de los sistemas convencionales, ya que incluyen los de:

- La generación de la energía
- Transporte de la energía
- Limpieza y afinación de los sistemas
- Reparaciones.

Los costos de reemplazo son aquellos en los que se incurre cuando es preciso reemplazar algún elemento cuya vida útil es menor que la del sistema (De Buen, 2010).

4.7.1 COSTOS DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

4.7.1.1 INVERSIÓN INICIAL

El monto de la inversión inicial necesaria para instalar un sistema fotovoltaico depende de dos factores principales:

- El costo de los equipos
- El costo del transporte de los equipos y su instalación.

El costo del sistema de generación depende de la capacidad. El costo del kW instalado más económico (sin considerar baterías) se ubica en 60 mil pesos y aumenta a medida que se reduce el tamaño del sistema (De Buen, 2010). En la Tabla 4.11 se muestran ejemplos del costo de generación de energía eléctrica, en pesos por kilowatt, con la utilización de energía fotovoltaica.

El costo del transporte de los equipos y su instalación está determinado por la distancia y la facilidad de acceso entre el lugar de venta de los equipos y el sitio donde se ubicará el sistema (en cantidad de kilómetros por recorrer en un vehículo todo terreno, en uno de tipo normal, en animal o caminando). Este costo puede representar hasta 30% del costo inicial. En caso de que se requieran baterías, éstas varían en precio, según la tecnología; las más comunes van

desde 1,000 hasta 3,000 pesos por cada kWh de capacidad de almacenamiento (De Buen, 2010).

Tabla 4.11 Costo unitario de capacidad instalada para la generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos (De Buen, 2010)

Capacidad (kW)	\$/kW
Hasta 0.1	260,000
0.1 a 1.0	150,000
1.0 a 5.0	100,000
Más de 5.0	65,000

En la Tabla 4.12 se detalla el costo de inversión inicial para el sistema fotovoltaico diseñado, se puede observar que el costo de los bancos de baterías equivale a más del 50% del costo total de inversión inicial. El sistema fotovoltaico tiene una potencia de 101,250 W_p , tomando el costo inicial del sistema se tiene que cada watt generado tendrá un costo de 5.66 $\$/USD/W$, lo que es igual a 77.60 $\$/MX/W$.

Tabla 4.12 Costo inicial del sistema fotovoltaico aislado diseñado para el módulo de producción acuícola del CEIEGT

Componente	Marca / Modelo	Cantidad	Costo unitario $\$/USD$	Total $\$/USD$	Total $\$/MX$
Módulo	YGE / L250P-29b	405	230	93,150	1,276,155
Inversor	SMA / Sunny Boy 11000TL-US	9	3,566	32,091	439,645
Inversor aislado	SMA / Sunny Island 6.0H	9	5,033	45,301	620,627
Banco de baterías	BAE / 26 PVV 4940	7	41,184	288,288	3,949,546
Otros				114,708	1,571,493
Total				573,538	7,857,465

4.7.1.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos son casi nulos, aunque es recomendable hacerles, al menos, tres revisiones al año para detectar y corregir problemas pequeños, antes de que éstos lleven a una falla total en la operación del sistema. Sin embargo, puede considerarse un presupuesto para gastos de reparaciones o pagar algún seguro

equivalente al 2% de la inversión total (De Buen, 2010). Para el sistema fotovoltaico diseñado se tiene un costo de operación y mantenimiento de:

$$7,857,465.12 \cdot 0.02 = 157,149 \text{ \$MX}$$

4.7.1.3 COSTOS DE REEMPLAZO

En los sistemas fotovoltaicos el costo de reemplazo que debe tomarse en cuenta es el de la batería que almacena la energía. La vida útil de las baterías es de entre 4 y 8 años, dependiendo del tipo de batería, la marca y su mantenimiento (ANES 2006). El precio de las baterías representa alrededor del 25% del costo inicial del sistema (De Buen, 2010). Tomando en cuenta un tiempo de vida del sistema de 20 años y 4 años para las baterías, se tiene que las baterías deben reemplazarse cuatro veces, por lo tanto el costo de reemplazo será igual a:

$$3,949,545.60 \cdot 4 = 15,789,182 \text{ \$MX}$$

En la Tabla 4.13 se muestra el resumen de la inversión total, tomando en cuenta la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y los costos de reemplazo; durante los 20 años de vida del sistema.

Tabla 4.13 Costo total del sistema fotovoltaico aislado considerando un tiempo de vida de 20 años

Concepto	Costo \$MX
Inversión inicial	7,857,465
Operación y mantenimiento	157,149
Reemplazo	15,798,182
Total	23,812,796

4.7.2 COSTOS DEL SISTEMA EÓLICO

4.7.2.1 INVERSIÓN INICIAL

El monto de la inversión inicial necesaria para instalar un sistema de generación a partir de energía eólica depende de dos factores principales:

- El costo de los equipos
- El costo del transporte de los equipos y su instalación.

En lo que corresponde al precio de la generación con energía eólica, éste oscila entre 25,000 y 40,000 pesos por cada kW (De Buen, 2010). En la Tabla 4.14 se muestran ejemplos del costo de la generación de energía eléctrica utilizando el recurso eólico, sin tomar en cuenta el costo de baterías.

Tabla 4.14 Costo unitario de capacidad instalada para la generación de energía eléctrica con sistemas eólicos (De Buen, 2010)

Capacidad kW	\$/kW
Hasta 0.5	40,000
De 0.5 a 1.0	35,000
De 1.0 a 5.0	30,000
De 5.0 a 10.0	25,000
Más de 10.0	20,000

En la Tabla 4.15 se presenta detallado el costo de inversión inicial para el sistema eólico diseñado. Al igual que en el sistema fotovoltaico, los bancos de baterías del sistema eólico son los componentes que abarcan el mayor costo del sistema, siendo en este caso, más del 60% del costo inicial total. El sistema eólico tiene una potencia de $110,000W_p$, tomando el costo de inversión inicial se tiene que cada watt generado tendrá un costo de $4.16 \text{ USD}/W$, lo que es igual a $56.94 \text{ MX}/W$

Tabla 4.15 Costo inicial del sistema eólico aislado diseñado para el módulo de producción acuícola del CEIEGT

Componente	Marca / Modelo	Cantidad	Costo unitario \$USD	Total \$USD	Total \$MX
Turbina eólica	Colibrí 10kW	11	1,116	12,280	168,238
Tablero de control	Colibrí 10kW	11	243	2,674	36,635
Torre	Tipo poste 20 m autosoportada	11	504	5,540	75,900
Inversor aislado	SMA / Sunny Island 6.0H	11	5,033	55,368	758,544
Banco de baterías	BAE / 26 PVV 4940	7	41,184	288,288	3,949,546
Otros				93,038	1,274,616
Total				457,188	6,263,479

4.7.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El costo de operación y mantenimiento de los sistemas eólicos es casi nulo, aunque es recomendable hacer revisiones periódicas para detectar y corregir problemas pequeños, antes de que éstos lleven a una falla total en la operación del sistema. Se sugiere considerar un costo

de operación y mantenimiento anual de 1% de la inversión inicial (De Buen, 2010). Para el sistema eólico diseñado se tiene un costo de mantenimiento y operación de:

$$6,263,478.60 \cdot 0.01 = 62,635 \text{ \$MX}$$

4.7.2.3 COSTOS DE REEMPLAZO

Si bien la vida útil de los generadores eólicos supera los veinte años, debe considerarse (cuando son utilizadas) el costo de las baterías que almacenan la energía generada. La vida útil de las baterías es de entre 4 y 8 años, dependiendo del tipo de batería, la marca y su mantenimiento (De Buen, 2010). Para el sistema fotovoltaico, considerando 4 años de vida de las baterías, se necesitará reemplazar cuatro veces el banco de baterías durante los 20 años de vida del sistema, por lo que se tiene un costo de reemplazo de:

$$3,949,545.60 \cdot 4 = 15,789,182 \text{ \$MX}$$

En la Tabla 4.16 se muestra el resumen de la inversión total, tomando en cuenta la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y los costos de reemplazo, durante los 20 años de vida del sistema.

Tabla 4.16 Costo total del sistema eólico aislado considerando un tiempo de vida de 20 años

Concepto	Costo \$MX
Inversión inicial	6,263,479
Operación y mantenimiento	62,635
Reemplazo	15,798,182
Total	22,124,296

4.7.3 COSTOS DEL SISTEMA HÍBRIDO

4.7.3.1 INVERSIÓN INICIAL

En la Tabla 4.17 se presenta el costo de inversión inicial para el sistema híbrido diseñado. En este caso las baterías cubren más del 50% de la inversión inicial total.

El sistema híbrido tiene una potencia total de $106,250W_p$, conociendo la inversión inicial total se determinó que el costo de cada watt generado será de $4.93 \text{ \$USD/W}$, lo que equivale a $67.55 \text{ \$MX/W}$.

Tabla 4.17 Costo inicial del sistema híbrido diseñado para el módulo de producción acuícola del CEIEGT

Componente	Marca / Modelo	Cantidad	Costo unitario \$USD	Total \$USD	Total \$MX
Módulo	YGE / L250P-29b	225	230	51,750	708,975
Inversor	SMA / Sunny Boy 11000TL-US	5	3,566	17,828	244,247
Turbina eólica	Colibrí 10kW	5	1,116	5,582	76,472
Tablero de control	Colibrí 10kW	5	243	1,216	16,652
Torre	Tipo poste 20 m autosoportada	5	504	2,518	34,500
Inversor aislado	SMA / Sunny Island 6.0H	10	5,033	50,335	689,585
Banco de baterías	BAE / 26 PVV 4940	7	41,184	288,288	3,949,546
Otros				106,379	1,457,394
Total				523,896	7,177,372

4.7.3.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para los costos de operación y mantenimiento del sistema híbrido se consideró un presupuesto para gastos de mantenimiento del 2% de la inversión inicial, por el uso de energía fotovoltaica. Por lo tanto se tiene un costo de operación y mantenimiento de:

$$7,177,371.58 \cdot 0.02 = 143,547 \text{ $MX}$$

4.7.3.3 COSTOS DE REEMPLAZO

Al igual que en los sistemas anteriores, eólico y fotovoltaico, en el sistema híbrido los costos de reemplazo se consideran por las baterías utilizadas. Tomando en cuenta que el sistema híbrido tiene una vida de 20 años y las baterías 4 años, se deben reemplazar cuatro veces los bancos de baterías. Por lo que se tendrá un costo de reemplazo de:

$$3,949,545.60 \cdot 4 = 15,789,182 \text{ $MX}$$

En la Tabla 4.18 se muestra el resumen de la inversión total del sistema híbrido, tomando en cuenta la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y costos de reemplazo, durante los 20 años de vida del sistema.

Tabla 4.18 Costo total del sistema eólico aislado considerando un tiempo de vida de 20 años

Concepto	Costo \$MX
Inversión inicial	7,177,372
Operación y mantenimiento	143,547
Reemplazo	15,798,182
Total	23,119,101

4.7.4 COSTO DE EXTENSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

En algunos casos, la inversión inicial se amortiza sólo por el hecho de que el coste para electrificar la zona es superior al de la instalación de un sistema solar fotovoltaico (CECU, 2004). El costo unitario de extensión de la red eléctrica de distribución en zonas rurales, por parte de la CFE (julio de 2009), tiene un costo cercano a los 190 mil pesos por Km. En la tabla 4.19 se muestran los costos detallados (De Buen, 2010).

Tabla 4.19 Coste de construcción de redes por kilómetro de línea de distribución en área rural y con postes de madera (De Buen, 2010)

Concepto	Costo \$
Materiales y equipo de instalación permanente	137,182.45
Mano de obra	46,358.19
Diseño del proyecto	1,614.44
Supervisión	1,553.60
Costo total/Km	186,708.67

4.8 ANÁLISIS FINANCIERO

4.8.1 VALOR PRESENTE

Este método consiste en actualizar los flujos de efectivo (traerlos a valor presente) uno a uno, descontándolos a una tasa de interés igual al costo de capital (i) y sumar éstos, comparar dicha suma con la inversión inicial (I_0), de tal forma que: si el valor actual de la suma de los flujos es mayor o igual a la inversión, el proyecto se acepta como viable, en caso contrario se rechaza. Lo anterior se representa (Hernández y col., 2005; Valdés, 2010):

$$VP = \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_1}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_1}{(1+i)^n} \quad (4-13)$$

Si $VP \geq I_0 \Rightarrow$ el proyecto se acepta

Si $VP < I_0 \Rightarrow$ el proyecto se rechaza

4.8.2 VALOR PRESENTE NETO

Este método consiste en restar al valor presente (VP) la inversión inicial (I_0), de tal forma que si esta diferencia es mayor a cero, el proyecto se considera viable y se acepta porque, en pesos de hoy, los ingresos son mayores que los egresos. Si la diferencia es menor a cero, significa que en pesos de hoy los ingresos son menores que los egresos y por lo tanto el proyecto se rechaza. Si el VPN=0 los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente le será indiferente al inversionista (Baca, 2005; Hernández y col., 2005). Desde el punto de vista matemático el VPN es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, lo cual podemos representar por:

$$VPN = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n} \quad (4-14)$$

Donde i es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja, denominada TIO. La tasa de interés de oportunidad (TIO), es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto (Baca, 2005).

Si $VP > 0 \Rightarrow$ el proyecto se acepta

Si $VP < 0 \Rightarrow$ el proyecto se rechaza

Si $VP = 0 \Rightarrow$ la decisión no dependerá del análisis financiero

4.8.2.1 CÁLCULO DEL VALOR PRESENTE NETO

En la Tabla 4.20 se presentan los precios promedio anuales de la electricidad, para tarifa OM región Sur y los porcentajes promedio de incremento, del año 2002 al 2013. Considerando el incremento del 10.58% anual en la tarifa OM región Sur, se calculó el costo de la energía eléctrica para los siguientes 20 años (tiempo de vida de los sistemas diseñados). Para el cálculo del VPN se tomó como egreso la inversión inicial del proyecto, ya que en sistemas que aprovechan energía renovable este es el principal costo. Los costos de energía eléctrica que ya no se pagarán a CFE se tomaron como los ingresos. Se consideró una tasa de descuento del 12%, tomada de los costos y parámetros de referencia publicados por la CFE (2012).

Para calcular el VPN para el sistema fotovoltaico primero se calcularon los ingresos. En la Tabla 4.4 se tienen los valores mensuales de generación de energía eléctrica del sistema fotovoltaico, con estos valores mensuales se determinó la generación del sistema durante los 20 años siguientes. La generación de energía anual del sistema fotovoltaico se multiplicó por los costos de energía eléctrica anual de CFE, así se obtuvieron los ingresos anuales del proyecto. De la Tabla 4.12 se obtuvo la inversión inicial del sistema. En la Tabla 4.21 se

muestra el cálculo del VP para cada ingreso y la inversión inicial, en la columna del flujo neto de efectivo (FNE) que son los ingresos y egresos, la inversión inicial se representa con signo negativo por ser el egreso. Con estos datos se calculó el VPN del sistema fotovoltaico.

Tabla 4.20 Precios promedio de electricidad, Tarifa OM región Sur y porcentaje de incremento de precios (elaboración a partir de CFE, 2014)

Año	Precio (\$/kWh)	% incremento
2002	0.49	
2003	0.60	21.8
2004	0.70	16.4
2005	0.77	11.04
2006	0.88	13.97
2007	0.90	2.42
2008	1.19	31.42
2009	0.98	-16.59
2010	1.14	16.68
2011	1.26	10.67
2012	1.33	6.05
2013	1.36	2.49
% incremento promedio		10.58

Tabla 4.21 Resultados del cálculo del valor presente neto del sistema fotovoltaico diseñado

Año	FNE	VPN
0	-7,857,465.12	-7,857,465.12
1	210,220.94	187,697.27
2	232,322.84	185,206.34
3	256,748.45	182,748.48
4	283,742.09	180,323.23
5	313,573.75	177,930.17
6	346,541.80	175,568.86
7	382,976.00	173,238.89
8	423,240.76	170,939.85
9	467,738.82	168,671.31
10	516,915.26	166,432.88
11	571,261.93	164,224.15
12	631,322.42	162,044.74
13	697,697.46	159,894.25
14	771,050.94	157,772.30
15	852,116.56	155,678.51
16	941,705.13	153,612.51
17	1,040,712.73	151,573.92
18	1,150,129.64	149,562.39
19	1,271,050.27	147,577.55
20	1,404,684.07	145,619.05
VPN		-\$4,541,148.48

Como el VPN del sistema es menor a cero, el sistema fotovoltaico no es financieramente viable y por lo tanto se debe rechazar.

Para calcular el VPN para el sistema eólico se utilizó el mismo procedimiento utilizado para el sistema fotovoltaico. En la Tabla 4.7 se tienen los valores mensuales de generación de energía eléctrica del sistema eólico, con estos valores mensuales se determinó la generación del sistema durante los 20 años siguientes. La generación de energía anual del sistema fotovoltaico se multiplicó por los costos de energía eléctrica anual de CFE, así se obtuvieron los ingresos anuales del proyecto. De la Tabla 4.15 se obtuvo la inversión inicial del sistema. En la Tabla 4.22 se muestra el cálculo del VP para cada ingreso y la inversión inicial, en la columna del flujo neto de efectivo (FNE) que son los ingresos y egresos, la inversión inicial se representa con signo negativo por ser el egreso. Con estos datos se calculó el VPN del sistema eólico.

Para calcular el VPN para el sistema híbrido se utilizó el mismo procedimiento utilizado anteriormente para el sistema eólico. En la Tabla 4.9 se tienen los valores mensuales de generación de energía eléctrica del sistema híbrido. La generación de energía anual del sistema fotovoltaico se multiplicó por los costos de energía eléctrica anual de CFE, así se obtuvieron los ingresos anuales del proyecto. De la Tabla 4.17 se obtuvo la inversión inicial del sistema. En la Tabla 4.23 se muestra el cálculo del VP para cada ingreso y la inversión inicial, en la columna del flujo neto de efectivo (FNE) que son los ingresos y egresos, la inversión inicial se representa con signo negativo por ser el egreso. Con estos datos se calculó el VPN del sistema híbrido.

Tabla 4.22 Resultados del cálculo del valor presente neto del sistema eólico diseñado

Año	FNE	VPN
0	-6,263,478.60	-6,263,478.60
1	253,634.44	226,459.32
2	279,908.02	223,140.96
3	308,903.25	219,871.23
4	340,902.04	216,649.41
5	376,215.54	213,474.80
6	415,187.10	210,346.71
7	458,195.67	207,264.45
8	505,659.43	204,227.36
9	558,039.88	201,234.77
10	615,846.33	198,286.04
11	679,640.87	195,380.51
12	750,043.78	192,517.56
13	827,739.62	189,696.56
14	913,483.84	186,916.89
15	1,008,110.17	184,177.96
16	1,112,538.69	181,479.16
17	1,227,784.79	178,819.91
18	1,354,969.05	176,199.62
19	1,495,328.13	173,617.73
20	1,650,226.78	171,073.67
VPN		-\$2,312,643.99

Tabla 4.23 Resultados del cálculo del valor presente neto del sistema híbrido diseñado

Año	FNE	VPN
0	-7,177,371.58	-7,177,371.58
1	232,077.79	207,212.31
2	256,298.00	204,319.20
3	283,045.89	201,466.47
4	312,585.26	198,653.58
5	345,207.42	195,879.96
6	381,234.12	193,145.07
7	421,020.65	190,448.36
8	464,959.40	187,789.30
9	513,483.71	185,167.37
10	567,072.13	182,582.05
11	626,253.17	180,032.82
12	691,610.49	177,519.19
13	763,788.66	175,040.65
14	843,499.53	172,596.72
15	931,529.21	170,186.90
16	1,028,745.90	167,810.74
17	1,136,108.35	165,467.75
18	1,254,675.41	163,157.48
19	1,385,616.42	160,879.46
20	1,530,222.76	158,633.24
VPN		-\$3,539,382.95

En ambos casos el VPN es menor a cero por lo que, al igual que en el caso del sistema fotovoltaico, los egresos son mayores a los ingresos lo que significa que los sistemas deben ser rechazados por no ser financieramente factibles. Estos resultados se pueden justificar ya que los sistemas aislados diseñados son muy grandes y por los costos tan altos de inversión inicial no pueden competir contra los costos de la red de CFE, es por eso que este tipo de sistemas se diseña para zonas que no cuentan con este servicio.

4.8.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Financieramente la TIR es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja de forma tal que los ingresos y los egresos sean iguales; desde el punto de vista matemático la TIR es la tasa a la cual el VPN se hace cero. Si la TIR es mayor o igual a la tasa de descuento utilizada para el cálculo del VPN, el proyecto se acepta, de lo contrario se rechaza.

Existen dos clases de flujos de caja: los flujos convencionales y los flujos no convencionales. Los flujos convencionales son aquellos donde primero aparecen los egresos y después aparecen los ingresos y viceversa. Los flujos no convencionales son aquellos donde figuran intercalados los ingresos y los egresos (Baca, 2005).

4.8.3.1 CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

Aplicando la TIR desde el punto de vista matemático, se necesita encontrar un valor que haga que el VPN de los proyectos propuestos se haga cero, para obtener este valor se calculó para cada caso el VPN con diferentes tasas de descuento. Los valores obtenidos se graficaron y después para obtener un valor más exacto de la TIR, se calculó mediante la fórmula de Excel.

Siguiendo el mismo procedimiento para los tres sistemas, se tiene en la Tabla 4.24 los resultados de VPN del sistema fotovoltaico para diferentes tasas de descuento, así como la TIR calculada con la fórmula de Excel. En la Figura 4.15 se muestra gráficamente el VPN del sistema fotovoltaico y su comportamiento con diferentes tasas de descuento. En la Tabla 4.25 se muestran los resultados de VPN del sistema eólico para diferentes tasas de descuento, así como la TIR calculada con la fórmula de Excel. En la Figura 4.16 se muestran gráficamente los diferentes valores de VPN del sistema eólico para diferentes tasas de descuento.

Tabla 4.24 Resultados del cálculo de la tasa interna de retorno para el sistema fotovoltaico

Tasa de descuento %	VPN
0	\$4,908,286.73
2	\$1,944,180.48
4	-\$208,002.15
6	-\$1,791,099.44
8	-\$2,970,680.49
10	-\$3,860,863.98
TIR	3.78%

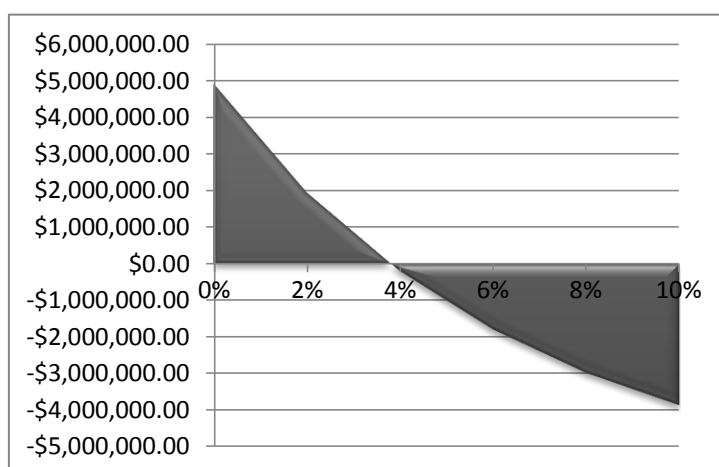


Figura 4.15 Valor presente neto del sistema fotovoltaico a diferentes tasas de descuento

Tabla 4.25 Resultados del cálculo de la tasa interna de retorno para el sistema eólico

Tasa de descuento %	VPN
0	\$8,868,878.81
2	\$5,364,468.89
4	\$2,818,748.56
6	\$945,212.93
8	-\$451,530.17
10	-\$1,506,192.08
TIR	7.29%

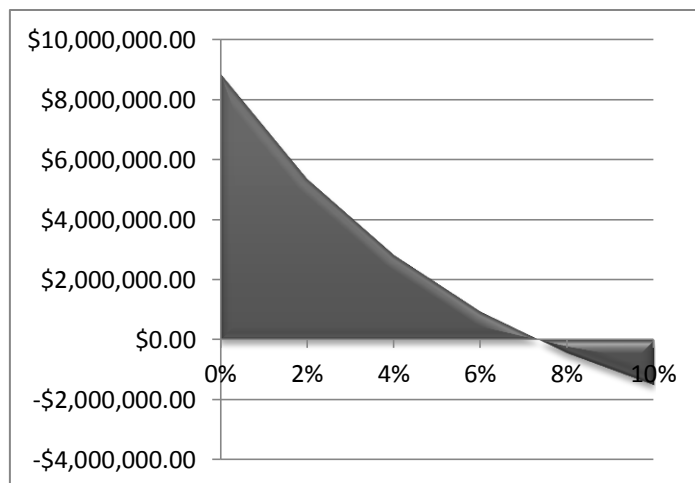


Figura 4.16 Valor presente neto del sistema eólico a diferentes tasas de descuento

Para el sistema híbrido se muestran en la Tabla 4.26 los resultados de VPN para diferentes tasas de descuento, así como la TIR calculada con la fórmula de Excel. En la Figura 4.17 se presentan gráficamente los diferentes valores de VPN del sistema eólico para diferentes tasas de descuento.

Tabla 4.26 Resultados del cálculo de la tasa interna de retorno para el sistema híbrido

Tasa de descuento %	VPN
0	\$6,791,662.69
2	\$3,552,404.53
4	\$1,199,870.33
6	-\$531,044.24
8	-\$1,821,112.91
10	-\$2,794,951.28
TIR	5.32%

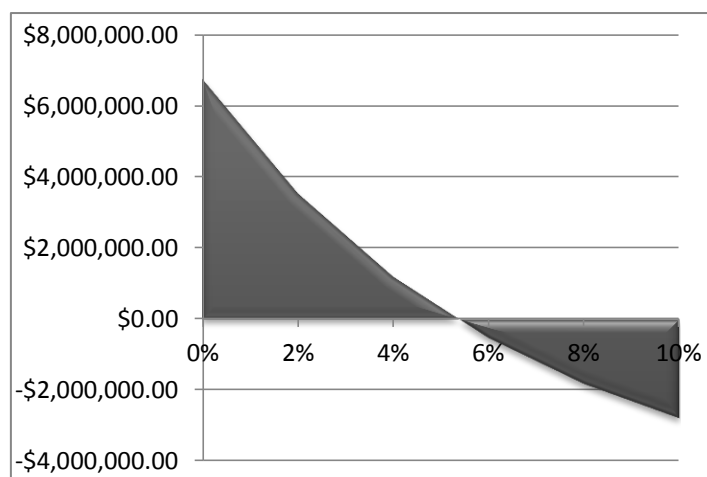


Figura 4.17 Valor presente neto del sistema híbrido a diferentes tasas de descuento

Para los tres casos la Tasa Interna de Retorno es menor a la tasa de descuento utilizada en el cálculo del VPN, por lo que se concluye nuevamente que los proyectos no son factibles financieramente y por lo tanto deben rechazarse.

4.9 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Una vez que se realizaron los diseños de los tres sistemas propuestos como solución a las necesidades del módulo de producción acuícola del CEIEGT, se realizó un análisis financiero y uno ambiental para comparar los tres sistemas y decidir cuál es el mejor para llevarse a cabo.

Se tenía como respuesta de una empresa de energía fotovoltaica, que no era posible hacer un sistema aislado por el uso de los motores y la corriente de arranque que demandan, después de hacer el análisis de carga se observó que el principal problema no es la corriente de arranque del sistema sino las horas de utilización de las cargas. Al utilizar energías que dependen de condiciones ambientales hacen que para hacerlo fiable se necesite un sistema de generación muy grande al igual que un sistema de acumulación, lo que incrementa el costo del sistema.

Para este proyecto y desde el punto de vista técnico, la energía fotovoltaica es más fiable que la eólica por los cambios bruscos de rapidez del viento que se observan en las mediciones del SMN. El sistema híbrido también reduce su fiabilidad por la utilización de la energía eólica aunque tiene el respaldo de las baterías y de la energía fotovoltaica, por lo que es mejor que el sistema 100% eólico. Por la misma razón de la variabilidad de la rapidez de viento, el sistema eólico diseñado es de mayor capacidad que los sistemas fotovoltaico e híbrido, esto para satisfacer la demanda de la carga y además cargar el banco de baterías. En la Figura 4.18 se puede observar que en los meses de marzo y abril se tiene un gran pico de energía generada, la cual no se utilizara toda y será energía desperdiciada. En el sistema híbrido el pico disminuye por la utilización de energía fotovoltaica, sin embargo sigue siendo mayor a la cantidad de energía generada por el sistema 100% fotovoltaico. Para compensar mejor el sistema híbrido se podría utilizar un porcentaje mayor de energía fotovoltaica, lo cual aumentaría el costo del sistema y se necesitaría mano de obra extra para la instalación de las turbinas eléctricas, además de la necesaria para la instalación del sistema fotovoltaico. Por lo tanto es mejor utilizar el sistema completamente fotovoltaico.

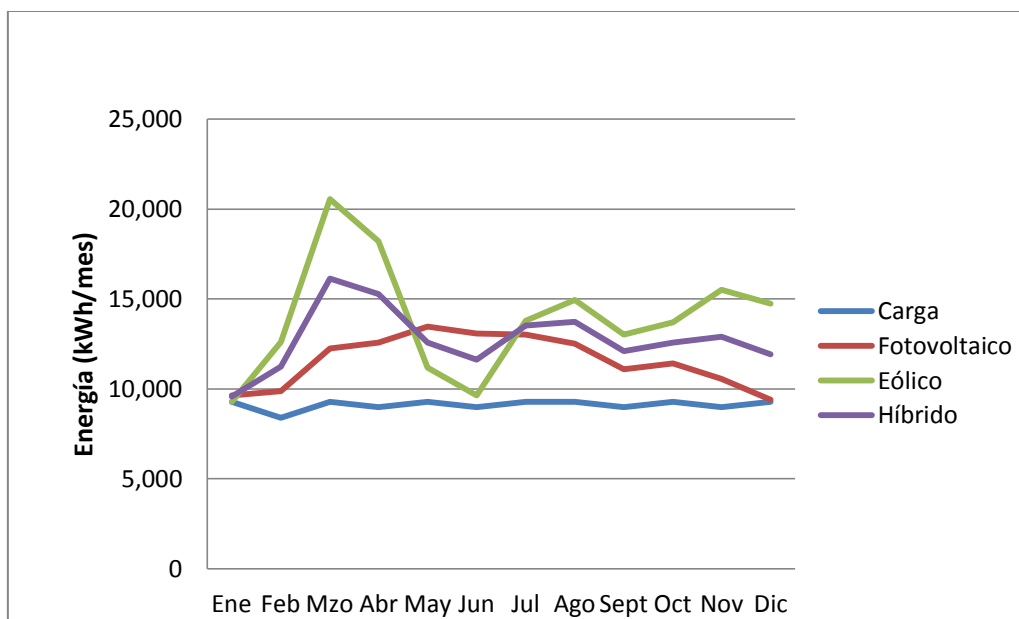


Figura 4.18 Gráfica comparativa de la generación anual de energía eléctrica de los tres sistemas de energía renovable diseñados

En el análisis de GEI evitados, apartado 4.6, se observó que ni siquiera las tecnologías poco contaminantes, como la fotovoltaica y la eólica, están exentas de conllevar impactos al medio ambiente. Sin embargo, la magnitud de estos sistemas son claramente inferiores a los de otras tecnologías de producción de energía tradicionales. La utilización de las fuentes de energía renovables contribuye a la disminución de las emisiones de gases responsables del efecto invernadero y de la lluvia ácida.

En lo que respecta a la energía eólica, como se muestra en la Figura 4.14, es la fuente renovable más respetuosa con el medio ambiente. Si se utiliza para el proyecto del Módulo de Producción Acuícola se evitarían 70.31 TCO₂eq/año. Utilizando energía fotovoltaica las emisiones de GEI evitadas serían de 67.02 TCO₂eq/año. Comparando el uso de estas dos tecnologías se tiene una diferencia de 3.29 TCO₂eq/año evitadas. El sistema híbrido evitaría 68.66 TCO₂eq/año, comparado con las emisiones de la energía eólica resulta una diferencia de 1.65 TCO₂eq/año. Tomando estos valores en cuenta y sabiendo que los tres sistemas tienen el mismo tiempo de vida, se concluye que ambientalmente el sistema eólico es la mejor opción, seguido por el sistema híbrido y el más contaminante sería el sistema fotovoltaico. Aclarando que si se comparan contra las emisiones que genera la red eléctrica nacional, los tres sistemas resultan ambientalmente factibles.

Las aplicaciones en las que los proyectos de generación de electricidad a partir de energía renovable son económicamente competitivos, comparados con los sistemas de generación convencional, son generalmente aplicaciones pequeñas o localizadas lejos de la red eléctrica. El principal inconveniente es su elevado costo, el cual es mayor que el de las alternativas convencionales. Una inversión en energía renovable resulta rentable cuando los importes de la remuneración a la producción energética durante el intervalo considerado (por lo general 20 años) resultan mayores que los costos de construcción, financiación y funcionamiento.

Con los resultados obtenidos en el análisis financiero (apartado 4.8), se puede concluir que ninguno de los sistemas propuestos es económicamente factible si se comparan contra los costos de la red eléctrica nacional. En este proyecto se hizo esa comparación porque el lugar en el que se pretende hacer la instalación sí cuenta con el servicio de electricidad de CFE. Si se toma en cuenta que el costo de la construcción de las líneas de distribución en una zona rural es de 190 mil pesos por Km, se tiene que un sistema fotovoltaico aislado con la potencia del sistema diseñado, 101.25 kWp, sería económicamente factible si se instala en una zona que se encuentre a más de 42 Km de distancia de la red eléctrica. Para que el sistema eólico diseñado (110kWp) sea económicamente factible debe instalarse a al menos 33Km alejado de la red eléctrica de CFE. Mientras que el sistema híbrido (106.25 kWp) debe instalarse a más de 38Km alejado de la red de CFE. Esto se debe a que a estas distancias el costo de ampliar la red eléctrica convencional es mayor al costo de los sistemas de energía renovable aislados.

Ya que el CEIEGT sí tiene servicio de electricidad de CFE, si se quiere implementar un proyecto de autoabastecimiento de energía eléctrica con recursos renovables para el Módulo de Producción Acuícola, es más factible, desde el punto de vista financiero, aprovechar el recurso que se tiene e implementar un sistema conectado a la red eléctrica. A continuación se presenta la propuesta de un sistema fotovoltaico conectado a la red para abastecer las necesidades de la granja acuícola del CEIEGT, así como su análisis financiero.

En este caso, como se tendrá el respaldo de la red eléctrica de CFE, para calcular la potencia del generador se utilizó el valor de la irradiación máxima mensual. De la tabla 4.2 se obtuvo que a 20° de inclinación, el nivel mayor de irradiación es en el mes de junio con 5.38

kWh/m²/día. Se consideró un rendimiento medio del sistema de 0.8. Sustituyendo los valores anteriores y el consumo diario total de la tabla 4.1 en la ecuación (2 – 5):

$$P_{FV} = \frac{299.75}{0.8 \cdot 5.38} = 69.64 \text{ kWp}$$

En la Tabla 4.27 se presentan de manera resumida los componentes principales del sistema fotovoltaico conectado a la red, diseñado para abastecer las cargas del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT. En la Figura 4.19 se muestra la conexión de estos componentes.

Tabla 4.27 Componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red, diseñado para el CEIEGT

Componente	Marca / Modelo	Cantidad
Módulo	YGE / L250P-29b	270
Inversor	SMA / Sunny Boy 11000TL-US	6

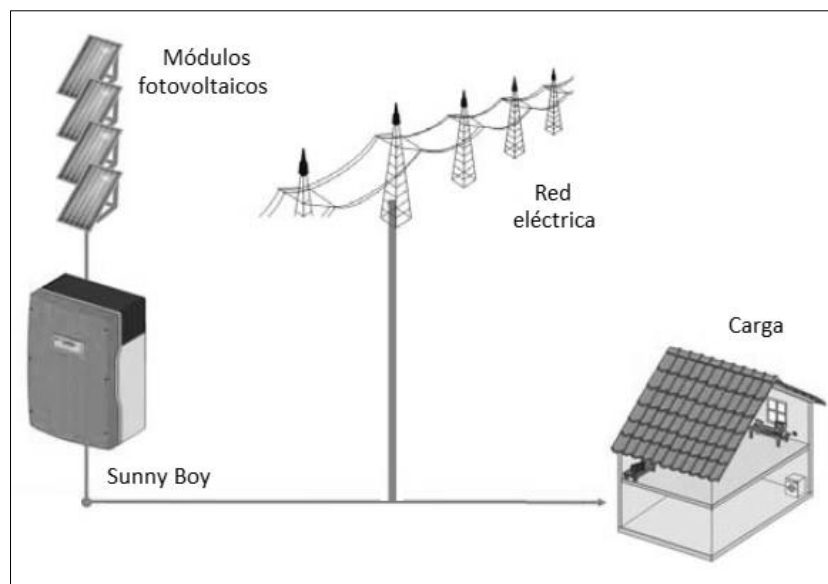


Figura 4.19 Conexión de los componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica (elaboración a partir de SMA, 2013 c)

En la Tabla 4.28 se detalla el costo de inversión inicial para el sistema fotovoltaico diseñado conectado a la red, El sistema fotovoltaico tiene una potencia de 67,500 W_p, tomando el costo inicial del sistema se tiene que cada watt generado tendrá un costo de 1.55 \$USD/W, lo que es igual a 21.18 \$MX/W. En la Tabla 4.29 se presenta el cálculo del VPN.

En este caso el VPN es mayor a cero, por lo que el proyecto se acepta, ya que los ingresos son mayores a los egresos. Utilizando la fórmula de Excel se obtuvo que la TIR del proyecto es del 17%, lo cual es mayor a la tasa de descuento utilizada y nuevamente se comprueba que el proyecto es factible financieramente, con un periodo simple de recuperación de 10 años y 3 meses.

Tabla 4.28 Costo inicial del sistema fotovoltaico conectado a la red, diseñado para el módulo de producción acuícola del CEIEGT

Costo inicial del sistema fotovoltaico aislado					
Componente	Marca / Modelo	Cantidad	Costo unitario \$USD	Total \$USD	Total \$MX
Módulo	YGE / L250P-29b	270	230	62,100	850,770
Inversor	SMA / Sunny Boy 11000TL-US	6	3,566	21,394	293,096
Otros				20,873	285,967
Total				104,367	1,429,833

Tabla 4.29 Cálculo del valor presente neto del sistema fotovoltaico diseñado

Año	FNE	VPN
0	-1,429,833.04	-1,429,833.04
1	140,147.29	125,131.51
2	154,881.89	123,470.90
3	171,165.64	121,832.32
4	189,161.39	120,215.49
5	209,049.17	118,620.11
6	231,027.87	117,045.91
7	255,317.33	115,492.60
8	282,160.51	113,959.90
9	311,825.88	112,447.54
10	344,610.17	110,955.25
11	380,841.29	109,482.77
12	420,881.61	108,029.83
13	465,131.64	106,596.17
14	514,033.96	105,181.53
15	568,077.70	103,785.67
16	627,803.42	102,408.34
17	693,808.48	101,049.28
18	766,753.09	99,708.26
19	847,366.85	98,385.03
20	936,456.05	97,079.37
VPN		\$781,044.72

Se puede observar que el costo del sistema fotovoltaico aislado es más de cinco veces el costo del sistema fotovoltaico conectado a la red, esto principalmente por el costo de los bancos de baterías. El periodo simple de recuperación del sistema fotovoltaico conectado a la red es menor a su tiempo de vida, 20 años, por lo que el proyecto es factible financieramente.

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en este trabajo muestran que la energía solar y la energía eólica pueden, de forma individual o combinada, generar energía eléctrica para aplicaciones independientes del abastecimiento energético público. Además, que las energías renovables permiten un uso eficaz de las fuentes de energía existentes en la región en la que se pretenden utilizar, no provocan riesgos, están disponibles de forma sostenible, sustituyen a los caros combustibles importados, producen emisiones de GEI muy bajas, por lo que son respetuosas con el medio ambiente y la salud humana.

Los sistemas propuestos son técnicamente factibles. Los tres sistemas cubren la demanda de energía que requieren las cargas del Módulo de Producción Acuícola del CEIEGT, además de que con la utilización de baterías se asegura su funcionamiento aún en condiciones climáticas poco favorables en las que el recurso sea escaso. Sin embargo, la energía fotovoltaica se considera más fiable que la energía eólica, ya que las mediciones del SMN muestran que la rapidez del viento presenta cambios muy aleatorios y no se puede asegurar una generación continua de las turbinas eólicas.

En el análisis de GEI evitados se observa que ni siquiera las tecnologías poco contaminantes, como la fotovoltaica y la eólica, están exentas de conllevar impactos al medio ambiente. Sin embargo, la magnitud de estos sistemas son claramente inferiores a los de otras tecnologías de producción de energía tradicionales. Si se utiliza energía eólica para el proyecto del Módulo de Producción Acuícola se evitarían 70.31 TCO₂eq/año. Utilizando energía fotovoltaica las emisiones de GEI evitadas serían de 67.02 TCO₂eq/año. Tomando estos valores en cuenta y sabiendo que los tres sistemas tienen el mismo tiempo de vida, se concluye que ambientalmente el sistema eólico es la mejor opción, seguido por el sistema híbrido y el más contaminante sería el sistema fotovoltaico. Aclarando que si se comparan contra las emisiones que genera la red eléctrica nacional, los tres sistemas resultan ambientalmente factibles.

El análisis financiero muestra que los tres sistemas propuestos no son viables, la inversión inicial es muy alta y los ingresos son menores. La utilización de baterías es la principal causa del alto costo del sistema, ya que al demandar energía las 24 horas del día se necesita un sistema de almacenamiento muy grande y, además de ser los componentes más caros del sistema, tienen un tiempo de vida menor al de los demás componentes. Con estos resultados se puede concluir que a pesar de que los costos de los sistemas de energías renovables han bajado y continúan bajando, todavía son muy caros comparados con las tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica, por lo que no logran competir en proyectos aislado de la red.

Dado que las baterías, durante la vida útil del sistema, deben sustituirse en varias ocasiones, se consideran los componentes más caros del sistema. En los sistemas propuestos abarcan más del 50% de la inversión inicial. Para la selección de las baterías, se tomó en cuenta que se trata de baterías de alta calidad, libres de mantenimiento y que el tamaño necesario se dimensionó correctamente para asegurar su tiempo de vida. Si se desea una disminución en los costos, se pueden analizar otro tipo de baterías, tomando en cuenta que puede disminuir la inversión inicial pero aumentar los costos de mantenimiento y el espacio utilizado para su instalación.

Con los análisis de costos se puede concluir que un abastecimiento energético independiente de la red eléctrica pública es idóneo para regiones en las que no existe una conexión a la red eléctrica pública que, debido a los altos gastos de urbanización para la construcción de una red

de distribución eléctrica, ni siquiera está planeada, especialmente en apartadas zonas rurales. El CEIEGT sí cuenta con el servicio de red eléctrica de CFE, por lo que si se quiere implementar un sistema de energías renovables financieramente factible, se recomienda aprovechar los recursos que se tienen y utilizar un sistema conectado a la red. De esta manera los costos disminuirán notablemente por la eliminación de las baterías, al mismo tiempo que se sigue contribuyendo a la disminución de emisiones de GEI.

Si se quiere implementar un sistema asilado, para electrificar la granja acuícola del CEIEGT, se hacen las siguientes recomendaciones para que se mejore la factibilidad financiera del sistema:

- Realizar un análisis energético detallado del equipo eléctrico que se utiliza actualmente, en el que se evalúe la utilización correcta de la energía, verificando que la potencia de las bombas utilizadas sea la necesaria y no esté excedida. Aprovechar desniveles para disminuir el número de cargas. Utilizar arrancadores para disminuir el pico de la corriente de arranque.
- Solicitar algún fideicomiso para disminuir la inversión inicial y la amortización de los costos. Para este proyecto se pueden aprovechar el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) o los Fideicomisos Instituidos en relación con la Agricultura (FIRA).

Si se desea implementar una granja nueva para la producción de la tilapia PARGO-UNAM, en una zona aislada de la red eléctrica, se propone realizar un diseño completo del sistema, aprovechando la tecnología de bombeo solar o eólico. Además de que se puede elegir una zona con mejores condiciones climáticas y mayor disponibilidad de recursos energéticos, ya sea solar o eólico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alcor, E. 2008. Instalaciones solares fotovoltaicas. Edita Pujol & Amado. España.
- AMDEE, 2014. Energía eólica. ¿Por qué la eólica? Publicación de la Asociación Mexicana de Energía Eólica. México, D.F., México.
- Antony, F., Dürschner, C. y Remmers, K. 2006. Fotovoltaica para profesionales. Diseño, instalación y comercialización de plantas solares fotovoltaicas. Editorial Solar Praxis y Censolar. Sevilla, España.
- Asturnatura, 2014. Calculadora de coordenadas. Página web de asturnatura. España.
- Baca, G. 2005. Ingeniería económica. Editorial Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. Bogotá, Colombia.
- BAE, 2013. BAE Secura PVV solar. Technical Specification for Valve Regulated Lead-Acid Batteries (VRLA-GEL). Publicación de BAE Batterien GmbH. Berlín, Alemania.
- Bayod, A. 2009. Energías renovables. Sistemas Fotovoltaicos. Editado por Prensas Universitarias de Zaragoza. Zaragoza, España.
- Calixto N. 2011. Pargo-UNAM: Una alternativa en el mundo de la acuicultura tropical. Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura IICA. México.
- CECU, 2004. Energía solar fotovoltaica. Proyecto RES & RUE Dissemination. Publicación de la Confederación de Consumidores y Usuarios. España.
- CER, 2010. Evaluación de Recurso Solar, características e instrumentos. Publicación del Centro de Energías Renovables. Chile.
- CFE, 2012. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR). Publicación de la Comisión Federal de Electricidad. México.
- CFE, 2014. Consulta tu tarifa. Tarifa O-M. Aplicación de la Comisión Federal de Electricidad. México.
- CONAGUA SMN, 2013. Estación Meteorológica Automática Perote. Comisión Nacional del Agua. Servicio Meteorológico Nacional. México.
- CONUEE, 2010. Energía Solar. Publicación de la Comisión Nacional Para el Uso Eficiente de la Energía. México, D.F., México.
- CUBASOLAR, 2007. Diez preguntas y respuestas sobre energía eólica. Publicación de la Sociedad Cubana Para la Promoción de las Fuentes Renovables de Energía y el Respeto Ambiental CUBASOLAR. Cuba.
- Creus, A. 2008. Aerogeneradores. Ediciones Ceysa. España.

De Buen, O. 2010. Guía para el desarrollo de proyectos de generación de electricidad con energía renovable en y para los municipios. Producido por USAID (United States Agency International Development). México.

DE, 2007. Sistemas eólicos pequeños para generación de electricidad. Una guía para consumidores en Nuevo México. Publicación del Departamento de energía de los Estados Unidos. EE.UU.

DGS, 2008. Planning and installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers. Publicado por The German Energy Society (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie). Berlín, Alemania.

Díaz, T. 2010. Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Editorial McGraw-Hill. España.

DNE MIEM, 2009. Microgeneración. Publicación de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería. Uruguay.

Duffie, J. y Beckman, W. 2006. Solar engineering of thermal processes. Edit. John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, Nueva Jersey, EE.UU.

Enríquez, G. 2009. Tecnologías de generación de energía eléctrica. Editorial Limusa. México, D.F., México.

FAO, 2013. EX-ACT versión 3.4.1. Herramienta de balance de carbono desarrollada por la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. Roma, Italia.

FCBI, 2014. Posición de las energías renovables en México. Publicación del FC Business Intelligence Latinoamérica. Londres, Reino Unido.

Fernández, J. 2009. Tecnologías de las energías renovables. Ediciones Mundi-Prensa y A. Madrid Vicente Ediciones. España.

Fernández, J. 2011. Guía completa de la energía eólica. AMV Ediciones. Madrid, España.

Fernández, M. 2010. Energía solar: electricidad fotovoltaica. Editorial Liberfactory. Madrid, España.

Foster, R., Ghassemi, M., Cota, A. 2010. SOLAR Energy Renewable and the Environment. Series Editor ABBAS GHASSEMI. EE.UU.

Gamesa, 2010. Funcionamiento de un parque eólico. Publicación de Gamesa. España.

García M. 1999. Ingeniería sin fronteras. Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo. IEPALA Editorial. Madrid, España.

GENCAT, 2011. Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Publicación de Generalitat de Catalunya Comisión Interdepartamental del Cambio Climático. Cataluña, España.

Giancoli, D. 2006. Física. Principios con aplicaciones Volumen I. Prentice-Hall. México.

- González, J. 2004. Energías renovables. Editorial Reverté. Barcelona, España.
- Guillén, O. 2004. Energías renovables. Una perspectiva ingenieril. Editorial Trillas. México, D.F., México.
- Hau, H. 2006. Wind turbines. Fundamentals, technologies, application, economics. Editorial Springer. Alemania
- Hernández A., Hernández A. y Hernández A., 2005. Formulación y evaluación de proyectos de inversión para principiantes. Editorial Thomson-Learning. México.
- Hontoria, L., Aguilera, J. y Muñoz, F. 2008. Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica (Volumen II). Editorial CIEMAT. España.
- IEA, 2014. Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy. Publicación de International Energy Agency. Francia.
- IIE, 2011. Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México SIGER. Instituto de Investigaciones Eléctricas. Cuernavaca, Morelos, México.
- INE y SEMARNAT, 2009. México: Cuarta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Publicación del Instituto Nacional de Ecología y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. México.
- IG-UNAM, 2012. Energía solar disponible. Publicación de la Sección de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F., México.
- Jiménez, B. 2011. La contaminación ambiental en México: causas, efectos y tecnología aplicada. Editorial Limusa. Publicación del Colegio de Ingenieros Ambientales de México, A.C., Instituto de Ingeniería de la UNAM y FEMISCA. México, D.F., México.
- Jutglar, L. 2004. Energía solar. Ediciones Ceac. España.
- Labouret, A. y Viloz, M. 2008. Energía solar fotovoltaica manual práctico. Ediciones Mundi-Prensa y A. Madrid Vicente Ediciones. España.
- Labouret A y Viloz M. 2010. Solar photovoltaic energy. Editado por IET (The Institution of Engineering and Technology). Inglaterra.
- Lorenzo E. 1994. Electricidad solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar. España.
- Mastrángelo, S., Iannini, R. y González, J. 2006. Energía eólica. Teoría y características de instalaciones. Boletín Energético N. 13. Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). Ciudad de Buenos Aires, Argentina.
- Méndez, J. y Cuervo, R. 2007. Energía solar fotovoltaica. Edita Fundación Confemetal. Madrid, España.

- Méndez, J., Cuervo, R. y Bureau, V. 2010. Energía solar fotovoltaica. FC Editorial. Madrid, España.
- Méndez, J. y Rodríguez, L. 2012. Energía eólica. Editorial Fundación Confemetal. Madrid, España.
- Morales, C., 2014. Sólido crecimiento para la energía solar. **Global Energy**. Suplemento Agosto 2014: 48
- Moreno, C. 2006. Energía Eólica. Selección de artículos. Editorial CUBASOLAR. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Moro, M. 2010. Instalaciones solares fotovoltaicas. Ediciones Paraninfo. Madrid, España.
- NASA ASDC, 2014. NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables. National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center. EE.UU.
- NREL, 2012. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics. Publicación del National Renewable Energy Laboratory. EE.UU.
- NREL, 2013. Wind LCA Harmonization. Publicación del National Renewable Energy Laboratory. EE.UU.
- Patel, R. 2006. Wind and solar power systems design, analysis and operation. CRC Press Taylor & Francis Group. EE.UU.
- Perales, B. 2009. Cómo montar tu propia instalación de energía solar para obtener electricidad. Energía solar fotovoltaica. Creaciones Copyright. España.
- Perles, P. 2007. Temas de estructuras especiales. Editorial NobuKo. Buenos Aires, Argentina.
- PI, 2014. Colibrí Sistemas Eólicos para Generación de Electricidad. Publicación de Potencia Industrial. México, D.F., México.
- Quadri N. 2007. Energía solar. Editorial Alsina. Buenos Aires, Argentina.
- Quintanilla, A. y W. Fischer, D. 2003. La energía eléctrica en Baja California y el futuro de las renovables una visión multidisciplinaria. Universidad Autónoma de Baja California (UABC). Mexicali, Baja California, México.
- Sánchez, M. 2008. Energía solar fotovoltaica. Editorial Limusa. México.
- SEMARNAT, 2013. Estrategia Nacional de Cambio Climático. Publicación de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. México.
- SENER, 2012. Balance Nacional de Energía 2011 a. Publicación de la Secretaría de Energía. México.

SENER, 2012 b. Iniciativa para el desarrollo de las energías renovables en México. Energía solar FV. Publicación de la Secretaría de Energía. México.

SENER, 2012 c. Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026. Publicación de la Secretaría de Energía. México.

SENER y GTZ, 2009. Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. Publicación de la Secretaría de Energía. México y la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit. México, D.F., México.

SENER y GIZ, 2012. Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México (ProSolar). Publicación de la Secretaría de Energía. México y la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. México, D.F., México.

SMA, 2012. Sunny Family 2012. Product Catalog. Publicación de SMA Solar Technology AG. Alemania.

SMA, 2013 a. Next Innovations. New Product Releases. Publicación de SMA Solar Technology AG. Alemania.

SMA, 2013 b. Instrucciones de instalación Sunny Island 6.0H/8.0H. Publicación de SMA Solar Technology AG. Alemania.

SMA, 2013 c. Suministro de electricidad en redes solares aisladas y de respaldo. Compendio tecnológico 2. Publicación de SMA Solar Technology AG. Alemania.

Solartronic, 2007. Energía solar, efecto fotovoltaico. Publicación de Solartronic Energía Renovable. Cuernavaca, Morelos, México.

Style, O. 2012. Energía solar autónoma. Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo. Editorial ITACA.

Talayero, A. y Telmo E. 2008. Energías renovables. Energía eólica. Pressas Universitarias de Zaragoza. Zaragoza, España.

Tong, W. 2010. Wind power generation and wind turbine design. Editorial WIT Press. Gran Bretaña.

UNAM-FMVZ, 2012 a. Centros de Enseñanza. Centro de Enseñanza, Investigación y Extensión en Ganadería Tropical CEIEGT. Página de la Facultad de Medicina Veterinaria y Zootecnia UNAM. México, D.F., México.

UNAM-FMVZ, 2012 b. Departamento de Zootecnia. Centro de Enseñanza, Investigación y Extensión en Ganadería Tropical. Módulo de Enseñanza e Investigación Acuícola. Página de la Facultad de Medicina Veterinaria y Zootecnia UNAM. México, D.F., México.

UNED y CENSOLAR, 2009. Curso de experto profesional en energía fotovoltaica. PROGENSA. Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED) con la colaboración técnica del Centro de Estudios de la Energía Solar (CENSOLAR). España.

UNIA, 2010. Introducción a los sistemas fotovoltaicos. Open Course Ware. Publicación de la Universidad Internacional de Andalucía. España

Valdés, G. 2010. Factibilidad de la conversión de una planta de tratamiento de aguas residuales a generadora de energía eléctrica. Tesis de licenciatura de Ingeniería Eléctrica Electrónica. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F., México.

Vaughn, N. 2009. Wind energy, renewable energy and the environment. CRC Press. EE.UU.

Villarubia, M. 2004. Energía eólica. Ediciones Ceac. Barcelona, España.

Villarubia, M. 2012. Ingeniería de la energía eólica. Editorial Marcombo. Barcelona, España.

Yingli Solar, 2014 a. Ficha técnica AL, serie Yingli Green Energy 60 Cell. Yingli Solar América Latina.

Yingli Solar, 2014 b. Ficha técnica AL, serie Panda 60 Cell. Yingli Solar América Latina.