

MANUAL DE AGUA POTABLE, ALCANTARILLADO Y SANEAMIENTO

APLICACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES

22



MANUAL DE AGUA POTABLE, ALCANTARILLADO Y SANEAMIENTO

APLICACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES

COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA

Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento
Aplicación de Fuentes de Energía Renovable en Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales Municipales

ISBN: 978-607-8246-87-8

D.R. © Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Boulevard Adolfo Ruiz Cortines No. 4209 Col. Jardines en la Montaña
C.P. 14210, Tlalpan, México, D.F.

Comisión Nacional del Agua
Insurgentes Sur No. 2416 Col. Copilco El Bajo
C.P. 04340, Coyoacán, México, D.F.
Tel. (55) 5174-4000

Subdirección General de Agua Potable, Drenaje y Saneamiento

Impreso y hecho en México
Distribución gratuita. Prohibida su venta.
Queda prohibido su uso para fines distintos al desarrollo social.
Se autoriza la reproducción sin alteraciones del material contenido en esta obra,
sin fines de lucro y citando la fuente.

CONTENIDO

Presentación	VII
Objetivo general	IX
Introducción a la aplicación de las fuentes de energía sustentable en plantas de tratamiento de aguas residuales municipales	XI
1. Microhidroeléctricas	1
1.1. Aspectos generales del proceso	1
1.2. Situación actual	1
1.2.1. Contexto mundial	1
1.2.2. México	2
1.3. Tecnología y aplicaciones	3
1.3.1. Características de la energía	3
1.3.2. Definición y clasificación de las microhidroeléctricas	3
1.3.3. Principales elementos o partes de las microhidroeléctricas	5
1.4. Tipos de Micro hidroeléctricas	6
1.4.1. Central de agua fluyente	6
1.4.2. Centrales con regulación	6
1.4.3. Centrales por desviación de las aguas	6
1.4.4. Central de pie de presa	7
1.4.5. Central de acumulación por bombeo	7
1.4.6. Centrales integradas en redes de agua	7
1.5. Beneficios de las MH en las PTAR	9
1.6. Turbinas hidráulicas	10
1.7. Generadores	14
1.8. Equipamiento electromecánico	18
1.8.1. Subestación exterior	19
1.8.2. Línea de transmisión	20
1.9. Parámetros de diseño	20
1.9.1. Diseño del aprovechamiento microhidroeléctrico en PTAR	20
1.10. Aplicación de las MH en plantas de tratamiento de aguas residuales	22
1.10.1. Objetivo de la aplicación de las microhidroeléctricas en plantas de tratamiento de aguas residuales	22
1.10.2. Adecuaciones a las PTAR para la instalación de microhidroeléctricas	22
1.11. Energía demandada por una PTAR y capacidad de producción esperada de una MH	24
1.11.1. Demanda	24
1.11.2. Capacidad de producción esperada	24
1.11.3. Ejemplos de aplicación	26
1.12. Conclusiones y recomendaciones	27

2. Energía eólica	29
2.1. Introducción	29
2.2. Panorama mundial de la energía eólica	30
2.2.1. Escalas de vientos: variación horizontal	33
2.2.2. Métodos utilizados para medir la velocidad del viento	33
2.3. El panorama mundial de la industria eólica	39
2.3.1. Incentivos y regulaciones para la promoción de la energía eólica en América Latina y Europa	41
2.4. El recurso eólico de México	42
2.4.1. Potencial de aprovechamiento	44
2.4.2. Potencial eólico-Mapas de viento de México	45
2.4.3. Puntos estratégicos con mayor potencial de energía eólica en México	52
2.4.4. Parques eólicos en México	52
2.5. Aerogeneradores	55
2.5.1. Clasificación de aerogeneradores	56
2.5.2. Componentes de un aerogenerador	61
2.5.3. Curva de potencia de un aerogenerador	68
2.5.4. Fabricantes de aerogeneradores	69
2.5.5. Sistemas eólicos pequeños para la generación de electricidad	69
2.6. Aprovechamiento del recurso eólico en plantas de tratamiento de aguas residuales	76
2.6.1. Potencia del viento	77
2.6.2. Máxima eficiencia de un sistema de conversión	79
2.6.3. Factores que influyen en la velocidad del viento	80
2.6.4. Cálculo de velocidades del viento para varias alturas	81
2.6.5. Rosa de los vientos	84
2.6.6. Estimación del potencial eólico	88
2.7. Aspectos ambientales	92
2.7.1. Impactos ambientales negativos de las granjas de viento	92
2.7.2. Registros de aves impactadas en los parques eólicos	93
2.7.3. Tecnología para mitigar los impactos negativos	95
2.8. Conclusiones sobre energía eólica	96
3. Energía de Biomasa–Biogás	99
3.1. Introducción	99
3.2. Bases teóricas	99
3.2.1. Generación de biogás en los sistemas de tratamiento de aguas residuales	99
3.2.2. Utilización del biogás	100
3.2.3. Generación de biogás	101
3.3. Producción biogás	101
3.3.1. Producción de biogás a partir de la DQO biodegradable removida durante la estabilización anaerobia	101

3.3.2. Producción de biogás a partir de la reducción de sólidos volátiles	103
3.4. Cálculo de la producción de biogás en reactores anaerobios	106
3.4.1. Predicción de la producción de gas metano generado en el tratamiento de un agua residual que se trata en un reactor anaerobio mesofílico	106
3.4.2. Producción de biogás a partir de un lodo generado en un clarificador primario de una planta de tratamiento de aguas residuales que se estabilizará en un reactor anaerobio de alta tasa	108
3.4.3. Estimación de la producción de biogás en base a la reducción de SSV	110
3.5. Uso del biogás	111
3.6. Tratamiento del biogás	112
3.6.1. Remoción de vapor de agua	112
3.6.2. Remoción de ácido sulfhídrico	113
3.6.3. Remoción de siloxanos	114
3.6.4. Remoción de dióxido de carbono	115
3.6.5. Esquemas de tratamiento para el uso del biogás	115
3.7. Equipo utilizado para el uso del biogás	119
3.7.1. Motores de combustión interna	120
3.7.2. Turbinas de combustión o turbinas de gas	120
3.8. Estudios de caso	122
3.8.1. Ejemplo de generación de biogás en una planta de tratamiento de agua residual	122
3.8.2. Estudio de caso: Planta de tratamiento de aguas residuales municipales de León, Guanajuato	126
3.9. Conclusiones sobre energía de biomasa	137
4. Energía solar (fotovoltaica)	139
4.1. Introducción	139
4.2. Célula Fotovoltaica	150
4.3. El panel fotovoltaico	151
4.3.1. Estructura de los paneles solares	151
4.3.2. Conexión de los módulos	155
4.3.3. Características de los paneles	158
4.4. Otros componentes	161
4.4.1. Baterías	161
4.4.2. Reguladores de carga	162
4.4.3. Convertidores o inversores	163
4.5. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	173
4.5.1. Atendiendo a su configuración básica	173
4.5.2. Clasificación por aplicación	177
4.5.3. Según su utilización	179
4.5.4. Por la tensión de trabajo y potencia de la instalación	179

4.6. Configuración de instalaciones de energía solar fotovoltaica	179
4.6.1. Sistemas aislados o autónomos (stand alone)	179
4.6.2. Sistemas conectados a red (grid connected)	181
4.6.3. Sistemas híbridos	182
4.7. Diseño de una instalación fotovoltaica	184
4.7.1. Cálculo de la demanda energética	185
4.7.2. Evaluación del aporte solar	186
4.7.3. Potencia del campo generador	187
4.8. Conclusiones sobre energía solar	190
5. Energía geotérmica	193
5.1. Introducción	193
5.2. Contexto internacional	194
5.3. La geotermia en México	195
5.4. Centrales geotérmicas	196
5.4.1. Partes que componen una central geotérmica	197
5.4.2. Producción de electricidad	198
5.5. Ventajas	201
5.6. Desventajas	201
5.7. Conclusiones sobre energía geotérmica	202
6. Energía maremotriz	203
6.1. Introducción	203
6.2. Panorama mundial de la energía maremotriz	205
6.3. Situación en México	210
6.4. La energía maremotriz	212
6.4.1. Principio de funcionamiento de una central maremotriz	214
6.4.2. Problemas con respecto a la energía	215
6.5. Potencial de energía undimotriz	216
6.5.1. Aprovechamiento de la energía de las ondas y las olas	216
6.6. Potencial de corrientes marinas	219
6.7. Potencial de energía maremotérmica	220
6.8. Ventajas	221
6.9. Desventajas	221
6.10. Conclusiones sobre energía maremotriz	221
Conclusiones	223
Bibliografía	225
Tabla de conversiones de unidades de medida	235
Ilustraciones	245
Tablas	251

PRESENTACIÓN

Uno de los grandes desafíos hídricos que enfrentamos a nivel global es dotar de los servicios de agua potable, alcantarillado y saneamiento a la población, debido, por un lado, al crecimiento demográfico acelerado y por otro, a las dificultades técnicas, cada vez mayores, que conlleva hacerlo.

Contar con estos servicios en el hogar es un factor determinante en la calidad de vida y desarrollo integral de las familias. En México, la población beneficiada ha venido creciendo los últimos años; sin embargo, mientras más nos acercamos a la cobertura universal, la tarea se vuelve más compleja.

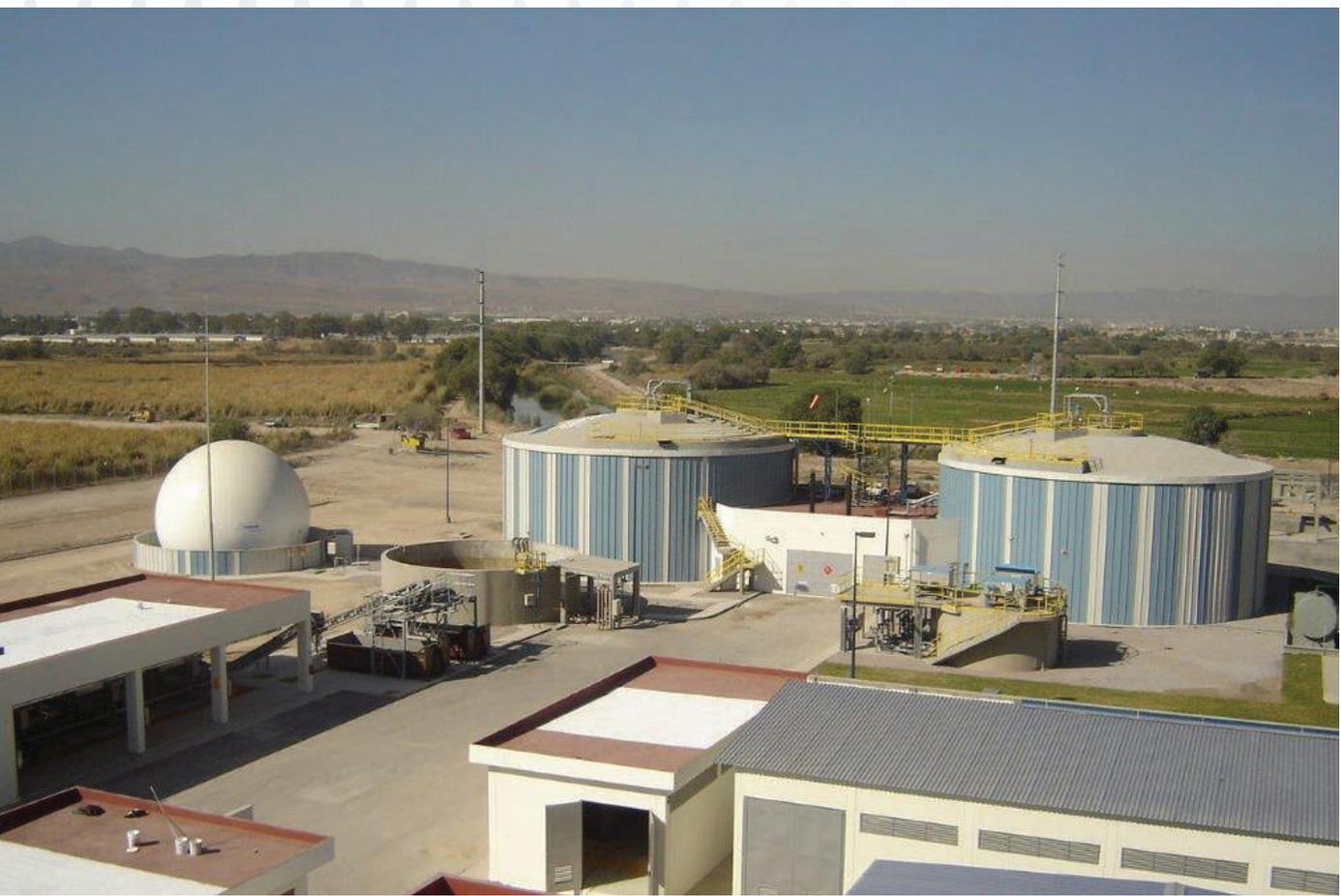
Por ello, para responder a las nuevas necesidades hídricas, la administración del Presidente de la República, Enrique Peña Nieto, está impulsando una transformación integral del sector, y como parte fundamental de esta estrategia, el fortalecimiento de los organismos operadores y prestadores de los servicios de agua potable, drenaje y saneamiento.

En este sentido, publicamos este manual: una guía técnica especializada, que contiene los más recientes avances tecnológicos en obras hidráulicas y normas de calidad, con el fin de desarrollar infraestructura más eficiente, segura y sustentable, así como formar recursos humanos más capacitados y preparados.

Estamos seguros de que será de gran apoyo para orientar el quehacer cotidiano de los técnicos, especialistas y tomadores de decisiones, proporcionándoles criterios para generar ciclos virtuosos de gestión, disminuir los costos de operación, impulsar el intercambio de volúmenes de agua de primer uso por tratada en los procesos que así lo permitan, y realizar en general, un mejor aprovechamiento de las aguas superficiales y subterráneas del país, considerando las necesidades de nueva infraestructura y el cuidado y mantenimiento de la existente.

El Gobierno de la República tiene el firme compromiso de sentar las bases de una cultura de la gestión integral del agua. Nuestros retos son grandes, pero más grande debe ser nuestra capacidad transformadora para contribuir desde el sector hídrico a **Mover a México**.

Director General de la Comisión Nacional del Agua



OBJETIVO GENERAL

El *Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento* (MAPAS) está dirigido a quienes diseñan, construyen, operan y administran los sistemas de agua potable, alcantarillado y saneamiento del país; busca ser una referencia sobre los criterios, procedimientos, normas, índices, parámetros y casos de éxito que la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), en su carácter de entidad normativa federal en materia de agua, considera recomendable utilizar, a efecto de homologarlos, para que el desarrollo, operación y administración de los sistemas se encaminen a elevar y mantener la eficiencia y la calidad de los servicios a la población.

Este trabajo favorece y orienta la toma de decisiones por parte de autoridades, profesionales, administradores y técnicos de los organismos operadores de agua de la República Mexicana y la labor de los centros de enseñanza.



INTRODUCCIÓN A LA APLICACIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA SUSTENTABLE EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES

Los procesos más utilizados en nuestro país, en función del volumen de agua residual tratada, corresponden a los procesos de lodos activados, lagunas de estabilización y lagunas aireadas. El sistema que trata el mayor volumen de agua es el proceso de lodos activados. En estos casos, la mayor erogación por parte de los organismos operadores se debe a la energía eléctrica, que en ocasiones puede representar hasta 70 por ciento de los costos de operación. Este mismo panorama se presenta en el caso de las lagunas aireadas. Además, prácticamente todas las plantas de tratamiento requieren al menos de un sistema de bombeo, el alumbrado de las áreas de trabajo y garantizar iluminación en las edificaciones que la conforman.

Más de 90 por ciento de la energía mundial se produce a partir del carbón, el petróleo y el gas natural, precisamente las tres fuentes de energía que se considera están en proceso de agotamiento o su costo de explotación cada vez es más alto. México requiere 231 TW h (Terawatt hora) para moverse. Para generar esta energía, nuestro país cuenta con una infraestructura cuya potencia instalada es mayor a los 51 GW. Esta potencia instalada está conformada por diferentes fuentes de generación: las termoeléctricas, que representan 46 por ciento; las centrales hidroeléctricas, 22 por ciento; las carboeléctricas, que generan 5 por ciento, y la única central nucleoelectrica (Laguna Verde, en el estado de Veracruz), que aporta 3 por ciento. Además, hay que mencionar dos fuentes que, en materia de recursos renovables, deben ser incrementadas: las centrales geotermoeléctricas, con un 2 por ciento, y las centrales eoloelectricas, con tan solo 0.17 por ciento de potencia.

Un caso especial son los productores independientes que producen un alto porcentaje en relación con las otras fuentes de generación de energía eléctrica, ya que aportan 22 por ciento de la capacidad instalada a

nivel nacional. De esta manera, 73 por ciento de la planta son fuentes que generan energía con material fósil.

Las fuentes energéticas se utilizan como combustible para convertir agua en vapor, que se hace pasar por una turbina y que hace girar un dínamo para producir electricidad. En cuanto a la energía producida por las presas hidroeléctricas, más de 95 por ciento de la energía cinética del agua durante su caída se convierte en electricidad.

El costo de la energía eléctrica es una de las principales razones por las que algunas plantas de tratamiento salen de operación, por lo que es importante investigar alternativas que permitan la reconversión, ya que las tarifas se incrementan año tras año. Vista la situación, es lógico que cada vez haya más investigaciones en torno a las fuentes de energía alternativa. Por tal motivo, es importante analizar las opciones que pueden ser utilizadas en plantas de tratamiento de aguas residuales, en qué casos son viables, ventajas y desventajas.

En este libro se analizan diferentes tipos de energías renovables, las cuales se pueden definir como formas de energía que tienen una fuente prácticamente inagotable con respecto al tiempo de vida de un ser humano en el planeta, y cuyo aprovechamiento es técnicamente viable. Dentro de estos tipos de energía se encuentran: la solar, la eólica (viento), la microhidráulica (ríos y pequeñas caídas de agua), la biomasa (biogás generado a partir de materia orgánica, en nuestro caso concreto los lodos residuales de las plantas de tratamiento), la geotermia (calor de las capas internas de la Tierra) y la oceánica, principalmente.

Las energías renovables ofrecen la oportunidad de obtener energía útil para diversas aplicaciones, su aprovechamiento tiene menores impactos ambientales que el de las fuentes convencionales y poseen el potencial para satisfacer todas nuestras necesidades de energía presentes y futuras. Además, su utilización contribuye a conservar los recursos energéticos no renovables y propicia el desarrollo regional.

En México, la competitividad en la industria que hace uso intenso de energía ha sido impactada debido a las fluctuaciones en los precios de los energéticos, especialmente del gas natural y de la electricidad.

1

MICROHIDROELÉCTRICAS

1.1. ASPECTOS GENERALES DEL PROCESO

El ser humano se ha caracterizado por el aprovechamiento de los recursos naturales. Ha aprovechado de distintas maneras la energía de la biomasa, de la radiación solar, del viento, del movimiento del agua y de la geotermia. A partir de la Revolución Industrial se presenta un cambio muy importante: inicia la utilización a gran escala de la energía que proporciona el carbón, el petróleo y el gas natural. Posteriormente, se incorpora el uranio.

Durante el siglo XX, se pudo constatar un aumento muy importante en la disponibilidad de energía, sobre todo debido a la explotación de los recursos no renovables, lo que generó una sociedad industrial y urbana. A nivel mundial, se considera que las fuentes no renovables proporcionan actualmente 87 por ciento de la oferta primaria. En México, este concepto representa 89 por ciento (Frenk, 2009).

Durante el siglo XIX, en nuestro país, la energía hidráulica fue el principal motor de la industrialización. A finales de ese siglo, las ruedas se sustituyeron por turbinas hidráulicas, comenzó la generación de electricidad con esta tecnología, que desempeñó un papel importante en la oferta interna de energía, participación que comenzó a

decaer en la primera mitad del siglo XX por el gran crecimiento en la utilización de combustibles fósiles, impulsado, entre otros factores, por la disponibilidad de recursos petrolíferos y de gas natural.

En la actualidad, la tecnología más usada para aprovechar la energía del movimiento del agua, es la turbina hidráulica para la generación de electricidad.

1.2. SITUACIÓN ACTUAL

1.2.1. CONTEXTO MUNDIAL

China es el productor más importante de energía hidroeléctrica, seguido por Brasil, Estados Unidos, Canadá y Rusia.

La central hidroeléctrica más grande del mundo es la Presa de las Tres Gargantas, ubicada en el cauce del río Yangtsé, en China, con una capacidad instalada de 22 500 MW; en el río Paraná, entre Brasil y Paraguay, se encuentra la siguiente hidroeléctrica más grande en operación, El Chocón - Cerros Colorados, con una capacidad instalada de más de 14 000 megawatts.

Varios países han desarrollado activamente el uso de pequeñas centrales hidroeléctricas en zo-

nas rurales. Son de uso frecuente en aplicaciones autónomas o semiautónomas para sustituir generadores diésel o de otras fuentes de energía a pequeña escala. A finales de 2009, la generación mundial hidroeléctrica en pequeña escala alcanzó un estimado de 60 GW, de los 980 GW totales.

1.2.2. MÉXICO

La capacidad hidroeléctrica instalada en el mundo es de 860 GW y en México es de 11.4 GW, de los cuales alrededor de 300 MW corresponden a pequeñas centrales de las empresas públicas, y 90 MW a centrales privadas de autoabastecimiento. La generación es de 27 300 GW h/año. En los próximos diez años, la Prospectiva del Sector Eléctrico considera la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas con una capacidad de 1 224 MW (Frenk, 2009).

En la Tabla 1.1 se presentan los 14 estados de la República que cuentan con capacidad de generación hidráulica para servicio público, en centrales que opera la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con una capacidad igual o menor que 30 MW integrados por 94 unidades en 42 centrales, con una capacidad total de 286.6 megawatts.

Al 31 de diciembre de 2011, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) había otorgado a plantas hidráulicas que no son de servicio público 27 permisos de generación, para una capacidad de 305.1 megawatts. En la Tabla 1.2 se presenta el desglose de estas plantas, situadas en nueve estados de la República, de las cuales: 24 tienen permiso para autoabastecimiento, 3 son de pequeña producción y solo 16 plantas se encuentran en operación con una capacidad de 147.0 MW, para una generación autorizada anual de 774 GW h/año.

Tabla 1.1 Capacidad efectiva de generación de centrales hidroeléctricas

Centrales	Unidades	Capacidad efectiva instalada (Mw)	Estado
2	5	28.00	Chihuahua
3	10	28.48	Chiapas
2	9	38.00	Guerrero
2	3	3.96	Hidalgo
2	3	14.32	Jalisco
8	14	14.06	México
7	14	29.68	Michoacán
1	4	2.18	Nayarit
1	2	2.48	Oaxaca
3	8	8.36	Puebla
1	2	14.00	Sinaloa
3	5	20.13	San Luis Potosí
2	3	28.80	Sonora
5	12	54.20	Veracruz
42	94	286.66	

Tabla 1.2 Permisos de generación para plantas hidroeléctricas menores o iguales que 30 MW. Fuente: CRE

Estado actual	N° de plantas	Capacidad autorizada (mw)	Energía autorizada (Gw h/año)	Localización
En construcción	8	132.6	682.7	Baja California, Guerrero, Jalisco, Nayarit, Oaxaca y Veracruz
En operación	16	147.0	774	Durango, Guanajuato, Guerrero, Jalisco, Puebla y Veracruz
Inactivos	3	25.5	142.4	Jalisco, Oaxaca y Puebla
Total	27	305.1	1 599.1	

Existe en el mundo una capacidad hidroeléctrica instalada de 860 GW. En México la capacidad hidroeléctrica instalada es de 11.4 GW, de los cuales aproximadamente 300 MW corresponden a pequeñas centrales de las empresas públicas, y 90 MW a centrales privadas de autoabastecimiento. La generación es de 27 300 GW h/año. La Prospectiva del Sector Eléctrico considera la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas con una capacidad de 1 224 MW en el transcurso de los próximos diez años (Frenk, 2009).

1.3. TECNOLOGÍA Y APLICACIONES

1.3.1. CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA

Se entiende como energía hidráulica a la energía asociada a las corrientes o saltos de agua. Las centrales hidroeléctricas son las encargadas de aprovechar esta energía y transformarla en energía eléctrica.

Esta energía es considerada como renovable, pues no agota la fuente primaria al explotarla y no implica la emisión de contaminantes ni residuos. Se le considera una fuente dinámica y adaptable a las condiciones geográficas e hídricas de cada región del país. Las microhidroeléctricas (MH) permiten aprovechar corrientes de agua poco caudalosas o donde no es posible la construcción de grandes instalaciones, además reducen los impactos en el medio ambiente dada su escala limitada.

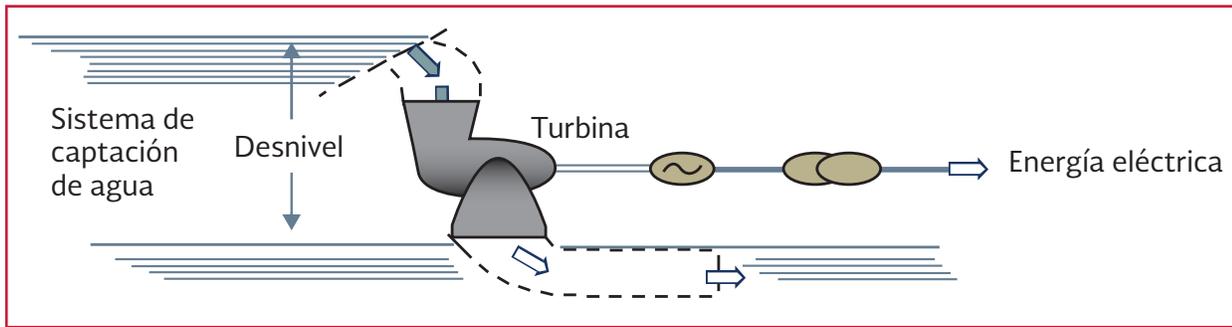
Como beneficios adicionales a la generación de energía eléctrica, se tiene la reducción de riesgos por inundaciones y erosión de cuencas, mejoramiento de las labores agrícolas, desarrollo agroindustrial, generación de empleo, tanto en la construcción como en la operación, reducen la dependencia y los riesgos de la importación de energía, y en zonas con poco suministro energético son la base para su desarrollo económico. La infraestructura de las MH puede construirse dentro de las PTAR por lo que se puede aprovechar las instalaciones tanto para el tratamiento de aguas residuales como para la generación de energía eléctrica.

1.3.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS MICROHIDROELÉCTRICAS

1.3.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS MICROHIDROELÉCTRICAS

Una microhidroeléctrica es un sistema que consiste en tres partes: una central eléctrica en la que se genera la electricidad; una presa que se abre y cierra para controlar el paso del agua y un depósito para almacenar agua. Una MH aprovecha la caída del agua desde cierta altura. La

Ilustración 1.1 Esquema típico de un aprovechamiento hidroeléctrico (Galván, 2010)



energía potencial durante la caída, se convierte en cinética, el agua pasa por las turbinas a gran velocidad, generando un movimiento de rotación que finalmente se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores, para finalmente transportarse mediante cables eléctricos a casas, fábricas y negocios.

En la Ilustración 1.1 se presenta el esquema de transformación de energía hidráulica en energía eléctrica.

No existe un consenso internacional sobre la clasificación de pequeñas hidroeléctricas (*small hydropower*, SHIP). Dentro del marco regulatorio nacional, y a diferencia del resto de tecnologías renovables, la hidráulica se considera “renovable” para instalaciones con una potencia instalada ≤ 30 megawatts.

Sin embargo, la reforma hecha a la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) señala que la energía de cualquier

planta hidroeléctrica con una capacidad mayor a 30 MW que presente una relación entre capacidad de generación y superficie del embalse superior a 10 W/m^2 , será considerada renovable al seguir los lineamientos del Protocolo de Kioto.

Por lo que la potencia máxima instalada que puede tener una MH para ser calificada como tal, en América Latina y China, es 30 MW, en India hasta 15 MW, en Suecia hasta 1.5 MW, en Alemania 1 MW. El límite superior aceptado por la Comisión Europea, la UNIPEDA (Unión de Productores de Electricidad) y por la *European Small Hydropower Association* (ESHA) es 10 megawatts.

La potencia instalada no constituye el criterio básico que diferencia una MH de una central hidroeléctrica. Una MH no es una central convencional a pequeña escala, pues una turbina de unos cientos de kilovatios tiene un diseño completamente distinto del de otra de unos cientos de megavatios. De igual forma en cuanto a obra civil se trata: una MH obedece a principios com-

Tabla 1.3 Clasificación según caída (Mora Navarro y Hurtado Liébano, 2004)

Tipo	Baja (m)	Media (m)	Alta (m)
Micro	$H < 15$	$15 < H < 50$	$H > 50$
Mini	$H < 20$	$20 < H < 100$	$H > 100$
Pequeña	$H < 25$	$25 < H < 130$	$H > 130$

Tabla 1.4 Clasificación según su forma de utilización (INEA, 1997)

Utilización	Descripción
Captación	De paso o con embalse
Operación	Continua, con una disponibilidad de 24 horas por día todo el año, o discontinua, operación de tiempo parcial
Regulación	De forma manual o automática o de carga constante, donde el exceso se disipa
Vinculación al sistema eléctrico	Centrales aisladas y centrales integradas o interconectadas
Concepción tecnológica	Se tienen centrales con tecnologías convencionales y centrales con tecnologías no convencionales

pletamente distintos a las grandes centrales alimentadas por enormes embalses (Castro, 2006). Las pequeñas centrales hidroeléctricas se clasifican según la altura del salto (Tabla 1.3) o según su forma de utilización (Tabla 1.4).

1.3.3. PRINCIPALES ELEMENTOS O PARTES DE LAS MICROHIDROELÉCTRICAS

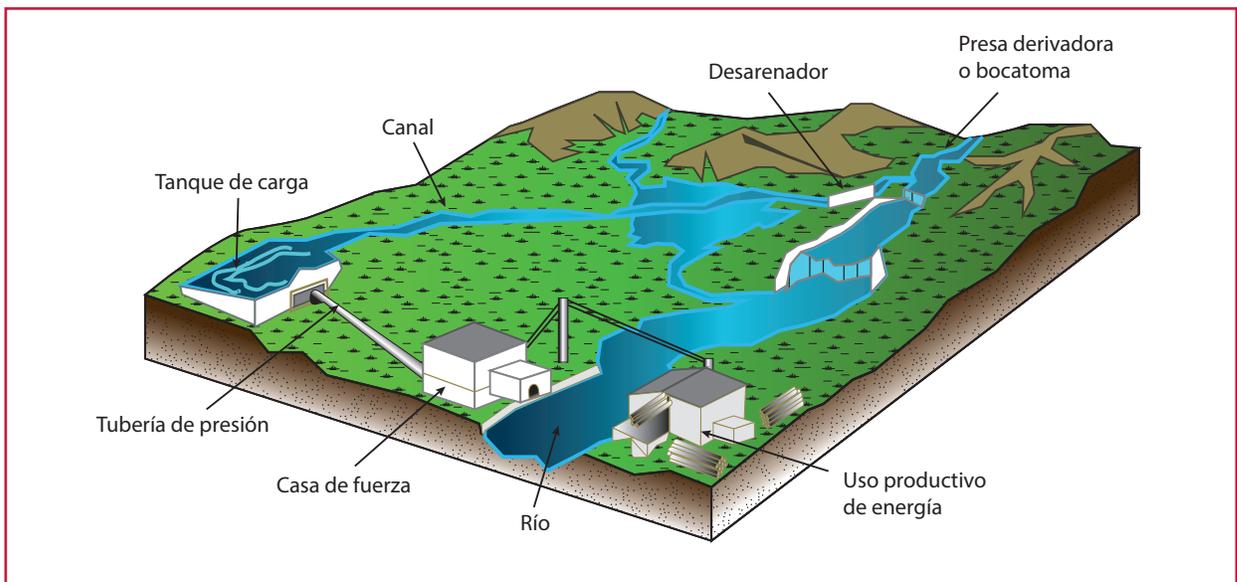
Una MH está constituida por diversos componentes y equipos, que pueden clasificarse en tres grandes grupos (Ilustración 1.2):

1. Obra civil: estas obras comprenden la captación de agua por medio de las bocatomas a un tanque de presión, donde

hay desarenadores con el fin de eliminar sólidos que puedan afectar la vida útil de los componentes de la MH. Este tanque sirve también como control de caudal y evita la entrada de aire a la tubería de presión, la cual lleva el agua a la casa de máquinas que aloja los equipos electromecánicos que transforman la energía cinética del agua en energía eléctrica

2. Equipos electromecánicos: son el conjunto de equipos que se encuentran dentro de la casa de máquinas: las turbinas, que son el elemento clave que aprovecha la energía potencial y cinética del agua y las transforma en un movimiento de rotación, y el generador, que es la máquina que transforma la energía mecánica de

Ilustración 1.2 Esquema de un aprovechamiento hidroeléctrico



rotación que suministran las turbinas en energía eléctrica, principalmente

3. Redes eléctricas de transmisión y distribución: el sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica; es regulado por un sistema de control centralizado que distribuye racionalmente los recursos de generación y de calidad del servicio, de acuerdo con el consumo y la demanda de los usuarios

1.4. TIPOS DE MICRO HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas, y dentro de ellas las MH, están condicionadas por las peculiaridades y características que presente el lugar donde vayan a ser o están instaladas. Hay que tener en cuenta que la topografía del terreno va a influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria.

1.4.1. CENTRAL DE AGUA FLUYENTE

Este tipo de centrales están ubicadas en ríos con caudal constante, si requieren la formación de una presa, esta es de pequeñas dimensiones. La captación de agua se hace directamente del río y se dirige a las turbinas.

El proceso de generación de energía depende directamente de la hidrología, ya que no tienen capacidad de regulación del caudal turbinado y este es muy variable. Estas centrales cuentan con un salto útil prácticamente constante y su potencia depende directamente del caudal del río.

Hay casos en los que se construye una presa pequeña en la toma de agua para elevar el plano de esta y facilitar su entrada al canal o tubería de derivación. El agua desviada se envía a la cámara de carga, de donde sale la tubería forzada por la que pasa el agua para ser turbinada en el punto más bajo de la central.

Otros casos que también se incluyen en este grupo, siempre que no exista regulación del caudal turbinado, son las centrales que se sitúan en el curso de un río en el que se ha ganado altura mediante la construcción de una azud, sin necesidad de canal de derivación, cámara de carga ni tubería forzada (Castro, 2006).

1.4.2. CENTRALES CON REGULACIÓN

Ubicadas en lugares donde es necesario almacenar el agua y provocar un salto elevado de la misma. Puesto que estas centrales logran funcionar independientemente del flujo natural de agua, son adecuadas para evitar fluctuaciones en la generación y el consumo de energía eléctrica. Estas centrales se pueden utilizar tanto para cubrir la energía mínima como para dar servicio en los picos de carga.

1.4.3. CENTRALES POR DESVIACIÓN DE LAS AGUAS

Se desvía parte del caudal del río mediante un muro o presa situado transversalmente a la corriente, para crear un remanso sin necesidad de elevar mucho el nivel del agua. El agua desviada se canaliza con la toma (ensanchamiento en la parte anterior del canal que agiliza la entrada del agua) hacia el canal de derivación, que pue-

de ser una tubería o a cielo abierto. De allí se dirige hacia la cámara de carga o depósito, donde se almacena el agua, el cual está conectado a la tubería forzada, que lleva el agua hacia la casa de máquinas.

1.4.4. CENTRAL DE PIE DE PRESA

Se requiere la construcción de una presa que almacene el agua a una determinada altura. Si la caída es alta o media, el agua llega a la turbina a gran velocidad, así no es necesario un generador de mucho diámetro. Si la caída es baja, se necesitan turbinas de reacción, que son mucho más voluminosas debido al gran caudal de agua que deben hacer pasar, además, los generadores también son de grandes dimensiones por la poca velocidad del agua. La capacidad de controlar el volumen de producción proporciona energía durante las horas punta de consumo.

La toma de agua de la central se encuentra en la denominada zona útil, que contiene el total de agua que puede ser turbinada. Debajo de la toma se sitúa la denominada zona muerta, que simplemente almacena agua no útil para turbinar.

Según la capacidad de agua que tenga la zona útil, la regulación puede ser horaria, diaria o semanal. En las MH, el volumen almacenado suele ser pequeño, lo que permite producir energía eléctrica un número de horas durante el día, por ejemplo, y llenarse el embalse durante la noche. Si la regulación es semanal, se garantiza la producción de electricidad durante el fin de semana, y el embalse se llena de nuevo durante el resto de la semana.

También se incluyen en este grupo aquellas centrales situadas en embalses destinados a otros usos, como riego o abastecimiento de agua en poblaciones. Dependiendo de los fines para los que fue creada la presa, se turbinan los caudales excedentes, los caudales embalsados para riego o abastecimiento, e incluso los caudales ecológicos.

1.4.5. CENTRAL DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO

Constan de dos embalses de agua situados en una diferencia de nivel lo mayor posible, un embalse inferior y otro superior. Para ello, además de los elementos con los que cuenta una central convencional, es necesario el uso de bombas que eleven el agua. Estas centrales se construyen en lugares donde hay un desfase entre la energía generada y la demanda de energía. Es decir, a lo largo del día, una MH puede tener una demanda que sobrepase su capacidad de generación eléctrica, y por la noche, producir más de lo que se consume.

Este desfase se puede evitar al utilizar la energía sobrante para bombear agua a un embalse superior, durante la noche, y así se cuenta con agua almacenada para generar la energía necesaria para cubrir el exceso de demanda, sin que la central tenga que sobredimensionarse para generarla por sí misma.

1.4.6. CENTRALES INTEGRADAS EN REDES DE AGUA

Existe también la posibilidad de insertar una central hidroeléctrica para generar electricidad en una red de agua existente o en proyec-

to. En una primera aproximación, se contemplan las redes de distribución de agua potable, los canales de irrigación y, más tarde, de navegación, y las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR). Estos aprovechamientos tienen la ventaja de que muchas de las estructuras ya existen, lo que disminuye el costo de la inversión; el impacto ambiental adicional es prácticamente nulo, y las gestiones burocráticas para la obtención de permisos se simplifican (ESHA, 2006).

1.4.6.1. Centrales en canales de irrigación

Es posible instalar una MH en un canal de riego, aprovechando el caudal de agua, mediante la ampliación del canal para poder instalar en él la toma de agua, la central y el canal de fuga, o bien se construye una toma lateral que alimenta una tubería forzada instalada a lo largo del canal (Ilustración 1.3).

1.4.6.2. Centrales en sistemas de alimentación de agua potable

En un sistema de alimentación de agua potable, una tubería a presión lleva el agua desde el embalse a la estación de tratamiento. En la entrada se cuenta con un sistema de válvulas que disipan la energía hidrostática, que en muchos casos es importante. Una turbina puede emplear esta energía disipada para generar energía eléctrica; previendo el mantenimiento de la turbina, es necesario contar con un circuito paralelo con válvulas disipadoras.

Para la integración de MH en estos sistemas, las tuberías deben estar en buenas condiciones,

así como las válvulas encargadas del cierre de la turbina y apertura simultánea del circuito paralelo para evitar dar lugar a presiones transitorias que pongan en peligro la conducción o que alteren las condiciones en que tiene lugar el suministro. En ocasiones, estos aprovechamientos trabajan en contrapresión. Así como en un aprovechamiento convencional, el agua a la salida de la turbina está a la presión atmosférica, aquí está sujeta a la contrapresión de la red o de la estación de tratamiento.

En la Ilustración 1.4 se presenta, esquemáticamente, la configuración de una central de este tipo, que exige un sistema de regulación y control muy particulares (ESHA, 2006).

1.4.6.3. Centrales en plantas de tratamiento de aguas residuales

De acuerdo con la topografía de la PTAR, la central puede ser ubicada aguas arriba o aguas abajo de la planta. Si es aguas arriba, será necesario hacer pasar el agua residual a través de un sistema de rejillas y una instalación de sedimentación para remover los sólidos; si se ubica aguas abajo, se aprovecha el agua tratada para ser turbinada una vez que ya pasó por el sistema de pretratamiento de la PTAR, por lo que la turbina que trabaja con agua residual sin tratar está sujeta a un desgaste y a una corrosión superior a la que trabaja con agua pretratada.

Se cuenta con este tipo de instalaciones en Leysin, en el cantón suizo de Vaud, donde una turbina Pelton de 430 kW de potencia trabaja con agua ya tratada; otra en Le Chable, en la que una turbina Pelton de 447 kW de potencia trabaja con las aguas residuales de la estación de ski de

Ilustración 1.3 Aprovechamiento en un canal de riego

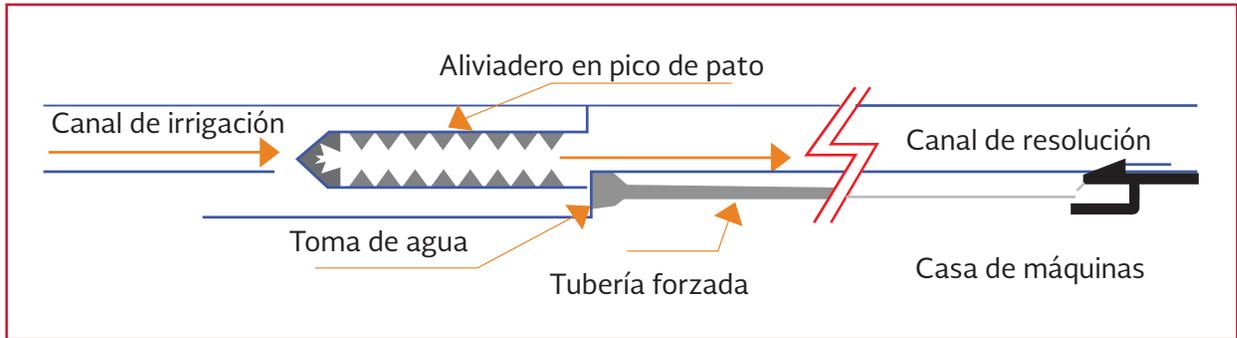
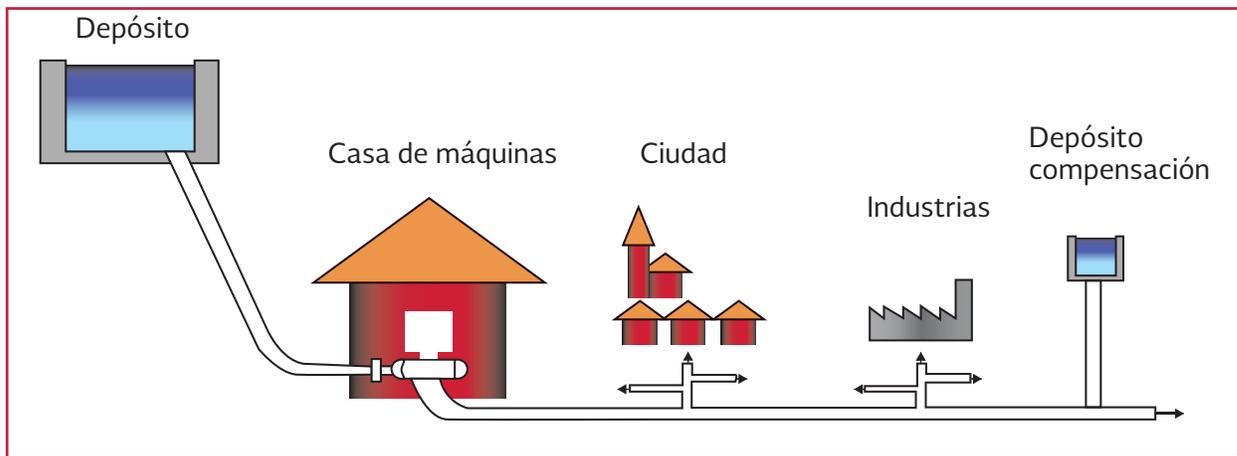


Ilustración 1.4 Central para abastecimiento de agua potable



Verbier, a la entrada de la planta de tratamiento; en Amman (Jordania) una central con dos turbinas Pelton de 335 kW cada una, es alimentada con agua residual y otra central con dos turbinas Francis de eje vertical de 371 kilowatts.

1.5. BENEFICIOS DE LAS MH EN LAS PTAR

- Se reduce el costo de la energía utilizada en el proceso de tratamiento de aguas residuales mediante la implementación de MH en las PTAR puesto que se produce energía en el lugar donde está demandada
- Se pueden aprovechar las obras de captación y pretratamiento (rejillas y desarenadores que evitan el paso de sólidos que

deterioran los equipos) que ya existen en la PTAR para la operación de la MH en la generación de energía

- A diferencia de las MH ubicadas en los ríos, no existen riesgos de periodos de estiaje que puedan generar incertidumbres en el diseño y producción hidroeléctrica, ni es necesaria la revisión de la hidrología
- El impacto ambiental es casi nulo al estar instalada en una planta de tratamiento

La instalación de una turbina para generar electricidad en la descarga del efluente puede generar energía hidroeléctrica en ciertas instalaciones. Por ejemplo, las plantas con un gasto del orden de 660 L/s y una caída vertical de 5 metros son candidatas a la generación de energía

hidroeléctrica por efluente, generando aproximadamente 24 kW de energía (Pistonesi et al., 2010).

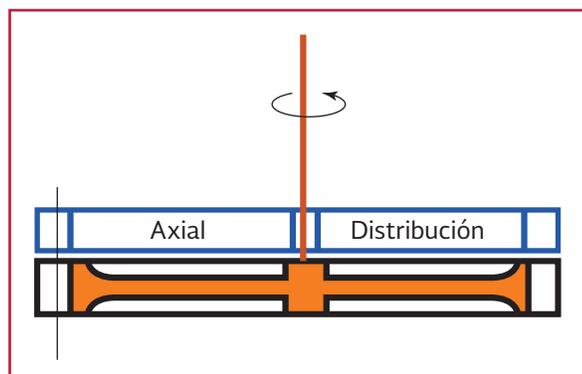
1.6. TURBINAS HIDRÁULICAS

La turbina hidráulica es el elemento que aprovecha la energía cinética y potencial del agua y la transforma en energía mecánica de rotación. De acuerdo con su funcionamiento, se clasifican en: turbinas de acción y reacción. Las de acción son aquellas que aprovechan solo la velocidad del agua para poder girar; las turbinas de reacción son aquellas que utilizan la presión y la velocidad para poder desempeñar el trabajo de rotación.

Adicionalmente existe una clasificación de las turbinas en función del sentido en que se mueve el agua dentro de las turbinas. Bajo este criterio, se clasifican en:

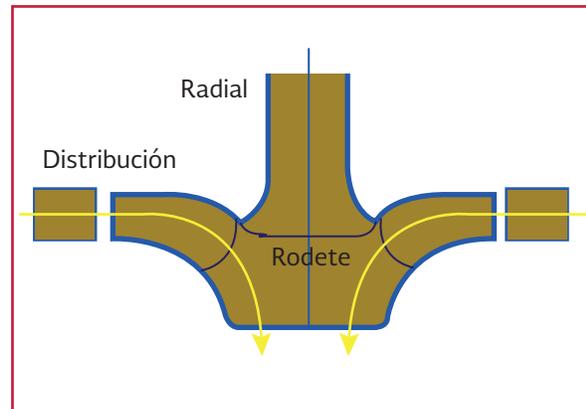
- Axiales: Kaplan, hélice, bulbo, en las cuales el agua entra paralelamente al eje (Ilustración 1.5)

Ilustración 1.5 Turbina axial



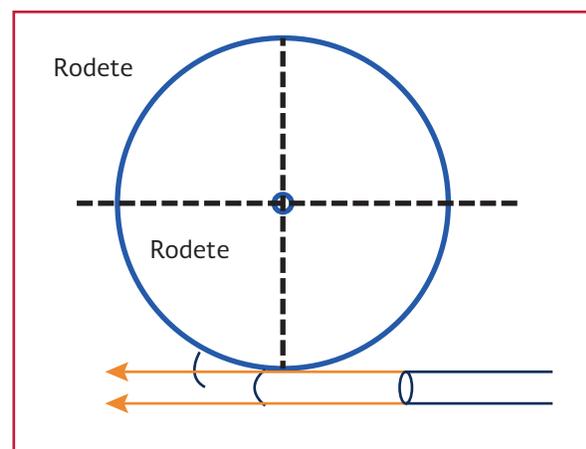
- Radiales: el agua entra perpendicularmente al eje. Cuando el agua vaya de dentro hacia fuera, se trata de una turbina centrífuga, y cuando el agua vaya de fuera hacia dentro es una centrípeta (Ilustración 1.6)

Ilustración 1.6 Turbina radial



- Mixtas: se tiene una combinación de las anteriores
- Tangenciales: el agua entra lateral o tangencialmente (Pelton) contra las cucharas del rodete (Ilustración 1.7)

Ilustración 1.7 Turbina tangencial



En función del cambio de presión en el rodete, las turbinas pueden ser:

- Turbinas de acción: en esta, la presión del agua se convierte primero en energía cinética, el fluido no sufre un cambio de presión por el rodete, aprovecha únicamente la velocidad del flujo de agua para hacerlas girar
- Turbinas de reacción: en una turbina de reacción, la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los álabes y decrece a medida que avanza hacia la salida, donde el fluido sufre un cambio de presión en el rodete

Las turbinas de acción o impulso son de tres clases:

- Turbinas de impulso tipo Pelton (Ilustración 1.8)
- Turbina Turgo (Ilustración 1.9)
- Turbina Michael Banki (Ilustración 1.10)

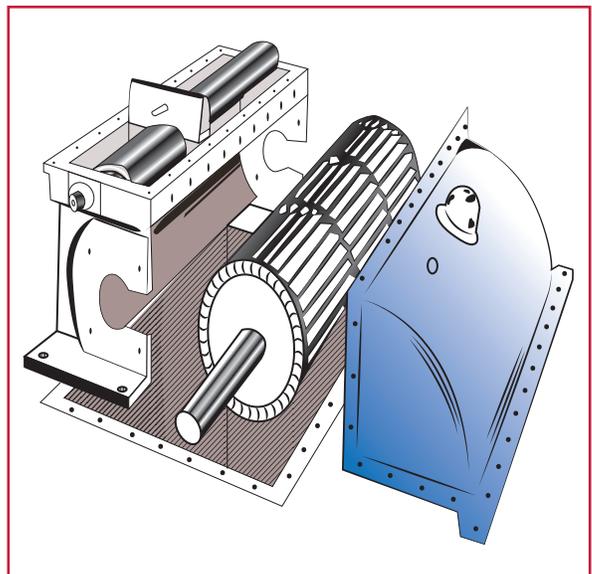
Ilustración 1.8 Turbina tipo Pelton



Ilustración 1.9 Turbina tipo Turgo



Ilustración 1.10 Turbina Michell Banki



Las turbinas de reacción, en general, son de dos clases:

- Donde el flujo del agua ingresa con respecto al eje de la turbina paralelamente, y perpendicularmente se encuentran las

de flujo mixto, como las turbinas Francis (Ilustración 1.11)

- Donde el agua fluye paralelamente al eje de la turbina, se encuentran las de flujo axial; como las turbinas Kaplan (Ilustración 1.12)

Ilustración 1.11 Turbina Francis



Ilustración 1.12 Turbina Kaplan



En las turbinas de acción (Pelton y Turgo), la altura de salto se mide hasta el punto de impacto del chorro que, para evitar que el rodete quede sumergido en épocas de inundaciones, estará siempre por encima del nivel de la lámina de agua en el canal de descarga, con lo que se pierde una cierta altura con respecto a las turbinas de reacción, en las que el plano de referencia es la propia lámina de agua.

Dadas las pérdidas que tienen lugar en el conjunto de la turbina de reacción, el rodete solo utiliza una altura H_u , inferior al salto neto H_n , como se presenta en la Ilustración 1.13. Estas pérdidas son esencialmente pérdidas por fricción y tienen lugar en la cámara espiral, en los álabes directores y el rodete, sobre todo en el tubo de aspiración o difusor. El difusor tiene como misión recuperar el mayor porcentaje posible de la pérdida de energía cinética correspondiente a la velocidad del agua al salir del rodete.

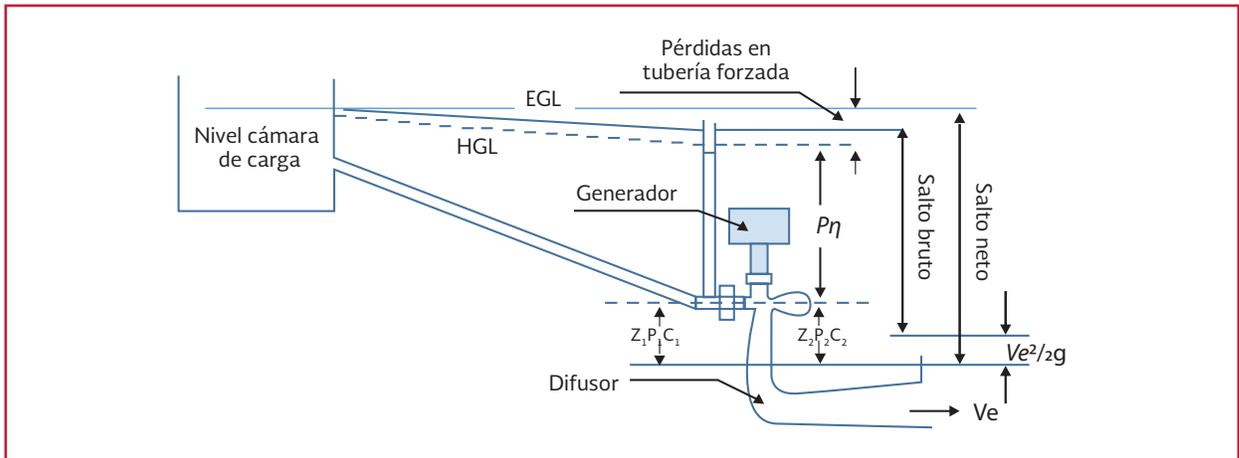
Su función es especialmente crítica en los rodetes de alta velocidad específica, en los que las pérdidas por este concepto podrían llegar a alcanzar 50 por ciento del salto (mientras que en las Francis lentas apenas representan 3 o 4 por ciento). La columna de agua que acciona la turbina equivale al salto neto menos la presión equivalente a la energía cinética disipada en el tubo de aspiración, cuantificada por la expresión $Ve^2/2g$ (siendo Ve la velocidad media a la salida del tubo de aspiración).

A partir de los parámetros de salto y caudal del aprovechamiento, se determina el tipo de turbina más adecuado para cada instalación

Para intervalos de potencia menores, hay menos gráficos disponibles, ya que no es muy común el diseño de turbinas para potencias tan pequeñas. En la Ilustración 1.14 se presenta un tipo de gráfico para potencias pequeñas.

En MH es posible utilizar cualquiera de los cinco tipos principales de turbinas, o sea, turbinas Pelton, Turgo, de Flujo Cruzado (Michell Banki), Francis y Kaplan; siempre y cuando las condiciones de caída y caudal así lo permitan, se puede obtener potencias en un intervalo menor a los 100 kilowatts.

Ilustración 1.13 Pérdidas en un aprovechamiento



En la Tabla 1.5 se presenta un resumen con los intervalos de caída y caudal recomendados para cada tipo de turbina, su velocidad específica y eficiencias aproximadas, enfocadas en la utilización en plantas con potencias menores o iguales a 100 kW, como puede ser el caso de aplicaciones en las plantas de tratamiento.

Las turbinas tipo Pelton son las más utilizadas en pequeñas plantas hidroeléctricas debido a su fácil construcción y alta disponibilidad, son apropiadas para condiciones de grandes caídas de agua y caudales reducidos.

Las turbinas tipo Turgo son muy similares a las turbinas Pelton, pero se utilizan para caídas de tamaño mediano a grande y caudales medianos; son turbinas que se adaptan muy bien a los cambios de caudal, por lo que igual que las Pelton, tienen una eficiencia alta trabajando a caudales parciales.

La turbina de Flujo Cruzado o Michell Banki, tiene un intervalo de aplicación comprendido dentro del intervalo de aplicación de la turbina Francis, con la diferencia de que su rendimiento es menor, aunque tiene una mayor facilidad

Ilustración 1.14 Gráfico para la selección de turbinas (Marin Ureña, 2007)

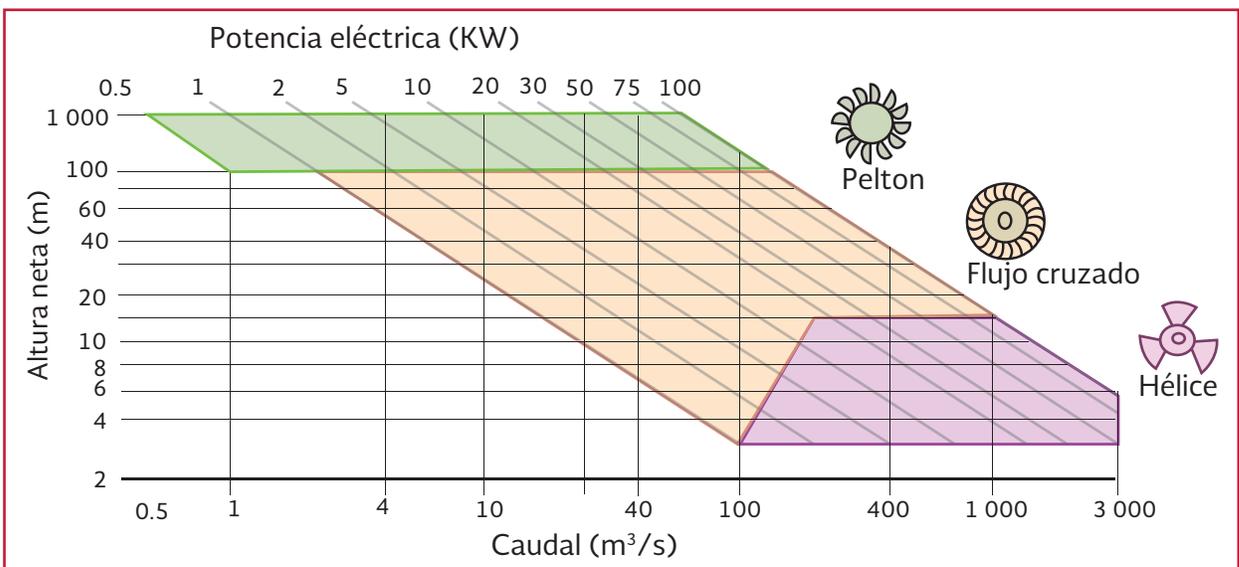


Tabla 1.5 Resumen de características de los diferentes tipos de bombas (Marin Ureña, 2007)

Característica	Pelton	Turgo	Michell Banki	Francis	Kaplan
En caudales (L/s)	0.5-250	90-450	2-1000	110-1100	100-3000
En caídas (m)	30-500	30-100	3-100	10-100	3-15
Velocidad específica Ns	12-40	20-70	20-200	80-400	140-1000
Eficiencia aproximada (%)	70-80	80	65-70	90	90
Tipo de turbina	Acción	Acción	Acción	Reacción	Reacción

constructiva y mejor adaptabilidad a las pequeñas caídas. Como la turbina Turgo, es muy eficiente cuando opera a cargas parciales.

Las turbinas de reacción tipo Francis y Kaplan son adecuadas en condiciones de gran caudal y poca altura, y son de alta eficiencia cuando trabajan con su caudal máximo.

1.7. GENERADORES

El generador es la máquina que, en sus bornes o terminales, transforma la energía mecánica de rotación que suministran las turbinas en energía eléctrica, para luego entregársela al tablero de control de medición y regulador automático de velocidad.

El generador, o alternador, está compuesto de dos partes fundamentales:

- Rotor o inductor móvil. Su función es generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina
- Estátor o inducido fijo. Sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable

El generador puede ser de dos tipos: síncrono o asíncrono:

- Generador síncrono. Funciona con base en un campo magnético generado en el rotor por la acción de una fuente de co-

rriente continua externa; al girar el rotor, se produce un campo rotatorio en las bobinas del estátor y se produce, a su vez, la energía eléctrica en los bornes de las bobinas. Suelen emplearse en centrales de pequeña potencia, donde funcionan sin estar conectados a la red (Galván, 2010)

- Generador asíncrono o de inducción. Debe estar siempre conectado a la red eléctrica, de la que toma la energía necesaria para producir su magnetización. Se emplean en centrales de menos de 500 kVA, siempre acopladas a la red (Galván, 2010)

Para la elección adecuada del generador, básicamente hay que tomar en cuenta dos aspectos: el requerimiento de potencia (demanda) y el uso que se le dará a esta energía. Ambos factores determinarán el tipo de generación (continua o alterna), la fase (en caso de ser alterna, monofásica o trifásica) y el tipo de regulación (por carga o caudal). Por lo que si la potencia demandada es mayor a 5 kW, el esquema de generación recomendado es el de corriente alterna. De lo contrario, si la potencia es menor a 5 kW, será generación de corriente continua. Esto no es una regla, ya que se pueden aplicar sistemas de corriente alterna para potencias muy bajas, si las aplicaciones así lo requieren.

El generador es monofásico si la potencia es menor de 10 kW y trifásico si la potencia es mayor

a 10 kW. Esto es porque para potencias mayores a este valor, las máquinas trifásicas son más comunes que las monofásicas, además de que las monofásicas tienen mayores dimensiones que sus equivalentes trifásicas.

El tipo de regulación será por carga si la potencia es menor a 100 kW y por caudal si es mayor a este valor.

Definidas estas variantes, se elige el tipo de generador, el cual puede ser una máquina sincrónica o asíncrona (de inducción). Hay que tener presente que los alternadores son generadores sincrónicos y que los motores de inducción bajo ciertas condiciones pueden trabajar como generadores del tipo asíncrono.

Los intervalos de potencia en los que se recomienda utilizar cada tipo de generador, así como su fase y tipo de regulación, se presentan en la Tabla 1.6, donde puede observarse que los intervalos de potencia para cada tipo de generador se traslapan en ciertos valores, por lo que se consideran otros

factores para la elección del generador como el costo, la disponibilidad, aplicación y equipos extra. Por ejemplo, el generador sincrónico puede funcionar conectado a la red o desconectado de ella, pero siempre requiere de excitación, la cual, en caso de no ser un generador de imanes permanentes, tiene que ser proporcionada por un circuito de excitación de corriente continua, el cual puede estar o no incorporado en el generador; de no estarlo, se genera un gasto extra.

Otro ejemplo, el generador asíncrono también puede funcionar conectado a la red o desconectado de ella. Cuando está conectado, la potencia reactiva que necesita para funcionar es proporcionada por la red, además de que no necesita ningún tipo de regulación, lo que representa un ahorro; cuando está desconectado, el reactivo tiene que ser proporcionado mediante capacitores y la regulación se debe dar mediante algún dispositivo. Además, se debe contar con algo de magnetismo remanente en el hierro del rotor para poder arrancarlo y si no lo hay, se requiere una batería para ocasionar un flujo remanente.

Tabla 1.6 Intervalos de potencia, fase y tipo de regulación de los diferentes tipos de generador

Tipo de generador	Tipo generación	Rango de potencia	Tipo de regulación	Comentario
Alternador	C.C. (Carga de Baterías)	100W – 2 kW	Mediante un controlador específico para sistemas de carga de baterías.	Se refiere al alternador de un automóvil que se emplea como generador para cargar baterías.
Sincrónico	C.A. - 1Æ	5 – 10 kW	Mediante controlador electrónico de carga (ELC).	
	C.A. - 3Æ	10 – 100 kW		
Motor Inducción como Generador	C.A. - 1Æ	2 – 15 kW	Con ELC. Pero más recomendable usar controlador para generador de inducción (IGC).	Se refiere a la máquina asíncrona que tiene la finalidad de ser usada como motor pero que se emplea como generador.
Asíncrono	C.A. - 1Æ	1 – 10 kW		
	C.A. - 3Æ	10 – 100 kW		

C.C.: Corriente Continua; C.A.: Corriente Alterna; 1Æ: Fase monofásica; 3Æ: Fase Trifásica.

Desde el punto de vista de una máquina de inducción funcionando como generador, estas tienen buenas eficiencias siempre que se operen cerca de las condiciones nominales; no requieren mucho mantenimiento ya que su construcción es simple, son fáciles de conseguir en el mercado local y tienen un amplio intervalo de potencias.

Los alternadores son máquinas de bajas eficiencias, traen incluido un regulador de tensión, consumen mucha de la potencia generada en su propio sistema de excitación, relegando su utilización a potencias muy bajas.

Otro aspecto a tomar en cuenta, es que la demanda energética de la MH puede incrementarse en el futuro, por lo que conviene sobredimensionar la capacidad del generador para permitir esta expansión.

Hay que tener en cuenta que cuando la regulación de frecuencia se da por medio de regulación de carga mediante reguladores electrónicos (ELC), el generador en todo momento estará trabajando a plena carga, ya que precisamente el ELC se encarga de mantener la carga constante, ante las salidas de usuarios que estén demandando carga. Asimismo, por el modo de funcionamiento del ELC, este implica una carga extra para el generador, lo cual debe tomarse en cuenta para el sobredimensionamiento del mismo.

Elegido el tipo de generador y su capacidad, se define la tensión de generación, la velocidad sincrónica y la orientación del mismo; esta última depende directamente de la orientación y tipo de turbina a utilizar. La orientación del generador puede ser de montaje horizontal o vertical.

La tensión se define por la naturaleza de la carga que se va a alimentar y la potencia, por lo que hay valores estandarizados en baja tensión de 240 y 380 V y en media tensión de 6 000 y 6 600 V. Lo normal es generar a 380 V para potencias inferiores a los 1 400 kW, y a 6 000 V para potencias mayores.

Otro factor que entra en juego para la elección de la tensión de generación es el costo, cuanto menor sea la tensión de generación, los aislamientos deberán tener menor rigidez dieléctrica y los conductores poseer menor diámetro, lo que disminuye por lo general el costo de la máquina, su peso y su tamaño. De igual forma, ocurre con los equipos de protección y transformadores de potencia (en caso de ser necesario). La generación en media tensión compensa su mayor costo con la reducción de las pérdidas de potencia y con ello, mayor eficiencia total de la generación.

Respecto a la velocidad sincrónica del generador, esta determinará la frecuencia a la que se desea generar (valor fijo de 50 o 60 Hz) conjuntamente con el número de polos de la máquina. La velocidad del rotor en un generador está ligada a la velocidad del eje de la turbina. Así, suponiendo un acople directo entre ambos equipos, para un generador sincrónico la velocidad sincrónica debe ser igual a la del rotor de la máquina y ésta igual a la del eje de la turbina. Para un generador asíncrono la velocidad sincrónica debe ser menor que la velocidad del rotor de la máquina y ésta igual a la del eje de la turbina.

De esta manera, para obtener la frecuencia que se desee, el parámetro que se puede variar es el número de polos de la máquina. Las velocidades más comunes en proyectos de generación a pe-

queña escala son 1 800, 1 200, 900, 720 y 600 r/min, que se obtienen de aplicar la Ecuación 1.1, con generadores de 4, 6, 8, 10, y 12 polos a una frecuencia de 60 Hertz.

$$N_s = \frac{120 f}{N_{Polos}} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

donde:

- N_s = Velocidad síncrona, en r/min
- f = Frecuencia de la red de alimentación, en Hz
- N_{Polos} = Número de polos

Si bien no se tiene la posibilidad de elegir el número de polos, habrá que variar la velocidad síncrona e indicárselo al fabricante de la turbina, para que este diseñe la turbina con la velocidad en el eje que se requiere; de lo contrario, será necesario optar por la utilización de sistemas de correas o engranes que modifiquen la velocidad.

Tratándose de costos, para una misma potencia del generador, cuanto mayor sea la velocidad síncrona, menor será el costo, ya que se nece-

sita menor número de polos, lo que influye en el tamaño y peso de la máquina.

En la Ilustración 1.15 se muestra como el peso de un generador varía con el incremento de la tensión y las reducciones de la velocidad síncrona.

Se recomienda que las tensiones de generación sean inferiores a 600 V y las velocidades sean mayores que 900 r/min, con el fin de reducir el tamaño y los costos del equipo.

Otro factor a analizar en la selección del generador es la eficiencia, parámetro que depende de las distintas pérdidas que se pueden presentar en un generador, como las del núcleo y las del cobre de los devanados de campo y armadura. La eficiencia depende mucho del fabricante, por lo que es necesario referirse a los manuales y a los datos que este aporte.

En un proyecto es indispensable valorar si se prefiere una buena eficiencia a un alto costo eco-

Ilustración 1.15 Variación del peso del generador según la tensión y la velocidad

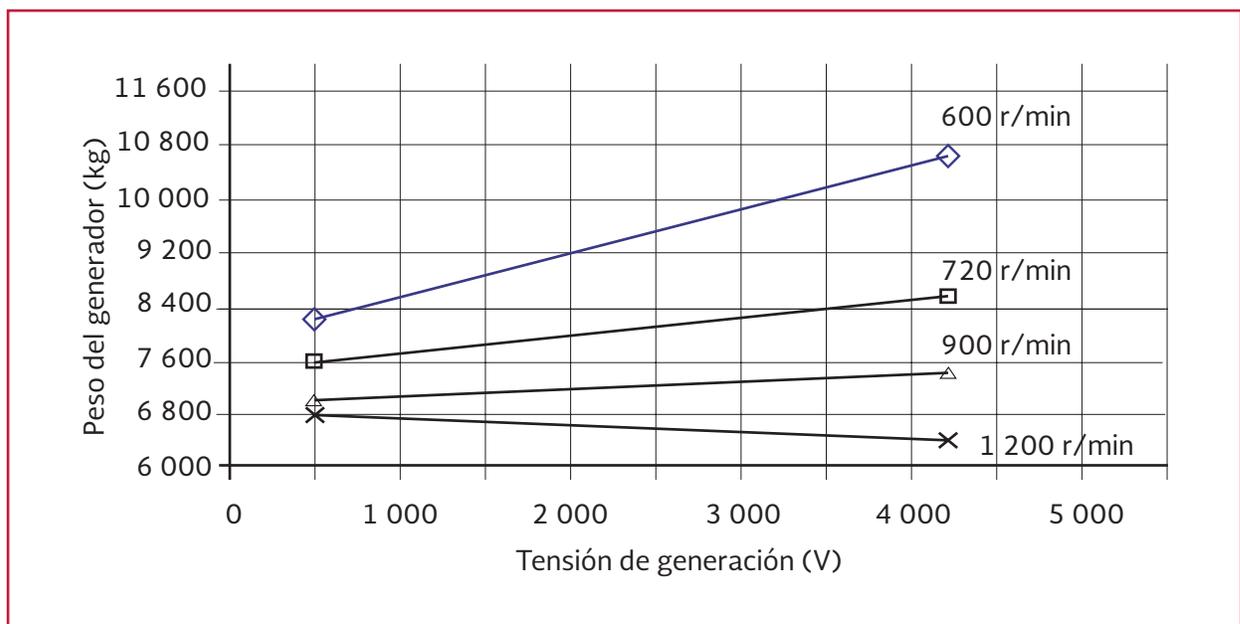


Tabla 1.7 Comparación de las características de los generadores

Generador de inducción	Generador síncrono
Conexión a la red	
Mínima alteración ya que utiliza un dispositivo que va midiendo la velocidad y cierra su contacto cuando se alcanza la velocidad de sincronía	Requiere un complejo equipamiento para el control y la sincronía
Costos	
Bajo precio	Alto precio
No requiere la presencia de personal en la instalación	Sí requiere personal para la operación
Bajo mantenimiento	Mantenimiento regular de las escobillas
Eficiencia ligeramente baja	Alta eficiencia
Factor de potencia en retraso	Factor de potencia en adelanto

nómico, se opta por disminuir los costos sacrificando la eficiencia o se elige hacer un balance entre ambos aspectos.

Mediante la Tabla 1.7 se puede determinar que el generador más conveniente para las MH es el generador de inducción, ya que ofrece las mejores características para la instalación en pequeños proyectos hidroeléctricos.

1.8. EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO

El propio consumo de la central, que incluye los dispositivos mecánicos, hidráulicos e iluminación, es del orden de 1 a 3 por ciento de su capacidad; las MH con menos de 500 kW de generación tienen un consumo porcentual más elevado. El transformador de servicio debe diseñarse, entonces, para esa carga. Para alimentar ese transformador, en una central sin personal permanente, se recomienda que existan dos fuentes exteriores de suministro diferentes, con intercambiador automático.

Las centrales que son operadas por control remoto necesitan un sistema permanente de corriente continua a 24 V, proporcionada por un banco de baterías, cuya capacidad en amperios hora debe ser suficiente para que, en caso

de corte de corriente al cargador, el funcionamiento del sistema de control quede asegurado, mientras que se recupera el suministro.

El regulador de velocidad opera realizando transferencias de carga desde la carga principal a la carga secundaria y viceversa. El regulador cuenta con una carga secundaria para disipar la energía; permite transmitir la energía mecánica de la turbina hidráulica hacia el generador eléctrico; puede ser un acoplamiento directo, si la turbina gira a la velocidad síncrona del generador eléctrico; en caso contrario, se utilizan poleas, fajas o engranes para multiplicar la velocidad, pues lo que se requiere es que el generador siempre gire a su velocidad síncrona.

En todo momento se debe contar con registros del nivel de agua aguas arriba y aguas abajo de la turbina, utilizando un sistema de control automático que, mediante un dispositivo equipado con transductores conectados al ordenador, acumula lecturas en la base de datos para ser enviadas al programa. Con esta información se deben tomar las medidas pertinentes, entre las que se incluye la emisión de una alarma cuando se considere necesaria una intervención externa.

Actualmente se tiende a separar el sensor del transductor. El sensor se coloca donde se quiere

efectuar la medida, o en sus cercanías; el transductor se coloca en una zona segura y de fácil acceso, para su vigilancia y mantenimiento. El sistema a utilizar en las medidas de nivel viene condicionado por la precisión con que se quiere efectuar la medida; en el caso de las MH, será suficiente un sensor piezoeléctrico con una precisión de 0.1 por ciento.

La colocación del sensor en un punto donde puede haber variaciones importantes de la velocidad de corriente generará resultados erróneos. El sensor de nivel puede transmitir la señal utilizando el método hidrostático (Ilustración 1.16a), o el neumático (Ilustración 1.16b). En el primer caso se cuida que los tubos que transmiten la presión no se obstruyan ni acumulen aire. En el segundo caso, el orificio del sensor del que salen las burbujas de aire debe estar cerca del nivel de la lámina de agua en el inicio de las me-

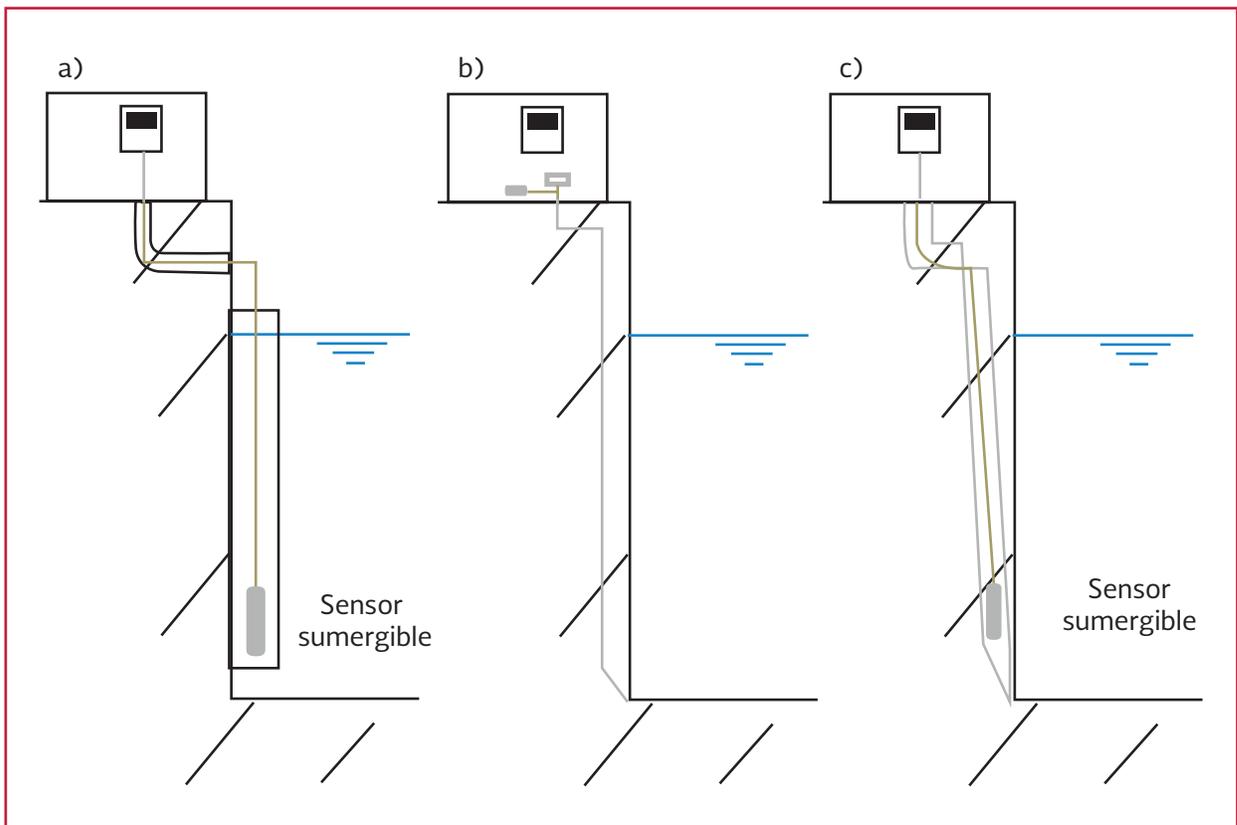
diciones o por debajo de él, sin que el agua no pueda penetrar en los tubos.

Lo ideal es ocultar el sensor y sus tubos en el interior de la pared (Ilustración 1.16c), de forma que esta sea plana y no produzca alteraciones locales en la velocidad de la corriente y la proteja al mismo tiempo de cualquier golpe eventual.

1.8.1. SUBESTACIÓN EXTERIOR

La subestación incluye el interruptor principal, que aísla de la red toda la central, así como las barras de conexión entre la salida del transformador y la línea de conexión a la red, los transformadores propiamente dichos, los pararrayos y la protección contra sobretensiones en la red. En zonas de marcada sensibilidad ecológica, la subestación se ubica en el interior de la casa de máquinas, y la salida de

Ilustración 1.16 Medida de los niveles de agua



los cables de conexión a la red van sobre la tubería forzada hasta la cámara de presión, de donde salen vía aérea o son enterrados.

1.8.2. LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Es necesaria para transportar la energía producida hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución. El costo de la línea puede encarecer el proyecto, dependiendo de su longitud y de la orografía del terreno.

Es importante conocer la frecuencia y tensión de la red. Los valores normales de la tensión varían desde 3kv hasta 66 kv, 72 kv o incluso 132 kv, dependiendo de las condiciones del punto de conexión. La tensión nominal de la red existente tiene gran importancia ya que implica una transformación al mismo nivel, que puede suponer un costo elevado si se estuviera condicionado a conectar a una línea de alta tensión.

1.9. PARÁMETROS DE DISEÑO

1.9.1. DISEÑO DEL APROVECHAMIENTO MICROHIDROELÉCTRICO EN PTAR

Una MH basa gran parte de su éxito en la turbina empleada, por lo que para la elección de una turbina, lo mínimo que debe conocerse es la caída o altura neta, los caudales máximo, medio y mínimo disponibles, el tipo de acople que se desea con el generador y la velocidad del eje que se quiere, además del tipo de regulación de frecuencia que se empleará, ya sea por carga o por caudal.

Para la elección de un generador se deberá indicar, como mínimo: la fase, la frecuencia, la tensión de operación, la velocidad sincrónica, la potencia y el tipo de montaje; y, en caso de tenerse ya definido, se deberá indicar también las características de la turbina a utilizar y el tipo de acople con esta; las condiciones ambientales, como altitud, humedad y temperatura; la posibilidad de exposición a condiciones ambientales adversas; requerimientos especiales en cuanto a factor de potencia, eficiencia y temperatura; naturaleza de las cargas a alimentar, y si se trata de un generador asíncrono, indicar la fuente que suministrará la potencia reactiva; si se trata de un generador sincrónico, se debe indicar si se desea un regulador automático de tensión (AVR) y autoexcitación. En caso de que no se tengan requerimientos especiales en cuanto a factor de potencia, eficiencia y temperatura, el fabricante deberá indicar estos valores, para incorporarlos en el diseño respectivo.

1.9.1.1. Caudal de diseño

La potencia de una MH es proporcional a la altura del salto y al caudal turbinado. La energía producida deberá ser la máxima posible en función de la hidrología o del gasto disponible de agua tratada, por lo que el caudal sirve para definir el equipamiento a instalar. En el caso de MH instaladas en PTAR, se deberá considerar los gastos mínimo, medio y máximo que maneje la planta o bien, determinar un gasto constante de funcionamiento del sistema de generación de energía, para la selección de la turbina y equipamiento en general.

Con el estudio hidrológico o de gastos de la PTAR, se obtiene una serie anual para realizar una distribución estadística que tipifique

los años en función de la aportación registrada. Con la distribución obtenida, se toma el mes representativo y se construirá la curva de caudales clasificados de la PTAR en el estudio. La curva de caudales clasificados representa gráficamente el volumen de agua existente y el volumen turbinado. En el caso de gastos en la PTAR, se considerarán los gastos mínimo, medio y máximo de diseño de la misma.

1.9.1.2. Potencia a instalar y producción de energía

Potencia: Varía en función del caudal de agua disponible para ser turbinado y el salto existente en cada instante.

$$P = 9.81 Q H_n e \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Donde:

- P = Potencia, en kW
- Q = Caudal de equipamiento, en m³/s
- H_n = Salto neto existente, en metros
- e = Factor de eficiencia de la central, que es igual al producto de los rendimientos de los diferentes equipos que intervienen en la producción de la energía

$$e = R_t R_g R_s \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde:

- R_t = Rendimiento de la turbina
- R_g = Rendimiento del generador
- R_s = Rendimiento del transformador de salida

El rendimiento de la maquinaria varía según el tipo de equipo y el fabricante. En Tabla 1.5 se presenta el factor sugerido para una microeléctrica.

Ejemplo de una PTAR con gasto constante de agua tratada que alimenta al sistema, donde:

Gasto (Q) = 1.80 m³/s

Caída aprovechable (H_n) = 10 m

Rendimiento de los equipos (e) = 0.70

$$P = 9.81(1.80)(10)(0.7) = 123.60 \text{ kW}$$

Producción media: es el producto de la potencia en cada momento por las horas de funcionamiento.

Producción:

$$E(\text{kW/h}) = 9.81 Q H_n T e n \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Donde:

- T = Es el número de horas de funcionamiento, con un salto y caudal fijo
- n = Coeficiente de imponderables que refleja las pérdidas de energía debidas al mantenimiento y reparación de la central, incluso la disponibilidad del agua y la necesidad del mercado eléctrico

En el ejemplo anterior, $T = 8$ horas de trabajo al día y $n = 0.85$, por lo tanto:

$$E = 9.81(1.80)(10)(8)(0.70)(0.85) = 840.52 \text{ kW}$$

Para la simulación del cálculo de la producción, se debe tener en cuenta que el caudal es variable en función del tiempo, por lo que la energía se calculará en periodos de tiempo en que el caudal pueda considerarse contante.

1.10. APLICACIÓN DE LAS MH EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

1.10.1. OBJETIVO DE LA APLICACIÓN DE LAS MICROHIDROELÉCTRICAS EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

En este apartado se pretende ejemplificar que la instalación de MH en PTAR para la obtención de energía eléctrica y su posterior utilización para el consumo interno de la planta es una opción económicamente viable, puesto que se pueden aprovechar las coincidencias de infraestructura y operación entre una MH y una PTAR, como son: los sistemas de comunicación, los sistemas hidráulicos de tratamiento (desarenadores, vertederos, cribas, lagunas de control y almacenamiento), el sistema eléctrico de potencia. La reutilización de estos sistemas permite lograr una reducción importante en los costos de construcción de la MH, lo cual hace que el proyecto sea factible.

1.10.2. ADECUACIONES A LAS PTAR PARA LA INSTALACIÓN DE MICROHIDROELÉCTRICAS

Los principales elementos de las MH se clasifican en tres grandes grupos: obra civil, equipos electromecánicos y redes eléctricas de transmisión y distribución. Las adecuaciones se realizan en los últimos dos grupos, mientras que la obra civil puede ser aprovechada para instalar la MH dentro de la PTAR, dadas las similitudes en cuanto a infraestructura se refiere.

Básicamente, en una PTAR y en una MH se necesita la siguiente infraestructura: obras de captación del agua, almacenamiento, regulación, registro del agua que ingresa y sale, un pretratamiento que retenga los sólidos que puedan dañar a los equipos e interfieran con su funcionamiento. El proceso de tratamiento del agua residual en una PTAR acondicionará el agua que ingrese a las turbinas y demás equipo, con lo cual quedarán protegidos de posible abrasión.

Las adecuaciones a la PTAR comprenden la instalación de un tanque de presión, la tubería de presión, la casa de máquinas y los elementos que albergue. El tanque de presión es el encargado de almacenar y controlar el agua que ingresa a la MH y evita el ingreso de aire en la tubería de presión. En una PTAR, puede ser sustituido por las lagunas de maduración, el tanque de contacto de cloro o bien el tanque de almacenamiento de agua tratada.

La tubería de presión es la que conduce el agua desde el tanque de presión hasta la turbina, y la entrega a la presión generada por el desnivel de la caída. Si la tubería es de acero, va instalada sobre apoyos. Si la tubería es de PVC, debe ir enterrada. Es una alternativa para MH ya que la tubería de PVC es muy económica y fácil de instalar, y puede soportar presiones de hasta 15 kg/cm², equivalente a 150 metros de caída.

Las plantas de tratamiento de aguas residuales suelen tener bajas caídas, que pueden fluctuar entre 3 y 50 metros, y gastos que van desde 50 L/s hasta 5 000 L/s, por lo que la presión en tuberías no es considerable, mientras que por el gasto a manejar, se tendrían tuberías de pequeñas a medianas (4" a 36") en la mayoría de los casos; para grandes caudales se tendrían tube-

rías o canales de mayor dimensión que tendrán que adecuarse según cada proyecto.

La casa de máquinas (Ilustración 1.17) es la estructura que aloja los equipos electromecánicos que transforman la energía cinética del agua en energía eléctrica. Incluye:

- Conexión entre la tubería de presión (Ilustración 1.18) y válvula de entrada
- Válvula para controlar el flujo de agua hacia la turbina
- Turbina (Ilustración 1.19), que es la que transforma la energía cinética del agua en energía mecánica
- Generador, el cual transforma la energía mecánica en energía eléctrica
- Subestación, la cual eleva el voltaje de salida del generador para facilitar el transporte de la energía hacia los centros de consumo
- Canal de salida o descarga, que es la estructura que conduce las aguas turbina-das hacia el río, canal de riego o desfogue de la planta

En la Ilustración 1.20 se presenta un esquema de una casa de máquinas con toma de

agua, integrada la presa, rejillas y una turbina Kaplan de eje vertical, acoplada directamente a un generador, el tubo difusor y el canal de retorno, es de uso frecuente en aprovechamientos de muy baja altura de salto. Para reducir el impacto visual y sónico, la casa de máquinas puede estar parcial o completamente enterrada.

En los aprovechamientos en los que el salto es mediano o grande, las casas de máquinas son más convencionales, como se presenta en la Ilustración 1.21: con una entrada de la tubería forzada y un canal de retorno.

Los mecanismos de cierre del caudal son válvulas o compuertas que aíslan la turbina en caso de paro y permiten el vaciado de la tubería, labores de reparación y mantenimiento. Los mecanismos de cierre de la MH serán las compuertas que permiten la apertura y el cierre de caudal de la PTAR.

Solo cuando la energía no se utilice en la PTAR o su centro de consumo sea distante, será necesaria la subestación elevadora, línea de transmisión, subestación de bajada y red de distribución secundaria.

Ilustración 1.17 Casa de máquinas



Ilustración 1.18 Tubería forzada



Ilustración 1.19 Turbina hidráulica



Ilustración 1.20 Central de baja altura de salto

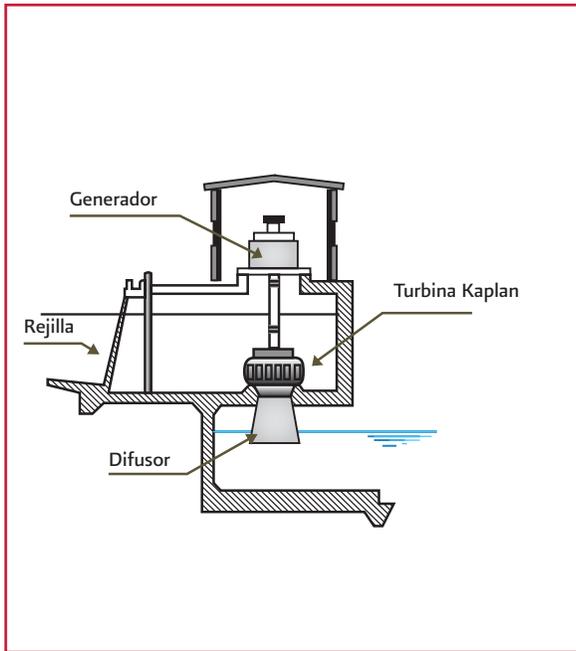
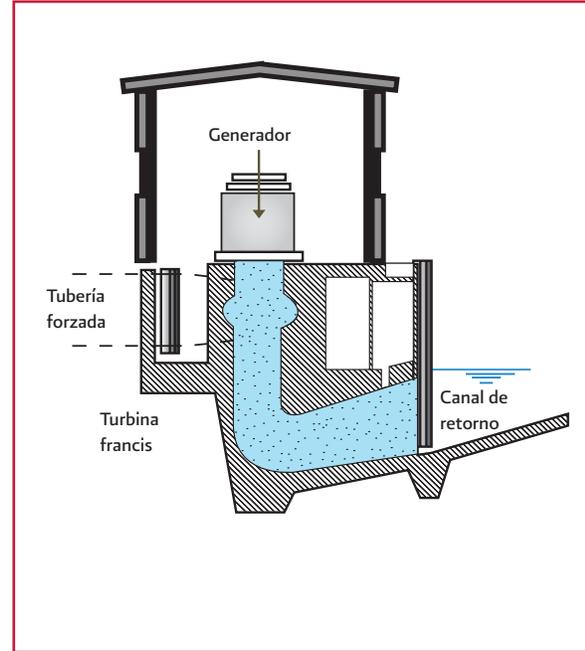


Ilustración 1.21 Central de saltos medios y altos



1.11. ENERGÍA DEMANDADA POR UNA PTAR Y CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ESPERADA DE UNA MH

1.11.1. DEMANDA

La demanda de energía por una PTAR depende mucho de la tecnología seleccionada para el tratamiento del agua residual y la estabilización de los lodos de desecho de la misma. Las unidades de proceso demandan diferentes cantidades de energía eléctrica, dependiendo de los equipos necesarios para cada unidad (Tabla 1.8). A continuación se presenta el caso de una planta de 320 L/s con proceso de Filtros Rociadores (PTAR FR) y demanda de energía. En la sección 1.11.2 se detallan los equipos necesarios y su caballaje, así como las horas de trabajo al día y la energía demandada en kW-h/día.

1.11.2. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ESPERADA

En la Tabla 1.9 se presentan las condiciones de la planta de tratamiento bajo un anteproyecto de instalación de una microhidroeléctrica. Se puede observar que con el gasto de diseño y la altura disponible para la caída, se estima de manera rápida la capacidad de producción esperada en el proyecto, por ejemplo: una planta de tratamiento en donde se puedan canalizar 500 L/s para generar energía y se tenga una altura neta de 7 m, podemos producir aproximadamente 27.47 KW, con la eficiencia supuesta de 80 por ciento de la turbina y maquinaria adicional del sistema. La producción en kW-h/d, suponiendo 16 horas de trabajo por día y eficiencia del sistema completo de 85 por ciento, sería de 373.59 kW-h/día.

Se observa que la demanda de una PTAR siempre será mayor a la oferta que se pueda tener con

Tabla 1.8 Relación de equipos electromecánicos y su consumo de energía, PTAR FR para Q = 320 L/s

Equipos y mecanismos	Cantidad	Capacidad instalada		En operación	
		HP	kW	h/d	kW h/d
Pretratamiento y sedimentación primaria					
Rejillas Mecánicas	2	1.0	0.76	3	4.56
Desarenador canchilones	3	2.0	1.52	24	109.44
Cárcamo de bombeo (agua cruda)	4	50.0	38.00	6	912.00
Motor rastras para sedimentador primario	2	1.5	1.14	24	54.72
Filtro percolador y desinfección					
Bombeo de transferencia	4	50	38.00	8	1 216.00
Brazos distribuidores (filtro rociados)	2	1.5	1.14	24	54.72
Bombeo de transferencia y recirculación	6	50.0	38.0	6	1 368.00
Motor rastras para sedimentador secundario	2	1.5	1.14	24	54.72
Desinfección (Emisores UV)	1	36.9	28.04	24	673.96
Tratamiento de lodos					
Rastras de espesador	2	1.5	1.14	24	54.72
Sopladores de digestor	3	75.0	57.00	16	2 736.00
Bombeo a filtro prensa	2	7.5	5.70	24	273.60
Motor filtro prensa	2	3.0	2.28	4	18.24
Motor banda transportadora y tolva	2	1.5	1.14	8	18.24
Demanda de energía total					7 548.02

Tabla 1.9 Potencias con base en gastos y alturas para una eficiencia de la turbina y maquinaria del 80%

H (m)	Q (L/s)									
	50	100	200	500	750	1 000	1 250	1 500	2 000	3 000
	Potencia (kW)									
2	0.78	1.57	3.14	7.85	11.77	15.70	19.62	23.54	31.39	47.09
3	1.18	2.35	4.71	11.77	17.66	23.54	29.43	35.32	47.09	70.63
5	1.96	3.92	7.85	19.62	29.43	39.24	49.05	58.86	78.48	117.72
7	2.75	5.49	10.99	27.47	41.20	54.94	68.67	82.40	109.87	164.81
10	3.92	7.85	15.70	39.24	58.86	78.48	98.10	117.72	156.96	235.44
15	5.89	11.77	23.54	58.86	88.29	117.72	147.15	176.58	235.44	353.16
20	7.85	15.70	31.39	78.48	117.72	156.96	196.20	235.44	313.92	470.88
25	9.81	19.62	39.24	98.10	147.15	196.20	245.25	294.30	392.40	588.60
30	11.77	23.54	47.09	117.72	176.58	235.44	294.30	353.16	470.88	706.32
40	15.70	31.39	62.78	156.96	235.44	313.92	392.40	470.88	627.84	941.76

la recuperación de energía mediante una microhidroeléctrica. Sin embargo, no hay que perder de vista que el objetivo de este tipo de proyectos es la recuperación parcial de energía para impactar menos el medio ambiente y mitigar en cierta medida el cambio climático.

1.11.3. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

1.11.3.1. Plantas en terrenos planos con poca caída aprovechable

Se considera una caída pequeña aquella menor a 5 metros, en donde se tiene poca recuperación de energía, por ejemplo: la planta “Paso Limón” de Tuxtla Gutiérrez, con un gasto medio de 800 L/s y una caída aproximada de 4 metros. La planta es un proceso biológico del tipo filtros rociadores de medio plástico. Se considera utilizar el gasto medio todo el tiempo para producción de energía.

En este caso, la posible planta MH, generadora de energía, tendrá una oferta de producción, que se calcula mediante la Ecuación 1.2, y el factor de eficiencia (e), se obtiene de la Tabla 1.5. De esta forma:

$$Q = 0.8 \frac{m^3}{s}$$

$$Hn = 4.0 \text{ m}$$

El rendimiento de la maquinaria varía según el tipo de equipo y el fabricante, pero para una MH, en la Tabla 1.5 se presenta el factor sugerido para el factor de eficiencia (e).

$$e = 0.7$$

$$P = 9.81(0.80)(4)(0.70) = 21.97 \text{ kW}$$

Producción media: Es el producto de la potencia en cada momento por las horas de funcionamiento. Para la simulación del cálculo de la producción, se debe tener en cuenta que el caudal es variable en función del tiempo, por lo que la energía se calculará conforme a la Ecuación 1.4, en periodos de tiempo en que el caudal pueda considerarse constante. Si se considera que la turbina trabajará 16 horas (T) con una eficiencia del sistema (n) de 85 por ciento:

$$E = 9.81(0.80)(4)(16)(0.70)(0.85) = 298.85 \text{ kW/h}$$

1.11.3.2. Plantas en terrenos con pendiente y mediana caída aprovechable

Se considera una caída mediana aquella mayor a 5 metros y menor a 15 metros, en donde se tiene mediana recuperación de energía, por ejemplo: la planta “Arturo Herrera Solís” de Tijuana, Baja California, con un gasto medio de 460 L/s y una caída aproximada de 7 metros. La planta es un proceso biológico del tipo lodos activados. Se considera utilizar el gasto medio todo el tiempo para producción de energía. En este caso y de acuerdo con la Ecuación 1.2, la Tabla 1.5 y la Ecuación 1.4, se considera que la posible planta MH generadora de energía tendría una oferta de producción de:

$$Q = 0.46 \frac{m^3}{s}$$

$$Hn = 7.0 \text{ m}$$

El rendimiento de la maquinaria varía según el tipo de equipo y el fabricante, pero para una MH, en la Tabla 1.5 se presenta el factor sugerido para el factor de eficiencia (e).

$$e = 0.7$$

$$P = 9.81(0.46)(7)(0.70) = 22.1 \text{ kW}$$

Como la producción media es el producto de la potencia en cada momento por las horas de funcionamiento y se considera que la turbina trabajará 24 horas (T) con una eficiencia del sistema (e) de 75 por ciento:

$$E = 9.81(0.46)(7)(24)(0.70)(0.75) = 398.01 \frac{\text{kW}}{\text{h}}$$

1.11.3.3. Plantas en terrenos con mucha pendiente y alta caída aprovechable

Se considera una alta caída aquella mayor a 15 metros, en donde se tiene alta recuperación de energía, por ejemplo: la planta “San Antonio de los Buenos” en Tijuana, Baja California, con un gasto medio de 1100 L/s y una caída aproximada de 30 metros. La planta es un proceso biológico del tipo lagunas aeradas en proceso de reconversión a lodos activados. Se considera utilizar el gasto medio todo el tiempo para producción de energía. En este caso y de acuerdo con la Ecuación 1.2, Tabla 1.5 y la Ecuación 1.4, se considera que la posible planta MH generadora de energía tendrá una oferta de producción de:

$$Q = 1.1 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$H_n = 30.0 \text{ m}$$

El rendimiento de la maquinaria varía según el tipo de equipo y el fabricante. En este caso, y de acuerdo con la Tabla 1.5, se considera que el factor de eficiencia (e) es de 75 por ciento:

$$e = 0.75$$

$$P = 9.81(1.1)(30)(0.75) = 242.80 \text{ kW}$$

Como la producción media es el producto de la potencia en cada momento por las horas de funcionamiento y se considera que la turbina trabajará 24 horas (T) con una eficiencia del sistema (e) del 80 por ciento:

$$E = 9.81(1.1)(30)(24)(0.75)(0.80) = 4\,661.71 \frac{\text{kW}}{\text{h}}$$

1.12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Existe en el mercado, la tecnología y abundante variedad de tuberías, turbinas, generadores y partes eléctricas para diseñar e instalar MH en plantas de tratamiento de aguas residuales.

No se recomienda utilizar agua cruda en estos sistemas, ya que después del paso por la turbina, el agua tendría que ser bombeada nuevamente a las primeras unidades de proceso, por lo que no sería costeable su instalación.

Se recomienda que las MH utilicen el agua tratada ya que el afluente a la turbina estará libre de sólidos y sufrirá menos desgaste por abrasión.

Se puede utilizar la carga existente en lagunas de maduración, tanques de contacto de cloro o tanques de almacenamiento de agua tratada adicionalmente al desnivel topográfico entre la última unidad y la ubicación de la turbina. Normalmente, se pueden encontrar desniveles entre 4 y 8 metros aprovechables en las plantas de tratamiento, sin ir muy lejos, aguas abajo de la

salida de la planta para la ubicación de la casa de máquinas.

Los gastos recomendados para aprovechar esta tecnología son de al menos 50 L/s, para poder generar un mínimo de energía; sin embargo, hay que estudiar cada caso en particular ya que la caída o altura neta también influyen directamente en la producción; esto se puede observar en el documento en la tabla de producción de energía, de acuerdo con el gasto y la altura disponibles.

Aunque el porcentaje de generación de energía con respecto a la posible demanda de la planta de tratamiento es relativamente bajo (2 a 40 por ciento), no hay que perder de vista que el objetivo de este tipo de proyectos es la recuperación parcial de energía para impactar menos al me-

dio ambiente y utilizarse como una medida de mitigación al cambio climático.

Si se considera que el costo de la energía eléctrica está en constante aumento y que los requerimientos de la misma cada vez son más importantes, las inversiones en infraestructura para su aprovechamiento mediante la instalación *in situ* de microhidroeléctricas deben ser analizadas ya que puede contribuir, aunque sea de manera parcial, al alumbrado de la instalación, operación de algún sistema de bajo consumo (dosificadores de cloro, bombas, sistemas de rejillas, entre otros). El análisis es mucho más relevante en la planeación de la nueva infraestructura de tratamiento, ya que se pueden buscar y favorecer las condiciones que maximicen el aprovechamiento de este recurso.

2

ENERGÍA EÓLICA

2.1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el sector energético se ha convertido en una condición para el crecimiento económico de los países, debido a la estrecha relación que existe entre el crecimiento del producto interno bruto y la demanda de energía de cada país. El incremento en el nivel de vida de la población ha generado un aumento persistente de la demanda energética. La naturaleza finita de los recursos ha obligado a buscar una mayor eficiencia en la producción y el uso de la energía, así como a desarrollar el potencial de fuentes de energía no fósiles. En este contexto, el uso de las energías renovables aparece como un elemento que contribuye a aumentar la seguridad energética del país, al diversificar su matriz energética ante la expectativa de encarecimiento y volatilidad de las fuentes convencionales de energía, y al mitigar las emisiones de gases efecto invernadero y las graves consecuencias del cambio climático provenientes del uso de energéticos fósiles.

La industria eólica mundial ha logrado avances significativos desde las primeras granjas de viento de última tecnología, en los años ochenta, hasta la fecha; sin embargo, la última década ha sido sumamente relevante. Este crecimiento tiene su explicación en la situación energética

mundial y en la respuesta estratégica de gobiernos, empresas y comunidades. Los países de Europa Occidental han vivido en constante presión porque sus yacimientos nacionales de petróleo o carbón no son suficientes para atender la demanda creciente de sus economías, sobre todo en materia de generación de electricidad. Desde la época del embargo petrolero, Alemania, España, Dinamarca, Noruega, Gran Bretaña, entre otros, se han visto obligados a utilizar sus recursos naturales para satisfacer una buena parte de sus necesidades de energía. Actualmente, esos países han alcanzado una muy importante capacidad instalada de generación eléctrica basada en fuentes alternas, gracias a reformas legales, estímulos fiscales, apoyos gubernamentales, regulaciones favorables, subsidios, normativas internacionales y legislación. Esos países se han convertido, además, en generadores de tecnologías cada vez más acordes y que entran en franca competencia con los combustibles fósiles, sobre todo en un marco de preocupación global por el medio ambiente, que ha favorecido la aparición de mercados de bonos de carbono al amparo de los acuerdos y obligaciones derivados del Protocolo de Kioto. México no ha explotado la capacidad de producir electricidad a partir de la energía eólica a pesar de que cuenta con sitios de enorme potencial, de los mayores en el mundo, para el desarrollo eoloelectrónico.

El viento es una de las más antiguas fuentes de energía conocidas. Los convertidores eran conocidos en Persia y en China, y durante muchos años, los barcos de vela constituyeron una importante aplicación de la energía eólica. En el siglo pasado, los convertidores de energía eólica se utilizaban especialmente para accionar molinos, para moler granos y bombear agua.

Las turbinas eólicas utilizan la energía cinética del viento para encender un gran rotor y luego convertir esa energía de rotación en electricidad. La altura de buje típica de las tecnologías actuales de turbinas de viento es de 80 metros; un ejemplo de éstas, se encuentra instalado en los Estados Unidos (Wiser y Bolinger, 2011). El tipo más común de la tecnología es la turbina eólica de eje horizontal, que utiliza una torre alta con cuchillas de perfil aerodinámico acopladas a un generador situado en la góndola (recinto). La capacidad de potencia típica es de 1.5 a 2.5 megavatios por turbina. No puede haber variaciones en este diseño (por ejemplo, número de palas [dos o tres], sistemas de guiñada activa o pasiva, tamaño de la hoja).

Los aerogeneradores marinos utilizan la misma estructura de la turbina eólica de eje horizontal, pero necesitan ser anclados o apoyados para operar de forma estable en una ubicación fija. La mayoría de las instalaciones eólicas marinas están en aguas relativamente poco profundas (profundidades de 30 metros o menos), donde las turbinas pueden anclarse directamente en el fondo del mar. El despliegue de las turbinas eólicas en aguas más profundas, utilizando plataformas flotantes u otros métodos, se encuentra todavía en las primeras etapas de desarrollo (Musial y Ram, 2010).

Los parámetros que afectan el desempeño de un parque eólico son: la velocidad y la densidad del viento, su dirección predominante, distribuciones de frecuencia de la velocidad y dirección del viento y el cambio de la velocidad del mismo respecto a la altura. Las velocidades del viento suelen darse en metros por segundo (m/s), y los valores de densidad de energía eólica están en vatios por metro cuadrado (W/m^2).

2.2. PANORAMA MUNDIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

La capacidad de generación eléctrica total acumulada a partir de energía eólica, en 2011, llegó a 238 GW, con un crecimiento promedio anual de 25.5 por ciento en el periodo 2001-2011. Durante 2011, la capacidad instalada a nivel mundial de energía eólica aumentó 40 GW, 20 por ciento más con respecto a lo registrado en 2010. Las adiciones de 2011 fueron equivalentes a casi la quinta parte del total de las instalaciones, mientras que la capacidad acumulada se duplicó en menos de tres años. Estas adiciones en capacidad instalada son las más importantes registradas con energías renovables.

El mercado eólico mantuvo su nivel de crecimiento en 2011 y, por segundo año consecutivo, la mayor parte de la capacidad instalada se llevó a cabo en los países en desarrollo y en mercados emergentes. China representó casi la mitad del mercado global, con 17.6 GW; seguida por Estados Unidos, con un aumento de 6.8 GW, y la Unión Europea, con 9.6 GW, encabezada por Alemania, España, Francia, Italia, Reino Unido, Portugal y Dinamarca. Otros mercados en el mundo están empezando a despuntar. Brasil y

México instalaron 0.54 GW y 0.21 GW, respectivamente, durante 2011, con lo cual alcanzaron al final de ese año, 1.47 y 0.67 GW de capacidad instalada. Sin embargo, esta zona todavía representa una proporción muy pequeña de la energía eólica mundial.

A finales de 2010, por lo menos 11 países de la región de África y Medio Oriente registraron una dinámica actividad, ya que instalaron parques eólicos comerciales con una capacidad de 213 MW, y alcanzaron una capacidad total de 1 065 MW. Sin embargo, durante 2011 hubo poco desarrollo en la región, en parte debido a la inestabilidad geopolítica de los países árabes. Uno de los países que sumó nueva capacidad fue Cabo Verde, ya que pasó de 2 MW a 27 MW. Etiopía se unió a los países con proyectos eólicos a escala comercial, y el mercado sudafricano parece volverse dinámico después de una exitosa ronda de licitaciones en 2011. La capacidad instalada en Irán aumentó de 3 MW a 91 MW en 2011 y es el único país en Medio Oriente con proyectos eólicos a gran escala. En el norte de la región, Turquía añadió 0.5 GW de parques eólicos para alcanzar un total de 1.8 gigawatts.

La tendencia mundial incluye el incremento en el tamaño individual de los parques eólicos marinos y en tierra, impulsados principalmente por consideraciones de costo de la infraestructura asociada (líneas de transmisión a los puntos de interconexión, subestaciones, costos de permisos y licencias); proyectos comunitarios, en países como Canadá; pequeñas turbinas para electrificación rural; el desarrollo de inversores de bajo costo para interconexión a la red eléctrica, y proyectos en una amplia variedad de localizaciones geográficas que, hasta ahora, no se habían aprovechado.

El tamaño promedio de las turbinas eólicas siguió aumentando en 2011 con el lanzamiento de máquinas de hasta 5 MW y con diseños de accionamiento directo por parte de algunos fabricantes, con lo que capturaron hasta 20 por ciento del mercado global. La tendencia en la industria eólica apunta a tener máquinas eólicas con capacidad de 7.5 y 10 MW en los próximos cinco años.

Una gran variabilidad de velocidades de viento se encuentra en las diferentes regiones del mundo, desde un promedio anual de velocidad de 2 m/s hasta 4 a 7 m/s en lugares con mucho viento. Esta variación en viento implica una mayor variabilidad en la potencia disponible, desde 40 a 200 Watts por m^2 (W/m^2) (Pinilla S.A., 1997).

El viento, generalmente, se mide como su velocidad y dirección. La potencia eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo cual significa que un pequeño error en su medición causa un mayor error en la potencia calculada. Por ejemplo, la potencia eólica en un viento de 5 m/s es el doble que en un viento de 4 m/s ($5^3/4^3 = 125/64 \sim 2$). Un error de 10 por ciento en la velocidad del viento implica un error de 33 por ciento en la potencia eólica calculada.

El viento es aire en movimiento y es una forma indirecta de la energía solar. Este movimiento de las masas de aire se origina por diferencias de temperatura causadas por la radiación solar sobre la superficie terrestre, que, junto con la rotación de la Tierra, crean los llamados 'patrones globales de circulación'. El flujo de energía solar total absorbido por la Tierra es del orden de $1\ 017\ W/m^2$, lo cual es aproximadamente 10 mil veces la tasa total mundial del consumo energético. Una pe-

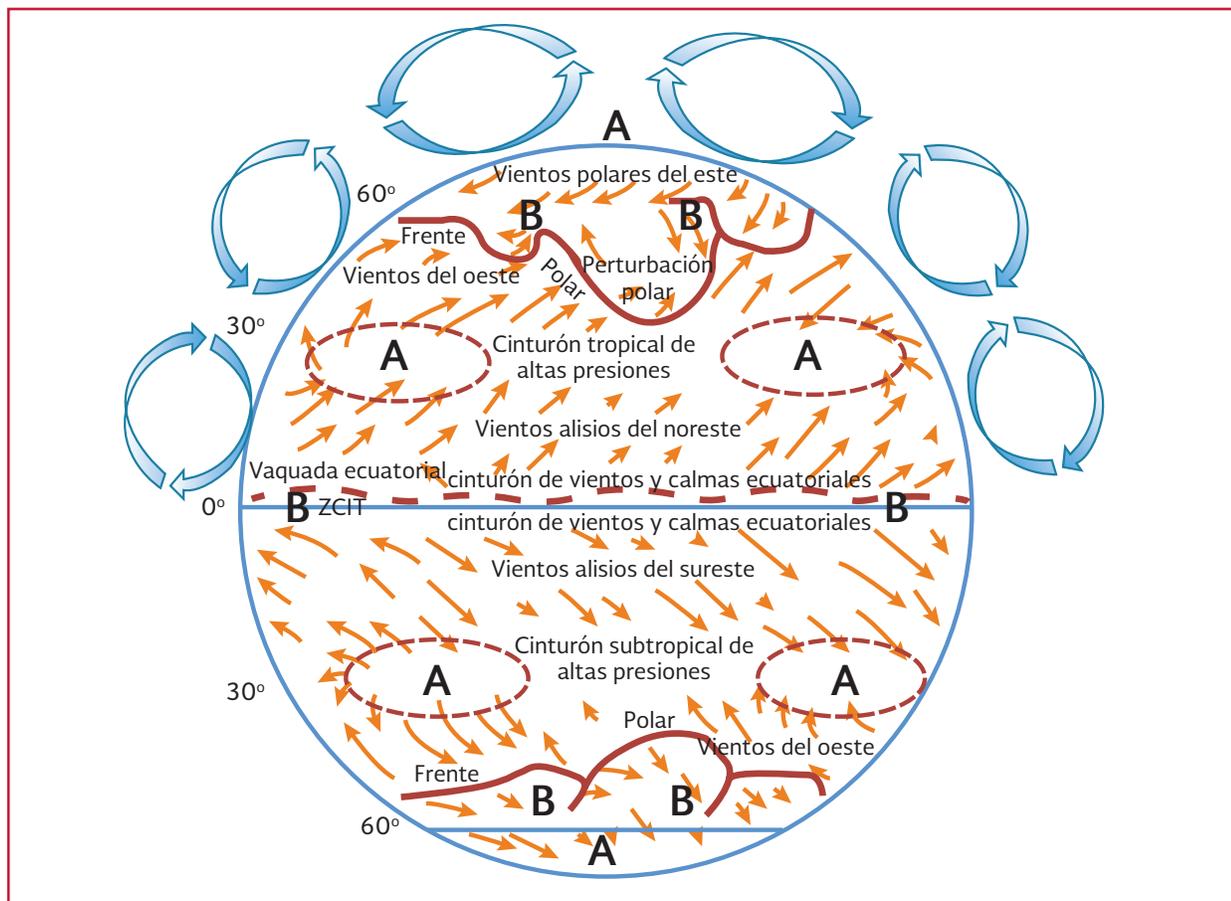
queña porción del flujo total solar (aproximadamente uno por ciento o 1 015 Watts) se convierte en movimiento atmosférico o viento.

En una escala global, las regiones cercanas al Ecuador reciben una ganancia neta de energía, mientras que en las regiones polares hay una pérdida neta de energía por radiación. Las masas de aire caliente en la región ecuatorial ascienden (lo cual causa la formación de nubes y de relámpagos) en una banda delgada de alrededor de 100 km de ancho, llamada la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT). Esta zona se ubica más o menos paralela al Ecuador, alrededor de la Tierra (Ilustración 2.1). En la parte superior de la atmósfera, estas masas de aire se dividen en dos, una se aleja del Ecuador hacia el norte y la otra se aleja hacia el sur. Al alejarse del Ecuador, el aire

se enfría y se vuelve más pesado. A aproximadamente 30° de latitud Norte y Sur, este aire empieza a descender y a causar un clima seco y sin nubes. En estas latitudes es donde se encuentran los grandes desiertos del mundo (Pinilla S.A., 1997).

A nivel de superficie terrestre, los vientos se devuelven hacia el Ecuador como vientos alisios (Ilustración 2.1). Debido a la rotación de la Tierra, su dirección se desvía hacia el oeste en los dos hemisferios norte y sur. Por esto la dirección de los vientos alisios es NE y SE (la dirección se determina por la dirección de donde viene el viento y no hacia donde se dirige). La ZCIT se desplaza hacia el norte del Ecuador durante el verano del hemisferio norte y hacia el sur en el invierno. Es muy estable y por esto los vientos alisios son permanentes.

Ilustración 2.1 Representación del patrón global de circulación de vientos



Dentro de esta zona, se encuentran vientos de baja intensidad, interrumpidos por un alto nivel de tormentas eléctricas. Al tiempo, se pueden experimentar largos períodos de calma de viento. En el exterior de la circulación entre los trópicos, predominan los vientos del oeste. Esta circulación es más bien inestable y se caracteriza por una estructura ondulada y formación de depresiones atmosféricas que se mueven del oeste hacia el este. Debido a la distribución no homogénea de masas de tierra sobre el globo ocurren desviaciones del patrón general de circulación de aire en movimiento. Hay mayor concentración de masas de tierra en el hemisferio norte que en el hemisferio sur. Dado que la masa de tierra se calienta más fácilmente que los océanos por el sol, la posición promedio de la ZCIT es 5° Norte del Ecuador.

2.2.1. ESCALAS DE VIENTOS: VARIACIÓN HORIZONTAL

2.2.1.1. Vientos de escala Macro (100 - 10 000 km)

El flujo de viento originado por la circulación global se conoce como vientos de escala macro. La escala horizontal de movimiento de estos vientos va desde algunos cientos a miles de kilómetros. El viento de escala macro (no perturbado por características de la superficie terrestre excepto por cadenas de montañas) se encuentra en altitudes superiores a los mil metros.

2.2.1.2. Vientos de escala media (5 a 200 km)

Las variaciones de la superficie terrestre con escala horizontal de 10 a 100 kilómetros tienen

una influencia en el flujo de viento entre los 100 y 1 000 metros de altura sobre el terreno. La topografía es importante y los vientos tienden a fluir por encima y alrededor de montañas y colinas. Cualquier otro obstáculo (o rugosidad) sobre la superficie terrestre de gran tamaño desacelera el flujo de aire. A manera de ejemplo, se ilustran dos tipos de vientos de escala media o de naturaleza local: la brisa marina y los vientos de montaña (Ilustración 2.2 e Ilustración 2.3).

Durante el día, la tierra se calienta más que el agua (mar o lago), el aire sobre la tierra asciende y la brisa marina se desarrolla. Durante la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que las del agua, lo que causa una brisa terrestre. Esta es usualmente más débil que la brisa marina. Otro ejemplo involucra los vientos de valle-montaña. Durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir desde el valle hacia la montaña (Ilustración 2.3). Durante la noche, el fenómeno contrario ocurre: aire frío se mueve hacia las partes bajas de la falda de la montaña, lo que fuerza al viento a soplar hacia el valle.

2.2.2. MÉTODOS UTILIZADOS PARA MEDIR LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Las estimaciones del recurso eólico se basan en algunas estrategias útiles como son: colección de información de manera empírica, anemómetros totalizadores, por factores de correlación, instalación de pequeños equipos eólicos o por adquisición de datos meteorológicos en tiempo real (Pinilla S.A., 1997).

2.2.2.1. Información empírica

Esta información se recoge en visitas al lugar, donde las condiciones de topografía, vegetación y testimonios de los habitantes de la región aportan valiosa información para identificar lu-

gares con altos niveles de velocidad de viento. Por ejemplo, la constante incidencia del viento en los árboles o sobre la vegetación, hacen que, con el tiempo, crezcan inclinados en la dirección predominante del viento (Ilustración 2.4). Dice mucho la deformación causada en árboles

Ilustración 2.2 Brisa marina

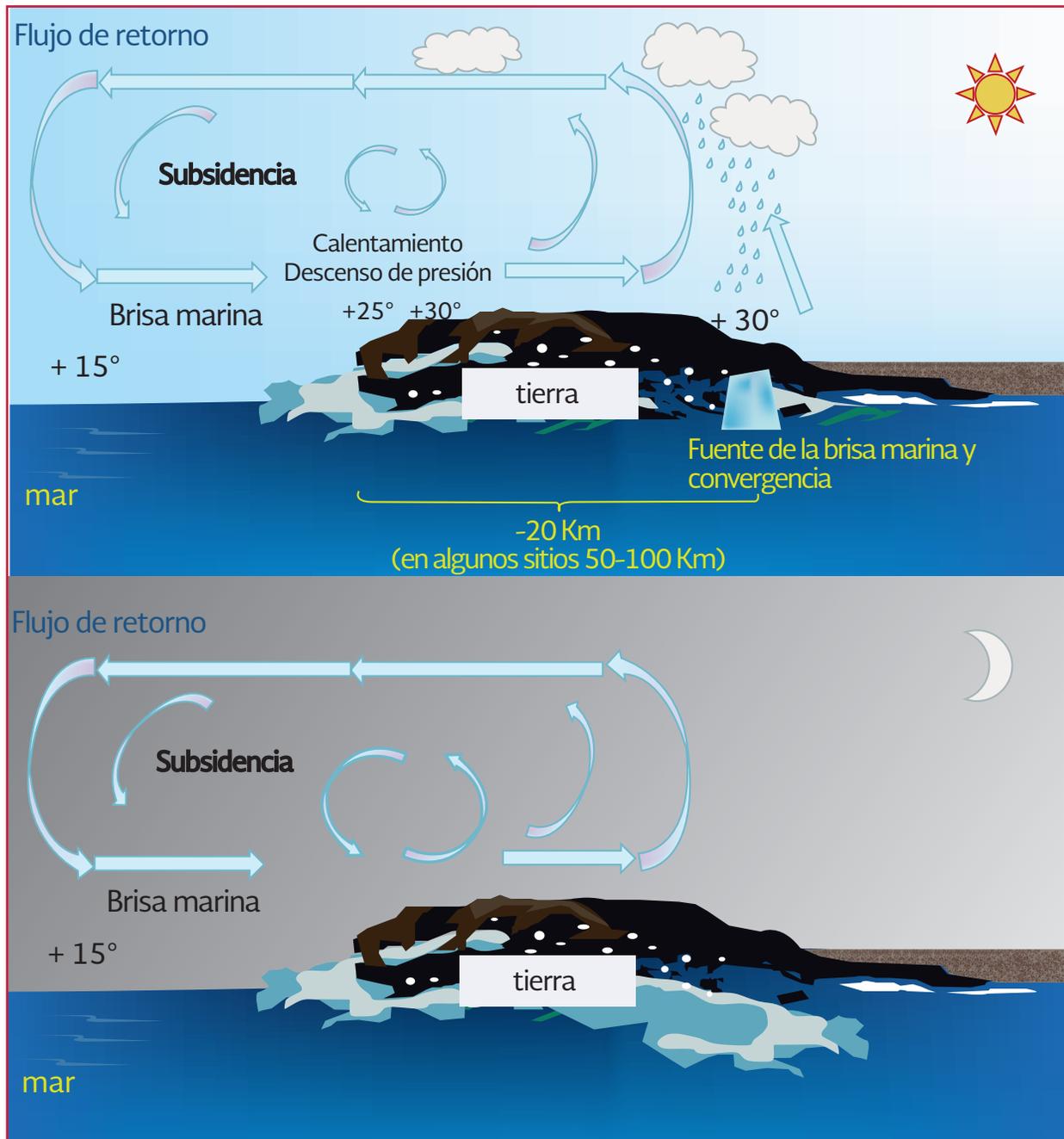
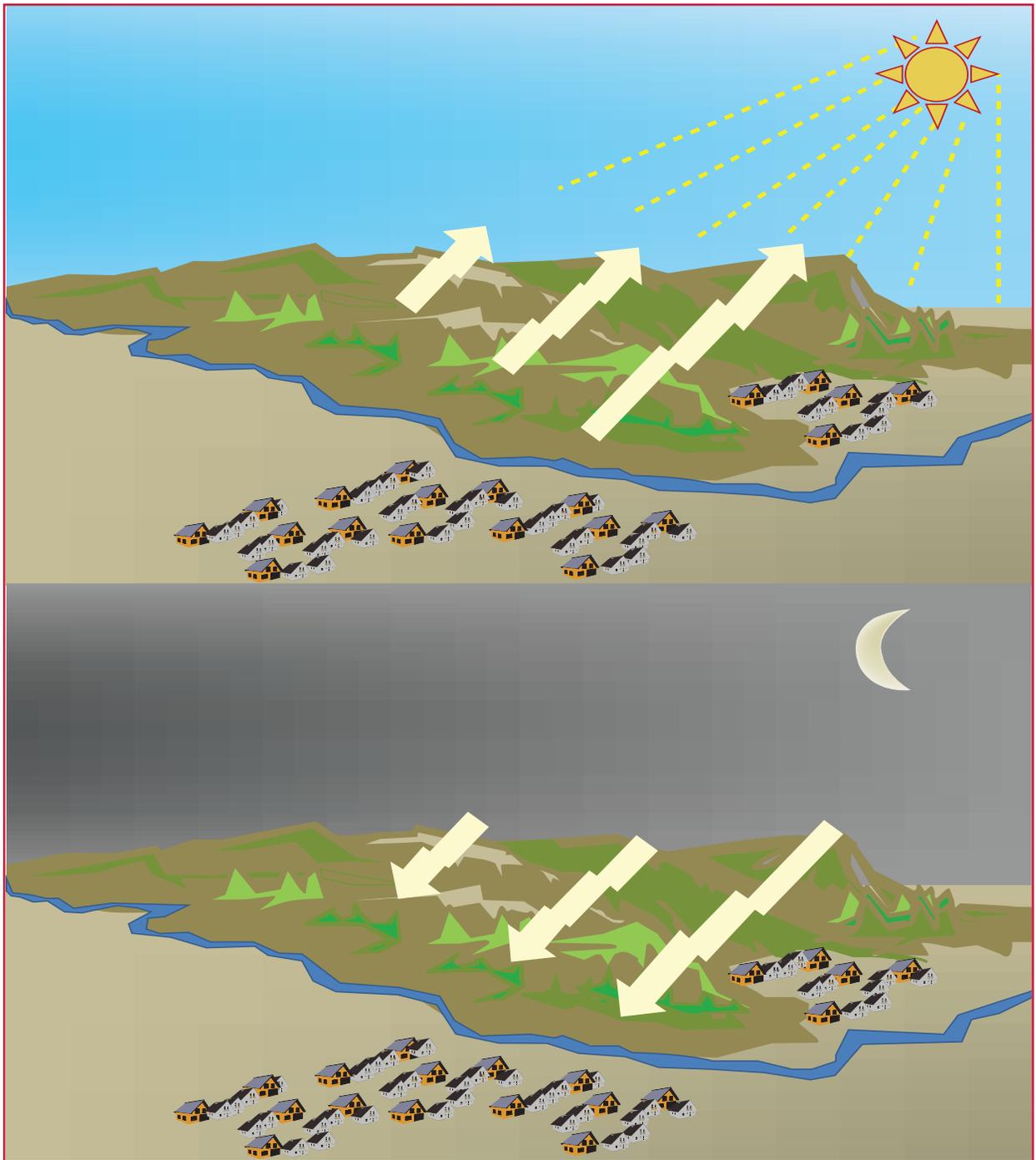


Ilustración 2.3 Vientos de valle-montaña



de pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual esperada.

La información empírica puntual puede ser deducida, además, a partir de tablas, como la escala de Beaufort (Tabla 2.1). En esta tabla solo

Ilustración 2.4 Deformación causada en árbol de pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual esperada

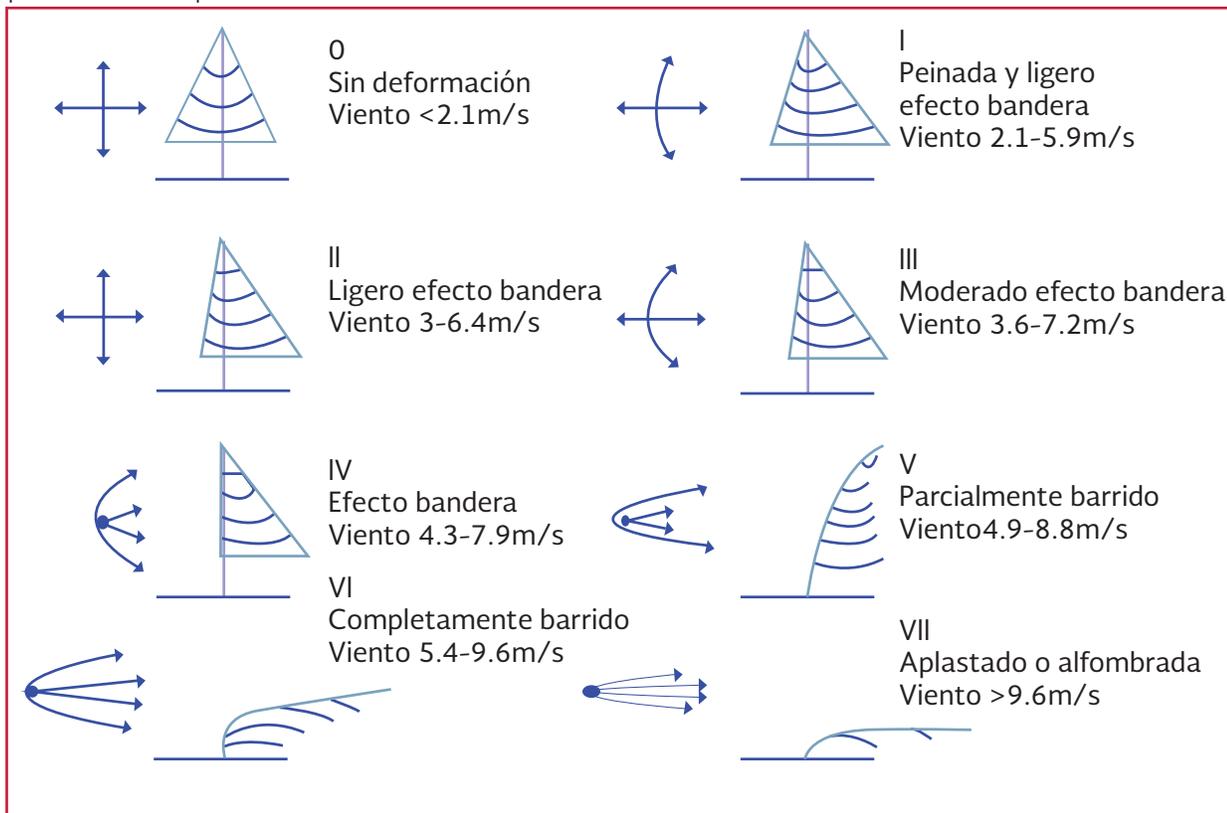


Tabla 2.1 Escala de Beaufort

Número Beaufort	Velocidad de viento (m/s)	Efectos observados en tierra
0	0-0.2	Calma, humo asciende verticalmente
1	0.3-1.5	El humo indica la dirección del viento, aspas de molinos no se mueven
2	1.6-3.3	Se siente el viento en la cara; se mueven las hojas de los árboles; aspas de molinos empiezan a moverse
3	3.4-5.4	Hojas y ramas pequeñas se mueven constantemente; banderas livianas se extienden
4	5.5-7.9	Polvo, hojas y papel en el piso se levantan; ramas se mueven
5	8.0-10.7	Pequeños árboles comienzan a bambolear
6	10.8-13.8	Ramas grandes de los árboles en movimiento, silbido emana de cuerdas
7	13.9-17.1	Todo el árbol se mueve; resistencia fuerte al caminar contra el viento
8	17.2-20.7	Ramitas y ramas de los árboles se rompen; caminar es difícil

se indican las características de incidencia del viento en tierra.

2.2.2.2. Anemómetros totalizadores

Una manera efectiva de determinar los valores promedios globales del comportamiento del

viento es por medio de la instalación de anemómetros totalizadores. Estos elementos son anemómetros tipo molinete con medidor de revoluciones que al ser accionados por el viento miden el recorrido equivalente que ha pasado a través del instrumento (Ilustración 2.5). Al estar conectado al odómetro, se podrá establecer, para un período dado de tiempo, el número de

Ilustración 2.5 Anemómetros totalizadores utilizados para la medición de la velocidad del viento



metros o kilómetros de recorrido. Esta relación entre el recorrido y el tiempo de medida permite entonces conocer la velocidad promedio del viento. Así, por ejemplo, si el período de medida del recorrido del viento es de una hora y se registra que han pasado 16.2 km de viento; la velocidad horaria será de 16.2 km/h (4.5 m/s promedio horario).

La dificultad de este sistema radica en que el anemómetro deberá estar localizado en un lugar donde las condiciones sean limpias, con muy pocos obstáculos alrededor y a 10 metros de altura sobre la superficie del terreno. Al realizarse

la lectura, el visualizador del odómetro deberá estar localizado muy cerca del suelo, ya que por lo general, las torres que sostienen los anemómetros no son lo suficientemente robustas para sostener el peso de una persona que ascienda para realizar las lecturas. Con la recopilación de esta información totalizada y con promedios de velocidad de viento, se caracteriza formalmente el régimen de vientos presente en un lugar, y se identifica con gran certeza las variaciones diurnas, mensuales o estacionales.

Idealmente, las mediciones de la distancia de viento recorrido a través del anemómetro en pe-

ríodos de una hora serían de mucha utilidad. No obstante, pueden ser utilizados períodos más largos, con la correspondiente pérdida de información para evaluar el recurso eólico.

2.2.2.3. Método de correlación

Este método de estimación permite combinar mediciones realizadas en un lugar específico, con registradores de velocidad de viento de cualquier tipo, con los datos publicados y suministrados por el servicio de meteorología en estaciones aledañas al lugar. Se puede medir el viento por un periodo corto de tiempo en un lugar (por ejemplo, algunos meses) y al comparar con datos obtenidos, simultáneamente, en una estación meteorológica cercana al lugar se pueden producir coeficientes numéricos de proporcionalidad mediante la comparación de los valores promedio medidos (diurnos o mensuales) con los datos publicados por el servicio de meteorología. Si se da una buena correlación (valores numéricos consistentes y similares), por ejemplo, con promedios mensuales de viento, y se cuenta con varios años de información meteorológica, se aproximará mucho más a una estimación real del potencial eólico en el lugar.

También se podrá realizar una ponderación de los coeficientes numéricos cuando la correlación no sea tan directa, al comparar mes con mes, así que los valores obtenidos permitirían tener mayor certidumbre en la toma de decisión de una instalación eólica.

En este método de correlación se deberá tener en cuenta las variaciones de la dirección del viento, ya que puede haber factores de correlación para diferentes direcciones del viento.

2.2.2.4. Instalación de pequeños equipos eólicos

Otra manera para evaluar el recurso eólico en un lugar es mediante la instalación de un pequeño equipo eólico y la medición de su funcionamiento sobre una base regular de tiempo. Este método permite relacionar la característica del equipo con el régimen de vientos; es confiable cuando el equipo eólico es accionado por el viento dentro de los intervalos de operación prescritos por el fabricante; permite adquirir confianza sobre la generación eléctrica, ya que se obtiene un resultado dual (medición de vientos y generación de energía) para evaluar el recurso en un lugar seleccionado. La selección del lugar donde debe estar instalado el equipo eólico se basa en el conocimiento empírico del régimen de vientos de los habitantes del lugar, o de las características de la vegetación en el lugar.

2.2.2.5. Adquisición de datos en tiempo real

Este método de evaluación es el más confiable y al mismo tiempo costoso para análisis del recurso. La oferta de equipos de adquisición de datos es cada vez mayor, y fundamentalmente consiste en una interfaz (tarjeta de adquisición de datos-computadora), que almacena la información permanentemente, dependiendo de la necesidad del usuario, de manera que se puede registrar promedios meteorológicos de periodos dados en segundos hasta horas, en las variables correspondientes. Cuanto más preciso (promedio en tiempo menor y registros de memoria extendida), más costoso es el equipo. La mayoría de los equipos comerciales de adquisición de datos vienen provistos con almacenamiento de memoria removible e intercambiable, con capa-

idad de acumular información hasta por seis meses continuos de registro. Algunos equipos permiten extraer la información del lugar donde se está realizando la evaluación del recurso, a través de telefonía celular y desde cierta distancia. Los resultados de una evaluación con esta metodología garantizan un preciso y adecuado dimensionamiento de equipos eólicos para suministro de energía.

En primera instancia y al recurrir a cualquier método de medición del recurso eólico, se recomienda utilizar registradores que permitan conocer la velocidad promedio del viento en periodos de una hora, a lo largo de, por lo menos, un año de medición. Esta información permitirá conocer variaciones diurnas, velocidades máximas, variaciones estacionales y la velocidad promedio anual del viento, sobre la base de datos horarios.

Otra forma de conocer el potencial del recurso eólico es por medio de mapas de recurso, globales o regionales.

2.3. EL PANORAMA MUNDIAL DE LA INDUSTRIA EÓLICA

En los últimos dieciséis años, la capacidad instalada mundial en materia de energía eólica ha crecido en forma exponencial: de 6.1 gigawatts (GW), en 1996, hasta 283 GW, en 2012, de acuerdo con las cifras de la Asociación Mundial de Energía Eólica (Gsänger y Pitteloud, 2013) (Ilustración 2.6). El incremento de la capacidad de generación eólica desde que se inició su explotación industrial hasta el año 2003 es similar al que se registró entre ese año y el 2007. La capacidad mundial de generación de energía eólica se ha venido duplicando cada 3.5 años desde 1990. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), se trata de una industria que hoy capta 43 por ciento de la inversión en el sector eléctrico mundial y crece a un ritmo de entre 20 y 30 por ciento al año. En la Ilustración 2.7 se muestran los diez países que tienen la mayor capacidad instalada de energía eólica en el mundo.

Ilustración 2.6 Capacidad instalada en MegaWatts de energía eólica a nivel mundial

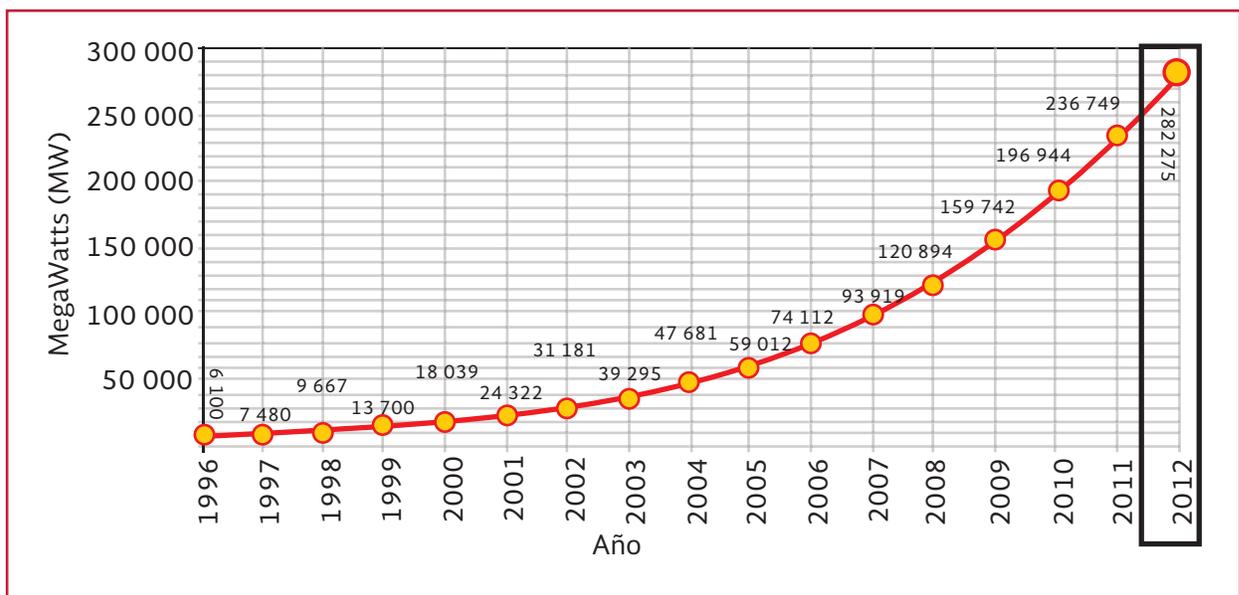


Ilustración 2.7 Top 10 de países con mayor capacidad de energía eólica instalada en el mundo

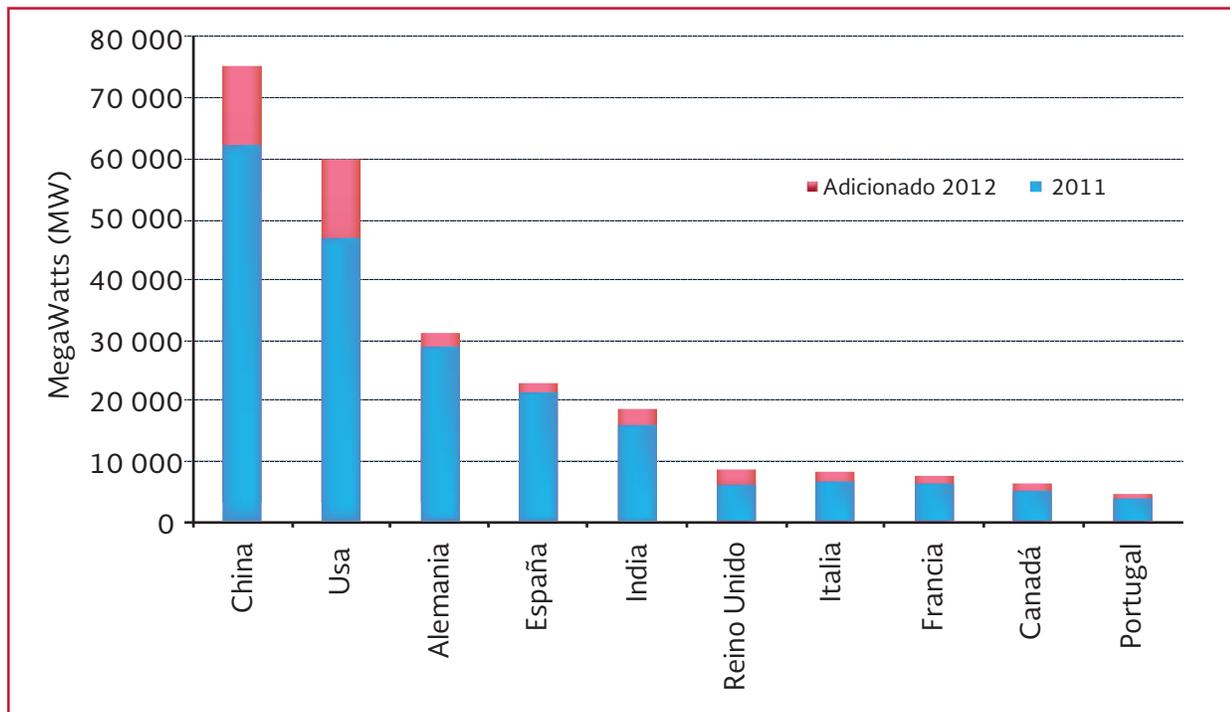
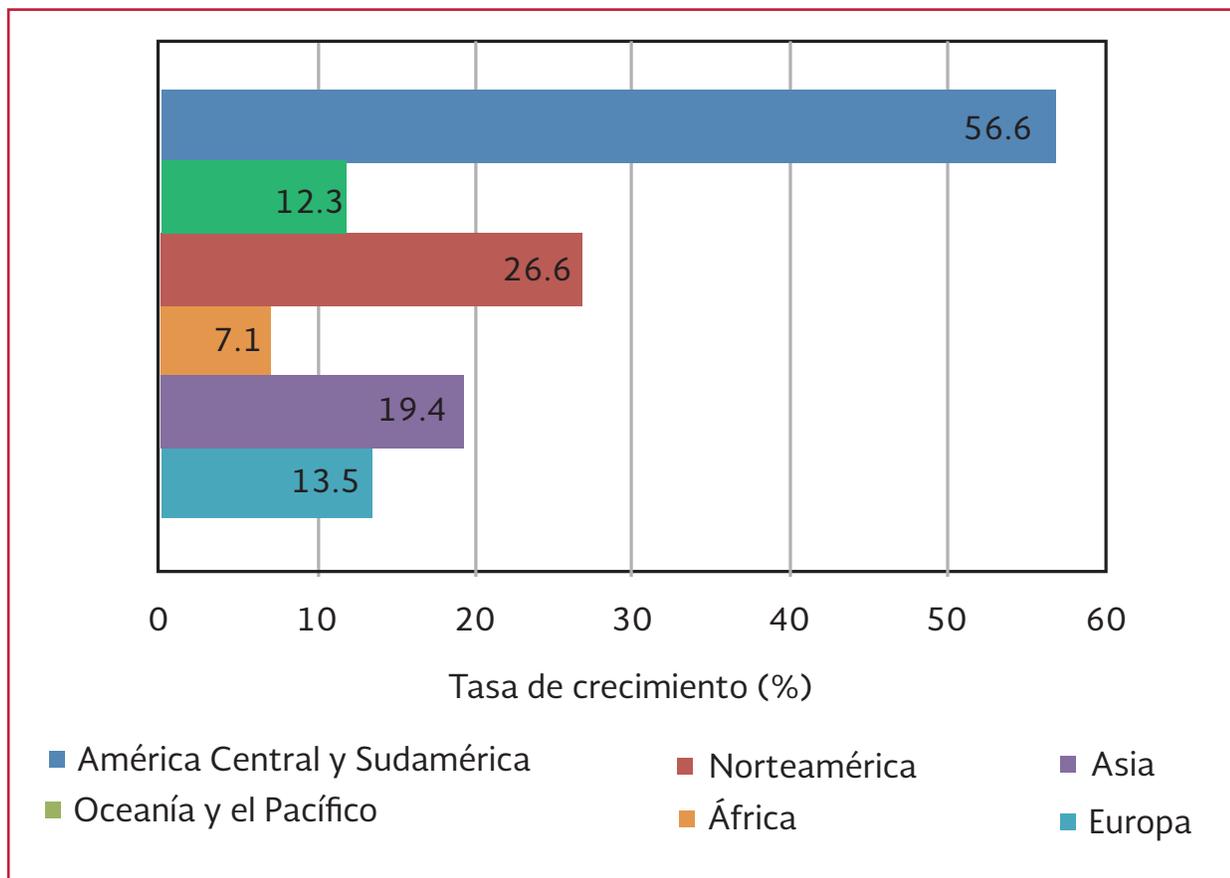


Ilustración 2.8 Tasa de crecimiento de la energía eólica en diferentes regiones del mundo



En el caso de América Latina, en 2012 se observó una tasa de crecimiento de 56.6 por ciento (Ilustración 2.8), debido principalmente a la participación de México (45.1 por ciento) y Brasil (75.4 por ciento). En 2012, ocho países en América Latina instalaron nuevas turbinas: Brasil (1 077 MW), México (419 MW), Argentina (104 MW), Puerto Rico (125 MW), Nicaragua (40 MW), Uruguay (24 MW), Venezuela (30 MW) y Ecuador (17 MW).

En México, la capacidad total instalada en el 2011 fue de 929 MW. De acuerdo con las cifras de la Asociación Mundial de Energía Eólica, México pasó de 929 MW a 1 348 MW en el 2012. La capacidad instalada en 2012 fue de 419 MW, con una tasa de crecimiento de 45.1 por ciento, por lo que ocupa el lugar 24 de 100 de los países considerados por la Asociación Mundial de Energía Eólica.

2.3.1. INCENTIVOS Y REGULACIONES PARA LA PROMOCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN AMÉRICA LATINA Y EUROPA

Los incentivos de política pública para favorecer la creación de plantas generadoras de energía alternativa han demostrado ser, en muchos países, el catalizador del crecimiento en la capacidad de generación a través de fuentes no convencionales. Estos estímulos, que forman parte de la política energética de dichos países, atraen inversionistas que generan, además de energía, fuentes de empleo, desarrollo regional, industrias diferentes a las convencionales e impulso a las existentes, como la cementera, eléctrica, maquinaria pesada, entre otras.

Es importante considerar que los esquemas de apoyo tratan de balancear el mercado porque

uno de sus objetivos consiste en evitar que se incrementen los presupuestos del Estado o las tarifas que pagan los usuarios. De igual forma, deberán ser acordes con las condiciones del mercado y las políticas energéticas existentes. Los incentivos que se pagan con base en la generación son, por lo general, mejores que los pagos o premios en una sola emisión. Otros factores como los ambientales y sociales, no están considerados en ningún país, esto es, no hay un doble estímulo por creación de fuentes de empleo o por reducción de emisiones contaminantes.

Factores a considerar:

1. Estructura del mercado eléctrico
 - a) Sectores desagregados
 - b) Autogeneración
 - c) Generación independiente
 - d) Condiciones para la transmisión de la energía
2. Aceptación social de los parques eólicos
3. Accesibilidad a los sitios de los proyectos
4. Capacidad de las redes y posibilidades de expansión
5. Procedimientos para los permisos, procesos burocráticos

Principales esquemas de soporte utilizados

Estos esquemas son aplicados en varios países y en algunos de ellos se emplea más de uno.

1. Cuotas de generación dentro de un portafolio estandarizado de energía renovable (con o sin certificados)
2. Tarifas de introducción de energía renovable a la red eléctrica y premios (feed-in tariff y premiums)
3. Recepción de ofertas o invitaciones para presentar propuestas

4. Soportes fiscales y financieros (inversión directa e incentivos fiscales)

La Asociación Mundial de Energía Eólica estima que para el año 2020 la capacidad global de generación a partir de la energía eólica podría alcanzar 1.5 millones de MW instalados (World Wind Energy Association, 2008). Por su parte, la Agencia Internacional de Energía estima que el crecimiento de las energías renovables, destacando la eólica y sin considerar la hidroeléctrica, tendrán un crecimiento de alrededor de 7 por ciento anual a partir de 2010 (International Energy Agency, 2008). Las perspectivas para la energía eólica también se fundamentan en las previsiones que los gobiernos de los distintos países tienen en relación con las modificaciones de sus balances de energía y en las políticas de fomento que ellos mismos aplican en este sentido.

2.4. EL RECURSO EÓLICO DE MÉXICO

En México, desde hace varios años, se ha detectado que se tienen zonas con un buen potencial eólico, como lo indican los estudios previos que han realizado el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) (Schwartz y Elliott, 1995; Borja et al., 2005). Parte de los estudios preliminares del NREL, realizados en 1995, quedaron plasmados en los mapas eólicos de la Ilustración 2.9. Estos mapas fueron obtenidos mediante la evaluación de los datos de viento de 186 estaciones, de las cuales 86 se encontraban localizadas en los aeropuertos, y el resto en diversas ciudades de la República Mexicana y considerando que la información sobre la localización del anemómetro, la altura y la historia de la estación no estaba disponible. Se supuso, entonces, una al-

tura de 10 m, la altura estándar del anemómetro según la Organización Meteorológica Mundial (Schwartz y Elliott, 1995).

En los mapas de la Ilustración 2.9 se indican las clases de viento usadas en la fecha de elaboración de dichos mapas. En la Tabla 2.2 se presentan las definiciones estándar usadas actualmente en Estados Unidos.

Con relación a la capacidad de generación eoloeleéctrica para el servicio público, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tuvo en operación, a finales de 2011, las centrales de La Venta en Oaxaca (84.7 MW), Guerrero Negro en Baja California Sur (0.6 MW) y el generador de la COP 16 (1.5 MW), lo que suma una capacidad total de generación de 86.8 MW (SENER, 2012).

Por su parte, hasta el 31 de diciembre de 2011, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) había otorgado 27 permisos para la generación eoloeleéctrica en las modalidades de autoabastecimiento, exportación, pequeña producción y productor independiente de energía. De estos permisos, solo siete corresponden a plantas que entraron en operación en 2011, ubicadas en los estados de Baja California y Oaxaca, con una capacidad autorizada total de 588.3 MW y una generación autorizada anual 2 063.59 GW h/año. En 2012 entraron en operación tres plantas en la modalidad de productor independiente de energía, ubicadas en el estado de Oaxaca. A su vez, 17 plantas con 2 281.0 MW de capacidad autorizada, ubicadas en los estados de Baja California, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, se encuentran en construcción o por iniciar obras (CRE, 2012).

Prácticamente, la totalidad de los proyectos en desarrollo en el estado de Oaxaca se originaron en

Ilustración 2.9 Mapas preliminares del recurso eólico promedio anual de México: a) para aplicaciones a gran escala; b) para aplicaciones a baja escala.

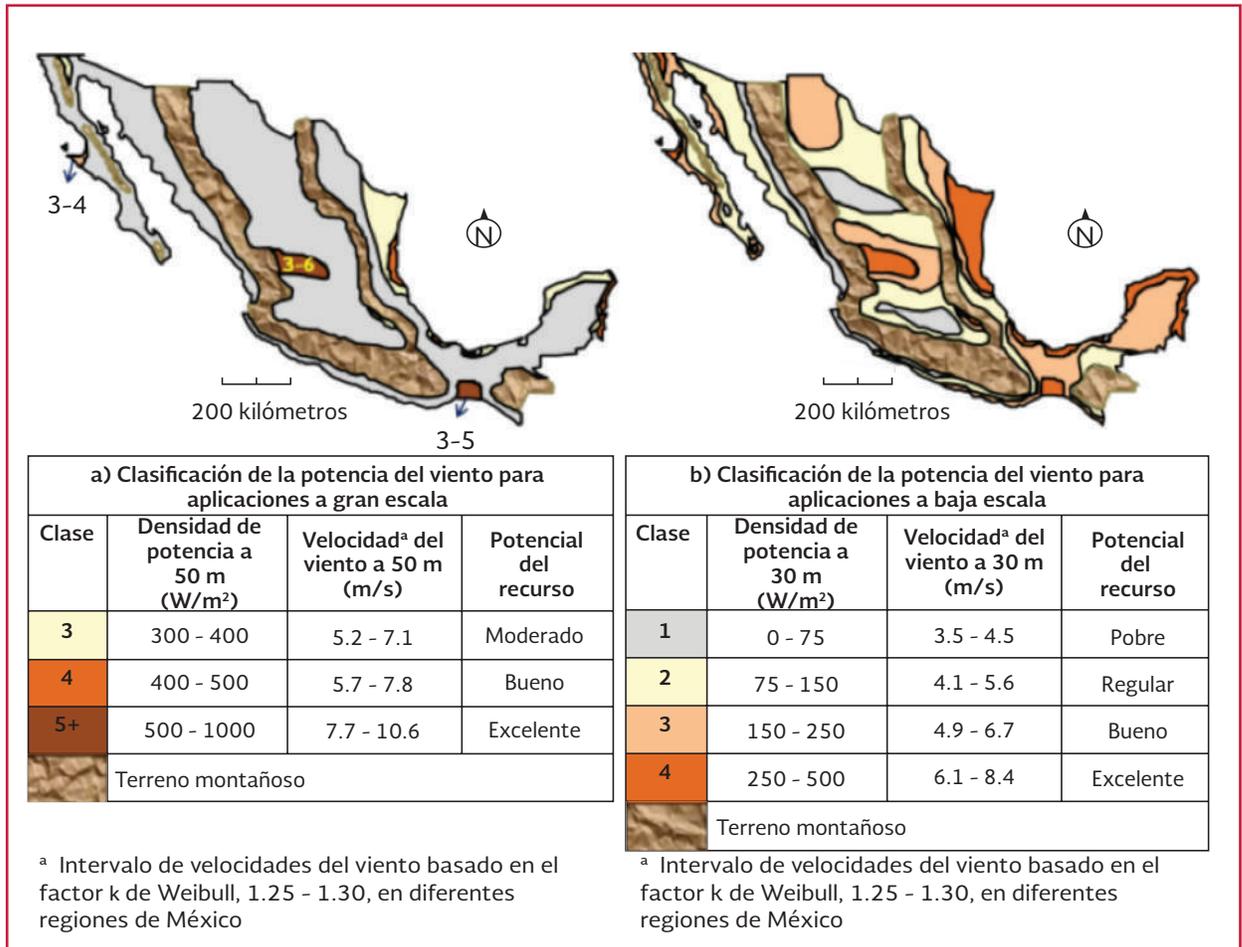


Tabla 2.2 Definiciones estándar y clases de viento utilizadas en Estados Unidos de América (AWS Scientific, Inc., 1997; Borja et al., 1998)

Clase	A 30 m de altura		A 50 m de altura	
	Velocidad del viento (m/s)	Potencia del viento (W/m ²)	Velocidad del viento (m/s)	Potencia del viento (W/m ²)
1	0 - 5.1	1 - 160	0 - 5.6	0 - 200
2	5.1 - 5.9	160 - 240	5.6 - 6.4	200 - 300
3	5.9 - 6.5	240 - 320	6.4 - 7.0	300 - 400
4	6.5 - 7.0	320 - 400	7.0 - 7.5	400 - 500
5	7.0 - 7.4	400 - 480	7.5 - 8.0	500 - 600
6	7.4 - 8.2	480 - 640	8.0 - 8.8	600 - 800
7	8.2 - 11.0	640 - 1 600	8.8 - 11.9	800 - 2 000

un primer ejercicio de temporada abierta, lo que permitió la planeación y desarrollo de nueva infraestructura de transmisión para el aprovechamiento del recurso eólico en el Istmo de Tehuante-

pec. A pesar de que la línea de transmisión ya está en operación, diversos proyectos fueron afectados por la crisis mundial que redujo las alternativas de financiamiento desde el año 2009.

2.4.1. POTENCIAL DE APROVECHAMIENTO

En México, el IIE lleva a cabo estudios para estimar el potencial eoloenergético nacional. Estos estudios se basan en el supuesto de que solo 10 por ciento del área total con potencial es aprovechable para la instalación de parques eólicos, debido a factores orográficos, ambientales, sociales y de factibilidad técnica y económica. Sin embargo, los potenciales del recurso varían según la fuente: el NREL ha estimado que tan solo en el Istmo de Tehuantepec existe un potencial de capacidad aprovechable cercano a los 35 mil MW, en tanto que el IIE, con una visión más moderada, afirma que la capacidad en esa zona es de 5 mil megawatts. Por su parte, la CRE ha estimado que el potencial en esa zona de Oaxaca es superior a los 10 mil megawatts.

En el 2005, el IIE reportó varios sitios potenciales para el desarrollo eoloeléctrico en México, incluyendo: La Ventosa, 2 mil MW; Guerrero Negro, 10 MW; La Rumorosa, 110 MW; Hidalgo, 100 MW; Veracruz, 100 MW; Cozumel y Cancún, 100 MW; López Mateos, 100 MW; San Quintín, 50 MW; Zacatecas, 300 MW; Mazatlán, 100 MW. También reportó que el potencial eólico en México era cercano a 3 mil MW (Borja et al., 2005). Posteriormente se consideró que el potencial eólico en el país, tomando en cuenta áreas estudiadas en mayor o menor medida, es muy cercano a los 5,000 MW (Klapp et al., 2007).

Para factores de planta mayores que 30 por ciento, se estima un potencial de 11 mil MW y con más de 35 por ciento de factor de planta se estima en 5,235 MW (Tabla 2.3). Este último potencial representa los proyectos de inversión más atractivos; sin embargo, en las condiciones

que rigen actualmente el mercado nacional de electricidad, los proyectos con factores de planta inferiores al 30 por ciento resultan económicamente factibles en ciertos nichos de oportunidad. Como resultado, el potencial energético del recurso eólico estimado en el país es del orden de 71 mil MW, considerando factores de planta superiores a 20 por ciento.

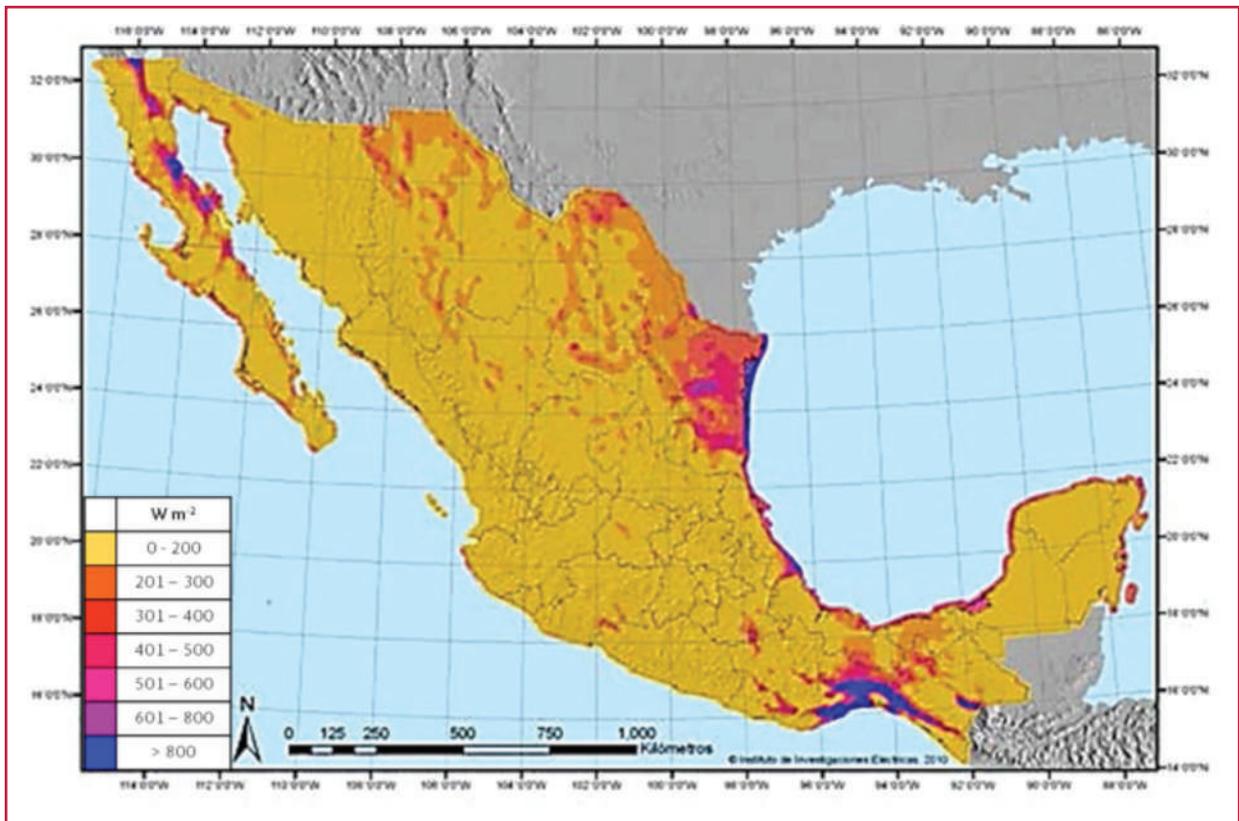
Los sitios identificados a nivel nacional que cuentan con potenciales destacados en materia de recurso eólico, son los siguientes: La Rumorosa en Baja California, la zona de Guerrero Negro en Baja California Sur, el Cerro de la Virgen en Zacatecas, la costa de Tamaulipas, la zona de Campeche, el Istmo de Tehuantepec y la Península de Yucatán (Ilustración 2.10). Además, actualmente se sabe que gran parte del litoral mexicano cuenta con recurso eólico aprovechable (Ilustración 2.11). Donde se puede tener factores de planta de entre 18 y 30 por ciento, y hasta 50 por ciento es en el Istmo de Tehuantepec, en Oaxaca. De acuerdo con los datos presentados en este mapa, las áreas más destacadas por su potencial eólico son los estados de Oaxaca, Tamaulipas y Baja California.

En el estudio elaborado por la consultora PWC para la Asociación Mexicana de Energía Eólica, en el que participaron los principales actores del sector (instituciones públicas, privadas y la academia), se partió de la base de un potencial eólico nacional de 50 mil MW para factores de planta de al menos 20 por ciento, a partir de la información y tecnologías vigentes. Además, se consensó que existe un potencial competitivo de 12 mil MW eólicos que pudieran ser desarrollados en el país hacia el 2020, dados los escenarios de precios de gas natural vigentes.

Tabla 2.3 Potencial estimado de generación eoloeléctrica en México (IIE, 2010)

Factor de planta (%)	Porcentaje de terreno (%)	Capacidad instalable (MW)
20-25	56.7	40 268
25-30	27.5	19 535
30-35	8.4	5 961
35-40	3.5	2 500
>40	3.9	2 735

Ilustración 2.10 Densidad de potencia del viento a 80 metros de altura en la República Mexicana (SENER, 2012)



2.4.2. POTENCIAL EÓLICO-MAPAS DE VIENTO DE MÉXICO

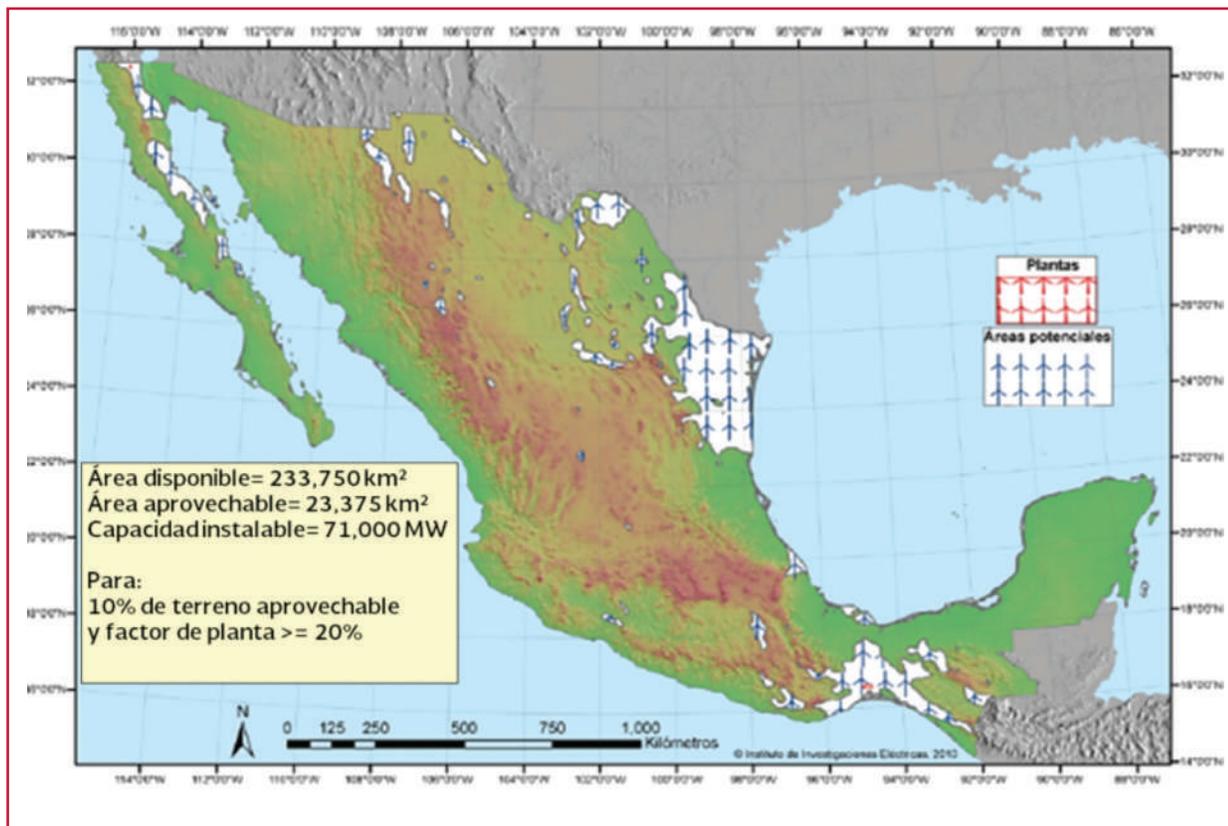
Por otra parte, el NREL de los Estados Unidos ha desarrollado una serie de mapas de vientos de algunos estados del país con potenciales significativos, entre los que destacan: el Istmo de Tehuantepec, las penínsulas de Yucatán y Baja California, y la parte norte del Golfo de México. Tan solo para Oaxaca, los estudios del NREL y de diversas instituciones mexicanas han estimado un potencial superior a los 40 mil megawatts.

El más completo de todos es el que se refiere a Oaxaca, pero también tiene los correspondientes a Yucatán, Quintana Roo, Baja California y Campeche.

2.4.2.1. Península de Yucatán

Para el caso específico de la Península de Yucatán se pueden apreciar velocidades de viento de calidad moderada a buena (de 5.6 a 6.7 m/s), en zonas ubicadas al norte de Puerto Progreso, así como

Ilustración 2.11 Áreas potenciales para la generación de energía eléctrica a través del viento en México (SENER, 2010)



en el margen izquierdo de la Isla del Carmen y en casi toda la costa del estado de Quintana Roo. Una calidad de viento de 5 m/s o superior es redituable en términos de generación eléctrica, de mediana escala. En la Ilustración 2.12 se muestra el mapa eólico de la península de Yucatán.

2.4.2.2. Baja California Sur

Las áreas con vientos de clases excelentes para el aprovechamiento del recurso eólico como fuente de energía están localizadas fundamentalmente en las inmediaciones de la zona de Guerrero Negro, y en algunas áreas más pequeñas ubicadas frente a las costas del Océano Pacífico.

Asimismo, se presentan zonas con un potencial eólico importante en el cruce del Paralelo 114 con el Meridiano 27, específicamente entre la Bahía de San Hipólito y el Estero La Bucana, cerca de Bahía de Ballenas y la Laguna de San Ignacio. Otra zona con potencial importante se ubica al Norte del Meridiano 26 y al Este del Paralelo 113, en la Bahía de San Juanico, donde el NREL instaló sitios adicionales de medición del viento (*Additional Wind Measurement Site*), y determinó que la mayoría de estas zonas cuenta con un potencial de moderado a bueno, con velocidades aproximadas a los 6 m/s, es decir, aceptables para su aprovechamiento como fuentes de generación eléctrica de mediana escala (Ilustración 2.13).

Ilustración 2.12 Mapa de vientos de la península de Yucatán (NRLE, 2000)

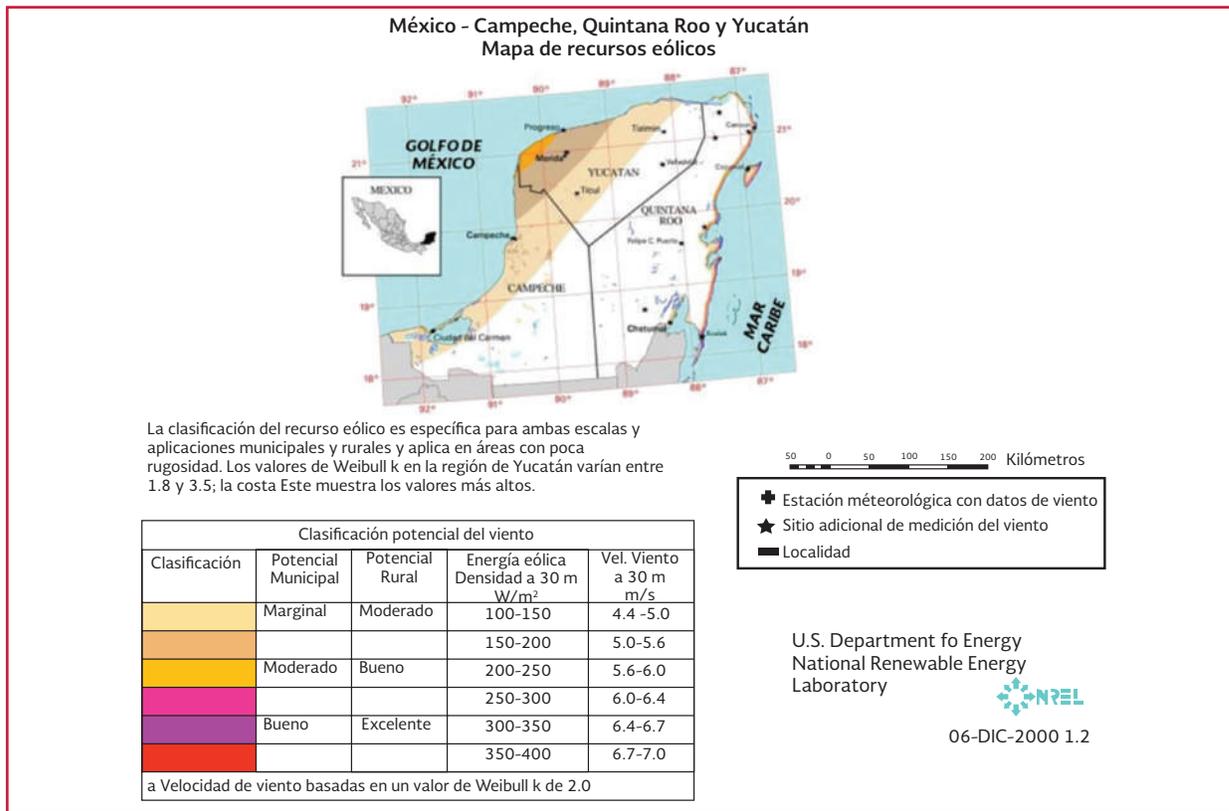
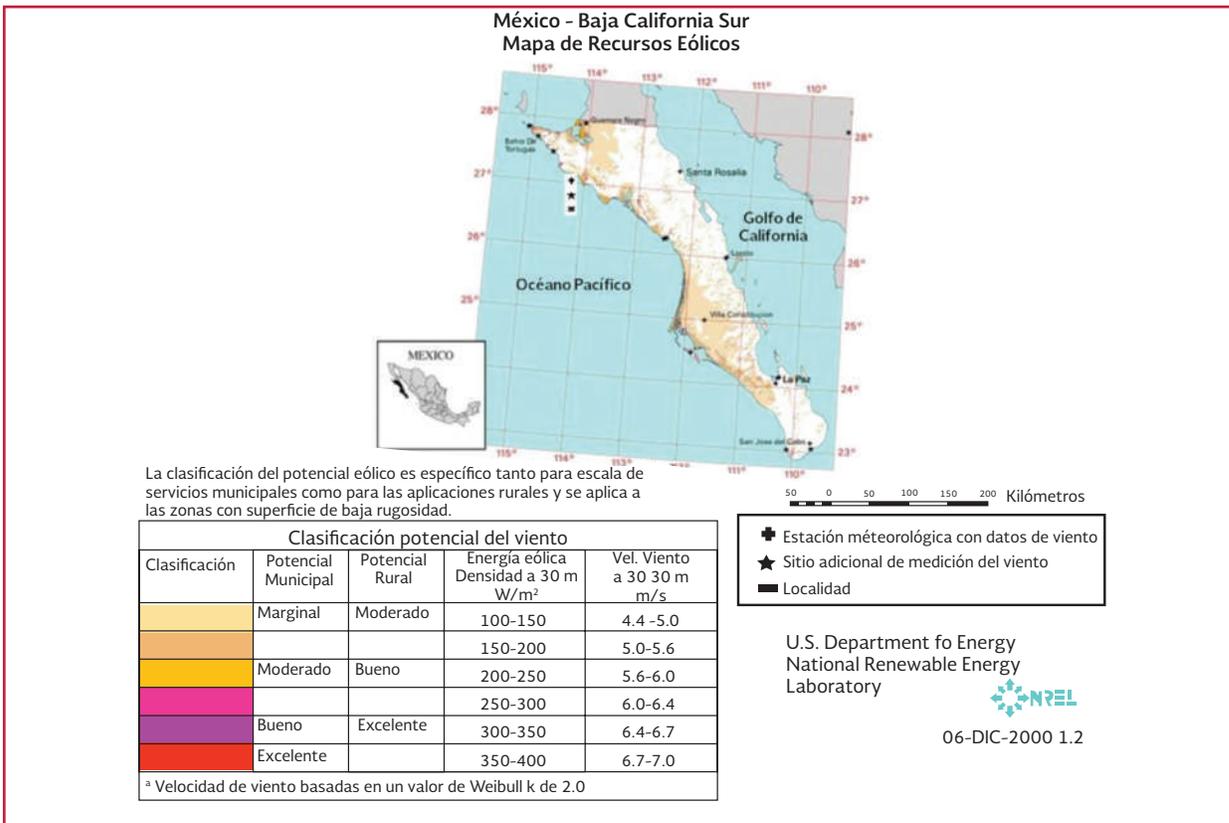


Ilustración 2.13 Mapa de vientos de Baja California Sur (NRLE, 2000)



2.4.2.3. Frontera Norte

En el caso del territorio que ocupan los estados de Baja California, Sonora y Chihuahua se puede apreciar que existen potenciales importantes a lo largo de la Sierra de Juárez y la Sierra de San Pedro Mártir, desde la zona de La Rumorosa en la frontera con los Esta-

dos Unidos y al este de la ciudad de Mexicali, así como sobre todo el litoral frente al Mar de Cortés, a partir de la Bahía de San Felipe, donde se aprecian muchos sitios con excelentes niveles de viento, los cuales, según el NREL, incluyen vientos de hasta 8 m/s y superiores a 50 metros de altura (de la Ilustración 2.14 a la Ilustración 2.17).

Ilustración 2.14 Mapa de vientos de Baja California Norte (NRLE, 2004)

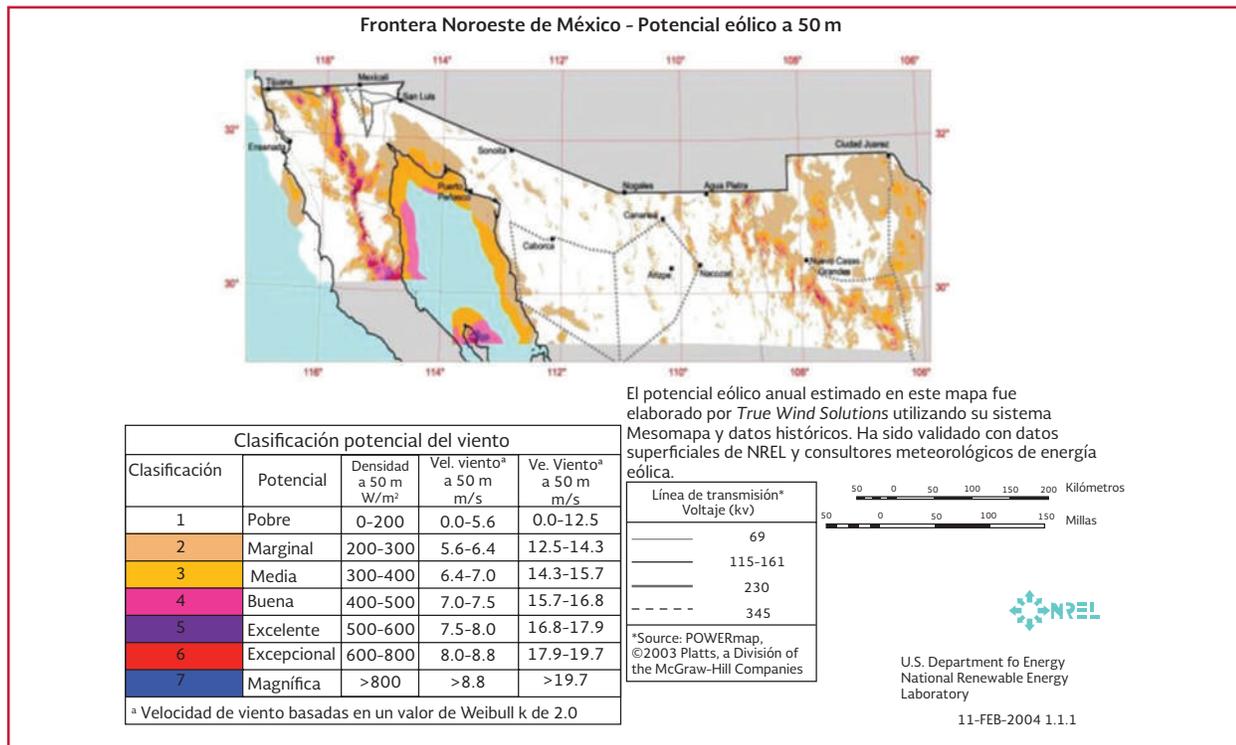


Ilustración 2.15 Mapa de vientos del Oeste de Sonora (NRLE, 2004)

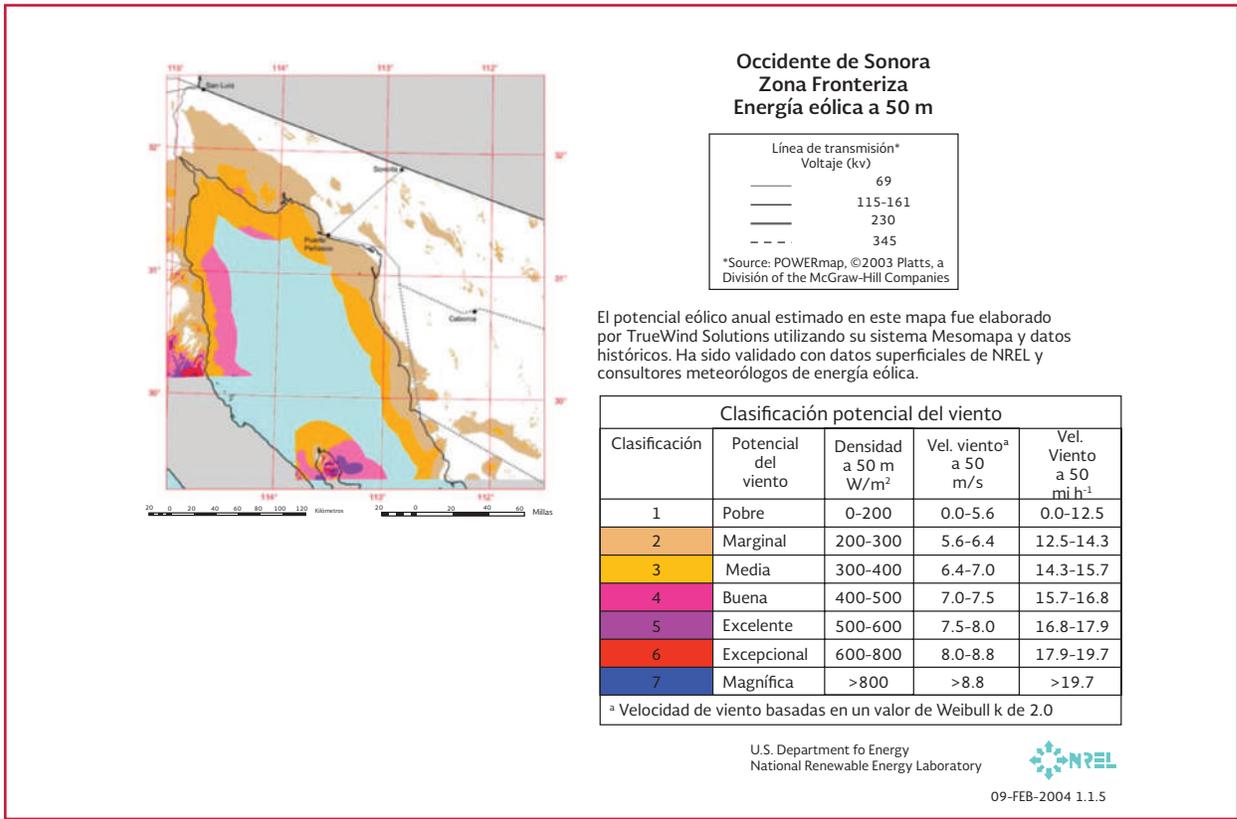


Ilustración 2.16 Mapa de vientos del Este de Sonora (NRLE, 2004)

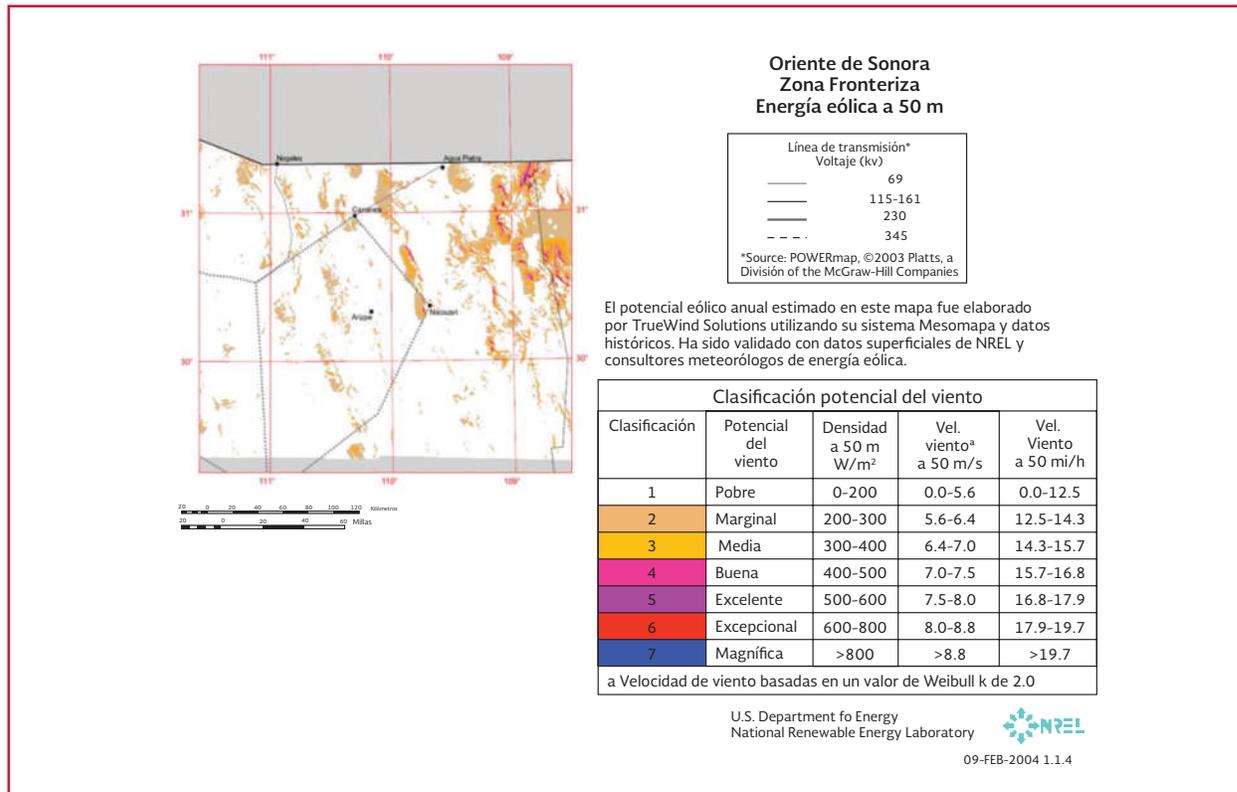
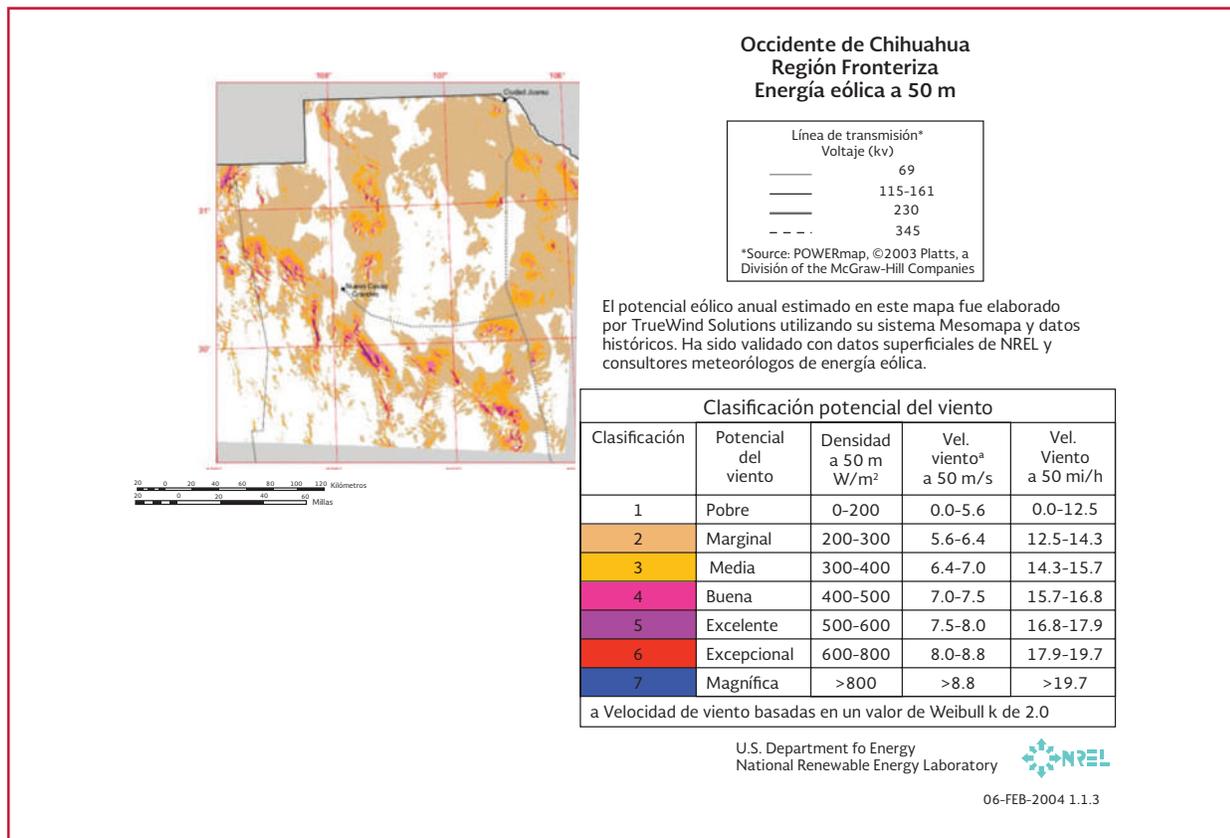


Ilustración 2.17 Mapa de vientos del Oeste de Chihuahua (NREL, 2004)



2.4.2.4. Oaxaca

A principios de 2004, la NREL publicó el “Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca” en el cual se presentan los mapas del recurso eólico del estado de Oaxaca y la región ístmica en W/m² a 50 metros de altura (Elliott, Schwarts, Scott, Haymes, Heimiller, y George, 2003). Según este estudio, el 7.3 por ciento del estado (6,637 km²) cuenta con recurso eólico de bueno a excelente (≥ 400 W/m², Clase 4 y mayor).

Las áreas con el mejor recurso eólico de Oaxaca se concentran en la región sureste del estado, principalmente en la parte sur del Istmo de

Tehuantepec. La región del Istmo con recurso eólico se extiende desde la costa hacia el Norte aproximadamente 60 km y aproximadamente 60 a 80 km de Este a Oeste. En esta franja existe un excelente recurso eólico (Clase 5 y superior). El mayor recurso (Clase 7) de esta misma región se presenta cerca de las colinas (incluyendo La Mata, La Venta y La Ventosa), en las cordilleras y en la costa. Los fuertes vientos del Norte son frecuentes en la región, particularmente durante la temporada pico de viento de noviembre a febrero. En la Ilustración 2.18 e Ilustración 2.19 se observa la distribución del recurso eólico en Oaxaca, mostrándose en colores morado, rojo y azul las zonas con vientos de mayor magnitud.

Ilustración 2.18 Mapa de vientos de los recursos eólicos en Oaxaca (Elliott, Schwartz, Scott, Haymes, Heimiller, & George, 2003)

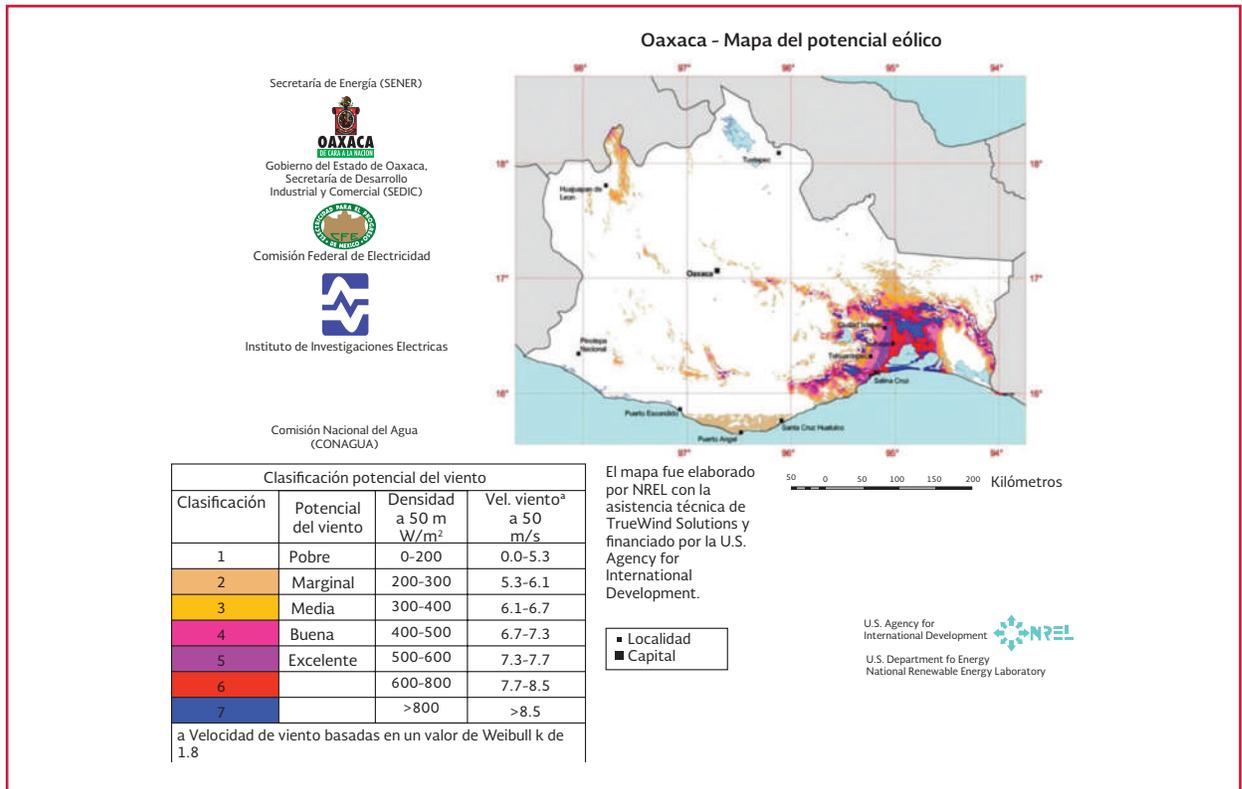
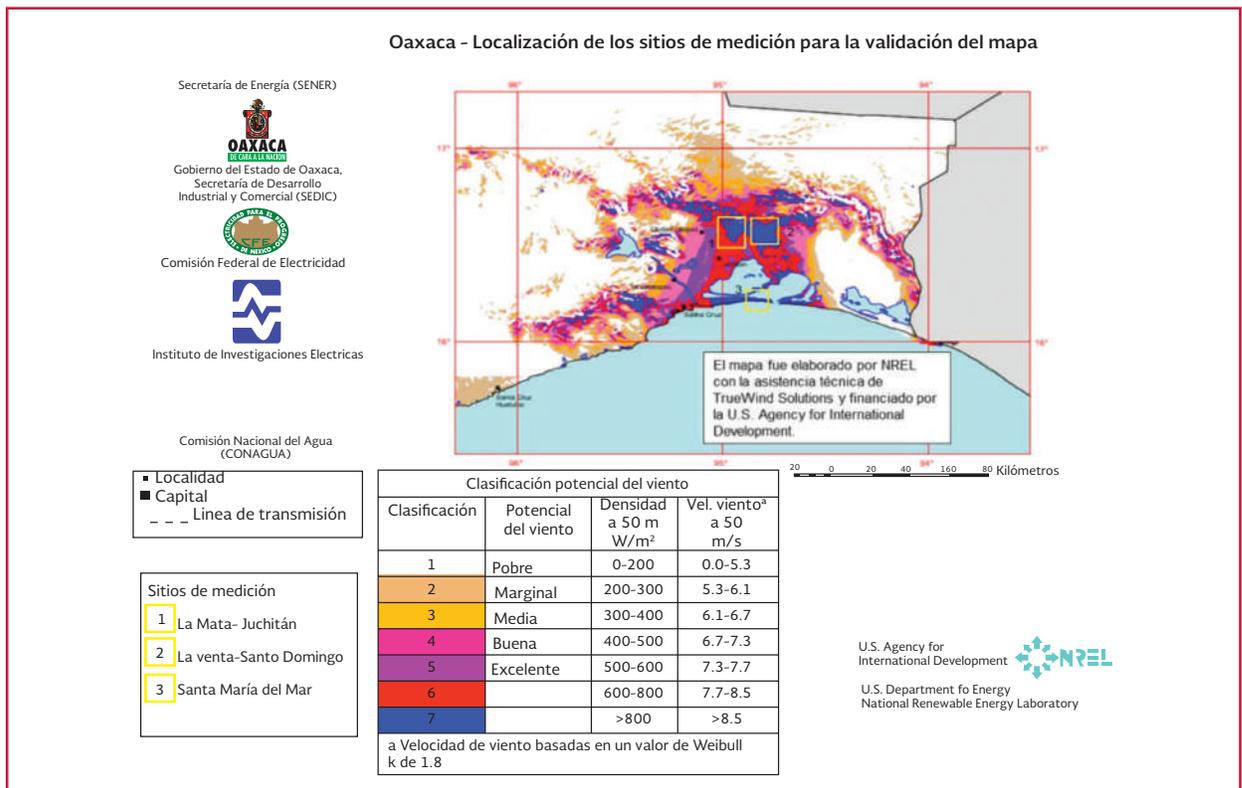


Ilustración 2.19 Mapa de vientos de los recursos eólicos en Oaxaca (Elliott, Schwartz, Scott, Haymes, Heimiller, & George, 2003)



2.4.3. PUNTOS ESTRATÉGICOS CON MAYOR POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO

Oaxaca

En Oaxaca se presenta la mayor generación de energía eólica con un total de 1 469 MW de potencia nominal instalada y con 748 turbinas eólicas ubicadas en diferentes zonas como El Espinal, Tehuantepec, Juchitán de Zaragoza, La Mata y La Ventosa.

Tamaulipas

Este es el segundo estado en donde se produce más energía eólica dentro del país, con un total de 161 mil kW de potencia nominal instalada.

Chiapas

Existe un total de 16 turbinas eólicas, las cuales generan alrededor de 28 800 kW de potencia nominal instalada.

Guadalajara

En Guadalajara solo se cuenta con un parque eólico con 16 turbinas, las cuales tienen una capacidad de 10 560 kW de potencia nominal instalada, que están en servicio desde hace siete años.

Quintana Roo, Baja California y Coahuila

Son los estados de menor generación de energía eólica, ya que solo cuentan con una turbina eólica, con una capacidad de potencia

nominal instalada de 1 500, 600 y 500 kW, respectivamente.

2.4.4. PARQUES EÓLICOS EN MÉXICO

En México se encuentran alrededor de 25 parques eólicos (The Wind Power, 2013). A continuación se presentan los parques, sus características y la producción de energía:

1. Arriaga (28 800 kW; 16 turbinas)

- Nombre del parque: Arriaga
- Ubicación: Chiapas
- Potencia total: 29 MW
- Producción anual estimada: 72 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

2. Bii Nee Stipa I (26,350 kW; 31 turbinas)

- Nombre del parque: Bii Nee Stipa
- Ubicación: El Espinal, Istmo de Tehuantepec, Oaxaca
- Potencia total: 26 MW
- Producción anual estimada: 65 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

3. Bii Nee Stipa II (74 mil kW)

- Nombre del parque: Bii Nee Stipa II
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 74 MW
- Producción anual estimada: 185 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

4. *Bii Nee Stipa III (70 mil kW)*

- Nombre del parque: Bii Nee Stipa III
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 70 MW
- Producción anual estimada: 175 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

5. *Cancún (1,500 kW; 1 turbina)*

- Nombre del parque: Cancún
- Ubicación: Quintana Roo
- Potencia total: 2 MW
- Producción anual estimada: 3 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

6. *Cementos Apasco (500 kW; 1 turbina)*

- Nombre del parque: Cementos Apasco
- Ubicación: Coahuila
- Potencia total: 1 MW
- Producción anual estimada: 1 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

7. *Eurus I (37 500 kW; 25 turbinas)*

- Nombre del parque: Eurus I
- Ubicación: Juchitán de Zaragoza, Oaxaca, Istmo de Tehuantepec
- Potencia total: 38 MW
- Producción anual estimada: 93 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

8. *Eurus II (213 000 kW; 142 turbinas)*

- Nombre del parque: Eurus II
- Ubicación: Juchitán de Zaragoza, Oaxaca,

ca, Istmo de Tehuantepec

- Potencia total: 213 MW
- Producción anual estimada: 532 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

9. *Fuerza Eólica del Istmo I (50 mil kW)*

- Nombre del parque: Fuerza Eólica del Istmo I
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 50 MW
- Producción anual estimada: 125 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

10. *Fuerza Eólica del Istmo II (30 mil kW)*

- Nombre del parque: Fuerza Eólica del Istmo II
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 30 MW
- Producción anual estimada: 75 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

11. *Guerrero Negro (600 kW; 1 turbina)*

- Nombre del parque: Guerrero Negro
- Ubicación: Baja California
- Potencia total: 1 MW
- Producción anual estimada: 1 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

12. *La Mata-La Ventosa (67 500 kW; 27 turbinas)*

- Nombre del parque: La Mata- La Ventosa
- Ubicación: La Mata-La Ventosa, Istmo de Tehuantepec, Oaxaca

- Potencia total: 68 MW
- Producción anual estimada: 168 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

13. *La Rumorosa I (10 mil kW; 5 turbinas)*

- Nombre del parque: La Rumorosa I
- Ubicación: Tecate, Ejido Gustavo Aubanel Vallejo, La Rumorosa, Sierra de Juárez
- Potencia total: 10 MW
- Producción anual estimada: 25 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

14. *La Venta I (1 575 kW; 7 turbinas)*

- Nombre del parque: La Venta I
- Ubicación: Juchitán de Zaragoza, Oaxaca, Istmo de Tehuantepec
- Potencia total: 2 MW
- Producción anual estimada: 3 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

15. *La Venta II (83,300 kW; 98 turbinas)*

- Nombre del parque: La Venta II
- Ubicación: Juchitán de Zaragoza, Oaxaca, Istmo de Tehuantepec
- Potencia total: 83 MW
- Producción anual estimada: 208 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

16. *La Venta III (102 000 kW; 120 turbinas)*

- Nombre del parque: La Venta III
- Ubicación: Juchitán de Zaragoza, Oaxaca, Istmo de Tehuantepec
- Potencia total: 102 MW

- Producción anual estimada: 255 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

17. *Los Vergeles (161 mil kW)*

- Nombre del parque: Los Vergeles
- Ubicación: Tamaulipas
- Potencia total: 161 MW
- Producción anual estimada: 402 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

18. *Oaxaca I (101 mil kW)*

- Nombre del parque: Oaxaca I
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 101 MW
- Producción anual estimada: 252 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

19. *Oaxaca II (102 mil kW; 68 turbinas)*

- Nombre del parque: Oaxaca II
- País: México
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 102 MW
- Producción anual estimada: 255 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

20. *Oaxaca III (102 mil kW; 68 turbinas)*

- Nombre del parque: Oaxaca III
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 102 MW
- Producción anual estimada: 255 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

21. *Oaxaca IV (102 mil kW; 68 turbinas)*

- Nombre del parque: Oaxaca IV
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 102 MW
- Producción anual estimada: 255 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

22. *Parques Ecológicos de México (79 900 kW; 94 turbinas)*

- Nombre del parque: Parques ecológicos de México
- Ubicación: Juchitán de Zaragoza, Oaxaca, Istmo de Tehuantepec
- Potencia total: 80 MW
- Producción anual estimada: 199 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

23. *Piedra Larga (227 500 kW)*

- Nombre del parque: Piedra Larga
- Ubicación: Oaxaca
- Potencia total: 228 MW
- Producción anual estimada: 568 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

24. *Santa Catarina (22 000 kW; 8 turbinas)*

- Nombre del parque: Santa Catarina
- Potencia total: 22 MW
- Producción anual estimada: 55 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

25. *Somolinos (MX) (10 560 kW; 16 turbina)*

- Nombre del parque: Somolinos (MX)
- Ubicación: Guadalajara
- Potencia total: 11 MW
- Producción anual estimada: 26 GW h (para el equivalente de 2 500 horas de carga plena por año)

2.5. AEROGENERADORES

Las turbinas eólicas o aerogeneradores utilizan la energía cinética del viento para encender un gran rotor (energía mecánica) y luego convertir esa energía de rotación en electricidad. El tipo más común es la turbina eólica de eje horizontal, que utiliza una torre alta con cuchillas de perfil aerodinámico acopladas a un generador situado en la góndola (recinto). La capacidad de potencia típica es de 1.5 a 2.5 MW por turbina.

Los aerogeneradores marinos utilizan la misma estructura de la turbina eólica de eje horizontal, pero necesitan ser anclados o apoyados para operar de forma estable en una ubicación fija. La mayoría de las instalaciones eólicas marinas en el mundo están en aguas relativamente poco profundas (profundidades de 30 metros o menos), donde las turbinas pueden anclarse directamente en el fondo del mar. El despliegue de las turbinas eólicas en aguas más profundas, utilizando plataformas flotantes u otros métodos, se encuentra todavía en las primeras etapas de desarrollo (Musial y Ram, 2010).

Los parámetros, además de la velocidad y la densidad de la energía eólica, que afectan el

desempeño de un parque eólico o aerogenerador incluyen: la dirección predominante del viento, distribuciones de frecuencia de la velocidad y dirección del viento y el cambio de la velocidad del viento respecto de la altura. Las velocidades del viento por lo general se dan en metros por segundo (m/s), y los valores de densidad de energía eólica o potencia están en watts por metro cuadrado (W/m^2).

2.5.1. CLASIFICACIÓN DE AEROGENERADORES

En la actualidad existe toda una variedad de modelos de aerogeneradores, diferentes entre sí tanto por la potencia proporcionada, como por el número de palas o incluso por la manera de producir energía eléctrica (aisladamente o en conexión directa con la red de distribución convencional). Los aerogeneradores se clasifican de la siguiente manera.

2.5.1.1. Según el eje de giro del rotor

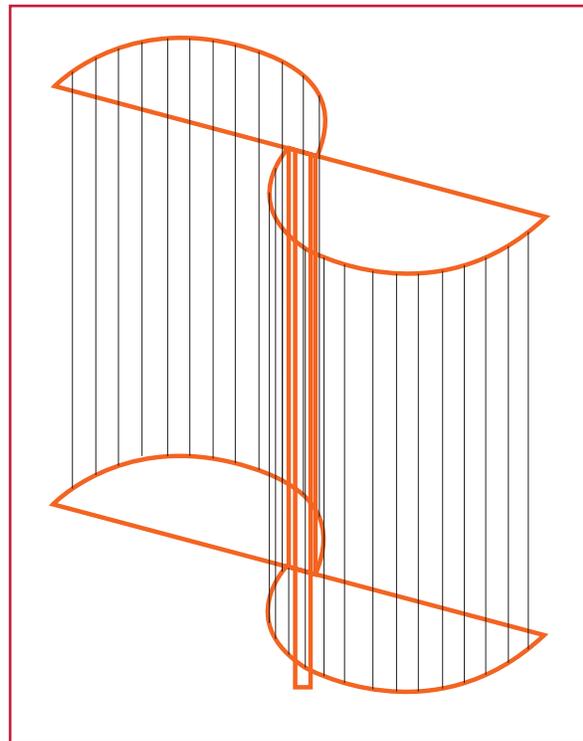
Eje vertical

Sus principales ventajas son que no necesita un sistema de orientación al ser omnidireccional y que el generador, multiplicador, etc., son instalados a ras de suelo, lo que facilita su mantenimiento y disminuye sus costos de montaje. Sus desventajas frente a otro tipo de aerogeneradores son sus menores eficiencias, la necesidad de sistemas exteriores de arranque en algunos modelos, y que el desmontaje del rotor por tareas de mantenimiento hace necesaria que toda la maquinaria del aerogenerador sea desmontada.

Aerogenerador con rotor Savonius: Es el modelo más simple de rotor; consiste en cilindros huecos desplazados respecto a su eje, de forma que ofrecen la parte cóncava al empuje del viento y su parte convexa, una menor resistencia al giro. Se suele mejorar su diseño dejando un espacio entre ambas caras para evitar la sobre presión en el interior de la parte cóncava. Pueden construirse superponiendo varios elementos sobre el eje de giro (Ilustración 2.20).

No son útiles para la generación de electricidad debido a su elevada resistencia al aire. Su bajo costo y fácil construcción les hace útiles para aplicaciones mecánicas.

Ilustración 2.20 Aerogenerador tipo Savonius



Aerogenerador con rotor Darrieus: Patentado por G.J.M. Darrieus en 1931, es el modelo de los aerogeneradores de eje vertical de más éxito

comercial (Ilustración 2.21). Consiste en un eje vertical asentado sobre el rotor, con dos o más finas palas en curva, unidas al eje por los dos extremos; el diseño de las palas es simétrico y similar a las alas de un avión, el modelo de curva utilizado para la unión de las palas entre los extremos del rotor es el de Troposkien, aunque puede utilizarse también catenarias. Evita la necesidad de diseños complejos en las palas como los necesarios en los generadores de eje horizontal, permite mayores velocidades que las del rotor Savonius, aunque sin alcanzar las generadas por los modelos de eje horizontal, pero necesita un sistema externo de arranque.

Aerogenerador con rotor Giromill: Este tipo de aerogeneradores también fueron patentados por G.J.M. Darrieus. Consiste en palas verticales unidas al eje por unos brazos horizontales, que pueden salir por los extremos del aspa e incluso desde su parte central. Las palas verticales cambian su orientación a medida que se produce el

giro del rotor para un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento (Ilustración 2.22).

Aerogenerador con rotor Windside: Es un sistema similar al rotor Savonius. En vez de la estructura cilíndrica para aprovechamiento del viento, consiste en un perfil alabeado con torsión que asciende por el eje vertical. La principal diferencia frente a otros sistemas de eje vertical es el aprovechamiento del concepto aerodinámico, que le acerca a las eficiencias de los aerogeneradores de eje horizontal (Ilustración 2.23).

Eje horizontal

En la actualidad, la gran mayoría de los aerogeneradores que se construyen conectados a red son tripalas de eje horizontal. Los aerogeneradores horizontales tienen una mayor eficiencia energética y alcanzan mayores velocidades de rotación por lo que necesitan cajas de engranajes con menor relación de multiplicación de giro.

Ilustración 2.21 Aerogenerador tipo Darrieus



Ilustración 2.22 Aerogenerador tipo Giromill



Ilustración 2.23 Aerogenerador tipo Windside



Además, debido a la construcción elevada sobre torre, aprovechan en mayor medida el aumento de la velocidad del viento con la altura. Los modelos de eje horizontal pueden subdividirse por el número de palas empleado, por la orientación respecto a la dirección dominante del viento y por el tipo de torre utilizada.

Tripala: Es el más utilizado en la actualidad. Consta de tres palas colocadas formando 120° entre sí. Un mayor número de palas aumenta el peso y costo del aerogenerador, por lo que no se emplean diseños de mayor número de palas para fines generadores de energía de forma comercial, aunque sí para fines mecánicos, como bombeo de agua (Ilustración 2.24).

Bipala: Ahorra el peso y costo de una de las palas respecto a los aerogeneradores tripala, pero necesitan mayores velocidades de giro para producir la misma energía que los de tripala. Para evitar el efecto desestabilizador necesitan un diseño mucho más complejo, con un rotor basculante y amortiguadores que eviten el choque de las palas contra la torre (Ilustración 2.25).

Monopala: Tienen, en mayor medida, los mismos inconvenientes que los bipala: necesitan un contrapeso en el lado opuesto de la pala, por lo que el ahorro en peso no es tan significativo (Ilustración 2.26).

Orientadas a barlovento: Cuando el rotor se encuentra ubicado de frente a la dirección del viento dominante, consigue un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento que en la posición contraria o sotavento, pero necesita un mecanismo de orientación hacia el viento. El aerogenerador de eje horizontal con rotor tripala a

barlovento es hoy el modelo más utilizado para generar electricidad (Ilustración 2.27).

Orientadas a sotavento: Cuando el rotor se encuentra ubicado en sentido contrario a la dirección del viento dominante, la estructura de la torre y la góndola disminuyen el aprovechamiento del viento por el rotor. En este caso, el viento es el que orienta con su propia fuerza a la góndola, por lo que, teóricamente, no son necesarios elementos de reorientación automatizada, aunque sí suelen utilizarse como elemento de seguridad. Las palas y la góndola son construidos con una mayor flexibilidad que en el caso de estar orientadas a barlovento (Ilustración 2.28).

Torres de celosía: Son las construidas mediante perfiles de acero unidos mediante tornillería. Son muy baratas y fáciles de construir, pero necesitan verificaciones periódicas de la correcta sujeción de los segmentos de acero entre sí. Necesitan un emplazamiento extra para la instalación de los equipos de suelo, como sistemas de control o equipos eléctricos; el acceso a la góndola se realiza por escalerillas exteriores de baja protección frente a fuertes vientos y condiciones climáticas adversas. No se utilizan en zonas geográficas septentrionales o para aerogeneradores de gran potencia (Ilustración 2.29).

Torres tubulares: Consisten en grandes tubos de acero de forma tubular o cónica que ofrecen en su interior espacio para los equipos de suelo y para el acceso a resguardo hacia la góndola. Necesitan de una instalación más laboriosa y cara, pero ofrecen una mayor resistencia y menos mantenimiento necesario que las torres de celosía. Son las más empleadas en equipos de generación de energía (Ilustración 2.30).

Ilustración 2.24 Aerogenerador tipo Tripala



Ilustración 2.25 Aerogenerador tipo Bipala



Ilustración 2.26 Aerogenerador tipo Monopala



Ilustración 2.27 Aerogenerador tipo Barlovento

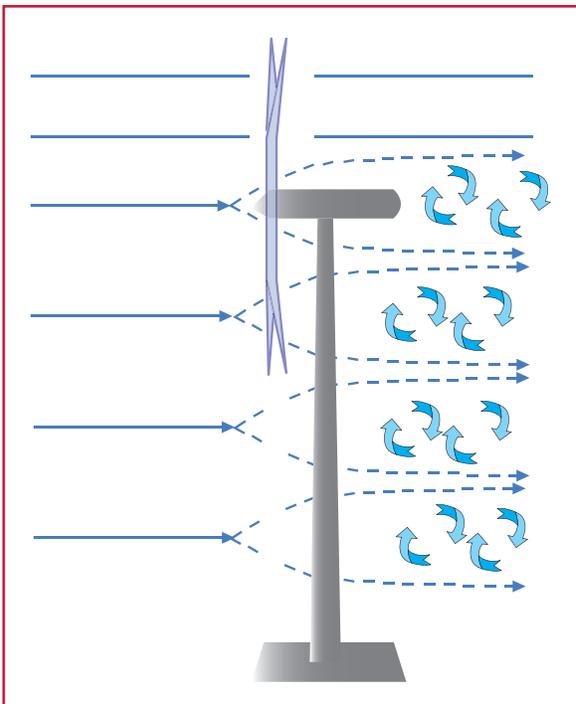


Ilustración 2.28 Aerogenerador tipo Sotavento

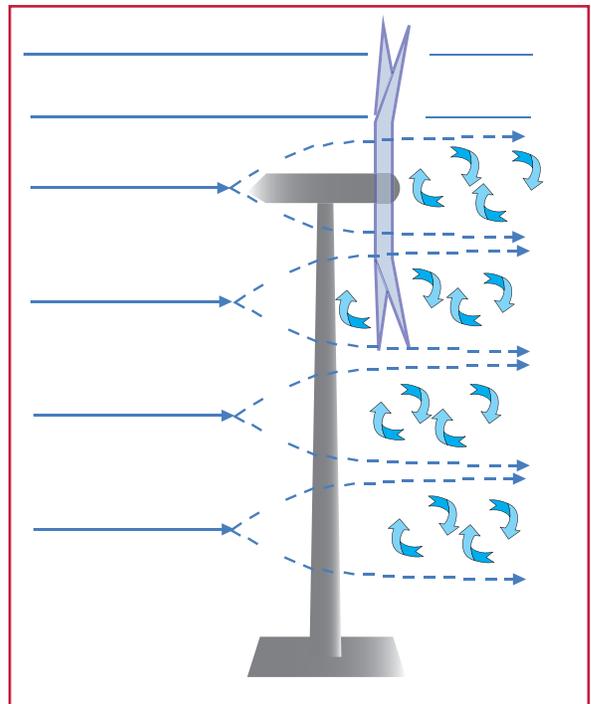


Ilustración 2.29 Aerogenerador tipo torre de celosía



Ilustración 2.30 Aerogenerador tipo torre tubular



2.5.1.2. Según la potencia suministrada

En grandes aerogeneradores (alrededor de 100-150 kW) el voltaje (tensión) generado por la turbina suele ser de 690 volts (V) de corriente alterna trifásica (AC). Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre), para

aumentar su voltaje entre 10 mil y 30 mil V, dependiendo del estándar de la red eléctrica local. Los grandes fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 Hz (para las redes eléctricas de la mayor parte del mundo) y de 60 Hz (para la red eléctrica de América). En la Tabla 2.4, se presenta una clasificación de aerogeneradores.

Tabla 2.4 Clasificación de aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica en función de su potencia (Álvarez C., 2006)

Denominación	Potencia (kW)	Radio del rotor (m)	Aplicaciones
Muy bajas (microaerogeneradores)	< 1	< 1	Embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montañas, iluminación...
Miniaerogeneradores	1 - 10	1 - 3	Granjas, viviendas aisladas (sistemas EO-FV), bombeo
Baja	10 - 100	3 - 9	Comunidades de vecinos, PYME's (sistemas mixtos EO-diesel), drenaje, tratamiento de agua
Media	100 - 1 000	9 - 27	Parques Eólicos (terreno complejo).
Alta	1 000 - 10 000	27 - 81	Parques Eólicos (terreno llano, mar adentro).
Muy alta	> 10 000	> 81	En fase de investigación y desarrollo, requieren nuevos diseños y materiales no convencionales. Suponen un salto tecnológico. No antes del año 2010.

2.5.2. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

En la Ilustración 2.31 se muestran los principales elementos de un aerogenerador, donde se observan los siguientes componentes: turbina, rotor palas, transformador, nariz, góndola, conjunto de anemómetro-veleta, torre de sustentación y cimentación. A continuación que describe con más detalle las partes de un aerogenerador.

2.5.2.1. Turbina

En la Ilustración 2.32 y en la Ilustración 2.33 se muestran las principales partes de la turbina.

La góndola

Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina.

La góndola del aerogenerador protege a todos los componentes del mismo de las inclemencias del tiempo, a la vez que aísla acústicamente el exterior del ruido generado por la máquina. La capota de la góndola, fabricada en material compuesto, está unida al chasis, sobre el que se montan todos los componentes. Está construida en un 30 por ciento de fibra de vidrio y en un 70 por ciento de poliéster. Dispone de tomas de aire para la refrigeración, trampilla, pararrayos, anemómetro y veleta.

La cara externa está protegida con gelcoat de alta calidad, no permitiéndose que en su acabado aparezcan deformaciones o marcas de fibra. Este acabado proporciona una resistencia sufi-

ciente al medio marino y a la erosión derivada de vientos fuertes y partículas en suspensión.

El chasis es partido con una parte frontal en la que se soportan y transmiten las cargas del rotor y tren de potencia, y una parte posterior en voladizo sobre la que descansan el generador y los armarios de potencia y equipos auxiliares.

Buje

El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

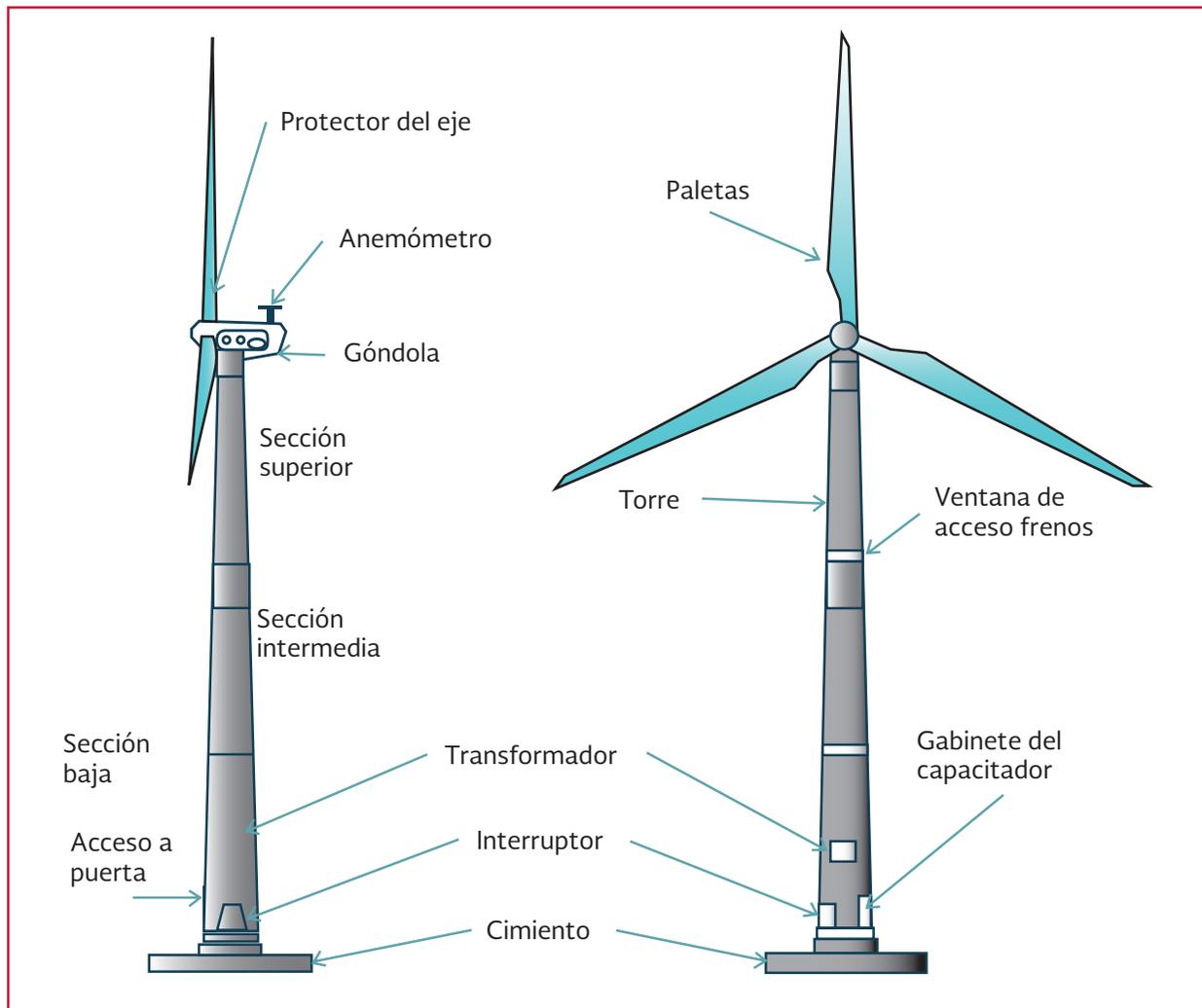
Rotor

Podemos encontrar varios modelos de rotor, y esa es la mejor forma de entender y hacer la elección de uno para la creación de una máquina eólica.

Un ejemplo de rotor será un Tipo Tripala Horizontal, con control de potencia por entrada en pérdida. La pala puede ser de longitud 21 m por lo que al usar buje esférico son necesarios unos alargadores de aproximadamente 0.5 m. (para un buje de 1.7 metros de diámetro). El ángulo de inclinación del eje de giro del rotor respecto a la horizontal es de 5° (ángulo de tilt). La pala viene equipada con dispositivos aerodinámicos que optimizan el comportamiento de ésta tanto desde un punto de vista estructural-dinámico como de actuaciones. El sentido de giro del rotor, visto desde aguas arriba, es horario.

También podemos encontrar un rotor de Tipo Tripala de Eje Horizontal, con control de potencia por cambio de paso de las palas, y por elección de la velocidad de giro de su rotor, de manera que se está siempre en la situación óptima para la producción energética. Ejemplos de pala elegida

Ilustración 2.31 Esquema general de un aerogenerador



para este tipo pueden ser la LM 25.1, P 27.1, P 28.6 (longitud de pala 25.1 m, 27.1 m y 28.6 m).

La pala está unida al buje mediante un rodamiento de bolas, que permite a ésta girar alrededor de su eje. El rodamiento se une a la pala por su anillo interior y al buje por el exterior. El control del ángulo de paso permite a la pala girar entre 0 y 90° y conseguir que el aerogenerador mantenga la potencia nominal en un rango de vientos comprendido entre 12-25.11.5-25 y 10.8 - 25 m/s) así como realizar arranque y paradas eficaces.

Eje de baja velocidad

Conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira muy lento, a unas 19-30 r/min. El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

Sistema de cambio de paso

La principal función del sistema de cambio de paso es el control de potencia. El sistema de control está continuamente comparando la curva de

Ilustración 2.32 Principales partes de la turbina

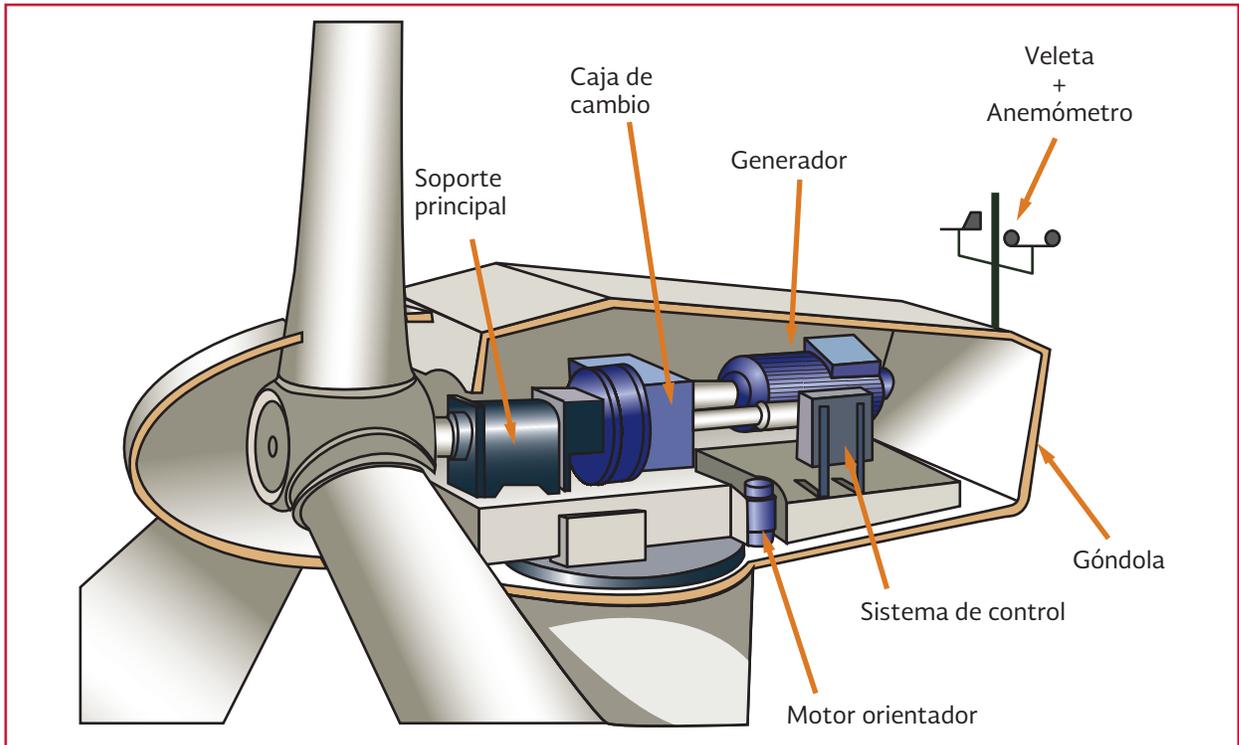
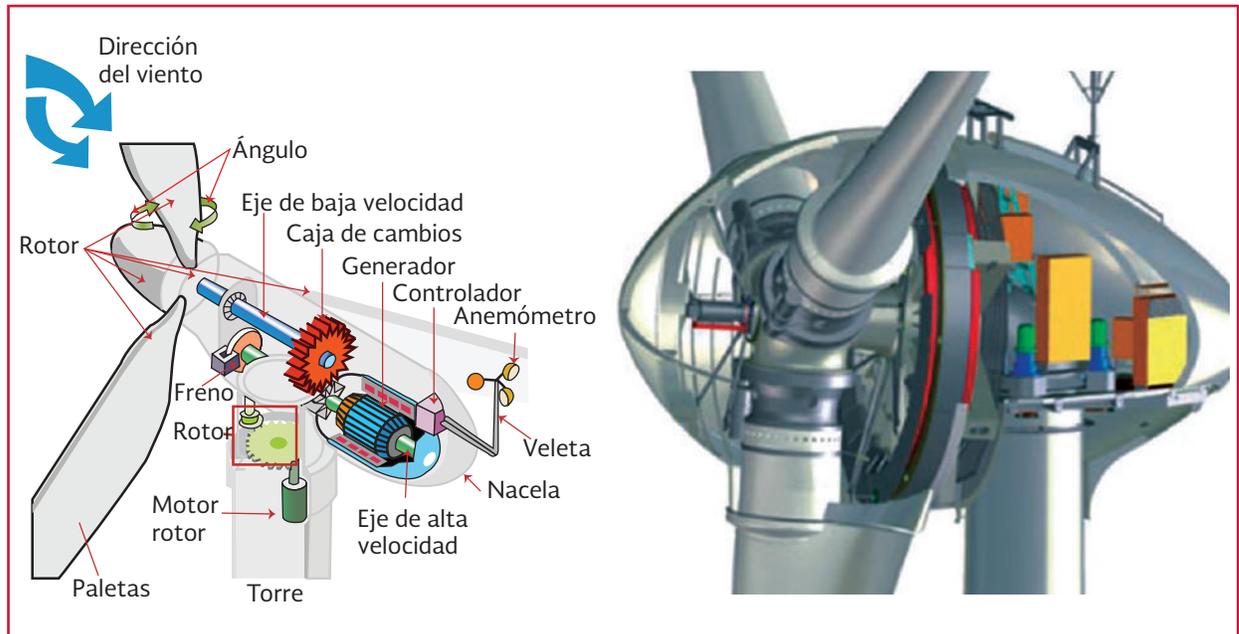


Ilustración 2.33 Otros componentes de la turbina (ENERCON, 2013)



potencia con la producción del aerogenerador, seleccionando el paso de la pala para cada velocidad de rotación.

El cambio de paso se realiza mediante un actuador hidráulico individual para cada pala, aumentando o disminuyendo la presión. Con este sistema se logra una mayor precisión en la regulación, optimizar la dinámica del sistema y una mayor seguridad frente a fallos. También se utiliza el cambio de paso para el sistema de frenado. Mediante las servoválvulas se llevan las palas hasta 88° (posición de bandera) a una velocidad de 5.7 m/s en una parada normal. Para frenada de emergencia se utilizan, adicionalmente a las servoválvulas, unos acumuladores que son capaces de llevar la pala a 88° a una velocidad de 15 m/segundo.

Tren de potencia y multiplicador

El tren de potencia está constituido por el eje lento, el soporte principal de dicho eje, el multiplicador de velocidades y el acoplamiento. Su misión es transmitir la potencia mecánica al generador eléctrico en las condiciones adecuadas para la generación de electricidad. El multiplicador tiene en la entrada el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a la salida gire más de 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.

Se debe tener presente que este multiplicador está equipado con un sistema de lubricación, que puede ser por bomba independiente o por barbotaje. La bomba, acoplada a un motor eléctrico e instalada a un costado de la máquina, se activa antes de liberar el rotor, con lo que la máquina recibe una cantidad suficiente de aceite ya

antes de iniciar el giro, caudal que en todo momento es constante e independiente del régimen de revoluciones del multiplicador.

En este caso la cantidad de aceite en el cárter es sensiblemente inferior que en la lubricación por barbotaje, si bien, en la práctica se opta por una combinación racional de los dos sistemas, a objeto de minimizar las necesidades de energía requeridas para los equipos de bombeo y abaratar los costes. El eje principal realizado en acero forjado consta de una brida para su unión mediante tornillos al buje, se apoya sobre un rodamiento de doble hilera de rodillos en su parte delantera y se une al multiplicador mediante un aro Stüwe de compresión.

El multiplicador tiene una relación de velocidades mayor a 1:50, que consigue mediante una primera etapa planetaria y dos etapas más de ejes paralelos helicoidales. El sentido de giro en eje lento y eje rápido es el mismo. La potencia nominal de entrada en el eje lento puede ser de 715 kW o 860 kilowatts. El acoplamiento entre el multiplicador y generador es elástico, con capacidad de absorber desalineamientos en operación en continuo. El freno mecánico se monta sobre el eje rápido del multiplicador, y consiste en un disco de 795 mm de diámetro sobre el que actúa una pinza hidráulica, segura ante el fallo.

Eje de alta velocidad

Gira aproximadamente a 1 500 r/min lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

2.5.2.2. Generador eléctrico

Existen dos tipos de generadores eléctricos, el generador asíncrono y sincrónico. En los aerogeneradores modernos la potencia máxima suele estar entre 500 y 1 500 kilowatts.

Generador asíncrono: tiene un doble devanado estatórico de, por ejemplo, 4 y 6 polos, lo que permite elegir, en función de la velocidad del viento, cual de los dos se conecta a la red, optimizando así el rendimiento de la transformación energética y características aerodinámicas, a la vez que se reduce el nivel de ruido a bajas velocidades de viento. La potencia de cambio está en el entorno de los 130 kilowatts.

Generador sincrónico: es de velocidad de sincronismo 1 500 r/min. El sistema de control permite al generador producir energía desde 750 r/min hasta la velocidad de sincronismo. Este sistema de velocidad variable permite optimizar la captación de energía para velocidades de viento inferiores a la velocidad nominal. En este sistema, el acoplamiento entre el generador sincrónico y la red eléctrica de frecuencia fija, se establece a través de un convertidor de frecuencia, situado directamente entre el estátor de la máquina y la red. La potencia total generada por la máquina pasa a través del convertidor.

El generador se sitúa en la parte trasera de la góndola, en la parte lateral izquierda. A su lado se encuentra el armario de contactores del generador y el módulo de tiristores. Éste último se encarga del arranque y acoplamiento suaves del generador a la red así como de la conmutación entre generadores. También se encuentra en la góndola el módulo de compensación de reactiva.

El armario de potencia se conecta a un transformador de 715 kVA situado en la base de torre, en el que se eleva la tensión hasta 20 kV, para ser entregada a la red a través de las correspondientes celdas de media tensión. En la base de la torre se encuentra también el armario de control del aerogenerador.

2.5.2.3. Unidad de refrigeración

Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.

2.5.2.4. Palas del rotor

Se mueven con el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 600 kW cada pala mide alrededor de 20 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.

Los materiales que tradicionalmente se han utilizado en la fabricación de las palas de los aerogeneradores se han visto desplazados por la utilización de plásticos y resinas, La fibra de vidrio se aplica al 99 por ciento de los grandes aerogeneradores. Existe una tendencia clara hacia el uso de epoxy (generalmente resina de poliéster) reforzado de fibra de vidrio o carbono.

En cuanto a las turbinas pequeñas, igualmente el 99 por ciento usan materiales plásticos, solo algún fabricante usa madera, la mayoría son de materiales plásticos inyectados. Antes de apli-

carse estos materiales las palas eran de madera, acero y aluminio.

2.5.2.5. El anemómetro y la veleta

Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar el aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

2.5.2.6. La torre

Soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel el suelo. Una turbina moderna de 600 kW tendrá una torre de 40 a 60 metros.

Las torres pueden ser bien torres tubulares o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas.

2.5.2.7. Sistema de orientación

El aerogenerador tiene un sistema activo de orientación, que hace girar la góndola de forma que el rotor permanezca orientado hacia el

viento. El sistema actúa sobre un rodamiento de bolas que une la torre al chasis. La parte exterior del rodamiento, que se une a la torre a través de tornillos, tiene un dentado sobre el que actúan los moto-reductores de orientación. En la parte interna de la torre existe un disco de freno, sobre el que se montan las pinzas de freno.

A través de los sensores de viento localizados en el exterior de la góndola (duplicados por seguridad), el control es informado si la góndola está orientada o no con el viento incidente. Si no lo está, se liberan parcialmente (reduciendo la presión de su circuito hidráulico) las 4 pinzas de freno en orientación de la máquina, de forma que cuando los 2 moto-reductores eléctricos aplican su par de giro sobre el rodamiento corona, la máquina mantiene un par pasivo que hace más suave y más seguro el movimiento de la máquina.

2.5.2.8. Convertidor

Tiene el cometido de regular el par que es opuesto por el generador eléctrico a la turbina, regulando de esta forma su velocidad de giro, y el de inyectar la energía producida en la red con la máxima calidad posible.

El convertidor se encuentra en una plataforma intermedia de la torre. Su entrada se encuentra conectada al generador a través de mangueras flexibles, y la salida es dirigida de igual forma al transformador de media tensión para su distribución.

Los objetivos que el convertidor cumple son:

- Inyección de potencia a la red de forma óptima

- Reducción máxima de fluctuaciones de potencia y efecto Flickering
- Operación con velocidad variable del rotor, de forma que el punto de funcionamiento de la turbina sea el de máximo rendimiento dentro del rango de funcionamiento

2.5.2.9. Sistema de elevación de tensión

El armario de potencia y control situado en la base de la torre, se conecta a un transformador seco de un mil kVA ubicado en el interior de la torre, en el que se eleva la tensión hasta 20 kV (más adecuada para su distribución dentro del parque), para ser entregada a la red a través de las correspondientes celdas de media tensión. Los devanados del transformador son continuamente monitorizados mediante tres sondas, las cuales llevan a cabo la medida y el control de la temperatura.

Los aerogeneradores de la serie 800 kW se encuentran equipados con un sistema de tres celdas de 20 kV. Su función es la de proporcionar una conexión fácil y segura entre el aerogenerador y la red, posibilitando la desconexión y puesta a tierra, si fuera necesario, del aerogenerador.

El sistema de elevación de tensión está compuesto por los siguientes equipos, ubicados en el interior de la torre:

Transformación de potencia secola: Tiene devanados encapsulados en resina epoxi, servicio continuo, instalación interior de 1,000 KVA, 20/1 kV, grupo de conexión DIN 11, 50 Hz.

Celda de protección del transformador: Tiene un interruptor seccionador y posiciones de co-

nexión-seccionamiento-puesta a tierra, de 24 kV, 400 A, 16 kA, mando manual, bobina de disparo y portafusibles con timonería de disparo por fusión. Incluye captosres capacitivos de presencia de tensión, seccionador de doble puesta a tierra de los portafusibles según DIN43.625. Salida de cable por pasatapas para bornes enchufables de 200 A.

Celda de salida de línea 20 KV: Tiene un interruptor seccionador y posiciones de conexión-seccionamiento-puesta a tierra, de 24 kV, 400 A y mando manual, incluyendo captosres capacitivos de presencia de tensión en cada fase de la línea de salida y acometida de cables a pasatapas para bornes atornillables 400/630 A.

Cabina para entrada de línea: Se realiza mediante acometida directa de pasatapas para bornes atornillables de 400/630 A, sin elemento de corte. Estas celdas disponen de un sistema de seguridad que indica claramente si apareciera cualquier fuga del gas aislante. Las celdas permiten la desconexión y puesta a tierra del transformador de un aerogenerador a la vez que el servicio a máquinas conectadas en la misma línea sigue estando disponible.

2.5.2.10. El controlador eléctrico

Es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante MODEM.

2.5.2.11. La cimentación

La cimentación del aerogenerador asegura la estabilidad del mismo para todas las condiciones de diseño, y está diseñada para una amplia variedad de terrenos. Consta del anclaje y de la zapata. El anclaje se diseña como continuación de la torre, a la que se atornilla por medio de una brida interior, de manera que transmite los esfuerzos a la zapata. La zapata, construida en concreto en masa, es de planta cuadrada, y está reforzada por una armadura de acero.

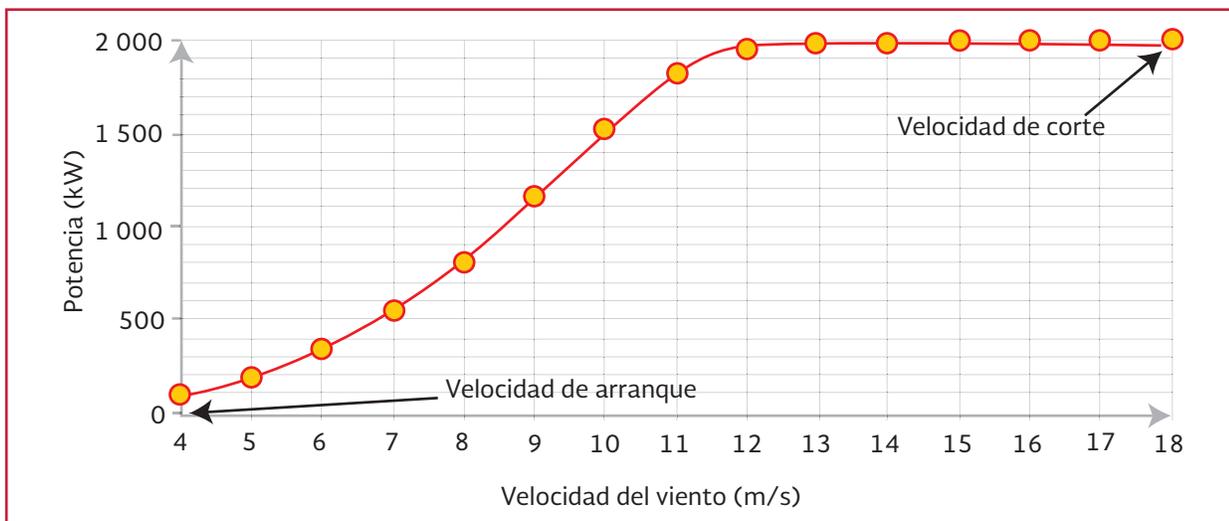
2.5.3. CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR

La curva de potencia (CP) de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Para calcular la curva de potencia es muy importante tener en cuenta varios factores (densidad del aire, viento, potencia del aerogenerador, temperatura, presión de aire estándar). Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, donde un anemómetro es situado sobre un mástil rela-

tivamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable). Si la velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico (Ilustración 2.34).

Las curvas de potencia son únicas para cada tipo de aerogenerador y fabricante. Las normas para la construcción de las curvas de potencia en general agrupan las mediciones requeridas para determinar la CP en unidades atmosféricas y de potencia/estado. Las primeras incluyen la medición de intensidad y dirección de viento, la temperatura del aire y la presión atmosférica (estas dos últimas a efectos de realizar la corrección de densidad). Las mediciones de potencia y la determinación de estado sirven para registrar promedios de producción, y a la vez establecer para qué mediciones en las que el sistema está funcionando en forma correcta.

Ilustración 2.34 Curva de potencia de un aerogenerador



Las normas que son utilizadas para evaluar la curva de potencia de un aerogenerador son: IEA/RISO 90, WindWorks.org (P. Gipe), ITPower, NREL/USA entre otras.

2.5.4. FABRICANTES DE AEROGENERADORES

Los principales fabricantes de aerogeneradores en el mundo se encuentran en Estados Unidos y Europa, específicamente en España, Dinamarca y Alemania. En los últimos años se ha diversificado el número de empresas y se han especializado, por ejemplo en rotores, torres, generadores, etc. En sentido estricto, no hay una fábrica que no tenga que adquirir más del 80 por ciento de las partes de sitios especializados para integrar un generador eólico. Esto da como resultado un gran número de empleos indirectos que genera este tipo de industria en el ámbito mundial.

Los aerogeneradores son vendidos directamente desde la fábrica y/o distribuidores locales. Algunos nombres son: Americas Wind Energy Inc, Clipper Wind Power, DeWind, Enertech, Fuhrlander, Gamesa Eólica, GE Wind Energy, entre otras.

2.5.5. SISTEMAS EÓLICOS PEQUEÑOS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Los sistemas eólicos pequeños para la generación de electricidad pueden contribuir significativamente a las necesidades de energía específicas. Aunque tenga el nombre de “pequeños”, las turbinas eólicas son lo suficientemente grandes para proporcionar una parte importante de la energía requerida en los hogares y en otros sitios dependiendo la aplicación (Ilustración 2.35).

Ilustración 2.35 Pequeños aerogeneradores



Los pequeños aerogeneradores no conectados a la red se instalan en donde existe una cierta necesidad de energía eléctrica y la demanda que se debe satisfacer está dada por la aplicación para la cual ha sido seleccionado el aerogenerador: bombeo de agua, uso residencial, alumbrado público, señalización, entre otros (Ilustración 2.36).

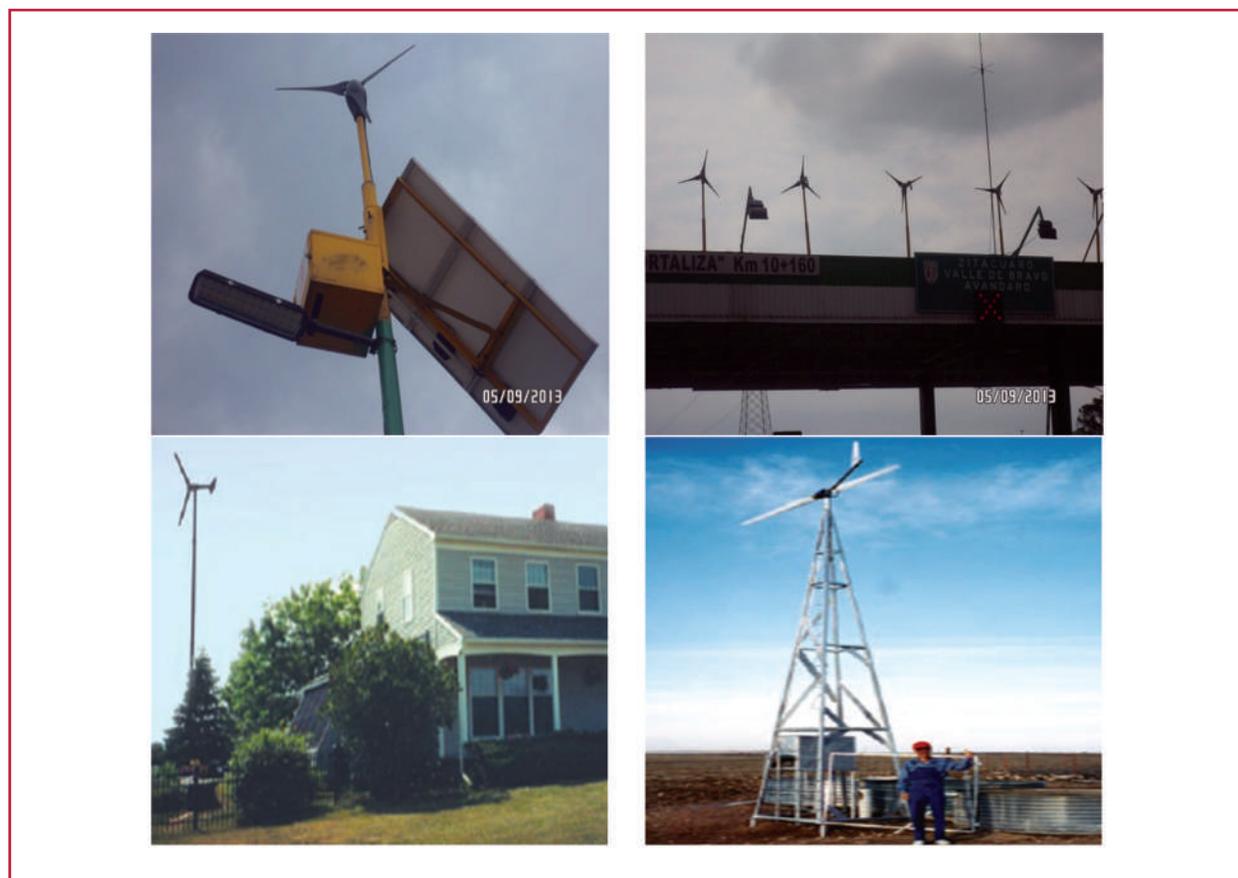
Para los aerogeneradores conectados a la red se selecciona el mejor emplazamiento factible y no hay limitación en la energía generada, excepto alguna limitación de potencia impuesta por la misma red eléctrica.

En un trabajo realizado en 2006, en el Nordic Folkecenter for Renewable Energy de Dinamarca, se concluyó de que hay 218 modelos de pe-

queños aerogeneradores presentes en el mercado, producidos por 88 fabricantes de 27 países. Según las potencias nominales de estas pequeñas turbinas eólicas, los modelos existentes son:

De los pequeños aerogeneradores analizados en dicho estudio, el aerogenerador de mayor potencia es de 40 000 W y 12 m de diámetro. El más pequeño es de 5 W y 0.53 m de diámetro. Los más grandes también se ofertan para ser conectados a la red. La mayoría de los pequeños aerogeneradores presentes en el mercado son de eje horizontal de cara al viento o a barlovento (reciben el viento de frente) y poseen los siguientes subsistemas: rotor, generador eléctrico, sistema de frenado, sistema de orientación, sistema de regulación de velocidad de giro y torre soportante. También los hay de eje vertical, con

Ilustración 2.36 Aplicaciones de los pequeños aerogeneradores



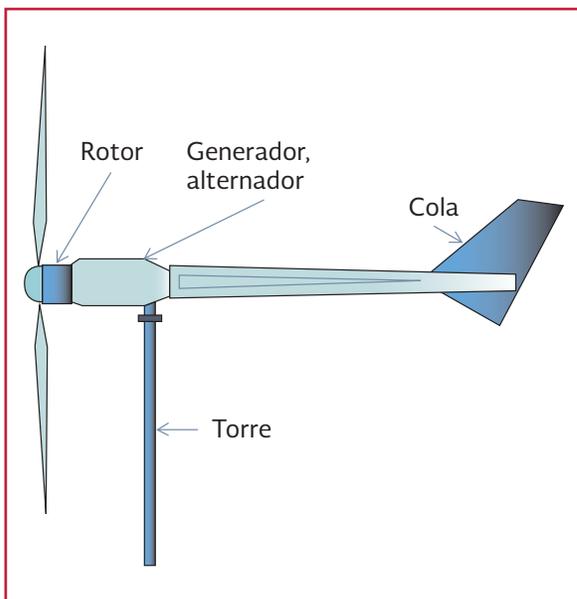
sus ventajas y desventajas, y con varias formas, pero en mucha menor cuantía. En la Tabla 2.5 se presentan diferentes modelos de acuerdo con su potencia nominal.

Tabla 2.5 Modelos de pequeños aerogeneradores, según su potencia nominal

Potencia nominal (w)	Cantidad de modelos
Menor a 250	38
251-500	28
501-1 000	44
1 001-2 500	26
2 501-5 000	28
5 000-10 000	27
Más de 10 000	27

Muchos pequeños aerogeneradores trabajan aislados de la red. La tecnología de los aerogeneradores que trabajan aisladamente es diferente a la tecnología que se emplea para las turbinas eólicas conectadas a la red. Las diferencias entre ambas tecnologías afectan todas las partes o subsistemas. En la Ilustración 2.37 se muestra las partes de un aerogenerador pequeño.

Ilustración 2.37 Partes principales de un aerogenerador pequeño



2.5.5.1. Rotor

El rotor es de tipo hélice. En la tecnología actual el rotor más frecuente es el de dos y tres palas, aunque los hay hasta de seis palas con soluciones intermedias de tres, cuatro y cinco palas, es decir, la mayoría de los modelos existentes son tripalas y bipalas. La única ventaja de los rotores bipalas es que el precio inicial es más bajo, pero los tripalas trabajan más uniformemente y por consecuencia duran más. Un mayor número de palas se corresponden con turbinas eólicas de potencia nominal menor de 250 W. La mayoría de los pequeños aerogeneradores emplean materiales compuestos para la fabricación de las palas. El material más usado es la fibra de vidrio reforzada con poliéster. Una tendencia reciente es el uso de la fibra de carbón. Algunas se fabrican de madera.

2.5.5.2. Generador eléctrico

La mayoría de los modelos existentes emplean conexión directa entre el rotor y el generador eléctrico, o sea, no poseen caja multiplicadora, aunque no están ausentes en la totalidad de los modelos (Ilustración 2.38).

La tendencia más generalizada en los pequeños aerogeneradores es a la utilización de generadores síncronos de imanes permanentes (PMG) en todo el rango de potencias existente, aunque los de menor potencia emplean casi exclusivamente generadores de imanes permanentes. Este generador es el más simple, eficiente y más robusto, y suelen tener 4, 6, 8 o 10 polos. La mayoría produce corriente alterna trifásica para hacer un mejor uso del espacio dentro de la carcasa del

generador. Es común el uso del diseño invertido, en el cual la carcasa gira por fuera del estátor unida al rotor. Existen modelos que emplean los generadores de inducción, presentes en los grandes aerogeneradores conectados a la red.

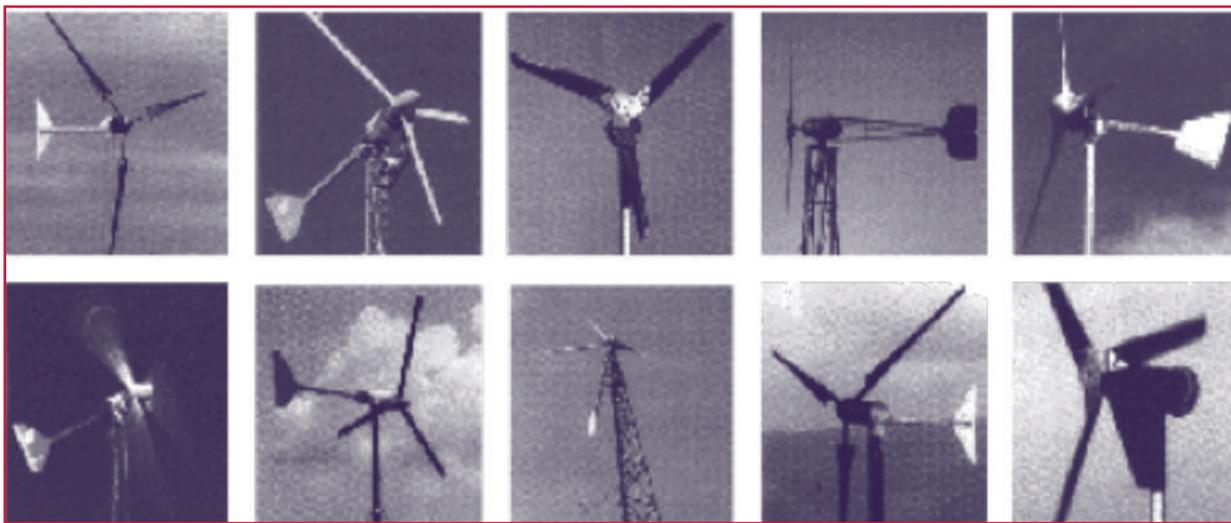
Ilustración 2.38 Conexión directa entre el rotor y el generador eléctrico



2.5.5.3. Sistema de orientación

Todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen un cojinete alrededor del cual gira y se coloca de frente al viento. A la línea vertical que pasa por este cojinete se le conoce como eje de orientación o cola. Debido a las pequeñas dimensiones, los pequeños aerogeneradores no tienen espacio para instalar los mecanismos de transmisión y los motores eléctricos que orientan al rotor de frente al viento, presentes en los grandes aerogeneradores. Por esto, el sistema de orientación de estos pequeños aerogeneradores es por veleta de cola, excepto en los modelos a sotavento (o de espalda al viento), que no la necesitan (Ilustración 2.39). Existen las veletas tanto de forma recta horizontal, como elevada con respecto al eje de rotación del rotor.

Ilustración 2.39 El sistema de orientación de casi todos los aerogeneradores pequeños es por veleta de cola



La veleta se coloca al final de un brazo. Ésta captura el viento y aparece una fuerza lateral resultante sobre la veleta, que actúa sobre el brazo que hace girar la máquina sobre el eje de orientación para colocarla de frente al viento. El momento producido por la veleta es simple-

mente la fuerza lateral multiplicada por la longitud del brazo. La fuerza lateral depende del área de la veleta y de la velocidad del viento al cuadrado. El área de la veleta no debe ser menor que 3 por ciento del área de barrido del rotor (Ilustración 2.40).

Ilustración 2.40 Instalación de aerogenerador.



2.5.5.4. Sistema de frenado

El aerogenerador debe estar diseñado para que trabaje todo el tiempo mientras el viento sea capaz de moverlo. Es suficiente con aceptar que el aerogenerador no trabajará en los períodos de baja velocidad (calma). El problema es que puede aparecer una pérdida de balance del rotor o un fallo eléctrico y en esos casos se necesita una parada de emergencia. También cuando se necesita izar o desmontar la turbina de la torre en un día ventoso, el rotor debe ser detenido. Entonces, todo aerogenerador debe poseer un subsistema que asegure la parada del rotor. Este subsistema consiste en un mecanismo capaz de reducir la velocidad del rotor hasta detenerlo totalmente a una velocidad del viento máxima, que es especificada por el fabricante.

Aunque la mayoría de los pequeños aerogeneradores emplean sistema de frenado, algunos fabricantes no lo incluyen, por lo que no debe resultar raro encontrar algún modelo sin sistema de frenado. Los sistemas de frenado más empleados son: mecánico, aerodinámico, pala a posición bandera, desorientación, cabeceo y

cortocircuito de generador. La mayoría emplean doble sistema de frenado: el primero es de tipo mecánico o colocando la pala en posición bandera (paralela al viento), y el segundo freno generalmente es de tipo mecánico, aerodinámico o por cortocircuito eléctrico del generador.

2.5.5.5. Sistema de regulación de la velocidad de giro

No resulta económico instalar un gran generador eléctrico que sea capaz de convertir en electricidad toda la potencia contenida en las altas velocidades del viento. Entonces, esta potencia que no puede ser absorbida provoca sobre velocidades de giro que traen como resultado excesivas altas fuerzas centrífugas e indeseables ruidos y vibraciones; en fin, condiciones de trabajo peligrosas. Si el rotor tiene un diámetro mayor que un metro, esta sobre velocidad debe evitarse. Por lo general, todos los aerogeneradores, tanto grandes como pequeños, poseen un medio para controlar el rotor expuesto a fuertes vientos, es decir, todos poseen algún medio para prevenir que se supere la velocidad límite de rotación de diseño y lo mantenga dentro de los límites de diseño.

Existen varias soluciones para controlar la velocidad de giro en los pequeños aerogeneradores:

Regulación por desorientación: El rotor se pliega en el plano horizontal con respecto a la dirección del viento y el rotor gira hacia la cola. El flujo de viento a través del rotor se ve reducido por la disminución del área que enfrenta a éste al ponerse el rotor de lado. De esta forma la potencia que se extrae del viento es reducida. Éste es el sistema empleado en los molinos de viento multipalas, usados en el bombeo de agua.

Regulación por cabeceo: El rotor se pliega igual al caso anterior, pero en el plano vertical, es decir, el rotor se mueve verticalmente. El efecto es el mismo; el área de enfrentamiento del rotor se reduce en función de la magnitud de la velocidad del viento. En ambos casos, cuando la velocidad del viento aumenta, la fuerza de empuje axial sobre el rotor también aumenta; cuando esta fuerza alcanza el valor que hace activar el mecanismo de desorientación, el aerogenerador se ubica en una posición no perpendicular al viento, lo que limita la velocidad de giro y la potencia entregada. En un caso el movimiento del rotor es horizontal y en el otro vertical (por cabeceo).

Regulación por cambio de paso: Es un sistema similar al empleado en los grandes aerogeneradores, pero con la diferencia de que los pequeños usan sistemas de cambio de paso pasivos, en los que la variación del ángulo de paso de las palas se produce mediante mecanismos centrífugos. El ajuste del ángulo de la pala cambia el ángulo de ataque y se reduce la fuerza de sustentación sobre la pala.

Regulación por pérdida aerodinámica: Este sistema es igual al utilizado en los grandes aerogeneradores.

Sin regulación: En este caso el aerogenerador se diseña para soportar las cargas que se produzcan en todas las condiciones de operación, incluidas las velocidades de giro que puedan presentarse en funcionamiento en vacío. Es común ver esta solución en los aerogeneradores más pequeños.

Los sistemas más comunes son por cabeceo de la turbina eólica y por cambio de paso pasivo.

2.5.5.6. Torre

Las torres más utilizadas son las autoportantes y las atirantadas o con tensores (torre abatible), las tubulares y las de celosía. Los tensores son generalmente indeseables por ser vulnerables a accidentes y daños; además, no son agradables a la vista. Las torres autoportantes son las que se eligen con mayor frecuencia, pero están sometidas a mayores tensiones, son más pesadas y más caras que las atirantadas. Finalmente, la más frecuente es la tubular con tensores. Estas deben ser capaces de resistir las fuerzas máximas que aparecen durante el izaje y las tormentas (Ilustración 2.41). Las torres abatibles (Ilustración 2.42) son más caras pero le permiten al consumidor poder llevar a cabo, en forma más fácil, el mantenimiento en turbinas pequeñas, de bajo peso, usualmente de 5 kW a menos.

2.5.5.7. Aerogenerador típico

Si se analizan todas las variantes de aerogeneradores que actualmente se ofrecen en el mercado, se llega a la conclusión de que el aerogenerador de pequeña potencia más común en el mercado es una máquina eólica con las características siguientes:

- Rotor de tipo hélice de eje horizontal con tres palas de frente al viento (a barlovento)
- Unido directamente (sin caja multiplicadora) a un generador síncrono de imanes permanentes trifásico
- Se orienta con respecto a la dirección del viento por una veleta
- Regulación de la velocidad de giro por cabeceo o cambio de paso pasivo

Ilustración 2.41 Diferentes tipos de torres: autoportantes y atirantadas o con tensores (A), de celosía (B) y tubulares (C)

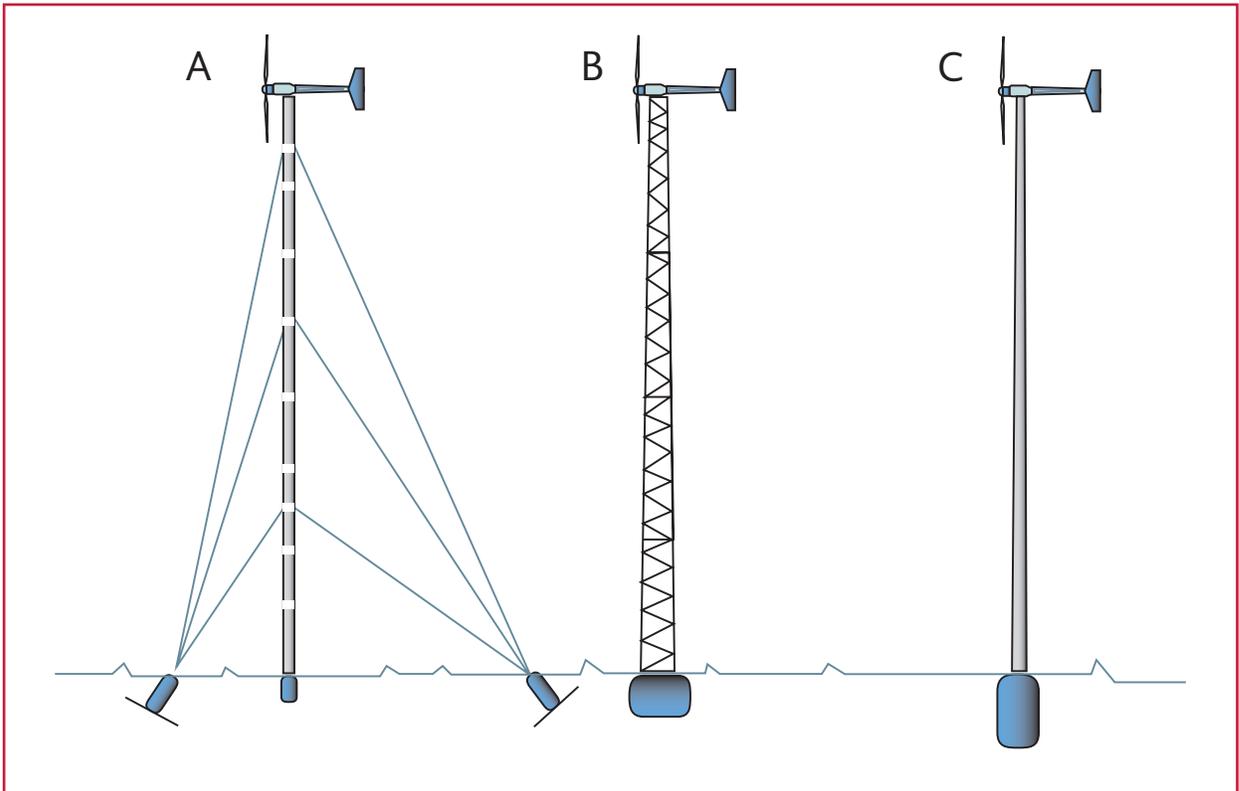
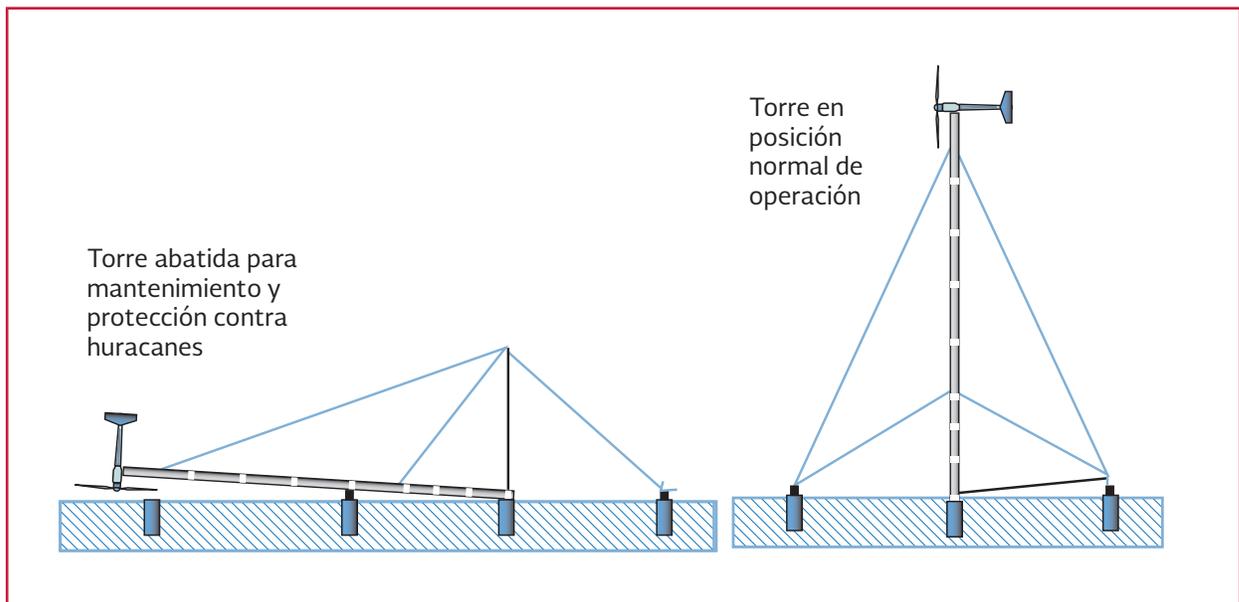


Ilustración 2.42 Torres abatibles.



- Dos sistemas de frenado, uno de ellos de tipo mecánico
- Podría tener cualquier tipo de torre soportante, con diferentes alturas

2.6. APROVECHAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

A pesar de que el mayor potencial del recurso eólico se presenta en zonas muy localizadas: golfo e Istmo de Tehuantepec en Oaxaca, noroeste del país (Sonora y Chihuahua), la Rumorosa, la zona costera norte y centro de Baja California, la planicie costera de Tamaulipas y de forma más limitada la zona costera de Veracruz y la región oriental de la península de Yucatán, se puede considerar y ser aprovechado como fuente alternativa de energía. En este capítulo se describe la forma de estimar la capacidad de energía que puede ser extraída del viento, los factores a considerar en el cálculo de la potencia instantánea en watts en un punto seleccionado en una cierta área, continuando con los factores que influyen en la velocidad del viento, las rosas de los vientos, las ecuaciones o modelos más usuales para la evaluación matemática del sitio.

El uso de los modelos matemáticos para determinar el potencial eólico de una región incluye estudios previos de monitoreo de la velocidad, dirección, densidad y temperatura del lugar, y un manejo adecuado de datos a fin de elaborar las herramientas que determinen el potencial.

Los perfiles de velocidad del viento, las rosas de vientos y los mapas eólicos de una zona, para

un periodo de tiempo establecido, dan la pauta para ver la factibilidad de aprovechar el recurso eólico existente, mediante la instalación de aerogeneradores. Para la estimación preliminar pueden elaborarse mapas fundamentados en la observación de la naturaleza, es decir, en la inspección visual de indicadores o evidencias físicas, así como con encuestas a los pobladores. Los indicadores a tomar en cuenta son:

Datos de viento. Velocidad, dirección, temperatura y altura a la que se realizaron las mediciones de estos parámetros.

Datos del lugar. Altura sobre el nivel del mar, coordenadas geográficas, planos de ubicación, plano topográfico de curvas de nivel en formato impreso y en formato electrónico. También es necesario contar, siempre que se pueda, con fotografías del lugar donde se encuentra instalada la estación monitorea y sus alrededores, así como una vista aeroespacial.

La metodología para la evaluación de datos, consiste en:

- La obtención de los datos de viento
- Evaluación matemática del sitio, mediante la extrapolación de velocidades de viento a alturas diferentes a las cuales se tomaron los registros
- Obtención de velocidades promedio, rosas de los vientos, densidad de potencia y mapas eólicos, mediante hojas de cálculo (Excel) y software especializado (WAsP®, WRPLOT view, Windographer)
- Cálculo de la producción de energía mensual, estacional o anual
- Análisis de gráficas y mapas

Con los datos del viento y del lugar se puede elaborar un mapa eólico basado en métodos de simulación mediante un software adecuado, el cual, junto con el mapa de indicadores geológicos y ecológicos del viento pueden ayudar a localizar zonas promisorias, pero solo las mediciones *in situ* del viento, a alturas próximas a la del buje de los aerogeneradores, durante al menos un año, pueden determinar la situación exacta, es decir, la microlocalización óptima del parque. En estos mapas se puede apreciar que algunas veces un cambio de localización de uno o dos kilómetros implica una diferencia sensible en la generación de energía, con el consiguiente efecto económico positivo o negativo.

2.6.1. POTENCIA DEL VIENTO

La energía cinética de una masa u objeto m en movimiento, y con una velocidad se describe con la Ecuación 2.1.

$$E = \frac{1}{2}mv^2 = [J] \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Entonces, si la potencia P es la energía por unidad de tiempo t , se tendrá

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2}m \frac{v^2}{t} = [W] \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Pero también se debe considerar que la densidad de la materia está dada por la masa entre su volumen V , es decir:

$$\rho = \frac{m}{V} = \left[\frac{kg}{m^3} \right] \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Despejando la masa, se tiene:

$$m = \rho V = [kg] \quad \text{Ecuación 2.4}$$

A su vez, el volumen se puede interpretar como un área A por unidad de longitud l ,

$$V = AL = [m^3] \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Sustituyendo la Ecuación 2.3, la Ecuación 2.4 y la Ecuación 2.5 en la Ecuación 2.2 obtenemos:

$$P = \frac{1}{2}\rho A \frac{L}{t} v^2 = [W] \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Pero una distancia recorrida en un tiempo representa una velocidad ($= l/t$), por lo tanto,

$$P = \frac{1}{2}\rho A v v^2 = \frac{1}{2}\rho v^3 = [W] \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Entonces la densidad de potencia puede ser expresada por la Ecuación 2.8.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho v^3 = \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Aplicado lo anterior a la potencia que se puede obtener de un flujo de aire que incide en un área específica circular A y con un diámetro D en metros ($A = \pi D^2/4$), se tiene que:

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 = \frac{1}{2}\rho \pi \frac{D^2}{4} v^3 = [W]$$

$$\text{Ecuación 2.9}$$

Donde, en este caso, ρ es la densidad del aire en el punto a tratar cuyo valor, por ejemplo, es de

1.225 kg/m³ a 15° C y a una presión de 1 atm (Masters, 2004). Para alturas diferentes a la del nivel del mar, la densidad puede ser calculada por la siguiente ecuación.

$$\rho = \rho_0 e^{-\left\{\frac{0.297H_m}{3048}\right\}} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde ρ es la densidad a nivel del mar y H_m es la altura del sitio en metros. Esta ecuación es válida hasta una altura sobre el nivel del mar de 6000 metros (Patel, 2006). También es usual encontrar la Ecuación 2.10 en forma más simple como:

$$\rho = \rho_0 - (1.194 \times 10^{-4} H_m) \quad \text{Ecuación 2.11}$$

En la literatura existen tablas que proporcionan valores de la densidad del aire para diferentes temperaturas y diferentes altitudes. La Tabla 2.6 es una de las más usadas. La Tabla 2.7 se obtiene mediante la Ecuación 2.11.

En la literatura consultada se pueden encontrar expresiones para calcular la potencia aproxima-

da obtenida del viento. Un ejemplo es la Ecuación 2.12.

$$P = 2.46 \times 10^{-3} D^2 v^3 = [W] \quad \text{Ecuación 2.12}$$

Donde D es el diámetro del aspa en pies y v es la velocidad del viento en millas por hora (Nasar, 1990) lo cual nos da una idea de cuáles son los principales factores a considerar en el diseño de un generador eólico. El factor 2.46×10^{-3} dado en la Ecuación 2.12 es un valor que considera la densidad del aire, la cual varía de un lugar a otro pues debe tomarse en cuenta la temperatura, la altura sobre el nivel del mar y la altura de instalación del aerogenerador. Esta ecuación se usa para cálculos aproximados y rápidos.

De la Ecuación 2.8 la densidad de potencia del viento puede ser calculada para diferentes velocidades. Para una densidad relativa del aire $\rho = 1$, la Tabla 2.8 presenta la densidad de potencia instantánea para varios valores de velocidad instantánea. Esta velocidad instantánea debe considerarse solo como un dato que ayude a proporcionar

Tabla 2.6 Valores de la densidad del aire seco a una presión de 1 atm, para diferentes temperaturas

Temperatura °C	Temperatura °K	Densidad kg/m ³	Relación de densidad K _t
-15	5	1.368	1.12
-10	14.0	1.342	1.10
-5	23.0	1.317	1.07
0	32.0	1.293	1.05
5	41.0	1.269	1.04
10	50.0	1.247	1.02
15	59.0	1.225	1.00
20	68.0	1.204	0.98
25	77.0	1.184	0.97
30	86.0	1.165	0.95
35	95.0	1.146	0.94
40	104	1.127	0.92

Nota: la relación de densidad K_t es la relación entre la densidad a T temperatura y la densidad a 15 °C

Tabla 2.7 Valores de la densidad del aire seco a 15 °C a diferentes alturas, obtenidos con la ecuación 2.11

Altitud H_m (metros)	Densidad ρ kg/m ³	Altitud H_m (metros)	Densidad ρ kg/m ³
0	1.225	1 600	1.034
200	1.201	1 800	1.010
400	1.177	2 000	0.986
600	1.153	2 200	0.962
800	1.129	2 400	0.938
1 000	1.106	2 600	0.915
1 200	1.082	2 800	0.891
1 400	1.058	3 000	0.867

un estimado de potencia o densidad de potencia eléctrica, para una velocidad del viento que pueda presentarse en el lugar, como sería el ejemplo presentado en la Tabla 2.8, donde para una velocidad instantánea de 10 m/s correspondería una densidad de potencia de 500 W/metros cuadrados.

Tabla 2.8 Relación entre la velocidad instantánea del viento y su densidad de potencia eléctrica extraíble correspondiente

Velocidad del viento m/s	Densidad de potencia W/m ²
0	0
5	62.5
10	500
15	1 687.5
20	4 000
25	7 812.5
30	13 500

Ejemplo: a partir de la Ecuación 2.9 se puede obtener la potencia instantánea.

$$\frac{P_{inst}}{A} = \frac{1}{2} \rho (v^3)_{inst} = \frac{1}{2} (1.0) (10^3) = 500 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

2.6.2. MÁXIMA EFICIENCIA DE UN SISTEMA DE CONVERSIÓN

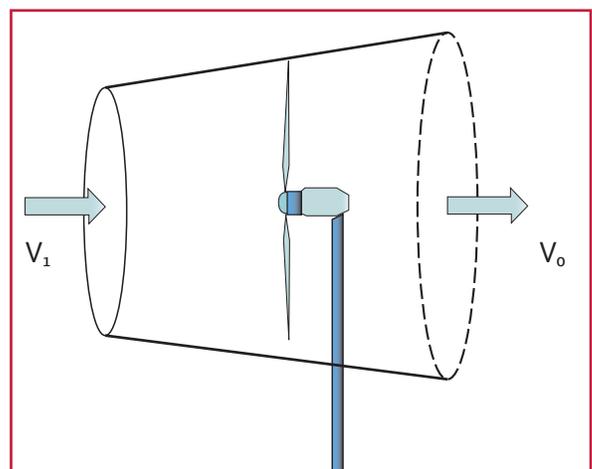
No toda la energía del viento puede ser aprovechada a través de la turbina, bajo esta conside-

ración la potencia entregada por un sistema de conversión de energía eólica puede ser expresada mediante la siguiente ecuación.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \eta \quad \text{Ecuación 2.13}$$

Donde C_p es la eficiencia de captación del rotor y η es la eficiencia electromecánica del sistema (Fernández, 2010). Esta eficiencia de captación del rotor es el resultado de considerar que desafortunadamente no toda la energía del viento puede ser captada por el rotor, pues la velocidad de salida del rotor no puede ser reducida a cero, pues esto significaría que no estaría fluyendo a través de la turbina.

Ilustración 2.43 Sistema de tubo de viento y turbina eólica usado para demostración de la máxima energía extraída por una turbina



Si se considera el sistema de la Ilustración 2.43, en la cual se muestra una turbina, la velocidad del viento incidente v_p y la velocidad de salida del viento v_o se puede inferir que la velocidad del flujo de aire que atraviesa el sistema es el promedio de la velocidad de llegada v_i y la velocidad de salida v_o , es decir, la potencia que se extrae del viento es igual a la tasa de cambio en la energía cinética (Bansal et al., 2002). El flujo de masa de aire por segundo, también llamado flujo másico, que pasa través del sistema se determina con la siguiente ecuación.

$$m = \rho A v_b \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Donde v_b es igual al promedio de la velocidad $(v_i + v_o)/2$, quedando:

$$m = \rho A \frac{(v_i + v_o)}{2} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

La potencia que entra debe ser igual a la que sale por sistema hacia el lado de v_o más la extraída por el rotor, entonces para el rotor se tiene:

$$P_{rotor} = m \frac{v_o^2 - v_i^2}{2} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

La potencia total del viento antes de llegar al rotor, la cual está dada por:

$$P_w = \frac{\rho A v_i^3}{2} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Y la potencia máxima del rotor $P_{rotor\ max}$:

$$P_{rotor\ max} = 0.593 P_w \quad \text{Ecuación 2.18}$$

De esto, se puede establecer que la máxima eficiencia teórica de un rotor, es decir su C_p , es igual a $16/27 = 0.593$. A este factor se le conoce como Eficiencia de Betz o Ley de Betz (Masters G., 2004). En la práctica, esta eficiencia tiene valores en el intervalo de 45 a 50 por ciento, por lo que la eficiencia global de un sistema puede ser del orden de 46 por ciento, ya que existen más pérdidas en otros subsistemas, tales como caja de engranes y generador.

2.6.3. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Hay dos factores bien definidos que afectan a la velocidad del viento: los factores ambientales, que incluyen la orografía del terreno, temperatura, vegetación natural, cultivos, estación del año, entre otros y los factores artificiales que van desde estructuras artificiales hasta los obstáculos permanentes y temporales, tales como edificios, casas, vallas y chimeneas (Danish Wind Industry Association, 2013).

Los obstáculos topográficos naturales o artificiales perturban el régimen laminar del viento, sobre todo en las capas más bajas, pues al encontrar un obstáculo el viento es desviado vertical y horizontalmente y, debido a la concentración del flujo laminar, aumenta en la parte superior y disminuye en la parte inferior. En las ciudades se produce una situación diferenciada de las condiciones generales del entorno y se puede llegar a tener el efecto llamado 'isla de calor', lo cual produce vientos locales. Esta es la razón por la que muchas mediciones eólicas de referencia tomadas en los centros de meteorología urbanos no son útiles para poder predecir.

2.6.4. CÁLCULO DE VELOCIDADES DEL VIENTO PARA VARIAS ALTURAS

Las mediciones de las velocidades de viento preliminares generalmente se realizan a 10 metros (Masters, 2004); (Heier, 2006). La técnica comúnmente usada para estimar velocidades a mayores alturas es extrapolar los valores obtenidos y de esta manera construir el perfil de velocidad del viento del sitio. Este perfil es la representación de las variaciones de la velocidad del viento de acuerdo con la altura o la distancia del sitio. Estos perfiles se pueden construir con muchas mediciones a diferentes alturas o mediante el uso de fórmulas o expresiones matemáticas

Hay diversas expresiones teóricas para la determinación del perfil de velocidad del viento. El método de Monin-Obukhov es el más utilizado para describir la velocidad v del viento con respecto a una altura z , y está dado por la siguiente ecuación.

$$v(z) = \frac{v_f}{K} \left[\ln \frac{z}{z_0} - \xi \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad \text{Ecuación 2.19}$$

donde z es la altura, v_f es la velocidad de fricción, K es la constante de von Kármán (normalmente se asume como 0.4), z_0 es la longitud de la rugosidad del terreno, L es un factor de escala llamado la longitud de Monin Obukov, ξ es una función universal para el viento y (z/L) es una función determinada por la radiación solar neta en el sitio. Esta ecuación aplica para tiempos cortos (por ejemplo un minuto) de velocidades promedio y no para promedios mensuales o anuales.

Una de las expresiones utilizada y la más simple es la ley exponencial de Hellmann, que relacio-

na las lecturas de velocidad del viento a dos alturas diferentes y se expresa por la ecuación:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad \text{Ecuación 2.20}$$

En la cual v es la velocidad a la altura H , v_0 la velocidad a la altura H_0 (frecuentemente referida a una altura de 10 metros) y α es el coeficiente de fricción o exponente de Hellman. Este coeficiente está en función de la topografía del terreno sobre el cual se está midiendo la velocidad del viento, frecuentemente se toma como un valor de 1/7 para terrenos abiertos (Masters, 2004); (Patel, 2006). Hay que tomar en cuenta que puede variar para un mismo sitio desde un valor de 1/7 durante el día hasta 1/2 durante la noche (Camblong D., 2003). A la ecuación 2.23 también se le conoce como la ley de potencia y cuando se toma un valor del coeficiente de fricción igual a 1/7, se le conoce como la ley de potencia de un séptimo.

El coeficiente de fricción es determinado empíricamente y la ecuación puede ser usada para ajustar datos razonablemente bien en el rango de 10 hasta 100-150 metros si no hay obstáculos significativos en el terreno. El exponente α varía con la altura, hora del día, época del año, naturaleza del terreno, velocidades de viento y temperatura, como se ha comprobado en análisis realizados en varias partes del mundo (Rehman S., 2007). La Tabla 2.9 muestra los valores del exponente de Hellmann, para diferentes tipos de terreno que, en cada caso, se dan en función de la rugosidad del terreno (Masters G., 2004); (Patel M.R., 2006); (Fernández P., 2010).

Cuando se usa un coeficiente de fricción = 1/7 (0.14) en la Ecuación 2.20, el cambio de la velocidad del viento con respecto a la altura puede

apreciarse en la Ilustración 2.44. Se puede observar que a mayor altura la velocidad del viento aumenta.

Otra fórmula ampliamente utilizada en Europa (Ecuación 2.24) y conocida como la *ley del perfil logarítmico del viento*, es la siguiente:

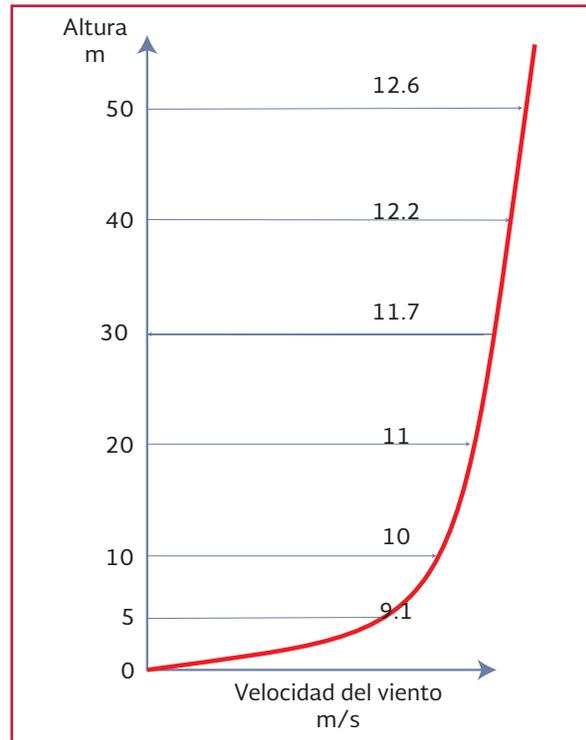
$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad \text{Ecuación 2.21}$$

donde se utiliza un coeficiente de longitud de rugosidad z_0 , el cual está dado en metros y depende básicamente del tipo de terreno, espaciamiento y altura de rugosidades (agua, pasto, asfalto) y tiene valores desde 0.0002 hasta 1.6 (incluso hasta 3.0). Los coeficientes de rugosidad que se presentan de la Tabla 2.10 a la Tabla 2.12 son los más utilizados. Una vez que las velocidades se han calculado en otras alturas, las ecuaciones pertinentes se pueden utilizar para el cálculo de la po-

Tabla 2.9 Coeficiente de fricción α para diferentes tipos de terreno

Tipo de terreno	Coefficiente de fricción
Lagos, océano, superficies suaves y tierra dura	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0.20
Campo boscoso con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

Ilustración 2.44 Perfil de velocidad del viento para un coeficiente de fricción $\alpha = 1/7$, tomando como base una altura de 10 metros y una velocidad de 10 m/s (Nelson V., 2009)



tencia o potencial medio de energía útil a través de diferentes métodos, tales como la distribución de Weibull y Rayleigh. El paquete de software especializado para el cálculo de estos datos es conocido como WASP© (www.wasp.dk).

Para poder realizar estimaciones en sitios similares por su cercanía y por sus condiciones ambientales, y tener coeficientes de fricción y rugosidad confiables, se requiere contar con registros de mediciones de velocidad del viento a diferentes alturas de al menos un año. Se obtiene primero el exponente α para dos diferentes alturas y velocidades. Usando la Ecuación 2.20 obtenemos la siguiente expresión:

Tabla 2.10 Clasificación de rugosidad y valores de coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terrenos (Masters G., 2004)

Rugosidad Clase	Descripción	Longitud de la rugosidad Z_0 (m)
0	Superficie del agua	0.0002
1	Áreas abiertas con muy poca protección contra el viento	0.03
2	Terreno agrícola con algo de protección contra el viento de más de 1 kilómetro de distancia de separación	0.1
3	Distritos urbanos y terreno agrícola con mucha protección contra el viento	0.4
4	Ciudades grandes o bosques	1.6

Tabla 2.11 Valores del coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terreno (Borja, Gonzalez, Mejía, Hacuz, Medrano, y Saldaña, 1998)

Tipo de terreno	Z_0 (mm)
Muy suave; hielo o lodo	0.01
Mar abierto en calma	0.20
Mar picado	0.50
Superficie de nieve	3.00
Césped	8.00
Pasto quebrado	10.00
Campo preparado para cultivo	30.00
Cultivo	50.00
Pocos árboles	100.00
Varios árboles, hileras de árboles, pocas construcciones	250.00
Bosques, tierras cubiertas con árboles	500.00
Suburbios	1 500.00
Centros de ciudades con edificios altos	3 000.00

Tabla 2.12 Clases y valores longitudes de rugosidad dadas por la Danish Wind Industry Association (Danish Wind Industry Association, 2013)

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad Z_0 (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0.0002	100	Superficie del agua.
0.5	0.0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de concreto en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0.03	52	Área agrícola abierta sin cercado ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximadamente de 1250 m.
2	0.1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2.5	0.2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0.4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual.
3.5	0.8	18	Ciudades más grandes con edificios altos.
4	1.6	13	Ciudades muy grandes con edificios y rascacielos
0	0.0002	100	Superficie del agua.
0.5	0.0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de concreto en los aeropuertos, césped cortado, etc.

$$\alpha = \frac{\ln(v) - \ln(v_0)}{\ln(H) - \ln(H_0)} \quad \text{Ecuación 2.22}$$

Al igualar la Ecuación 2.20 y la Ecuación 2.21, se obtiene el coeficiente de rugosidad z_0 , (Ecuación 2.26):

$$z_0 = e^{\left(\frac{H_0^{\alpha} \ln H - H^{\alpha} \ln H_0}{H_0^{\alpha} - H^{\alpha}}\right)} \quad \text{Ecuación 2.23}$$

De esta manera, ambos coeficientes de fricción y de rugosidad se cumplen o coinciden en un punto para dos diferentes mediciones y entonces se puede representar el perfil de viento correspondiente ya sea para un día, época o año, y para las diferentes direcciones del viento.

2.6.5. ROSA DE LOS VIENTOS

Para la evaluación preliminar del potencial eólico de una región es recomendable obtener la rosa de los vientos. Una rosa de los vientos es un diagrama que muestra la distribución temporal de la dirección del viento y una distribución azimutal (ángulo formado por una dirección y el norte magnético) de velocidad del viento en un lugar dado. Consiste de varios círculos concéntricos espaciados igualmente y divididos por líneas en varios sectores o partes iguales, pueden ser 8, 12, o 16, indicando los puntos cardinales (E, ENE, NE, NNE, W, WNW, NW, NNW, ESE, SE, SSE, S, SSW, N, WSW, SW). El atlas eólico europeo indica que deben emplearse 12 sectores, abarcando cada uno 30° del horizonte y generalmente son usadas para representaciones de datos diarios, semanales, mensuales, anuales, y por temporadas. Estas rosas se construyen basándose en observaciones meteorológicas, mediante el uso de un anemómetro que

registrará las velocidades y direcciones del viento (Manwell et al., 2002).

La información de cada rosa de los vientos debe cumplir con lo siguiente:

- Mostrar la frecuencia de ocurrencia y las clases velocidad de los vientos en los 16 sectores de dirección para una localidad y un periodo de tiempo dado. La clasificación más utilizada para el viento es la escala Beaufort

También debe mostrar la identificación de la estación, mes y periodo de registro.

- Indicar el porcentaje de frecuencia de viento en calma
- Utilizar esquema de colores para categorizar las velocidades del viento
- Incluir todos los valores posibles

Cómo se construyen y su interpretación

Existen varios programas que pueden calcular o trazar las rosas de viento, algunos con licencia exclusiva y otros pueden ser usados en línea de Internet, los cuales se pueden usar mientras se esté conectado.

En general una rosa de los vientos indica mediante sectores o triángulos la frecuencia relativa de cada una de las 12 o 16 direcciones del viento establecidas, es decir, qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde o hacia una dirección. Dependiendo del tipo de rosa de los vientos que se esté tratando, sobre el mismo sector (cuña) puede indicarse la velocidad del viento promedio o en rango, que puede llegar

a tenerse en esa dirección, o pueden trazarse otras cuñas sobrepuestas con mayor anchura para indicar esa velocidad.

En la Ilustración 2.45 se muestra una rosa de los vientos de 16 direcciones o sectores. En ella se puede apreciar que la mayor parte del tiempo el viento está soplando desde o hacia la dirección WSW, con velocidades que alcanzan hasta más de 23 m/segundo. Si sumamos las frecuencias en cada una de las sectores obtendremos el 100 por ciento (Tabla 2.13). Esta tabla también se podría formar con las horas o número de lecturas que se tomaron para una dirección determinada.

Para completar esto, es muy útil tener una rosa de los vientos con su diagrama de Weibull y cada sector de la rosa con su respectivo diagrama de Weibull, mientras que en la Ilustración 2.46 se muestra una rosa de los vientos con su respectiva distribución.

Las rosas de los vientos sirven para varios propósitos, pero para el caso del análisis de sitios con potencial eólico debemos tener presente que solo indica la distribución relativa de las direcciones del viento y no el nivel real de la velocidad media del viento. Sin embargo, un vistazo a la rosa de los vientos es extremadamente útil para situar y distribuir aerogeneradores. Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección particular, lo que se deseará, cuando coloque una turbina eólica en el paisaje, será tener la menor cantidad de obstáculos posibles en esa dirección, así como un terreno lo más liso posible. La rosa de los vientos es también importante para registrar la dispersión sonora potencial en diferentes direcciones que puede ser causada por los aerogeneradores.

Los datos o los modelos eólicos pueden variar de un mes a otro, de un año a otro, y obviamente

Ilustración 2.45 Rosa de los vientos y su distribución de frecuencia, usando WRPLOT ViewTM

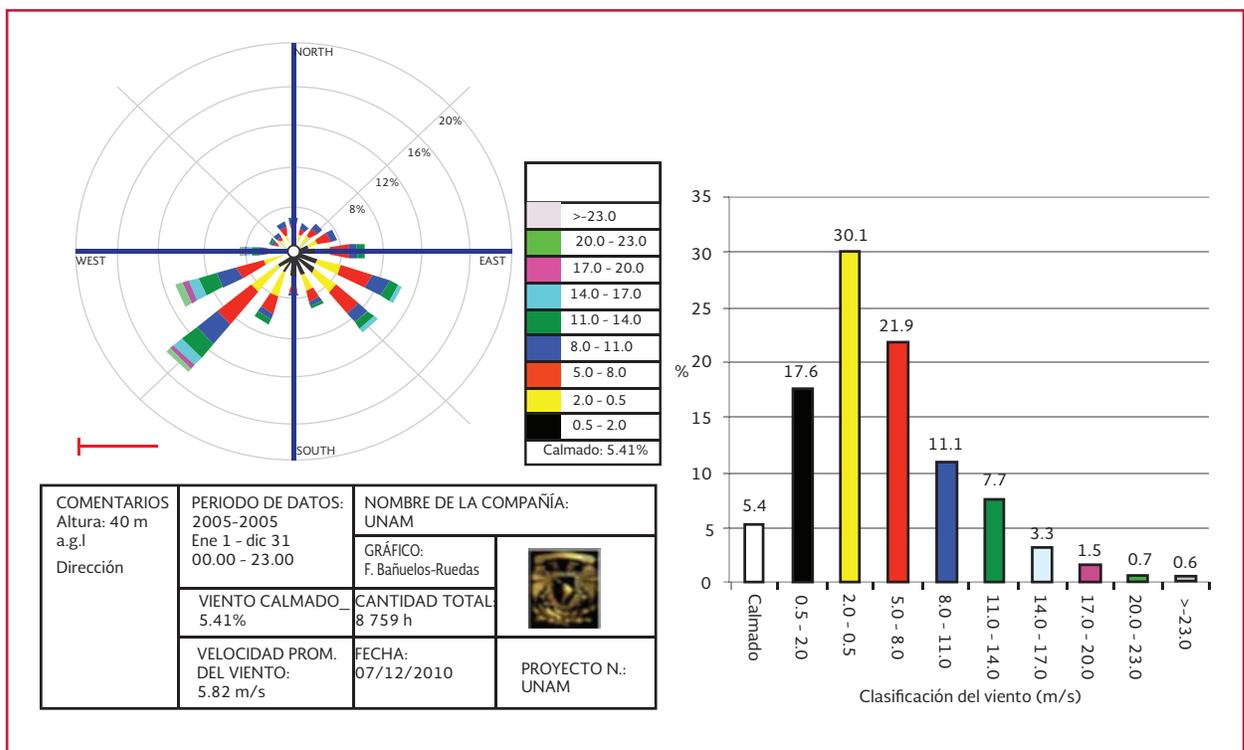
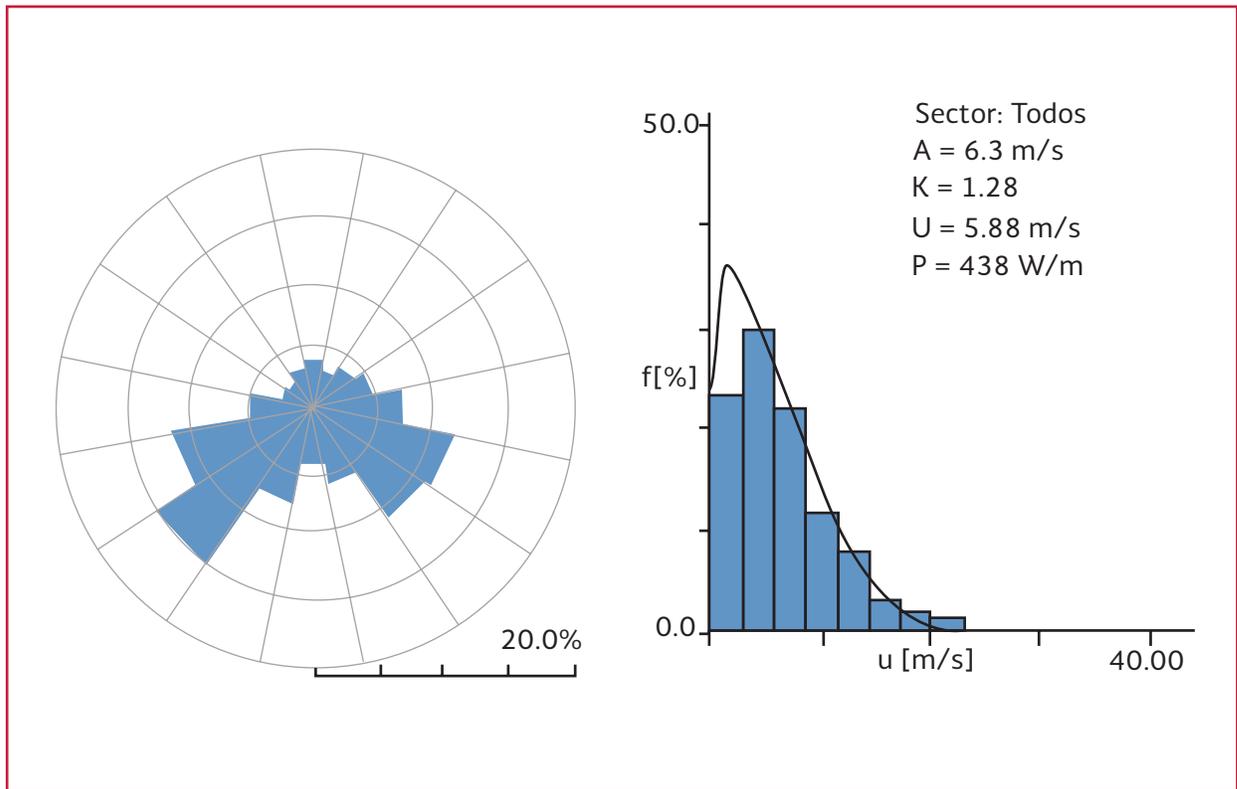


Tabla 2.13 Distribución de frecuencias para el rango de velocidades de la Ilustración 2.45

Direcciones		Rango de velocidades (m/s)										Total (%)
Brújula	Grados	0.5 - 2.0	2.0 - 5.0	5.0 - 8.0	8.0 - 11.0	11.0 - 14.0	14.0 - 17.0	17.0 - 20.0	20.0 - 23.0	≥ 23		
N	348.75 - 11.25	0.72	1.23	0.72	0.27	0.15	0.09	0.05	0.00	0.00	3.22	
NNE	11.25 - 33.75	0.63	1.07	0.59	0.25	0.13	0.05	0.01	0.01	0.00	2.72	
NE	33.75 - 56.25	0.82	1.20	0.78	0.33	0.15	0.03	0.00	0.00	0.00	3.31	
ENE	56.25 - 78.75	0.99	1.34	1.15	0.43	0.20	0.01	0.01	0.01	0.00	4.15	
E	78.75 - 101.25	1.31	2.12	1.63	0.77	0.39	0.09	0.02	0.01	0.00	6.33	
ESE	101.25 - 123.75	1.51	3.11	2.96	1.47	0.92	0.20	0.04	0.00	0.00	10.22	
SE	123.75 - 146.25	1.83	3.26	2.56	1.14	0.76	0.21	0.02	0.00	0.00	9.78	
SSE	146.25 - 168.75	1.74	2.25	0.91	0.38	0.20	0.09	0.01	0.00	0.00	5.58	
S	168.75 - 191.25	1.76	1.75	0.41	0.10	0.03	0.01	0.00	0.00	0.00	4.05	
SSW	191.25 - 213.75	1.58	2.99	1.54	0.49	0.32	0.14	0.07	0.02	0.00	7.15	
SW	213.75 - 236.25	1.31	3.70	3.91	2.34	1.77	0.93	0.47	0.20	0.16	14.79	
WSW	236.25 - 258.75	0.74	2.12	2.46	1.89	1.71	0.95	0.52	0.32	0.29	11.01	
W	258.75 - 281.25	0.67	1.21	0.80	0.59	0.58	0.41	0.24	0.16	0.09	4.75	
WNW	281.25 - 303.75	0.71	0.83	0.34	0.18	0.15	0.07	0.02	0.01	0.02	2.33	
NW	303.75 - 326.25	0.65	0.85	0.48	0.22	0.09	0.02	0.00	0.00	0.00	2.31	
NINW	326.25 - 348.75	0.66	1.12	0.64	0.29	0.10	0.05	0.02	0.00	0.00	2.88	
Sub-total		17.61	30.15	21.88	11.14	7.66	3.34	1.50	0.74	0.57	78.38	
Calma											21.62	
Sin datos											0	
Total											100	

Ilustración 2.46 Rosa de los vientos basada en lecturas de un año y su diagrama de Weibull, usando WAsP©



también variará su contenido energético (normalmente alrededor de un 10 por ciento). Por lo tanto, lo más conveniente es tener observaciones de varios años para poder obtener una media confiable. Los proyectistas de grandes parque eólicos cuentan normalmente con un año de medidas locales y utilizan observaciones meteorológicas a largo plazo de las estaciones climáticas cercanas para ajustar sus medidas y obtener así una media a largo plazo confiable.

Conociendo la rosa de los vientos, el rotor de la turbina, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores. La rosa de los vientos puede ser usada para diseñar la distribución de los aerogeneradores, ya que como

regla general, los aerogeneradores en parques eólicos son generalmente separados entre el cinco y nueve diámetros, en la dirección predominante del viento, y entre tres y cinco diámetros de separación, en la dirección perpendicular a los vientos dominantes (Moreno C., 2007); (Danish Wind Industry Association, 2013).

Sin embargo, la distribución de los aerogeneradores también depende de la dirección del viento y en el caso de unidireccional, en el que la mayor parte del viento viene en la misma dirección, los aerogeneradores se pueden colocar más cerca dentro de las filas, por lo general tres a cuatro diámetros del rotor y cuando el viento es multidireccional, el espaciamiento típico es de cinco a siete diámetros entre las turbinas y de siete a ocho diámetros de entre las filas.

2.6.6. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

El procedimiento para el cálculo de la potencia promedio en watts o la densidad de potencia promedio en W/m² obtenida en un periodo de tiempo específico, requiere obtener primero la velocidad promedio cada 10 minutos y luego aplicar la Ecuación 2.17 (Masters G., 2004); (Patel M.R., 2006); (Bhadra S.N., Kastha D., y Banerjee S., 2007), en la cual v_i^3 debe ser considerada el promedio de las velocidades al cubo de cada lectura y no el promedio de las velocidades elevadas al cubo. Entonces, la velocidad promedio se debe calcular con la siguiente ecuación.

$$v_{prom} = \left(\frac{\sum_{j=1}^N v_j^3}{N} \right)^{1/3} \quad \text{Ecuación 2.24}$$

De tal manera que la potencia promedio, en W/m², puede calcularse como:

$$P_{prom} = \frac{1}{2} \rho (v^3)_{prom} \quad \text{Ecuación 2.25}$$

La velocidad promedio del viento puede encontrarse usando una función de distribución de probabilidad mediante la siguiente ecuación.

$$v_{prom} = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad \text{Ecuación 2.26}$$

El valor promedio del cubo de la velocidad, también puede expresarse como:

$$(v^3)_{prom} = \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad \text{Ecuación 2.27}$$

Las funciones de densidad de probabilidad de potencia son muy útiles para poder hacer el cálculo de la velocidad promedio del viento y la potencia que puede ser extraída. La función de densidad de probabilidad de Weibull es tal vez la más usada y se expresa mediante la siguiente ecuación.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad \text{Ecuación 2.28}$$

Donde k es el factor de forma, no tiene unidades; c es el factor de escala y tiene las mismas unidades que la velocidad que se esté tomando, por ejemplo m/segundo. Los factores de forma y escala k y c de la ecuación anterior se pueden obtener en forma muy aproximada con la siguiente ecuación.

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_{prom}} \right)^{-1.086} \quad \text{Ecuación 2.29}$$

donde σ es la desviación estándar. Para el caso del factor de escala c , este parámetro puede ser determinado mediante la siguiente ecuación.

$$c = \frac{v_{prom}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad \text{Ecuación 2.30}$$

donde Γ es la *función gama* y está dada por la Ecuación 2.34.

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad \text{Ecuación 2.31}$$

Para:

$$1 \leq x < 2$$

Para otros valores de x,

$$\Gamma(x + 1) = x\Gamma(x) \quad \text{Ecuación 2.32}$$

Los principales valores de la *función gama* se muestran en la Tabla 2.14. Cuando $k = 2$, la función toma el nombre de función de densidad de distribución de *Rayleigh*, y se expresa como:

$$f(v) = \frac{2}{c^2} \exp\left(-\frac{v^2}{c^2}\right) \quad \text{Ecuación 2.33}$$

Tabla 2.14 Principales valores de la función gama γ

x	$\gamma(x)$	x	$\gamma(x)$	x	$\gamma(x)$
1.00	1.0000	1.35	0.8912	1.70	0.9086
1.05	0.9735	1.40	0.8873	1.75	0.9191
1.10	0.9514	1.45	0.8857	1.80	0.9314
1.15	0.9330	1.50	0.8862	1.85	0.9456
1.20	0.9182	1.55	0.8889	1.90	0.9618
1.25	0.9064	1.60	0.8935	1.95	0.9799
1.30	0.8975	1.65	0.9001	2.00	1.0000

Usando la distribución de Weibull, la potencia promedio en watts, entregada por el viento, está dada por la Ecuación 2.37.

$$P_{prom} = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad \text{Ecuación 2.34}$$

El cálculo de la potencia promedio usando la función de distribución de Rayleigh puede simplificarse bastante, como lo indica la siguiente ecuación.

$$P_{prom} = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} \frac{2v^4}{c^2} 2v^4 e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} dv \quad \text{Ecuación 2.35}$$

Considerando que:

$$v_{prom} = c\Gamma(1.5) \quad \text{Ecuación 2.36}$$

Entonces, la potencia promedio (P_{prom}) puede calcularse como:

$$P_{prom} = \frac{1}{2} \rho A c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{2}\right) \quad \text{Ecuación 2.37}$$

De la Tabla 2.14, el valor de la función gama (Ecuación 2.30 y Ecuación 2.31) para este caso, $\Gamma(1.5) = 0.8862$ y entonces se puede calcular el valor del factor de escala c despejando de la ecuación anterior, quedando:

$$c = 1.12(v_{prom}) \quad \text{Ecuación 2.38}$$

La mayor parte de los mapas eólicos obtenidos para países o regiones grandes han sido estimados con $k=2$ ya que con este valor se simplifican los cálculos, pues la expresión resultante de la Ecuación 2.35 es la siguiente:

$$P_{prom} = \frac{6}{\pi}(0.5)\rho A(v_{prom}^3) \quad \text{Ecuación 2.39}$$

Tomando la Ecuación 2.39 y considerando los diferentes valores del viento y su clasificación, la potencia promedio obtenida del viento es mostrada en la Tabla 2.15, en la cual también se indica su consideración del recurso eólico. Casi todos los mapas eólicos de regiones o países son presentados con la clasificación dada en esta ta-

bla y con la indicación de haber usado la distribución de Rayleigh.

Los valores de densidad que se muestran en la Tabla 2.15 se obtienen usando la distribución de Rayleigh y con la Ecuación 2.30. Por ejemplo para una velocidad promedio de 7 m/s se tendrá:

$$\frac{P_{prom}}{A} = \frac{6}{\pi}(0.5)\rho(v_{prom}^3) = \frac{6}{\pi}(0.5)(1.225)(7^3) = 401.23 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Para el caso de tener un factor k diferente de 2, la potencia promedio se puede obtener usando la función de Weibull (Ecuación 2.43) quedando de la siguiente forma:

$$P_{prom} = \frac{\rho(v_{prom})^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \right]^3} \quad \text{Ecuación 2.40}$$

Aplicando la *función gama* (Ecuación 2.31)

Esta potencia promedio es la que se obtiene en las aspas del aerogenerador y no considera ningún coeficiente de rendimiento. Para estimar la producción de energía por año se utiliza la Ecuación 2.44.

$$GPE = \frac{\text{Total de energía eólica producida en un año (TW h)}}{\text{Demanda bruta de electricidad (TW h)}} (100)$$

Ecuación 2.44

$$\text{Energía anual} \left(\frac{kW h}{año} \right) = P_R (kW) 8760 \left(\frac{h}{año} \right) CF$$

Ecuación 2.41

Donde P_R es la potencia nominal del generador o de la central en kW y CF es el factor de planta. Este último factor se calcula de acuerdo con la Ecuación 2.45.

$$CF = \frac{\text{Energía entregada}}{P_R (8760)} \quad \text{Ecuación 2.42}$$

La energía entregada, llamada también energía eléctrica utilizable depende de varios factores, tales como: el factor de arreglo, factor de disponibilidad, factor de pérdidas de transmisión, factor de utilización. Algo a considerar siempre es el Grado de Penetración Eólica (GPE) en un sistema de potencia. El GPE , es el indicador que mide el porcentaje de generación eólica frente al total generado. Este puede calcularse mediante la siguiente ecuación.

$$GPE = \frac{P_{eólica}}{P_{eólica} + P_{convencional}} (100) \quad \text{Ecuación 2.43}$$

El GPE también puede calcularse con base en la energía anual producida y se expresa como:

Tabla 2.15 Definiciones estándar y clases de viento utilizadas en EE. UU, con la clasificación del recurso eólico (NREL, 2003); (Chaudhry Q., Khan A.H., y Ahmad J., 2007)

Clase	A 30 m de altura			A 50 m de altura		
	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento W/m ²	Consideración del recurso eólico	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento W/m ²	Clasificación del recurso eólico
1	0 - 5.1	0 - 160	-----	0 - 5.6	0 - 200	Pobre
2	5.1 - 5.9	160 - 240	Escaso	5.6 - 6.4	200 - 300	Escaso
3	5.9 - 6.5	240 - 320	Moderado	6.4 - 7.0	300 - 400	Moderado
4	6.5 - 7.0	320 - 400	Bueno	7.0 - 7.5	400 - 500	Bueno
5	7.0 - 7.4	400 - 480	Excelente	7.5 - 8.0	500 - 600	Excelente
6	7.4 - 8.2	480 - 640	Destacado	8.0 - 8.8	600 - 800	Destacado
7	8.2 - 11.0	640 - 1 600	soberbio	8.8 - 11.9	800 - 2 000	Soberbio

Una alta producción de energía eólica en combinación con una carga relativamente baja del sistema puede significar penetraciones sustancialmente mayores que las sugeridas por la medida estática del nivel del sistema. La Capacidad de Penetración de la energía Eólica (*CPE*) llama-

da en inglés *wind power capacity penetration* se refiere a la relación entre la capacidad total de energía eólica instalada en una cierta región con la carga máxima o pico de carga, en un periodo de tiempo determinado. Se puede calcular mediante la siguiente ecuación

$$CPE = \frac{\text{Total de energía eólica instalada (MW)}}{\text{Carga máxima (MW)}} (100)$$

Ecuación 2.45

También es muy importante considerar el Porcentaje Máximo de Energía Eólica (*PME*) llamado en inglés *maximun share of wind power* (Ecuación 2.49). Esto se refiere al balance de potencia en una determinada zona, teniendo en cuenta la demanda mínima, la potencia máxima eólica generada y el intercambio con

las regiones o países vecinos. Esta cifra debe mantenerse por debajo del 100 por ciento para garantizar el balance correcto de potencia en la región; cuando está lo más cercana al 100 por ciento, el acoplador del sistema está al límite (cuando la energía eólica tendría que ser reducida).

$$PME = \frac{\text{Máxima energía eólica generada (MW)}}{\text{Carga mínima (MW)} + \text{Capacidad de intercambio de energía (MW)}} (100)$$

Ecuación 2.46

Para poder hacer el cálculo preliminar de la potencia que puede extraerse del viento, de una manera rápida se usan las herramientas computacionales, por medio de las cuales se pueden obtener los valores de los principales parámetros de las ecuaciones anteriores.

2.7. ASPECTOS AMBIENTALES

2.7.1. IMPACTOS AMBIENTALES NEGATIVOS DE LAS GRANJAS DE VIENTO

Una de las principales razones para el desarrollo de las fuentes renovables es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Varios estudios han demostrado que las plantas eólicas ‘recuperan’ la energía utilizada durante la construcción, alrededor de 6 meses o menos, por lo que con la electricidad generada después de ese tiempo se puede dar cuenta de la reducción de emisiones. En muchos casos el viento desplaza la generación de carbón, por lo que un kW-h de viento ahorra aproximadamente 0.8 a 1 kilogramo de dióxido de carbono.

Los impactos por las granjas de viento sobre los recursos naturales están documentados y han sido valorados en países como Estados Unidos, Dinamarca, Inglaterra, Bulgaria, Alemania, España y Canadá, entre otros. Los estudios realizados demuestran que el principal efecto es el choque de aves, murciélagos e insectos en las palas de las turbinas. Este problema ha provocado la disminución de sus poblaciones y también ha afectado las rutas de migración naturales en cuanto al espacio aéreo. La ubicación de los aerogeneradores ha generado modificaciones en los sitios de anidamiento, hábitos alimenticios,

crianza y distribución de diversas especies de los grupos antes mencionados.

En el caso particular de parques eólicos se han identificado dos grupos vulnerables: las aves y los murciélagos. En 2006 se inició en México el proyecto de la norma mexicana que establece las especificaciones técnicas para la protección del medio ambiente durante la construcción, operación y abandono de instalaciones eoloelectricas en zonas agrícolas, ganaderas y eriales; se denominó PROY-NOM-151-SEMARNAT-2006. En la actualidad, la norma se encuentra en revisión, su estatus no es conocido. Mientras tanto, los planes de crecimiento de los parques eólicos y la ubicación de máquinas en otros sitios, además de Oaxaca, siguen vigentes.

Otros impactos ambientales reportados son la contaminación del suelo por derrames de aceites, incendios por fallas en el funcionamiento de los aerogeneradores, contaminación por ruido y también se ha modificado el uso del suelo a favor de la ubicación de las turbinas eólicas, dejando de lado la función que tienen los pastizales y la vegetación circundante que, además de todo, atrae algunas de las especies de aves, ya que es ahí donde se encuentra su fuente de alimentación.

2.7.1.1. Ruido

Casi todas las fuentes de energía emiten ruido, las turbinas de viento emiten ruido por la rotación de las cuchillas y de la maquinaria, principalmente la caja de engranajes y el generador. A velocidades bajas de viento las turbinas de viento no generan ningún ruido. El nivel de ruido cerca del corte en la velocidad del viento es importante, ya que el ruido percibido por un observador depende del nivel de ruido de fondo

local en las proximidades, y esto tiene un efecto de enmascaramiento. A velocidades de viento muy altas, por otra parte, el ruido de fondo debido al viento en sí, puede ser mayor que el ruido generado por una turbina de viento. La intensidad de ruido se reduce con la distancia y también es atenuada por la absorción del aire. La distancia exacta a la que el ruido de las turbinas se convierte en “aceptable” depende de una serie de factores, en particular las directrices de planificación local.

2.7.1.2. Interferencia de radio y televisión

Las turbinas de viento, al igual que otras estructuras, a veces pueden recibir señales electromagnéticas de dispersión, incluyendo la televisión. Una ubicación cuidadosa puede evitar las dificultades que pueden surgir en algunas situaciones si la señal es débil. Afortunadamente, es posible introducir medidas técnicas a bajo costo, para compensar.

2.7.1.3. Las aves migratorias y los sitios ventosos

El mapa que se presenta en la Ilustración 2.47 muestra las áreas de importancia para la conservación de aves en México. Se observa que, en su gran mayoría, estas áreas son las más ventajosas. Por otra parte, el CONACYT en el 2007, dio a conocer en su boletín que, por medio de un programa de investigación y haciendo uso de un radar, han logrado evaluar el paso de 12 millones de aves de 130 especies (cada temporada) por el Istmo de Tehuantepec.

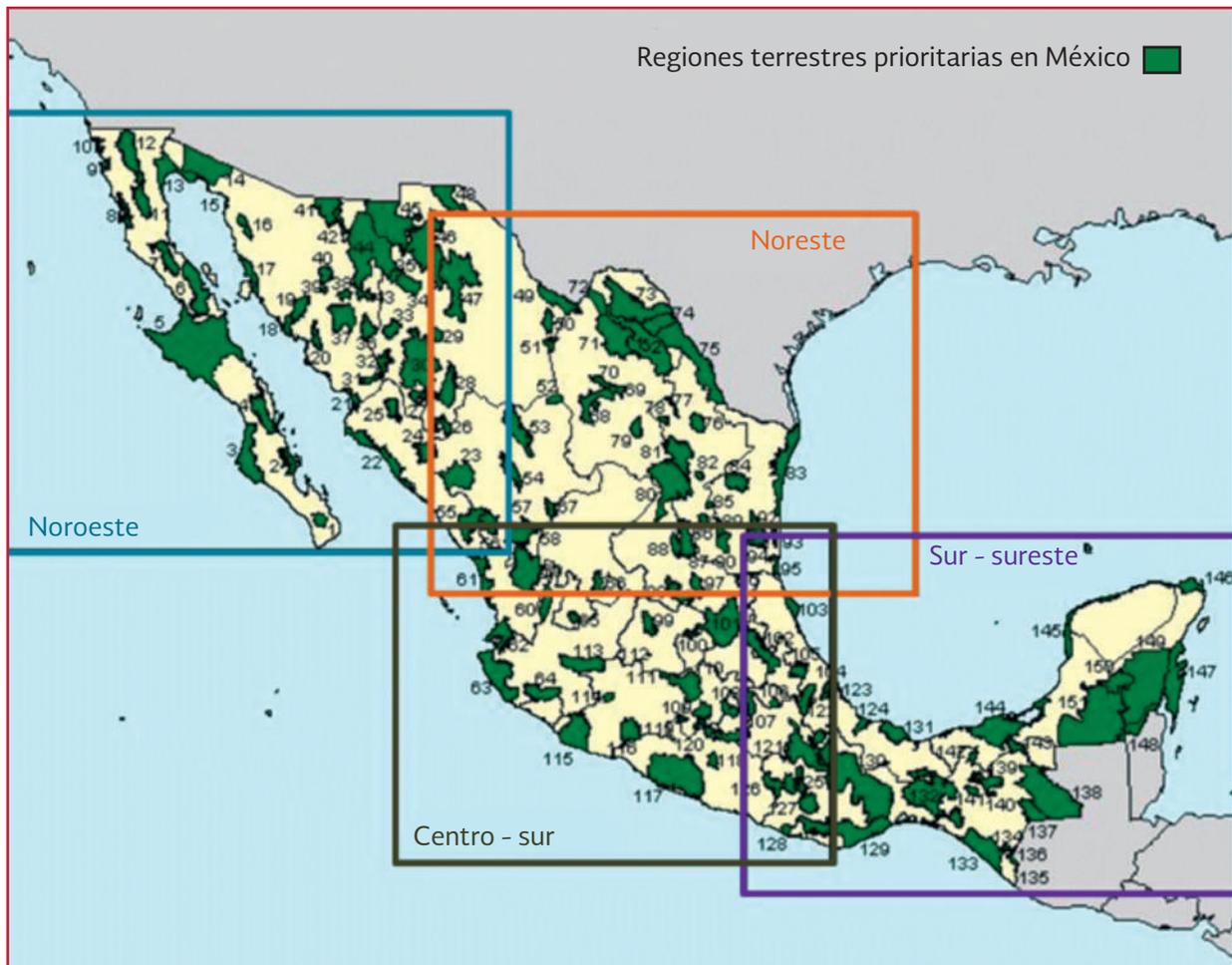
2.7.2. REGISTROS DE AVES IMPACTADAS EN LOS PARQUES EÓLICOS

Se tiene registrado que entre 0.04 y 0.09 aves son impactadas por turbina cada día, lo que da un promedio de 23 aves por máquina por año y cerca de 500 aves en el tiempo de vida de los aerogeneradores (USAID, 2009).

Los percances de impacto de las aves con los aerogeneradores son predecibles y controlables si se llevan a cabo estudios previos de su comportamiento y se monitorean al menos los dos primeros años después de poner en operación la granja de viento. Estas acciones darán como resultado que se suspenda la generación por algunas horas o días al año y se eviten muchas muertes de aves. Se estima que un sistema de radares y alertas tempranas para evitar la colisión en un parque eólico de 50 MW, debe costar aproximadamente 175 mil dólares y puede evitar la muerte de al menos 2 500 aves a lo largo de la vida del proyecto. Su operación es más útil los primeros cuatro años, dos antes y dos después de la construcción. Posteriormente ya se tendrá conocimiento de las fechas, las horas y las condiciones en que las máquinas deben ser detenidas. Esta inversión es equivalente a un seguro de vida para las aves con un costo de 70 dólares por ave.

Los impactos antes mencionados han sido estudiados por instituciones de investigación y consultoras en varios países donde tanto la energía eólica como el cuidado del medio ambiente son igualmente importantes. Existen instituciones como el *Fish and Wildlife Service* (FWS) de los Estados Unidos, que han desarrollado mecanis-

Ilustración 2.47 Regiones terrestres prioritarias de México



mos de monitoreo implementados antes, durante y después de la instalación del parque eólico en sitios como los Apalaches, Missouri y Nueva York. También hay esfuerzos en Europa por parte del Norwegian Institute for Nature Research (NINA, por sus siglas en inglés) con el programa denominado RENERGI y en cual colaboran las siguientes instituciones:

- SINTEF MD/DN (*Government Environmental Agency/Department Environmental Management Authorities*)
- NVE (*Regulator Governmental Norwegian Watershed and Energy Directorate*)
- EBL (*Energy Industry Trade Organization Energy Producer's National Federation*)

- STATKRAFT (*an energy company*).
- AMEC (*UK energy companies*)
- RSPB (*British Environmental NGO*)
- NFR (*Norwegian Research Council*)

La investigación de NINA señala que las causas principales de muerte de las aves son:

- Las aves no detectan la rotación de las palas de las turbinas y sufren daños cuando vuelan hacia ellas
- Las aves se ven atraídas por las luces de advertencia, se confunden, se extenuan y chocan contra ellas
- Las aves se lastiman con los cables conectados a las estaciones

Cada uno de estos factores juega un papel dependiendo de la estación del año y de las condiciones del tiempo.

2.7.3. TECNOLOGÍA PARA MITIGAR LOS IMPACTOS NEGATIVOS

Existe la tecnología para evaluar los riesgos de muerte de aves y murciélagos y se puede llevar un registro en tiempo real así como conectar el sistema de rastreo al sistema de control de las máquinas eólicas. Estos equipos están disponibles en venta y renta y han sido diseñados (Ilustración 2.48). Los radares se utilizan comúnmente en la navegación aérea con el fin prevenir colisiones de las aves con los aviones o viceversa.

Ilustración 2.48 Vesper Fixed-beam. Vertical Profile Bird & Bat Radar



2.7.3.1. Metodología de evaluación y mitigación-monitoreo

Las metodologías de monitoreo implican la toma de medidas convencionales de los individuos capturados (dimensiones, peso, aspecto,

entre otros), pero también son utilizadas otras herramientas técnicas como:

- Transectos a diferentes distancias de las turbinas. El monitoreo puede ser realizado al menos con visitas cada siete días y diarias durante los meses de migración. Existen equipos para realizar estudios de telemetría, detectores ultrasónicos con grabaciones, cámaras de video digital, monitoreo acústico con micrófonos que registran los cantos de las aves y se identifican con el sonido
- Mediciones con radares
- Perros entrenados para recoger las aves muertas
- Muestras de ADN entre adultos y crías de primera, segunda y demás generaciones para el estudio de la fidelidad al sitio de anidación sobre todo en el caso de las rapaces
- Luces UV puestas en los rotores

2.7.3.2. Impactos ambientales positivos de las granjas de viento

Los principales indicadores de impactos ambientales positivos son:

- Por cada 250 MW de energía eólica que se ponen en operación
- Se evita la quema de 1 millón de barriles de petróleo
- Se dejan de emitir 700 mil toneladas de CO₂ a la atmósfera
- Se generan 660 empleos durante la construcción y 100 empleos permanentes (que aunque no son indicadores ambientales sí se han usado como elementos positivos de la industria)
- Se requieren entre 2 mil y 8 mil hectáreas

de terreno, pero solo el 15 por ciento del área es realmente utilizada por lo que el 85 por ciento restante puede ser usado para la agricultura o su actividad tradicional

En México se tiene como meta alcanzar una capacidad de 30 mil MW para el 2050, lo que implica que se dejarían de quemar 120 millones de barriles de petróleo diariamente.

2.8. CONCLUSIONES SOBRE ENERGÍA EÓLICA

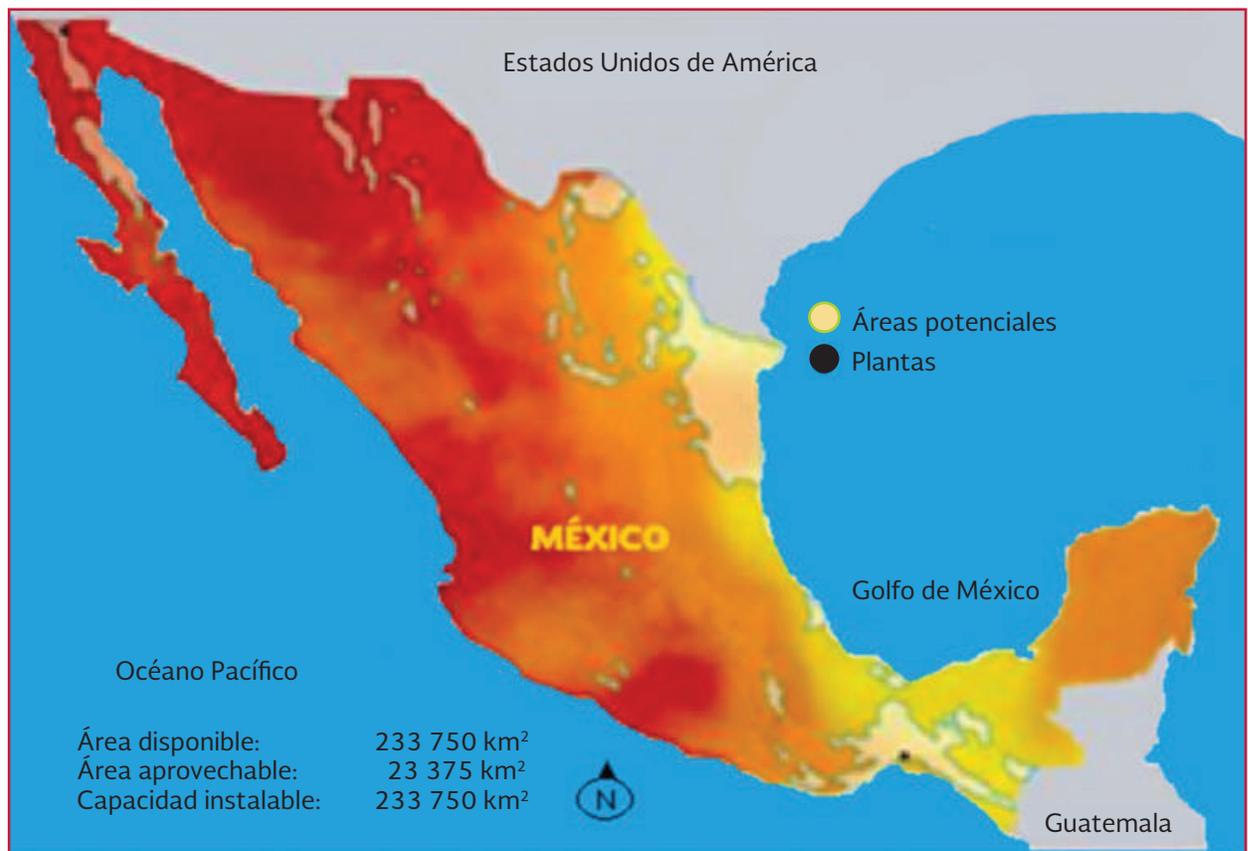
La utilización de la energía eólica ofrece un gran potencial en cuanto a su utilización energética. Sin embargo, se encuentra localizada en regiones muy específicas de México, lo cual no permite que sea ampliamente utilizada en las plantas de tratamiento de aguas residuales. Su aprovechamiento se limita, principalmente, a la zona del golfo e Istmo de Tehuantepec en Oaxaca, la zona noroeste del país que comprende los estados de Baja California, Sonora y Chihuahua,

la Rumorosa y la zona costera norte y centro de Baja California y la planicie costera de Tamaulipas. Lo más indicado, en estos casos, es impulsar la instalación de parques eólicos y establecer las líneas de transmisión que permitan conducir la energía necesaria a las plantas de tratamiento.

De forma más limitada, también se debe considerar la zona costera de Veracruz y la zona oriental de la península de Yucatán, donde se presenta un potencial moderado, principalmente en la zona comprendida entre la ciudad de Campeche y el puerto de Progreso.

Sin embargo y de manera puntual, es posible determinar el potencial eólico en las plantas de tratamiento y considerar la posibilidad de instalar un pequeño aerogenerador, para generar al menos la electricidad necesaria para el alumbrado de las instalaciones. De acuerdo con estimaciones del Instituto de Investigaciones eléctricas, México cuenta con un área aprovechable de 23 375 km² para generar 71 000 MW (Ilustración 2.49).

Ilustración 2.49 Zonas para la inversión de energía eólica





3

ENERGÍA DE BIOMASA—BIOGÁS

3.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo contiene una revisión general sobre el tratamiento y uso del biogás generado en plantas de tratamiento de aguas residuales. El biogás, algunas veces denominado biometano, es el nombre que se le da al gas producido durante la descomposición biológica de la materia orgánica típica de los biosólidos presentes en el agua residual. En este contexto, los objetivos que se presentan son:

- Identificar los procesos en los que se produce biogás durante el tratamiento del agua residual
- Cuantificar la producción de biogás y relacionarla con la producción de energía
- Conocer los equipos utilizados para la generación de energía eléctrica o térmica a partir de biogás

3.2. BASES TEÓRICAS

3.2.1. GENERACIÓN DE BIOGÁS EN LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

3.2.1.1. Gas de digestores

El gas de digestores es un combustible rico en metano producido como un subproducto de la

descomposición microbiana de la materia orgánica durante los procesos de digestión anaerobia. Los principales componentes del gas de digestores son el metano y el dióxido de carbono.

La mayoría de los digestores anaerobios operan a temperaturas entre 34 y 37°C, es decir en el rango mesofílico. Pocos digestores en Estados Unidos y Europa operan en el rango termofílico, 52 a 60°C. La fase ácida de los digestores anaerobios produce un gas con menor capacidad calorífica y más contenido de sulfuros (H₂S).

3.2.1.2. Gas de lagunas anaerobias

Desde 1990, a pesar de los problemas de olor y emisiones de metano, se ha incrementado el uso de lagunas anaerobias como un método de estabilización, especialmente en el tratamiento de aguas residuales de la industria ganadera. Para resolver estos problemas, se empiezan a cubrir las lagunas para recolectar el biogás y utilizarse en la generación de energía. Estos sistemas son comunes en Norte América, Australia y Asia.

Algunas lagunas utilizan una cubierta flotante de polietileno de alta densidad. Por ejemplo, existe una laguna en Melbourne, Australia que cubre 7.8 hectáreas de lagunas anaerobias y genera más de 2 MW de electricidad que se utilizan como fuente de energía en la misma planta. Este sis-

tema reduce las emisiones de metano y produce energía renovable. Otro ejemplo son las lagunas de Memphis, Tennessee, donde también se colecta y utiliza el biogás para la recuperación de energía.

3.2.1.3. Gas de rellenos sanitarios

El gas generado en los rellenos sanitarios de desechos sólidos es también un gas rico en metano formado por la descomposición de la materia orgánica presente en los lodos residuales depositados ya sea solo o en co-disposición con basura municipal. El gas de los rellenos sanitarios se produce en mayores cantidades y su composición puede ser más variable comparada con el gas de los digestores. Está compuesto principalmente por metano, dióxido de carbono y agua. En la Tabla 3.1 se muestra la composición de un gas generado en reactores

anaerobios, gas de relleno sanitario y se compara con un gas natural.

3.2.2. UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS

El biogás es una importante fuente de energía renovable. La razón para utilizarlo es para optimizar el uso de la energía, tiene beneficios económicos e incentivos, ayuda al balance de carbono y a la sustentabilidad.

La formación de biogás en los procesos anaerobios es una señal de óptimo funcionamiento del proceso. El uso del biogás tiene beneficios económicos e incentivos debido a que en las plantas de tratamiento requieren grandes cantidades de energía eléctrica para su operación. El biogás es una fuente sustentable para la generación de electricidad y calor. La combustión del metano produce dióxido de carbono y agua.

Tabla 3.1 Comparación del biogás generado en digestores y rellenos sanitarios con el gas natural puro

Parámetro	Gas de digestor (Intervalo)	Gas de relleno sanitario (intervalo)	Gas natural de tubería (intervalo)
Metano, CH ₄ , por ciento (base seca)	50 - 70	35 - 65	80 - 98
Dióxido de carbono, CO ₂ (base seca)	30 - 45	30 - 60	0 - 2
Nitrógeno, N ₂ , por ciento (base seca)	0.2 - 2.5	0.2 - 4	0.2 - 10
Hidrógeno, H ₂ , por ciento (base seca)	0 - 0.5	0 - 0.5	0
Vapor de agua (H ₂ O)	5.9	4 - 12	Seco
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S), ppm (base seca)	200 - 3 500	200 - 3 500	< 16
Halógenos, ppm _v		0 - 250	0
Amoniaco, NH ₃ , ppm _v	0 - 600	0 - 500	0
Propano, C ₃ H ₈ , por ciento (base seca)	0	0	0.6 - 5
Compuestos orgánicos sin incluir metano, ppm		200 - 12 000	NA
Siloxanos, ppb	200 - 1 000	400 - 12 000	0
Gravedad específica (Base aire = 1.0)	0.8 - 1.0	0.87 - 1.13	0.59
Valor calorífico alto, MJ/m ³	20 - 28	16 - 26	41
Valor calorífico bajo, MJ/m ³	18 - 25	13 - 23	37

Cada molécula de metano forma una molécula de dióxido de carbono (Ecuación 3.1).



En una combustión completa, cada mol de metano produce una mol de dióxido de carbono.

3.2.3. GENERACIÓN DE BIOGÁS

El biogás se produce en los sistemas anaerobios al producirse la degradación de la materia orgánica por medio de microorganismos anaerobios. Para entender la generación de biogás, es conveniente conocer las bases del proceso de estabilización anaerobia. Los principios básicos e información más detallada sobre el proceso de estabilización anaerobia se pueden consultar en el libro *Diseño de plantas de tratamiento de aguas residuales municipales: Tratamiento y disposición de lodos*, del MAPAS.

La cantidad y calidad del biogás producido en un reactor anaerobio puede evaluarse en función del desempeño del reactor. La producción de biogás está directamente relacionada con la remoción de materia orgánica biodegradable medida como DBO o DQO, la cual está directamente relacionada con la cantidad de sólidos volátiles destruidos o removidos, y comúnmente se expresa como m³ de biogás/kg DQO removido o m³ de biogás/kg SSV removidos.

3.3. PRODUCCIÓN BIOGÁS

3.3.1. PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE LA DQO BIODEGRADABLE REMOVIDA DURANTE LA ESTABILIZACIÓN ANAEROBIA

La respiración y la oxidación final de los productos de la estabilización anaerobia es la generación de gas metano. La cantidad de metano para un reactor anaerobio que trata agua residual o lodo puede calcularse usando la siguiente ecuación.

$$V_{CH_4} = (0.35) \frac{(S_0 - S)(Q)}{\frac{10^3 g}{kg}} - 1.42(P_x)$$

Ecuación 3.2

Donde:

V_{CH_4}	=	Volumen de metano producido a condiciones estándar (0 °C y 1 atm), m ³ /d
0.35	=	Factor de conversión teórico para la cantidad de metano producido, m ³
Q	=	flujo o caudal, m ³ /d
$S_0 = DQO_b$	=	Demanda química de oxígeno biodegradable del afluente, mg/L
$S = DQO_e$	=	Demanda química de oxígeno biodegradable del efluente, mg/L
P_x	=	Masa neta de tejido celular producido por día, kg/d

Para reactores anaerobios de mezcla completa y alta tasa sin reciclo, la cantidad de masa de tejido celular diariamente, P_x , puede estimarse utilizando la siguiente ecuación.

$$P_x = \frac{YQ \frac{(S_0 - S)}{10^3 \text{ g/kg}}}{1 + k_d(SRT)} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Donde:

- Y = Coeficiente de rendimiento o producción, g SSV/g DQO_b
- K_d = Coeficiente de decaimiento endógeno, d⁻¹. Valores típicos de 0.02 a 0.04
- SRT = Tiempo de retención de sólidos, d

Los otros términos son como se definieron anteriormente (en la Ecuación 3.2).

Para un digestor de mezcla completa sin recirculación, el tiempo de retención de sólidos (SRT), es igual al tiempo de retención hidráulico.

Para reacciones anaerobias valores típicos de Y se encuentran entre 0.05 y 0.10 g SSV /g DQO_b y de K_d de 0.02 a 0.04, respectivamente (Metcalf y Eddy, 2003).

Los tiempos de retención de sólidos recomendados para reactores anaerobios de mezcla completa se muestran en la Tabla 3.2. En la práctica, los valores típicos el tiempo de retención de sólidos utilizados para los reactores anaerobios de alta tasa son de 10 a 20 días. Se han observado muy bajos cambios en la destrucción de sólidos volátiles a tiempos mayores de 15 días y temperaturas de 35 °C.

Tabla 3.2 Tiempo de retención de sólidos (SRT) recomendados para reactores anaerobios de mezcla completa (Metcalf & Eddy, 2003)

Temperatura de operación (°C)	Srt (mínimo)	Srt (típicos)
18	11	28
24	8	20
30	6	14
35	4	10
40	4	10

Al seleccionar el tiempo de retención de sólidos se debe considerar los flujos máximos o cargas pico.

También la cantidad de biogás puede estimarse conociendo la cantidad de DQO biodegradable y realizando un balance de masa en el reactor. El consumo o destrucción de DQO en el reactor anaerobio se relaciona directamente con la producción de metano. La DQO del metano es equivalente a la cantidad de oxígeno que requiere el metano para convertirse en CO₂ y H₂O de acuerdo a la siguiente reacción estequiométrica:



De acuerdo con la Ecuación 3.4, la DQO por mol de metano es: 2(32 g O₂/mol) = 64 g O₂/mol CH₄.

El volumen de metano a condiciones estándar (0°C y 1 atm) es 22.414 L. Por lo tanto, el metano que se produce a partir de la DQO, bajo condiciones anaerobias a 35°C es: 22.414/64= 0.35 L CH₄/g demanda química de oxígeno.

3.3.2. PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE LA REDUCCIÓN DE SÓLIDOS VOLÁTILES

La producción de biogás también puede estimarse a partir del porcentaje de destrucción o reducción de sólidos volátiles.

El grado de estabilización en el digester también se puede medir por la destrucción de sólidos volátiles. La destrucción de sólidos volátiles está relacionada con el tiempo de retención de sólidos o celular (TRS). La cantidad de sólidos destruidos en un digester de mezcla completa se puede estimar mediante la Ecuación 3.5, (Chernicharo, V. S., 2005).

$$V_d = 13.7 \ln(\text{TRS}) + 18.9 \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Donde:

V_d = Destrucción de sólidos volátiles (%)

TRS = Tiempo de digestión, d (rango de 15 a 20 días)

De acuerdo con la Tabla 3.3 puede estimarse el porcentaje de destrucción de sólidos volátiles en reactores mesofílicos de mezcla completa.

Tabla 3.3 Destrucción de sólidos volátiles en función del tiempo de estabilización (Metcalf & Eddy, 2003)

Tiempo de estabilización, d	Destrucción de sólidos volátiles (%)
30	65.5
20	60.0
15	56.0

El porcentaje de destrucción de sólidos también se puede determinar realizando un balance de materia en el reactor anaerobio (Ilustración 3.1). De acuerdo con este balance de masas, se tiene la Ecuación 3.6, la Ecuación 3.7, la Ecuación 3.8 y la Ecuación 3.9.

$$M_{OD} = M_{OLC} - M_{OLE} = P_{DSV}(M_{OLC})$$

Ecuación 3.6

Donde:

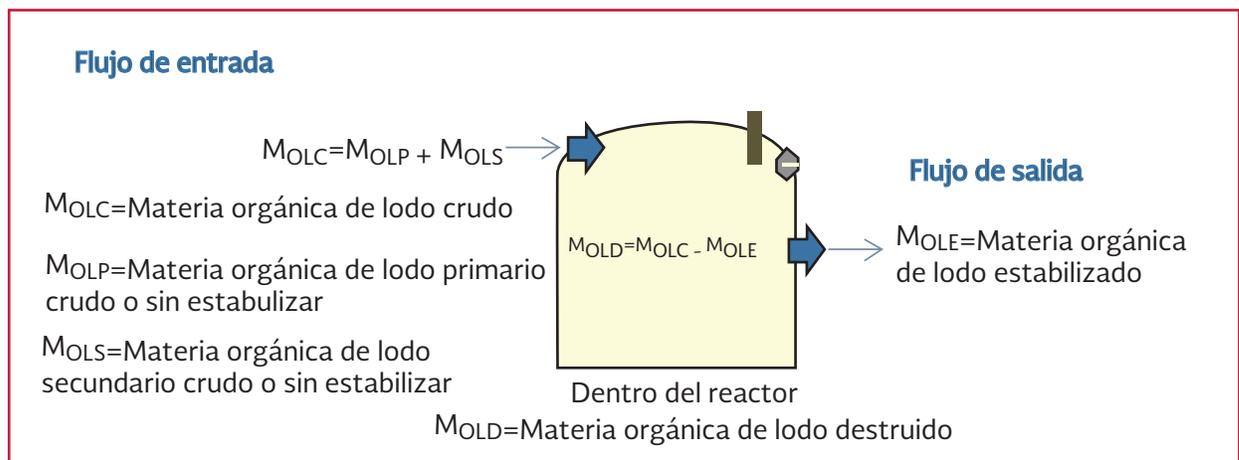
M_{OD} = Masa orgánica destruida, ton/d

M_{OLC} = Masa orgánica de lodo crudo o sin estabilizar, ton/d

M_{OLE} = Masa orgánica lodo estabilizado, ton/d

P_{DSV} = Porcentaje de destrucción de SV, %

Ilustración 3.1 Balance de masas sobre la producción de biogás en base a la reducción de SV



$$M_{OLC} = M_{OLP} + M_{OLS} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Donde:

- M_{OLC} = Masa orgánica de lodo crudo o sin estabilizar, ton/d
 M_{OLP} = Masa orgánica de lodo primario sin estabilizar, ton/d
 M_{OLS} = Masa orgánica de lodo secundario sin estabilizar, ton/d

$$M_{OLP} = \text{Fracción de SV en el lodo primario}(M_{LP}) \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Donde:

- M_{OLP} = Masa orgánica de lodo primario sin estabilizar, ton/d
 M_{LP} = Masa de lodo primario sin estabilizar, ton/d

$$M_{OLS} = \text{Fracción de SV en el lodo secundario}(M_{LS}) \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Donde:

- M_{OLS} = Masa orgánica de lodo secundario sin estabilizar, ton/d
 M_{LP} = Masa de lodo secundario sin estabilizar, ton/d

Para la Ecuación 3.8 y la Ecuación 3.9, si no se conocen los SV en el afluente, se pueden utilizar datos de la literatura ((Metcalf y Eddy, 2003), pág 771), en donde se indica que para lodos primarios no tratados, los SV en lodo primario están dentro de un rango de 60-80 por ciento (fracción de SV en el lodo primario crudo) de

los ST y con un valor típico de SV = 0.65 con respecto a los ST.

Para el caso del lodo secundario sin estabilizar, la literatura (Metcalf & Eddy, Inc., 2003), indica que el lodo extraído del sedimentador secundario después de un proceso de lodos activados, generalmente tiene una concentración alrededor de 0.8 por ciento (0.5-1.5 por ciento, rango de la fracción de SV del lodo secundario crudo). La fracción orgánica del lodo residual es alrededor del 0.8 de la masa de lodos (80 por ciento).

La producción de biogás para diferentes fracciones orgánicas en un reactor anaerobio se muestra en la Tabla 3.4. Los rangos de producción de biogás para grasas son de 1.2 a 1.6 m³/kg de sólidos volátiles removidos. La velocidad de producción de proteínas y carbohidratos es de 0.7 m³/kg de sólidos volátiles removidos. La producción de gas de un reactor anaerobio que trata una mezcla de lodo primario y secundario es de 0.8 a 1 m³/kg de sólidos volátiles removidos.

Tabla 3.4 Producción de gas de varios sustratos orgánicos (WEF, ASCE, & EWRI, 2010)

Material	m ³ gas/kg de sv removidos	Metano (%)
Grasas	1.2-1.6	62-72
Natas	0.9-1.0	70-75
Grasas	1.2	68
Fibra cruda	0.8	45-50
Proteína	0.7	73

Los dos constituyentes de los gases de digestores son el metano y el dióxido de carbono. El biogás producido contiene entre 65 y 70 por ciento de metano (CH₄), 25 a 30 por ciento de bióxido de

carbono (CO₂) y trazas de nitrógeno (N₂), hidrógeno (H₂), ácido sulfhídrico (H₂S).

Los valores típicos de producción de biogás en digestores de lodos son 0.5 a 0.75 m³ CH₄/kg SSV alimentados o bien 0.75 a 1.12 m³ CH₄/kg SSV eliminados. Los reactores bien operados producen concentraciones de dióxido de carbono entre 30 y 35 por ciento. En la Tabla 3.5 la composición del gas está relacionada con las características del agua residual que se esté tratando o las condiciones de operación del reactor. Un incremento en la concentración de dióxido de carbono indica un descontrol del reactor. Altas concentraciones de sulfuros pueden indicar una mala operación del proceso de digestión, presencia de descargas industriales o infiltración de agua salada entre otras. El gas que recolecta, ya sea en el mismo digestor equipado con cubiertas de tipo flotante, o en un tanque independiente, con el mismo tipo de cubierta, se pueden observar la composición del biogás generados en plantas de tratamiento de aguas residuales.

La composición del gas está relacionada con las características del agua residual que se esté tratando o las condiciones de operación del reactor. Un incremento en la concentración de dióxido de carbono indica un descontrol del reactor. Altas concentraciones de sulfuros pueden indicar una mala operación del proceso de digestión, presencia de descargas industriales o infiltración de agua salada entre otras. El gas que recolecta, ya sea en el mismo digestor equipado con cubiertas de tipo flotante, o en un tanque independiente, con el mismo tipo de cubierta.

Es importante no permitir la entrada de aire en los tanques y tuberías que contienen biogás, ya que se pueden formar mezclas explosivas (7 a 20 por ciento $V_{\text{biogás}}/V_{\text{aire}}$). La línea de conducción del biogás debe contar con una válvula de alivio de presión y contra vacío, un arrestaflama y una trampa de condensados. Si no se utiliza, el gas debe ser quemado.

Tabla 3.5 Composición del biogás de diferentes reactores anaerobios (WEF, ASCE, y EWRI, 2010)

Constituyente	Composición del biogás, porcentaje de volumen							
	42.5	61.0	62	67.0	70	73.7	75.0	75 - 75
Metano	42.5	61.0	62	67.0	70	73.7	75.0	75 - 75
Dióxido de carbono	47.7	32.8	38	30.0	30	17.7	22.0	21 - 24
Hidrógeno	1.7	3.3	Trazas	--	--	2.1	0.2	1 - 2
Nitrógeno	8.1	2.9	Trazas	3.0	--	6.5	2.7	1 - 2
H ₂ S	--	--	0.15	--	0.01	0.06	0.1	1 - 1.5
Capacidad calorífica (kJ/m ³)	17 102	24 852	24 591	23 250	27 125	29 472	26 678	27 945
Gravedad específica	1.04	0.87	0.92	0.86	0.85	0.74	0.78	0.7 - 0.8

3.4. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN REACTORES ANAEROBIOS

3.4.1. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS METANO GENERADO EN EL TRATAMIENTO DE UN AGUA RESIDUAL QUE SE TRATA EN UN REACTOR ANAEROBIO MESOFÍLICO

Un reactor anaerobio que opera a 35°C, trata 3 000 m³/d de agua residual con una con-

centración de DQO biodegradable de 5000 g m⁻³. Se desea estimar la cantidad de metano producido si se remueve el 95 por ciento de la DQO biodegradable. Considerar para la síntesis celular (SSV) un coeficiente de rendimiento o producción de biomasa es de 0.04 g SSV/g DQO utilizada y la relación 1.42 g DQO/g SSV (Metcalf y Eddy, 2003).

- Se realiza en el reactor un balance de masa en estado estacionario para la DQO
- Se determina la cantidad de la DQO del afluente que puede convertirse en metano

$$DQO_{\text{influyente}} - DQO_{\text{efluente}} - DQO_{\text{convertida a células}} - DQO_{\text{convertida a metano}} = 0 \text{ (Estado estacionario)}$$

$$DQO_{\text{influyente}} = DQO_{\text{efluente}} + DQO_{\text{SSV}} + DQO_{\text{metano}}$$

- Se determina el valor de cada uno de los términos del balance de masa

$$DQO_{\text{influyente}} = \left(5\,000 \frac{\text{g}}{\text{m}^3}\right) \left(3\,000 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}\right) = 15\,000\,000 \frac{\text{g}}{\text{d}}$$

$$DQO_{\text{efluente}} = (1 - 0.95) \left(5\,000 \frac{\text{g}}{\text{m}^3}\right) \left(3\,000 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}\right) = 750\,000 \frac{\text{g}}{\text{d}}$$

$$DQO_{\text{SSV}} = \left(1.42 \frac{\text{g DQO}}{\text{g SSV}}\right) \left(0.04 \frac{\text{g SSV}}{\text{g DQO}_{\text{utilizada}}}\right) (0.95) \left(15\,000\,000 \frac{\text{g}}{\text{d}}\right) = 809\,400 \frac{\text{g}}{\text{d}}$$

- Se calcula la cantidad de DQO convertida a metano

$$DQO_{\text{metano}} = 15\,000\,000 - 750\,000 - 809\,400 = 13\,440\,600 \frac{\text{g}}{\text{d}}$$

- e. Determinar la cantidad de metano producido a 35 °C. Se determina el volumen de gas que ocupa 1 mol a 35°C, utilizando la ecuación de los gases ideales (Ecuación 3.10)

$$V = \frac{nRT}{P} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Donde:

$$V = 1 \text{ mol} (0.082 \text{ atm L/mol } ^\circ\text{K}) (273.15+35)^\circ\text{K} / 1.0 \text{ atm}$$

$$V = 25.29 \text{ L}$$

De acuerdo con la Ecuación 3.4, la DQO convertida a metano es:

$$\frac{25.29 \frac{\text{L}}{\text{mol}}}{64 \frac{\text{gDQO}}{\text{mol CH}_4}} = 0.40 \frac{\text{L CH}_4}{\text{gDQO}}$$

La producción estimada de metano es:

$$\text{CH}_4 \text{ producido} = \left(13\,440\,600 \frac{\text{gDQO}}{\text{d}}\right) \left(0.40 \frac{\text{L CH}_4}{\text{g DQO}}\right) \left(1 \frac{\text{m}^3}{10^3 \text{ L}}\right) = 5\,376 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}$$

Considerando que el 65 por ciento del gas generado es metano

$$\text{CH}_4 \text{ producido} = \frac{5\,376 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}}{0.65} = 8\,271 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}$$

- f. Determinar la cantidad de energía contenida en el metano si se considera que un gramo de metano produce 50.1 kJ (Metcalf y Eddy, 2003).

Considerando que el volumen ocupado por un mol de gas a 25°C y 1 atm es 24.5 L, se calcula el total de moles de metano producido por día.

$$\frac{\text{Moles de CH}_4}{\text{d}} = \frac{8\,271 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}}{24.5 \frac{\text{L}}{\text{g}} \left(1 \frac{\text{m}^3}{10^3 \text{ L}}\right)} = 337\,591 \frac{\text{mol}}{\text{d}}$$

$$\text{Masa de metano} = \left(337\,591 \frac{\text{mol CH}_4}{\text{d}}\right) \left(16 \frac{\text{gCH}_4}{\text{mol}}\right) = 5.4 \times 10^6 \frac{\text{g de metano}}{\text{d}}$$

$$\text{Contenido de energía} = 5.4 \times 10^6 \frac{\text{gCH}_4}{\text{d}} (50.1) \frac{\text{kJ}}{\text{gCH}_4} = 270.5 \times 10^6 \frac{\text{kJ}}{\text{d}} \left(2.778 \times 10^{-4} \frac{\text{kWh}}{\text{kJ}}\right)$$

$$\text{Contenido de energía} = 75\,145 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$$

3.4.2. PRODUCCIÓN DE BIOGÁS
A PARTIR DE UN LODO
GENERADO EN UN
CLARIFICADOR PRIMARIO
DE UNA PLANTA DE
TRATAMIENTO DE AGUAS
RESIDUALES QUE SE
ESTABILIZARÁ EN UN REACTOR
ANAEROBIO DE ALTA TASA

Se debe calcular la producción de gas y de metano producido por un lodo de un sedimentador primario ó clarificador primario producido por un flujo de 38 000 m³/d de agua residual. El lodo primario se tratará en un digestor anaerobio de alta tasa. El agua residual que genera este lodo contiene 0.15 kg/m³ de sólidos volátiles en base seca y la DQO biodegradable removida es de 0.14 kg/m³. Estime el tamaño del digestor, verifique la carga volumétrica y el porcentaje de estabilización del lodo. El lodo contiene 95 por ciento de humedad y una gravedad específica de 1.02.

Otros datos para el diseño son:

- Reactor anaerobio completamente mezclado
- TRH = SRT = 10 días a 35°C, ver Tabla 3.3.
- Utilización del sustrato (conversión de sólidos) 70 por ciento.
- El lodo contiene suficiente nitrógeno y fósforo para garantizar el crecimiento de la biomasa.
- Y=0.08kg SSV/kg DQOb utilizada y kd = 0.03 d⁻¹
- VI. Las constantes son para una temperatura de 35°C

- VII.El porcentaje de metano en el gas del digestor es 65 por ciento.

a) Determinar el volumen diario de lodo

$$V = \frac{M_s}{S_{sl} \rho_w P_s} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Donde:

- V = volumen, m³
- M_s = masa de lodo seco en, kg
- ρ_w = Peso específico del agua, 103 kg/m³
- S_{sl} = gravedad específica del lodo
- P_s = Porcentaje de sólidos en el lodo, expresado como decimal

$$\begin{aligned} \text{Volumen de lodo} &= \left(0.15 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right) \left(\frac{38\,000 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}}{1.02 \times 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} (0.05)}\right) \\ &= 111.8 \frac{\text{m}^3}{\text{d}} \end{aligned}$$

b) Determinar la carga de DQO biodegradable

$$\begin{aligned} \text{DQObiodegradable} &= \left(0.14 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right) \left(38\,000 \frac{\text{m}^3}{\text{d}}\right) \\ &= 5\,320 \frac{\text{kg}}{\text{d}} \end{aligned}$$

c) Determinar el volumen del digestor

$$\text{TRH} = \frac{V}{Q} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$V = Q(\text{TRH}) = 118.8 \frac{\text{m}^3}{\text{d}} (10\text{d}) = 1\,188 \text{m}^3$$

d) Determinar la carga volumétrica

$$\frac{\text{KgDQObiodegradable}}{\text{m}^3 \text{d}} = \frac{5\,320 \frac{\text{kg}}{\text{d}}}{1\,188 \text{m}^3} = 4.76 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3 \text{d}}$$

e) Determinar la producción de sólidos por día usando la Ecuación 3.3

$$S_0 = 5\,320 \frac{kg}{d}$$

$$S = 5\,320(1 - 0.7) = 1\,596 \frac{kg}{d}$$

$$S_0 - S = 5\,320 - 1\,596 = 3\,724 \frac{kg}{d}$$

$$Px = \frac{3\,724 \frac{kg}{d} - 1.42 \left(229.2 \frac{kg}{d} \right)}{1 + (0.03d^{-1})(10d)} = 229.2 \frac{kg}{d}$$

f) Calcular el porcentaje de estabilización

$$\begin{aligned} \text{Estabilización} &= \frac{\left[3\,724 \frac{kg}{d} - 1.42 \left(229.2 \frac{kg}{d} \right) \right]}{5\,320 \frac{kg}{d}} \times 100 \\ &= 63.9\% \end{aligned}$$

g) Calcular la cantidad de metano producida por día a 35°C usando la Ecuación 3.2

$$\begin{aligned} V_{\text{metano}} &= \left(0.40 \frac{m^3}{kg} \right) \left[(5\,320 - 1\,596) \frac{kg}{d} \right] \\ &\quad - 1.42 \left(229.2 \frac{kg}{d} \right) \\ &= 1\,164 \frac{m^3}{d} \end{aligned}$$

h) Estimar la producción total de gas

$$\text{Volumen total de gas} = \frac{1\,164}{0.65} = 1\,791 \frac{m^3}{d}$$

i) Estimar la cantidad de energía producida. Considerando que el volumen ocupado por un mol de gas a 25°C y 1 atm es 24.5 L, se calcula el total de moles de metano producido por día.

$$\frac{\text{Moles de } CH_4}{d} = \frac{1\,164 \frac{m^3}{d}}{24.5 \frac{L}{g} \left(1 \frac{m^3}{10^3 L} \right)} = 47\,510 \frac{mol}{d}$$

$$\text{Masa de metano} = \left(47\,510 \frac{mol CH_4}{d} \right) \left(16 \frac{g CH_4}{mol} \right) = 7.60 \times 10^5 \frac{g \text{ de metano}}{d}$$

$$\text{Contenido de energía} = 7.60 \times 10^5 \frac{g CH_4}{d} \left(50.1 \frac{kJ}{g} \right) = 38.08 \times 10^6 \frac{kJ}{d} \left(2.778 \times 10^{-4} \frac{kWh}{kJ} \right) = 10\,579 \frac{kWh}{d}$$

3.4.3. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN BASE A LA REDUCCIÓN DE SSV

Se desea estimar la producción de biogás que se genera en el sistema de tratamiento de lodos de una PTAR municipal, la cual genera un caudal de 38 ton/d de una mezcla de lodo primario y secundario crudo con una concentración de ST del 6 por ciento (50 000 a 60 000 mg/L) y una concentración de SV del 70 por ciento con respecto a los ST. Este caudal de lodo primario y secundario se estabiliza en tres reactores anaerobios que operan a una temperatura de 35 °C y tiene un porcentaje de reducción de SV del 40 al 42 por ciento (0.40-0.42).

Para realizar la estimación de la producción de biogás, se utiliza el balance de masa de la Ilus-

tración 3.1 y las ecuaciones 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 que se generan de este balance de masas.

1. El primer paso es calcular la masa orgánica del lodo crudo (M_{OLC}) aplicando la Ecuación 3.7

Para ello es necesario calcular la masa orgánica del lodo primario (M_{OLP}) y la masa orgánica del lodo secundario (M_{OLS}) sin estabilizar mediante la Ecuación 3.9. Sin embargo, como en este ejemplo no se especifica la carga y/o el caudal de cada corriente de lodo y solo dan la carga total de la mezcla de lodo primario y secundario, se utilizará la Ecuación 3.13 para realizar el cálculo de M_{OLC} .

$$M_{OLC} = \text{fracción de SV de la mezcla de lodo primario y secundario}(M_{OLM}) \\ = 0.7\left(38 \frac{\text{ton}}{\text{d}}\right) = 26.6 \frac{\text{ton}}{\text{d}} = 26\,600 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

Ecuación 3.13

Donde:

$$M_{OLM} = \text{Masa orgánica del lodo mezclado (primario + secundario)}$$

2. Con la Ecuación 3.6 se calcula la masa orgánica destruida, tomando en cuenta el porcentaje de destrucción de SV que se indica en los datos del ejemplo.

$$M_{OD} = P_{DSV}(M_{OLC}) = 0.42\left(26\,600 \frac{\text{kg}}{\text{d}}\right) = 11\,172 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

Ecuación 3.14

3. La producción del biogás se estima a partir de la producción específica, que

de acuerdo con la literatura ((U.S. EPA, 1979), (WEF, WERF, US EPA, 2012) y (Metcalf y Eddy, 2003)) varía de 0.75 - 1.1 m³ biogás/kg SV destruidos.

$$Q_{biogas} = 1.1M_{OD} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

$$Q_{biogas} = 1.1 \frac{\text{m}^3 \text{ biogas}}{\text{kg SV destruidos}} \left(11\,172 \frac{\text{kg SV destruidos}}{\text{d}}\right)$$

$$Q_{biogas} = 12\,289.2 \frac{\text{m}^3 \text{ biogas}}{\text{d}}$$

Por lo tanto se producen 12 289.2 m³ de biogás por día.

3.5. USO DEL BIOGÁS

Las mayores aplicaciones del biogás son para la generación de energía eléctrica y calor. Los gases de relleno sanitarios generalmente se utilizan para la generación de energía eléctrica. Los gases de los digestores se utilizan para la generación de calor y fuerza, que es sinónimo de la palabra cogeneración.

El gas es más utilizado en aplicaciones de calentamiento, el cual puede emplearse directamente, con unidades de almacenamiento de baja presión. Alternativamente el gas de un reactor de cubierta fija, puede entubarse para ser almacenado en un recipiente. En la

Tabla 3.6 se enlistan algunas de las posibles aplicaciones de quemado de biogás; éste puede utilizarse como combustible en motores que generan energía mecánica o eléctrica, en calderas para generar vapor, para proporcionar iluminación, como gas de cocina y en otros usos, pero su eficiencia en el funcionamiento depende del contenido de metano (CH_4), que para su combustión en motores debe estar prácticamente puro ya que el dióxido de carbono (CO_2) ocuparía espacio de almacenamiento y energía para su compresión, mientras que el ácido sulfhídrico (H_2S) causaría problemas de corrosión. En la Tabla 3.7 se compara este recurso en cuanto a su poder calorífico con otros combustibles usuales.

Tabla 3.6 Cantidades de biogás requeridas para una aplicación específica (Moreno Rodríguez et al., 2007)

Uso	Especificación	Requerimiento de gas	
		Ft ³ /h	M ³ /h
Cocina	Hornilla de 2"	11.5	0.33
	Hornilla de 4"	16.5	0.47
	Hornilla de 6"	22.5	0.64
	Hornilla de 2" – 4"	8 – 16	0.23 – 0.45
	Por persona por día	12 – 15	0.34 – 0.42
	Por persona por día	12	0.34
Gas para alumbrado	Por lámpara de potencia lumínica 100	4.5	0.13
	Por capa	2.5	0.07
	Por capa	2.5 – 3.0	0.07 – 0.08
	Lámpara de 2 capas	5	0.14
	Lámpara de 3 capas	6	0.17
Gasolina o motor de diesel ^(b)	Biogás por HP	16 – 18	0.45 – 0.51
Refrigerador	ft ³ /h	1	0.028
	ft ³ /h	1.2	0.034
Incubadora	ft ³ /h	0.45 – 0.6	0.013 – 0.017
	ft ³ /h	0.5 – 0.7	0.014 – 0.020
Gasolina	1 Litro	47 – 66 ^(c)	1.33 – 1.87 ^(c)
Diesel	1 Litro	53 – 73 ^(c)	1.50 – 2.07 ^(c)
Ebullición de agua	1 Litro	3.9 ^(d)	0.11 ^(d)

(b) Basado en un 25 por ciento de la eficiencia

(c) Volumen de biogás necesario para dar la energía equivalente de 1 litro de combustible

(d) Volumen de biogás necesario para la ebullición de 1 litro de agua

Tabla 3.7 Valores caloríficos del biogás y de otros combustibles

Combustible	Entalpía de combustión	
	MJ/kg	MJ/kg
Metano	50	35.9
Biogás purificado (90%)	45	32.3
Biogás sin purificar (metano 60% - inertes 40%)	30	21.5
Butano	45.7	118.5
Propano	46.4	90.9
Metanol	19.9	15 900
Etanol	26.9	21 400
Gasolina	42.1	33 300
Diesel	45	34 500

3.6. TRATAMIENTO DEL BIOGÁS

El biogás crudo tiene compuestos que afectan el rendimiento o eficiencia de los equipos o no cumplen con otros requisitos tales como calidad o emisiones.

Los compuestos que generalmente deben removerse del biogás incluyen: vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono. Ocasionalmente otros compuestos volátiles, halógenos, nitrógeno y mercaptanos. La pureza del gas depende del uso y de la calidad de combustible que requiera el motor o máquina donde se quiera utilizar.

El biogás generado en los reactores anaerobios como producto de la transformación del material orgánico presente en las aguas residuales, tiene un valor energético que muchas veces no es aprovechado. Esto se debe a que su manejo resulta ser relativamente complicado, debido a que para ciertos usos se tienen que realizar algunos pasos de purificación antes de su almacenamiento y utilización. Estos pasos consisten en el lavado y secado del biogás con objeto de eliminar o disminuir el contenido de ácido sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2), hasta

valores en los cuales su efecto corrosivo sea mínimo. El almacenamiento del biogás se realiza en tanques, por lo que se pueden utilizar: tanques de presión baja (que tienen una campana flotante), tanques de presión media cilíndricos, tanques a alta presión y como gas licuado. Conforme aumenta la presión de almacenamiento, los requerimientos de pureza del biogás se incrementan, haciendo costoso su manejo.

3.6.1. REMOCIÓN DE VAPOR DE AGUA

El biogás se genera saturado de vapor de agua. Completamente saturado significa que el porcentaje de agua en un biogás es igual a la relación entre la presión parcial del vapor de agua a la temperatura del gas y la presión parcial del biogás.

Por lo tanto la cantidad de agua que contenga el gas va a depender de la temperatura de operación del reactor y de la altura sobre el nivel del mar. Por ejemplo un reactor que opera a una temperatura termofílica ($55\text{ }^\circ\text{C}$) y una presión de vapor de agua de 17.73 kPa (2.286 psia), tiene un porcentaje de vapor de agua de 15.5 por ciento.

Para la remoción de agua del gas se utilizan las siguientes técnicas:

- Secado por enfriamiento. Es la técnica más común para el secado de gases de digestores. Se utilizan intercambiadores de calor y enfriadores mecánicos para enfriar el gas y condensar el agua, la cual puede separarse por medio físicos.
- Secado por adsorción. Se deben diseñar adecuadamente para remover el vapor de agua y otros contaminantes presentes en el gas
- Secado por medio de filtros coalescentes.
- Secado por medio de glicoles. El glicol es una sustancia higroscópica y se usa frecuentemente para remover el agua del gas natural

Todos los equipos para remoción de humedad deben fabricarse con materiales resistentes a la corrosión y serán precedidos por trampas para condensado y sedimentos.

3.6.2. REMOCIÓN DE ÁCIDO SULFHÍDRICO

El ácido sulfhídrico es uno de las impurezas más frecuentes en el biogás. Es un gas tóxico, combustible y oloroso. Sin un control adecuado, las concentraciones de H_2S en el biogás generado en plantas de tratamiento municipales pueden estar en un rango de 150 a 3 000 ppm. En plantas de tratamiento de aguas residuales industriales están en un rango de 0 a 20 000 mg/L. Las fuentes principales de este contaminante son las descargas del tratamiento de agua potable cuando se utiliza sulfato de aluminio y las descargas industriales. En forma natural los sulfatos se forman por la descomposición de las proteínas y de la orina. El

H_2S , se forma en los reactores anaerobios por la reducción de sulfatos por medio de las bacterias anaerobias.

El H_2S y sus derivados, deben removerse del biogás para prevenir la corrosión en las calderas, equipos de agua caliente, compresores de gas y motores. Además es un contaminante del aire, es tóxico y puede causar la muerte en pocos minutos.

Dentro de los procesos que existen para la eliminación del H_2S de la fase gaseosa, algunos eliminan simultáneamente el CO_2 , mientras que otros solo el primer compuesto. Las principales formas para remover H_2S son:

- Absorción en líquidos, con sustancias tales como: aminas, agua, carbonato de potasio, polietilenglicol y metanol. Esta absorción generalmente se realiza en columnas empacadas, al igual que la desorción para la regeneración del absorbente.
- Separación mediante membranas
- Formación de sulfuros metálicos, con compuestos tales como óxidos de hierro, zinc, acetato de zinc entre otras. El H_2S reacciona con el óxido de hierro para formar hierro elemental, azufre elemental y agua
- Oxidación por microorganismos
- Sistemas de adsorción. Se utiliza carbón activado tratado con un material alcalino para adsorber el H_2S del biogás. Estos sistemas se recomiendan para tratar pequeñas cantidades de gas
- Sistemas catalíticos que utilizan una solución acuosa de un quelato de hierro como catalizador y producen azufre elemental. El catalizador se regenera con aire en un reactor de oxidación

Algunas plantas de tratamiento adicionan sales de hierro directamente al digestor o al afluente de la planta. El hierro reacciona con el sulfuro para formar sulfuro de hierro insoluble. Las sales de hierro no pueden adicionarse en las tuberías que conduzcan lodos a alta temperatura ya que se forma rápidamente una incrustación de fosfato ferroso. También se debe tener mayor control en el digestor ya que las sales de hierro consumen alcalinidad y pueden disminuir el pH del sistema. El uso de sales de hierro requiere de una instalación que consiste en un tanque de almacenamiento, bombas dosificadoras, tubería y equipo para el control de parámetros.

3.6.3. REMOCIÓN DE SILOXANOS

Los siloxanos son un familia de compuestos orgánicos antropogénicos que contienen silicón los cuales se encuentran en muchos productos de limpieza y de cuidado personal como desodorantes, cosméticos, shampoos, colorantes, lubricantes y productos de limpieza. Como resultado, muchos siloxanos voláti-

les se encuentran en los gases de los digestores y de los rellenos sanitarios en concentraciones de partes por millón.

Estos productos en la combustión forman depósitos abrasivos de dióxido de silicón. La combustión de siloxanos también promueve la formación de otras incrustaciones o depósitos químicos (por ejemplo de calcio, sulfuros, hierro y zinc). Los depósitos se forman sobre todas las instalaciones para la recuperación y el uso del biogás, como por ejemplo en la cabeza de los motores, válvulas, cámara de combustión, inyectores. También se depositan sobre catalizadores, las superficies de las calderas y en tubos de las unidades de recuperación de calor.

Algunas plantas de tratamiento remueven los siloxanos del biogás. El método más efectivo es la adsorción sobre carbón activado pero primero debe removerse del gas, el agua y el H₂S para que tenga una vida útil mayor. La Tabla 3.8 muestra siloxanos volátiles que comúnmente se encuentran en el biogás.

Tabla 3.8 Propiedades comunes de Siloxanos volátiles encontrados en el biogás

Compuesto	Fórmula	Abreviatura común	Peso molecular	Átomos de silicón por molécula	Silicón (%)	Solubilidad en agua (Mg/L a 25°C)
Hexametil-disiloxano	C ₆ H ₁₈ Si ₂ O	MM	162.4	2	34.5	0.93
Octametiltris-siloxano	C ₈ H ₂₄ Si ₃ O ₂	MDM	236.5	3	35.5	0.035
Hexametilciclo-trisiloxano	C ₁₂ H ₁₈ O ₃ Si ₃	D ₃	222.4	3	37.8	1.56
Octametilciclo-tetrasiloxano	C ₈ H ₂₄ O ₄ Si ₄	D ₄	296.6	4	37.8	0.056
Decametilciclo-pentasiloxano	C ₁₀ H ₃₀ O ₅ Si ₅	D ₅	370.8	5	37.8	0.017
Dodecametilciclo-hexasiloxano	C ₁₂ H ₃₆ O ₆ Si ₆	D ₆	444.9	6	37.9	0.005

3.6.4. REMOCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO

La eliminación de CO_2 se puede llevar mediante lo siguiente:

- a) La reacción con sólidos, con soluciones alcalinas (hidróxido de sodio (NaOH), hidróxido de potasio (KOH), cal viva (Ca(OH)_2)
- b) Con etanolaminas
- c) Absorción con agua
- d) Absorción con metanol
- e) Absorción con carbonato de polipropileno
- f) Membranas permeables
- g) Mallas moleculares

El proceso más común para el lavado o purificación del biogás consiste en hacerlo pasar a través de una columna de absorción, la cual contiene alguna sustancia química o solvente como pueden ser cualquiera de las antes mencionadas o inclusive agua bajo presión. Al entrar en contacto con la sustancia, el H_2S y/o CO_2 se solubilizan, lo que produce una corriente gaseosa con alto contenido de metano (CH_4).

Ilustración 3.2 Tratamiento del biogás para almacenamiento y quemadores



Si el biogás generado se utiliza para la mezcla del mismo reactor anaerobio, el biogás puede seguir un tratamiento como aparece en la Ilustración 3.3. En este caso el biogás pasará por una filtra-

Estos solventes pueden regenerarse empleando una segunda columna conocida como desorbadora o de regeneración.

La elección del método o técnica de purificación que debe emplearse en la limpieza del biogás generado en un sistema de tratamiento anaerobio, depende principalmente del flujo de biogás disponible y de la pureza de metano que se desee alcanzar lo que lleva a determinar la viabilidad económica de la purificación.

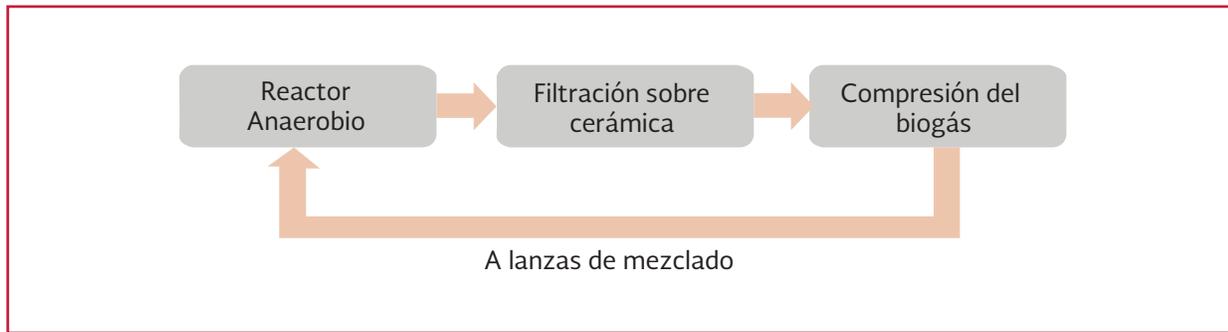
3.6.5. ESQUEMAS DE TRATAMIENTO PARA EL USO DEL BIOGÁS

A continuación se presentan diferentes esquemas para el tratamiento del biogás dependiendo del uso del mismo dentro de una planta de tratamiento.

Si el biogás generado en el reactor anaerobio se va llevar a almacenamiento y posteriormente a quemadores solo requiere de una filtración sobre un lecho de grava para remover las partículas suspendidas, como se muestra en la Ilustración 3.2.

ción sobre lecho de cerámica para remoción de materiales finos en suspensión y posteriormente a una compresión para llevarlo a la presión requerida para la entrada al sistema de mezclado

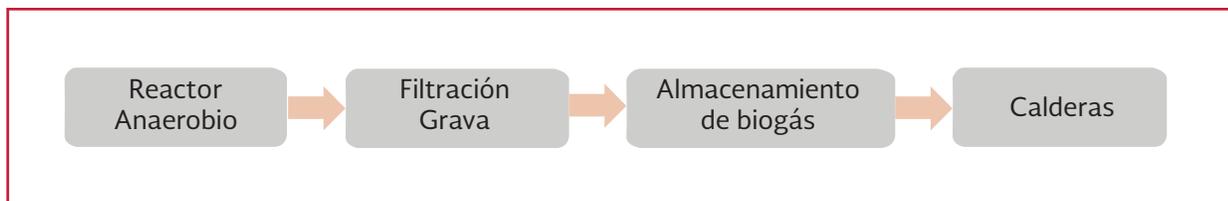
Ilustración 3.3 Tratamiento del biogás para mezclado del reactor



Otro uso que se le puede dar al biogás dentro de la planta de tratamiento es para el calentamiento de calderas. Para este uso el biogás pasará inicialmente por la remoción de sólidos suspendidos, almacenamiento y posteriormente puede utilizarse

como combustible de calderas de baja presión (Ilustración 3.4). Para calderas de alta presión se realizará un tratamiento similar al requerido para uso en cogeneración dependiendo de la presión y temperatura utilizada por la caldera.

Ilustración 3.4 Tratamiento del biogás como combustible para calderas de baja presión

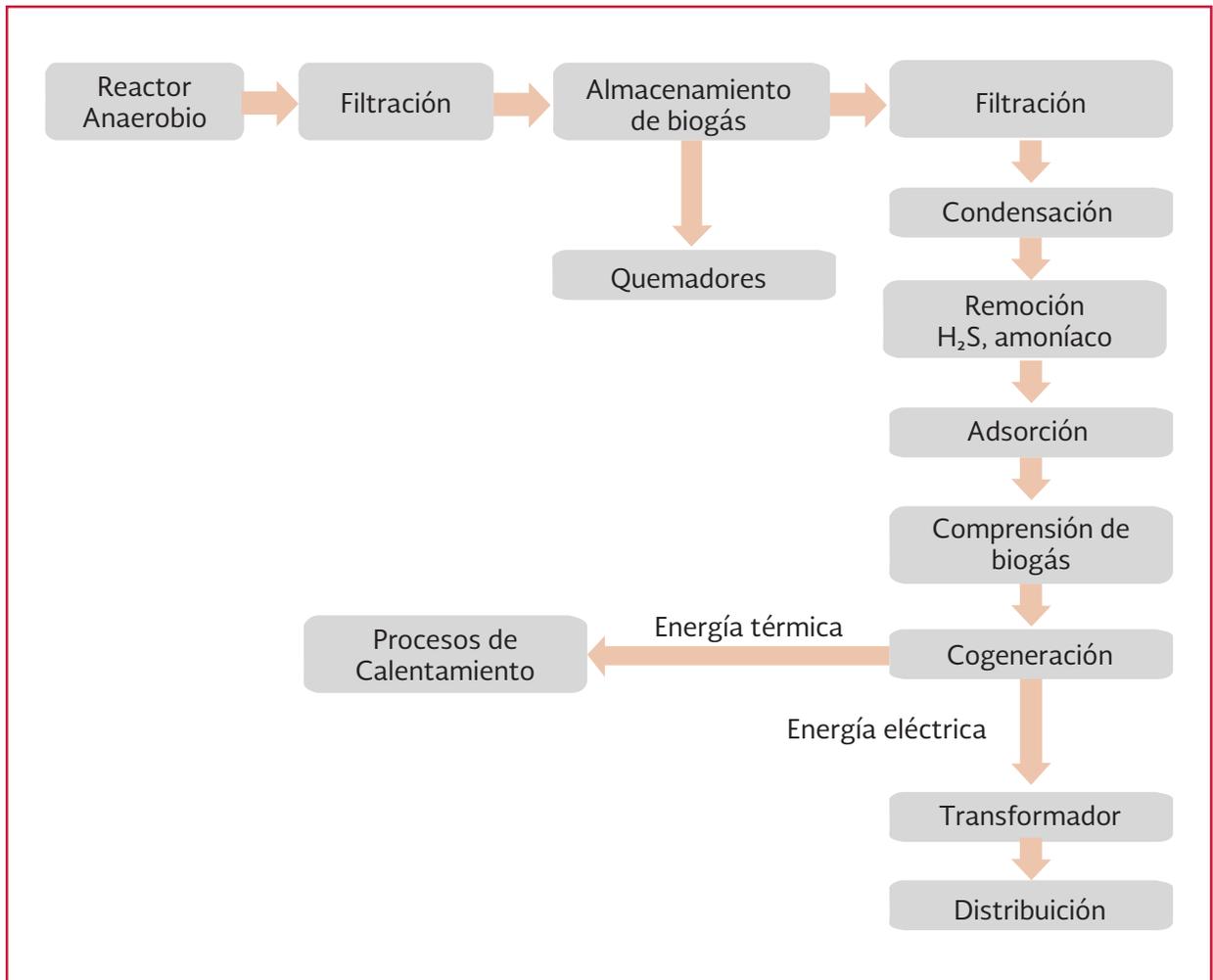


El uso del biogás en un sistema de cogeneración necesita un tratamiento más complejo con el fin de quitar sólidos en suspensión, vapor de agua, dióxido de carbono, siloxanos, amoníaco, y sulfuros principalmente. Estos contaminantes deben eliminarse dependiendo de la calidad del combustible requerido por los diferentes equipos para el uso de biogás (Tabla 3.9).

La Ilustración 3.5 muestra las etapas de tratamiento del biogás para ser utilizado en unidades de cogeneración. Según esta ilustración el biogás generado en el reactor anaerobio pasará por una etapa de filtración para remover partículas en suspensión, posteriormente se llevará a un tanque de almacenamiento donde se tendrá la alternativa de llevarse a quemadores en caso de

falla en las unidades de cogeneración. Si el gas se envía hacia las unidades de cogeneración se llevará a una etapa de filtración sobre lecho de cerámica, para la remoción de partículas muy finas; a una etapa de condensación para eliminación de vapor de agua; posteriormente pasará a un tratamiento para la desorción de contaminantes tales como el dióxido de carbono, el amoníaco o el sulfuro de hidrógeno; también pasará por una unidad de adsorción para remoción de siloxanos u otros compuestos orgánicos que se deban eliminar. Cuando el biogás tenga la calidad requerida para su uso pasa a una etapa de compresión y posteriormente a las unidades de cogeneración donde se genera energía eléctrica y energía térmica para diferentes usos dentro de la planta de tratamiento (Ilustración 3.6).

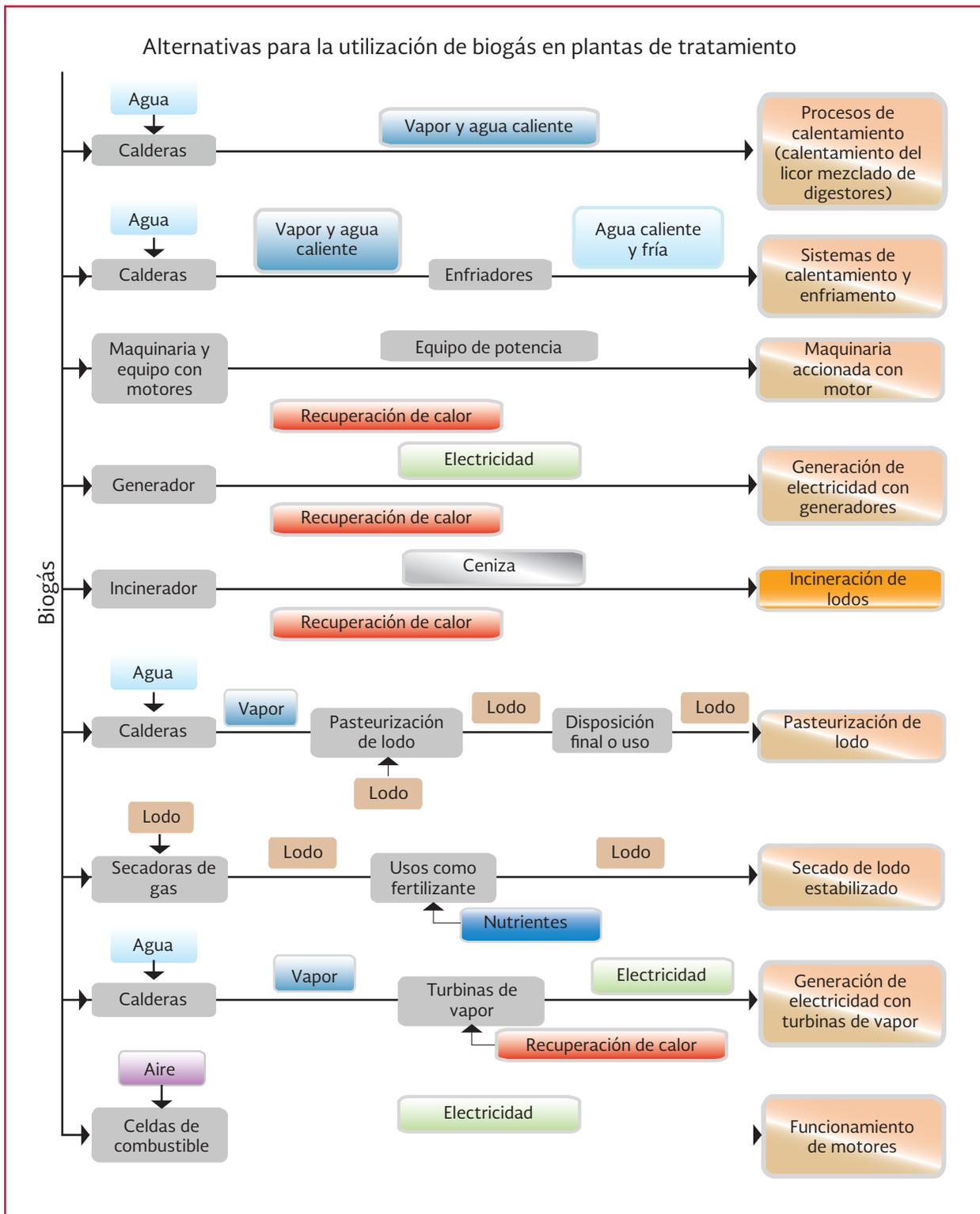
Ilustración 3.5 Tratamiento del biogás para su uso en unidades de cogeneración



En la Ilustración 3.6 se muestran las diferentes alternativas para el uso del biogás dentro de una planta de tratamiento. Estas son principalmente para procesos de calentamiento, para

el funcionamiento de motores, generación de electricidad con generadores o turbinas de vapor y para incineración, pasteurización y secado de lodo estabilizado.

Ilustración 3.6 Alternativas para el uso del biogás en las plantas de tratamiento, (U.S. EPA, 1995)



3.7. EQUIPO UTILIZADO PARA EL USO DEL BIOGÁS

El biogás puede utilizarse para la generación de energía eléctrica o en sistemas de cogeneración.

Se denominan sistemas de cogeneración a los equipos diseñados para la generación de luz y fuerza.

En una planta de tratamiento de agua residual un sistema de cogeneración puede instalarse para utilizar el biogás generado por la estabilización anaerobia de lodos. Otra posibilidad es la de recuperar el biogás de rellenos sanitarios de lodos. En la Ilustración 3.7 y la Ilustración 3.8 se presentan el diagrama de flujo del gas desde su generación, tratamiento para su acondicionamiento, el sistema de cogeneración y su uso como energía.

Ilustración 3.7 Esquema de generación y tratamiento de biogás en una planta de tratamiento de aguas residuales.

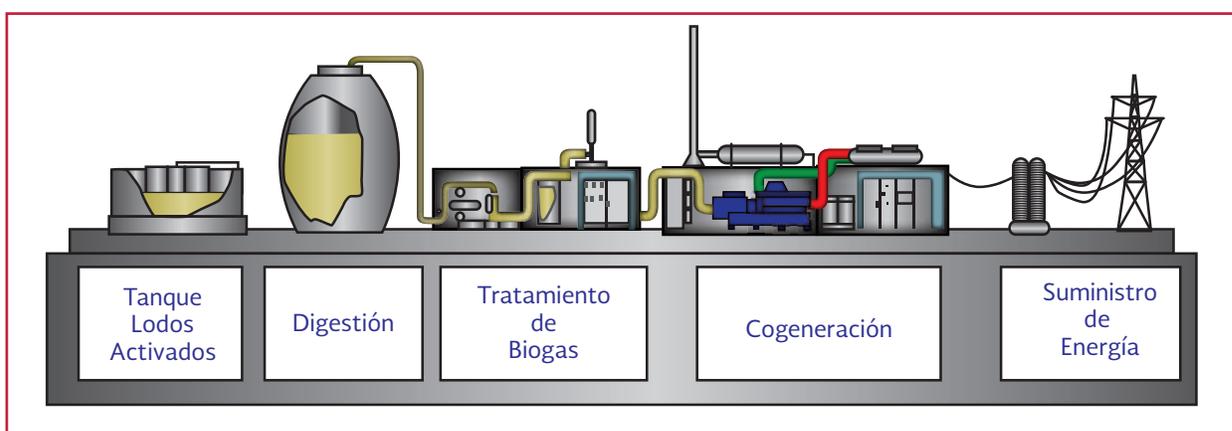
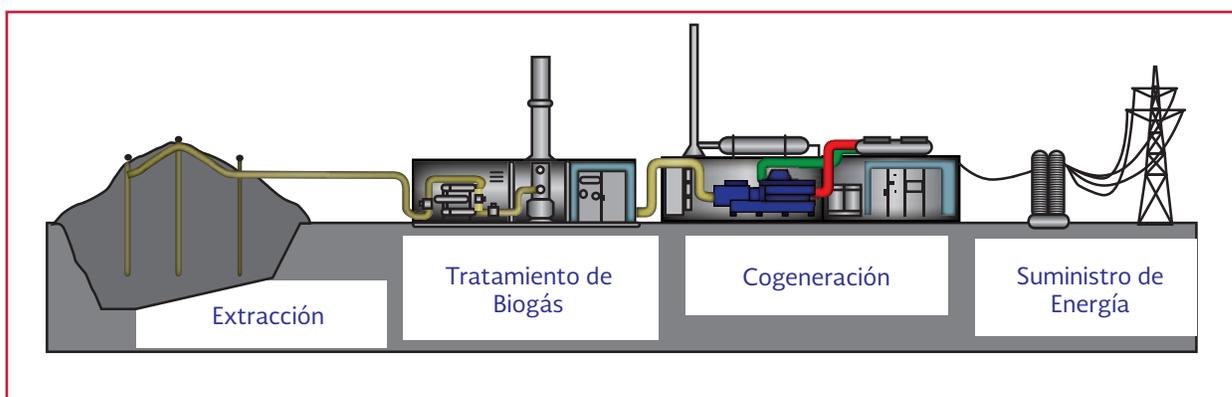


Ilustración 3.8 Esquema de generación y tratamiento de biogás en relleno de lodos residuales.



Plantas de tratamiento con capacidades mayores de 20 000 m³/d (232 L/s) pueden ser candidatas para utilizar el gas en sistemas de cogene-

ración. Sistemas típicos de cogeneración son los motores de combustión interna, las microturbinas y las turbinas de gas.

Los motores de combustión interna han evolucionado en los últimos años. Los diseños modernos requieren un combustible limpio ya que estos motores generan bajas emisiones. Por lo tanto es necesario tratar el biogás adecuada-

mente para poder utilizar un combustible de la calidad recomendada o requerida por el fabricante. En la Tabla 3.9 se muestra un resumen de la calidad de combustible requerida por motores que utilizan biogás.

Tabla 3.9 Calidad de combustible requerida en motores de combustión interna

Contaminante en el combustible	Cantidad máxima permitida en el combustible (wef,2011)			
	Caterpillar	Cummins	G.E. Jenbacher	Waukesha
Poder calorífico (MJ/m ³)	15.7 - 23	15 - 30	13.8 - 34.4	15.73
Agua	Humedad relativa 80 % No agua líquida	Humedad relativa 80 % No gotas	Humedad relativa 80 %	No agua líquida
Compuestos de azufre, (principalmente H ₂ S)	57µg/MJ (60µg/BTU)	100 mg/m ³	2000 mg/m ³	81µg/MJ
Halógenos como cloro	19µg/MJ (20µg/BTU)	1 mg/m ³	100 mg/m ³	8.5µg/BTU
Amoniaco (NH ₃)	2.61µg/MJ (2.96µg/BTU)	30 mg/m ³	55 mg/m ³	1.4µg/Btu
Silicón en combustible(Si)	56µg/MJ (60µg/BTU)	1 mg/m ³	10 mg/m ³	0.77BTU
Partículas	0.8 µg/MJ (0.84µg/BTU)	30 mg/m ³	50 mg/m ³	No especifica
Tamaño de partícula	1 micra	1 micra	3 micra	0.3 micras
Aceite residual	1.19µg/MJ (1.25µg/BTU)	1.mg/m ³	5 mg/m ⁻³	

3.7.1. MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

La mayoría de las plantas de tratamiento utilizan sistemas de cogeneración con motores de combustión interna. Estos motores han tenido gran avance en su diseño para reducir el consumo de combustible, reducir el mantenimiento y reducir las emisiones del aire. En la Tabla 3.10 se muestra como estos motores pueden clasificarse.

3.7.2. TURBINAS DE COMBUSTIÓN O TURBINAS DE GAS

Estas turbinas queman una mezcla de aire comprimido y combustible. Capturan la energía de la expansión de los gases generados en la combustión. Las turbinas de gas son atractivas para la generación de energía eléctrica y tienen un récord de bajo mantenimiento y alta disponibilidad. La alta temperatura de los gases de salida

Tabla 3.10 Motores de combustión interna utilizados para la cogeneración

Motores de combustión interna	Descripción	Imagen
Motores de combustión interna alternativos	Se conocen como motores de explosión (gasolina) y motores diésel. Son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón, desplazándolo en el interior de un cilindro y haciendo girar un cigüeñal, obteniendo finalmente un movimiento de rotación. Son los más utilizados para la cogeneración.	 <p>Courtesy: Cummins Power Generation</p>
Motores alternativos avanzados (ARES) por sus siglas en inglés	Estos motores se han desarrollado para reducir significativamente el combustible y las emisiones. Son muy eficientes en el uso del combustible por lo tanto pueden utilizarse en los sistemas de tratamiento para utilizar el gas producido y generar mayor cantidad de energía eléctrica a un menor costo. Tienen una producción de 1 000 a 3 000 kW. Operan con una presión de gas menor de 0.6 kPa (4 psi).	
Motor generador de combustible dual (gas-diésel)	Tienen un encendido por compresión. Permiten quemar simultáneamente gas y pequeñas cantidades de diésel (1 a 5 por ciento) como combustible piloto. También pueden operar con un 100 por ciento de diésel en caso de falla en el suministro de gas. Esta opción requiere almacenamiento y equipo para comprimir el diésel a una presión de 11kPa (75 psi) y suministrarlo en forma de gas.	 <p>http://www.gensetdieselgenerator.com/</p>

puede utilizarse para generar agua caliente, o vapor en aplicaciones de recuperación de calor. La mayoría de las turbinas de gas producen vapor a una presión de 22 kPa (150 psig).

Las turbinas de gas pueden fácilmente recibir los gases de los reactores anaerobios. Se utilizan en muchas plantas de tratamiento de Estados Unidos. Vienen equipadas con dispositivos para reducir las emisiones de óxido de nitrógeno, o convertidores catalíticos para remover sulfuros o siloxanos.

3.7.2.1. Microturbinas

Las microturbinas tienen alta velocidad de combustión y se encuentran en tamaños de 30 a 250 kW y se utilizan para generación y cogeneración. Las microturbinas utilizan nueva tecnología que incluye mayor interfase de recuperación, cojinetes de aire y altas velocidades de operación. Más de 40 plantas de tratamiento en Estados Unidos utilizan micro turbinas con capacidades entre 60 y 360 kW (WEF, ASCE, y EWRI, 2010).

3.7.2.2. Turbinas de vapor y calderas de vapor

Este tipo de equipos solo pueden utilizarse para quemar el gas de los reactores anaerobios en grandes calderas y generar vapor de alta presión y electricidad. Solo son adecuados para plantas de tratamiento con capacidades mayores a 4.5 m³/s, ya que se requieren el manejo de altas presiones para que sea un generador eficiente kW (WEF, ASCE, y EWRI, 2010).

3.7.2.3. Celdas de combustible

Una celda de combustible es un equipo electroquímico que combina el hidrógeno con el oxígeno para producir electricidad en forma continua. El hidrógeno se obtiene del combustible, en este gas sería del biogás, mientras que el oxígeno se obtiene del aire. Las celdas de combustible han ganado mucha atención por su alta eficiencia en la generación de energía, una operación sin vibraciones, produce gases limpios y es una tecnología novedosa. Además son estacionarias y no producen ruido. Muchas plantas de tratamiento utilizan digestores con celdas de combustible.

3.8. ESTUDIOS DE CASO

3.8.1. EJEMPLO DE GENERACIÓN DE BIOGÁS EN UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL

Es una planta de tratamiento de lodos activados que da servicio a una población de un millón 800 mil habitantes. El lodo residual utiliza un sistema de estabilización anaerobia el cual genera biogás que se utiliza en unidades de cogeneración. A continuación se mencionan los aspectos más importantes del proceso.

3.8.1.1. Tratamiento del lodo residual

El lodo producido en los clarificadores primarios se conduce a los reactores de estabilización anaerobia. La producción de lodos es de aproximadamente 2 000 m³/día.

3.8.1.2. Espesamiento

La purga del clarificador secundario, 2000 m³/d, se acondiciona utilizando un polímero catiónico y se conduce a un espesador de bandas. A la salida del espesador la concentración de ST es de 1.5-5 por ciento. El lodo después de espesamiento pasa al sistema de estabilización anaerobia.

3.8.1.3. Estabilización anaerobia

El lodo primario, el secundario, así como las natas del sedimentador primario y del secundario se conducen al digestor anaerobio. El sistema de estabilización anaerobia está integrado por cuatro (4) digestores con las siguientes dimensiones.

Diámetro	36.5 m
Profundidad	12.2 m
Volumen	13 340 m ³

Es un digestor de alta tasa con calentamiento y mezclado continuo para mantener condiciones uniformes en el reactor. Trabaja a temperatura mesofílica de 30-36° C, que se mantiene por medio del calentamiento con el metano generado en el proceso o con gas natural. El mezclado se realiza por medio de 4 digestores periféricos y un agitador central. En el domo del reactor se encuentra la válvula de seguridad y el puerto de muestreo (Ilustración 3.9). La carga diaria de lodos es aproximadamente:

101 850 kg/d de lodo primario
439 20 kg/d de lodo secundario.
57 500 kg/d sólidos volátiles destruidos.

La carga de lodos al reactor para diferentes meses del año se muestra en la Tabla 3.11.

Ilustración 3.9 Reactores anaerobios de la planta de tratamiento



El lodo primario entra al digestor con una concentración de sólidos totales entre 3 y 3.5 por ciento y es la aportación más importante al digestor, y constituye entre el 65-85 por ciento de la masa que entra al reactor. El promedio anual de lodo primario en el digestor fue de 75 por ciento. Por lo tanto el reactor trabaja con mayor cantidad de lodo primario, el cual es más fácil de digerir y produce mayor cantidad de gas por kg de lodo aplicado, esto se debe principalmente a la mayor concentración de SSV presentes en este tipo de lodo.

Tabla 3.11 Carga de lodos al digestor anaerobio

Tipo de lodo	Diciembre	Enero	Abril	Mayo	Junio	Julio
Lodo primario, ton secas	2 837	2 072	1 702	1 880	2 222	2 182
Lodo secundario, ton secas	468	677	813	1 000	548	685
Lodo total, ton secas	3 305	2 749	2 515	2 880	2 770	2 867
V total m ³	70 679					
Reducción SSV (%)	---	---	---	54.4	59.3	62.0

El lodo secundario entra al digestor con una concentración de ST entre 4 y 5 por ciento y constituye el 25 por ciento de la masa total al digestor. La reducción total de SSV en el digestor varía entre 50-60 por ciento, lo cual es una reducción adecuada considerando los rangos típicos de 40-65 por ciento (WEF, WERF, US EPA, 2012).

La carga de lodo al digestor tuvo un promedio mensual de 2 736 toneladas secas. La producción de gas metano es en promedio de 970 000 m³/mes con una desviación estándar de 206 384 m³/mes y un coeficiente de variación de 21.2 por ciento.

La producción de gas se encuentra entre los valores típicos de la digestión anaerobia de lodos, la cual se reporta entre 750 a 1 120 m³gas/ton de SSV destruidos. Para realizar esta comparación se calcularon los valores suponiendo que el lodo a la entrada del digestor tiene 70 por ciento de SSV y que el 60 por ciento de estos sólidos se remueven durante el proceso, y también se consideró que el gas producido contiene un 75 por ciento de metano.

La producción de gas también puede estimarse sobre una base per cápita. Se estima una producción de 10-22 m³/10³ personas. (Metcalf y Eddy, 2003). Los resultados obtenidos para la producción de gas y una población servida de un millón 800 mil habitantes, son de 15-23 m³/10³ personas.d que está dentro el rango esperado.

En los meses de noviembre y diciembre y de enero, la producción de gas es ligeramente superior a estos rangos, probablemente hubo un incremento en el flujo y en la carga orgánica a la planta de tratamiento (Tabla 3.12)

La Ilustración 3.10 muestra la tendencia de la generación de gas y de la producción per cápita para el período que se analiza. Los dos parámetros siguen la misma tendencia. Se observa mayor producción de gas en los últimos meses del y principios del siguiente. Estas correlaciones se pueden representar por una ecuación exponencial de quinto orden. La variación en la producción de biogás se debe a cambios en el flujo, en la carga orgánica a los digestores, en el funcionamiento de los mismos en los que influye mucho la temperatura y la actividad microbiana.

3.8.1.4. Recolección de gas

El gas generado en los digestores se recolecta en la parte superior del digestor y se conduce por medio de tuberías a los quemadores donde se libera a la atmósfera o se conduce al área de cogeneración.

3.8.1.5. Uso del gas

El gas metano a temperatura y presión estándar tiene un valor calorífico de 35 800 KJ/m³. El gas producido en los digestores generalmente contiene entre 65-70 por ciento de metano y su poder calorífico es aproximadamente 22 400 KJ/m³. Para hacer una comparación el gas natural puro, que se utiliza en la planta, tiene un valor calorífico de 37 300 KJ/m³.

Antes de utilizar el gas pasa por un proceso de compresión hasta una presión de 50 lbs por pulgada cuadrada y por un proceso de purificación para eliminar impurezas tales como sulfuros, partículas y vapor de agua para proteger los generadores de energía.

Tabla 3.12 Generación de gas metano en diferentes meses

Mes	Lodo digerido ton secas/mes	Metano m³/mes	Metano ton/mes (1)	Metano m³/tonSSV (2)	m³ de gas/ ton SSV conc. metano (3)	m³ gas / 10³ personas día
Feb		787 400	5 515.6			15.6
Mar		932 500	610.6			17.2
Abr		1 179 930	772.7			21.8
May		1 081 980	708.5			19.3
Jun		760 910	498.3			14.0
Jul		700 910	459.0			12.5
Ago		795 500	521			14.2
Sep		894 000	585			16.5
Oct		1 016 400	665.6			18.2
Nov		1 288 000	843.5			23.8
Dic	3 305	1 321 300	865.3	951	1 269	23.6
Ene	2 749	1 332 200	872.4	1 153	1 538	23.8
Feb		1 023 400	670.2			20.3
Mar						
Abr	2 515	955 130	625.5	904	1 205	17.7
May	2 880	755 470	494.7	624.5	832	13.5
Jun	2 770	863 800	565.7	742.5	989	15.5
Ju	2 867	830 000	543.5	689	919	14.8

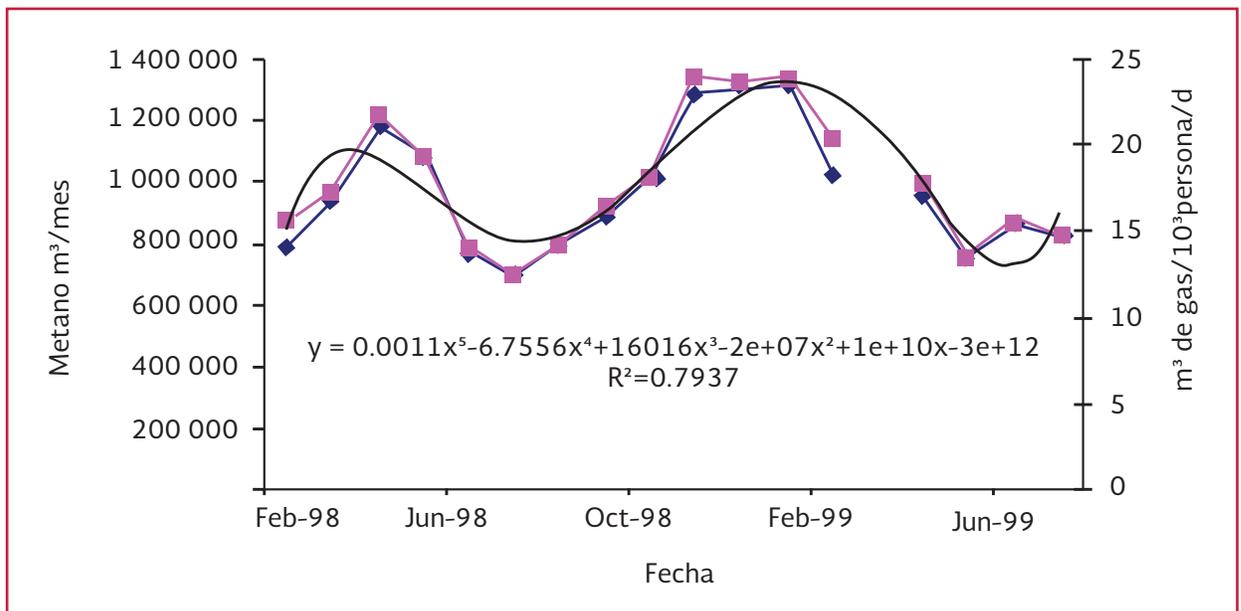
Calculado a CNP = 1atm T = 25°C

Calculado suponiendo que el lodo tiene 70 por ciento de SSV a la entrada del digestor y 60 por ciento de reducción de SSV.

Calculado suponiendo que el gas tiene 75 por ciento de metano.

Calculado considerando una población servida de 1 800 000 habitantes

Ilustración 3.10 Generación de gas metano



El gas generado pasa por un proceso de desulfuración. El H_2S se forma en los digestores debido a la reducción de sulfatos por las bacterias anaerobias. La remoción de H_2S se realiza en adsorbentes donde el H_2S reacciona con el Fe_2O_3 que contiene el material adsorbente FeS .

3.8.1.6. Cogeneración

La cogeneración es la producción de energía térmica y mecánica a partir del gas de los digestores. El área de cogeneración está integrada por ocho unidades para generación de energía, cinco utilizan biogás y tres utilizan gas natural (Ilustración 3.11 e Ilustración 3.12).

La energía eléctrica generada por el biogás, según los datos del organismo operador se muestran en la Tabla 3.13. Se observa un rendimiento muy alto alrededor del 100.0 por ciento, si se considera que solo una parte de esta energía se convierte en trabajo (~30 por ciento) y de esta fracción un 90 por ciento se convierte en energía eléctrica (U.S. EPA, 1995).

Ilustración 3.11 Vista general de la planta de cogeneración y limpieza de biogás



3.8.2. ESTUDIO DE CASO: PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES DE LEÓN, GUANAJUATO

3.8.2.1. Agua residual municipal

La planta trata el 90 por ciento del agua residual que se genera en la ciudad más un 15 por ciento de agua residual industrial. El caudal que ingresa a la planta es de 2 500 L/s de agua residual con la siguiente composición

Demanda bioquímica de oxígeno (DBO)	442 mg/L
Demanda química de oxígeno (DQO)	1 025 mg/L
Sólidos suspendidos totales (SST)	500 mg/L
Sulfuros	8 mg/L

El sistema de tratamiento de agua está integrado por las siguientes unidades:

Tabla 3.13 Generación de energía eléctrica a partir del biogás

Mes	Energía producida	Biogás Producido	Relación Energía/gas
	kW-h	m ³	kW-h/m ³
Enero	1 380 500	1 332 200	1.036
Febrero	1 163 300	1 162 000	1.000
Marzo	1 017 545	990 000	0.970
Abril	1 028 330	955 130	0.928
Mayo	929 100	775 470	1.198
Junio	805 404	863 800	0.930
Julio	649 410	830 000	0.780

Ilustración 3.12 Unidades de cogeneración



Cribado o desbaste. El sistema de cribado está compuesto por cribas de diferentes tamaños: cribado grueso, cribado medio y cribado fino.

Desarenado. Después del cribado el agua pasa a unos tanques aireados para remoción de arenas y separación de grasas y aceites.

Sedimentación primaria. Posteriormente los 2 500 L/s pasan a las unidades de sedimentación primaria conformada por 5 unidades de sedimentación donde se realiza la remoción de los sólidos suspendidos sedimentables.

Después de pasar por esta unidad, 1 500 L/s se descargan y otros 1 000 L/s pasan al tratamiento secundario.

Tratamiento secundario. El tratamiento secundario se realiza en dos filtros percoladores

empacados con medio plástico y con ventilación natural. Existen dos unidades con una capacidad de tratar 500 L/s cada una.

Sedimentación secundaria. El agua tratada en los filtros percoladores se envía a dos unidades de sedimentación secundaria. Posteriormente se unen el efluente del sedimentador primario con el efluente de los sedimentadores secundarios y pasa al sistema de desinfección

Desinfección. La desinfección se realiza en el tanque de contacto por medio de gas cloro.

El agua residual tratada se utiliza para riego agrícola o se descarga al arroyo Las Mulas.

3.8.2.2. Tratamiento de lodos residuales

Generación de lodos residuales

Los lodos residuales generados del tratamiento primario más el tratamiento secundario son del orden de 38 ton/d en base seca.

Las características del lodo son las siguientes:

- Sólidos suspendidos totales 6 por ciento (50 000 a 60 000 mg/L)
- Sólidos suspendidos volátiles. 70 por ciento de lo sólidos totales.

- pH 7 -8
- Sulfuros totales 200 mg/L

El lodo generado en el sedimentador primario y secundario se conduce hasta un cárcamo de lodos. En este cárcamo se mezcla el lodo y se le adiciona cloruro férrico con el objeto de remover parte del sulfuro contenido en el lodo. Con la adición de cloruro férrico se reduce la cantidad de sulfuro en la fase gaseosa de 0.3-0.4 en volumen a 0.1 por ciento.

Estabilización de lodo

El lodo se conduce hasta tres reactores anaerobios de 10 500 m³ de capacidad cada uno y tiempo de retención hidráulico y de sólidos de 21 días. La temperatura de operación es de 35°C (rango mesofílico). La reducción de sólidos suspendidos volátiles en los reactores está entre 40-42 por ciento. La Ilustración 3.16 muestra el reactor anaerobio de la planta.

Para llevar el lodo hasta la temperatura mesofílica (35 °C), el lodo se bombea desde la estación de bombeo de lodo crudo y pasa a través de intercambiadores de calor, donde se calienta con agua hasta una temperatura de 90 °C que entra a contraflujo al intercambiador.

El agua que se utiliza para calentar el lodo en los intercambiadores, se calienta con los gases de combustión generados en los equipos de cogeneración. En caso de que no se tenga esa fuente de energía, se tienen calderas para calentar el agua y posteriormente enviarlas hacia los calentadores o intercambiadores de lodo. Las calderas utilizan como combustible el biogás generado en los reactores anaerobios.

Posteriormente parte de este lodo caliente se mezcla con lodo frío con el fin de alcanzar la temperatura requerida a la entrada del reactor (de 35 ± 1 °C). El reactor cuenta con una cámara de natas y un sello hidráulico de 70 cm de agua. Opera a una presión de 35 milibares. El reactor utiliza el biogás para mantener lo sólidos y la temperatura homogénea.

El gas que se produce sale por el domo del reactor. Cada reactor tiene capacidad de producir 7 000 m³ de biogás por día, equivalente a una producción de gas de 320-350 m³/h de biogás, de los cuales 64 por ciento es el gas metano (CH₄), 32 por ciento CO₂ y 0.11 por ciento es H₂S. También contiene vapor de agua.

El biogás que se produce se utiliza para mezclar el digestor, como combustible en las calderas o en los equipos de cogeneración. En la Ilustración 3.13 se muestra el diagrama general de la planta.

3.8.2.3. Tratamiento del biogás

El biogás que se genera por el domo del reactor por la estabilización anaerobia, pasa por un tratamiento antes de almacenarse o utilizarse.

Inicialmente el biogás pasa a través de una serie de filtros de grava y cerámica para detener partículas, manteniendo en el sistema una presión de 31 Mbar (Ilustración 3.18).

Parte del biogás se comprime para incrementar la presión de 3.2 Bar e inyectarlo mediante las catorce lanzas que están instaladas en la periferia del digestor, con el fin de mantener la

Ilustración 3.13 Diagrama general de localización de la PTAR de León, Gto., (SAPAL)

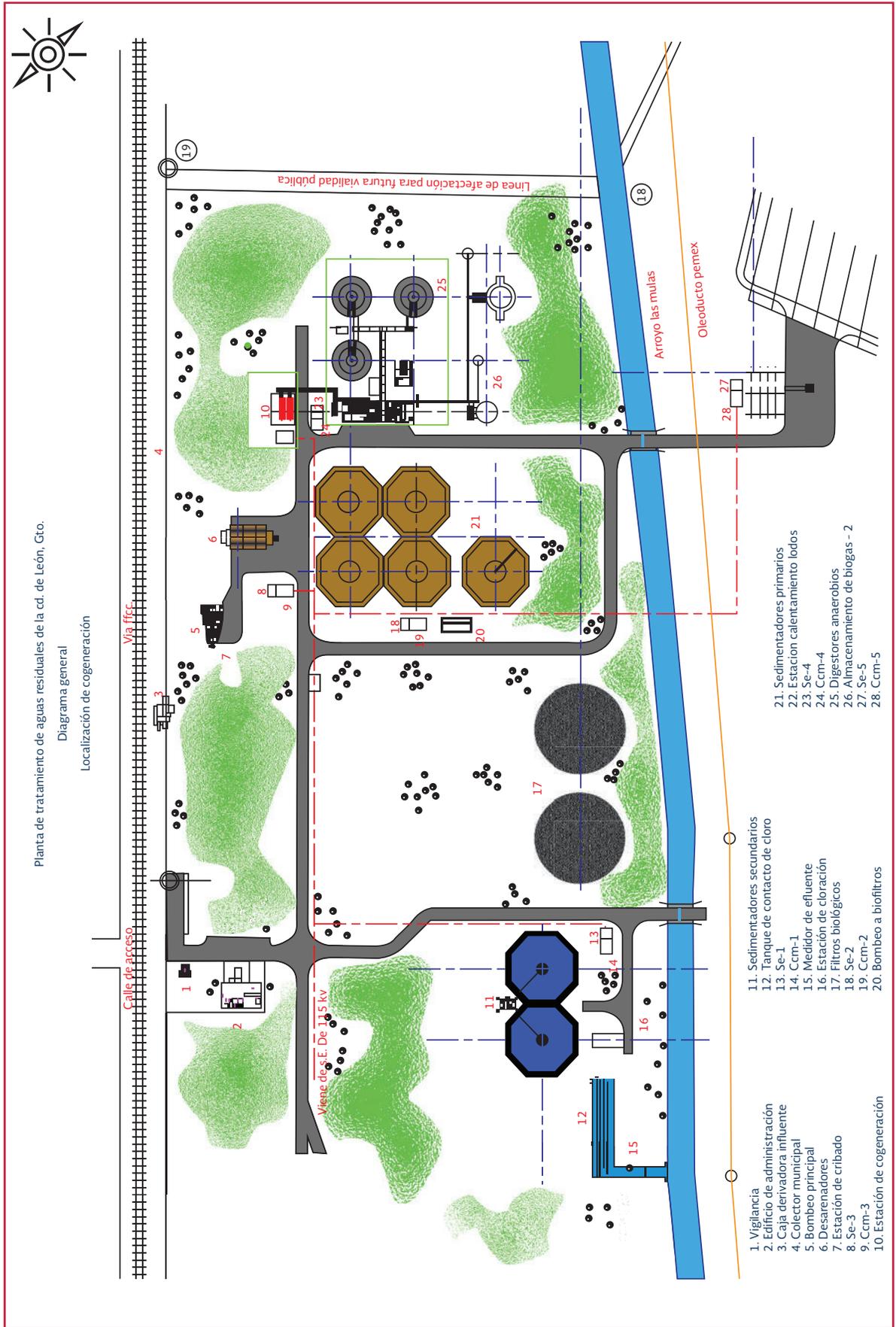


Tabla 3.14 Producción de biogás y generación de energía en la PTAR, (SAPAL)

Mes	Proceso de digestión anaerobia						Generación de energía					
	% st Alimentación	Alimentación a digestor ton/d	% Stv/st alimentación	Carga volátil (ton/d)	Prod. de Biogás M ³ /d	Composición de biogás			Kw Producidos	Horas de op. de cogeneración	KW-h Prom.	Por ciento Producción respecto al consumo total
						% CH ₄	% CO ₂	% H ₂ S				
Sep-12	5.5	36.8	45.4	16.7	14 343.8	63.0	30.0	0.11	225 864.0	622	363.1	38.7
Oct-12	4.7	38.6	56.7	21.9	13 878.5	65.8	31.0	0.10	262 314.0	728	360.3	44.5
Nov-12	4.6	28.2	55.1	15.5	13 236.0	64.5	31.0	0.10	242 380.0	686	353.3	43.3
Dic-12	5.0	45.3	59.5	26.9	14 173.7	64.0	32.5	0.10	269 339.0	695	387.5	50.6
Ene-13	4.5	37.7	54.1	20.4	14 391.1	63.5	32.0	0.11	279 569.0	597	468.3	51.0
Feb-13	4.5	30.7	57.6	17.7	14 404.8	63.8	31.0	0.11	237 524.0	647	367.1	44.6
Mar-13	4.4	34.1	60.2	20.5	14 428.1	64.2	32.0	0.11	164 992.8	552	298.9	31.1
Abr-13	4.6	34.9	58.7	20.5	14 433.6	64.0	32.5	0.11	234 401.1	697	336.3	47.2
May-13	4.6	47.4	53.1	25.2	14 482.8	63.5	32.0	0.11	235 558.4	704	334.6	42.5
Jun-13	4.0	32.6	52.0	17.0	14 465.3	63.8	32.0	0.11	Equipos en Mantenimiento			
Jul-13	4.6	30.5	49.1	15.0	13 988.9	63.0	32.0	0.11				
Ago-13	5.4	44.2	52.7	23.3	14 461.7	64.0	32.0	0.11	35 613.0	72	494.6	6.9
Sep-13	5.5	38.8	55.0	21.4	14 568.0	63.5	32.5	0.12	171 149.0	346	494.7	32.6
Oct-13	5.4	48.6	57.4	27.9	14 506.6	64.0	32.0	0.11	378 930.0	635	596.7	66.1
Prome-dio	4.8	37.7	54.8	20.7	14 268.8	63.9	31.8	0.11	228 136.19	581.75	404.63	41.59

Ilustración 3.14 Diagrama de flujo de la estabilización anaerobia y sistema de cogeneración. PTAR León, Gto., (SAPAL)

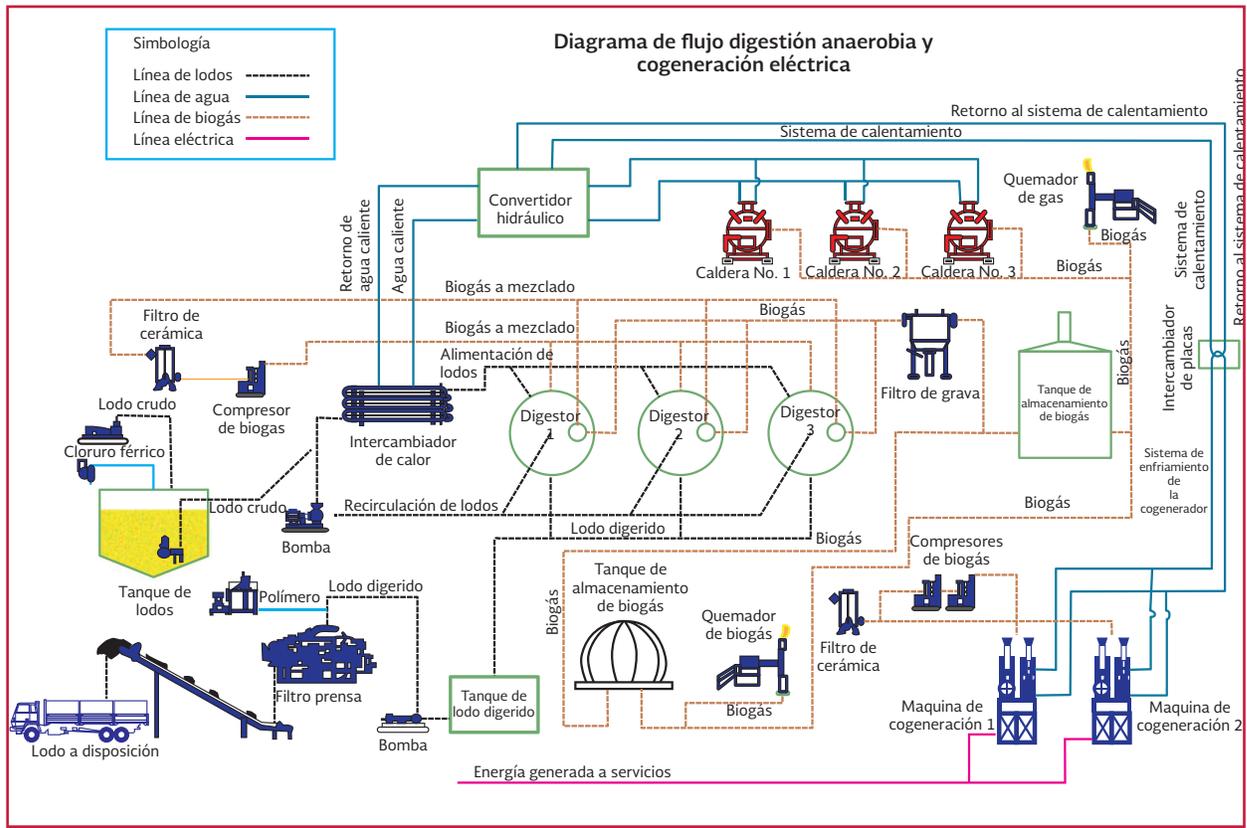
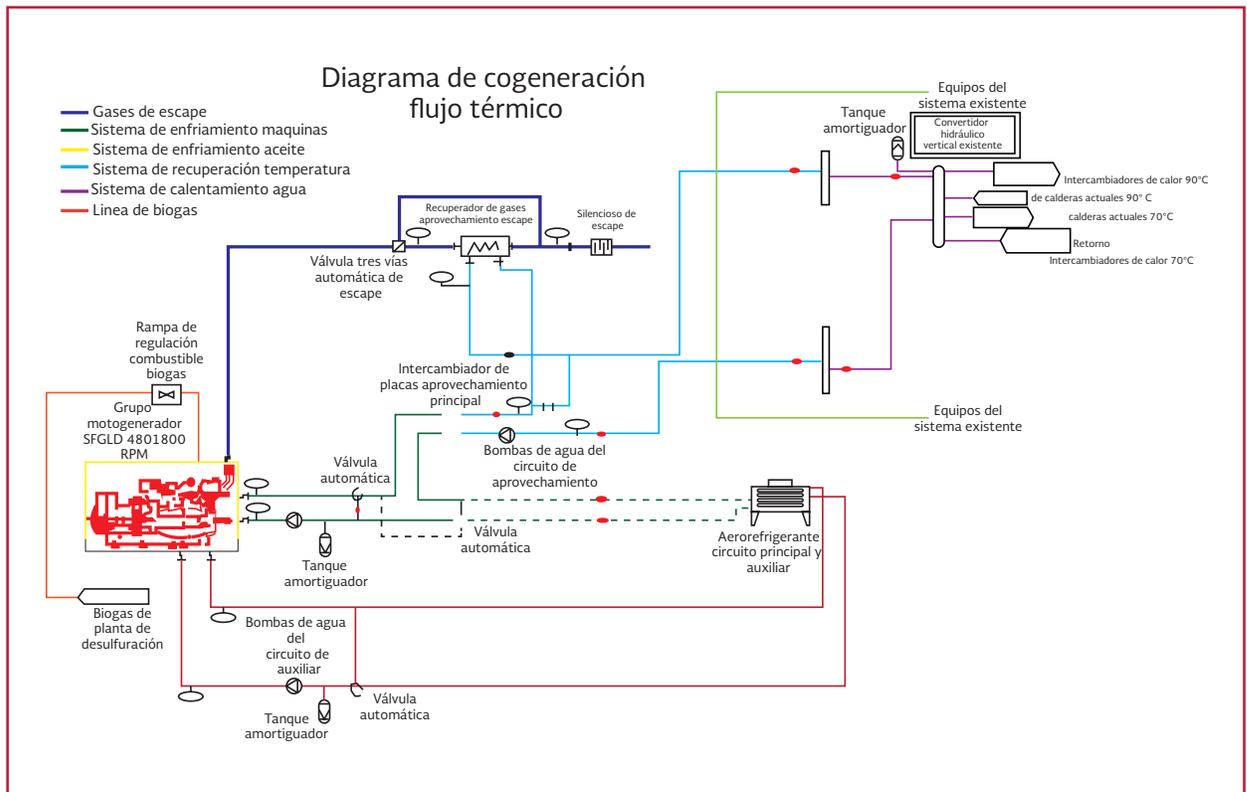


Ilustración 3.15 Diagrama de flujo térmico, sistema de cogeneración, (SAPAL)



concentración de sólidos y temperatura homogéneos (Ilustración 3.17 e Ilustración 3.19).

El biogás después de pasar por el sistema de filtrado ingresa a dos tanques de almacenamiento con una capacidad de mil m³ cada uno. Uno de los tanques tiene una membrana polimérica inflable (Ilustración 3.20) y de aquí el biogás puede salir hacia tres puntos que son: calderas, equipos de cogeneración y quemador de biogás.

El biogás que se va enviar a los equipos de cogeneración pasa por un segundo filtro de cerámica y posteriormente a través de un filtro biológico empacado con anillos rashing donde se elimina el 80 por ciento del H₂S presente en el biogás (Ilustración 3.17). De aquí pasa a un sistema de sopladores que elevan su presión de 31 Mbar a 250 Mbar y de aquí se alimenta a las unidades de cogeneración.

3.8.2.4. Sistema de cogeneración

El sistema de cogeneración está formado por dos equipos con una capacidad de 770 kW cada uno, que operan a 1 800 r/min. Cuentan con 16 cilindros en “V”, modelo SFGLD480 de la marca Guascor. La recuperación de energía térmica se

realiza tomando el calor del motor y de los gases de combustión del equipo por medio de un intercambiador de calor de placas, en el cual se transfiere calor a un flujo de agua que proviene y retorna al cuarto de calentamiento de lodos. De esta forma se reduce la operación de las calderas y se aprovecha el biogás en la generación de energía eléctrica y térmica.

La energía eléctrica producida por las unidades de cogeneración es de 460 V la cual pasa por un transformador elevador que la entrega a 13.8 MV en la red de tensión media, a través de la cual se distribuye a los cinco (5) centros de control de motores (CCM) de la planta de tratamiento de aguas y a un CCM del módulo de desbaste. En la Tabla 3.14 se observa la cantidad de lodo alimentada al reactor, la generación de biogás y la generación de energía, así como también el porcentaje de energía producido por cogeneración con respecto al consumo total de energía en la planta, durante el período comprendido de septiembre de 2012 a septiembre de 2013. Se observa el promedio que indica que se alimentan 37.7 ton/d de lodo con una concentración de sólidos totales de 4.8 por ciento, con una carga volátil de 20.7 ton/día. Con esta cantidad de lodo se producen 228 136 kW, que equivalen a 404.6 kilowatts/hora. La

producción de energía por cogeneración representa 41.6 por ciento de la energía requerida para la operación de la planta de tratamiento. En la Ilustración 3.21, Ilustración 3.22, Ilustración 3.23 e Ilustración 3.24 se muestra el sistema de cogeneración de la planta.

El diagrama de flujo del sistema de estabilización anaerobia y cogeneración eléctrica se muestra en la Ilustración 3.14 y en la Ilustración 3.15 se muestra el diagrama de flujo térmico del sistema de cogeneración.

De la Ilustración 3.11 a la Ilustración 3.19 se presenta el reactor anaerobio, las instalaciones para el tratamiento del biogás y la unidad de cogeneración.

Ilustración 3.16 Reactor anaerobio para la estabilización de lodos



Ilustración 3.17 Lanzas para el mezclado del biogás y torre biológica para eliminación de H₂S



Ilustración 3.18 Filtros de grava y cerámica para limpieza del biogás



Ilustración 3.19 Sistema de compresión de biogás



Ilustración 3.20 Tanque para almacenamiento del biogás



Ilustración 3.21 Vista general del sistema de cogeneración



Ilustración 3.22 Entrada del biogás a la unidad de cogeneración



Ilustración 3.23 Motor de cogeneración



Ilustración 3.24 Transformador eléctrico



3.9. CONCLUSIONES SOBRE ENERGÍA DE BIOMASA

El tratamiento anaerobio de lodos residuales produce un biogás con un porcentaje de metano entre 60 y 65 por ciento. En general, el proceso de estabilización anaerobia puede producir entre 700 – 1120 m³ de biogás por tonelada de SSV destruidos y generar entre 1 - 0.7 kW/m³ de biogás (Metcalf y Eddy, 2003 y WEF, ASCE, y EWRI, 2010).

Los estudios de caso analizados están entre estos intervalos de producción indicados por las referencias. En el caso concreto de la planta de León Guanajuato, el biogás producido en el tratamiento aporta entre 40 y 60 por ciento del consumo total de la energía requerida en la

planta de tratamiento de aguas residuales, con un promedio de 43 por ciento.

En este contexto, es importante impulsar la instalación de sistemas anaerobios para la estabilización de lodos residuales de plantas de tratamiento, ya que la recuperación del biogás para la generación de energía eléctrica puede representar un ahorro de hasta el 50 por ciento de la facturación de electricidad para los municipios y organismos operadores.

Sin embargo, el manejo de esta tecnología requiere de personal capacitado para la operación y mantenimiento de los reactores anaerobios, sistemas de limpieza y acondicionamiento del biogás y de las unidades de cogeneración. Se parte de la premisa de que el sistema de tratamiento

de aguas residuales no presenta problemas en su operación, y que la aportación de lodos residuales a los reactores se realiza de manera continua, ya que la falta de suministro de lodos por algún problema de operación en la línea de agua ocasionará la desestabilización del proceso anaerobio.

Cabe señalar que poner en marcha nuevamente el sistema anaerobio requiere de un tiempo de estabilización de al menos noventa días, y que puede ser sensible a la descarga de compuestos tóxicos, cambios de temperatura y cambios en la concentración de los SSV biodegradables.

4

ENERGÍA SOLAR (FOTOVOLTAICA)

4.1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día la oferta energética mundial está basada en su mayoría en la obtenida a través de quemar combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas natural, lo que también ha llevado a tener serios problemas de contaminación ambiental incluyendo el cambio climático. La inminente desaparición de los combustibles fósiles obliga a pensar en otras fuentes de energía, que además no contaminen y no contribuyan al efecto invernadero. A esto es a lo que se le conoce como las energías para el desarrollo sostenible, que son aquellas que se producen y se usan de tal forma que no comprometen a largo plazo el desarrollo humano en el ámbito social, económico y ecológico.

Una de estas fuentes es la radiación que llega del sol en forma de luz visible, ultravioleta e infrarroja, que es por mucho la fuente de energía renovable más importante con que cuenta la humanidad. En tan solo una semana llega a la tierra el equivalente en energía solar a todas las reservas conocidas de petróleo, gas y carbón. Y aunque el sol algún día se acabará, en la escala de la vida humana y de la duración de nuestra especie sobre la tierra es como si no tuviera final.

Por lo que el aprovechamiento de la energía solar es una solución para frenar el calentamiento global, así como también para sustituir a los

combustibles fósiles, que por su extenso consumo se agotan rápidamente. Existen diferentes tecnologías para la utilización de dicha energía: las celdas solares para generación de electricidad, los calentadores solares de agua, los sistemas solares para calefacción de edificios, los refrigeradores solares, las plantas para producción de vapor para uso industrial y para producción de electricidad y las instalaciones para producción de combustibles solares, entre otras. El uso de algunas tecnologías ya se ha extendido a muchos lugares alrededor del mundo y otras están siendo desarrolladas fuertemente para su futura aplicación.

De acuerdo a lo anterior, en la Ilustración 4.1 se muestra como se puede clasificar el aprovechamiento de la energía solar. A grandes rasgos, se puede decir que los procesos fototérmicos son los que convierten en calor toda la energía solar recibida, para después llevarla a otro dispositivo que se encargue de aprovecharla.

Los sistemas pasivos se aplican generalmente en la arquitectura y agua sanitaria. Proporcionan un intervalo de salida de 80 a 100 °C de temperatura de agua y sus aplicaciones más comunes son calentamiento de agua, piscinas y edificios, también se emplean en la agricultura para el secado de maderas o productos del campo.

Los diseños bioclimáticos se utilizan para el acondicionamiento de casas y edificios. La idea

es obtener un clima determinado mediante el diseño de algunos elementos de una edificación o invernadero para aprovechar la energía solar, a veces es necesario contar con un equipo electromecánico para hacer circular un fluido que transporte el calor obtenido del sol a otras partes de lugar.

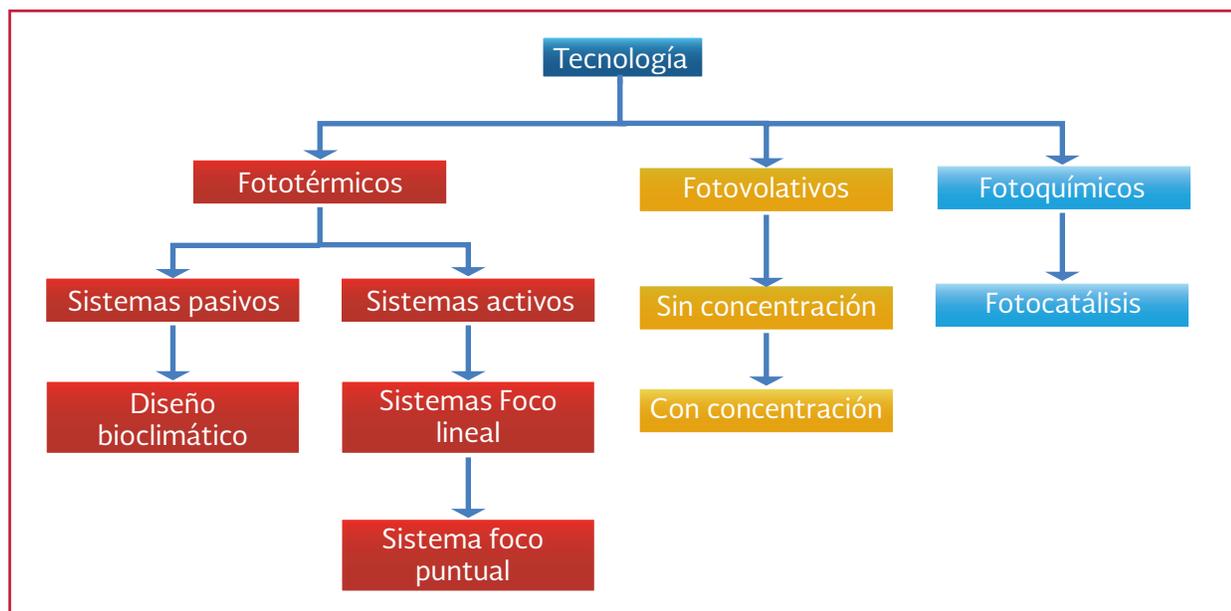
Los sistemas activos son tecnologías que permiten obtener temperaturas en el fluido de salida en un intervalo aproximado de 80 a 250 °C. Éstos ya utilizan la concentración solar y sus aplicaciones se encuentran en la producción de fluidos térmicos para procesos industriales, sistemas para desalinizar el agua de mar, el funcionamiento de refrigeradores solares y generación de vapor para producción de electricidad.

Los procesos fotoquímicos emplean la energía del sol para producir reacciones químicas que tengan alguna utilidad práctica, como sería el desarrollo de materiales para nanotecnología, la obtención de hidrógeno a partir del rompimiento de la molécula del agua, y limpiar aguas resi-

duales de contaminantes industriales por medio de fotocatalisis

Los dispositivos fotovoltaicos convierten directamente la energía solar en eléctrica mediante el uso de materiales semiconductores. En dichos materiales los electrones reciben la radiación del sol y pasan de un estado ligado a uno que les permite moverse libremente a lo largo de un material semiconductor. La conversión a energía eléctrica se logra cuando se unen dos tipos de semiconductores: uno tipo p, que le hacen falta electrones y uno tipo n, que tiene muchos electrones libres para moverse. En la frontera de la unión, los electrones libres pasan la frontera para ocupar los huecos del semiconductor p. De esta forma el semiconductor p se carga negativamente y el de tipo n, que le faltan electrones, se carga positivamente. Así, se obtiene un voltaje en ambos lados de la unión. El papel de la radiación solar es aportar energía al sistema que permita que un mayor número de electrones puedan pasar a la banda de conducción, y a su vez que estos electrones tengan la energía nece-

Ilustración 4.1 Clasificación del aprovechamiento de la energía solar



saría para llegar a la frontera de la unión y pasar al semiconductor p . Los semiconductores o materiales más utilizados para fabricar celdas fotovoltaicas son el silicio y el arseniuro de galio. A un arreglo de estas celdas se le denomina panel fotovoltaico. Cuando se conectan estos paneles a un regulador de voltaje y a un inversor de corriente, este nuevo sistema puede proporcionar electricidad para diferentes usos.

Por lo anterior, cobra relevancia la elaboración de mapas climatológicos de radiación total. En este contexto es común emplear mediciones de ésta en su forma directa más difusa, medida en unidades de energía por unidad de tiempo, por unidad de área sobre un plano horizontal mediante un piranómetro (Coulson, 1975), aun cuando existen otros tipos de mediciones meteorológicas que se relacionan con la energía solar, siendo los datos de radiación la mejor fuente de información. Sin embargo, en ausencia de éstos es factible emplear relaciones empíricas para estimar la radiación global a partir de las horas de insolación, porcentaje de posible insolación o nubosidad. Otra alternativa sería la estimación para un lugar particular mediante datos existentes de otras localidades con latitud, topografía y climas semejantes al deseado. Al emplear datos de insolación para obtener empíricamente, mediante varios métodos la radiación total, se estima su aproximación con un error dentro de un ± 10 por ciento.

Se ha demostrado que las sumas diarias de radiación son función de la duración de insolación para una localidad particular, siendo la relación entre ellas del tipo.

$$H = H'_0 \left(a' + b' \frac{S}{S_0} \right) \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Donde:

- H = radiación global diaria promedio horizontal para el periodo en cuestión (por ejemplo, mensual)
- H'_0 = radiación global diaria promedio horizontal para un día claro del periodo en cuestión
- a', b' = constantes que relacionan la radiación y la insolación, las cuales dependen de la localidad y del clima
- S = horas promedio diarias de insolación para el mismo periodo
- S_0 = horas diarias máximas de insolación que serían posibles, estimando que no existe obstrucción en el horizonte para el periodo en consideración

Sin embargo, como H no puede obtenerse sin mediciones de radiación local, y ante la dificultad de definir lo que es un día claro, Page modificó este método para no requerir de H'_0 , con base en la radiación extraterrestre sobre una superficie horizontal, a fin de obtener la radiación global diaria promedio:

$$H = H_0 \left(a + b \frac{S}{S_0} \right) \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Donde:

- H_0 = radiación fuera de la atmósfera para la misma localidad, promediada para el periodo en cuestión; su valor puede calcularse o deducirse de gráficas (Duffie y Beckman, 1974)
- a, b = constantes que relacionan la radiación y la insolación; dependen de la localidad y del clima
- S, S_0 = mismo significado que en la Ecuación 4.1

El método general para obtener radiación a partir de datos de insolación consiste en determinar a y b para una localidad donde los dos tipos (insolación y radiación) de datos están disponibles. En el caso de México, debido a la ausencia de datos de radiación para las diferentes localidades, su aplicación es difícil. Sin embargo, puede utilizarse en aquellas donde el clima y tipo de vegetación son conocidos; al respecto, Lof (1966) llegó a obtener las constantes a y b para diferentes localidades del mundo, inclusive con climatología y flora distintas. A pesar de ello, un problema importante al aplicar estas constantes es que México tiene regiones montañosas que causan variación sustancial en la nubosidad entre localidades a distancias relativamente cercanas; además, existen zonas donde la topografía y clima cambian bruscamente.

El método que se emplea en este trabajo es el empírico deducido por Jeevananda (1975) que obtiene la radiación global con desviaciones menores de 10 por ciento.

Dicho autor, además de los datos de insolación, emplea parámetros tales como latitud del lugar, longitud promedio del día y número de días lluviosos en el mes, así como humedad relativa promedio por día. Ya que todos pueden obtenerse para diferentes partes de la República (38 localidades): de 30 años para 14 localidades, para 11 localidades promedios que abarcan más de 25 años, tres con promedios superiores a 15 años, dos con diez o más años y las cuatro restantes con unos siete años, se considera que el mapeo estará dentro de ± 10 por ciento de precisión.

La fórmula deducida por Jeevananda (1975) para estimar la radiación global total, en d^{-1} ($1 = 1 \text{ Langley} = 1 \text{ cal/cm}^2 = 4.186 \text{ J/cm}^2$) con datos medios mensuales, está dada por:

$$H = K \frac{(1 + 0.8p)(1 - 0.2t)}{\sqrt{h}} \left(\frac{ly}{d} \right)$$

Ecuación 4.3

Donde:

- K = $(N + \psi_{ij} \cos \alpha) 10^2$, en ly/d
- α = Latitud del lugar, en grados
- N = longitud promedio del día durante el mes, la cual puede obtenerse con la Ecuación 4.4
- λ = $0.2/(1 + 0.1)$ (factor de latitud)

Tabla 4.1 Factor de estación

i=	1	2	3	4	5	
ψ_{yi1}	1.28	1.38	1.54	1.77	2.05	
ψ_{yi2}	1.46	1.77	2.05	2.15	2.05	
6	7	8	9	10	11	12
2.30	2.48	2.41	2.36	1.73	1.38	1.17
2.05	2.10	2.17	2.14	1.96	1.60	1.43

- $P = n/N$
- n = horas promedio de insolación por día durante el mes
- $t = r/M$
- r = número de días lluviosos durante el mes
- M = número de días en el mes
- h = humedad relativa media por día en el mes

La longitud del día se obtiene de:

$$N = \frac{2}{5} \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta)$$

Ecuación 4.4

Donde:

- δ = Declinación (posición angular del sol al mediodía solar con respecto al plano del ecuador) deducida por Cooper (1969)

Con base en este método, se realizaron mapeos mensuales de la República Mexicana a

fin de conocer la radiación solar global media diaria, en d^{-1} , mediante datos de horas de insolación ((Almanza y López, 1975) y (Almanza y López, 1978)), (Ilustración 4.2 a Ilustración 4.13). Además, se obtuvo el mapa de radiación media anual en las mismas unidades (Ilustración 4.14).

Para la presentación de los mapas se utilizó una proyección cilíndrica; se seleccionó un intervalo de $50 d^{-1}$ entre isóneas de radiación para valores menores de $500 d^{-1}$, y para mayores un intervalo de $100 d^{-1}$. En el mapa correspondiente al promedio anual, se observa que las regiones

de mayor radiación en la República son las del norte de Sonora y Chihuahua, que serían las más propicias para fines de instalaciones que requieran de una incidencia alta de energía solar. Existen otras dos regiones bastante definidas, con más de $450 d^{-1}$ en el año: una que abarca Durango, Zacatecas, Aguascalientes, la mayor parte de Guanajuato y el noroeste de Jalisco, otra que comprende una parte de Puebla, y otra, bastante amplia, de Oaxaca. Además, se aprecia que más de la mitad del país recibe $400 d^{-1}$ en el año, lo que significa que en México el uso de la energía solar representa una fuente importante de energéticos para el futuro.

Ilustración 4.2 Promedio de radiación del mes de enero

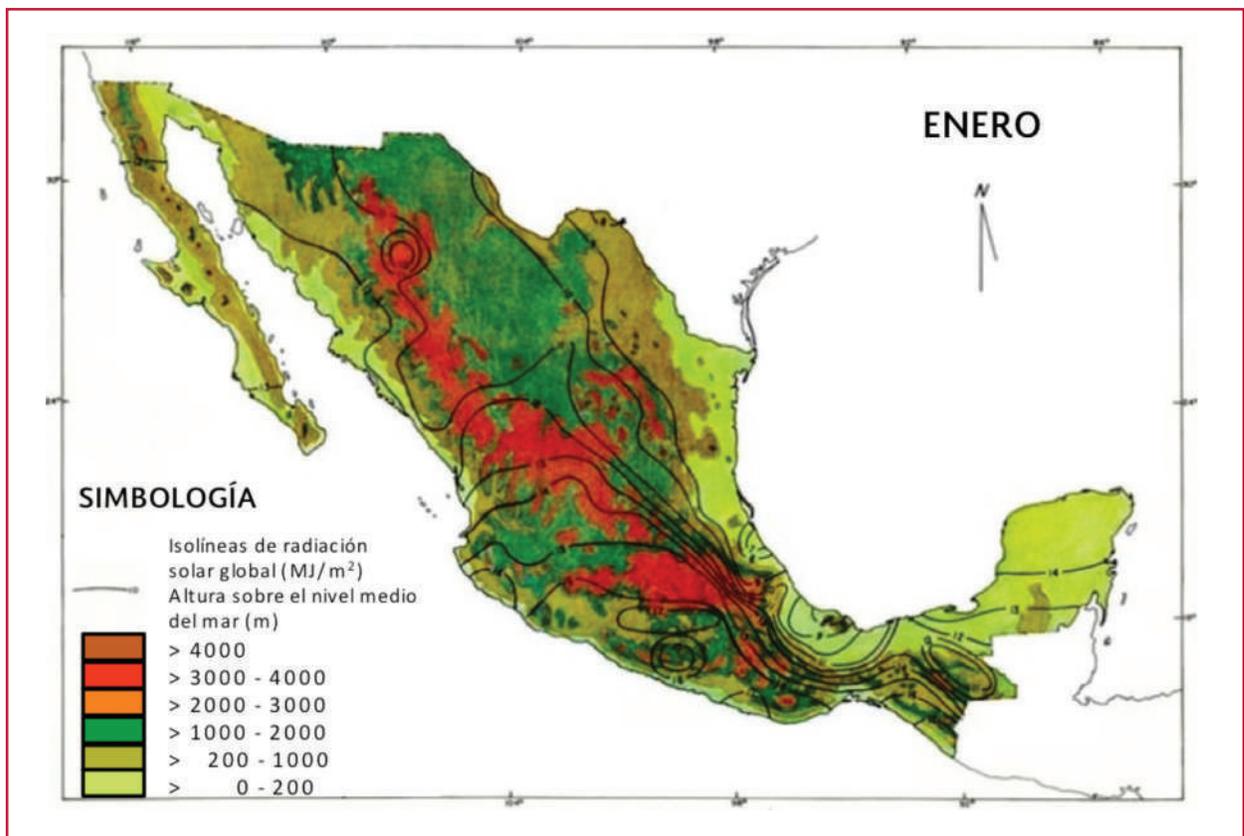


Ilustración 4.3 Promedio de radiación del mes de febrero

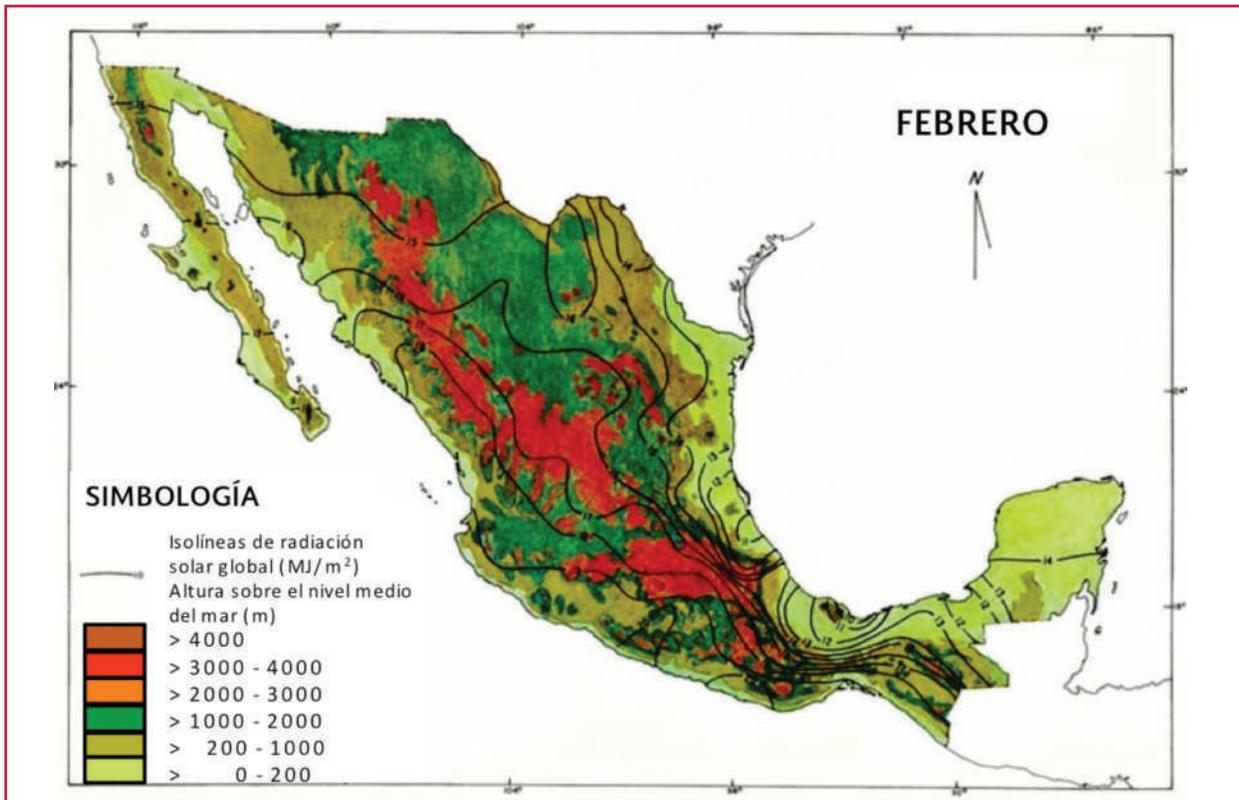


Ilustración 4.4 Promedio de radiación del mes de marzo

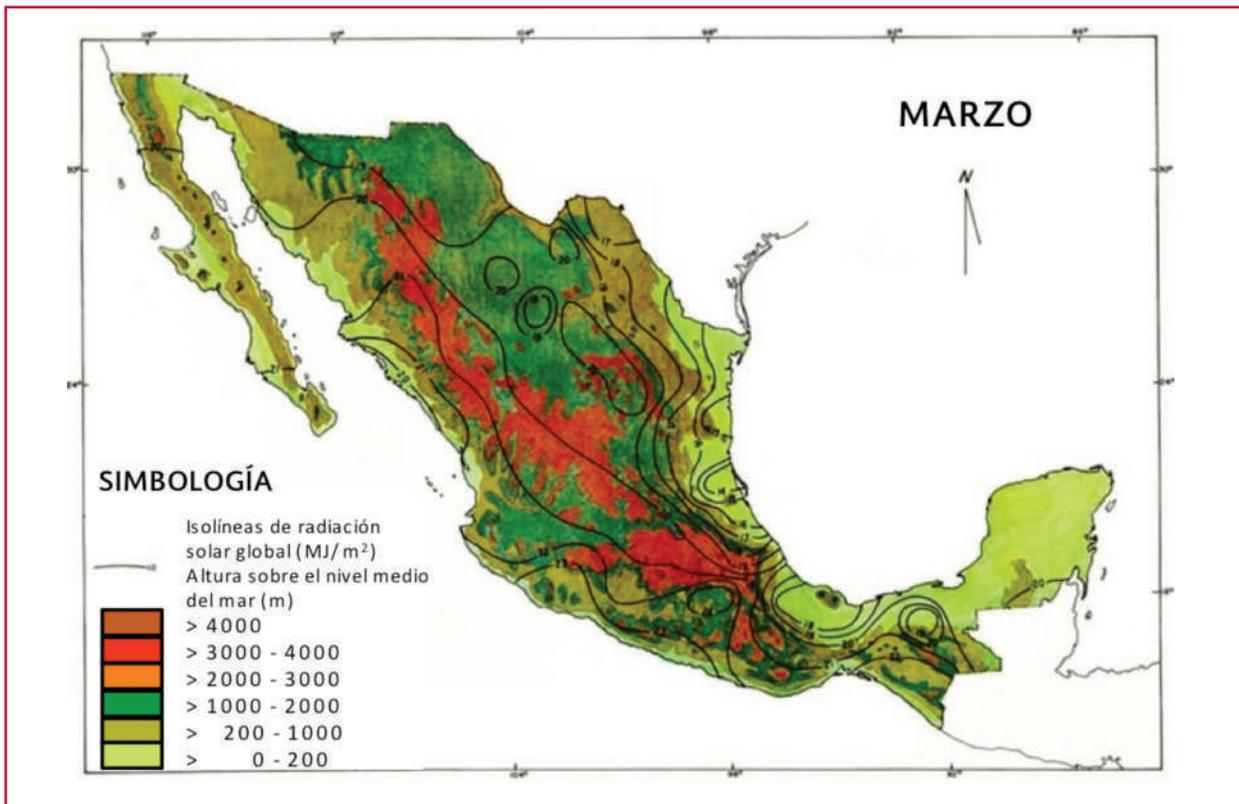


Ilustración 4.5 Promedio de radiación del mes de abril

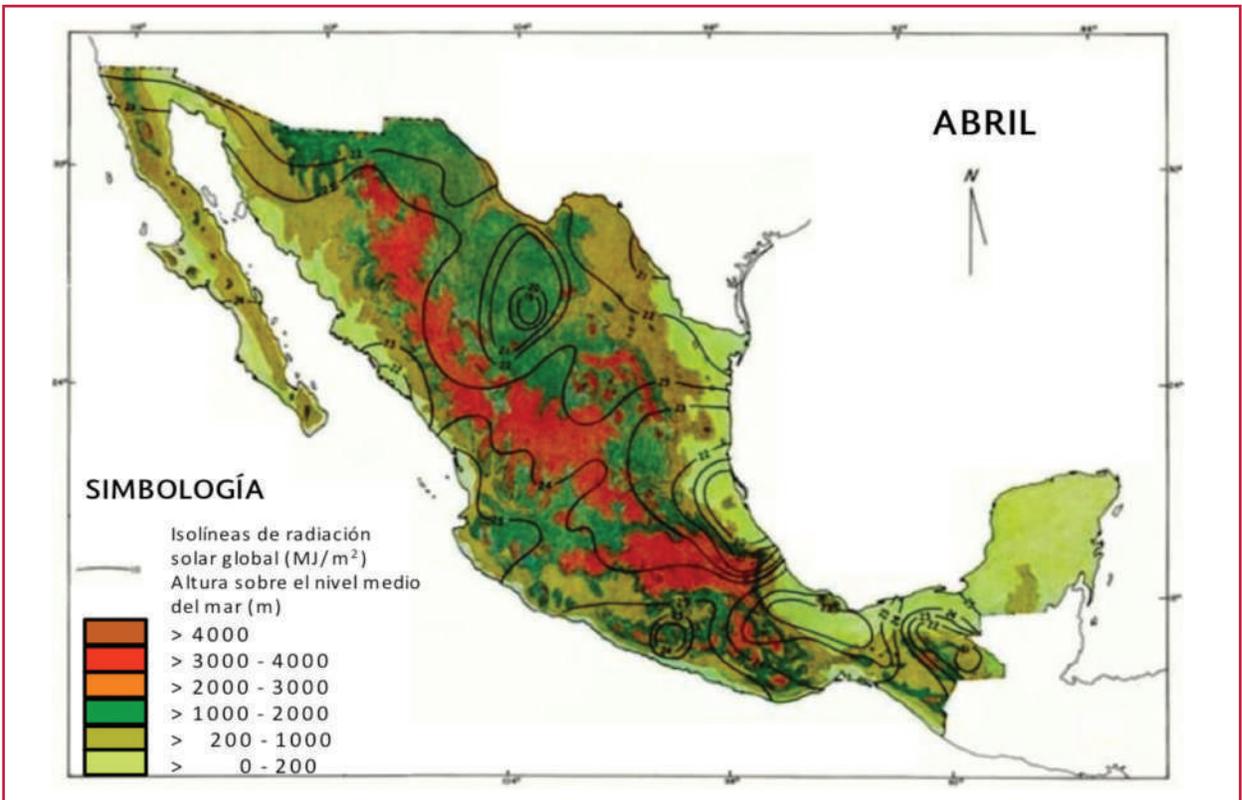


Ilustración 4.6 Promedio de radiación del mes de mayo

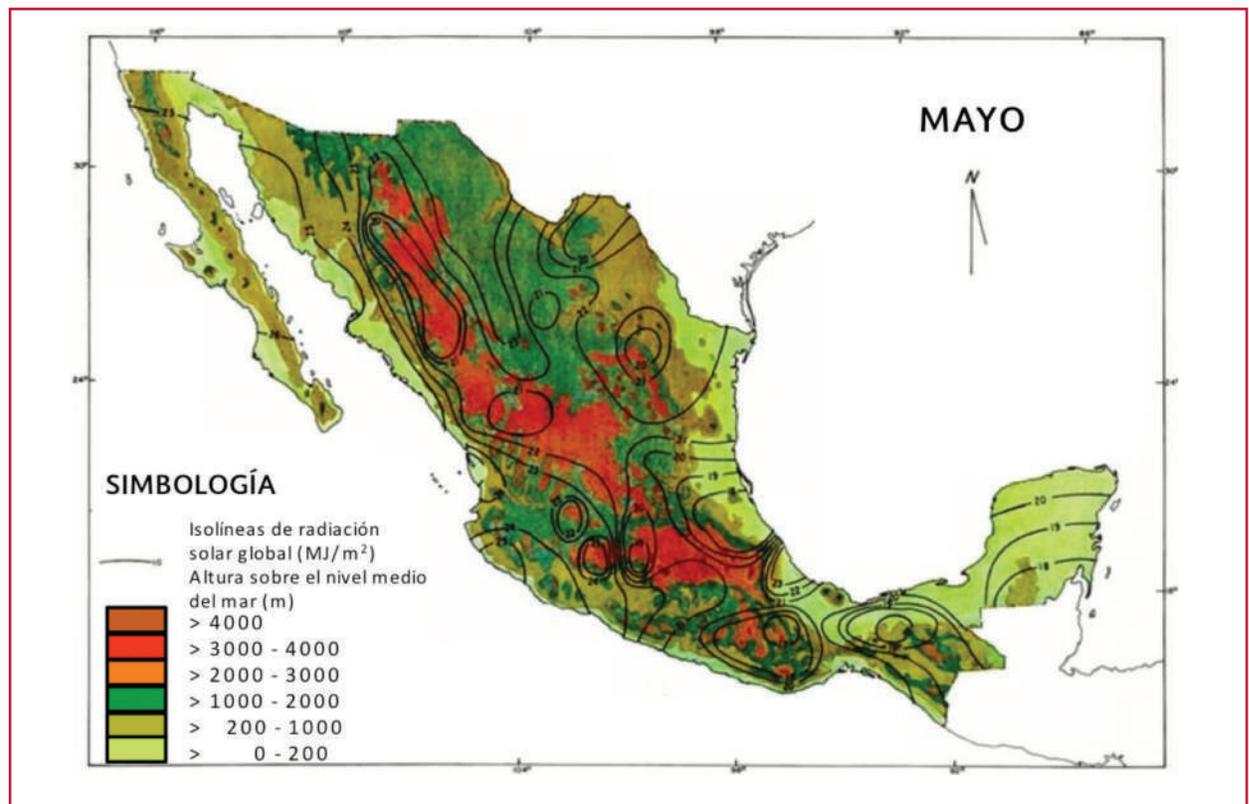


Ilustración 4.7 Promedio de radiación del mes de junio

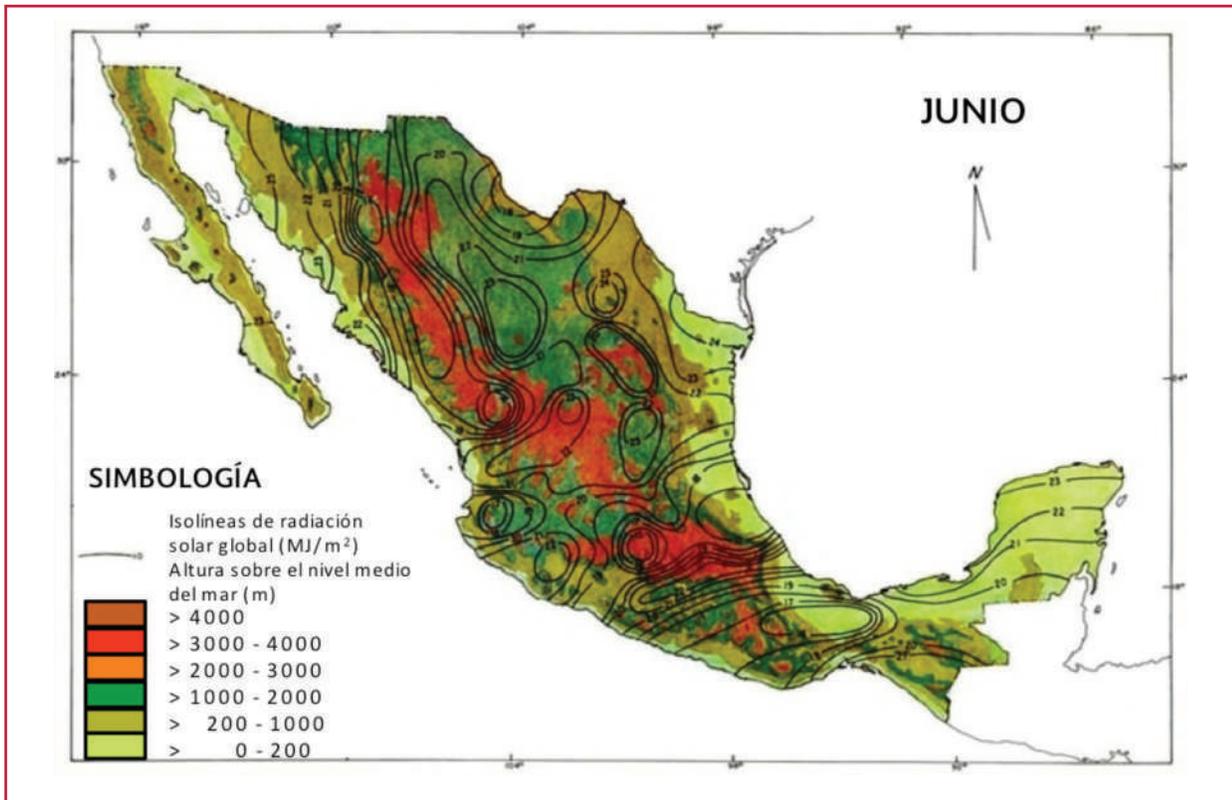


Ilustración 4.8 Promedio de radiación del mes de julio

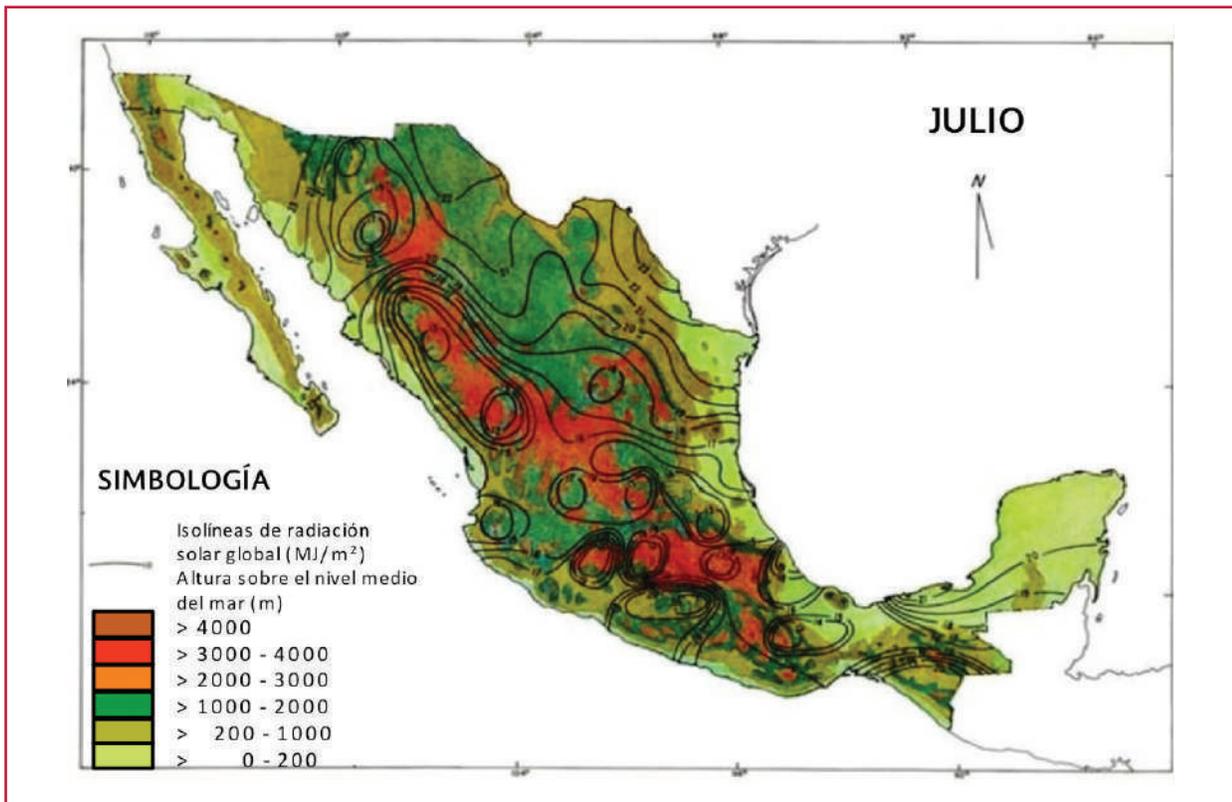


Ilustración 4.9 Promedio de radiación del mes de agosto

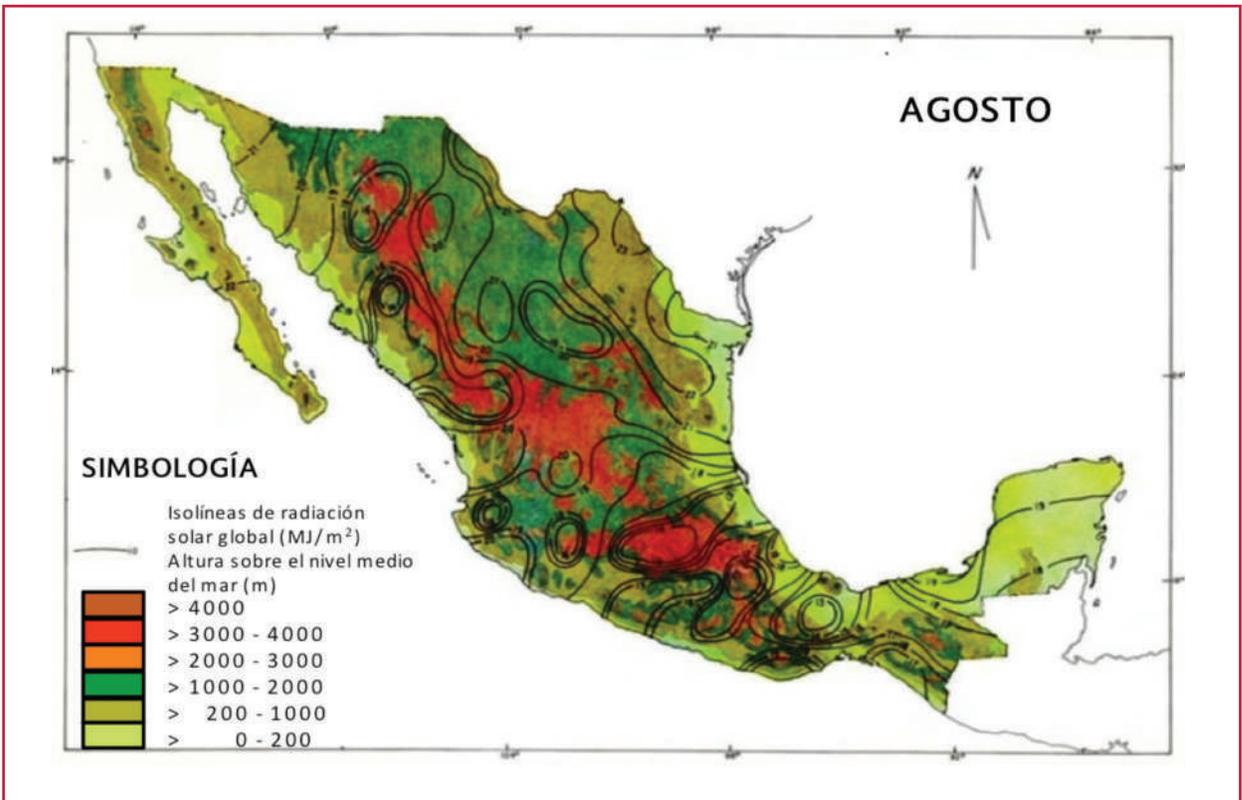


Ilustración 4.10 Promedio de radiación del mes de septiembre

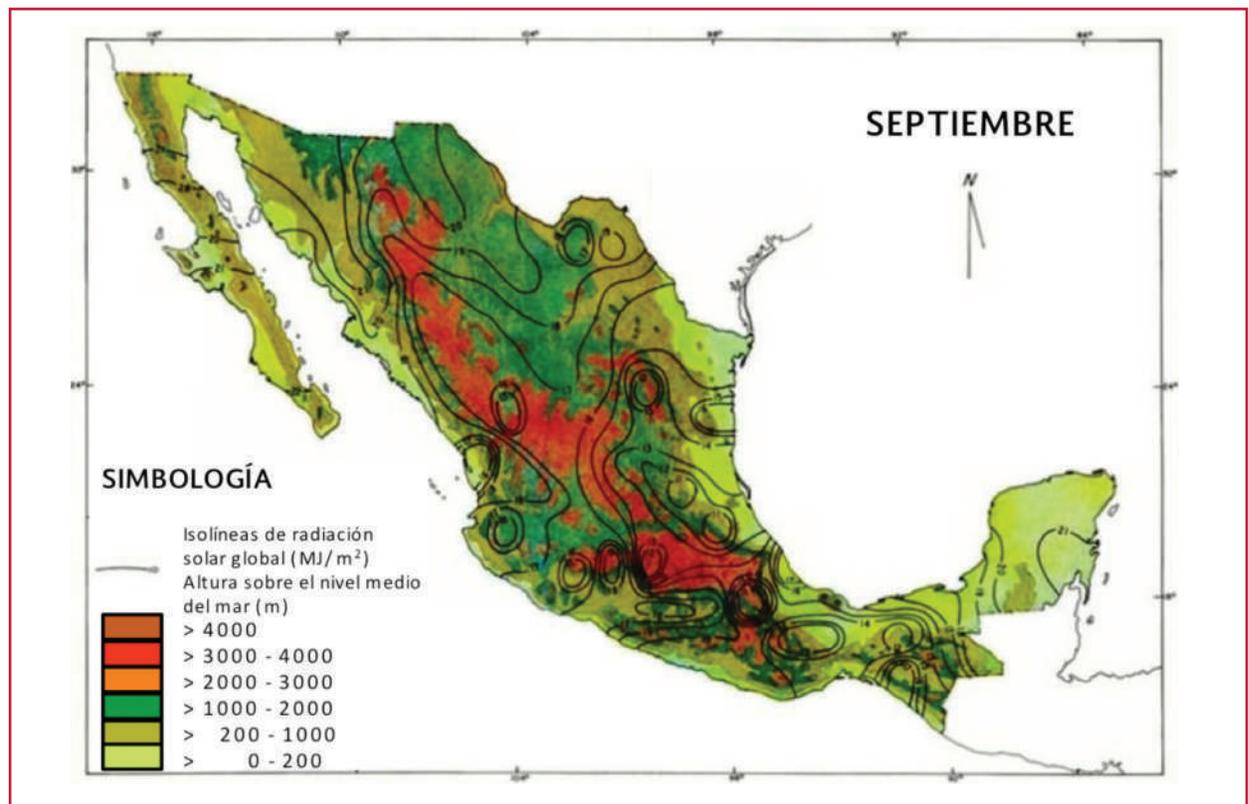


Ilustración 4.11 Promedio de radiación del mes de octubre

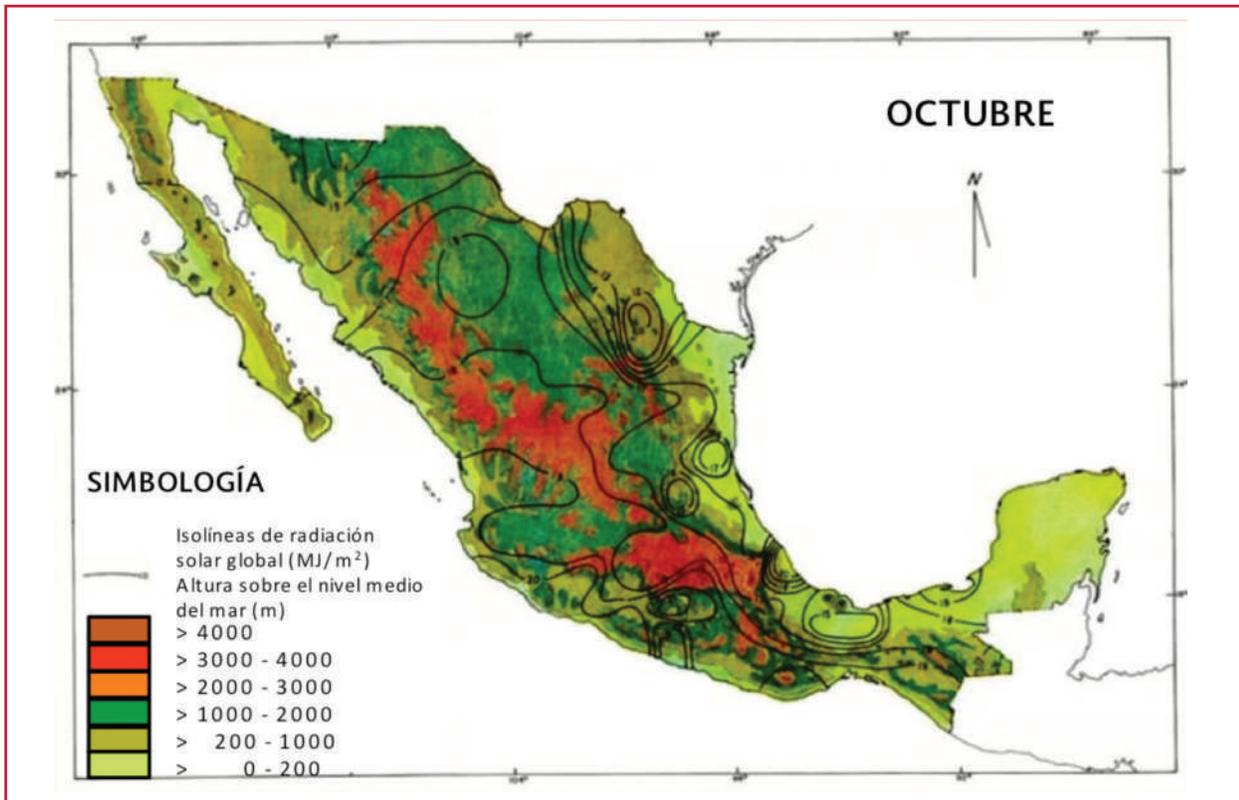


Ilustración 4.12 Promedio de radiación del mes de noviembre

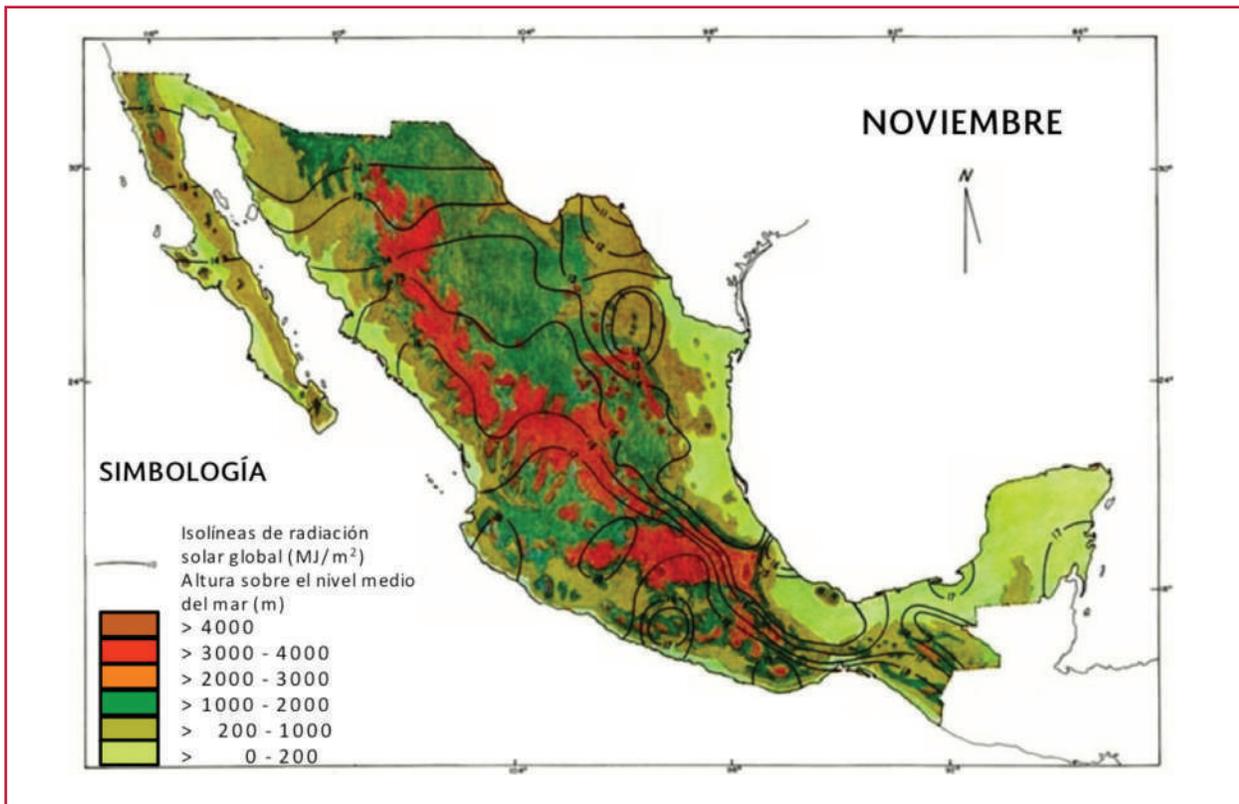


Ilustración 4.13 Promedio de radiación del mes de diciembre

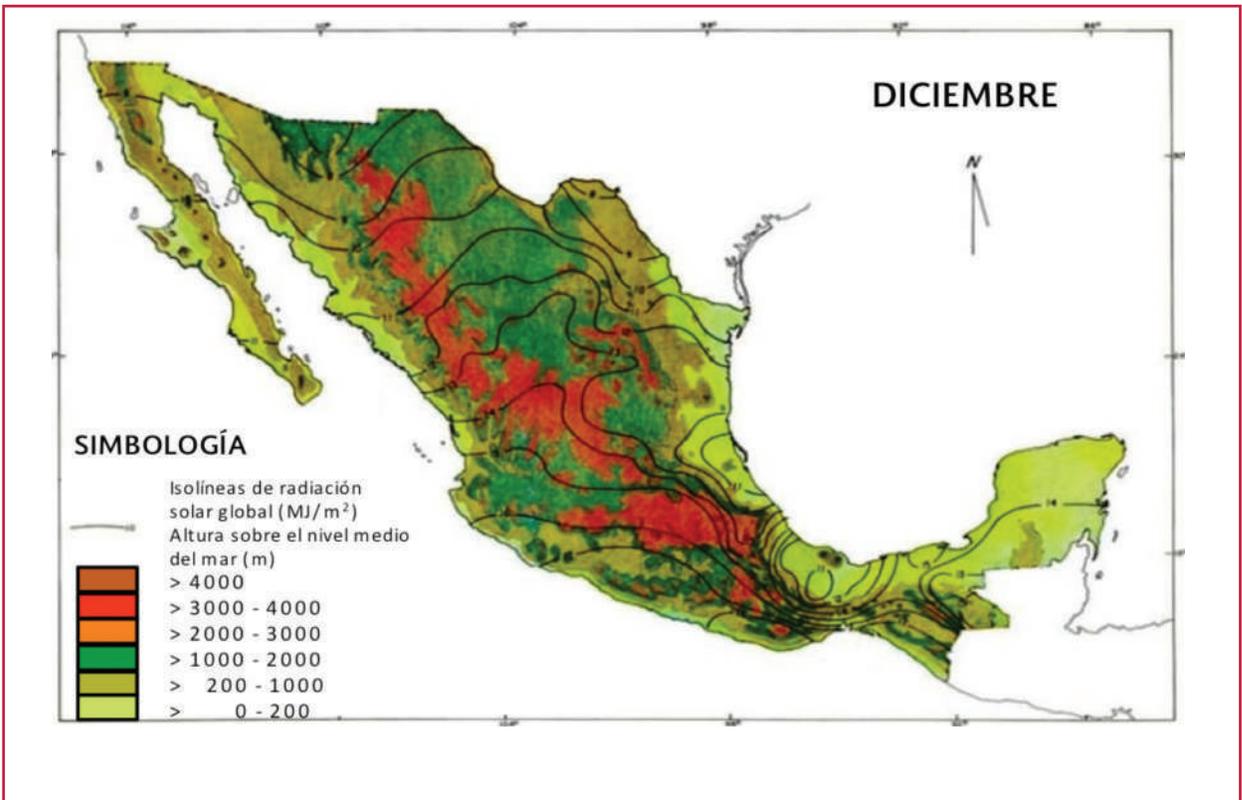
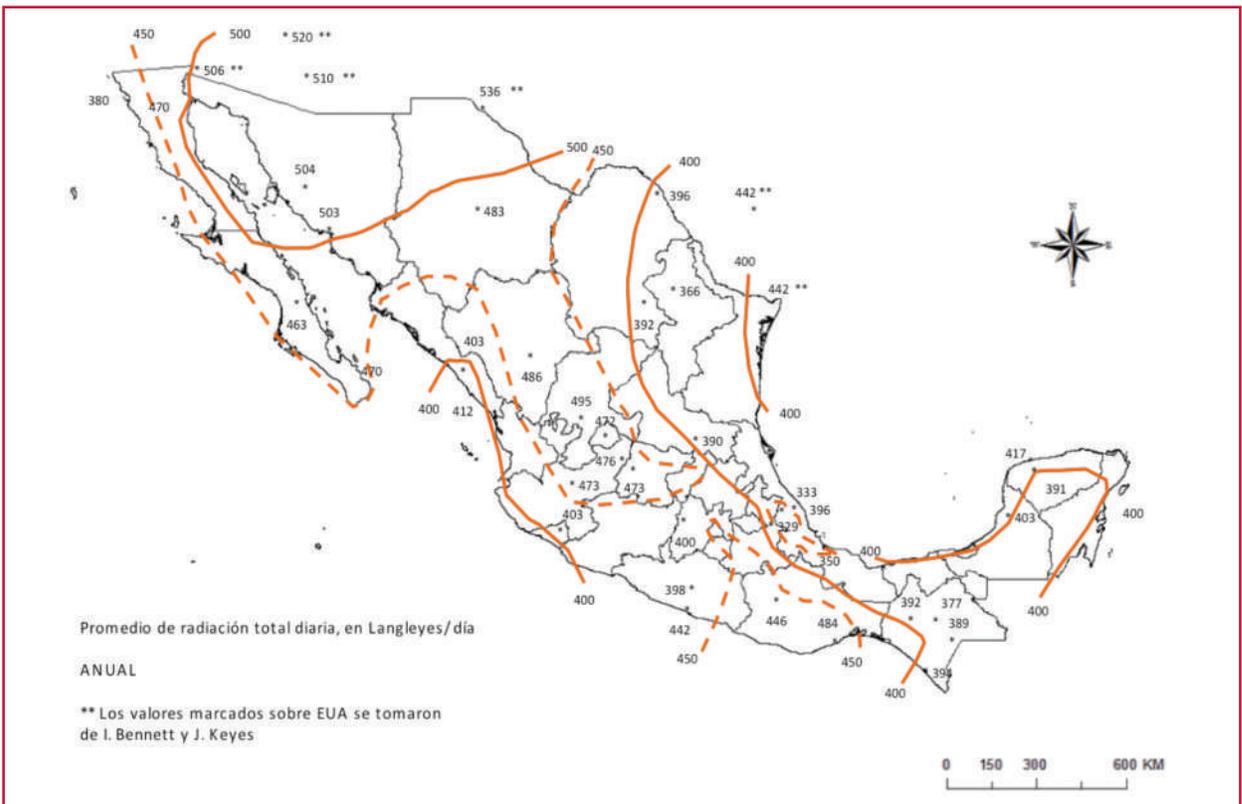


Ilustración 4.14 Promedio de radiación anual de la República Mexicana



4.2. CÉLULA FOTOVOLTAICA

Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad. Las celdas a veces son llamadas células fotovoltaicas, del griego “fotos”, luz. Estas celdas dependen del efecto fotovoltaico por el que la energía luminosa produce cargas positiva y negativa en dos semiconductores próximos de diferente tipo, produciendo así un campo eléctrico capaz de generar una corriente.

Silicio cristalino y arseniuro de galio son la elección típica de materiales para celdas solares. Los cristales de arseniuro de galio son creados especialmente para uso fotovoltaico, mientras que los cristales de silicio están disponibles en lingotes estándar más baratos producidos principalmente para el consumo de la industria microelectrónica. El silicio policristalino tiene una menor eficacia de conversión, pero también menor costo.

Cuando es expuesto a luz solar directa, una celda de silicio de 6 cm de diámetro puede pro-

ducir una corriente de alrededor 0.5 amperios a 0.5 voltios (equivalente a un promedio de 90 W/m², en un rango de usualmente 50-150 W/m², dependiendo del brillo solar y la eficacia de la celda). El arseniuro de galio es más eficaz que el silicio, pero también más costoso.

Las células de silicio más comúnmente empleadas en los paneles fotovoltaicos se pueden dividir en tres subcategorías:

- Las células de silicio monocristalino están constituidas por un único cristal de silicio. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme (Ilustración 4.15)
- Las células de silicio policristalino (también llamado multicristalino) están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas. Se caracterizan por un color azul más intenso (Ilustración 4.16)
- Las células de silicio amorfo. Son menos eficientes que las células de sili-

Ilustración 4.15 Estructura de silicio monocristalino

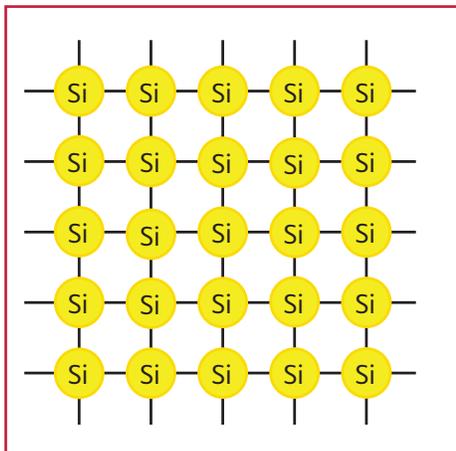
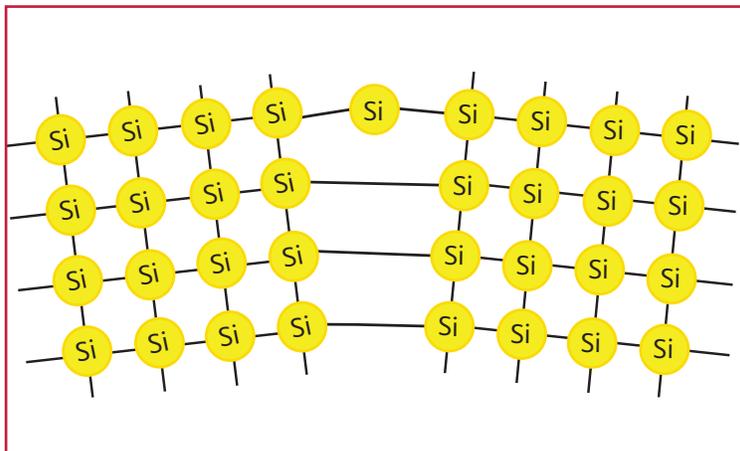
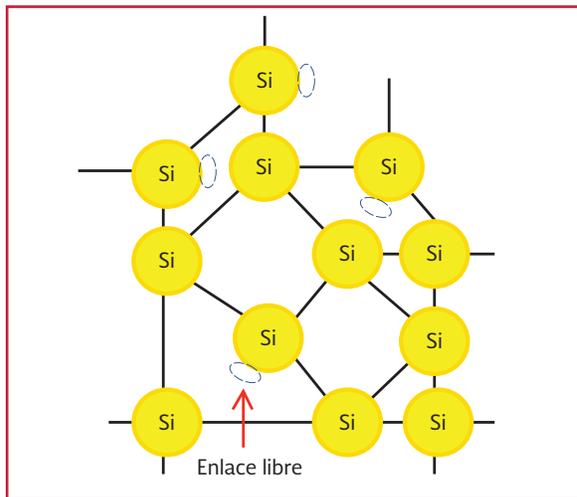


Ilustración 4.16 Estructura de silicio policristalino



cio cristalino pero también son menos costosas. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras (Ilustración 4.17)

Ilustración 4.17 Estructura de silicio amorfo



Los lingotes cristalinos son cortados en discos finos como una oblea, pulidos para eliminar posibles daños causados por el corte. Se introducen dopantes (impurezas añadidas para modificar las propiedades conductoras) dentro de las obleas, y se depositan conductores metálicos en cada superficie: una fina rejilla en el lado donde da la luz solar y usualmente una hoja plana en el otro. Los paneles solares son construidos con estas celdas cortadas en forma apropiada. Para protegerlos de daños en la superficie frontal causados por radiación o por el mismo manejo de éstos se los enlaza en una cubierta de vidrio y se cementan sobre un sustrato (el cual puede ser un panel rígido o una manta blanda). Se realizan conexiones eléctricas en serie-paralelo para determinar el voltaje de salida total. La cementación y el sustrato deben ser conductores térmicos, ya que las celdas se calientan al absorber la energía infrarroja que no es convertida en electricidad. Debido a que el calentamiento de

las celdas reduce la eficacia de operación es deseable minimizarlo. Los ensamblajes resultantes son llamados paneles solares o grupos solares.

4.3. EL PANEL FOTOVOLTAICO

Los módulos o paneles solares son los elementos fundamentales de cualquier sistema solar fotovoltaico, y su misión es captar la energía solar incidente para generar una corriente eléctrica. Las células solares constituyen un producto intermedio de la industria fotovoltaica ya que proporcionan valores de tensión y corriente muy pequeños, en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos convencionales. Son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y carecen de soporte mecánico; por eso, una vez fabricadas, deben ser ensambladas de la manera adecuada para construir una estructura única, rígida y hermética: el panel fotovoltaico (FV).

En el conjunto del panel FV, las celdas o células solares deben ser iguales. Están conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones en serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado.

4.3.1. ESTRUCTURA DE LOS PÁNELES SOLARES

Cada fabricante adopta una empaquetadura diferente al construir el panel fotovoltaico. Sin embargo, ciertas características son comunes a

todos ellos, como el uso de una estructura de “sandwich”, donde ambos lados de las células quedan mecánicamente protegidos.

Los paneles solares están formados por los siguientes elementos: cubierta frontal, material encapsulante, células o celdas solares y sus conexiones eléctricas, cubierta posterior, y marco metálico (Ilustración 4.18). Otros elementos que pueden llegar a formar parte del sistema son mecanismos de seguimiento y sensores.

La cubierta frontal sirve para proteger las células contra las inclemencias del tiempo o contra impactos. Es de vidrio templado de 3-4 mm de espesor, y al que se le ha dado una textura que minimiza la reflexión de la luz y favorece la transmisión hacia el material semiconductor; transparente y con un bajo contenido en sales de hierro, que alcanza transmisiones de hasta el 91 por ciento. También los hay de materiales orgánicos y plásticos de alta resistencia.

El material encapsulante se encuentra entre el vidrio y las células; también las recubre por la parte posterior. Como material encapsulante se emplea un copolímero denominado EVA (etileno-vinil-acetato). Se trata de un material que tiene un índice de refracción próximo al del vidrio, lo que evita las pérdidas que se producirían al pasar la radiación de la cubierta al aire entre ésta y la célula. Actúa como una protección, no solamente impidiendo la entrada de agua, polvo y la concentración de humedad, sino además es un material que tiene cierta plasticidad, lo que le permite absorber las tensiones producidas por golpes y las dilataciones diferenciales que puedan producirse. No se degrada fácilmente, solo cuando se le somete a elevadas temperaturas y niveles de iluminación elevados, aunque se está investigando la utilización de aditivos que evi-

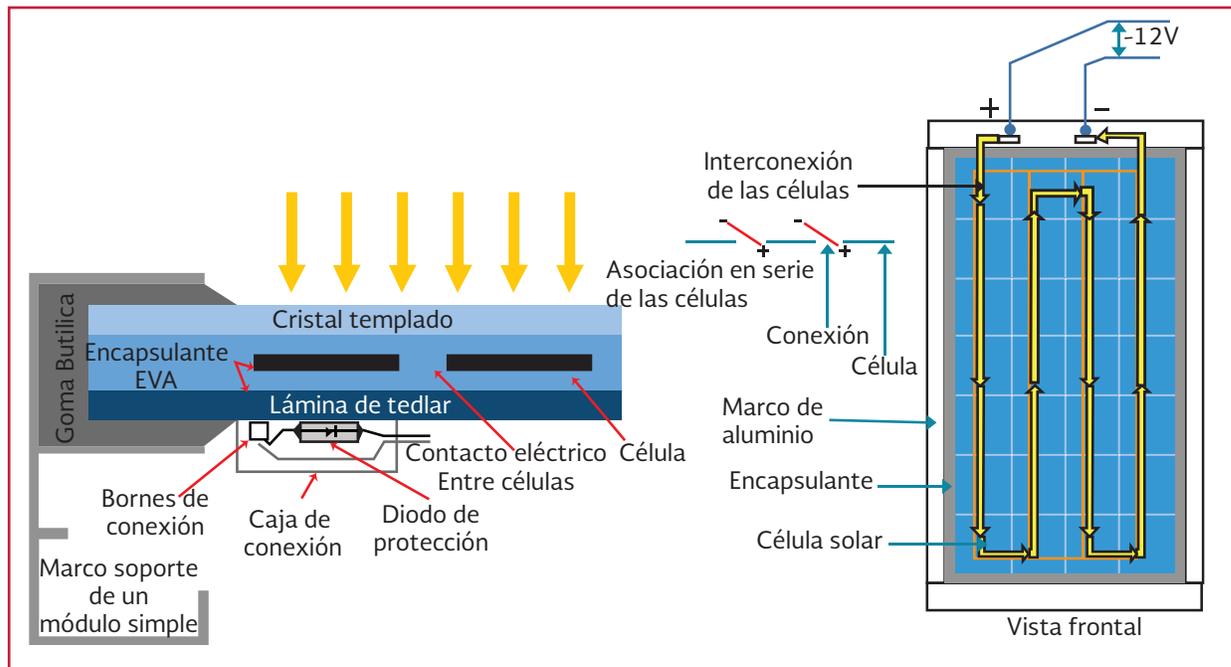
ten este proceso. Los paneles que usan láminas plásticas en la superficie colectora suelen perder hasta un 20 por ciento del valor inicial de transmisividad después de muchos años de uso (aproximadamente 20 años), mientras que los que usan vidrio templado pierden solo un 5 por ciento, ya que este material resiste mejor la acción deteriorante de los rayos ultravioletas.

La cubierta posterior sirve de protección y cerramiento al módulo, fundamentalmente contra los agentes atmosféricos, ejerciendo una barrera infranqueable contra la humedad. Está formada por varias capas de un aislante eléctrico llamado Tedlar que, al ser opacas y de color blanco, reflejan la luz que ha logrado pasar por las células, haciendo que vuelva a la parte frontal, donde puede ser reflejada e incidir de nuevo en las células. También existen módulos con una capa de Tedlar y un segundo vidrio. En otros casos la cubierta posterior puede ser metálica (aluminio), con lo que mejora la disipación de calor al exterior, lo cual es un factor muy importante para determinar la potencia de salida de un panel FV.

El marco metálico es la parte que le da rigidez y permite que se pueda montar formando estructuras. Es de aluminio anodizado, acero inoxidable, o similar, con los taladros necesarios para anclaje en la estructura soporte, evitando tener que manipularlo posteriormente ya que nunca se debe taladrar un marco porque las vibraciones producidas pueden hacer que el cristal estalle. El marco lleva acoplada una toma de tierra, como se especifica en el Reglamento Específico para Baja Tensión (REBT).

A lo largo del perímetro del marco se coloca una junta selladora de neopreno, goma butílica, silicon o cualquier otro material sellante, que contribuye a evitar la presencia de agua (humedad)

Ilustración 4.18 Componentes de un panel solar



dentro del panel, evitando que las conexiones internas se oxiden (mayor resistencia óhmica) o causen la apertura del contacto al semiconductor.

En la parte posterior del módulo se sitúan las cajas de conexiones eléctricas. Deben ser a la vez accesibles y estancas, con un grado de protección adecuado, cableado protegido contra la humedad y los fenómenos atmosféricos, dado que se encuentran a la intemperie, y es fundamental que quede asegurada la conexión con otros módulos o con el conductor exterior; o las cajas de conexiones lleguen las terminales positivo y negativo de la serie de celdas. En las borneras de las cajas se conectan los cables que vinculan el módulo al sistema. Los cables que se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas son de sección superior a los utilizados en las instalaciones convencionales, debido a la utilización de bajas tensiones continuas y o requerimientos de potencia de cierta consideración.

La caja de conexiones contiene también unos diodos de *by-pass* (diodos de paso) que protegen

individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales, impidiendo que las células sombreadas actúen como receptores. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie, colocándose paralelamente a los mismos. El diodo se conecta con polaridad opuesta a las células, de manera que si éstas trabajan correctamente no pasa por él ninguna corriente. Si una tira en serie está sombreada de manera que invierta su polaridad, la polaridad del diodo cambiará, con lo que ofrece un camino más fácil para el paso de la corriente generada por el resto de los grupos de células.

La mayoría de los fabricantes incorporan diodos de paso en unas tomas intermedias en las cajas de conexiones de sus módulos.

Además, los diodos de paso que se introducen en las ramas en serie de un sistema generador FV, deben tener la capacidad de soportar valores de corriente y voltaje que ocasionalmente pudieran

circular por ellos sin elevar su temperatura excesivamente ni deteriorarse. Como norma general se colocan diodos que soporten una corriente igual al doble de la corriente en cortocircuito sobre la rama en que están colocados. Como normalmente esta corriente suele ser de 3 o 7 A, dependerá del tamaño y calidad del módulo, habrán de soportar los diodos corrientes entre 6 y 14 A. Para el caso del voltaje también se toma el doble del voltaje en circuito abierto de todo el campo fotovoltaico.

Generalmente no son necesarios en sistemas que funcionan a 24 V o menos.

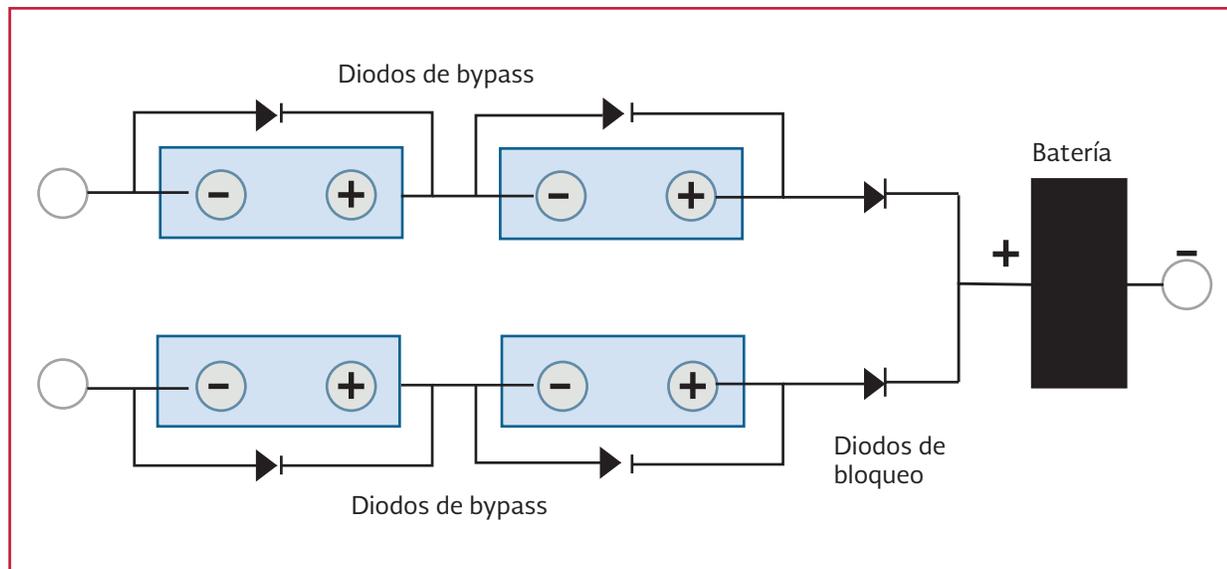
Se usa también otra serie de diodos, los diodos de bloqueo, que se colocan a la salida de cada grupo de módulos fotovoltaicos y que evitan que se disipe la electricidad de los módulos o de la batería en caso de defecto eléctrico (la batería, si no se toman precauciones, puede descargarse o través del módulo), ya que estos diodos solo dejan pa-

sar la corriente en un solo sentido y se oponen a la circulación en sentido contrario. Impiden también que la batería se descargue a través de los paneles fotovoltaicos por la noche. También evitan que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o varios de ellos se produce una sombra, “aislando” las ramas defectuosas.

Los diodos deben ser capaces de soportar la corriente de cortocircuito y el voltaje en circuito abierto del campo completo. Como norma se toma que puedan soportar dos veces ICC y VCA del campo fotovoltaico.

Mientras que los diodos de bloqueo evitan que un grupo de paneles en serie absorba flujo de corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de *by-pass* impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra (Ilustración 4.19).

Ilustración 4.19 Diodos de bloqueo



4.3.2. CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS

Como las células individuales tienen valores de tensión de unos 0.5 V y una corriente de unos dos amperios, para obtener potencias utilizables para aparatos de mediana potencia, hay que unir un cierto número de células y obtener así la tensión y la corriente requeridas para su funcionamiento. Conectando en serie 36 de estas células, se obtienen 18 V, tensión suficiente para hacer funcionar equipos a 12 V, incluso con iluminaciones mucho menores de 1 kW/m². Una placa fotovoltaica contiene entre 20 y 40 células solares; que como hemos dicho, se conectan entre sí en serie y/o paralelo para obtener el voltaje deseado (12 V, 14 V, etcétera).

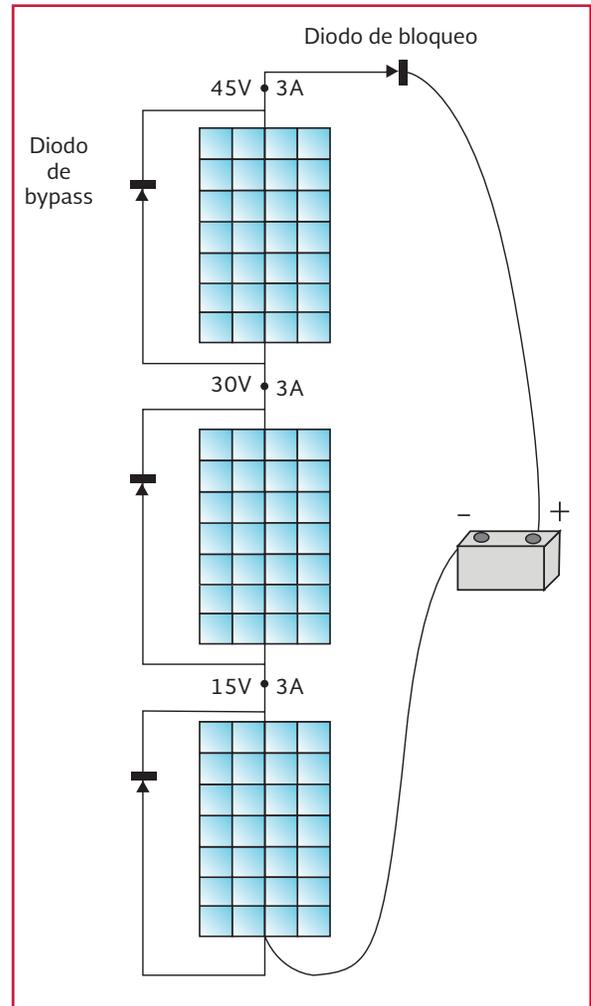
Normalmente, los paneles utilizados, están diseñados para trabajar en combinación con baterías de tensiones múltiplo de 12 V, como veremos en la sección dedicada al acumulador. Esto es así porque la industria de baterías precedió a la de los sistemas FVs, de manera que la adopción de 12 V para el voltaje de salida del panel era una opción práctica. Por otra parte, este valor no requiere la conexión de un número excesivo de células en serie. En principio, se necesitaría conectar un mínimo de 24 células en serie para alcanzar un voltaje nominal de salida de 12 volts.

Un conjunto de módulos conectados entre ellos junto con el cableado, y (en su caso) los soportes de la instalación constituyen un generador fotovoltaico. La conexión de módulos fotovoltaicos sigue las reglas básicas de la electricidad. Los módulos se pueden conectar en serie o en paralelo, con la combinación más adecuada para obtener la corriente y el voltaje necesario para una determinada aplicación. Todos los paneles conectados deben tener las mismas características eléctricas.

4.3.2.1. Conexión en serie

Este tipo de conexión se basa en conectar el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente, y así sucesivamente hasta completar la serie (Ilustración 4.20).

Ilustración 4.20 Conexión en serie



Los terminales del grupo generador estarán en el terminal positivo del último módulo conectado y el negativo del primero. Cuando los paneles se conectan en serie la tensión resultante es la suma de la de todos los paneles, mientras que la intensidad será la proporcionada por uno solo de ellos. Si falla uno de los paneles conectados en

serie, puede hacer que el conjunto deje de funcionar. Para evitar que esto suceda, los diodos de bloqueo “puentean” ese módulo, haciendo que la corriente siga su camino. Normalmente se conectan módulos en serie para conseguir voltajes de 24 o 48 V, en instalaciones autónomas de electrificación, y superiores, 96 a 144 V, en instalaciones conectadas a la red o de alimentación para bombeos directos. Hay que recordar que el voltaje de un módulo fotovoltaico, cuando funciona en el punto de máxima potencia, puede llegar a ser 1.4 veces el voltaje nominal.

4.3.2.2. Conexión en paralelo

Este tipo de conexión consiste en conectar por un lado los terminales positivos de todos los paneles, y por otro, todos los terminales negativos. La salida del grupo generador la forman el terminal positivo común y el terminal negativo, también común (Ilustración 4.21).

Cuando los módulos se conectan en paralelo, la tensión coincidirá con la que proporcione un solo módulo, pero la intensidad será la suma de las intensidades de todos los módulos, de manera

que el aumento de potencia se basa en mantener la potencia que puede dar un módulo y la suma de intensidades que proporcionen los módulos conectados. Normalmente se hacen conexiones en paralelo para conseguir intensidades de 20 ó 25 A, en instalaciones autónomas de electrificación y/o bombeo, y superiores en instalaciones de conexión a la red de elevada potencia.

Hay que recordar que el aumento de intensidad produce un aumento de pérdidas por efecto Joule (calentamiento de los conductores) de forma cuadrática, ya que:

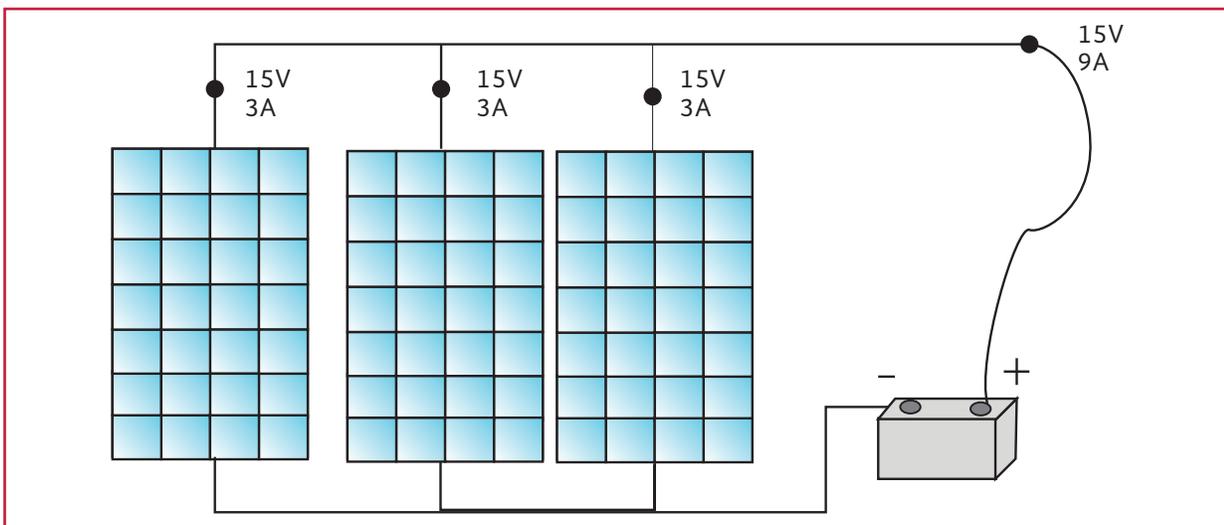
$$P = R(I)^2 \quad \text{Ecuación 4.5}$$

Lo que obliga a utilizar conductores de mayor sección para que puedan soportar intensidades elevadas, aunque siempre teniendo en cuenta que no superen las establecidas en el REBT para cada sección de conductor.

4.3.2.3. Conexión mixta

Para satisfacer diferentes necesidades de tensión y voltaje, los módulos pueden combinar-

Ilustración 4.21 Conexión en paralelo



se en agrupaciones serie-paralelo (Ilustración 4.22).

Configuración correcta:

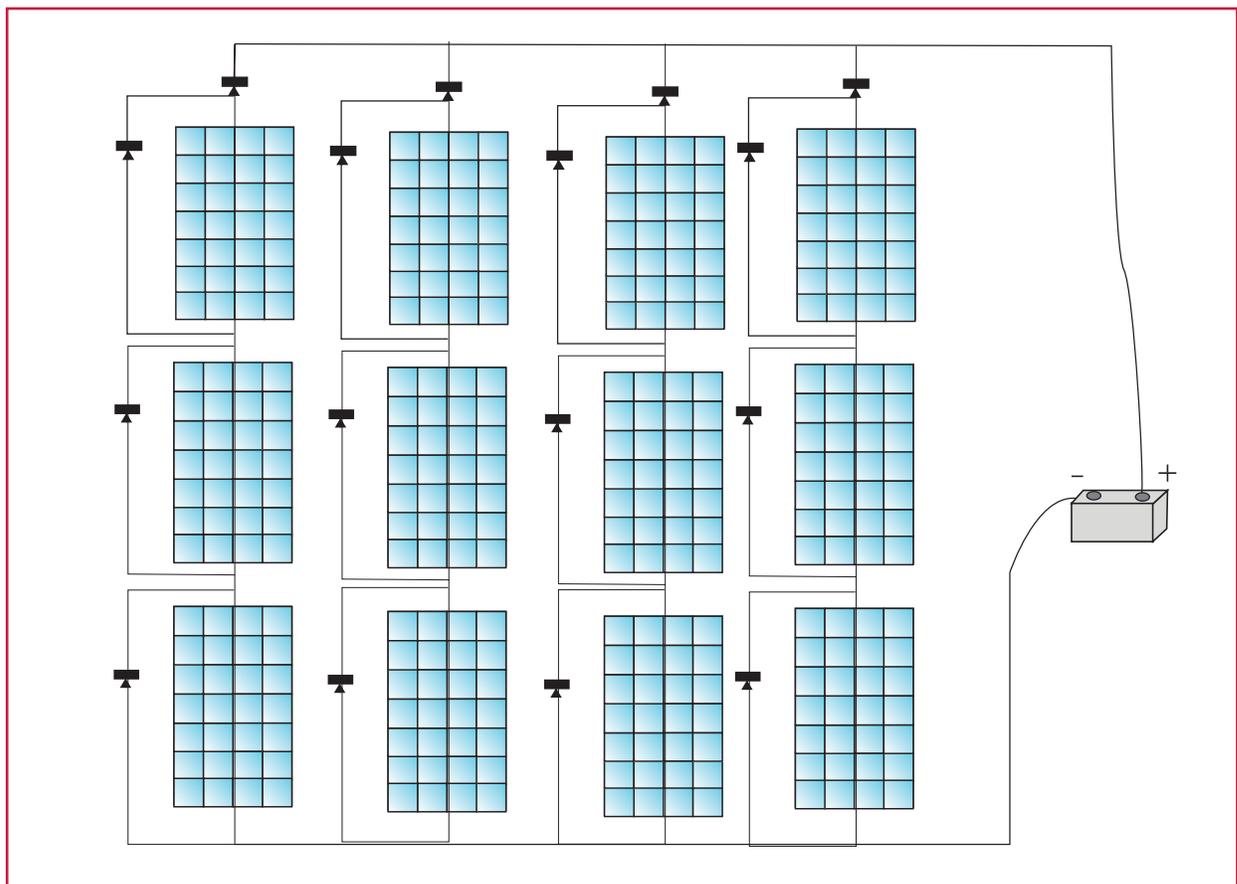
A menudo, nos encontramos ante el dilema de qué con voltaje hay que diseñar una instalación (12, 24 o 48 V). Aunque esta pregunta no tiene una respuesta clara y contundente, podría enfocarse desde dos puntos de vista diferentes:

- Desde el punto de vista del rendimiento: es decir, el que procura minimizar las pérdidas de energía por calentamiento de los conductores o de los equipos de regulación. Según este criterio, tendríamos

que diseñar las instalaciones a 48 V, ya que cuanto mayor voltaje se tenga, menor es la intensidad para un valor de potencia constante. El problema de trabajar a esta tensión es que el sistema de baterías que debe emplearse encarece la instalación

- Desde el punto de vista económico: es decir, el que procura el mínimo costo de la instalación. Según este criterio, siempre se montarían instalaciones de 12 V, con lo que se necesitaría una batería pequeña, pero a costa de tener elevadas intensidades de paso en los conductores y controladores, a medida que aumenta la potencia de la instalación

Ilustración 4.22 Conexión mixta



Una vez analizados estos planteamientos, parece apropiado encontrar algún parámetro que nos permita relacionar la economía y el rendimiento. Normalmente este parámetro es la intensidad que se calcula que puede producir el generador fotovoltaico (el conjunto de módulos instalados).

$$IT = ICC(NP) \quad \text{Ecuación 4.6}$$

Donde:

- IT = intensidad máxima que se espera recibir en el generador solar
- ICC = intensidad de cortocircuito de un panel
- NP = número de grupos o módulos en paralelo

Como hay que escoger entre rendimiento y economía, siempre que sea posible se trabajará con conductores estandarizados y con reguladores de baja intensidad, para lo cual se trabajará con el voltaje más bajo posible, siempre y cuando la intensidad máxima no supere demasiado los 50 A. A partir de este valor, habría que aumentar el voltaje (de 12 a 24 V o de 24 a 48 V) con tal de mantener la intensidad en niveles bajos. A partir de los 48 V, las condiciones de diseño varían, ya que un aumento de voltaje ha de estar justificado debido a los peligros y problemas legales que conlleva.

4.3.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS PÁNELES

4.3.3.1. Parámetros eléctricos que definen un módulo fotovoltaico

Los parámetros que definen el comportamiento fotovoltaico del módulo son los siguientes:

- Intensidad de cortocircuito (ICC o ISC): se mide la corriente entre los bornes de un panel, cuando éstos se cortocircuitan ($V = 0$). La intensidad de cortocircuito de un módulo es igual a la de una de sus células multiplicada por el número de filas conectadas en paralelo. Es la máxima intensidad que se puede obtener de un panel. Experimentalmente se puede medir con un amperímetro (impedancia muy pequeña) conectado a la salida de los bornes del módulo FV. El valor varía de forma proporcional en función de la radiación solar a la cual la célula o el módulo están expuestas
- Tensión nominal (VN): es el valor de la tensión a la cual trabaja el panel
- Tensión a circuito abierto (VCA o VOC): es el máximo voltaje, que se mediría entre los bornes de un panel si se dejaran los terminales en circuito abierto ($I = 0$). Esta medida se toma conectando un voltímetro entre los bornes del módulo cuando no hay carga conectada entre sus extremos. El valor de la medida puede ser mayor que el voltaje nominal del módulo, por lo que hay que seleccionar una escala de téster superior a los 12 ó 24 V. La tensión de circuito abierto de un módulo es la de cada una de sus células por el número de células conectadas en serie.
- Intensidad de potencia máxima (IPmax): es el valor de la corriente que puede suministrar el panel cuando trabaja a máxima potencia
- Tensión de potencia máxima (VPmaxJ) es el valor de la tensión cuando la potencia también es máxima, cuando el panel está suministrando la máxima intensidad de corriente

- Potencia máxima (PM): es el máximo valor obtenido al multiplicar la intensidad I_{Pmax} , (Intensidad cuando la potencia es máxima o corriente en el punto de máxima potencia) y V_{Pmax} , (Tensión cuando la potencia también es máxima o tensión en el punto de máxima potencia). También se le llama Potencia de pico del módulo o panel (WP)

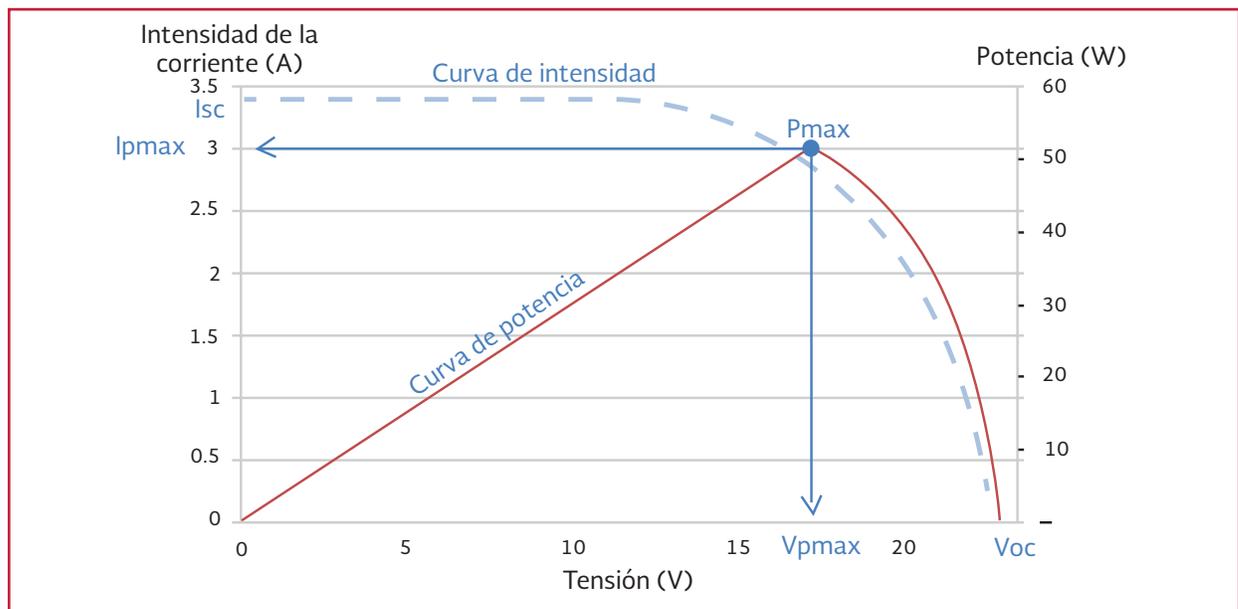
4.3.3.2. Curva V-I

Todo generador tiene una curva típica para la potencia de salida en función de la corriente de carga, y los paneles fotovoltaicos no son una excepción. La curva V-I de un panel FV proporciona, indirectamente, la relación mencionada, ya que asocia los valores de V e I para diferentes cargas (Ilustración 4.23). Si se conecta una cierta carga eléctrica al panel, el punto de trabajo vendrá determinado por la corriente I

y la tensión V existentes en el circuito. Estos habrán de ser menores que los ICC y VCA definidos anteriormente.

La potencia (Π) que el panel entrega a la carga está determinada por $\Pi = I * \zeta$. La potencia disponible en un panel fotovoltaico en un punto cualquiera de la curva se expresa en vatios. El cortocircuito se produce en un punto de la curva donde el voltaje es cero. En el punto de cortocircuito, la potencia de salida es cero, ya que el voltaje es cero. El circuito abierto se produce cuando la corriente es cero. En el punto de circuito abierto la potencia de salida también es cero, pero ahora es porque la corriente es cero. La intensidad, en amperios, se representa en el eje vertical (eje Y) y la tensión, en voltios, en el horizontal (eje X). Las características del panel, están definidas para las condiciones estándar de media (CEM: 1 kW/m², 25°C, A.M. 1.5).

Ilustración 4.23 Curva V-I

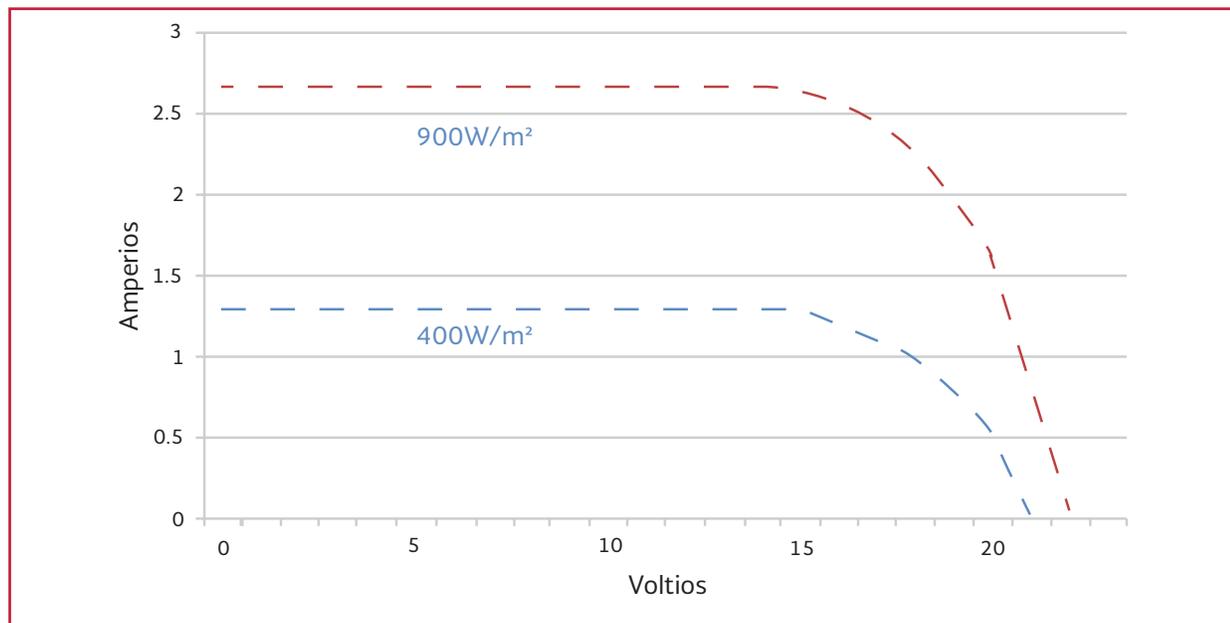


Curva V-I en función de la irradiancia

El comportamiento eléctrico de un módulo varía además con la irradiancia solar. La corriente proporcionada por un módulo fotovoltaico es

directamente proporcional a la energía solar recibida. La intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje más o menos constante, por lo tanto, habrá aumento de potencia (Ilustración 4.24).

Ilustración 4.24 Curva V-I en función de la irradianción



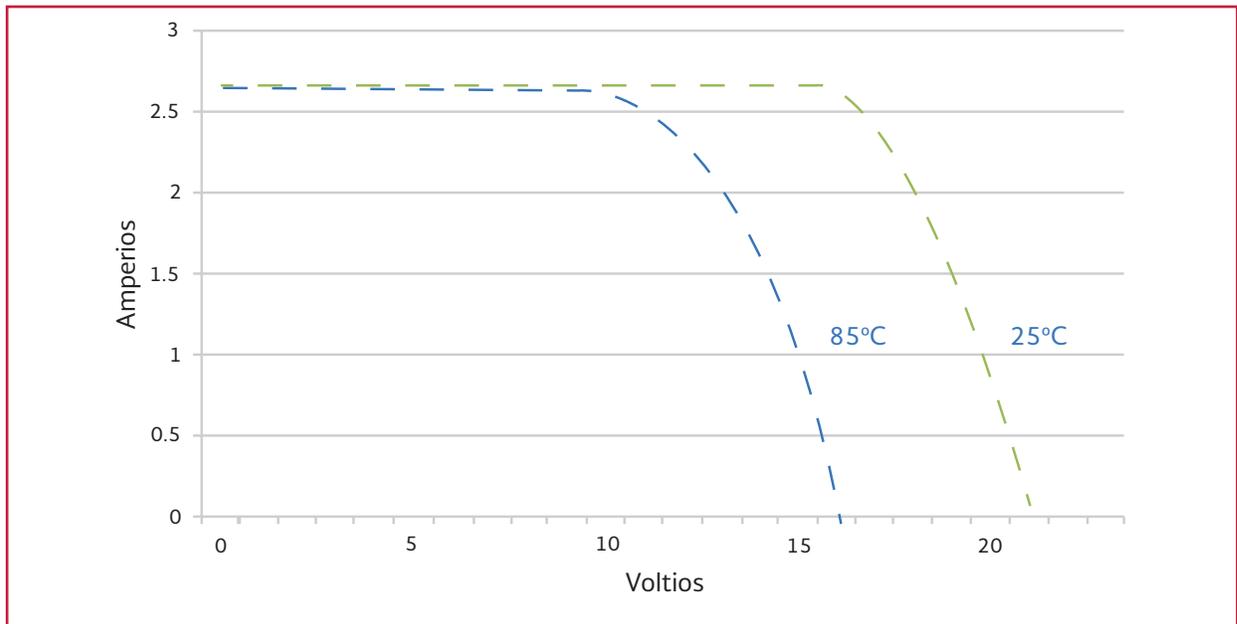
Curva V-I en función de la temperatura

La exposición al sol de las células provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad; así, la tensión generada varía de forma inversamente proporcional a la temperatura de las células, sin que esto provoque cambios en la corriente de salida (Ilustración 4.25). Altas temperaturas en el módulo reducen el voltaje de 0.04 a 0.1 voltios por cada grado centígrado que sube la temperatura. Por esta razón, los paneles FV no deberían

ser instalados directamente sobre una superficie, sino que debe permitirse al aire circular por detrás de cada módulo para que su temperatura no suba. Es necesario un espacio de unos 10 cm para proporcionar una ventilación adecuada. La temperatura de las células es superior a la temperatura ambiente, por el calentamiento a la que la somete la radiación solar.

La radiación y la temperatura ambiente experimentan además otro tipo de variación debidos a factores diurnos y estacionarios.

Ilustración 4.25 Curva V-I en función de la temperatura



4.4. OTROS COMPONENTES

4.4.1. BATERÍAS

Las baterías (o acumuladores), sirven para acumular la energía que los paneles generan diariamente, y así poderla usar en horas donde la energía consumida es superior a la generada, como sucede de noche. Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de cuatro a seis veces su corriente nominal durante unos pocos segundos. Además, el acumulador proporciona un voltaje estable y constante independiente de las condiciones de incidencia luminosa, que puede ser lo más adecuado para el funcionamiento de los aparatos eléctricos.

Al acumulador que ha de ser usado para aplicaciones solares se le debe exigir el cumplimiento de unas condiciones básicas, como son:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el panel solar
- Mantenimiento nulo o mínimo
- Fácil transporte e instalación
- Baja autodescarga
- Rendimiento elevado
- Larga vida

4.4.1.1. Tipos de baterías

Se encuentran diferentes tipos de baterías en el mercado, las de níquel-cadmio (Ni-Cd) y las de plomo-ácido. Las primeras presentan cualidades excepcionales, pero son de costo elevado, por lo que se emplean poco. Por el contrario, las de plomo-ácido son las más empleadas para aplicaciones solares, adaptándose a cualquier

tipo de carga, además de contar con un precio razonable.

4.4.1.2. Especificaciones eléctricas

Estas indican las condiciones de trabajo de una batería y se describen a continuación:

Tensión. La unidad de construcción básica de una batería de plomo-ácido es la celda de 2V. En general, la tensión de una celda varía entre 1.75 y 2.5 V, siendo el promedio los 2 V, tensión que se suele llamar nominal de la celda. Cuando se conectan en serie (positivo con negativo) las tensiones se suman, obteniéndose de esta manera, baterías de 4, 6, 12 V, etcétera. Si las baterías están conectadas en paralelo (positivo con positivo y negativo con negativo) las tensiones no cambian, pero se suman sus capacidades de corriente. Solo se deben conectar baterías de igual tensión y capacidad.

Capacidad. Es la capacidad de energía que puede suministrar la batería en determinadas condiciones de trabajo. Se expresa en amperios-hora (Ah). La capacidad de almacenamiento de energía de una batería depende de la velocidad de descarga. Teóricamente una batería de 200 Ah puede suministrar 200 A durante una hora, o 50 A durante 4 horas, etcétera.

Profundidad de carga. Es la cantidad, expresada en tanto por ciento, y representa que tanto se ha descargado la batería. Para aplicaciones fotovoltaicas se fabrican baterías que soportan descargas de hasta un 80 por ciento sin dañarse. En cuanto es mayor la descarga será menor el número de ciclos de carga que la batería puede

tener. Por esto, las baterías son la parte más delicada del sistema y la primera en ser reemplazada. Los fabricantes deben indicar el número de ciclos de vida de la batería.

4.4.1.3. Consideraciones finales

Se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Instalar las baterías en lugares ventilados, evitando la presencia de flamas cerca de las mismas
- Ajustar el nivel del electrolito hasta la altura recomendada por el fabricante, utilizando siempre agua destilada, nunca de la llave y teniendo especial cuidado para no tocarlo ni derramarlo
- Una vez conectadas las baterías, las borlas deben cubrirse con vaselina
- Respetar la polaridad, las terminales deben estar cubiertas para prevenir cortocircuito
- Las baterías deben estar colocadas por encima del nivel del suelo

4.4.2. REGULADORES DE CARGA

Teniendo en cuenta que la energía solar es variable y estacional, es de suma importancia disponer de un elemento que permita controlar la relación que establecen batería y sistema generador fotovoltaico.

El regulador o controlador de carga, es el equipo que se encarga de gestionar el consumo directo de las placas, las baterías y la carga de éstas evitando sobrecargas o descargas profundas, alargando así su vida útil. Estos se instalan entre el sistema ge-

nerador y las baterías, tomando de éstas la energía para su operación. Las condiciones más habituales que debe contener un regulador son:

- Protección contra sobrecarga del acumulador
- Alarma por baja carga
- Desconexión por baja carga

Existen dos tipos de reguladores, los lineales y los conmutados.

4.4.2.1. Lineales

Estos se clasifican en reguladores en serie y en paralelo. En ambos casos el elemento regulador es por resistencia variable en la que se disipa la energía sobrante que produce el panel. El elemento regulador está constituido por transistores unipolares. Estos se emplean en sistemas de potencia pequeños.

4.4.2.2. Conmutados

Actúan desconectando la batería del generador mediante un interruptor conectado en serie con el panel. Como interruptor puede emplearse un dispositivo electromecánico tipo relé o transistores. Estos pueden controlar el valor de la tensión a su salida para que sea el más adecuado al estado de carga de la batería.

4.4.3. CONVERTIDORES O INVERSORES

Son los elementos que permiten adaptar las características de la corriente generada por un

sistema FV a la demanda total o parcial de las aplicaciones.

4.4.3.1. Convertidores

Mediante el uso de convertidores CC/CC, el empleo de la energía por un equipo se consigue a una tensión estable que favorece el perfecto funcionamiento de éste (Ilustración 4.26).

En un convertidor CC/CC la corriente continua es transformada a corriente alterna mediante el uso de un inversor, y una vez que este cambio está realizado eleva o reduce el voltaje mediante un transformador hasta el valor adecuado para volver a convertirla a corriente continua (Ilustración 4.27).

4.4.3.2. Inversores

Son convertidores CC/CA que permiten transformar la corriente continua de 12, 24 o 48 V a corriente alterna de 125 o 220 V. Esto permite usar los aparatos eléctricos convencionales. Algunos paneles llevan instalado el inversor en su parte posterior.

Un convertidor CC/CA consta de un circuito electrónico realizado con transistores o tiristores, que transmite corriente continua, alterándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser utilizada después de haberla pasado por un transformador que la eleve de tensión; se tienen entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien, puede ser filtrada y obtener una forma de onda sinusoidal igual a la red eléctrica (Ilustración 4.28).

Ilustración 4.26 Instalación de un convertidor

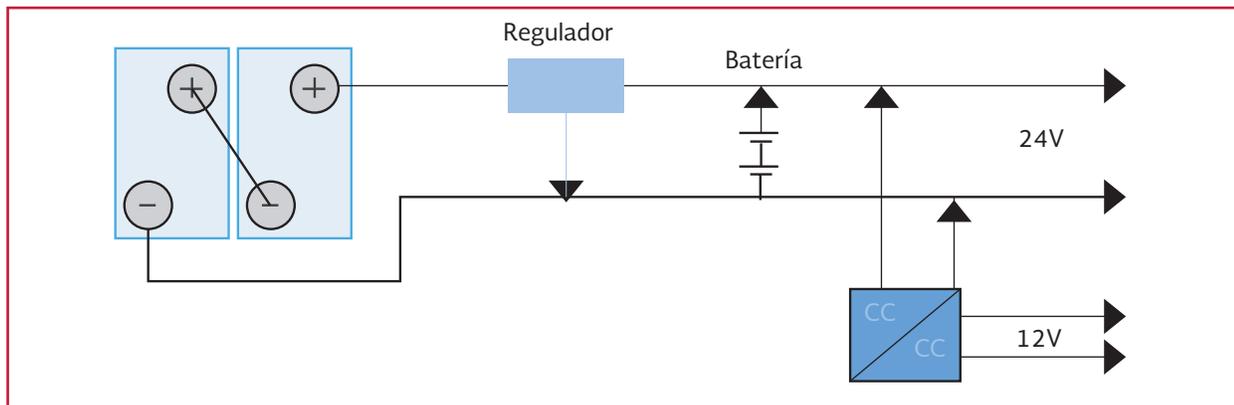


Ilustración 4.27 Esquema de un convertidor

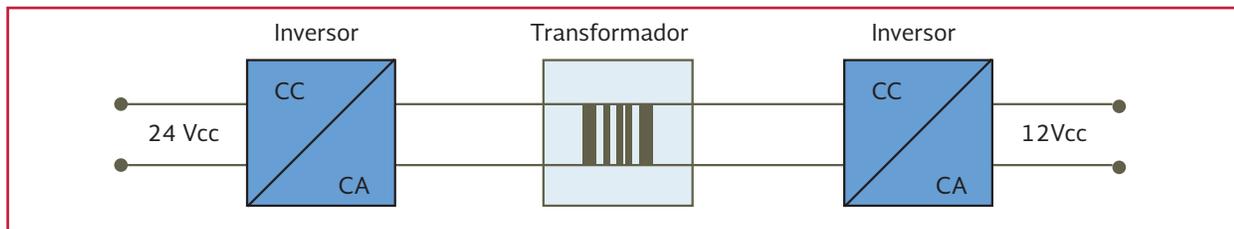
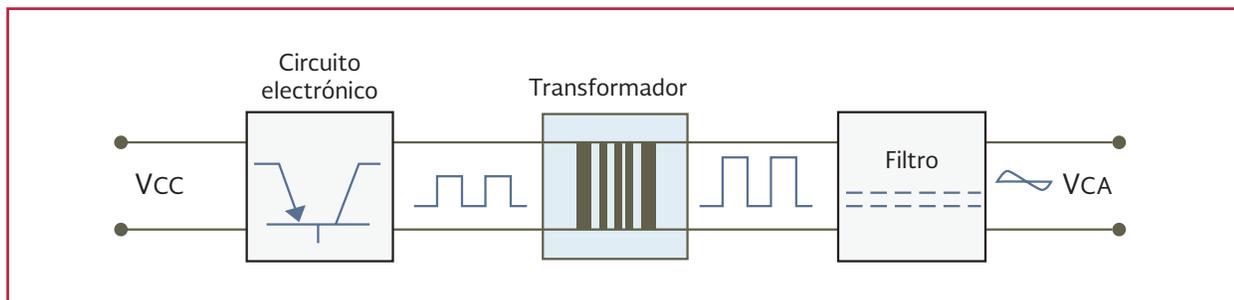


Ilustración 4.28 Convertidor CC/CA



Los tipos de inversores se clasifican de la siguiente manera:

- Conmutación natural
- Conmutación forzada
 - De salida escalonada
 - De modulación de anchura de impulso (PWM)

Los principales parámetros de los inversores a considerar son:

- Las tensiones nominales de entrada y salida
- La potencia nominal de salida
- La capacidad de sobrecarga y de protección térmica
- Forma de onda que tiene la señal a la salida

Es necesario que los inversores cumplan con los siguientes requisitos:

- Tener una eficiencia alta
- Estar protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas
- Incorporar rearme y desconexión automática cuando no esté empleando algún equipo de corriente alterna
- Admitir demandas instantáneas de potencia mayores al 200 por ciento de su potencia máxima

4.4.3.3. Cables

En las instalaciones fotovoltaicas se utilizan secciones de cableado superiores a las utilizadas en instalaciones convencionales debido a la utilización de bajas tensiones continuas (12, 24 y 48 V) y requieren de potencia de cierta consideración. Los positivos y negativos de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados.

Para realizar las conexiones deben utilizarse cajas de conexiones y con grado de protección IP. El cableado debe estar protegido contra la humedad, la radiación ultravioleta y otros fenómenos atmosféricos, dado que la instalación se encuentra a la intemperie. Los conductores deben tener la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Además, deberá ser suficiente para que soporte la intensidad máxima admisible en cada uno de los tramos.

4.4.3.4. Protecciones

Los elementos que se utilizan como protección son:

- Los fusibles. Se utilizan para evitar sobrecargas. Serán instalados en la línea de polaridad positiva

- Los magnetotérmicos. Limitan la intensidad en el circuito de consumo y se desconectan si algún equipo es de excesiva potencia. Se instalan a la salida del acumulador y del inversor
- Los diodos. Son dispositivos de protección para evitar que los módulos actúen como receptores en determinadas ocasiones. Los diodos de bloque evitan que se disipe la potencia de los módulos o de la batería en situaciones de defecto eléctrico. Se colocan a la salida de cada grupo de módulos fotovoltaicos. Los diodos de paso evitan los defectos del sombreado parcial al impedir que las células sombreadas actúen como receptores

4.4.3.5. Soporte

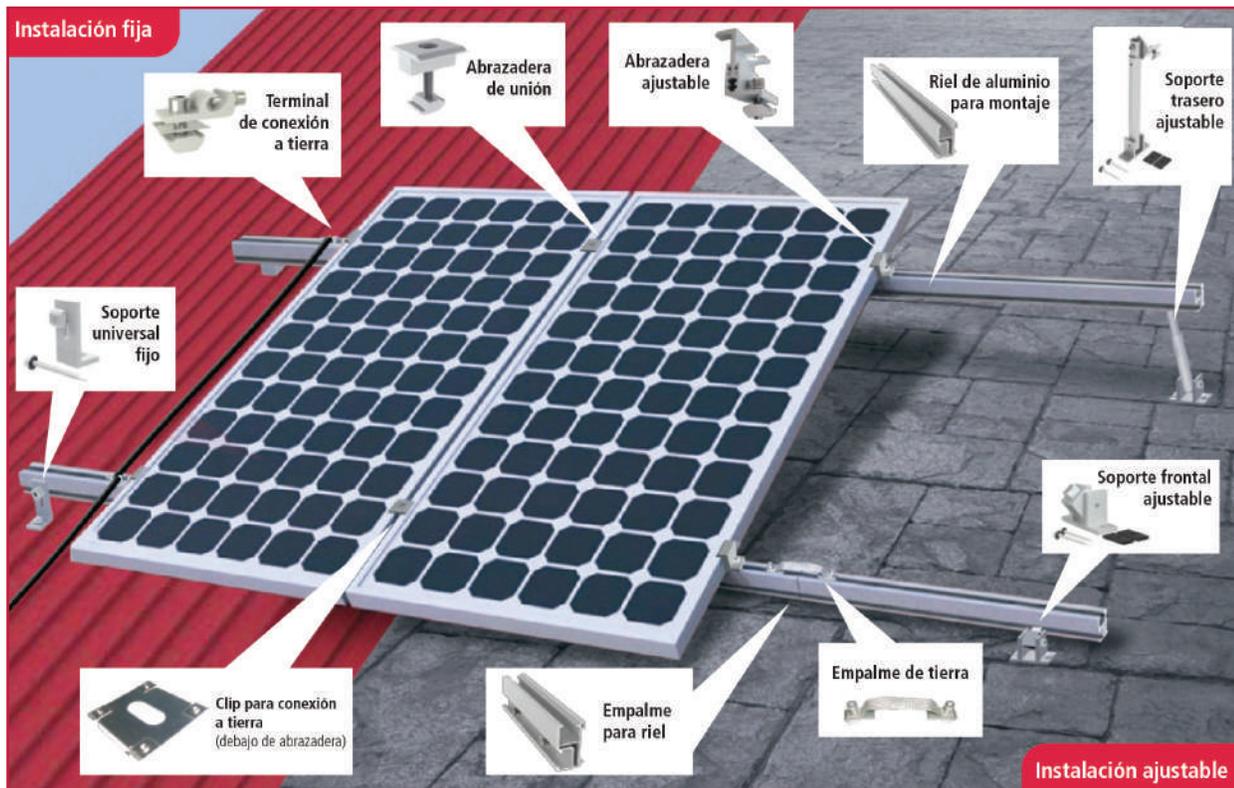
El bastidor que sujeta el panel, la estructura soporte del mismo, y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo de estos elementos lleva a la inmediata paralización de la instalación.

A menudo, cuando se proyecta una instalación solar fotovoltaica, toda la atención se centra en el cálculo de los módulos, y se descuida el diseño o selección de los elementos que se encargan de soportar o de fijar estos módulos a tierra, al tejado, o a la fachada de un edificio (Ilustración 4.29).

Hay que recordar que los módulos fotovoltaicos pesan poco, pero en cambio, ofrecen una gran superficie que oponer al viento y que puede generar esfuerzos. Por tanto, puede suceder que durante una racha de éste, los paneles salgan proyectados desde su ubicación (Ilustración 4.30).

Se debe tener especial cuidado y atención a los puntos de apoyo de la estructura. En el supues-

Ilustración 4.29 Componentes de una instalación fija de paneles



to de que ésta sea de tipo mástil es conveniente arriostrarla. Si la base donde descansa es de concreto, es conveniente reforzarlo en sus extremos mediante tirantes de acero (vientos). En cuanto a los anclajes o empotramientos de la estructura, es común el uso de bloques de concreto y tornillos roscados.

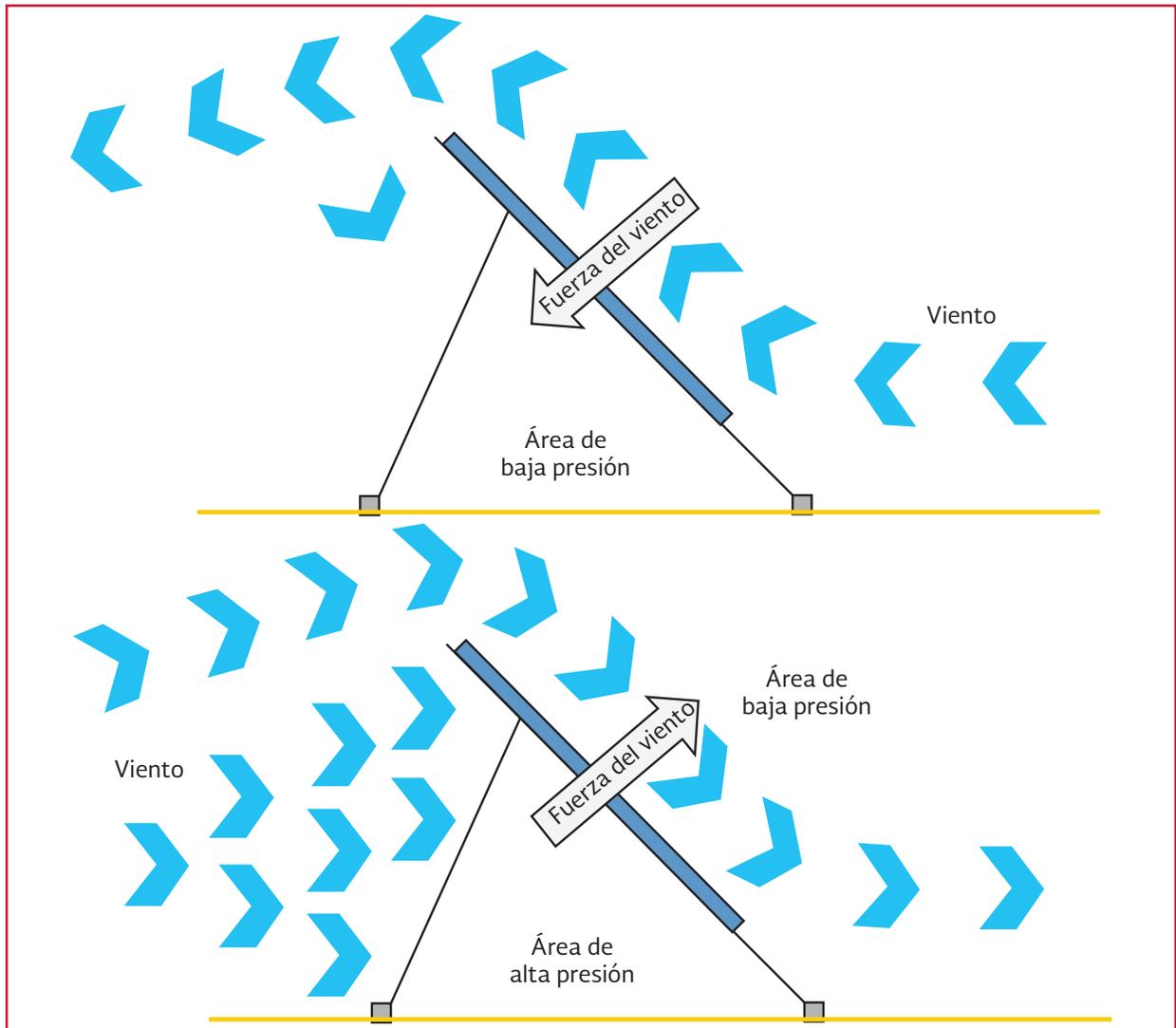
Tanto la estructura como los soportes habrán de ser preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado y la tornillería (tornillos, tuercas arandelas, etcétera), de acero inoxidable. El aluminio anodizado es de poco peso y gran resistencia. El acero inoxidable es apropiado para ambientes muy corrosivos, siendo de mayor calidad y período de vida aunque presenta un elevado costo. Las estructuras de hierro galvanizado ofrecen una buena protección frente a los agentes corrosivos externos

con la ventaja de que el zinc es compatible químicamente con el mortero de cal y de cemento, una vez que estos están secos. Las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir, como mínimo, 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables. Las estructuras galvanizadas suelen montarse mediante tornillos. Cuando los tornillos unen metales diferentes, deben incorporarse arandelas de plástico para evitar corrosiones galvánicas.

El REBT especifica que las estructuras de soporte deben conectarse a tierra.

Los paneles FVs necesitan ser colocados sobre soportes rígidos, lo que permite mantener el ángulo de inclinación óptimo, aun cuando soplen vientos fuertes o caigan nevadas. Existen tres tipos:

Ilustración 4.30 Efecto del viento sobre los paneles



- Soporte fijo
- Soporte ajustable
- Soporte automático

Para elegir el más adecuado debe tenerse en cuenta el costo máximo para el sistema y el incremento porcentual de energía que se obtendría usando alguno de los otros tipos.

La latitud del lugar determina el grado de variación entre la posición del sol al amanecer y cuando alcanza el cenit. Si esta variación es

extrema y el bloque generador tiene una gran cantidad de paneles, el diseño debe incorporar el soporte automático. Si, por el contrario, la potencia a generar está por debajo de los 300 a 360 W, un panel ajustable será la solución más económica. Si la variación en la altura del sol es mínima, un panel fijo será suficiente.

Los soportes fijos son usados en lugares donde la latitud permite elegir un ángulo de inclinación fijo (latitud más 15°) cuyo valor incrementa las horas de generación durante el invierno, cuan-

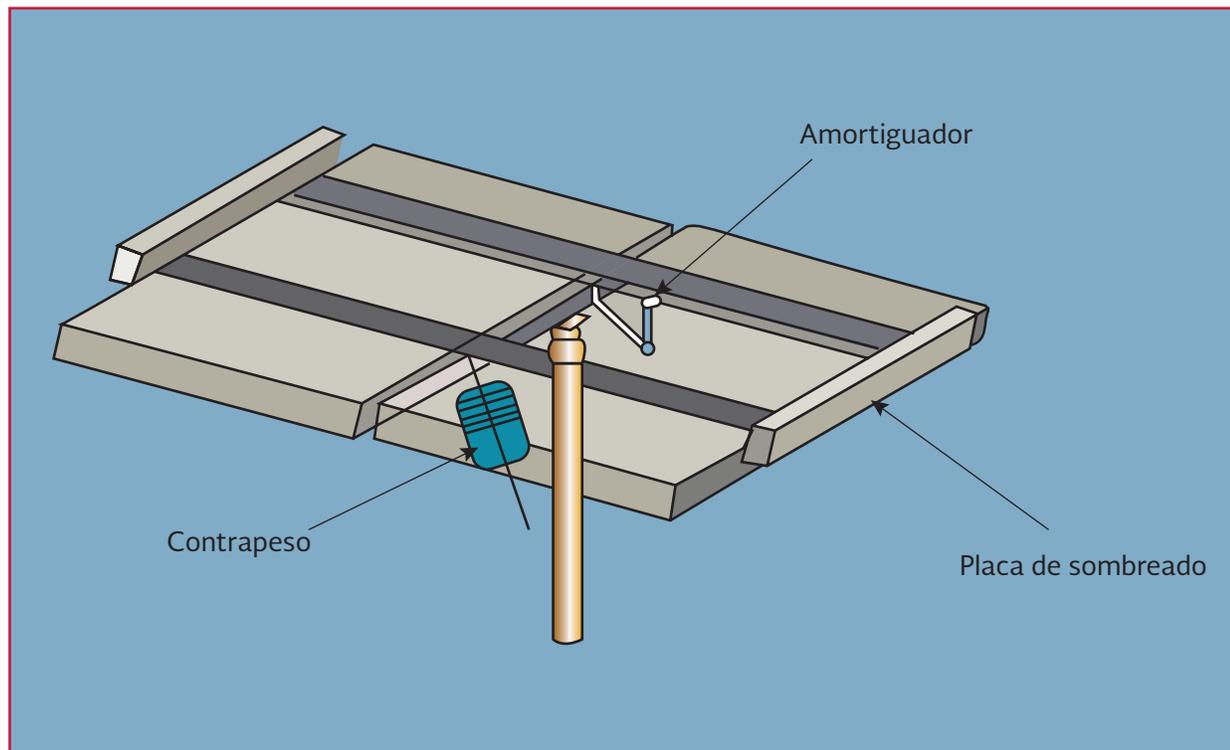
do el consumo nocturno aumenta, y disminuye la eficiencia de la insolación durante el verano, cuando los días son más largos.

Las diferencias de diseño y costo entre un soporte fijo y otro ajustable son mínimas, y por ello estos últimos son los más usados. En caso de que se utilicen sistemas de seguimiento manual (2 a 3 posiciones por día moviéndose de este a oeste), todos sus componentes deberán satisfacer los requisitos especificados anteriormente para las estructuras de soporte.

Los soportes automáticos permiten seguir la trayectoria del sol, durante todo el año, desde el amanecer al atardecer. Existen dos tipos:

- Seguidor automático pasivo (un eje de rotación)
- Seguidor automático activo (uno o dos ejes de rotación)

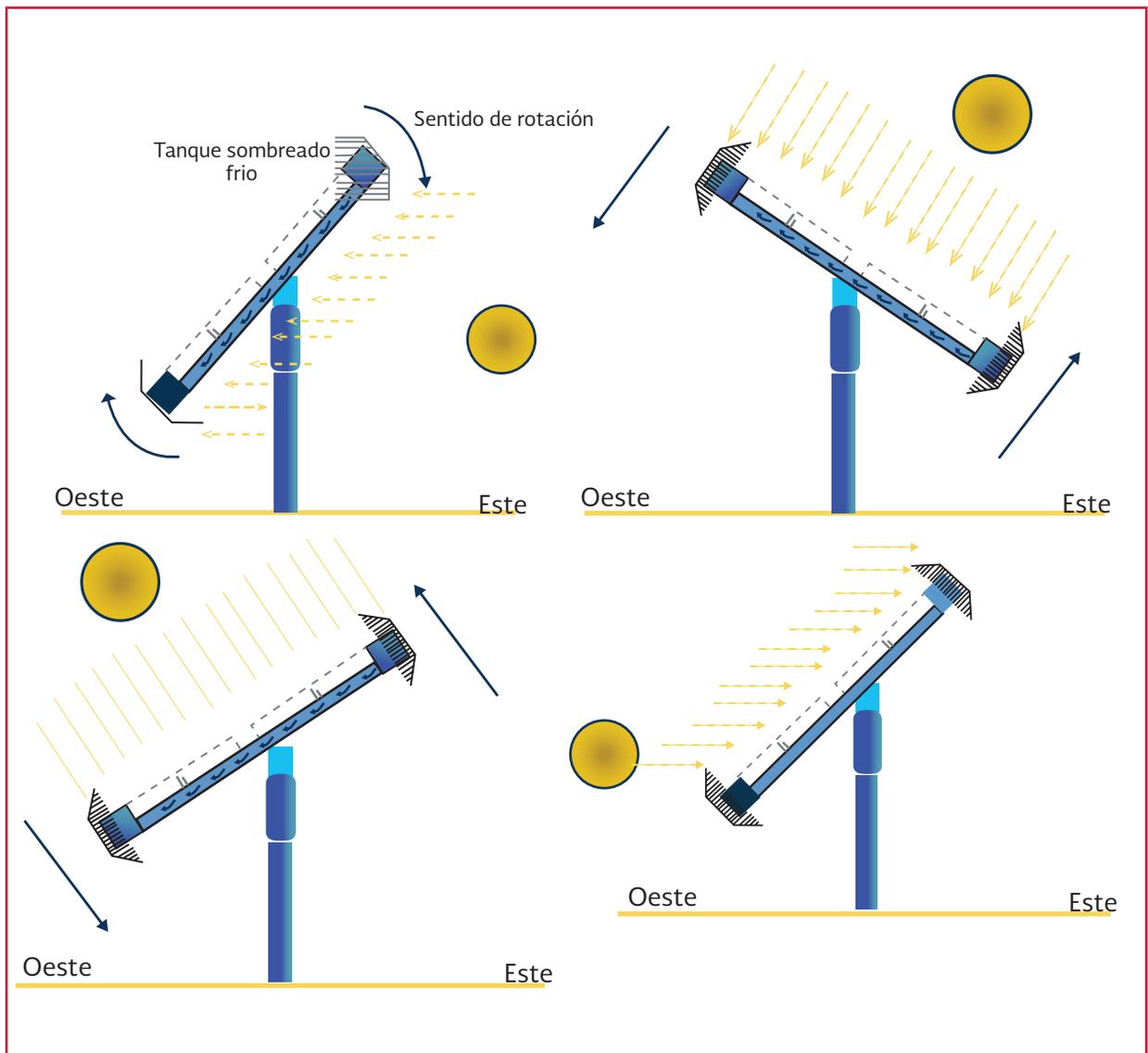
Ilustración 4.31 Seguidor automático pasivo



El seguidor automático pasivo recibe este nombre porque su único movimiento, de este a oeste (movimiento azimutal) no consume energía eléctrica (Ilustración 4.31). El desplazamiento azimutal se consigue usando el calor del sol, que, como se ve a continuación, altera la distribución del peso entre los lados que miran al este y oeste (Ilustración 4.32). Posee dos tanques, uno en el lado este; el otro en el oeste, que están comunicados entre sí. Estos tanques están llenos de una sustancia de bajo punto de ebullición (freón), y tienen placas metálicas que exponen un lado al sol, mientras que, simultáneamente, sombrean al opuesto.

El lado sombreado (frío) conserva el freón en forma líquida. El lado que recibe el calor del sol lo vaporiza. Estos gases se desplazan al lado contrario, donde se condensan, provocando un aumento de peso. El desequilibrio inicia el movimiento azimutal.

Ilustración 4.32 Seguimiento del sol por un sistema automático pasivo

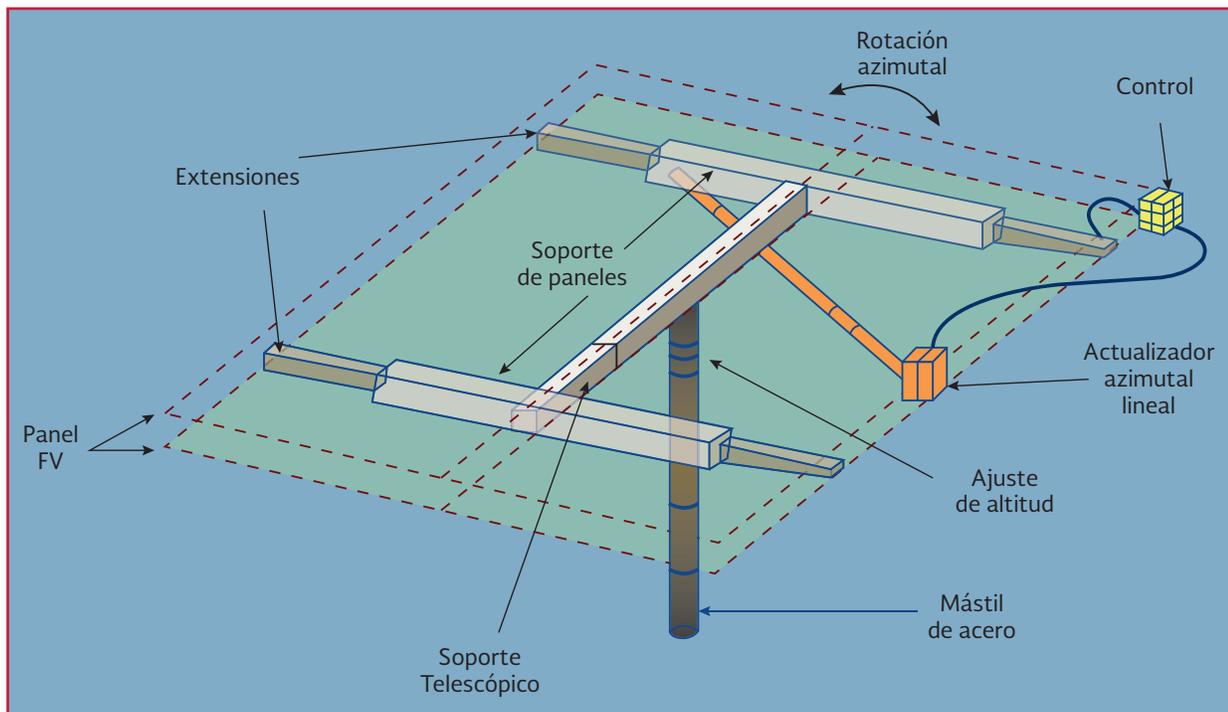


Al comienzo del día, el seguidor tiene la posición que corresponde a la de la noche anterior, y necesita ser “despertado” por el sol saliente para exponer los paneles hacia esa dirección. A partir de ese momento el calor del sol y el sombreado de los tanques permiten que el seguidor siga el movimiento azimutal con relativa precisión. El tiempo de despertado se alarga en climas fríos y para la versión diseñada para vientos fuertes. Estas unidades tienen amortiguadores para minimizar la acción del viento. El ángulo de inclinación se ajusta manualmente.

Del seguidor automático activo existen dos versiones, seguidor de un eje y seguidor de dos ejes. Algunos modelos son exclusivamente diseñados para seguir el movimiento azimutal y permiten, como en el anterior, un ajuste manual del ángulo de inclinación (Ilustración 4.33).

Otros modelos ofrecen la opción de poder incorporar el movimiento de inclinación a posteriori. Por último, los modelos más elaborados incorporan los dos movimientos automáticos.

Ilustración 4.33 Seguidor automático activo



Esta variedad de modelos permite abaratar los costos cuando no se necesita seguir la altura del sol con precisión. A diferencia del modelo pasivo, los activos utilizan pequeños motores eléctricos (24 V), que están comandados por una unidad de control que actúa respondiendo a la información recogida por el correspondiente sensor. Para llevar a cabo el movimiento toman un mínimo de energía (5 Wh/d), ya sea del banco de baterías, o de los paneles, según el modelo usado.

La incorporación de un seguidor, independientemente del tipo que se use, solo se justifica si existe la posibilidad de incrementar sustancialmente (10-25 por ciento) el valor de energía a generar usando soportes más económicos.

Si un sistema necesita incrementar el valor de la energía a generar adicionando paneles FVs, deberá tenerse en cuenta que este costo puede aplicarse a la adquisición de un seguidor automático.

Las estructuras de soporte estáticas son generalmente preferibles a las de seguimiento.

Cuatro son las formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos: suelo, mástil, pared y tejado.

- Suelo. Es la forma más habitual de montar las instalaciones FV, por su robustez, cuando aumenta el número de paneles colocados (Ilustración 4.34). La mayor preocupación es a menudo la fuerza elevadora que puede ejercer el viento sobre la serie de paneles. A nivel del suelo la acción del viento es menor, y a mayor altura, mayor fuerza ejerce éste. Por eso suelen montarse sobre una base robusta, por lo general pavimentada con concreto. Además, en esta posición resulta más fácil el montaje tanto de la propia estructura soporte, como de los paneles fotovoltaicos. La accesibilidad

es tanto una ventaja, ya que permite un mantenimiento más cómodo, como un inconveniente, ya que la instalación puede ser objeto de rotura por animales o de actos vandálicos. La mayoría de estas instalaciones se suele proteger con una reja metálica. Otro inconveniente

es la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales y también es más susceptible, en zonas donde las nieves son abundantes como son las áreas de montaña, de poder quedar enterrada por éstos o de sufrir las consecuencias de inundaciones

Ilustración 4.34 Instalación en suelo



- Mástil. Es el tipo de montaje típico en alimentación fotovoltaica de equipos de comunicación aislados o farolas (Ilustración 4.35). En las instalaciones de repetidores, donde ya se dispone de una antena, ésta puede hacer las veces de mástil. Se usa principalmente en instalaciones donde ya se dispone de un mástil, aprovechando éste para la colocación del módulo. La instalación debe ser de pequeñas dimensiones, poco más de 1 m², ya que una superficie mayor obligaría a sobredimensionar el mástil e incluso a arriostarlo, en cuyo caso puede ser más económico y fácil algún otro tipo de montaje

Ilustración 4.35 Instalación con mástil

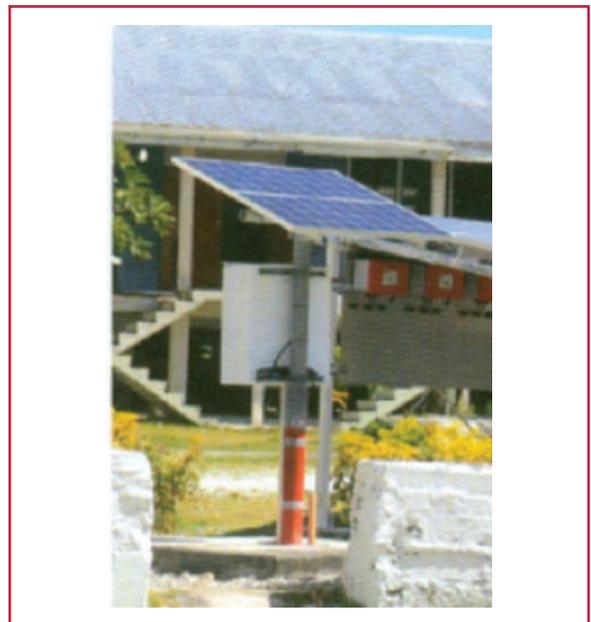
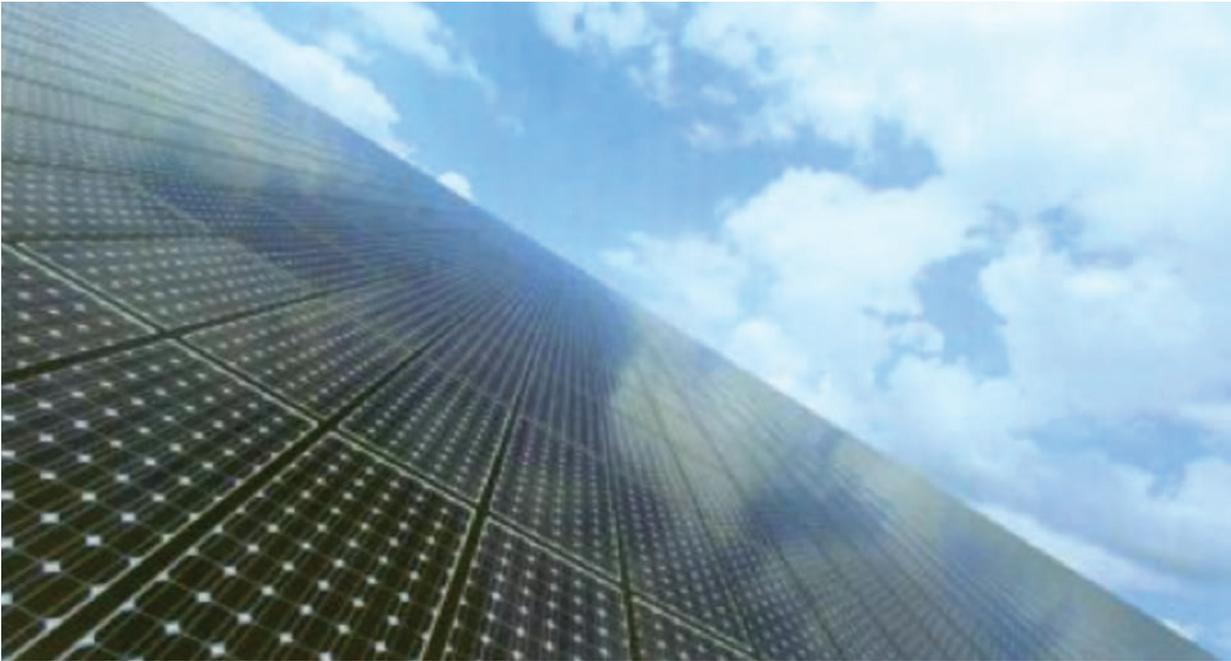


Ilustración 4.36 Instalación en pared



- Pared. Consiste en acoplar la estructura o una de las paredes del recinto (Ilustración 4.36). La acción del viento queda drásticamente disminuida. Si se dispone de buenos puntos de anclaje sobre una edificación ya construida, puede ser ventajosa, debido a la seguridad que proporciona la altura. Este sistema puede montarse mediante tacos de expansión o bien realizando una pequeña obra donde se inserte en la estructura. Debe emplearse una estructura liviana. Cualquier variación presentará problemas accesorios
- Tejado. Es uno de los lugares más empleados para la colocación del sistema generador FV, ya que por lo general, dispone de espacio y, al estar elevados, también presentan menos problemas con las sombras (Ilustración 4.37). Sin embargo, la colocación de la estructura soporte de

los paneles afecta a la impermeabilización del techo, por las sujeciones. Dependiendo del tejado, puede presentar dificultades para su orientación al sur. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, también aplica en este caso. Es importante evitar la fijación del panel sobre (o cerca) de una superficie metálica expuesta de lleno a la luz solar. Se logra normalmente una temperatura de funcionamiento no superior a los 10°C por encima de la temperatura ambiental. La temperatura de funcionamiento es un factor a tener en cuenta al instalar un panel solar. El rechazo al calor se favorece con una aireación y convección natural. Es preferible montar los módulos FV sobre mástiles o paredes que hacerlo sobre tejados

Ilustración 4.37 Instalación en techo



4.5. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

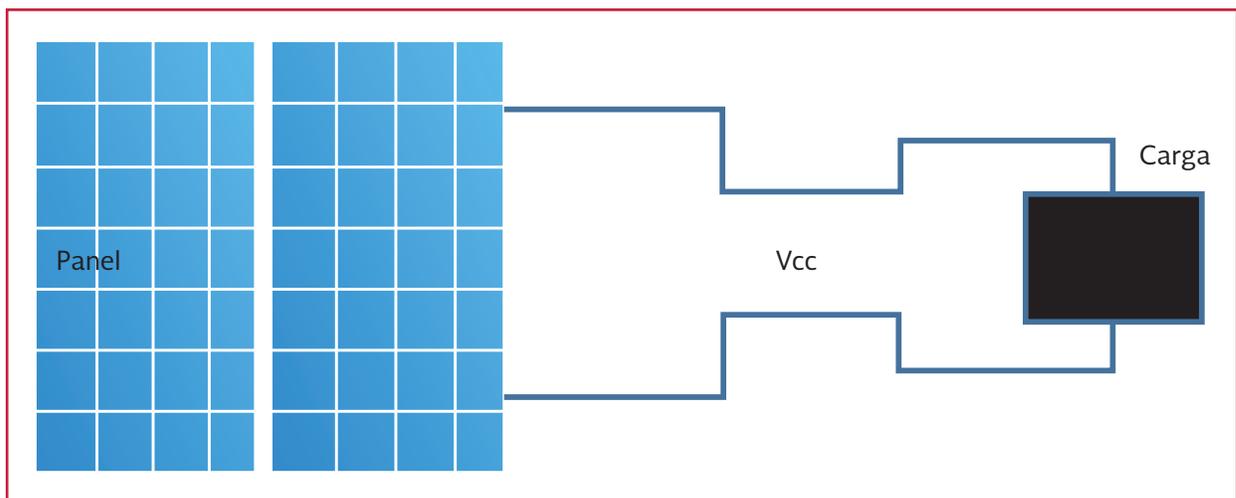
Las instalaciones se clasifican conforme a los siguientes criterios:

- La configuración, definida por sus componentes y la conexión entre los mismos
- La aplicación a la que vaya a ser destinado
- Según el carácter de la utilización de la instalación
- Tensión de trabajo y potencia de la instalación

4.5.1. ATENDIENDO A SU CONFIGURACIÓN BÁSICA

- Configuración n° 1, suministro directo (Ilustración 4.38): se incluyen en este grupo las instalaciones básicas, compuestas por paneles acoplados directamente a la carga en CC. El servicio se reduce a las horas de sol, ya que no dispone de sistema de acumulación. Es el sistema ideal para instalaciones que funcionan durante las horas del día, como pueden ser el bombeo de agua o llenado de tanques. Para iluminación o con otras cargas que no es frecuente usar durante el día, este suministro no es el más adecuado

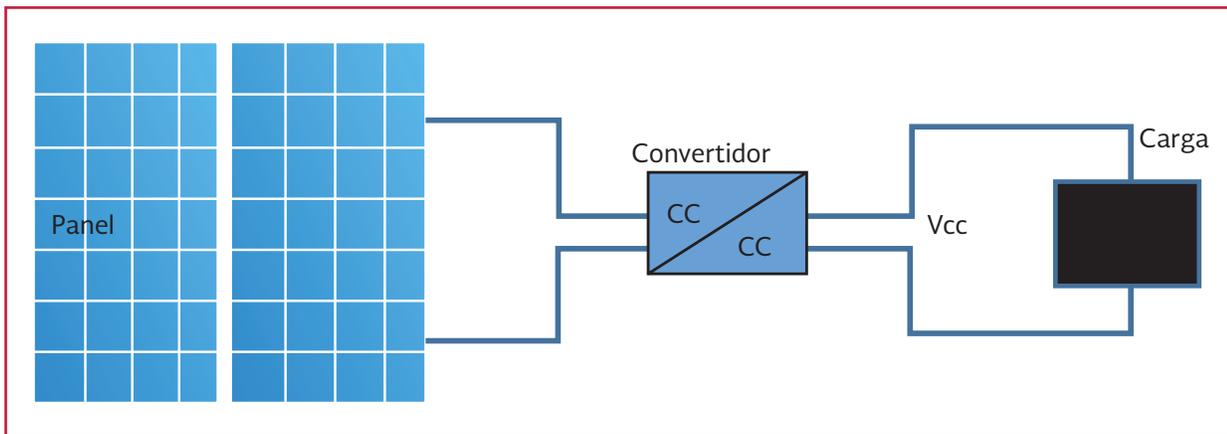
Ilustración 4.38 Configuración n° 1, suministro directo



- Configuración n° 2, suministro de tensión diferente a la generada (Ilustración 4.39): se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles y convertidor CC/CC, acoplado directamente a la carga.

ga. El convertidor es necesario porque se considera que la carga requiere un voltaje superior al proporcionado por el panel FV. Debe tener las características de entrada, salida y potencia adecuadas

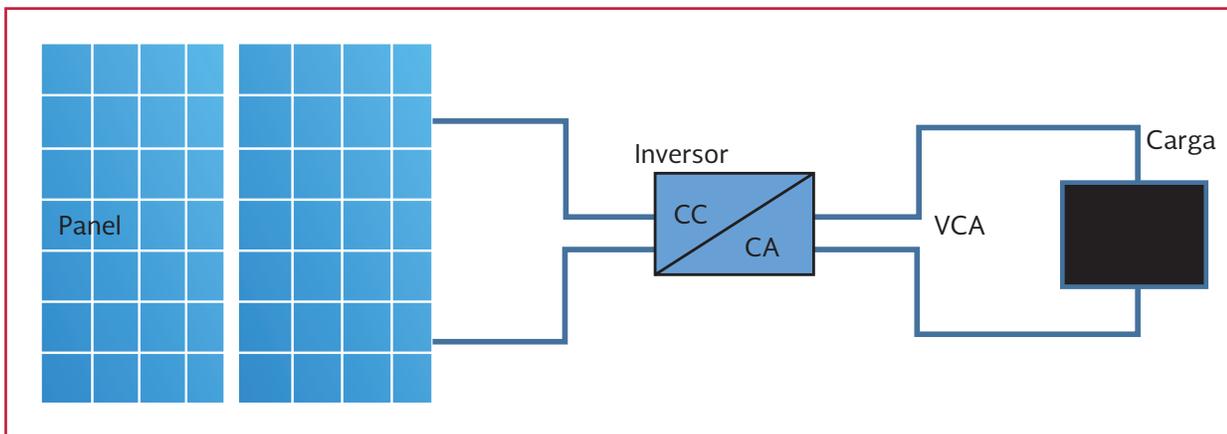
Ilustración 4.39 Configuración n° 2, suministro de tensión diferente a la generada



- Configuración n° 3, suministro en corriente alterna (Ilustración 4.40): se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles e inversor CC/CA, por necesidades de la carga, acoplados directamente a ellas.

Las características principales del equipo son las tensiones de entrada y salida, la potencia suministrada y la forma de onda de la CA a la salida

Ilustración 4.40 Configuración n° 3, suministro en corriente alterna



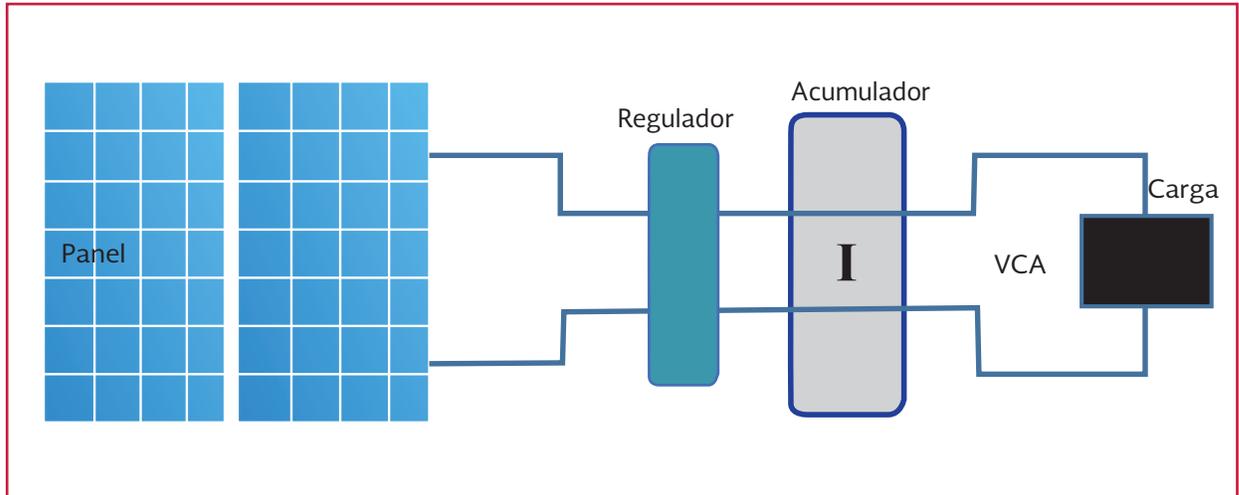
- Configuración n° 4, suministro en corriente continua, mediante acumulador (Ilustración 4.41): se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación y acumulador, co-

nectados a una carga en CC, a la tensión de la batería, que es igual a la del panel FV. Con este sistema también se dispone de suministro eléctrico en las horas nocturnas, por ejemplo, para la iluminación.

En función de la disposición de energía solar y del consumo de la carga, se rea-

liza el dimensionado, principalmente de panel y del sistema de acumulación

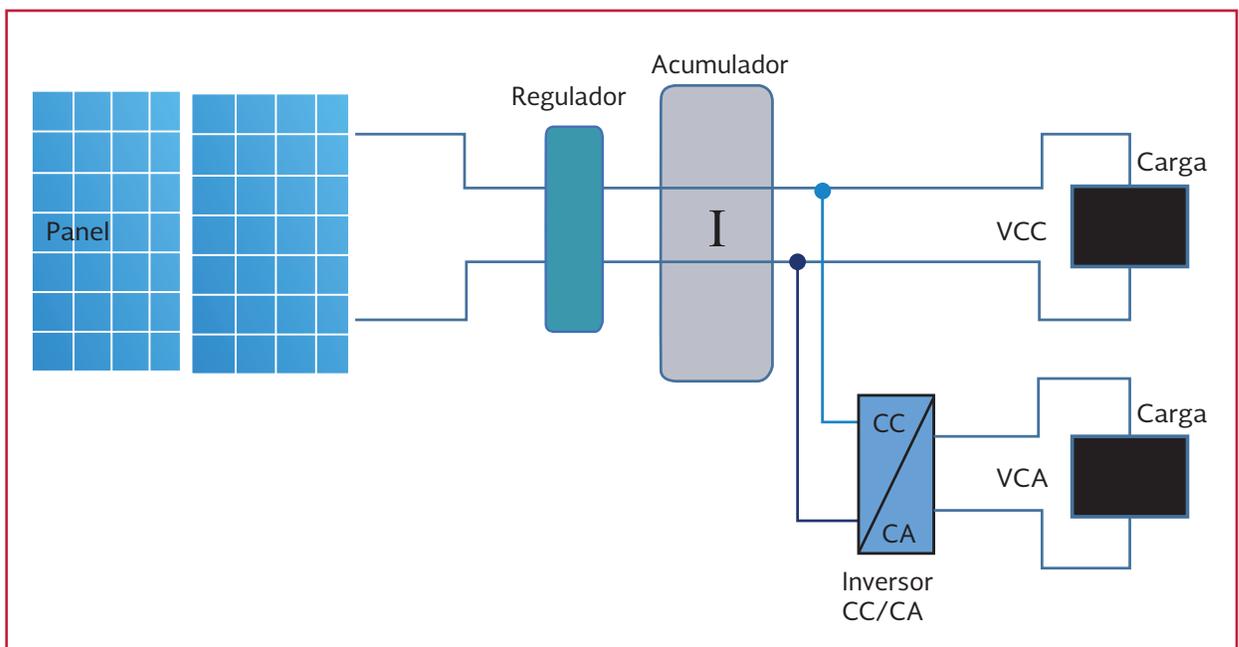
Ilustración 4.41 Configuración n° 4, suministro en corriente continua, mediante acumulador



- Configuración n° 5, suministro en corriente continua y alterna con acumulador (Ilustración 4.42): se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistema de regulación, acumulador e inversor de CC/CA, conectados a la carga en CC o en CA. En

este caso, el sistema FV debe suministrar CC a una carga y CA a otra. La carga de corriente continua va a la tensión de la batería, y por tanto del panel, y la de corriente alterna debe coincidir con la suministrada por el acumulador o inversor CC/CA

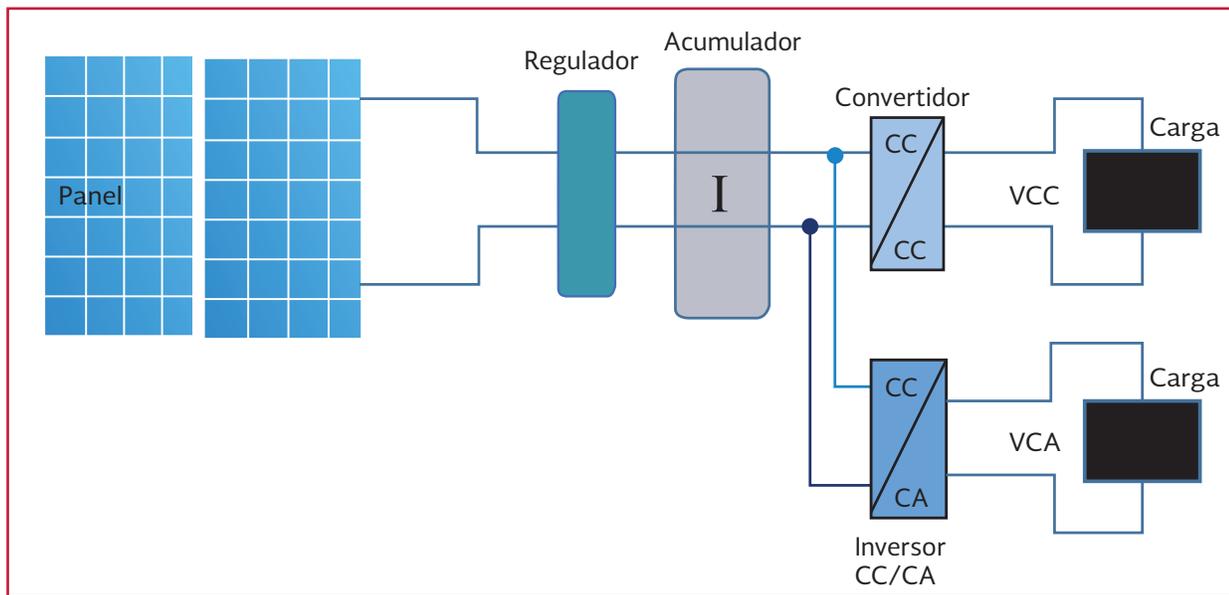
Ilustración 4.42 Configuración n° 5, suministro en corriente continua y alterna con acumulador



- Configuración nº 6, suministro en corriente continua de tensión diferente a la generada y en alterna, con acumulador (Ilustración 4.43): se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación, acumulador, convertidor CC/CC, inversor de CC/CA,

conectados a la carga en CC o en CA. Esta aplicación se diferencia de la anterior en que la carga de CC va a una tensión diferente a la proporcionada por la batería y el panel, por lo que es necesario incorporar un convertidor CC/CC que adapte las tensiones de entrada y salida

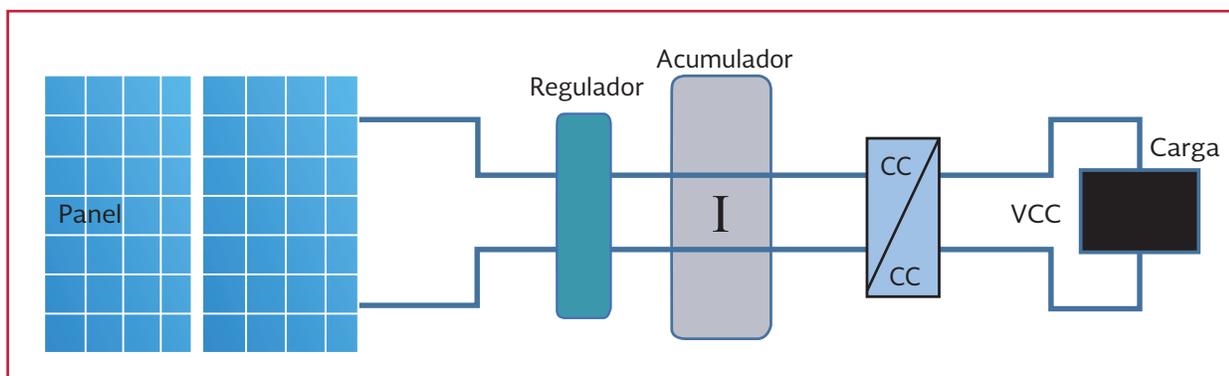
Ilustración 4.43 Configuración nº 6, suministro en corriente continua de tensión diferente a la generada y en alterna, con acumulador



- Configuración nº 7, suministro en corriente continua de tensión diferente a la generada (Ilustración 4.44): se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación, acumulador, convertidor de CC/CC conectados a car-

gas en corriente continua. En este caso, la carga de CC necesita una tensión diferente a la que se obtiene del panel y la batería, por eso, como medio de adaptación entre las tensiones de entrada y salida se incorpora el convertidor CC/CC

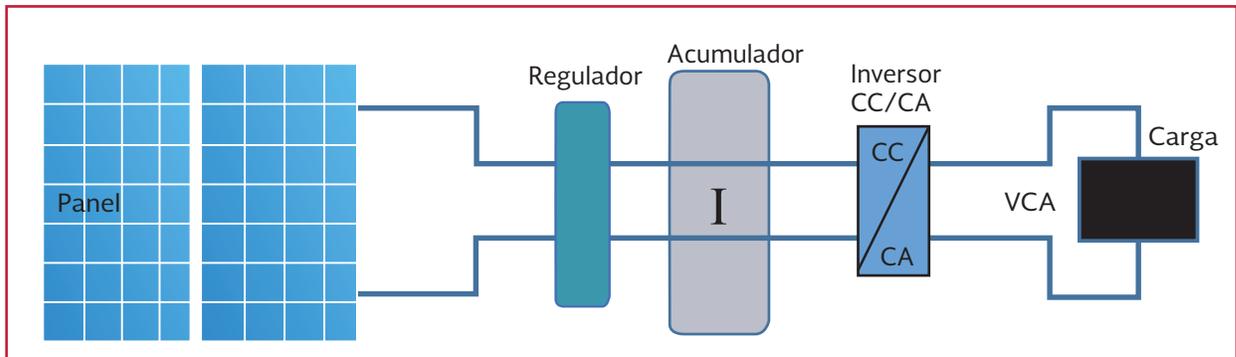
Ilustración 4.44 Configuración nº 7, suministro en corriente continua de tensión diferente a la generada



- Configuración n° 8, suministro en corriente alterna, mediante acumulador (Ilustración 4.45): se incluyen en este grupo las instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación, acumulador, inversor de CC/CA, conectados a

cargas de corriente alterna. Es la configuración más empleada ya que proporciona CA. El acumulador permite suministrar también en las horas nocturnas. El inversor proporciona la CA con la tensión de salida y frecuencia requerida por la carga

Ilustración 4.45 Configuración n° 8, suministro en corriente alterna, mediante acumulador.



- Configuración n° 9, toda aquella en la que el sistema de generación de energía esté compuesto por un campo fotovoltaico y alguna otra fuente de energía distinta, utilizando ambos el mismo sistema de acumulación. Esta configuración se subdivide a la vez en las cinco configuraciones anteriores.

También es permisible el utilizar combinaciones de las anteriores configuraciones.

4.5.2. CLASIFICACIÓN POR APLICACIÓN

Ente las aplicaciones de la energía proporcionada por los sistemas FV destacan:

- a) Instalaciones de primer nivel de electrificación de vivienda y locales. Se incluyen las instalaciones para iluminación

de viviendas y locales y alimentación de electrodomésticos y equipos en CC

- b) Instalaciones de segundo nivel de electrificación de viviendas. Se incluyen las instalaciones para iluminación de viviendas y locales, y alimentación de electrodomésticos que para su utilización requieren convertidor de CC a CA
- c) Electrificación centralizada de grupos de viviendas
- d) Electrificación de explotaciones agrícolas y ganaderas. Por ejemplo, en cercas eléctricas, que requieren un alto voltaje pero poca corriente, con lo que cuando un animal las toca, recibe una descarga dolorosa, pero inofensiva, que evita que vuelva a acercarse a ellas e intente derribarlas. También se usan en recintos de fauna y especies protegidas
- e) Instalaciones para iluminación de naves y accionamiento de equipos en CC y

en CA, para uso agrícola y ganadero. Se excluyen de este grupo las instalaciones para uso exclusivo de bombeo de agua

- f) Instalaciones de bombeo de agua
- g) Instalaciones de uso exclusivo de bombeo de agua, que no requieren de acumulador eléctrico. Se trata de un sistema típico de bombeo en zonas remotas y en países en vías de desarrollo, donde se emplean para bombear agua de pozos y de ríos a las aldeas para consumo doméstico y para la irrigación de los cultivos
- h) Instalaciones para iluminación de exteriores. Se incluyen los sistemas de alumbrado público formados por equipos de iluminación autónomos que comprenden todos los elementos básicos de una instalación solar fotovoltaica
- i) Instalaciones para señalización. Incluyen las instalaciones para alimentación de seguridad, ayudas a la navegación (faros, balizas y boyas), señales iluminadas en los caminos; señales en cruces ferroviarios
- j) Instalaciones para telecomunicaciones. Incluyen las instalaciones para alimentación de repetidores y re-emisores de radio y TV, equipos de radio y amplificadores-repetidores. Existen miles de sistemas instalados alrededor del mundo, dado su confiabilidad y costos relativamente bajos de operación y mantenimiento
- k) Instalaciones de telemetría y telecontrol. Incluyen las instalaciones para alimentación de equipos de medida y control en instalaciones remotas. Estas estaciones típicamente constan de un receptor, un transmisor y un sistema de alimentación basado en la fuente FV. Los sistemas de

monitoreo remotos se emplean entre otras, para recabar datos del tiempo, información sobre el medioambiente, y transmitirla automáticamente por radio a una central

- l) Instalaciones para aplicaciones industriales. Incluyen las instalaciones para alimentación de equipos industriales, no incluidos en los conceptos anteriores, como por ejemplo en sistemas de tratamiento de aguas para consumo humano en áreas alejadas, donde la electricidad obtenida del sistema FV se utiliza para alimentar una luz fuerte ultravioleta para matar las bacterias, o desalinización del agua salobre mediante un proceso de ósmosis inversa
- m) Instalaciones recreativas. Incluyen las instalaciones para alimentación de pequeños equipos de uso recreativo

Dependiendo de la aplicación, será más adecuado un tipo de configuración u otro. Así:

- Para instalaciones de primer nivel de electrificación de viviendas y locales, será recomendable realizar la Configuración n° 3
- Si se trata del segundo nivel de electrificación de viviendas, son más adecuadas la Configuración n° 4 y la Configuración n° 5
- Para la electrificación centralizada de grupos de viviendas, la instalación más adecuada es la que corresponde a la Configuración n° 7
- En el caso de electrificar explotaciones agrícolas y ganaderas, son adecuadas las Configuraciones n° 4, n° 5 y n° 7
- El bombeo de agua es un claro ejemplo de aplicación de la Configuración n° 1.

- Para la iluminación de exteriores, la Configuración nº 3
- Para señalizaciones, telecomunicaciones, telemetría y telecontrol, puede elegirse entre las Configuraciones nº 3, nº 4, nº 5 y nº 6

4.5.3. SEGÚN SU UTILIZACIÓN

Las aplicaciones anteriores pueden englobarse en uno de los siguientes grupos:

- Instalaciones de uso doméstico
- Instalaciones de uso público
- Instalaciones de uso industrial
- Instalaciones de uso recreativo

4.5.4. POR LA TENSIÓN DE TRABAJO Y POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

- Instalación tipo A: la tensión de trabajo es menor de 440 V (alterna o continua) y su potencia inferior a 16 kVA
- Instalación tipo B: la tensión de trabajo es superior a los 440 V (alterna o continua) y su potencia inferior a 10 kVA

4.6. CONFIGURACIÓN DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En correspondencia con su arquitectura y utilización, las instalaciones solares fotovoltaicas se dividen en dos grandes grupos: sistemas aislados (sistemas autónomos sin conexión a la red eléctrica) y sistemas conectados a la red eléctrica. También se encuentran sistemas híbridos, en los

que se emplea más de un medio para obtener energía dependiendo de las condiciones que se den en ese momento.

4.6.1. SISTEMAS AISLADOS O AUTÓNOMOS (STAND ALONE)

Es el tipo de instalación que se realiza cuando no se dispone de una conexión con una red de distribución pública de electricidad, o resulta excesivamente caro instalarla. Es el tipo de instalación que podemos encontrar en instalaciones domésticas en zonas rurales, iluminación de áreas aisladas y carreteras, sistemas de telecomunicación, sistemas de bombeo de agua, pequeños sistemas autónomos (calculadoras, ordenadores, etcétera).

Hay que distinguir entre sistemas con acumulación y sistemas sin acumulación. Los sistemas con acumulación disponen de baterías que permiten el consumo de corriente cuando no hay suministro solar. Pueden suministrar corriente continua, corriente alterna, o también ambos tipos de corriente simultáneamente. Los sistemas sin acumulación (o directos), no disponen de baterías, por lo que solo dispondrán de suministro eléctrico mientras haya radiación solar.

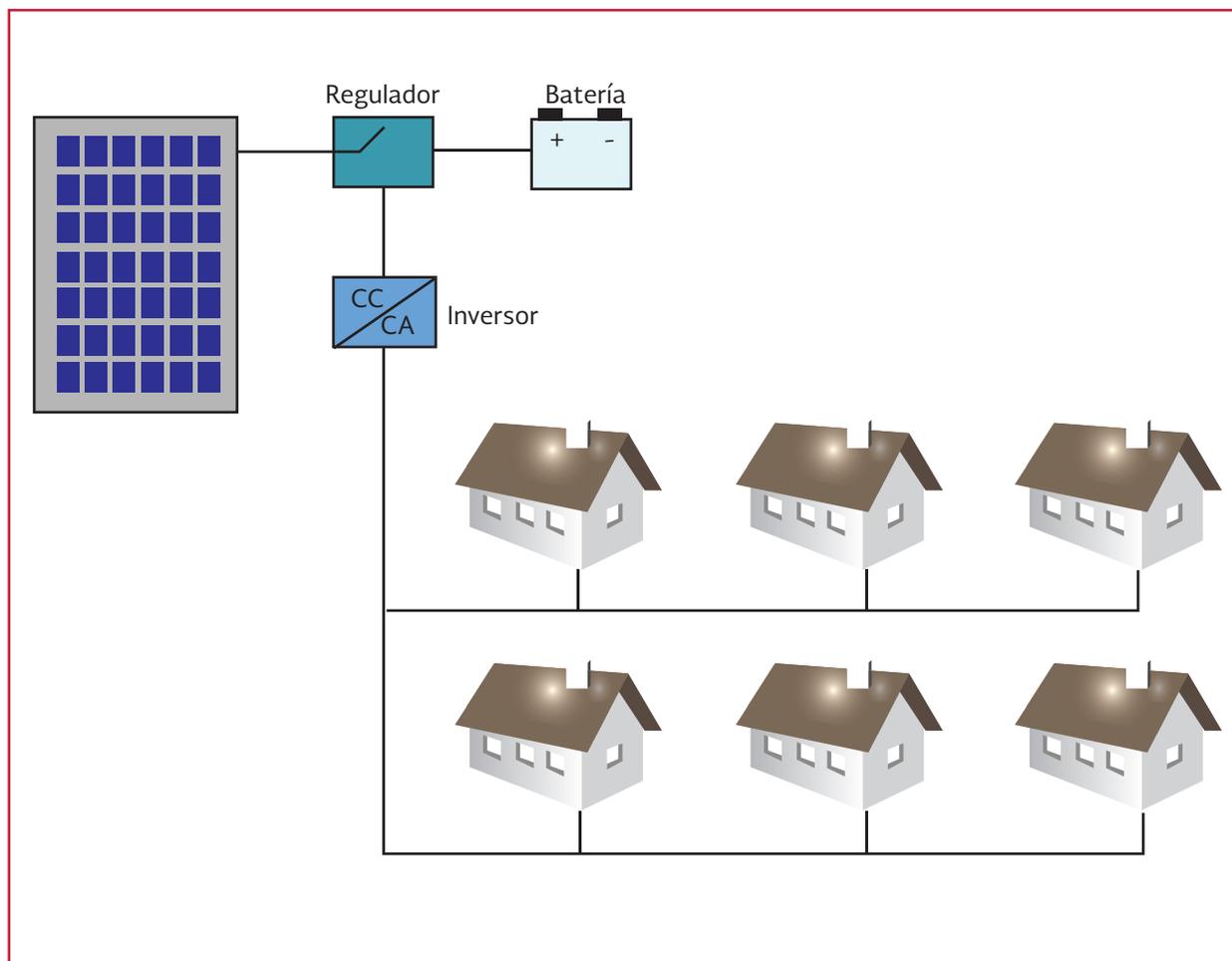
El diseño de la instalación aislada de una vivienda, implica conocer cuál va a ser el consumo de estos usuarios, ya que si se infradimensiona no aportará lo necesario y si se sobredimensiona, resultará demasiado cara. Es importante que el usuario sepa cómo funciona y cómo debe usar la instalación, ya que así se evitará el deterioro de sus componentes y el envejecimiento prematuro de las baterías.

Las instalaciones domésticas pueden dividirse en centralizadas y descentralizadas. Las instalaciones centralizadas son aquellas en las que un solo generador fotovoltaico suministra a un grupo de viviendas (Ilustración 4.46). En este tipo de instalaciones se reduce el número de paneles y de baterías, y solo utilizan un inversor. Las tareas de mantenimiento se unifican. Tiene el inconveniente que la instalación se encarece ya que es necesario tender una línea eléctrica desde el generador hasta cada usuario. Es el sistema más adecuado, siempre y cuando las distancias que recorra la línea eléctrica no obliguen a instalar conductores de grandes

secciones. Estos sistemas reciben el nombre de minirredes.

Las instalaciones descentralizadas son aquellas en las que cada vivienda es alimentada por su propio generador fotovoltaico (Ilustración 4.47). Este sistema se usa cuando existen dificultades para alimentar una vivienda o grupo de viviendas de forma económica desde una línea general de distribución. Cada sistema se diseña para las necesidades de uso a las que va a ser sometido. Este tipo de instalaciones disponen de baterías para suministro nocturno o en periodos de escasa radiación solar.

Ilustración 4.46 Instalación centralizada



4.6.2. SISTEMAS CONECTADOS A RED (GRID CONNECTED)

Los sistemas aislados representan una solución económica y ecológica en lugares alejados de las redes eléctricas. Sin embargo, en lugares donde llega la red, la opción más sencilla, barata y ecológica es conectar los paneles solares fotovoltaicos a la red (Ilustración 4.48). Este tipo de instalaciones se realiza con la intención de producir energía eléctrica, no para el consumo del productor, sino para verterlo directamente a una red general de distribución y obtener a cambio beneficios económicos.

Los productores de energía solar fotovoltaica deben inyectar toda su producción eléctrica a la red, y desde ésta se les suministrará energía eléctrica a ellos. Es una instalación modular, independiente de la electricidad que se prevé consumir y no hay riesgo de quedarse sin corriente eléctrica por agotamiento o avería de las baterías.

Las instalaciones FV conectadas a red tienen en común con las aisladas, el generador fotovoltaico y el inversor (instalado entre el generador fotovoltaico y el punto de conexión a la red), careciendo de baterías y de reguladores. Incorporan protecciones y contadores de energía.

Ilustración 4.47 Instalación descentralizada

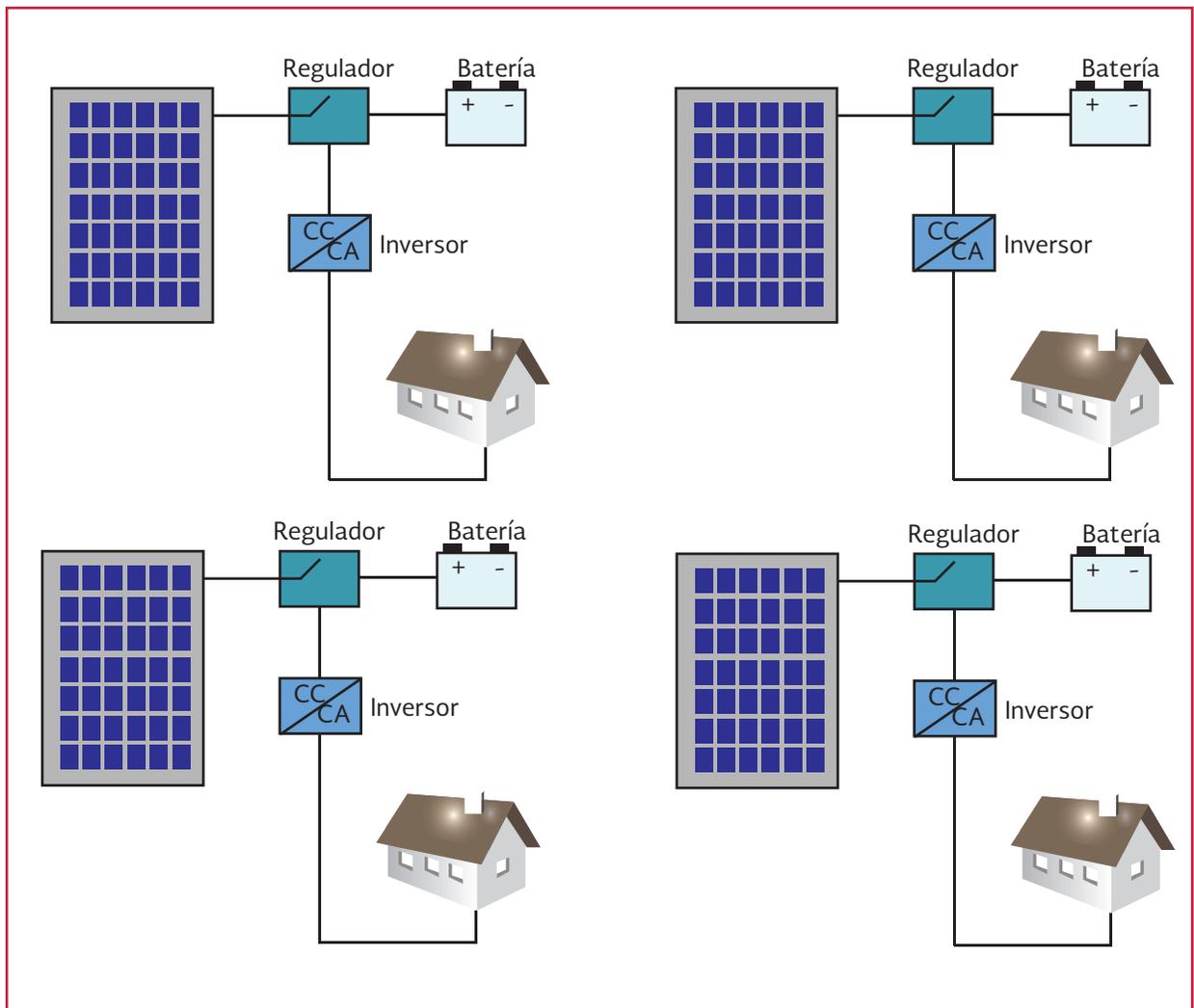
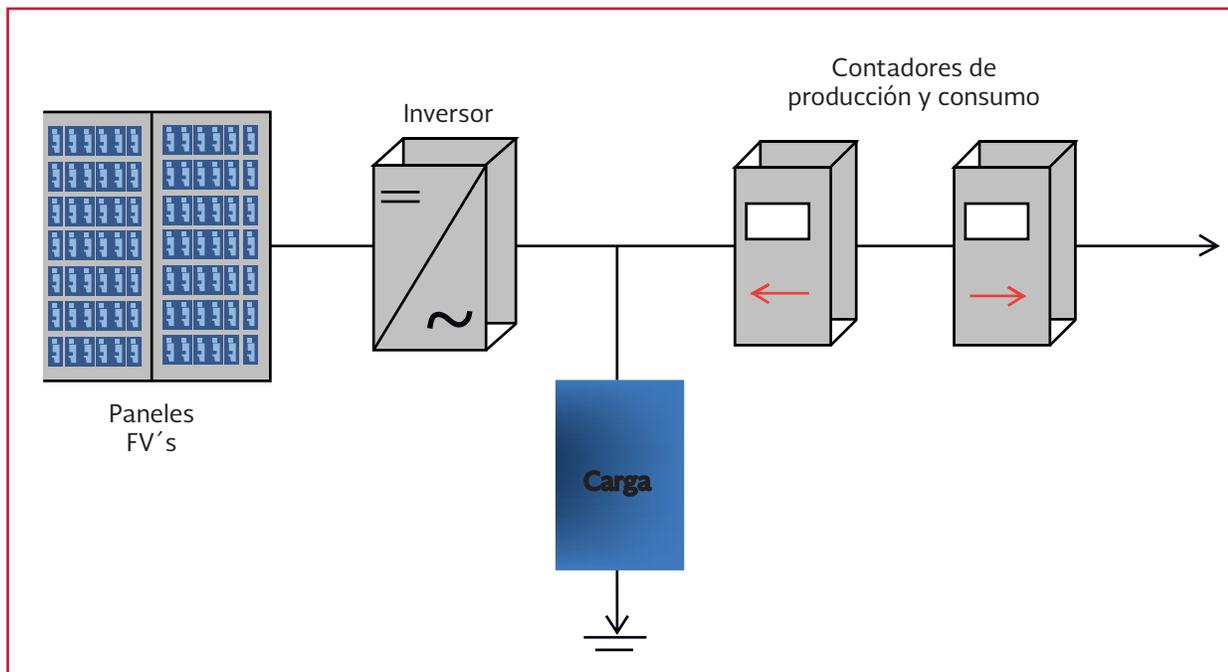


Ilustración 4.48 Sistema conectado a red



Los módulos fotovoltaicos no difieren de los empleados en las instalaciones aisladas, sin embargo el inversor sí, ya que su misión es adecuar las características de la energía producida en los módulos (corriente continua) a la que transporta la red pública (corriente alterna sincronizada con la de la red, 220V y 50 Hz).

Las protecciones “protegerán” tanto el sistema FV como la red eléctrica, interrumpiendo o reanudando el suministro cuando las condiciones de alguno de ellos pongan en peligro la continuidad del suministro por parte de la empresa distribuidora.

Los contadores medirán la energía consumida y entregada, a fin de facturar el correspondiente a la compañía eléctrica. Cuando exista consumo eléctrico en el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica, se emplearán en circuitos independientes para consumo y para la instalación y sus equipos de medida. La medida de tales consumos se realizará con equipos propios

e independientes que servirán de base para su facturación.

Puede emplearse un contador de salida capaz de medir en los dos sentidos, pero si no es así, el contador de entrada se conectará entre el de salida y el interruptor general. La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora, será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica. En el caso de instalación de dos contadores no será necesario un contrato de suministro para la instalación fotovoltaica. Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora.

4.6.3. SISTEMAS HÍBRIDOS

Como ya se sabe, el uso de instalaciones solares fotovoltaicas como único medio de obtención de

energía eléctrica, puede no garantizar un suministro de calidad para todas las necesidades que presenta un sistema doméstico, y cómo para que eso ocurra, el sistema debe tener unas dimensiones pueden hacerlo antieconómico. Además, como también sabemos ya, las condiciones climáticas no siempre son las más adecuadas para la obtención de energía solar fotovoltaica. Así, se hace necesario disponer de más de un sistema generador de energía.

En los sistemas híbridos, la instalación FV comparte la acción generadora con otra fuente de energía, que puede ser del tipo de energías renovables (viento, hidráulica) o de tipo convencional (generador acoplado a un motor alimentado con gas natural, gasolina o fuel-oil).

Es un hecho comprobado que el viento fuerte suele coincidir con cielos cubiertos y el sol brillante con días calmados. Utilizando a la vez energía fotovoltaica y energía eólica, podemos pues alcanzar un grado de cobertura de necesidades cercano al cien por ciento. Esta opción es muy especializada y sin duda puede resultar cara al principio, según el tamaño previsto de la instalación. Así, con la introducción de un sistema híbrido se da la posibilidad de generar energía eléctrica cuando el nivel de insolación es bajo, aprovechando la presencia de vientos fuertes o la existencia de una caída de agua. En otras circunstancias la única solución es el uso de un generador externo a motor.

Cuando se emplean sistemas híbridos, existen dos tipos de conexionado:

- Un sistema en el que se opta por un bloque generador o por otro

- Otro sistema en que las dos fuentes permanecen conectadas en paralelo en todo momento

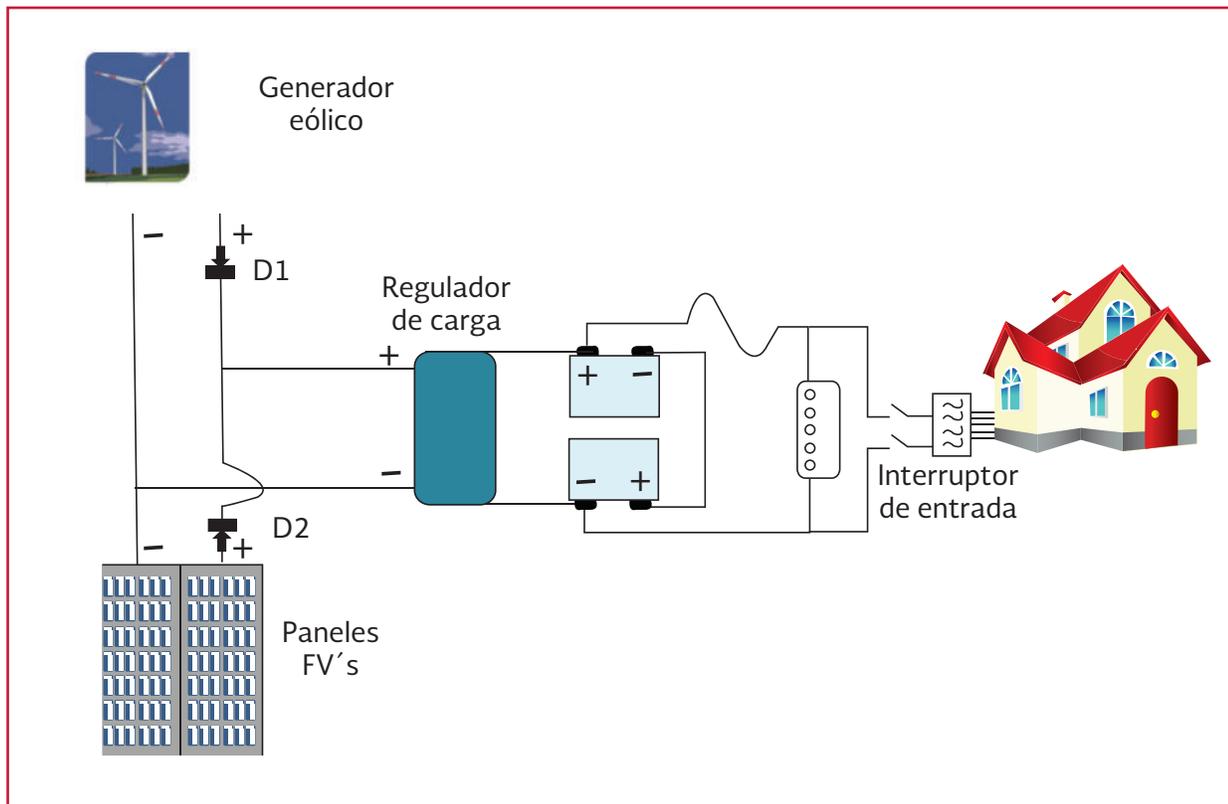
Cuando se reemplaza un bloque generador por otro, la conmutación puede ser del tipo manual o automático. Si las fuentes de generación trabajan en paralelo, se necesita bloquear los pasos comunes entre ellas, para evitar que la energía generada por una sea absorbida por otra.

La Ilustración 4.49 muestra un sistema híbrido con las dos fuentes generadoras en paralelo (generador eólico y FV). En este ejemplo se asume que no hay cargas de CA, y que el voltaje nominal de los dos generadores es el mismo.

Los diodos D1 y D2 realizan el bloqueo eléctrico entre los dos generadores. Durante la noche los paneles no tienen voltaje de salida, pero el generador eólico puede estar activo. El diodo D1 tendrá entonces una polaridad opuesta a la de conducción, bloqueando el paso a través de los paneles. Durante el día, cuando el voltaje de salida del generador eólico supera el de los paneles (más la caída en el diodo), éste contribuirá con una corriente adicional al circuito de carga. Si el viento disminuye o cesa, el diodo D2 tiene la polaridad contraria, impidiendo la conducción en el circuito del generador eólico.

Cuando se conecta un generador eólico a un regulador de carga, deberá cuidarse que el voltaje máximo que éste puede tolerar a su entrada exceda el máximo dado por la salida del generador. Los paneles FV nunca alcanzan un voltaje de salida mayor que el de circuito abierto, mientras que los generadores eólicos suelen alcanzar valores más elevados para el

Ilustración 4.49 Sistema híbrido con dos fuentes en paralelo



voltaje de salida. Se puede elegir un generador eólico moderno, que ofrece una salida de voltaje regulada. Estos modelos son, además, muy eficientes y seguros ya que comienzan a generar electricidad con bajas velocidades del viento y poseen un diseño mecánico que disminuye la velocidad de rotación, cuando la velocidad del viento es muy elevada, reduciendo la fuerza que éste ejerce sobre el soporte.

4.7. DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Cuando se realiza el cálculo del dimensionado de una instalación fotovoltaica, se debe tener en cuenta de qué tipo de instalación se trata: cuando se diseñan instalaciones aisladas de la red, el objetivo es garantizar el suministro de energía eléctrica; cuando se trata de instalaciones

conectadas a la red, el objetivo es maximizar la producción de electricidad solar.

El procedimiento básico de cálculo del dimensionado de este tipo de instalaciones puede dividirse en tres pasos:

- Estimar la demanda energética
- Aportación del sistema solar
- A partir de los datos anteriores, establecer la potencia del campo generador

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. Con estos valores se establecerá un cálculo mensual y anual.

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.

4.7.1. 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. Las condiciones de uso de las instalaciones fotovoltaicas presentan una gran diversidad en función y aplicación:

- Electrificación de viviendas y edificios
- Alumbrado público
- Aplicaciones agropecuarias, bombeo y tratamiento de agua

Los datos de consumo se obtienen principalmente a partir de los valores medidos en años anteriores, obtenidos de la lectura de contadores, facturas eléctricas, etcétera, 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 diarias. En la Tabla 4.2 se muestra un ejemplo.

Para cada mes se estima un consumo medio 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 estimado para cada uno de ellos

Tabla 4.2 Relación de equipos electromecánicos y su consumo de energía, PTAR Lodos Activados Convencional (LAC.) para Q=320 L/s

Equipos y mecanismos	Cantidad	Capacidad instalada		En operación	
		Hp	Kw	H/d	KW-h/d
Pretratamiento y sedimentación primaria					
Rejillas Mecánicas	2	1.0	0.76	3	4.56
Desarenador canchilones	3	2.0	1.52	24	109.44
Cárcamo de bombeo (agua cruda)	4	50.0	38.00	6	912.00
Motor rastras para sedimentador primario	2	1.5	1.14	24	54.72
Lodos activados y desinfección					
Sopladores	3	100	76.00	16	3 648.00
Motor rastras para sedimentador secundario	2	1.5	1.14	24	54.72
Bombeo recirculación	3	30	22.80	8	547.20
Desinfección (Emisores UV)	1	36.9	28.04	24	673.06
Tratamiento de lodos					
Rastras de espesador	2	1.5	1.14	24	54.72
Sopladores de digestor	3	100.0	76.00	16	3 648.00
Bombeo a filtro prensa	2	7.5	5.70	24	273.60
Motor filtro prensa	2	3.0	2.28	4	18.24
Motor banda transportadora y tolva	2	1.5	1.14	8	18.24
Demanda de energía total					10 016.50

- b) Una vez establecidos cuáles van a ser los consumos diarios de cada equipo, se calcula el total de cada tipo de corriente. El consumo diario total se determina por la suma del consumo de corriente alterna y continua. En las instalaciones que incluyan regulador y/o inversores, se tendrá en cuenta el rendimiento del mismo. El consumo total diario está dado por la expresión:

$$Ed = \frac{Ecc}{\eta_{reg}} + \frac{Eca}{\eta_{reg}(\eta_{inv})} \quad \text{Ecuación 4.7}$$

Donde:

- Ed = consumo diario total, en Wh/d
 Ecc = consumo diario de energía en continua, en Wh/d
 Eca = consumo diario de energía en alterna, en Wh/d
 η_{reg} = rendimiento del regulador en tanto por uno
 η_{inv} = rendimiento del inversor en tanto por uno

- c) Una vez calculado el consumo diario, se procede al cálculo mensual, teniendo en cuenta los días de utilización al mes. Para el ciclo anual, los resultados obtenidos se presentarán en hora por mes

4.7.2. EVALUACIÓN DEL APORTE SOLAR

Para evaluar la energía aportada es necesario conocer la radiación solar incidente por m^2 de panel fotovoltaico orientado hacia el sur y con un ángulo de inclinación β respecto a la horizontal.

La radiación solar sobre la superficie horizontal (R_0) se puede obtener de la Ilustración 4.2 a la Ilustración 4.14, en las que se muestran para diferentes lugares el valor medio de la radiación mensual o anual sobre la superficie horizontal en $kW-h/m^2$. 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). Para obtener el valor de R_β se emplea la siguiente expresión.

$$R_\beta = R_0(k_\beta) \quad \text{Ecuación 4.8}$$

Donde:

- β = ángulo de inclinación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal
 R_0 = valor medio mensual de la radiación diaria sobre la superficie horizontal, en $kW-h/m^2 d$
 R_β = valor medio mensual de la radiación diaria sobre el panel fotovoltaico con un ángulo de inclinación β , en $kW-h/m^2 d$
 k_β = coeficiente corrector en función del ángulo de inclinación β

Para evaluar la energía que el panel fotovoltaico puede producir diariamente, es necesario conocer cuántas horas diarias con una radiación de $1.000 W/m^2$ equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). Este concepto se denomina horas de pico solar (*HPS*) y pueden calcularse de la siguiente forma:

$$HPS_{\beta} = \frac{R_{\beta}}{I_{\beta(CEM)}} \quad \text{Ecuación 4.9}$$

Donde:

- HPS_{β} = horas de pico solar para una inclinación, β
- R_{β} = radiación media diaria en kW-h/ m² d para una inclinación β
- $I_{\beta(CEM)}$ = potencia de radiación incidente en kW/m² (para las condiciones estándar de medida, CEM, su valor es 1 kW/m²)

Si los datos de la radiación incidente se dan en kW-h/(m²d), el valor numérico de las horas pico solar y la radiación diaria, coincide ($R_{\beta} = HPS_{\beta}$).

Se recomienda utiliza la Tabla 4.3 para facilitar los cálculos.

Como la radiación solar varía de una zona a otra para cada mes del año, y esto 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.

4.7.3. POTENCIA DEL CAMPO GENERADOR

Una vez que se han calculado cuánto se va a gastar mensualmente y de qué suministro se dispone por aporte solar, es el momento de calcular la potencia del campo generador.

El criterio general es dimensionar el campo de forma que quede garantizado el abastecimiento durante el periodo más desfavorable: si la instalación es de uso estacional, el periodo de cálculo considerado es el mes más desfavorable del periodo de uso; si es una instalación de uso permanente, se considera el mes más desfavorable del periodo anual.

Por mes más desfavorable se entiende aquél en el que el cociente entre la energía disponible por aporte solar y las necesidades energéticas es menor. Este cociente suele representarse en una tabla en la que se compara para cada mes el consumo medio diario (Ed) con la energía media diaria aportada (R_{β}).

La instalación se dimensionará para el mes en que el cociente (R_{β}/Ed) resulte más bajo. Se obtiene así el área de captación teórica, conside-

Tabla 4.3 Cálculo de la energía solar disponible para cada mes

Mes	(KW-h/m ² d)	Factor de corrección	(KW-h/m ² d)	H/d
Enero	(1)	(2)	(3) = (1) x (2)	(4) = (3)
Febrero				
Marzo				
Abril				
Mayo				
Junio				
Julio				
Agosto				
Septiembre				
Octubre				
Noviembre				
Diciembre				

rando el rendimiento igual a 1. La instalación mínima precisa para la instalación será la correspondiente a la inclinación óptima que resulta de elegir el valor mínimo entre los máximos de cada inclinación. Se determina de esta manera la inclinación óptima y el periodo crítico.

En principio, con este tipo de instalaciones pretenderá cubrirse toda la demanda planteada, por lo que se procederá igualando la energía media diaria generada con la energía media diaria consumida. Puede emplearse la Tabla 4.4 para tal efecto.

Una vez determinada la inclinación óptima y el periodo crítico, y conociendo HPS_{β} y Ed , se procede al dimensionado del generador fotovoltaico. Para calcular la energía media diaria generada, se parte de la potencia pico del campo generador (que es la potencia máxima en kW que puede entregar el campo fotovoltaico en condiciones estándar de medida, CEM), pero teniendo en cuenta las pérdidas:

$$Ed = P_{pgenerador} (\eta_{panel})(HPS_{\beta}) \quad \text{Ecuación 4.10}$$

Donde:

- $P_{pgenerador}$ = potencia pico del generador en condiciones estándar de medida (CEM)
- η_{panel} = rendimiento medio del panel fotovoltaico
- HPS = horas de pico solar para un ángulo de inclinación
- Ed = energía media diaria consumida, en kW-h/m² d

Despejando en la ecuación anterior obtenemos:

$$P_{pgenerador} = \frac{Ed}{\eta_{panel} (HPS_{\beta})} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

Que da la potencia del campo de paneles fotovoltaicos.

El número de paneles fotovoltaicos se elegirá de acuerdo con su potencia pico y el voltaje de

Tabla 4.4 Obtención del mes más desfavorable

Mes	Energía disponible (KW-h /m ² d)	Consumo de energía Ed (kW-h/m ² d)	Cociente
Enero	(1)	(2)	(3) = (1)/ (2)
Febrero			
Marzo			
Abril			
Mayo			
Junio			
Julio			
Agosto			
Septiembre			
Octubre			
Noviembre			
Diciembre			
mes de diseño: min ()			

trabajo, dependiente del regulador y del inversor seleccionado, necesarios para proporcionar la potencia calculada del campo de paneles, redondeándose el resultado del cálculo al número de módulos entero inmediatamente superior. El número de paneles fotovoltaico se obtiene con la fórmula:

$$Num\ paneles = Parte\ entera\ \frac{P_{pgenerador}}{P_{ppanel}} + 1$$

Ecuación 4.12

Donde:

- $P_{pgenerador}$ = potencia pico del campo de paneles fotovoltaico
- P_{ppanel} = potencia pico del panel fotovoltaico en kW (en CEM), según los datos que proporciona el fabricante

Como con un solo panel no se puede alcanzar la potencia pico que tiene el campo, es necesario proceder a conectar varios de ellos formando una matriz de filas y columnas (o ramas). Para calcular el número de paneles en serie que constituyen cada rama del generador, se divide la tensión nominal de la instalación por la tensión nominal de un módulo:

$$N^o P_s = \frac{V_n}{V_{npanel}}$$

Ecuación 4.13

Donde:

- $N^o P_s$ = número de paneles en serie que componen cada rama
- V_n = tensión nominal de la instalación, en voltios (V)
- V_{npanel} = tensión nominal de los paneles, en voltios (V)

Para calcular el número de ramas de paneles en serie, que puestas en paralelo componen el

campo fotovoltaico, se divide el número total de paneles entre el número de paneles en serie que tiene cada rama:

$$N^o r_{FV} = \frac{N^o\ paneles}{N^o P_s}$$

Ecuación 4.14

Donde:

- $N^o r_{FV}$ = número de ramas que componen el campo generador fotovoltaico
- $N^o\ paneles$ = número de paneles total
- $N^o P_s$ = número de paneles en serie que componen cada rama

Cuando las instalaciones están destinadas a la producción de energía eléctrica para ser suministrada a la red, el criterio de dimensionado varía, y la potencia del campo generador se calcula para cubrir la potencia que el usuario desea volcar en la red. En instalaciones conectadas a la red general de distribución, la potencia del campo generador fotovoltaico se calcula como el cociente entre la potencia que se pretende suministrar en la red y el producto de los rendimientos del panel fotovoltaico y del inversor seleccionado, según la siguiente expresión:

$$P_{pgenerador} = \frac{P_{red}}{\eta_{panel} (\eta_{inv})}$$

Ecuación 4.15

Donde:

- $P_{pgenerador}$ = potencia pico del campo de paneles fotovoltaico, en kW
- P_{red} = potencia a volcar en la red, en kW
- η_{panel} = rendimiento medio del panel fotovoltaico
- η_{inv} = rendimiento del inversor en tanto por uno

Una vez conocida la potencia del campo fotovoltaico, para calcular el número de paneles fotovoltaicos se procede de la misma forma que para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas aisladas.

4.8. CONCLUSIONES SOBRE ENERGÍA SOLAR

Por su localización geográfica y las condiciones climatológicas que se presentan, México se sitúa en el tercer lugar del mundo con el mayor potencial para generar electricidad mediante la energía solar, solamente detrás de China y Singapur. La radiación solar se presenta como una fuente de energía limpia e inagotable. No emite contaminantes y no está sujeta a vaivenes económicos, como es el caso de los hidrocarburos. De acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas, las zonas con mayor potencial solar son la región noroeste del país, incluyendo la península de Baja California, Chihuahua, Coahuila y la región centro y sur del país (Ilustración 4.50). A nivel mundial, México es uno de los países que tiene mayor recepción solar al año, con niveles de irradiación de 5 kW-h/m² en promedio en todo el territorio nacional.

El gran problema es que el país carece de un sistema de transmisión de electricidad que haga viable este sistema de generación de electricidad. De acuerdo con la Secretaría de Energía, el potencial competitivo para el desarrollo de energías fotovoltaicas es de 1 500 MW. Un estudio elaborado por Price Water House Coopers,

World Wide Fund for Nature, Climate Works y la Iniciativa Mexicana para la Energías Renovables señala que el potencial de generación fotovoltaica total en el país es de 6 500 TW h/año, cuando la demanda del Sistema Eléctrico Nacional durante 2012 fue de 262 TW h/año. Si se destinara un área de 100 km² en el desierto de Sonora para paneles fotovoltaicos, se podría generar la energía eléctrica necesaria para abastecer la demanda eléctrica de todo el país, incluyendo las instalaciones para el tratamiento de aguas residuales.

A pesar de que el costo de los paneles ha disminuido en los últimos años, aún sigue siendo uno de los factores que limita la utilización de estos sistemas. Además, se debe considerar el área que estos ocupan. Sin embargo, en los estados de Baja California, Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Chihuahua y Coahuila se debe realizar el análisis de costos para considerar la instalación de sistemas fotovoltaicos, aún cuando su instalación demande un área superior de terreno para la instalación de los mismos. También es importante considerar que se pueden recubrir los reactores, en el caso de los sistemas de lodos activados, con paneles solares.

Uno de los inconvenientes de estos sistemas es la vigilancia que debe llevarse en todo el parque solar, para evitar el robo de los paneles y de los componentes, así como evitar el deterioro de los mismos por la acumulación de polvo sobre ellos.

Ilustración 4.50 Zonas para la inversión de energía fotovoltaica





5

ENERGÍA GEOTÉRMICA

5.1. INTRODUCCIÓN

Los campos geotérmicos se están desarrollando a nivel mundial, y se presentan como una fuente de energía renovable para la producción de electricidad. México ocupa el cuarto sitio en el mundo entre los países que producen electricidad por medio de la geotermia (Bertani, 2007). La producción actual de energía geotérmica en México es de 964.5 MW, y se genera en cuatro campos geotérmicos: Cerro Prieto, Baja Califor-

nia (720 MW), Los Azufres, Michoacán (199.5 MW), Los Húmeros, Puebla (35 MW), y Las Tres Vírgenes, Baja California Sur (10 MW), lo cual representa aproximadamente el tres por ciento de la capacidad total instalada en el país (Ilustración 5.1).

La energía geotérmica proviene del vapor a presión o del agua caliente almacenada en el subsuelo, este calor es extraído del subsuelo por el fluido productor. Este calor natural es aprove-

Ilustración 5.1 Localización de los campos geotérmicos en México



chado para producción de electricidad. La energía geotérmica es generada y almacenada en el núcleo, el manto y la corteza terrestre. Este calor es transferido del interior de la tierra hacia la superficie, en su mayoría por conducción. Este flujo conductivo hace que la temperatura aumente al incrementarse la profundidad de la corteza terrestre, con un valor promedio de 25° a 30 °C por kilómetro.

La energía térmica de la tierra es inmensa, pero solamente una fracción de esta puede ser utilizada. La utilización de esta energía se limita a áreas cuyas condiciones geológicas permitan que un fluido transportador transfiera el calor de las zonas más profundas y calientes a zonas cercanas a la superficie y de esta forma de lugar al nacimiento de los recursos geotérmicos.

5.2. CONTEXTO INTERNACIONAL

Suecia fue el primer país europeo en utilizar la energía geotérmica, como consecuencia de la crisis del petróleo de 1979. En otros países como Finlandia, Estados Unidos, Japón, Alemania, Holanda y Francia la geotermia es una energía muy conocida e implantada desde hace décadas.

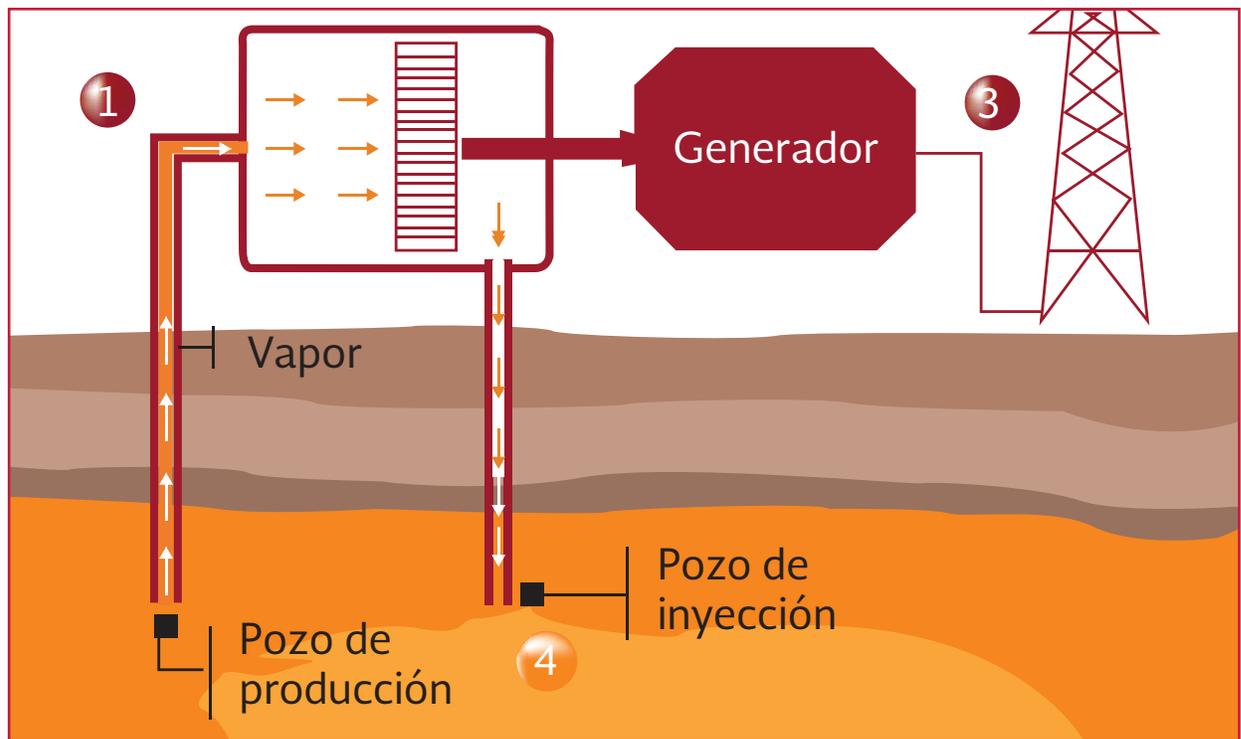
Las aplicaciones de la geotermia dependen de las características de cada fuente. Los recursos geotérmicos de alta temperatura (superiores a los 100-150°C) se aprovechan principalmente para la producción de electricidad. Cuando la temperatura del yacimiento no es suficiente para producir energía eléctrica, sus principales aplicaciones son térmicas en los sectores industrial, servicios y residencial (Ilustración 5.2).

Así, en el caso de temperaturas por debajo de los 100°C puede hacerse un aprovechamiento directo o a través de bomba de calor geotérmica (calefacción y refrigeración).

Cuando se trata de recursos de temperaturas muy bajas (por debajo de los 25 °C), las posibilidades de uso están en la climatización y obtención de agua caliente. Estos niveles de temperatura (17 °C) se presentan en España a 10 metros de profundidad todo el año debido a la inercia térmica del suelo.

La energía geotérmica se transfiere a la superficie por difusión, por movimientos de convección en el magma (roca fundida) y por circulación de agua en las profundidades. Sus manifestaciones hidrotérmicas superficiales son, entre otras, los manantiales calientes, los géiseres y las fumarolas. Los primeros han sido usados desde la antigüedad con propósitos terapéuticos y recreativos. El vapor producido por líquidos calientes naturales en sistemas geotérmicos es una alternativa al que se obtiene en plantas de energía por quemado de materia fósil, por fisión nuclear o por otros medios. Las perforaciones modernas en los sistemas geotérmicos alcanzan reservas de agua y de vapor, calentados por magma mucho más profundo, que se encuentran hasta los 3.000 m bajo el nivel del mar. El vapor se purifica en la boca del pozo antes de ser transportado en tubos grandes y aislados hasta las turbinas. La energía térmica puede obtenerse también a partir de géiseres y de grietas. En la actualidad, se está probando una técnica nueva consistente en perforar rocas secas y calientes situadas bajo sistemas volcánicos en reposo para luego introducir agua superficial que regresa como vapor muy enfriado.

Ilustración 5.2 Esquema de una planta de energía geotérmica



5.3. LA GEOTERMIA EN MÉXICO

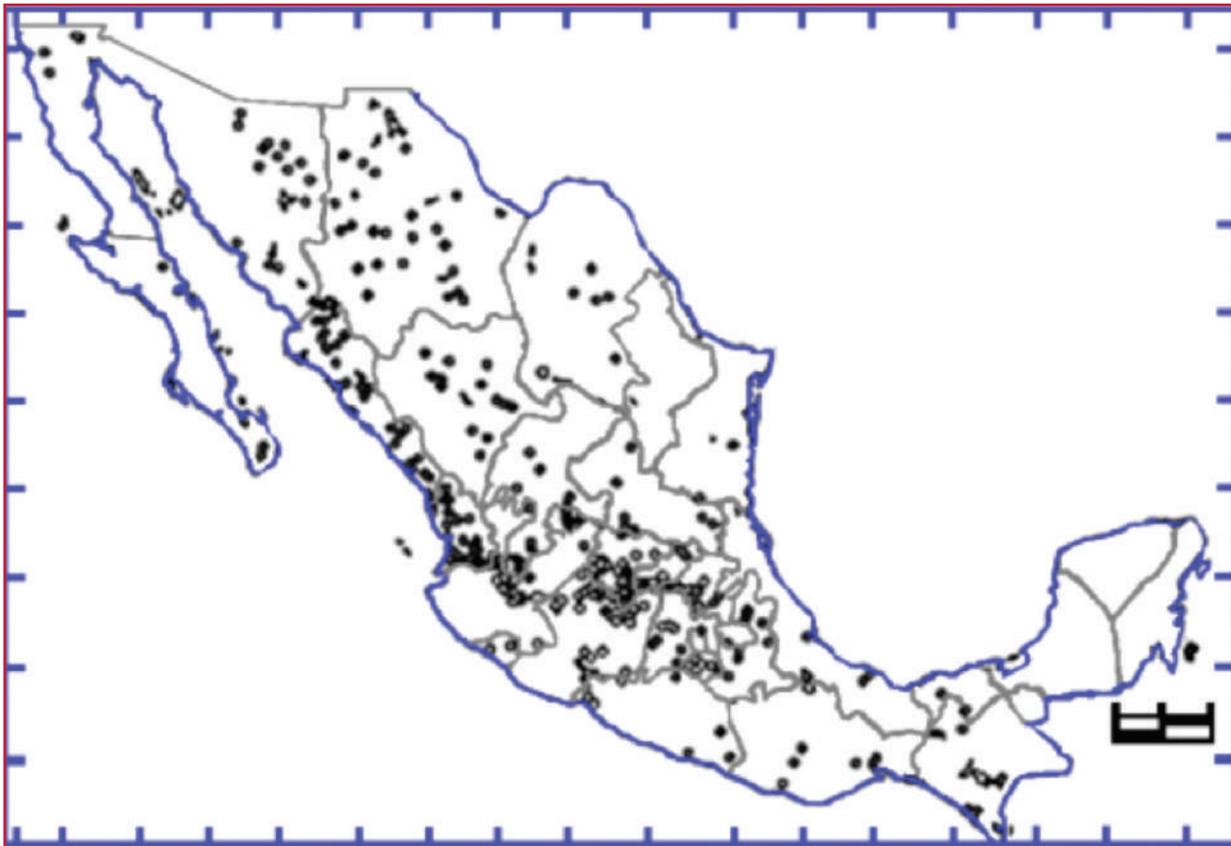
La mayor parte del territorio mexicano (excepto la Península de Yucatán) está caracterizado por una gran actividad tectónica y volcánica que ha tenido lugar desde hace varias decenas de millones de años hasta el presente. Esta actividad invariablemente ha dejado su huella a lo largo de todo el país en forma de sistemas volcánicos y sistemas hidrotermales, tanto fósiles como activos.

La actividad tectonovolcánica, aunque tiene resultados catastróficos en muchos de los fenómenos que genera, como sismos y erupciones volcánicas, también ha sido la fuente de una gran riqueza como lo son los recursos minerales y geotérmicos.

Actualmente, México ocupa el tercer lugar mundial en explotación de la geotermia para generar

electricidad, la capacidad instalada es de 953 MW, lo cual significa tres por ciento de la generación eléctrica del país, siete en cuatro campos geotérmico (Ilustración 5.1) operados por la Comisión Federal de Electricidad. Cuando los fluidos geotérmicos son de alta temperatura (>180 °C) se extraen del subsuelo por medio de pozos y el vapor se utiliza directamente en las turbinas de generación para producir electricidad. Las aplicaciones directas del calor geotérmico de recursos termales de temperatura media y baja (< 180 °C) se han limitado a baños termales y a algunos proyectos piloto, pero considerando que existen más de 1 300 sitios en la república con manifestaciones hidrotermales (Ilustración 5.3), es posible calcular un gran potencial tanto en usos directos como en la generación eléctrica mediante sistemas no convencionales de ciclo binario, denominados así porque en ellos se utiliza el fluido geotérmico como fluido primario el cual se hace pasar por un intercambiador de

Ilustración 5.3 Mapa de México que incluye los manantiales termales muestreados por la Comisión Federal de Electricidad. (Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE).



calor, en donde se vaporiza un fluido secundario que, una vez en forma de vapor, se envía a la turbina para generar electricidad.

De acuerdo con la Secretaría de Energía, debido al alto costo de la exploración geotérmica, no se ha realizado una evaluación minuciosa del potencial geotérmico en nuestro país. Se han hecho, sin embargo, algunas estimaciones. Por lo que se refiere a las reservas de alta temperatura (aptas para la generación de electricidad), se ha estimado un potencial de alrededor de 12 GW eléctricos.

Las reservas de baja temperatura son mucho más cuantiosas. Un estudio, por ejemplo, sugiere una cifra de 45 GWe sumando el potencial de dos regiones en el Centro y Norte del país, lo que implicaría que en estas regiones sería po-

sible aprovechar este potencial prácticamente ilimitado para aplicaciones industriales y residenciales. En suma, el potencial técnico y económico de las aplicaciones eléctrica y térmica no se ha evaluado.

La presencia de estos recursos se extiende por todo el país, siendo especialmente abundante en su parte central. A continuación detallamos algunos de los principales usos de las manifestaciones superficiales del calor terrestre.

5.4. CENTRALES GEOTÉRMICAS

Una central geotérmica es una instalación donde se obtiene energía eléctrica a partir del calor interno de la Tierra. Estas centrales son muy similares a las térmicas, la única diferencia es que

no queman nada para calentar el agua. Una central geotérmica funciona igual que una central térmica, solo varía la forma de calentar el agua.

El vapor de agua a altas temperaturas (hasta 600° C) se canaliza desde el interior de la Tierra hasta la central permitiendo la evaporación del agua presente en las numerosas tuberías que se encuentran alrededor de la caldera. El vapor de agua adquiere mucha presión, por lo cual se utiliza para mover una turbina conectada al generador. Al girar la turbina se produce la electricidad, que viaja del generador hasta los transformadores, que elevan la tensión para transportar esta energía por la red eléctrica hasta los centros de consumo.

Por otro lado está funcionando el sistema de refrigeración que permite empezar de nuevo el ciclo, es decir, condensa el vapor de agua para que pueda volver a ser utilizado. El agua es condensada en una parte de la central que se mantiene a baja temperatura gracias a un sistema cerrado de tuberías que lo refrigeran, el condensador. Las tuberías contienen agua fría que reduce la temperatura del agua usada para mover la turbina, permitiendo su condensación. Cuando el agua del sistema de refrigeración se calienta, se dirige hacia las torres de refrigeración, donde se vuelve a enfriar en contacto con aire frío. Y así se realiza continuamente el mismo ciclo. También hay otro tipo de centrales que usan directamente el vapor de agua del interior de la Tierra para mover la turbina.

5.4.1. PARTES QUE COMPONENTEN UNA CENTRAL GEOTÉRMICA

Las partes son las mismas que en una central térmica. La única diferencia es el quemador y las chimeneas.

Canalizaciones de agua

Hacen la función del quemador ya que sirve para calentar el agua que moverá la turbina, debido a las temperaturas que alcanza el vapor de agua (procedente del interior de la Tierra) que transportan.

Turbinas

Las turbinas pueden considerarse como la parte más importante de la central ya que son las encargadas de mover el generador para producir la electricidad. Estas turbinas están diseñadas para soportar una temperatura de unos 600° C y una presión de unos 350 bars.

Las turbinas están formadas por una serie de álabes de distintos tamaños que aprovechan la presión del vapor de agua para hacer girar la turbina.

Generador

Es el encargado de producir la electricidad

Condensador

Es el encargado de condensar el vapor que se encarga de mover la turbina para que pueda volver a ser utilizado

Torres de refrigeración

Se encargan de mantener baja la temperatura del condensador, garantizando el correcto funcionamiento de la central. El agua que refrigera el condensador es enfriada en las torres de enfriamiento al entrar en contacto con el aire frío que circula a través de ellas. Otras partes de la central, también importantes para garantizar un buen funcionamiento, serían las tuberías y

bombas que transportan el agua a través de las instalaciones de la central. En la Ilustración 5.4 se presenta el funcionamiento y las partes que forman una central geotérmica.

5.4.2. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La transformación de la energía geotérmica en eléctrica es tal vez su mayor aplicación práctica (casi la tercera parte) y la que atrajo la atención a nivel mundial hacia este recurso, ya que de las fuentes alternas de energía, es una de las que han demostrado ser económicamente factibles. La obtención de electricidad a partir de fluidos geotérmicos tiene una eficiencia relativamente baja en comparación con las plantas termoeléctricas convencionales, debido a la baja temperatura de los fluidos geotérmicos (que tienen un máximo de aproximadamente 380 °C). Sin embargo, las plantas geotermoeléctricas son económicamente redituables debido al costo tan bajo del calor obtenido (en comparación con los combustibles fósiles), además de las ventajas que tiene en cuanto a un mínimo de contaminación ambiental. En el caso de la geotermia, se han estudiado los efectos que la explotación de un campo puede tener sobre la flora y la fauna local y aun cuando todavía quedan muchas investigaciones por hacer, se puede decir con base en la evidencia que se tiene en la actualidad, que es ésta una de las formas de energía que genera menos contaminación, sobre todo en comparación con los combustibles fósiles y con los pro-

blemas de contaminación radiactiva que aún no se han resuelto en la utilización pacífica de la energía nuclear.

El potencial energético del vapor que alimenta una planta geotermoeléctrica va a depender no solo de su presión y temperatura, sino también de su calidad (contenido de gases), la presión de expulsión de las turbinas y la configuración general de la planta. Las plantas geotermoeléctricas tienen diferentes esquemas de acuerdo al tipo de fluido que alimente las turbinas y la presión a la que salga de éstas. En la Ilustración 5.5 se muestra una configuración general. El fluido que sale del pozo geotérmico es llevado a un separador ciclónico (Ilustración 5.6) donde el vapor y el agua que originalmente estaban mezclados en el fluido geotérmico son separados y el vapor se hace pasar por turbinas conectadas a generadores que van a transformar la energía cinética del vapor en energía eléctrica (Ilustración 5.7). A la salida de las turbinas se tiene usualmente una presión menor que la atmosférica (por ser esta opción más eficiente) por lo que es necesario entonces instalar condensadores para el vapor de desecho, así como extractores para los gases no condensables. También existen turbinas que descargan a presión atmosférica, pero económicamente son menos redituables y por lo general son utilizadas como plantas piloto. Por otra parte, el líquido que sale de los separadores puede ser nuevamente pasado por otros separadores a menor presión, obteniendo así una cantidad mayor de vapor y aumentando la capacidad de la planta.

Ilustración 5.4 Diagrama de una central geotérmica

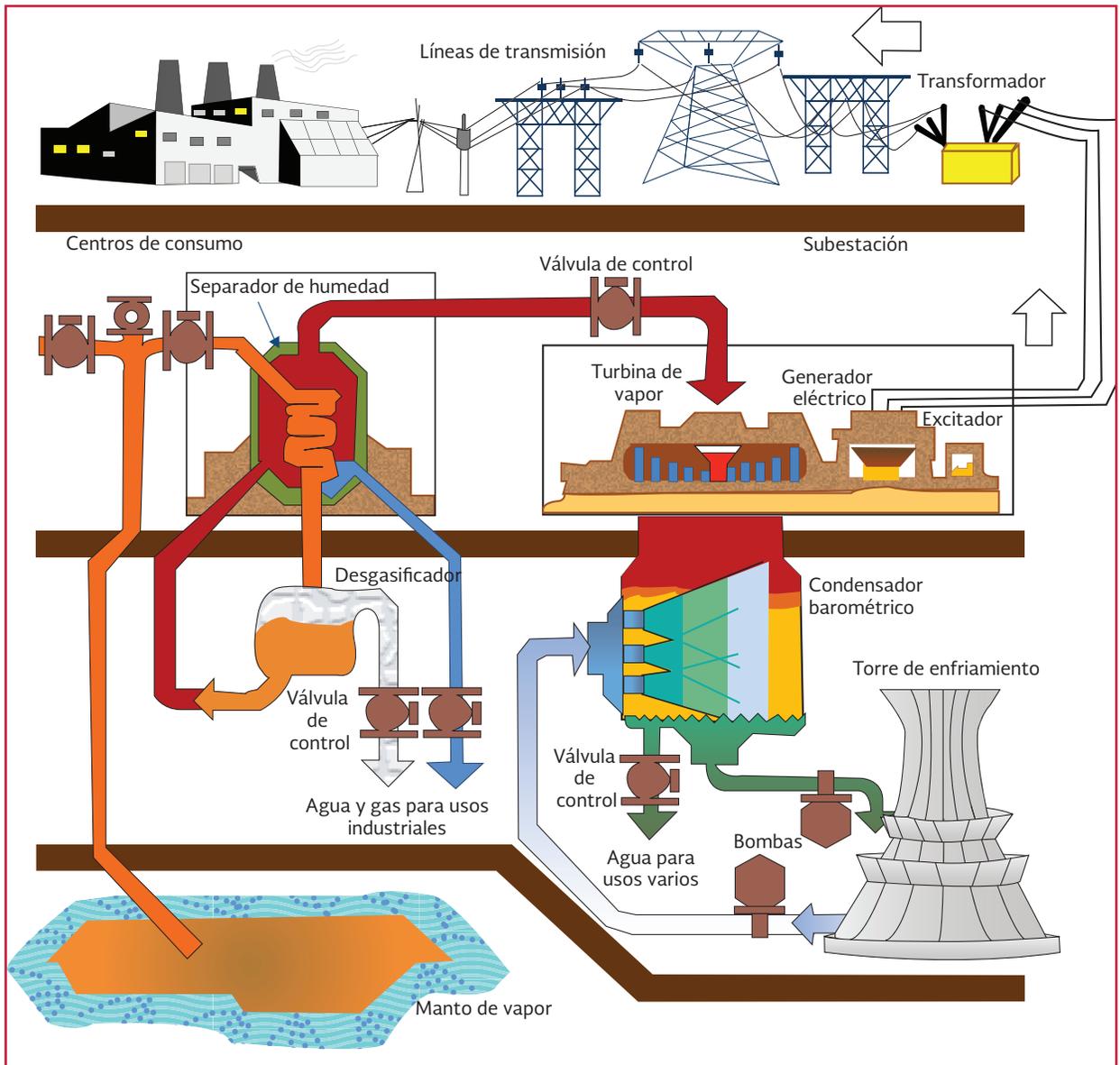


Ilustración 5.5 Esquemas simplificados de diferentes tipos de plantas geotermoeléctricas, los cuales muestran cómo se utiliza el fluido que sale del pozo geotérmico hasta llevarlo a una turbina que lo transforma en energía eléctrica

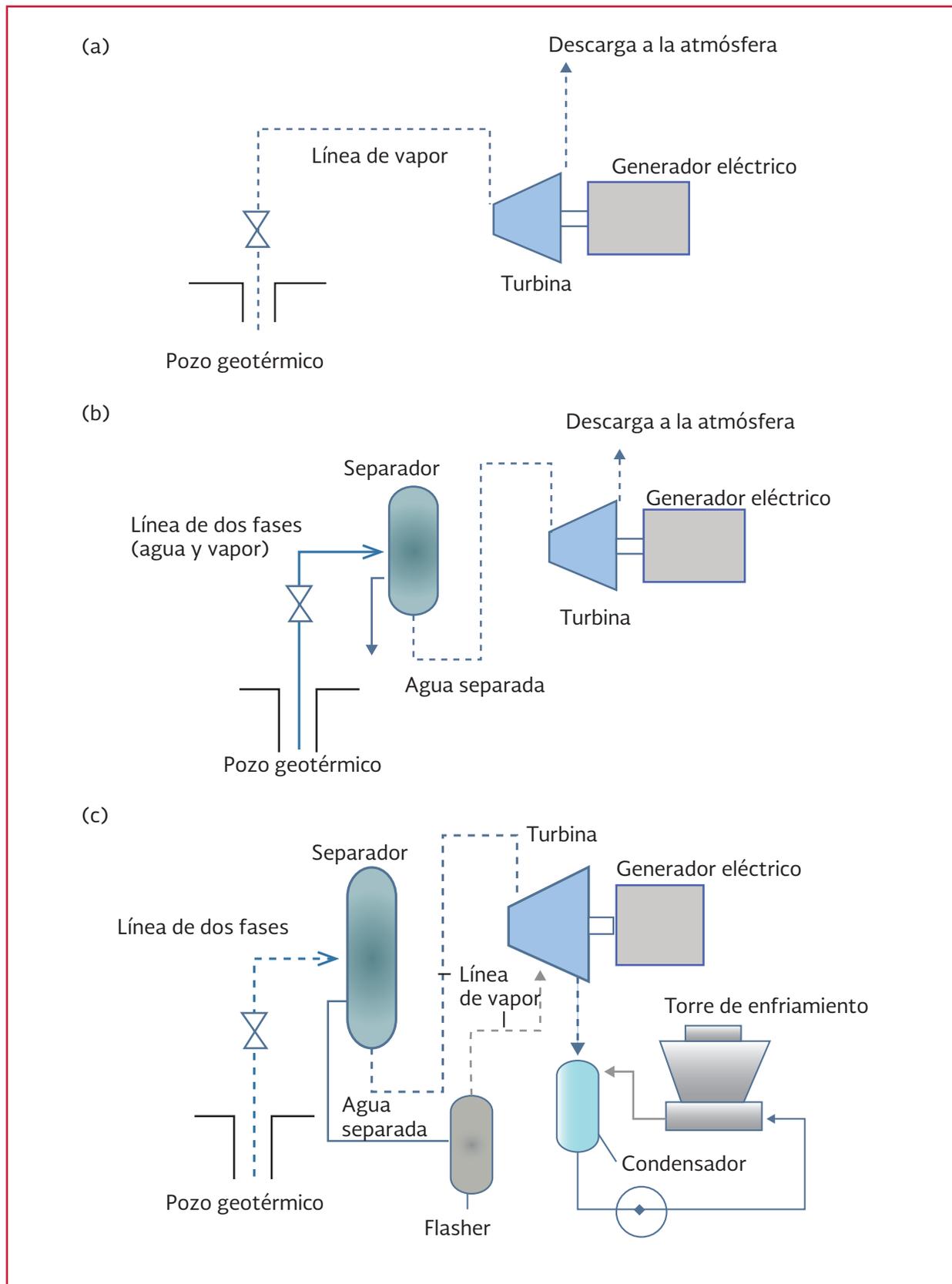


Ilustración 5.6 Descripción de la separación del líquido y del vapor que forman un fluido geotérmico, por medio de un separador ciclométrico, en el cual el vapor y los gases, por ser más ligeros, tienden a concentrarse en la parte superior, dejando escapar el líquido por la parte inferior del separador.

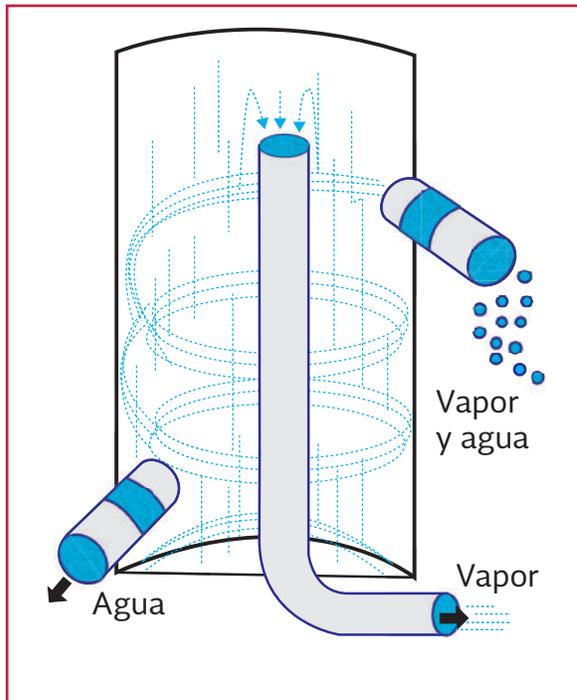
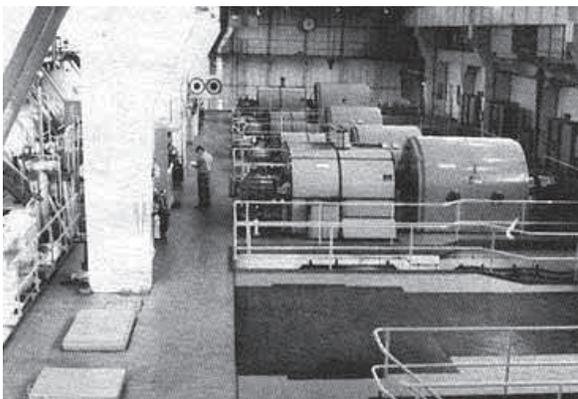


Ilustración 5.7 Turbinas accionadas por vapor provenientes de pozos geotérmicos en la planta eléctrica de Wairakei (Nueva Zelanda)



Tanto el agua que expulsan los separadores, como el condensado deben ser desechados. En algunos casos se les arroja al torrente de ríos (Wairakei, Nueva Zelanda) o al mar (Ahuachapan, El Salvador), o bien a lagunas de evaporación (Cerro Prieto, México); pero actualmente se ha demostrado que es más provechoso rein-

yectarlos, lo cual además de evitar problemas de contaminación (química y térmica) de ríos y mares, ha probado ser benéfico para los yacimientos, ya que ayuda a disminuir el descenso de la presión y si se combina con la estructura hidrogeológica del campo, es posible evitar la entrada directa al yacimiento de aguas subterráneas frías, como se ha observado en Cerro Prieto.

Actualmente la producción de electricidad con energía geotérmica es aún baja con respecto al total de energía producida en el ámbito mundial. Una de las principales restricciones es la localización de sistemas geotérmicos, ya que relativamente muy pocos países cuentan con este recurso. Como ejemplo de países con un potencial geotérmico importante para la producción de energía eléctrica tenemos a Japón, Filipinas, Indonesia, Italia, Islandia, Estados Unidos, México, El Salvador, Nicaragua y Nueva Zelanda

5.5. VENTAJAS

Las principales ventajas de la energía geotérmica son de carácter económico y ambiental. Se trata de una fuente de energía autóctona, por lo que reduce la dependencia energética del exterior, y los residuos que genera su explotación son mínimos comparados con los de las fuentes convencionales. La energía geotérmica no emite gases de efecto invernadero, se puede reinyectar los fluidos geotérmicos en el mismo lugar del que proceden una vez extraído el calor.

5.6. DESVENTAJAS

Los inconvenientes se deben a que los yacimientos hidrotermales llevan disueltos gases y otras sustancias químicas (mercurio y compuestos de azufre, por ejemplo), que hay que tratar adecua-

damente para evitar que contaminen la atmósfera y las aguas circundantes.

- En ciertos casos emisión de ácido sulfhídrico que se detecta por su olor a huevo podrido, pero que en grandes cantidades no se percibe y es letal
- En ciertos casos, emisión de CO_2 , con aumento de efecto invernadero; es inferior al que se emitiría para obtener la misma energía por combustión
- Contaminación de aguas próximas con sustancias como arsénico, amoníaco, etcétera
- Contaminación térmica
- Deterioro del paisaje
- No se puede transportar (como energía primaria)
- No está disponible más que en determinados lugares

5.7. CONCLUSIONES SOBRE ENERGÍA GEOTÉRMICA

La utilización de la energía geotérmica en plantas de tratamiento, por el momento se limita a las regiones en donde se encuentran ya en funcionamiento las instalaciones. Construir una central geotérmica únicamente con fines de tratamiento de aguas residuales resultaría incoosteable. Si embargo, es importante considerar la posibilidad de utilizar esta forma de energía sobre todo en las zonas que ya están en producción: Cerro Prieto, Baja California, Los Azufres, Michoacán, Los Húmeros, Puebla y Las Tres Vírgenes, Baja California Sur, lo cual representa aproximadamente el tres por ciento de la capacidad total instalada en el país.

6

ENERGÍA MAREMOTRIZ

6.1. INTRODUCCIÓN

La energía de los océanos es enorme. Desde 1973, Isaacs y Seymor estimaron que el potencial total de las corrientes marinas era del orden de 5TW (5000 GW) de potencia instalada de generación para su aprovechamiento, aunque es claro que, con la tecnología actual, solamente es factible aprovechar un pequeño porcentaje de la misma. En cualquier caso, en la mayoría de las áreas la velocidad, y por lo tanto la densidad energética es muy baja para una explotación energética (Fraenkel P. , 2004). La generación de energía de estas corrientes solo se puede realizar en lugares donde las corrientes sean lo suficientemente fuertes, condiciones que se dan generalmente cerca de la periferia de los océanos o en estuarios y bahías.

En 1996, la Comunidad Económica Europea (CEE) patrocinó el proyecto “The Exploitation of Tidal Marine Currents”. En este estudio se analizaron en Europa ciento seis posibles ubicaciones con características predefinidas que pudieran ser candidatas para la explotación energética. Se considera que con la tecnología con la que actualmente se dispone, se podría suministrar 48 TW h/año a la red eléctrica europea. Los lugares que presentan este potencial se encuentran principal-

mente en el Reino Unido, Irlanda, Grecia, Francia e Italia y el sur de España. Por otra parte, también se han señalado lugares con alto potencial en Filipinas, Japón, Australia, África del Norte y en regiones de Sudamérica.

Los sitios más adecuados para la instalación de centrales maremotrices se localizan en donde se presente una diferencia de altura considerable entre la marea alta y baja. En México, existen varios lugares aptos para la generación de energía mediante esta tecnología.

La central maremotriz más grande del mundo se ubica en el Lago Shiwa, Corea del Sur (Ilustración 6.1). Cuenta con una capacidad pico de 254 MW y una producción anual de 552.7 GW h. Actualmente, las autoridades coreanas estudian la posibilidad de construir y ampliar siete unidades más, incluyendo una segunda central maremotriz, en el lago Incheon, con un potencial de 700–1 000 megawatts.

La central maremotriz más antigua se encuentra instalada sobre el estuario de La Rance, Francia (Ilustración 6.2), con una capacidad instalada de 240MW y una altura de marea de ocho metros. Asimismo, se puede mencionar la central maremotriz de Anápolis Royal (Ilustración 6.3), situada en la Bahía de Fundy, Nueva

Ilustración 6.1 Central maremotriz de Shiwa

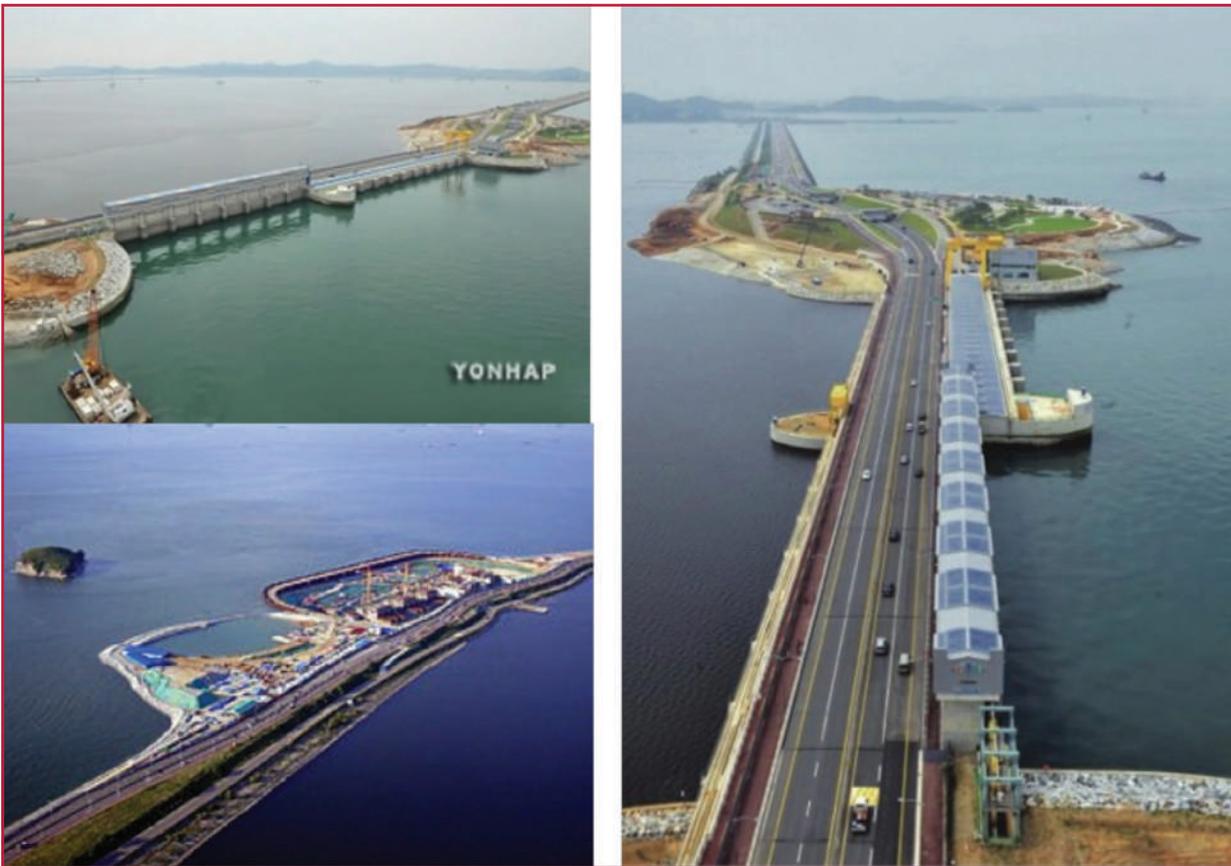


Ilustración 6.2 Central maremotriz sobre el estuario de La Rance, Francia.



Ilustración 6.3 Central maremotriz Annapolis Royal (Tidal Power Plant) en Nueva Escocia, Canadá



Escocia, Canadá, con una capacidad instalada de 20 MW, una producción anual de 30 GW h/año y una altura de marea de 10.8 metros.

De manera general, la energía oceánica se puede originar de varias maneras: a partir del viento, los cambios de temperatura y densidad de las masas de agua en diferentes regiones de la Tierra y por la fuerza de atracción gravitacional entre la Tierra, el Sol y la Luna. De esta manera y debido a la diversidad de formas en que se presentan las energías del mar, se han desarrollado diferentes tecnologías para aprovechar cada una de ellas, las cuales se pueden clasificar de la siguiente manera:

- energía mareomotriz, que es la que se presenta por las mareas
- undimotriz, que se obtiene gracias al movimiento de las olas y de corrientes marinas
- maremotérmica, la cual se presenta en zonas tropicales y se obtiene por la diferencia de temperaturas entre las aguas profundas y las cercanas a la superficie marina
- energía azul, que se obtiene por la diferencia en la concentración de la sal entre el agua de mar y el agua de río.

La instalación de este tipo de energía se realiza en ríos profundos, desembocaduras de los ríos hacia el océano (estuarios), y debajo del océano, aprovechando las corrientes marinas

En los tres primeros casos, la energía cinética y potencial del agua, es decir, la energía que tiene debido a su movimiento en unos casos y a su altura detrás de un dique en otros, se puede convertir en energía eléctrica mediante equipos apropiados.

6.2. PANORAMA MUNDIAL DE LA ENERGÍA MAREMOTRIZ

Solo algunos lugares en el mundo cuentan con potencial para instalar centrales mareomotrices, como lo son los siguientes: Cabo Tres Puntas (Argentina), Kimberleys (Australia), Golfo de Khambat (India), la bahía de Fundy y Frobisher (Canadá), Chansy (Francia) y México (Ilustración 6.4).

Las limitaciones actuales en cuanto al progreso de las tecnologías se deben a incertidumbres en torno a la conexión a la red de los proyectos demostrados, la insuficiencia de conocimiento del

Ilustración 6.4 Zonas con potencial para la instalación de centrales maremotrices



impacto ambiental y la poca colaboración entre desarrolladores. Otras limitaciones que se deben considerar son la ausencia de estándares y líneas a seguir para propiciar el desarrollo, las pruebas y las comparaciones entre éstos, que también facilitarían a los inversionistas la selección de la tecnología adecuada a sus necesidades.

La mayor barrera que limita el desarrollo de las tecnologías mareomotrices es la carencia de demostraciones de prototipos a tamaño real que prueben que dicha tecnología funciona. Los desarrolladores deben demostrar sus dispositivos estableciendo parámetros técnicos actuales y el costo de generación, al igual que su disponibilidad de suministro, confiabilidad y resistencia mecánica de sus conceptos, publicando sus resultados.

La tecnología de generación mareomotriz no es reciente. Desde 1967 opera la central de La Rance en Francia, cerca del puerto de Saint Malo, Bretaña (Ilustración 6.5). La central tiene un bordo o represa de 700 metros y 24 turbinas de bulbo de 10 MW cada una. El área del embalse es de 22 km² y reúne magníficas condiciones para la generación de energía, ya que el nivel entre las mareas alta y baja alcanza un máximo de 13.5 metros, una de las mayores del mundo. El volumen de agua por segundo que entra en la instalación se calcula en 20 000 metros cúbicos. El embalse creado por las obras que represan el Rance tiene un volumen de 184 000 000 m³ entre los niveles de pleamar y bajamar. La innovación está constituida por la instalación de grupos del tipo 'bulbo', que permiten aprovechar la corriente en ambos sentidos, de flujo y de re-

flujo, de esta forma se utiliza al máximo las posibilidades que ofrecen las mareas. Cada grupo está formado por una turbina, cuya rueda motriz tiene cuatro palas orientables y va acoplada directamente a un alternador. Funcionan ambos dentro de un cráter metálico en forma de ojiva.

La central mareomotriz, con un conjunto de 24 grupos bulbo, tiene un aporte de energía eléctrica de 220 megavatios, es un importante centro de desarrollo e investigación: a ella se deben avances tecnológicos en la construcción de estructuras de concreto dentro del mar, estudios de resistencia de los metales a la corrosión marina y evolución de los grupos bulbo. Es interesante mencionar que la energía que esta central mareomotriz ha generado desde su construcción es mucho mayor que toda la

energía eléctrica solar que se ha generado hasta la fecha en toda Europa. Es decir, la energía mareomotriz es una fuente de energía renovable muy potente y confiable.

El mayor impulso que se ha presentado en el aprovechamiento de esta fuente de energía se consiguió con la turbina Straflo (Ilustración 6.6), en experimentación desde 1984, en la Bahía de Fundy, en Anápolis, Canada, sitio en donde se presentan las mayores mareas del mundo y se cuenta con una central de 24 MW. La innovación de este sistema radica en que el generador eléctrico circunda los álabes de la turbina, en lugar de ir instalado a continuación del eje de la misma. De este modo se consigue un aumento de rendimiento, ya que el generador no se interpone en el flujo del agua.

Ilustración 6.5 Central mareomotriz de La Rance



Ilustración 6.6 Turbina Straflo



Por otra parte, también es importante mencionar la central mareomotriz de Sihwa, República de Corea, muy cerca del aeropuerto internacional de Seúl para generar 260 MW.

También Gran Bretaña proyectó construir una central mareomotriz, en el estuario del río Severn. Tras estudiar dos posibles ubicaciones, la que parecía más favorable (denominada Cardiff-Weston) suponía construir un dique de 16.3 kilómetros para emplazar 192 turbogrupos, con una producción prevista de 14.4 TW h/año, pero este proyecto tuvo un rechazo social por el impacto al ecosistema.

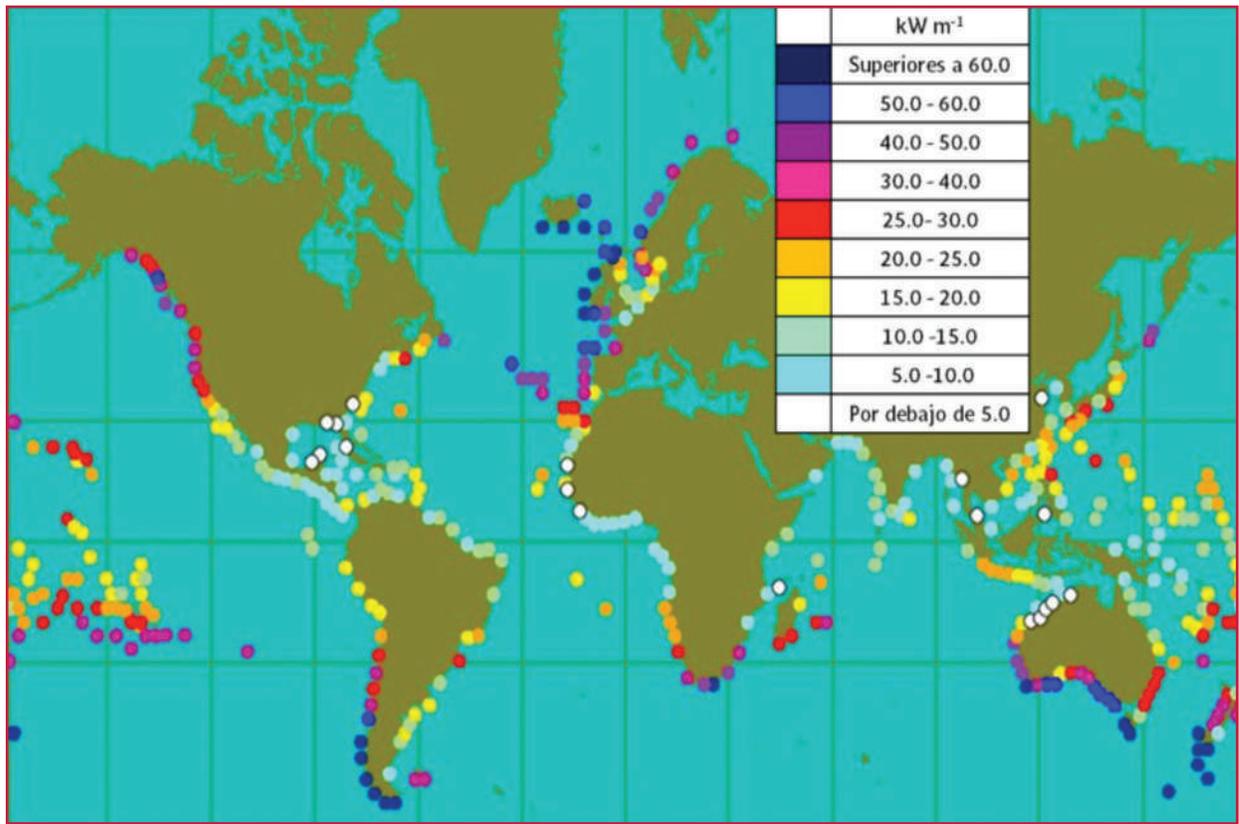
Los métodos de generación mareomotriz aún se encuentran en una etapa de desarrollo muy

precaria. A nivel mundial, muy pocos países poseen generación mareomotriz a escala comercial. De hecho, solo existen tres centrales en operación por mareas y una granja de generación por olas:

La Rance, Francia. Fue la primera central mareomotriz del mundo, construida entre 1960 a 1967 y consiste en una central de 240 MW ubicada en la desembocadura del río La Rance (Ilustración 6.5). Posee una diferencia de altura entre mareas de 13.4 m, y contiene 24 turbinas. En 1997 reemplazaron las turbinas existentes por turbinas bidireccionales.

Estación de Generación Anápolis Royal, Canadá. Esta central fue abierta en 1984,

Ilustración 6.7 Espectro de potencia de olas a través del mundo.



y tiene una capacidad instalada de 20 MW ubicada en una entrada de la bahía Fundy, en Nueva Escocia.

Kislaya Guba, Rusia. Esta central fue construida en 1968, y tiene una capacidad instalada de 400 kilowatts.

Parque de olas Aguzadora, Portugal. Esta granja fue establecida en 2006, y tiene una capacidad de 2.25 MW. Utiliza actualmente tres unidades generadoras Pelamis P-750 y se encuentra ubicada cerca de Póvoa de Varzim. Se prevé una expansión a 28 máquinas, generando un total de 525 megawatts.

A pesar de que la construcción de centrales maremotrices inició en 1968, no ha habido gran desarrollo en la generación mareomotriz hasta ahora, en gran medida por el significativo im-

pacto ambiental provocado por la instalación de generación por mareas, y por la falta de desarrollo de centrales por olas. En la Ilustración 6.7 se presenta un mapa mundial del espectro de olas, donde se aprecia que existen diversos lugares muy propicios para la instalación de generadores por olas (colores azules) que no se han aprovechado, desperdiciando una gran cantidad de energía renovable.

Cabe señalar que la generación mareomotriz por medio de olas es la que está obteniendo el mayor interés de investigación a través del mundo, y es bastante claro debido al alto contenido energético de las olas, al progreso de las tecnologías en motores lineales e instalaciones de menor costo, y de los lugares favorables existentes para la instalación de granjas mareomotrices. La tendencia general en cuanto a la ayuda del gobierno a propiciar fondos de desarrollo de ener-

Ilustración 6.8 Sitios potenciales para la instalación de centrales maremotrices



gía mareomotriz ha ido creciendo, fomentando el uso de tecnologías renovables para evitar los gases de efecto invernadero.

En la Ilustración 6.8 se presentan los sitios potenciales que ofrecen capacidades de generación eléctrica muy importantes.

6.3. SITUACIÓN EN MÉXICO

México tiene 11 122 km de litorales continentales. La extensión de sus costas están repartidas en dos vertientes: al oeste, el océano Pacífico y el golfo de California; y al este, el golfo de México y el mar Caribe, que forman parte de la cuenca del océano Atlántico. Sobre el océano Atlántico, el país tiene 3 117.7 km lineales de costas y 8 475.1 km más sobre el océano Pacífico, incluido el Mar de Cortés. Diecisiete de las 32 entidades fede-

rativas de México tienen costa: Baja California, Baja California Sur, Colima, Chiapas, Guerrero, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Oaxaca, Sinaloa, Sonora en el océano Pacífico; Yucatán, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche sobre el Golfo de México y Quintana Roo en el mar Caribe. Estos 17 estados costeros constituyen 56.3 por ciento de la superficie continental del país, y en ellos existen 153 municipios con frente costero constituidos por 35 626 localidades.

En México, se tiene un importante potencial de energía mareomotriz en la región del alto Golfo de California (Mar de Cortés, Ilustración 6.9), en donde se podría tener un área de embalse de 2 590 km², una potencia máxima instalada de 26GW y una producción de 23 000 GW h/año, lo cual representa aproximadamente la producción total de todas las centrales hidroeléctricas del país.

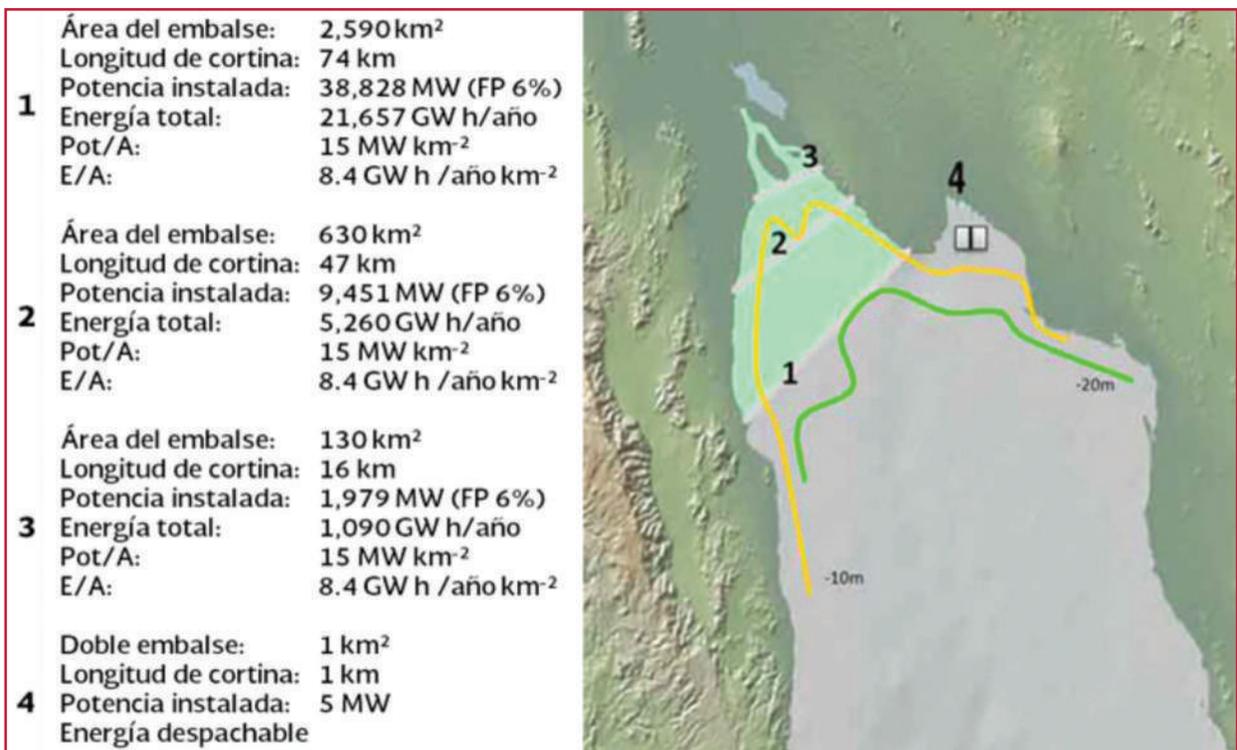
Ilustración 6.9 Área con potencial para la generación de energía maremotriz



En la parte alta del Golfo de California se registran mareas de gran amplitud que llegan a sobrepasar los 6 metros. Esto se debe a que el tiempo que tarda en subir y bajar la marea es el mismo de la onda de marea en ir y regresar hasta el fondo del Golfo, lo cual se conoce como resonancia hidráulica. Otro factor es el efecto que produce la fricción del fondo en la variación de la velocidad de la onda de marea, al inundar la parte alta del golfo que es de muy poca pendiente y muy somera. En el proyecto IMPULSA IV de la UNAM, (www.impulsa4.unam.mx), con la finalidad de conocer el potencial teórico de generación eléctrica por medio de centrales de embalse, se realizaron una serie de cálculos y modelos de computación, que en este momento sirven de base para tener una idea de este potencial.

Uno de los ejemplos teóricos analizados, con varias suposiciones físicas pero bastante rigor

Ilustración 6.10 Estimación teórica del potencial energético del alto Golfo de California, con una serie de embalses hipotéticos. (Hiriart Le Bert, 2009)



matemático, consistió en poner una presa o cortina, de lado a lado del golfo, de 50 km de largo con 5 000 turbinas de 2 MW, donde la profundidad máxima llega a 10 metros. La generación anual de energía, al correr el programa de cómputo con las mareas reales del sitio, con 20,000 MW instalados, resultó ser de 5 500 GW h/año. Esta represa hipotética tendría un tramo de 25 kilómetros solo de turbinas y los otros 25 km, de terraplén (tablaestaca).

El cálculo se repitió para varias configuraciones, operadas durante un año con mareas reales. En todos los casos, la potencia específica de las mareas en el alto golfo resultó ser de 15 MW km² y la energía específica, de 8.4 GWh km⁻². En esta etapa de evaluación teórica no se han considerado aspectos ambientales (que son de una alta sensibilidad en la región), ni los económicos que podrían hacerlos prohibitivos en muchos casos. En la Ilustración 6.10 se muestra un resumen de las potencias teóricas alcanzables. Estos cálculos se hicieron en una configuración idealizada, ya que tenían por objeto encontrar los órdenes de magnitud. En un cálculo real, la fricción del fondo puede modificar un poco estos resultados.

Frente a Puerto Peñasco se está analizando el arreglo de una isla (o corral de cría de peces), donde el impacto ambiental sea mínimo, en un área de 1 kilómetro cuadrado. Su construcción sería con tablaestacas de 12 metros de alto, clavadas en el lecho marino, donde el fondo sea apropiado. La isla estaría dividida en dos estanques mediante una pared con turbinas, y se podría combinar la piscicultura con la generación de energía eléctrica, suministrándose 5 MW casi continuos al puerto.

Fomentando la generación de energía renovable, el Doctor en Economía e investigador de El

Colegio de la Frontera Norte, Alejandro Díaz, informó que en Baja California se construirá la primera central de energía undimotriz (energía generada por el movimiento de las olas), que quedará ubicada frente a las costas de la Central Termoeléctrica Presidente Juárez, a 20 kilómetros al suroeste de Tijuana.

6.4. LA ENERGÍA MAREMOTRIZ

La energía mareomotriz se produce por el movimiento generado por las mareas, así como por el oleaje que se genera sobre la superficie del mar por la acción del viento. Todos los días, se producen cuatro mareas que generan la elevación del océano Atlántico varios metros, mientras que en el mar Mediterráneo solo aumenta unos cuantos centímetros. Sin embargo, la energía que involucra el proceso de mareas es enorme y en algunos lugares del planeta se presentan las condiciones favorables para su aprovechamiento. Si se aprovechara tan solo un 0.1 por ciento de la energía subyacente en los océanos para producir electricidad se lograría satisfacer cinco veces la demanda mundial. Se estima que la energía eólica marina sería capaz de suministrar por sí misma el 70 por ciento de la electricidad renovable mundial en el horizonte 2020 (EWEA y Greenpeace, 2005). Por su parte, las energías marinas supondrían, en 2050, 188 GW, 15 por ciento de la demanda europea, evitando la emisión de 136 millones de toneladas de CO₂.

Las mareas tienen su origen en el cambio de la atracción gravitacional que se produce en esos puntos, al estar la masa de la luna alineada o no con la enorme masa solar. Las máximas mareas se producen en luna nueva y luna llena (máxima y mínima atracción lunar) y las menores, también denominadas mareas muertas, cuando la

luna está desalineada con el sol en cuarto menguante o cuarto creciente. A pesar de ser éste un fenómeno físico común para las costas de todo el mundo, hay sitios donde la amplitud de las mareas alcanza niveles extraordinarios. En Bay of Fundy, Canadá, se presenta el récord con 18 metros. Por su parte, en la Bahía Severn, Bristol, Inglaterra se tiene una diferencia de 15 metros, mientras que en La Rance, Francia se registran 14 metros. En el continente americano, Angelmó en Chile presenta 9 metros, Santa Clara, Golfo de California, México, se registran 7 metros. En estos casos se conjugan otros aspectos más bien hidráulicos, que hacen que la marea “normal” se amplifique de manera significativa. Son muchos los factores que intervienen, sin embargo, los principales son la resonancia hidráulica y la fricción del lecho marino.

Las mareas se generan debido a la desigual atracción que produce la Luna sobre la Tierra, ya que ambas ejercen una fuerza que atrae a los cuerpos hacia ellas: esta fuerza de gravedad provoca que la Luna y la Tierra se atraigan mutuamente y permanezcan unidas. Dado que la fuerza de gravedad es mayor cuanto más cerca se encuentren las masas, la fuerza de atracción que ejerce la Luna sobre la Tierra es más fuerte en las zonas más cercanas que en las que están más lejos. Ya que la Tierra es sólida, la atracción de la Luna afecta más a las aguas que a los continentes, y por ello son las aguas las que sufren variaciones notorias de acuerdo con la cercanía de la Luna.

Las mareas tienen un tiempo característico en que suben y bajan. El tiempo que transcurre entre dos alturas máximas de la marea se denomina periodo y es de aproximadamente 24 horas en mareas diurnas y de 12 horas en semidiurnas. El movimiento del agua al subir la marea

se extiende como una onda que avanza a una velocidad igual a gh , donde h es la profundidad y g la fuerza de gravedad.

Si tomamos, por ejemplo, el caso de una marea que va desde su nivel mínimo hasta su máximo en 6 horas (periodo de 12 horas) en una bahía alargada de profundidad de 100 metros, la velocidad de la onda de marea será de 31.32 m/s (112.75 km/h). Si la bahía midiera 690 km de largo, la onda llegaría al final de la bahía en las mismas seis horas en que la marea va subiendo en la entrada y regresaría en seis horas durante la bajada de la marea en la boca de la bahía. A esto se le denomina resonancia hidráulica y es el fenómeno que mayor amplificación de la marea produce al final de la bahía. En caso de que la longitud de la bahía fuese el doble, en el ejemplo antes mencionado, de 1 380 km, la amplificación de la marea no es tan grande, porque la onda va y regresa en el doble del tiempo entrando en resonancia cada dos ciclos de marea.

Otro efecto que amplifica notablemente la marea es la fricción del fondo. Si se toma el caso de una bahía cuya profundidad va disminuyendo, la velocidad de la onda de marea $(gh)^{0.5}$ en la parte profunda de 100 m sería de 31.32 m/s, y luego irá disminuyendo al ser la profundidad más pequeña, es decir, la onda de marea se va montando sobre la de adelante, amplificando la marea en esa parte.

Esta energía es aprovechada por turbinas, las cuales, a su vez, mueven la mecánica de un alternador que genera energía eléctrica, finalmente este último está conectado con una central en tierra que distribuye la energía hacia la comunidad y las industrias.

6.4.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL MAREMOTRIZ

Un brazo de mar o un estuario es una zona con mareas importantes cuenta con una infraestructura que implementa turbinas de baja carga, accionados por el agua de mar que fluye entre las dos cuencas de diferente nivel. Las condiciones naturales favorables para la implementación de estos sitios son:

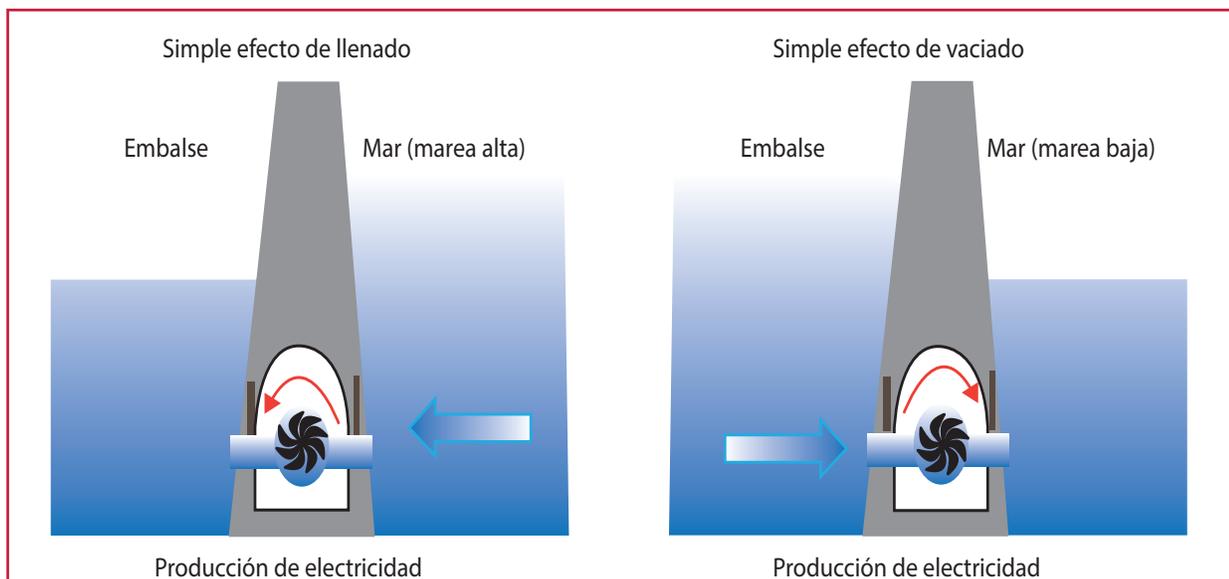
- Una marea mayor a cinco metros, idealmente entre 10 y 15 metros
- Profundidad de 10 a 25 metros, en bajamar
- Sustrato rocoso (o arenoso-gravoso), para fijar la cimentación de la infraestructura
- Es regular distinguir dos grandes tipos de infraestructura maremotriz: embalse sencillo y doble embalse

El embalse sencillo consiste en barrer un estuario mediante una obra capaz de retener un volumen importante de agua. La presa que delimita el embalse está perforada, algunas de las perforaciones cuentan con las válvulas simples, mientras que otras válvulas están equipadas con turbinas.

En el efecto simple al vaciado, el embalse está con las válvulas cerradas, bloqueado a marea alta. Después, se abren las válvulas cuando el nivel del mar ha descendido lo suficiente para hacer funcionar las turbinas (o bulbos) conectadas a los alternadores (Ilustración 6.11).

En el efecto simple al llenado, a la inversa, se aísla el embalse en bajamar con el propósito de obtener una diferencia de alturas a medida de que la marea sube. Cuando la marea es alta, se abren todas las válvulas y el agua penetra en el embalse por las válvulas que hacen funcionar las turbinas. Este método necesita conservar un nivel bajo en el brazo de mar (lado del embalse) con una larga duración y puede generar problemas ambientales y para la navegación.

Ilustración 6.11 Principio de funcionamiento de una central maremotriz con un reservorio simple (©CDE)



En el doble efecto se hace girar a las turbinas tanto durante el llenado como durante el vaciado, lo que ofrece un umbral de producción más largo (ejemplo de La Rance). Bombeos complementarios permiten optimizar las diferencias de niveles preservando el balance energético.

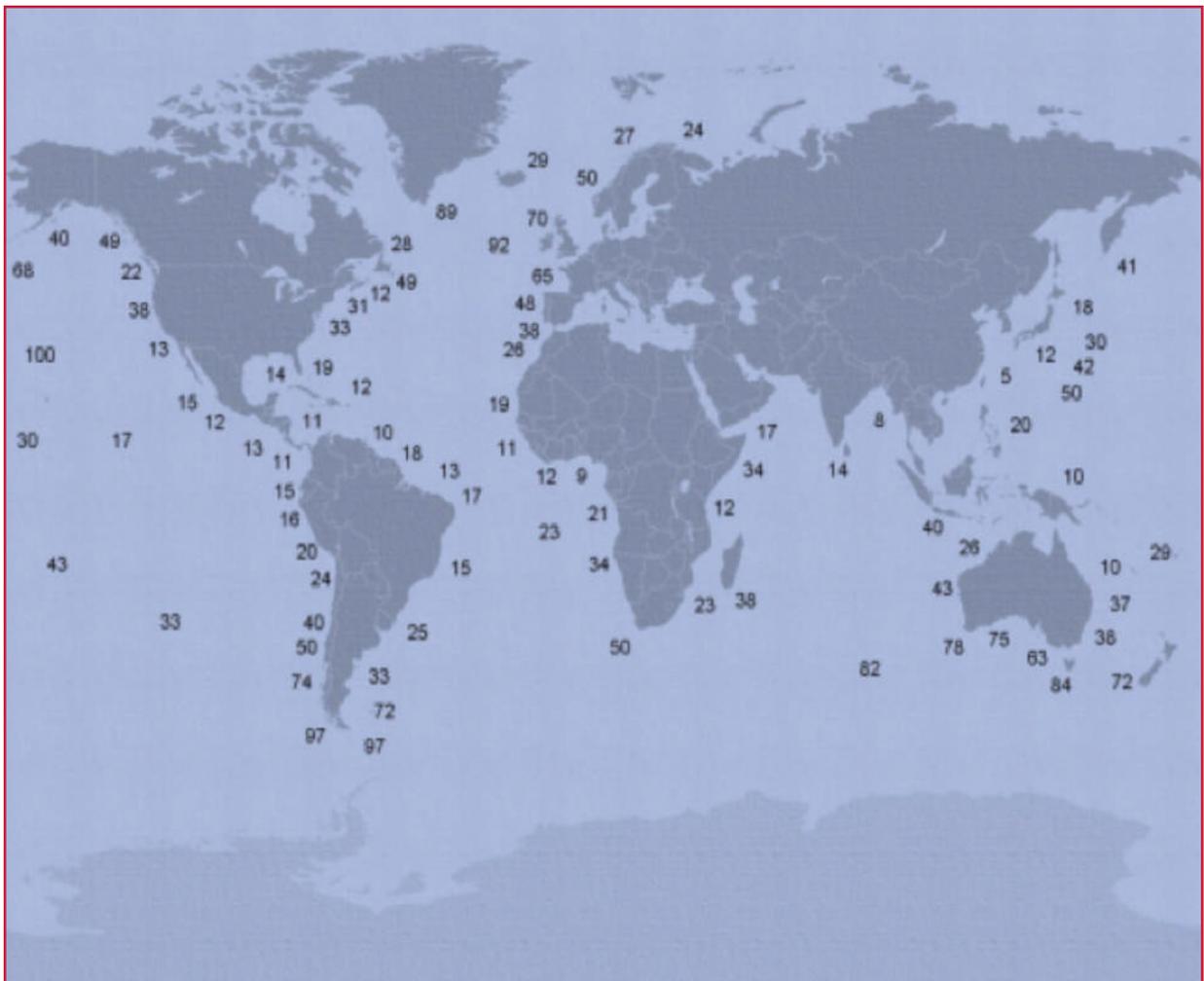
El doble embalse consiste en agregar un embalse artificial, situado más abajo que el nivel del mar (considerando el nivel de bajamar). Tomando en cuenta el desplazamiento cotidiano del horario de la marea, la producción está disponible ciertos días a la hora pico, y otros a la hora de bajo consumo. Un embalse complementario permite la explotación con una diferencia de potencial, sin importar cuál es la altura del agua de mar,

lo que constituye un mejor manejo de la producción conjugando turbinas y bombeo. Este dispositivo ofrece periodos de producción más largos, pero necesita una infraestructura más compleja y más costosa.

6.4.2. PROBLEMAS CON RESPECTO A LA ENERGÍA

La vida útil de una central maremotriz puede superar los 100 años. En un sitio determinado, esta energía también puede proporcionar una producción masiva con buena previsibilidad del suministro de energía eléctrica y con bajo costo de producción en la fase de explotación. Por ejemplo, un proyecto de estudio de gran escala

Ilustración 6.12 Estimación del potencial mundial de energía de las olas, kW/m



en el estuario de Severn (Reino Unido) hasta finales de 2010, preveía una producción de 12 900 GWh/año. Finalmente fue abandonado debido a un aumento de rigor fiscal en la inversión necesaria (casi 24 mil millones de euros).

Los impactos ambientales potenciales, en particular perturbaciones al ecosistema durante la fase de trabajos de la central, a veces son considerados inaceptables como para favorecer la generalización de los sistemas de marea en zonas costeras con fuertes mareas.

A pesar de ser muy predecible, la energía mareomotriz sigue siendo considerada como una energía intermitente ya que se presentan periodos de paro debido a la diferencia entre altamar y bajamar, así como por los bajos coeficientes de marea muerta (período en el que el coeficiente de mareas es menor que 70).

6.5. POTENCIAL DE ENERGÍA UNDIMOTRIZ

Dinamarca, Irlanda, Japón, Reino Unido y Estados Unidos están desarrollando el uso de esta tecnología. Actualmente se tienen centrales undimotrices en funcionamiento en España; en donde hay instaladas dos centrales piloto, una en la costa de Santoña (Cantabria) con un sistema de boyas y la otra en las costas de Mutriku; en la Isla de Islay, Escocia; en Portugal y en Dinamarca.

El potencial global que se tiene estimado es de 2 TWh anuales, las zonas con mayor potencial por metro de costa para utilizar la energía undimotriz son las siguientes: el continente Europeo en la zona noroeste, en especial el Mar del Norte; la costa norte del Reino Unido

y las costas de Irlanda y Escocia; las costas del Pacífico Norte y las del Pacífico Sur en América del Sur; las costas de Japón, de Asturias y las costas de Aysén y Magallanes en Chile (Ilustración 6.12).

6.5.1. APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA DE LAS ONDAS Y LAS OLAS

Los vientos imprimen a las capas superficiales del mar movimientos ondulatorios de dos clases: las ondas y las olas. Las ondas se pueden observar en el mar, incluso en ausencia del viento. Son masas de agua que avanzan y se propagan en la superficie en forma de ondulaciones cilíndricas. Es bastante raro ver una onda marina aislada; generalmente se suceden varias y aparecen en la superficie ondulaciones paralelas y separadas por intervalos regulares. Cuando una barca sube sobre la cresta de la onda perpendicularmente a ella, la proa se eleva, y cuando desciende sobre el lomo, la proa se hunde en el agua. Es el característico cabeceo.

Los elementos de una onda son: su longitud, esto es, la distancia entre dos crestas consecutivas; la amplitud o distancia vertical entre una cresta y un valle; el período, esto es el tiempo que separa el paso de dos crestas consecutivas por delante en un punto fijo; y la velocidad.

El movimiento de las ondas en el mar se puede comparar con el de un campo de trigo bajo la acción del viento. Las espigas se inclinan en el sentido del viento, se enderezan y se vuelven a inclinar; de modo análogo, por la acción de la onda, una vena fluida y vertical, se contrae y se engruesa en el momento que se forma el valle,

en tanto que se adelgaza y alarga en correspondencia con la fase de cresta o elevación.

La energía que desarrollan las ondas es muy importante y proporcional a las masas de aguas que oscilan y a la amplitud de oscilación. Esta energía se descompone en dos partes, las cuales, prácticamente, son iguales: una energía potencial, la cual provoca la deformación de la superficie del mar, y una energía cinética o de movimiento, debida al desplazamiento de las partículas; en suma, de la masa de agua.

Si la profundidad es pequeña, la energía cinética es transportada con una velocidad que depende de determinadas características de la onda. Se ha calculado que una onda de 7.50 metros de altura sobre el nivel de las aguas tranquilas y de 150 metros de longitud de onda, propagándose con una velocidad de 15 m/s, desarrolla una potencia de 700 HP por metro lineal de cresta; según esto, una onda de las mismas características que tuviese un kilómetro de ancho desarrollaría una potencia de 700 000 HP. Esto explica los efectos que producen las tempestades marinas.

Las ondas marinas se forman únicamente en puntos determinados de nuestro planeta y desde ellos se propagan radialmente. Por su importancia mencionaremos uno: el área de las islas Azores, situada frente al Estrecho de Gibraltar y a unos 1 800 Km al oeste de él, es el centro de un área ciclónica casi permanente. Las grandes ondas marinas que se forman en las islas mencionadas, recreadas por el empuje de los fuertes vientos aumentan considerablemente su altura, masa y velocidad del avance. Ello explica los efectos que producen cuando se abaten contra las costas de Portugal, España, Francia, Inglaterra e Irlanda.

La técnica utilizada para captar la energía desarrollada por las ondas marinas en sus oscilaciones verticales es muy sencilla. Simplemente se pueden disponer de varios flotadores provistos de un vástago que se desliza a lo largo de unas guías y cuyos movimientos verticales se transmiten mediante el vástago a generadores eléctricos. La realización práctica de este tipo de máquina es, sin embargo, muy difícil, pues, a la corta o a la larga, estas máquinas acaban por ser destruidas por el exceso de la potencia que deben captar.

El Ing. Cattaneo de Veltri ideó un dispositivo, que instaló al pie del promontorio rocoso en el cual se asienta Mónaco y con el fin de proveer de agua marina al Museo Oceanográfico de dicha ciudad. Consiste en un pozo de cierto diámetro que comunica por su parte inferior con el mar. A lo largo de este pozo se mueve un pesado flotador guiado por unas barras de hierro empotradas en la pared de aquel flotador que desciende por el empuje vertical del agua del mar y conforme con las oscilaciones de la superficie de éste. Mediante palancas articuladas, el flotador transmitía su empuje a los vástagos de los émbolos de dos bombas hidráulicas aspirantes impelentes que elevaban el agua hasta el Museo Oceanográfico. Esta máquina, que funcionó una docena de años, acabó por ser destruida por las olas a pesar de su robustez y construcción sencilla.

Las olas se forman en cualquier punto del mar por la acción del viento. En un día de calma, por la mañana, la superficie del mar está absolutamente tranquila. Pero cuando comienza soplar una brisa suave se forman en la superficie tranquila de las aguas pequeñas elevaciones, olas minúsculas: el mar se “riza”. A medida que aumenta la velocidad del viento, las olas crecen

en altura y en masa más rápidamente que la longitud, en profundidad, de la ola. Finalmente, cuando el viento sopla con violencia, las olas alcanzan tamaño gigantesco y por el impulso de aquel corren sobre la superficie marina a gran velocidad y descargan toda su potencia sobre los obstáculos que encuentran en su camino. Los efectos de estos choques son enormes y la cantidad de energía disipada en ellos es considerable.

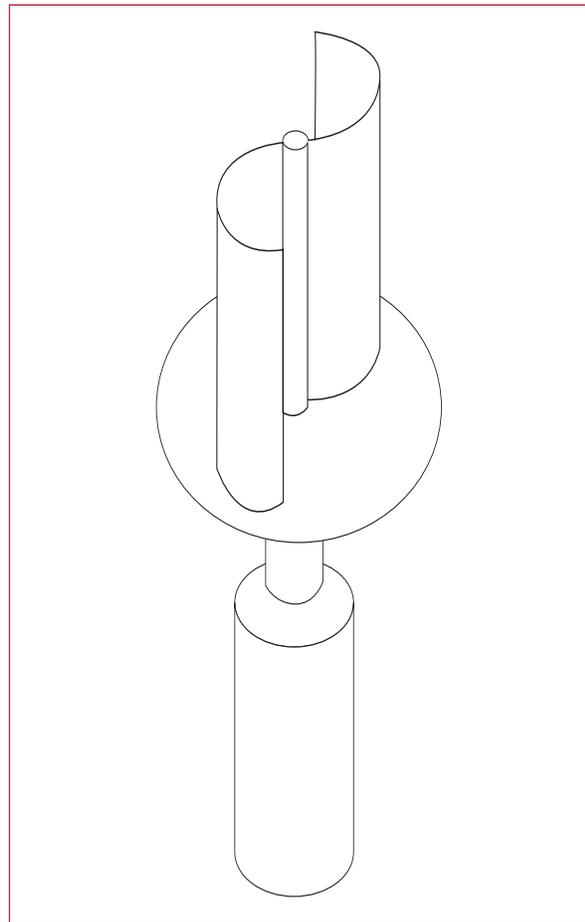
Los efectos de tan tremendos choques se hacen visibles en puertos y escolleras; se citan casos en que bloques artificiales de cemento de más de dos o tres toneladas de peso han sido levantados de su asiento y lanzados a varios metros de distancia.

Se han proyectado numerosos aparatos y dispositivos para aprovechar la energía del oleaje, pero ninguno hasta hoy ha dado resultados prácticos. En 1929 se llevó a la práctica el primer proyecto para utilizar la fuerza horizontal de las olas, empleándose para ello el rotor de Savonius (Ilustración 6.13), rueda formada por dos semicilindros asimétricos montados sobre un mismo chasis. El aparato funcionó por varios meses en Mónaco. La acción corrosiva del agua del mar lo inutilizó.

Éstas y otras técnicas se han aplicado a la utilización de la energía horizontal o de traslación de las ondas. La inconstancia de éstas limita, por una parte, su empleo. De los sistemas propuestos, para fijar la energía de las olas, se puede hacer una clasificación, los que se fijan en la plataforma continental y los flotantes, que se instalan en el mar.

Uno de los primeros fue el convertidor noruego Kvaerner, cuyo primer prototipo se construyó en Bergen en 1985. Consiste en un tubo hueco de concreto, de diez metros de largo, dispuesto

Ilustración 6.13 Rotor de Savonius



verticalmente en el hueco de un acantilado. Las olas penetran por la parte inferior del cilindro y desplazan hacia arriba la columna de aire, lo que impulsa una turbina instalada en el extremo superior del tubo. Esta central tiene una potencia de 500 kW y abastece a una aldea de 50 casas.

El pato de Salter, que consiste en un flotador alargado cuya sección tiene forma de pato. La parte más estrecha del flotador se enfrenta a la ola con el fin de absorber su movimiento lo mejor posible. Los flotadores giran bajo la acción de las olas alrededor de un eje cuyo movimiento de rotación acciona una bomba de aceite que se encarga de mover una turbina. La dificultad que presenta este sistema es la generación de

electricidad con los lentos movimientos que se producen.

La balsa de Cockerell, que consta de un conjunto de plataformas articuladas que reciben el impacto de las crestas de las olas. Las balsas ascienden y descienden impulsando un fluido hasta un motor que mueve un generador por medio de un sistema hidráulico instalado en cada articulación.

Rectificador de Russell, formado por módulos que se instalan en el fondo del mar, paralelos al avance de las olas. Cada módulo consta de dos cajas rectangulares, una encima de la otra. El

agua pasa de la superior a la inferior a través de una turbina.

6.6. POTENCIAL DE CORRIENTES MARINAS

En Chile, en el Canal de Chacao, se tienen corrientes muy fuertes que pueden ser aprovechadas para la generación de electricidad; por su parte, México cuenta con dos zonas de alto potencial y bajo estudio por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la primera hace referencia al Golfo de Cortés y la segunda a los litorales de la península de Yucatán (Ilustración 6.14).

Ilustración 6.14 Sitios con mayores corrientes marinas en el mundo (Proyecto Magallanes, 2011)



6.7. POTENCIAL DE ENERGÍA MAREMOTÉRMICA

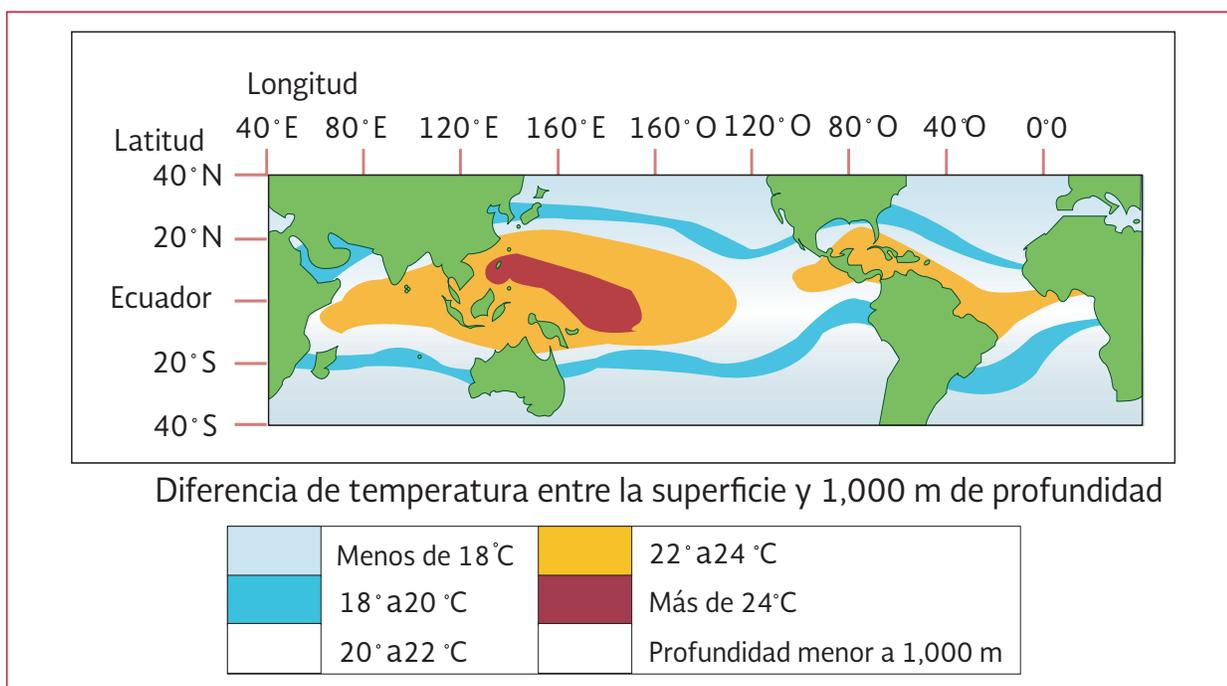
La energía maremotérmica se fundamenta en el aprovechamiento de la energía térmica del mar con base en la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las aguas profundas. Para considerar factible el uso de la energía maremotérmica con las tecnologías existentes, la diferencia de temperaturas entre el agua superficial y profunda del mar no debe ser menor a los 20 °C; por lo tanto, se deben buscar regiones en las que la temperatura superficial promedio del agua varíe entre los 25°C y 30° C. Los lugares que presentan estas condiciones en el mundo son las zonas de las regiones ecuatoriales y subtropicales; algunos sitios con alto potencial para la instalación de centrales son las regiones insulares del Pacífico y de Puerto Rico (Ilustración 6.15).

Las centrales maremotérmicas se pueden instalar en la costa o en plataformas flotantes; actualmente ya se han instalado centrales maremotérmicas aunque la mayoría ya no están en funcionamiento, como la central de Japón en la Isla Nauru (100 MW), en Hawai la Mini-C.E.T.O (50 MW) y la OTEC 1 (1 MW), la C.E.T.O 1 en el Caribe (1 MW) y en la India (1 MW).

Las plantas maremotérmicas transforman la energía térmica en energía eléctrica utilizando el ciclo termodinámico denominado “ciclo de Rankine” para producir energía eléctrica cuyo foco caliente es el agua de la superficie del mar y el foco frío el agua de las profundidades

Las ventajas de esta fuente de energía se asocian a que es un salto térmico permanente y benigno desde el punto de vista medioambiental. Puede tener ventajas secundarias, tales como alimen-

Ilustración 6.15 Zonas del mundo con mayor potencial maremotérmico



tos y agua potable, debido a que el agua fría profunda es rica en sustancias nutritivas y sin agentes patógenos.

Las posibilidades de esta tecnología se han potenciado debido a la transferencia de tecnología asociada a las explotaciones petrolíferas fuera de costa. El desarrollo tecnológico de instalación de plataformas profundas, la utilización de materiales compuestos y nuevas técnicas de unión harán posible el diseño de una plataforma, pero el máximo inconveniente es el económico.

6.8. VENTAJAS

Al no consumir elementos fósiles, y por ende, no producir gases que contribuyen al efecto invernadero se le considera una energía limpia y renovable. En general, se le puede considerar como una energía predecible y tener un suministro seguro con potencial que no varía de forma trascendental anualmente, solo se limita a los ciclos de marea y corrientes. La energía maremotriz es la forma más concentrada de energía renovable. La potencia de las olas es predecible y confiable como para predecir con exactitud el espectro y el poder de las olas días antes. Es ambientalmente benigno: no hay ruido y tiene un impacto visual mínimo. No concentra población, se encuentra disponible en cualquier clima y época del año y el costo de la materia prima es bajo.

6.9. DESVENTAJAS

Al construir una central maremotriz se varía la velocidad del agua y provoca una sedimentación

que altera la distribución natural del fito y zooplancton. Además, modifica las características del agua con respecto a la concentración de salinidad y de nutrientes. Asimismo, la retención del agua favorece el proceso de eutroficación, puede alterar los procesos de migración de la fauna acuática y cambiar los patrones de distribución de las aves migratorias. Otros impactos pueden ser:

- Impacto visual y estructural sobre el paisaje costero
- Localización puntual
- Cambios hidrológicos
- Erosión
- Disminución de la velocidad del agua
- Dependiente de la amplitud de mareas
- Traslado de energía muy costoso
- Posible efecto negativo sobre la flora y la fauna
- Limitada

6.10. CONCLUSIONES SOBRE ENERGÍA MAREMOTRIZ

La energía oceánica cuenta con un gran potencial a nivel mundial. En México, el área de aprovechamiento se localiza en la zona norte del mar de Cortés (Puerto Peñasco, Sonora) y en la zona norte de la península de Baja California.

La explotación de este tipo de energía se restringe a estas dos zonas, por lo que su aprovechamiento en plantas de tratamiento de aguas residuales quedaría restringido a las instalaciones cercanas a las zonas oceánicas.



CONCLUSIONES

Con el presente documento se presentan a los organismos operadores las diferentes fuentes alternas de energía para las plantas de tratamiento de aguas residuales.

Se abordan la energía microhidroeléctrica, la energía eólica, la energía producida por el biogás que generan los lodos residuales, la energía fotovoltaica, la energía geotérmica y la energía maremotriz.

De este abanico, la que ya representa una fuente alternativa para la generación de energía eléctrica es el biogás. Esto permitiría estabilizar los lodos residuales generados por los sistemas de tratamiento y dejarían de representar un problema, y se convierte en un recurso de alto valor. Un ejemplo de ello se presenta en la planta de tratamiento de aguas residuales de la ciudad de León, Guanajuato, que logra economías de 40 por ciento al generar electricidad a partir del biogás. México presenta las condiciones necesarias para llevar a cabo la digestión anaerobia de los lodos residuales, y aprovechar este recurso para disminuir los costos del tratamiento y conservar los recursos de nuestro país.

Otra fuente que presenta grandes ventajas es la energía solar. Por su localización geográfica y las condiciones climatológicas que se presentan, México se sitúa en el tercer lugar del mundo con el mayor potencial para generar electricidad mediante la energía solar, con niveles de irradiación de 5 kW-h/m² en promedio en todo el territorio nacional. De acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas, las zonas con mayor potencial solar son la región noroeste del país, incluyendo la península de Baja California, Chihuahua, Coahuila y la región centro y sur del país. La instalación de paneles solares en las plantas de tratamiento puede constituir una ayuda en la dismi-

nución del consumo de energía eléctrica. Una de las desventajas es la necesidad de contar con un área suficiente para la instalación de los paneles solares en las plantas de tratamiento, cuando muchas veces lo que escasea es el terreno disponible. A pesar de que el costo de los paneles ha disminuido en los últimos años, aún sigue siendo uno de los factores que limita la utilización de estos sistemas. También es importante considerar que se pueden recubrir los reactores, en el caso de los sistemas de lodos activados, con paneles solares.

En el caso de la energía microhidroeléctrica, existe en el mercado la tecnología y la comercialización abundante de tuberías, turbinas, generadores y partes eléctricas para diseñar e instalar estos sistemas en plantas de tratamiento de aguas residuales. No se recomienda utilizar agua cruda en estos sistemas y es muy ventajoso que se utilice el agua tratada ya que el afluente a la turbina estará libre de sólidos y sufrirá menos desgaste por abrasión.

Se puede utilizar la carga existente en lagunas de maduración, tanques de contacto de cloro o tanques de almacenamiento de agua tratada, adicionalmente al desnivel topográfico entre la última unidad y la ubicación de la turbina. Normalmente se pueden encontrar desniveles entre 4 y 8 metros aprovechables en las plantas de tratamiento, sin ir muy lejos aguas abajo de la salida de la planta para la ubicación de la casa de máquinas.

Los gastos recomendados para aprovechar esta tecnología son de al menos 50 L/s para poder generar un mínimo de energía, sin embargo hay que estudiar cada caso en particular ya que la caída o altura neta también influyen directamente en la producción, esto se puede observar en el documento en la tabla de producción de energía, de acuerdo con el gasto y la altura disponibles. Aunque el porcentaje de generación de energía con respecto a la posible demanda de la planta de tratamiento es relativamente bajo (2 por ciento al 40 por ciento), no hay que perder de vista que el objetivo de este tipo de proyectos es la recuperación parcial de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- AEA. (2006). Review and analysis of ocean energy systems development and supporting policies. A report by AEA Energy & Environment on the behalf of Sustainable Energy Ireland (SEI) for the IEA's Implementing Agreement on Ocean Energy Systems. UK: AEA Energy & Environment, 18th June, 2006. http://www.iea-oceans.org/_fich/6/Review_Policies_on_OES_2.pdf.
- Almanza S., R., y Muñoz G., F. (1994). *Ingeniería de la energía solar*, ISBN 968-6664-79-5. México: El Colegio Nacional.
- Almanza, R., y López, S. (1975). *Radiación solar global en la República Mexicana mediante datos de insolación*, Series del Instituto de Ingeniería, núm. 357. DF: UNAM.
- Almanza, R., y López, S. (1978). *Total Solar Radiation in México Using Sunshine Hours and Meteorological Data*, *Solar Energy*, vol. 21, pp. 441-448.
- Álvarez C. (2006). *Manuales de Energía Renovables: Energía Eólica*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.: Madrid, España.
- amdee. (2013). *Asociación Mexicana de Energía*. <http://www.amdee.org/socios-de-amdee>. (consultado: 12 julio 2013).
- António F.de O. Falcão. (2008). *The Development of Wave Energy Utilisation*. OES-IA Annual Report 2008 www.iea-oceans.org.
- APEC. (2013). *Marine & Ocean Energy Development. An Introduction for Practitioners in APEC Economies*. APEC Project No. S EWG 23/2011A. APEC #: 213-RE-03.2 ISBN: 978-5-905248-13-9.
- Aquamarine power. (n.d.). Retrieved from <http://www.aquamarinepower.com/technologies/>
- Augustine, C., Falkenstern, D. (2012). *An Estimate of the Near-Term Electricity Generation Potential of Co-Produced Water From Active Oil and Gas Wells*, *GRC Transactions*, 36: 187-200. *GRC Transactions*, 36: 187-200.
- awenergy. (n.d.). Retrieved from <http://www.awenergy.com>
- AWS Ocean Energy. (n.d.). Retrieved from www.awsocan.com
- AWS Scientific, Inc. (1997). *Wind resource assessment handbook*. NREL Subcontract No. TAT-5-15283-01. <http://www.wind.apps-tate.edu/reports/windresourceassessments-handbook.pdf>. (consultado: 10 septiembre de 2013).
- Bahaj, A. (2008). *The Status of Tidal Stream Energy Conversion*. OES-IA Annual Report 2008; www.iea-oceans.org.
- Bansal, R., Batí, T., y Kothari, D. (2002). *On Some of the Design Aspects of Wind Energy Conversion Systems*. *Energy Conversion and Management*, 43 (16), 2175-2187.

- Bedard, R. (2007). *Power and Energy from the Ocean Energy Waves and Tides: A Primer*. USA: EPRI, <http://www.oceanrenewable.com/wp-content/uploads/2009/05/power-and-energy-from-the-ocean-waves-and-tides.pdf>.
- Bertani, R. (2007). *World Geothermal generation in 2007*. Unterhaching, Germany: Proceedings European Geothermal Congress, April-May, 2007.
- Bhadra S.N., Kastha D., y Banerjee S. (2007). *Wind electrical systems*. India: Oxford U Press.
- Borja, M., González, R., Mejía, F., Hacuz, J., Medrano, M., y Saldaña, R. (1998). *Estado del Arte y Tendencias de la Tecnología Eoloeléctrica*. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, IIE/UNAM.
- Borja, M., Jaramillo, O., y Mimiaga, F. (2005). *Primer Documento Eoloeléctrico del Corredor Eólico del Istmo de Tehuantepec*. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- BWEA. (2009). *Marine Renewable Energy; October 2009*. UK: http://www.bwea.com/pdf/marine/Marine_report_enteclogo.pdf.
- Camblong D. (2003). *Minimización de impacto de las perturbaciones de origen eólico en la generación por aeroturbinas de velocidad variable*. España: Mondragón Unibertsitatea. Tesis doctoral.
- Carbon Trust. (2006). *Future marine energy*. UK, January 2006: Carbon Trust: <http://www.oceanrenewable.com/wpcontent/uploads/2007/03/futuremarineenergy.pdf>.
- Casey Communication. (n.d.). Retrieved from <http://casey.eurhost.net/uploads/Pressrelease.pdf>
- Castro, A. (2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid: IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Cato, L.M.C. y de O. Falcão, A.F. (2007). *Wave Energy Utilisation – A Review and Research Work in Portugal*. Bilbao, 2ª Jornada Internacional sobre ENERGÍA MARINA Ente Vasco de la Energía, 24-01-2007: http://www.eve.es/jornadas/ponencias_jornadamarina/I.
- Chaudhry Q., Khan A.H., y Ahmad J. (2007). *A study of wind power potential at Sabzal Kot-Rajanpur (Punjab) using SODAR. Technical Report No. Sodar-01/2007*. <http://www.pakmet.com.pk/wind>. (consultado: 3 septiembre de 2013).
- Chernicharo, V. S. (2005). *Biological wastewater treatment in warm climate regions*. London: IWA Publishing.
- Columbia Power Technologies. (n.d.). Retrieved from www.columbiapwr.com
- CRE. (2012). *Permisos para la Generación Privada*. <http://cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171>. (consultado: 15 julio de 2013).
- Danish Wind Industry Association. (2013). *Guided Tour on Wind Energy*. <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/>. (consultado: 10 julio 2013).
- DECC. (2009). *Design of Feed-in Tariffs for Sub-5MW Electricity in Great Britain*. UK, July 2009: DECC: http://www.decc.gov.uk/assets/decc/consultations/renewable_por_ciento20electricity_por_ciento20financial_por_ciento20incentives/1_20090715135352_e_@@_relateddoelementpoyryreportonquantitativeissuesinfitsdesignfinal.pdf.
- DeGarie, C. T. (2000). Floating geomembrane covers for odour control and biogas collection and utilization in municipal lagoons.

- Water Science and Technology Vol 42 N° 10-11*, 291-298.
- DTU, R. (n.d.). *WASP – the Wind Atlas Analysis and Application Program*. <http://www.wasp.dk/>. (consultado: 10 septiembre de 2013).
- EERA Ocean Energy Joint Programme. (2011). *Resource Workshop, 6th October 2011*. Board Room, Faraday Building, The University of Edinburgh, The King's Buildings, Edinburgh, EH9 3JL: Workshop report prepared by: Jonathan Sedgwick – University of Edinburgh, Lucy Cradden – University of Edinburgh, Helen Smith – University of Exeter.
- EERA-Ocean. (2011). *RT2y3 Workshop Report –15y16 December 2011*. TECNALIA. Parque Tecnológico Bizkaia c/ Geldo, Ed. 700. Derio, Spain.: Workshop report prepared by: Jose Luis Villate, Pierpaolo Ricci, Pablo Ruiz-Minguela, Maider Santos, Elisabetta Tedeschi, Dara O'S.
- Elliott, D., Schwartz, M., Scott, G., Haymes, S., Heimiller, D., y George, R. (2003). *NREL/TP-500-34519. Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca*. National Renewable Energy Laboratory, <http://www.osti.gov/bridge>. (consultado: 10 septiembre de 2013).
- ENERCON. (2013). *Aerogeneradores ENERCON*. <http://www.enercon.de>. (consultado: 9 septiembre de 2013).
- ESHA. (2006). *European Small Hydropower Association. Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*.
- EWEA y Greenpeace. (2005). *WIND FORCE 12. A blueprint to achieve 12 por ciento of the world's electricity from wind power by 2020*. European Wind Energy Association (EWEA): http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publi-cations/WF12/wf12-2005.pdf, consultado en septiembre 2013.
- Fernández P. (2010). *Energía eólica*. España: Universidad de Cantabria. <http://es.libros.redsauce.net/index.php?pageID=16/>. (consultado: 08 de julio 2013).
- Forum for Renewable Energy Development in Scotland (FREDS). (2009). *Marine Energy Group (MEG)*. Marine energy road map. ISBN 978 0 7559 9083 2.
- Fraenkel, P. (2004). *Windmills below the sea: a commercial reality soon?* *Refocus*, 5(2):46-48.
- Fraenkel, P. L. (2002). *POWER FROM MARINE CURRENTS*. Proc Instn Mech Engrs Vol 216 Part A: J Power and Energy Energy Ocean Wave Energy Conversion – A Survey. A. MUETZE, J. G. VINING. 2006 IEEE.
- Frenk, C. A. (2009). *Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México 2009*. México: Forever Print S.A. de C.V.
- Galván, L. A. (2010). *Generación de electricidad con aguas residuales del rio Villalobos*. Guatemala.
- GEA. (n.d.). “*Geothermal Power Plants – USA.*” <http://www.geo-energy.org/plants.aspx>. “*2.4 How Much Energy Does Geothermal Supply Worldwide?*”. Geothermal Energy Association, <http://www.geo-energy.org/currentUse.aspx#world>.
- Gérard C. Nihous. (2008). *Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) and Derivative Technologies: Status of Development and Prospects*. OES-IA Annual Report 2008; www.iea-oceans.org.
- Gorlov, A. (2001). *Tidal Energy*. Boston, Massachusetts, USA, 2001: Northeastern University.

- Gsänger S., Pitteloud J.-D. (2013). *World Wind Energy Association*. http://www.wwindea.org/webimages/WorldWindEnergyReport2012_final.pdf. (consultado: 9 septiembre de 2013).: Annual Report.
- Hagerman, G. (2005). *Wave and Tidal Power: Projects and Prospects, Northeast CZM Partners Workshop*. Virginia Beach, Virginia, USA: 7 October 2005, <http://www.deq.virginia.gov/coastal/documents/hagerman.pdf>.
- Heath, T.V. (2007). *The Development of a Turbo-Generation System for Application in OWC Breakwaters*. Proceedings of the 7th European Wave and Tidal Energy Conference, Porto, Portugal: [http://www.wavegen.co.uk/EWTEC por ciento20papers/tom.pdf](http://www.wavegen.co.uk/EWTEC%20papers/tom.pdf)
- Heier S. (2006). *Grid integration of wind energy conversion systems. Second Edition*. England, Wiley.
- Henry, A. et al. (2010). *Advances in the design of the Oyster wave energy converter*. UK: Aquamarine Power, [http://www.aquamarinepower.com/pub/global/Downloads/Advances por ciento20in por ciento20the por ciento20design por ciento20of por ciento20the por ciento20Oyster por ciento20wave por ciento20energy por ciento20converter.pdf](http://www.aquamarinepower.com/pub/global/Downloads/Advances%20in%20the%20design%20of%20the%20Oyster%20wave%20energy%20converter.pdf).
- Hidier Power Group (Beijing) Co., Ltd. (2013). *Gent set diesel generator*. www.gensetdiesel-generator.com.
- Hiriart Le Bert , G. (2009). *Potencial energético de las mareas para generar electricidad*. D.F.: Revista UNAM, Vol. 10, No. 08, 10 de agosto 2009: <http://www.revista.unam.mx/vol.10/num8/art49/int49.htm>.
- Humanité Durable. (n.d.). *La géothermie*. http://www.humanite-durable.fr/index.php?option=com_content&view=article&id=131&Itemid=73.
- IEA. (2010). *OES-IA Annual Report 2009*. Paris: IEA Implementing Agreement on Ocean Energy Systems, p. 94. http://www.iea-oceans.org/_fich/6/Annual_Report_2009_v2.pdf.
- IIE. (2010). *Explorador de Recursos Renovables*. <http://sag01.iie.org.mx/eolicosolar/Default.aspx>. (consultado: 16 julio de 2013).
- IME. (2008). *Marine Energy more than just a Drop in the Ocean*. London, UK: Institution - IME, <http://www.imeche.org>.
- IMTA. (2000). *Diagnóstico del uso y tratamiento de lodos residuales en el país*. Jiutepec, Morelos: Instituto Mexicano de Tecnología del Agua.
- INEA. (1997). *Guía de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas*. Santa Fé de Bogotá Colombia.
- INEA. (1997). *Instituto de ciencias nucleares y energías alternativas. Guía de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas*. Santa Fé de Bogotá Colombia.
- Institute of Precision Engineering*. (n.d.). Retrieved from [http://www.ipe.cuhk.edu.hk/Intranet/kdd/presentation por ciento20files/Renewable por ciento20Energy por ciento20What por ciento20can por ciento20we por ciento20do.pdf](http://www.ipe.cuhk.edu.hk/Intranet/kdd/presentation%20files/Renewable%20Energy%20What%20can%20we%20do.pdf)
- International Energy Agency. (2008). *2008 World Energy Outlook*. (consultado: 9 septiembre de 2013=: www.worldenergyoutlook.org/weo2008/WEO2008 p 6.
- IPCC. (2007). *Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

- Khan, J., Bhuyan, G. (2009). *Ocean Energy: Global Technology Development Status, Report prepared by Powertech Labs for the IEA-OES*. www.iea-oceans.org, Lopez, A., B. Roberts, D. Heimiller, N. Blair, and G. Porro. (2012). U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis. NREL/TP-6A20-51946. National Renewable .
- Klapp, J., Cervantes-Cota, J., Chávez, L. (2007). *Towards a cleaner planet*. New York , Springer: Energy for the future.
- Kumar, A., T. Schei, A. Ahenkorah, R. Caceres Rodriguez, J.-M. Devernay, M. Freitas, et al. (2011). *Hydropower*. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.: Cambridge University Press.
- Le BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières). (n.d.). Retrieved from <http://www.brgm.fr/content/geothermie?destination=node/926>
- Lewis, A., Estefen, S., Huckerby, J., Musial, W., Torres-Martinez, T. (2011). *Ocean Energy*. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.: Cambridge University Press.
- Lopez, A., Roberts , B., Heimiller, D., Blair, N., Porro, G. (2012). Khan J. and Bhuyan G. (2009). *Ocean Energy: Global Technology Development Status, Report prepared by Powertech Labs for the IEA-OES*. [Online], Available: www.iea-oceans.org (2012). www.iea-oceans.org U.S. Renewable.
- MacKay, D. (n.d.). *FRS, Sustainable Energy -- Without The Hot air, chapitre 16 - expli-cation de la raison de la lenteur de ce renou-vellement naturel*. Accessible gratuitement sur 16 - Geothermal [archive] Sur le site inference.phy.cam.ac.uk.
- Manwell J.F., McGowan J.G., Rogers A.L. . (2002). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. England: John Wiley y Sons Ltd.
- Marin Ureña, J. (2007). *Estudio de costos de ins-talación de sistemas pico y micro hidro eléc-trico (100 W a 100 kW), IE – 0502 Proyec-to Eléctrico*. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Costa Rica: Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Univer-sidad de Costa Rica, <http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb0713t.pdf>.
- Masters G. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. USA: John Wiley and Sons.
- Metcalf, & Eddy. (2003). *Wastewater Engi-neering Treatment and Reuse* (4ta ed.). US: MacGrawHill.
- MIT (Massachusetts Institute of Technology). (2006). *The Future of Geothermal Ener-gy: Impact of Enhanced Geothermal Sys-tems (EGS) on the United States in the 21st Century*. INL/EXT-06-11746. Work performed by Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, for Idaho National Laboratory and U. http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/future_geo_energy.pdf.
- Mora Navarro, D. C., Hurtado Liébano, J. C. (2004). *Guía para estudios de prafactibi-lidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos*. Bogotá D.C.

- Moreno C. (2007). *Diez preguntas y diez respuestas sobre la energía eólica*. Cuba: Cubasolar.
- Moreno Rodríguez, G., Espinoza Fuentes, A., y Sotero Briones Méndez, R. (2007). *Tratamiento anaerobio de aguas residuales*. México: Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, Proyecto: DP-0729.
- Mueller, M.A.; et al. (2007). *Current and Novel Electrical Generator Technology for Wave Energy Converters*. Edinburgh, UK: Institute for Energy Systems, School of Engineering y Electronics, University of Edinburgh, <http://repository.tudelft.nl/assets/>.
- Muraoka, H., Yasukawa, K., y Kimbara, K. (2000). *Proceedings World Geothermal Congress 2000*. Kyushu – Tohoku, Japan.: <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAsstandard/WGC/2000/R0592.PDF>.
- Musial, W. (2008). *Status of Wave and Tidal Power Technologies for the United States. Technical Report NREL/TP-500-43240*. Golden, Colorado, USA: National Renewable Energy Laboratory (NREL), August 2008. <http://www.nrel.gov/wind/pdfs/43240.pdf>.
- Musial, W., y Ram, B. (2010). *Large-Scale Offshore Wind Power in for the United States: Assessment of Opportunities and Barriers, NREL/TP-500-40745*. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- Nasar, S. (1990). *Schaum's Outline of Electric Power Systems*. USA: Mc Graw Hill Inc.
- Navarro, H. O. (2012). *Prospectiva de Energías Renovables*. México.
- Nelson V. (2009). *Wind Energy: Renewable Energy and the Environment*. USA: CRC Press.
- NREL. (2003). *Arizona 50 m Wind Power*. <http://windeis.anl.gov/guide/maps/images/az50mwind.pdf>. (consultado 2 septiembre de 2013).
- NRLE. (2000). *Wind Research*. http://www.nrel.gov/wind/resource_assessment.html. (consultado: 2 septiembre de 2013).
- NRLE. (2004). *Wind Research*. http://www.nrel.gov/wind/resource_assessment.html. (consultado: 2 septiembre de 2013).
- NWRC. (2013). *Wind Rose Data; Wind Rose Plot*. National Water and Climate Center, <http://www.wcc.nrcs.usda.gov/climate/windrose.html>. (consultado: 10 septiembre de 2013).
- Ocean Energy A World of Power*. (n.d.). Retrieved from <http://www.oceanenergy.ie/oer-technology/generation.html>
- Office of Technology Assessment . (1978). *Renewable Ocean Energy Sources: Part I—Ocean Thermal Energy Conversion*. NTIS order #PB-283104.
- Openhydro a DCnS Company*. (n.d.). Retrieved from <http://www.openhydro.com>
- OSU, Oregon State University. (n.d.). Retrieved from http://eecs.oregonstate.edu/wesrf/projects/images/waveEnergyPoster_v2.pdf
- Øystein S. Skråmestø and Stein Erik Skillhagen. (2008). *Status of Technologies for Harnessing Salinity Power and the Current Osmotic Power Activities*. OES-IA Annual Report 2008; www.iea-oceans.org.
- Patel M.R. (2006). *Wind and Solar Power Systems: Design Analysis, and Operation. Second Edition*. Florida (USA): CRC Press.
- Pelamis Wave Power*. (n.d.). Retrieved from <http://www.pelamiswave.com/content.php?id=159>
- Pelamis Wave Power*. (n.d.). Retrieved from http://www.pelamiswave.com/media/pelamis_09-feb-09.pdf
- Pelamis Wave Power*. (n.d.). Retrieved from <http://www.pelamiswave.com/media/pelamisbrochure.pdf>

- Pelamis Wave Power. (n.d.). Retrieved from <http://www.pelamiswave.com/-content.php?id=150>
- Pelamis Wave Power. (n.d.). *Global resource*. Pelamis Wave Power: <http://www.pelamiswave.com/global-resource>, consultado en 10 de septiembre 2013.
- Pereña, J. A., y Navarro, H. O. (2012). *Prospección de Energías Renovables 2012-2026*. México.
- PGE. (2007). *Application for Preliminary Permit PGyE Humboldt WaveConnect™ Project*. USA: PGyE, Feb. 2007. http://www.pge.com/includes/docs/pdfs/shared/environment/pge/waveconnect/humboldt_waveconnect_application.pdf.
- PGE. (2009). *Wave Energy Resource Potential*. USA: Pacific Gas Electric Company (PGE), http://www.pge.com/includes/docs/pdfs/shared/environment/pge/waveconnect/WaveConnect_ResourcePotential_rev2.pdf.
- Pinilla S.A. (1997). *Manual de Aplicación de la Energía Eólica*. Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas. Bogotá, Colombia.: Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas.
- Pistonese, C., Haure, J. L., y D'Elmar, R. (2010). *Energía a partir de las aguas residuales*. Editorial de la Universidad Tecnológica nacional.
- Power engineering internacional. (2013). *Cummins Power Generation*. <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-19/issue-10/regulars/genset-roundup/cummins-power-launches-3-5-mw-diesel-genset.html>.
- Proyecto Magallanes. (2011). © Magallanes Renovables: [http://www.magallanesrenovables.com/Proyecto por ciento20Magallanes.html](http://www.magallanesrenovables.com/Proyecto%20Magallanes.html) (consultado en agosto, 2013).
- Rehman S. (2007). *Wind Shear Coefficients and their Effect on Energy Production*. *Renewable Energy*, 32 (5), 738-749.
- Rodrigues, L. (2005). *Wave power conversion systems for electrical energy production*. Portugal: Department of Electrical Engineering, Faculty of Science and Technology, Nova University of Lisbon, <http://www.icrepq.com/icrepq-08/380-leao.pdf>.
- Roux-Goeken, V. (2009). *L'Ile-de-France entend relancer la géothermie* *Journal de l'environnement*. Retrieved from *Journal de l'environnement*: <http://www.journaldelenvironnement.net/article/l-ile-de-france-entend-relancer-la-geothermie,9038>
- SAPAL. (n.d.). *Datos proporcionados por la PTAR de León, Guanajuato*.
- Schwartz M.N., y Elliott D.L. (1995). *Mexico Wind Resource Assessment Project*, "DOE/NREL Report No. DE95009202. Golden, Colorado.: National Renewable Energy Laboratory.
- SDC. (2007). *Turning the Tide – Tidal Power in the UK*. UK: Metoc on behalf of the UK Sustainable Development Commission (SDC), October 2007, http://www.sd-commission.org.uk/publications/downloads/Tidal_Power_in_the_UK_Oct07.pdf.
- Sea Generation Ltd. (n.d.). Retrieved from <http://www.seageneration.co.uk>
- SEI. (2005). *Ocean Energy in Ireland*. Dublin, Ireland: Sustainable Energy Ireland (SEI), <http://www.marine.ie/NR/rdonlyres/86491414.../0/OceanEnergyStrategy.pdf>.
- SENER. (2010). *Zonas de aprovechamiento para la generación eoloelectrica*. *Boletín 084_Bis*. <http://sener.gob.mx/webSener/>

- res/1803/Eolico.pdf. (consultado: 10 septiembre de 2010).
- SENER. (2012). *Prospectivas de Energía Renovables 2012-2026*. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf. (consultado: 15 julio de 2013).
- SENER. (n.d.). *Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*.
- Shanahan, G. (2008). Tidal Range Technologies . *OES-IA Annual Report 2008*, www.iea-oceans.org.
- Silver Spring, M. (2000). *Tide and Current Glossary. January 2000*. U.S.: DEPARTMENT OF COMMERCE. National Oceanic and Atmospheric Administration. National Ocean Service. Center for Operational Oceanographic Products and Services; <http://co-ops.nos.noaa.gov/publications/glossary2.pdf>.
- Soriano, N. (2008). *Tidal Energy*. USA: University of Hawaii, CEE 491 S09, http://www.eng.hawaii.edu/~panos/444_09_5_8.pdf.
- StatoilHydro ASA. (n.d.). Retrieved from <http://www.statoilhydro.com/en/Technology-Innovation/-NewEnergyAndRenewables/Pages/Tidalpower.aspx>
- Szabó, L. et al. (2007). *Novel Permanent Magnet Tubular Linear Generator for Wave Energy Converters*. Romania: Department of Electrical Machines, Technical University of Cluj, <http://users.utcluj.ro/~szabol/Papers/IEMDC2007.pdf>.
- Tecnomare SpA, IT Power Ltd. (1996). *The exploitation of tidal and marine currents. European Commission Directorate –General XII Telecommunications, Information Market and exploitation of research*. EUR 16683 EN. ISBN 92-827-5658-0.
- The renewable energy centre*. (n.d.). Retrieved from <http://www.therenewableenergy-centre.co.uk/wave-and-tidal-power/>
- The Wind Power. (2013). *Database of Turbines and Manufactures*. http://www.thewindpower.net/manuturb_turbines_en.php. (consultado: 8 julio de 2013).
- The Wind Power. (2013). *Database of Wind Farms*. http://www.thewindpower.net/country_en_36_mexico.php. (consultado: 8 julio de 2013).
- Thomas, K., Grabbe, M., Yuen, K., y Leijon, M. (2008). *Low-speed generator for energy conversion from marine currents – experimental validation of simulations*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy.
- Tocado Tidal Turbines and Climex. (n.d.). Retrieved from <http://www.tocado.com/>
- U.S. EPA. (1979). *Process Design Manual for Sludge Treatment and Disposal*. US: Center for Environmental Research Information Technology Transfer.
- U.S. EPA. (1995). *Case studies in residual use and energy conservation at wastewater treatment plants. EPA 832-R-95-003*. Washington: Environmental Protection Agency.
- USAID. (2009). *Producción Limpia y Energía Renovable: Elementos para la Promoción de la energía Eólica en México*. Washington, DC.
- Vattenfall. (n.d.). Retrieved from <http://www.vattenfall.com>
- Verdant Power. (n.d.). Retrieved from <http://verdantpower.com/>
- Wave Dragon. (n.d.). Retrieved from <http://www.wavedragon.net>
- Wave Energy. (n.d.). Retrieved from <http://www.waveplam.eu/page/default.asp>
- wavegen. (n.d.). Retrieved from http://www.wavegen.co.uk/pdf/what_we_offer_limpet-voithporciento2009.pdf

- WEF, ASCE, EWRI. (2010). Design of Municipal Wastewater Treatment Plants. Fifth Edition, Vol.3: Solids Processing and Management. New York: Mac Graw Hill.
- WEF, WERF, US EPA. (2012). Solids Process Design and Management. New York: McGrawHill.
- Wise, P. (2008). In Energis on crest of Portuguese wave (p. 7). Power In Europe / Issue 524 / April 21, 2008.
- Wiser, R., y Bolinger, M. (2011). *2010 Wind Technologies Market Report*, DOE/GO-102011-3322. Washington, DC, U.S.: Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.
- World Energy Council*. (n.d.). Retrieved from http://www.worldenergy.org/-documents/tidal_country_notes.pdf
- World Wind Energy Association. (2008). *World Wind Energy Report 2008*. (consultado: 9 septiembre 2013).: www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008_s.pdf.
- WPPA/S - Wave Energy about WavePlane. (n.d.). Retrieved from <http://www.waveplane.com>
- WRPLOT View™. (2013). *Software: Lakes Environmental*. <http://www.weblakes.com/products/wrplot/index.html>. (consultado: 10 septiembre de 2013).



TABLA DE CONVERSIONES DE UNIDADES DE MEDIDA

Sigla	Significado	Sigla	Significado
mg	miligramo	kg/m ³	kilogramo por metro cúbico
g	gramo	l/s	litros por segundo
kg	kilogramo	m ³ /d	metros cúbicos por día
mm	milímetro	Sm ³ /h	condiciones estándar de metro cúbico por hora
cm	centímetro	Scfm	condiciones estándar de pies cúbicos por minuto
m	metro	°C	grados Celsius
ml	mililitro	psia	libra-fuerza por pulgada cuadrada absoluta
l	litro	cm/s	centímetro por segundo
m ³	metro cúbico	m/s	metro por segundo
s	segundo	HP	caballo de fuerza (medida de energía)
h	hora	kW	kilowatt
d	día	UNT	unidades nefelométricas de turbiedad
mg/l	miligramo por litro		

Longitud

Sistema métrico	Sistema Inglés	Siglas
1 milímetro (mm)	0.03	in
1 centímetro (cm) = 10 mm	0.39	in
1 metro (m) = 100 cm	1.09	yd
1 kilómetro (km) = 1 000 m	0.62	mi
Sistema Inglés	Sistema métrico	
1 pulgada (in)	2.54	cm
1 pie (ft) = 12 pulgadas	0.30	m
1 yarda (yd) = 3 pies	0.91	m
1 milla (mi) = 1 760 yardas	1.60	km
1 milla náutica (nmi) = 2 025.4 yardas	1.85	km

Superficie

Sistema métrico	Sistema inglés	Siglas
1 cm ² = 100 mm ²	0.15	in ²
1 m ² = 10 000 cm ²	1.19	yd ²
1 hectárea (ha) = 10 000 m ²	2.47	acres
1 km ² = 100 ha	0.38	mi ²
Sistema Inglés	Sistema métrico	
1 in ²	6.45	cm ²
1 ft ² = 144 in ²	0.09	m ²
1 yd ² = 9 ft ²	0.83	m ²
1 acre = 4 840 yd ²	4 046.90	m ²
1 milla ² = 640 acres	2.59	km ²

Volumen/capacidad

Sistema métrico	Sistema inglés	Siglas
1 cm ³	0.06	in ³
1 dm ³ = 1 000 cm ³	0.03	ft ³
1 m ³ = 1 000 dm ³	1.30	yd ³
1 litro (L) = 1 dm ³	1.76	pintas
1 hectolitro (hL) = 100 L	21.99	galones
Sistema Inglés	Sistema métrico	
1 in ³	16.38	cm ³
1 ft ³ = 1 728 in ³	0.02	m ³
1 onza fluida EUA = 1.0408 onzas fluidas RU	29.57	mL
1 pinta (16 onzas fluidas) = 0.8327 pintas RU	0.47	L
1 galón EUA = 0.8327 galones RU	3.78	L

Masa/peso

Sistema métrico	Sistema inglés	
1 miligramo (mg)	0.0154	grano
1 gramo (g) = 1 000 mg	0.0353	onza
1 kilogramo (kg) = 1 000 g	2.2046	libras
1 tonelada (t) = 1000 kg	0.9842	toneladas larga
Sistema Inglés	Sistema métrico	
1 onza (oz) = 437.5 granos	28.35	g
1 libra (lb) = 16 oz	0.4536	kg
1 stone = 14 lb	6.3503	kg
1 hundredweight (cwt) = 112 lb	50.802	kg
1 tonelada larga = 20 cwt	1.016	t

Temperatura

$$^{\circ}C = \frac{5}{9}(^{\circ}F -$$

$$^{\circ}F = \frac{9}{5}(^{\circ}C) + 32$$

Otros sistemas de unidades		Multiplicado por	Sistema Internacional de Unidades (SI)	
Unidad	Símbolo	Factor de conversión	Se convierte a	
Longitud				
Pie	pie, ft.,'	0.30	metro	m
Pulgada	plg, in,"	25.40	milímetro	mm
Presión/esfuerzo				
Kilogramo fuerza/cm ²	kg _f /cm ²	98 066.50	pascal	Pa
Libra/pulgada ²	lb/ plg ² , PSI	6 894.76	pascal	Pa
atmósfera técnica	at	98 066.50	pascal	Pa
metro de agua	m H ₂ O (mca)	9 806.65	pascal	Pa
mm de mercurio	mm Hg	133.32	pascal	Pa
bar	bar	100 000.00	pascal	Pa
Fuerza/ peso				
kilogramo fuerza	kg _f	9.80	newton	N
Masa				
libra	lb	0.45	kilogramo	kg
onza	oz	28.30	gramo	g
Peso volumétrico				
kilogramo fuerza/m ³	kg _f /m ³	9.80	N/m ³	N/m ³
libra /ft ³	lb/ft ³	157.08	N/m ³	N/m ³
Potencia				
caballo de potencia	CP, HP	745.69	watt	W
caballo de vapor	CV	735.00	watt	W
Viscosidad dinámica				
poise	μ	0.01	pascal segundo	Pa s
Viscosidad cinemática				
viscosidad cinemática	v	1	stoke	m ² /s (St)
Energía/ Cantidad de calor				
caloría	cal	4.18	joule	J
unidad térmica británica	BTU	1 055.06	joule	J
Temperatura				
grado Celsius	°C	tk=tc + 273.15	grado Kelvin	K

Nota: El valor de la aceleración de la gravedad aceptado internacionalmente es de 9.80665 m/s²

Longitud								
de / a	mm	cm	m	km	mi	milla náutica (nmi)	ft	in
mm	1.000	0.100	0.001					
cm	10000	1.000	0.010				0.033	0.394
m	1 000.000	100.000	1.000	0.001			3.281	39.370
km			0.001	1.000	0.621	0.540	3 280.83	0.039
mi			1 609.347	1.609	1.000	0.869	5 280.000	
nmi			1 852.000	1.852	1.151	1.000	6 076.115	
ft		30.480	0.305				1.000	12.000
in	25.400	2.540	0.025				0.083	1.000

Superficie								
de / a	cm ²	m ²	km ²	ha	mi ²	acre	ft ²	in ²
cm ²	1.00						0.001	0.155
m ²	10 000.00	1.00					10.764	1 550.003
km ²			1.000	100.000	0.386	247.097		
ha		10 000.00	0.010	1.000	0.004	2.471		
mi ²			2.590	259.000	1.000	640.000		
acre		4 047.00	0.004	0.405	0.002	1.000		
ft ²	929.03	0.09					1.000	0.007
in ²	6.45						144.000	1.000

Volumen								
de / a	cm ³	m ³	L	ft ³	gal. EUA	acre-ft	in ³	yd ³
cm ³	1.000		0.001				0.061	
m ³		1.000	1 000.000	35.314	264.200			1.307
L	1 000.000	0.001	1.000	0.035	0.264		61.023	
ft ³		0.028	28.317	1.000	7.481			0.037
gal. EUA		0.004	3.785	0.134	1.000		230.974	
acre-ft		1 233.490				1.000		
in ³	16.387		0.016		0.004		1.000	
Yd ³		0.765		27.000				1.000

Gasto								
de / a	l/s	cm ³ /s	gal/día	gal/min	l/min	m ³ /día	m ³ /h	ft ³ /s
l/s	1.000	1 000.000		15.851	60.000	86.400	3.600	0.035
cm ³ /s	0.001	1.000	22.825	0.016	0.060	0.083		
gal/día		0.044	1.000			0.004		
gal/min	0.063	63.089	1 440.000	1.000	0.000	5.451	0.227	0.002
l/min	0.017	16.667	0.000	0.264	1.000	1.440	0.060	
m ³ /día	0.012	11.570	264.550	0.183	0.694	1.000	0.042	
m ³ /h	0.278		6 340.152	4.403	16.667	24.000	1.000	0.010
ft ³ /s	28.316			448.831	1 698.960	2 446.590	101.941	1.000

Eficiencia de pozo			
de	a	gal/min/pie	l/s/m
gal/min/pie		1.000	0.206
l/s/m		4.840	1.000

Permeabilidad							
de	a	cm/s	gal/día/Pie ²	millones gal/día/acre	m/día	pie/s	Darcy
cm/s		1.000	21 204.78		864.000	0.033	
gal/día/pie ²			1.000		0.041		0.055
millón gal/día/acre				1.000	0.935		
m/día		0.001	24.543	1.069	1.000		1.351
pie/s		30.480			26 334.72	1.000	
Darcy			18.200		0.740		1.000

Peso									
de	a	grano	gramo	kilogramo	libra	onza	tonelada corta	tonelada larga	tonelada métrica
Grano (gr)		1.000	0.065						
Gramo (g)		15.432	1.000	0.001	0.002				
Kilogramo (kg)			1 000.000	1.000	2.205	35.273			0.001
Libra (lb)			453.592	0.454	1.000	16.000			
Onza (oz)		437.500	28.350			1.000			
t corta				907.180	2 000.000		1.000		0.907
t larga				1 016.000	2 240.000		1.119	1.000	1.016
t métrica				1 000.000	2 205.000		1.101	0.986	1.000

Potencia									
de	a	CV	HP	kW	W	ft lb/s	kg m/s	BTU/s	kcal/s
CV		1.000	0.986	0.736	735.500	542.500	75.000	0.697	0.176
HP		1.014	1.000	0.746	745.700	550.000	76.040	0.706	0.178
kW		1.360	1.341	1.000	1 000.000	737.600	101.980	0.948	0.239
W				0.001	1.000	0.738	0.102		
ft lb/s					1.356	1.000	0.138	0.001	
kg m/s		0.013	0.013	0.009	9.806	7.233	1.000	0.009	0.002
BTU/s		1.434	1.415	1.055	1 055.000	778.100	107.580	1.000	0.252
kcal/s		5.692	5.614	4.186	4 186.000	3 088.000	426.900	3.968	1.000

Presión								
de	a	atmósfera	Kg/cm ²	lb/in ²	mm de Hg	in de Hg	m de H ₂ O	ft de H ₂ O
atmósfera		1.000	1.033	14.696	760.000	29.921	10.330	33.899
kg/cm ²		0.968	1.000	14.220	735.560	28.970	10.000	32.810
lb/in ²		0.068	0.070	1.000	51.816	2.036	0.710	2.307
mm de Hg		0.001	0.001	0.019	1.000	0.039	0.013	0.044
in de Hg		0.033	0.035	0.491	25.400	1.000	0.345	1.133
m de agua		0.096	0.100	1.422	73.560	2.896	1.000	3.281
ft de agua		0.029	0.030	0.433	22.430	0.883	0.304	1.000

Energía									
de	a	CV hora	HP hora	kW hora	J	ft.lb	kgm	BTU	kcal
CV hora		1.000	0.986	0.736				2 510.000	632.500
HP hora		1.014	1.000	0.746				2 545.000	641.200
kW hora		1.360	1.341	1.000				3 413.000	860.000
J					1.000	0.738	0.102		
ft.lb					1.356	1.000	0.138		
kgm					9.806	7.233	1.000		
BTU					1 054.900	778.100	107.580	1.000	0.252
kcal					4 186.000	3 087.000	426.900	426.900	1.000

Transmisividad				
de	a	cm ² /s	gal/día/pie	m ² /día
cm ² /s		1.000	695.694	8.640
gal/día/ft		0.001	1.000	0.012
m ² /día		0.116	80.520	1.000

Conversión de pies y pulgadas, a metros												
ft, in/m	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0.000	0.025	0.051	0.076	0.102	0.127	0.152	0.178	0.203	0.229	0.254	0.279
1	0.305	0.330	0.356	0.381	0.406	0.432	0.457	0.483	0.508	0.533	0.559	0.584
2	0.610	0.635	0.660	0.686	0.711	0.737	0.762	0.787	0.813	0.838	0.864	0.889
3	0.914	0.940	0.965	0.991	1.016	1.041	1.067	1.092	1.176	1.143	1.168	1.194
4	1.219	1.245	1.270	1.295	1.321	1.346	1.372	1.397	1.422	1.448	1.473	1.499
5	1.524	1.549	1.575	1.600	1.626	1.651	1.676	1.702	1.727	1.753	1.778	1.803
6	1.829	1.854	1.880	1.905	1.930	1.956	1.981	2.007	2.032	2.057	2.083	2.108
7	2.134	2.159	2.184	2.210	2.235	2.261	2.286	2.311	2.337	2.362	2.388	2.413
8	2.438	2.464	2.489	2.515	2.540	2.565	2.591	2.616	2.642	2.667	2.692	2.718
9	2.743	2.769	2.794	2.819	2.845	2.870	2.896	2.921	2.946	2.972	2.997	3.023
10	3.048	3.073	3.099	3.124	3.150	3.175	3.200	3.226	3.251	3.277	3.302	3.327
11	3.353	3.378	3.404	3.429	3.454	3.480	3.505	3.531	3.556	3.581	3.607	3.632
12	3.658	3.683	3.708	3.734	3.759	3.785	3.810	3.835	3.861	3.886	3.912	3.937
13	3.962	3.988	4.013	4.039	4.064	4.089	4.115	4.140	4.166	4.191	4.216	4.242
14	4.267	4.293	4.318	4.343	4.369	4.394	4.420	4.445	4.470	4.496	4.521	4.547
15	4.572	4.597	4.623	4.648	4.674	4.699	4.724	4.750	4.775	4.801	4.826	4.851
16	4.877	4.902	4.928	4.953	4.978	5.004	5.029	5.055	5.080	5.105	5.131	5.156
17	5.182	5.207	5.232	5.258	5.283	5.309	5.334	5.359	5.385	5.410	5.436	5.461
18	5.486	5.512	5.537	5.563	5.588	5.613	5.639	5.664	5.690	5.715	5.740	5.766
19	5.791	5.817	5.842	5.867	5.893	5.918	5.944	5.969	5.994	6.020	6.045	6.071
20	6.096	6.121	6.147	6.172	6.198	6.223	6.248	6.274	6.299	6.325	6.350	6.375
21	6.401	6.426	6.452	6.477	6.502	6.528	6.553	6.579	6.604	6.629	6.655	6.680
22	6.706	6.731	6.756	6.782	6.807	6.833	6.858	6.883	6.909	6.934	6.960	6.985
23	7.010	7.036	7.061	7.087	7.112	7.137	7.163	7.188	7.214	7.239	7.264	7.290
24	7.315	7.341	7.366	7.391	7.417	7.442	7.468	7.493	7.518	7.544	7.569	7.595
25	7.620	7.645	7.671	7.696	7.722	7.747	7.772	7.798	7.823	7.849	7.874	7.899
26	7.925	7.950	7.976	8.001	8.026	8.052	8.077	8.103	8.128	8.153	8.179	8.204
27	8.230	8.255	8.280	8.306	8.331	8.357	8.382	8.407	8.433	8.458	8.484	8.509
28	8.534	8.560	8.585	8.611	8.636	8.661	8.687	8.712	8.738	8.763	8.788	8.814
29	8.839	8.865	8.890	8.915	8.941	8.966	8.992	9.017	9.042	9.068	9.093	9.119
30	9.144	9.169	9.195	9.220	9.246	9.271	9.296	9.322	9.347	9.373	9.398	9.423
31	9.449	9.474	9.500	9.525	9.550	9.576	9.601	9.627	9.652	9.677	9.703	9.728
32	9.754	9.779	9.804	9.830	9.855	9.881	9.906	9.931	9.957	9.982	10.008	10.033
33	10.058	10.084	10.109	10.135	10.160	10.185	10.211	10.236	10.262	10.287	10.312	10.338
34	10.363	10.389	10.414	10.439	10.465	10.490	10.516	10.541	10.566	10.592	10.617	10.643
35	10.668	10.693	10.719	10.744	10.770	10.795	10.820	10.846	10.871	10.897	10.922	10.947

La segunda columna es la conversión de pies a metros; las siguientes columnas son la conversión de pulgadas a metros que se suman a la anterior conversión.

Tabla de conversión de pulgadas a milímetros								
Pulgadas	0	1/8	1/4	3/8	1/2	5/8	3/4	7/8
0	0	3.175	6.35	9.525	12.7	15.875	19.05	22.225
1	25.4	28.575	31.75	34.925	38.1	41.275	44.45	47.625
2	50.8	53.975	57.15	60.325	63.5	66.675	69.85	73.025
3	76.2	79.375	82.55	85.725	88.9	92.075	95.25	98.425
4	101.6	104.775	107.95	111.125	114.3	117.475	120.65	123.825
5	127.0	130.175	133.35	136.525	139.7	142.875	146.05	149.225
6	152.4	155.575	158.75	161.925	165.1	168.275	171.45	174.625
7	177.8	180.975	184.15	187.325	190.5	193.675	196.85	200.025
8	203.2	206.375	209.55	212.725	215.9	219.075	222.25	225.425
9	228.6	231.775	234.95	238.125	241.3	244.475	247.65	250.825
10	254.0	257.175	260.35	263.525	266.7	269.875	273.05	276.225
11	279.4	282.575	285.75	288.925	292.1	295.275	298.45	301.625
12	304.8	307.975	311.15	314.325	317.5	320.675	323.85	327.025
13	330.2	333.375	336.55	339.725	342.9	346.075	349.25	352.425
14	355.6	358.775	361.95	365.125	368.3	371.475	374.65	377.825
15	381.0	384.175	387.35	390.525	393.7	396.875	400.05	403.225
16	406.4	409.575	412.75	415.925	419.1	422.275	425.45	428.625
17	431.8	434.975	438.15	441.325	444.5	447.675	450.85	454.025
18	457.2	460.375	463.55	466.725	469.9	473.075	476.25	479.425
19	482.6	485.775	488.95	492.125	495.3	498.475	501.65	504.825
20	508.0	511.175	514.35	517.525	520.7	523.875	527.05	530.225
21	533.4	536.575	539.75	542.925	546.1	549.275	552.45	555.625
22	558.8	561.975	565.15	568.325	571.5	574.675	577.85	581.025
23	584.2	587.375	590.55	593.725	596.9	600.075	603.25	606.425
24	609.6	612.775	615.95	619.125	622.3	625.475	628.65	631.825
25	635.0	638.175	641.35	644.525	647.7	650.875	654.05	657.225
26	660.4	663.575	666.75	669.925	673.1	676.275	679.45	682.625
27	685.8	688.975	692.15	695.325	698.5	701.675	704.85	708.025
28	711.2	714.375	717.55	720.725	723.9	727.075	730.25	733.425
29	736.6	739.775	742.95	746.125	749.3	752.475	755.65	758.825
30	762.0	765.175	768.35	771.525	774.7	777.875	781.05	784.225

Fórmulas generales para la conversión de los diferentes sistemas

Centígrados a Fahrenheit	$^{\circ}\text{F}=9/5^{\circ}\text{C}+32$
Fahrenheit a Centígrados	$^{\circ}\text{C}=5/9 (^{\circ}\text{F}-32)$
Réaumur a Centígrados	$^{\circ}\text{C}=5/4 ^{\circ}\text{R}$
Fahrenheit a Réaumur	$^{\circ}\text{R}=4/9 (^{\circ}\text{F}-32)$
Réaumur a Fahrenheit	$^{\circ}\text{F}=(9/4^{\circ}\text{R})+32$
Celsius a Kelvin	$^{\circ}\text{K}=273.15+^{\circ}\text{C}$
Fahrenheit a Rankine	$^{\circ}\text{Ra}=459.67+^{\circ}\text{F}$
Rankine a Kelvin	$^{\circ}\text{K}=5/9^{\circ}\text{Ra}$

Factores químicos de conversión					
	A	B	C	D	E
Constituyentes	epm a ppm	ppm a epm	epm a gpg	gpg a epm	ppm a ppm CaCO ₃
calcio Ca ⁺²	20.04	0.04991	1.1719	0.8533	2.4970
hierro Fe ⁺²	27.92	0.03582	1.6327	0.6125	1.7923
magnesio Mg ⁺²	12.16	0.08224	0.7111	1.4063	4.1151
potasio K ⁺¹	39.10	0.02558	2.2865	0.4373	1.2798
sodio Na ⁺¹	23.00	0.04348	1.3450	0.7435	2.1756
bicarbonato (HCO ₃) ⁻¹	61.01	0.01639	3.5678	0.2803	0.8202
carbonato (CO ₃) ⁻²	30.00	0.03333	1.7544	0.5700	1.6680
cloro (Cl) ⁻¹	35.46	0.02820	2.0737	0.4822	1.4112
hidróxido (OH) ⁻¹	17.07	0.05879	0.9947	1.0053	2.9263
nitrate (NO ₃) ⁻¹	62.01	0.01613	3.6263	0.2758	0.8070
fosfato (PO ₄) ⁻³	31.67	0.03158	1.8520	0.5400	1.5800
sulfato (SO ₄) ⁻²	48.04	0.02082	2.8094	0.3559	1.0416
bicarbonato de calcio Ca(HCO ₃) ₂	805.00	0.01234	4.7398	0.2120	0.6174
carbonato de calcio (CaCO ₃)	50.04	0.01998	2.9263	0.3417	1.0000
cloruro de calcio (CaCl ₂)	55.50	0.01802	3.2456	0.3081	0.9016
hidróxido de calcio Ca(OH) ₂	37.05	0.02699	2.1667	0.4615	1.3506
sulfato de calcio (CaSO ₄)	68.07	0.01469	3.9807	0.2512	0.7351
bicarbonato férrico Fe(HCO ₃) ₃	88.93	0.01124	5.2006	0.1923	0.5627
carbonato férrico Fe ₂ (CO ₃) ₃	57.92	0.01727	3.3871	0.2951	0.8640
sulfato férrico Fe ₂ (CO ₄) ₃	75.96	0.01316	4.4421	0.2251	0.6588
bicarbonato magnésico Mg(HCO ₃) ₂	73.17	0.01367	4.2789	0.2337	0.6839
carbonato magnésico (MgCO ₃)	42.16	1.02372	2.4655	0.4056	1.1869
cloruro de magnesio (MgCl ₂)	47.62	0.02100	2.7848	0.3591	1.0508
hidróxido de magnesio Mg(OH) ₂	29.17	0.03428	1.7058	0.5862	1.7155
sulfato de magnesio (MgSO ₄)	60.20	0.01661	3.5202	0.2841	0.6312

epm = equivalentes por millón

ppm = partes por millón

gpg = granos por galón

p.p.m. CaCO₃ = partes por millón de carbonato de calcio



ILUSTRACIONES

Ilustración 1.1 Esquema típico de un aprovechamiento hidroeléctrico (Galván, 2010)	4
Ilustración 1.2 Esquema de un aprovechamiento hidroeléctrico	5
Ilustración 1.3 Aprovechamiento en un canal de riego	9
Ilustración 1.4 Central para abastecimiento de agua potable	9
Ilustración 1.5 Turbina axial	10
Ilustración 1.6 Turbina radial	10
Ilustración 1.7 Turbina tangencial	10
Ilustración 1.8 Turbina tipo Pelton	11
Ilustración 1.9 Turbina tipo Turgo	11
Ilustración 1.10 Turbina Michell Banki	11
Ilustración 1.11 Turbina Francis	12
Ilustración 1.12 Turbina Kaplan	12
Ilustración 1.13 Pérdidas en un aprovechamiento	13
Ilustración 1.14 Gráfico para la selección de turbinas (Marín Ureña, 2007)	13
Ilustración 1.15 Variación del peso del generador según la tensión y la velocidad	17
Ilustración 1.16 Medida de los niveles de agua	19
Ilustración 1.17 Casa de máquinas	23
Ilustración 1.18 Tubería forzada	23
Ilustración 1.19 Turbina hidráulica	23
Ilustración 1.20 Central de baja altura de salto	24
Ilustración 1.21 Central de saltos medios y altos	24
Ilustración 2.1 Representación del patrón global de circulación de vientos	32
Ilustración 2.2 Brisa marina	34
Ilustración 2.3 Vientos de valle-montaña	35
Ilustración 2.4 Deformación causada en árbol de pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual esperada	36
Ilustración 2.5 Anemómetros totalizadores utilizados para la medición de la velocidad del viento	37
Ilustración 2.6 Capacidad instalada en MegaWatts de energía eólica a nivel mundial	39
Ilustración 2.7 Top 10 de países con mayor capacidad de energía eólica instalada en el mundo	40
Ilustración 2.8 Tasa de crecimiento de la energía eólica en diferentes regiones del mundo	40
Ilustración 2.9 Mapas preliminares del recurso eólico promedio anual de México: a) para aplicaciones a gran escala; b) para aplicaciones a baja escala.	43
Ilustración 2.10 Densidad de potencia del viento a 80 metros de altura en la República Mexicana (SENER, 2012)	45
Ilustración 2.11 Áreas potenciales para la generación de energía eléctrica a través del viento en México (SENER, 2010)	46
Ilustración 2.12 Mapa de vientos de la península de Yucatán (NRLE, 2000)	47

Ilustración 2.13 Mapa de vientos de Baja California Sur (NRLE, 2000)	47
Ilustración 2.14 Mapa de vientos de Baja California Norte (NRLE, 2004)	48
Ilustración 2.15 Mapa de vientos del Oeste de Sonora (NRLE, 2004)	49
Ilustración 2.16 Mapa de vientos del Este de Sonora (NRLE, 2004)	49
Ilustración 2.17 Mapa de vientos del Oeste de Chihuahua (NRLE, 2004)	50
Ilustración 2.18 Mapa de vientos de los recursos eólicos en Oaxaca (Elliott, Schwarts, Scott, Haymes, Heimiller, & George, 2003)	51
Ilustración 2.19 Mapa de vientos de los recursos eólicos en Oaxaca (Elliott, Schwarts, Scott, Haymes, Heimiller, & George, 2003)	51
Ilustración 2.20 Aerogenerador tipo Savonius	56
Ilustración 2.21 Aerogenerador tipo Darrieus	57
Ilustración 2.22 Aerogenerador tipo Giromill	57
Ilustración 2.23 Aerogenerador tipo Windside	57
Ilustración 2.24 Aerogenerador tipo Tripala	59
Ilustración 2.25 Aerogenerador tipo Bipala	59
Ilustración 2.26 Aerogenerador tipo Monopala	59
Ilustración 2.27 Aerogenerador tipo Barlovento	59
Ilustración 2.28 Aerogenerador tipo Sotavento	59
Ilustración 2.29 Aerogenerador tipo torre de celosía	60
Ilustración 2.30 Aerogenerador tipo torre tubular	60
Ilustración 2.31 Esquema general de un aerogenerador	62
Ilustración 2.32 Principales partes de la turbina	63
Ilustración 2.33 Otros componentes de la turbina (ENERCON, 2013)	63
Ilustración 2.34 Curva de potencia de un aerogenerador	68
Ilustración 2.35 Pequeños aerogeneradores	69
Ilustración 2.36 Aplicaciones de los pequeños aerogeneradores	70
Ilustración 2.37 Partes principales de un aerogenerador pequeño	71
Ilustración 2.38 Conexión directa entre el rotor y el generador eléctrico	72
Ilustración 2.39 El sistema de orientación de casi todos los aerogeneradores pequeños es por veleta de cola	72
Ilustración 2.40 Instalación de aerogenerador.	73
Ilustración 2.41 Diferentes tipos de torres: autoportantes y atirantadas o con tensores (A), de celosía (B) y tubulares (C)	75
Ilustración 2.42 Torres abatibles.	75
Ilustración 2.43 Sistema de tubo de viento y turbina eólica usado para demostración de la máxima energía extraída por una turbina	79
Ilustración 2.44 Perfil de velocidad del viento para un coeficiente de fricción $\alpha = 1/7$, tomando como base una altura de 10 metros y una velocidad de 10 m/s (Nelson V., 2009)	82
Ilustración 2.45 Rosa de los vientos y su distribución de frecuencia, usando WRPLOT ViewTM	85

Ilustración 2.46 Rosa de los vientos basada en lecturas de un año y su diagrama de Weibull, usando WAsP©	87
Ilustración 2.47 Regiones terrestres prioritarias de México	94
Ilustración 2.48 Vesper Fixed-beam. Vertical Profile Bird & Bat Radar	95
Ilustración 2.49 Zonas para la inversión de energía eólica	97
Ilustración 3.1 Balance de masas sobre la producción de biogás en base a la reducción de SV	103
Ilustración 3.2 Tratamiento del biogás para almacenamiento y quemadores	115
Ilustración 3.3 Tratamiento del biogás para mezclado del reactor	116
Ilustración 3.4 Tratamiento del biogás como combustible para calderas de baja presión	116
Ilustración 3.5 Tratamiento del biogás para su uso en unidades de cogeneración	117
Ilustración 3.6 Alternativas para el uso del biogás en las plantas de tratamiento, (U.S. EPA, 1995)	118
Ilustración 3.7 Esquema de generación y tratamiento de biogás en una planta de tratamiento de aguas residuales	119
Ilustración 3.8 Esquema de generación y tratamiento de biogás en relleno de lodos residuales	119
Ilustración 3.9 Reactores anaerobios de la planta de tratamiento	123
Ilustración 3.10 Generación de gas metano	125
Ilustración 3.11 Vista general de la planta de cogeneración y limpieza de biogás	126
Ilustración 3.12 Unidades de cogeneración	127
Ilustración 3.13 Diagrama general de localización de la PTAR de León, Gto., (SAPAL)	129
Ilustración 3.14 Diagrama de flujo de la estabilización anaerobia y sistema de cogeneración. PTAR León, Gto., (SAPAL)	131
Ilustración 3.15 Diagrama de flujo térmico, sistema de cogeneración, (SAPAL)	131
Ilustración 3.16 Reactor anaerobio para la estabilización de lodos	133
Ilustración 3.17 Lanzas para el mezclado del biogás y torre biológica para eliminación de H ₂ S	133
Ilustración 3.18 Filtros de grava y cerámica para limpieza del biogás	134
Ilustración 3.19 Sistema de compresión de biogás	134
Ilustración 3.20 Tanque para almacenamiento del biogás	135
Ilustración 3.21 Vista general del sistema de cogeneración	135
Ilustración 3.22 Entrada del biogás a la unidad de cogeneración	136
Ilustración 3.23 Motor de cogeneración	136
Ilustración 3.24 Transformador eléctrico	137
Ilustración 4.1 Clasificación del aprovechamiento de la energía solar	140
Ilustración 4.2 Promedio de radiación del mes de enero	143
Ilustración 4.3 Promedio de radiación del mes de febrero	144
Ilustración 4.4 Promedio de radiación del mes de marzo	144
Ilustración 4.5 Promedio de radiación del mes de abril	145
Ilustración 4.6 Promedio de radiación del mes de mayo	145
Ilustración 4.7 Promedio de radiación del mes de junio	146
Ilustración 4.8 Promedio de radiación del mes de julio	146
Ilustración 4.9 Promedio de radiación del mes de agosto	147
Ilustración 4.10 Promedio de radiación del mes de septiembre	147

Ilustración 4.11 Promedio de radiación del mes de octubre	148
Ilustración 4.12 Promedio de radiación del mes de noviembre	148
Ilustración 4.13 Promedio de radiación del mes de diciembre	149
Ilustración 4.14 Promedio de radiación anual de la República Mexicana	149
Ilustración 4.15 Estructura de silicio monocristalino	150
Ilustración 4.16 Estructura de silicio policristalino	150
Ilustración 4.17 Estructura de silicio amorfo	151
Ilustración 4.18 Componentes de un panel solar	153
Ilustración 4.19 Diodos de bloqueo	154
Ilustración 4.20 Conexión en serie	155
Ilustración 4.21 Conexión en paralelo	156
Ilustración 4.22 Conexión mixta	157
Ilustración 4.23 Curva V-I	159
Ilustración 4.24 Curva V-I en función de la irradiación	160
Ilustración 4.25 Curva V-I en función de la temperatura	161
Ilustración 4.26 Instalación de un convertidor	164
Ilustración 4.27 Esquema de un convertidor	164
Ilustración 4.28 Convertidor CC/CA	164
Ilustración 4.29 Componentes de una instalación fija de paneles	166
Ilustración 4.30 Efecto del viento sobre los paneles	167
Ilustración 4.31 Seguidor automático pasivo	168
Ilustración 4.32 Seguimiento del sol por un sistema automático pasivo	169
Ilustración 4.33 Seguidor automático activo	170
Ilustración 4.34 Instalación en suelo	171
Ilustración 4.35 Instalación con mástil	171
Ilustración 4.36 Instalación en pared	172
Ilustración 4.37 Instalación en techo	173
Ilustración 4.38 Configuración n° 1, suministro directo	173
Ilustración 4.39 Configuración n° 2, suministro de tensión diferente a la generada	174
Ilustración 4.40 Configuración n° 3, suministro en corriente alterna	174
Ilustración 4.41 Configuración n° 4, suministro en corriente continua, mediante acumulador	175
Ilustración 4.42 Configuración n° 5, suministro en corriente continua y alterna con acumulador	175
Ilustración 4.43 Configuración n° 6, suministro en corriente continua de tensión diferente a la generada y en alterna, con acumulador	176
Ilustración 4.44 Configuración n° 7, suministro en corriente continua de tensión diferente a la generada	176
Ilustración 4.45 Configuración n° 8, suministro en corriente alterna, mediante acumulador	177
Ilustración 4.46 Instalación centralizada	180
Ilustración 4.47 Instalación descentralizada	181
Ilustración 4.48 Sistema conectado a red	182
Ilustración 4.49 Sistema híbrido con dos fuentes en paralelo	184

Ilustración 4.50 Zonas para la inversión de energía fotovoltaica	191
Ilustración 5.1 Localización de los campos geotérmicos en México	193
Ilustración 5.2 Esquema de una planta de energía geotérmica	195
Ilustración 5.3 Mapa de México que incluye los manantiales termales muestreados por la Comisión Federal de Electricidad. (Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE).	196
Ilustración 5.4 Diagrama de una central geotérmica	199
Ilustración 5.5 Esquemas simplificados de diferentes tipos de plantas geotermoeléctricas, los cuales muestran cómo se utiliza el fluido que sale del pozo geotérmico hasta llevarlo a una turbina que lo transforma en energía eléctrica	200
Ilustración 5.6 Descripción de la separación del líquido y del vapor que forman un fluido geotérmico, por medio de un separador ciclónico, en el cual el vapor y los gases, por ser más ligeros, tienden a concentrarse en la parte superior, dejando escapar el líquido por la parte inferior del separador	201
Ilustración 5.7 Turbinas accionadas por vapor provenientes de pozos geotérmicos en la planta eléctrica de Wairakei (Nueva Zelanda)	201
Ilustración 6.1 Central maremotriz de Shiwa	204
Ilustración 6.2 Central maremotriz sobre el estuario de La Rance, Francia.	204
Ilustración 6.3 Central maremotriz Annapolis Royal (Tidal Power Plant) en Nueva Escocia, Canadá	205
Ilustración 6.4 Zonas con potencial para la instalación de centrales maremotrices	206
Ilustración 6.5 Central maremotriz de La Rance	207
Ilustración 6.6 Turbina Straflo	208
Ilustración 6.7 Espectro de potencia de olas a través del mundo.	209
Ilustración 6.8 Sitios potenciales para la instalación de centrales maremotrices	210
Ilustración 6.9 Área con potencial para la generación de energía maremotriz	211
Ilustración 6.10 Estimación teórica del potencial energético del alto Golfo de California, con una serie de embalses hipotéticos. (Hiriart Le Bert , 2009)	211
Ilustración 6.11 Principio de funcionamiento de una central marmotriz con un reservorio simple (©CDE)	214
Ilustración 6.12 Estimación del potencial mundial de energía de las olas, kW/m	215
Ilustración 6.13 Rotor de Savonius	218
Ilustración 6.14 Sitios con mayores corrientes marinas en el mundo (Proyecto Magallanes, 2011)	219
Ilustración 6.15 Zonas del mundo con mayor potencial maremotérmico	220



TABLAS

Tabla 1.1 Capacidad efectiva de generación de centrales hidroeléctricas	2
Tabla 1.2 Permisos de generación para plantas hidroeléctricas menores o iguales que 30 MW. Fuente: CRE	3
Tabla 1.3 Clasificación según caída (Mora Navarro y Hurtado Liébano, 2004)	4
Tabla 1.4 Clasificación según su forma de utilización (INEA, 1997)	5
Tabla 1.5 Resumen de características de los diferentes tipos de bombas (Marin Ureña, 2007)	14
Tabla 1.6 Intervalos de potencia, fase y tipo de regulación de los diferentes tipos de generador	15
Tabla 1.7 Comparación de las características de los generadores	18
Tabla 1.8 Relación de equipos electromecánicos y su consumo de energía, PTAR FR para $Q = 320$ L/s	25
Tabla 1.9 Potencias con base en gastos y alturas para una eficiencia de la turbina y maquinaria del 80%	25
Tabla 2.1 Escala de Beaufort	36
Tabla 2.2 Definiciones estándar y clases de viento utilizadas en Estados Unidos de América (AWS Scientific, Inc., 1997; Borja et al.,1998)	43
Tabla 2.3 Potencial estimado de generación eoloeléctrica en México (IIE, 2010)	45
Tabla 2.4 Clasificación de aerogeneradores de eje horizontal para producción eléctrica en función de su potencia (Álvarez C., 2006)	60
Tabla 2.5 Modelos de pequeños aerogeneradores, según su potencia nominal	71
Tabla 2.6 Valores de la densidad del aire seco a una presión de 1 atm, para diferentes temperaturas	78
Tabla 2.7 Valores de la densidad del aire seco a 15 °C a diferentes alturas, obtenidos con la ecuación 2.11	79
Tabla 2.8 Relación entre la velocidad instantánea del viento y su densidad de potencia eléctrica extraíble correspondiente	79
Tabla 2.9 Coeficiente de fricción α para diferentes tipos de terreno	82
Tabla 2.10 Clasificación de rugosidad y valores de coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terrenos (Masters G., 2004)	83
Tabla 2.11 Valores del coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terreno (Borja, Gonzalez, Mejía, Hacuz, Medrano, y Saldaña, 1998)	83
Tabla 2.12 Clases y valores longitudes de rugosidad dadas por la Danish Wind Industry Association (Danish Wind Industry Association, 2013)	83
Tabla 2.13 Distribución de frecuencias para el rango de velocidades de la Ilustración 2.45	86
Tabla 2.14 Principales valores de la función gama γ	89
Tabla 2.15 Definiciones estándar y clases de viento utilizadas en EE. UU, con la clasificación del recurso eólico (NREL, 2003); (Chaudhry Q., Khan A.H., y Ahmad J., 2007)	91

Tabla 3.1 Comparación del biogás generado en digestores y rellenos sanitarios con el gas natural puro	100
Tabla 3.2 Tiempo de retención de sólidos (SRT) recomendados para reactores anaerobios de mezcla completa (Metcalf & Eddy, 2003)	102
Tabla 3.3 Destrucción de sólidos volátiles en función del tiempo de estabilización (Metcalf & Eddy, 2003)	103
Tabla 3.4 Producción de gas de varios sustratos orgánicos (WEF, ASCE, & EWRI, 2010)	104
Tabla 3.5 Composición del biogás de diferentes reactores anaerobios (WEF, ASCE, y EWRI, 2010)	105
Tabla 3.6 Cantidades de biogás requeridas para una aplicación específica (Moreno Rodríguez et al., 2007)	111
Tabla 3.7 Valores caloríficos del biogás y de otros combustibles	112
Tabla 3.8 Propiedades comunes de Siloxanos volátiles encontrados en el biogás	114
Tabla 3.9 Calidad de combustible requerida en motores de combustión interna	120
Tabla 3.10 Motores de combustión interna utilizados para la cogeneración	121
Tabla 3.11 Carga de lodos al digestor anaerobio	123
Tabla 3.12 Generación de gas metano en diferentes meses	125
Tabla 3.13 Generación de energía eléctrica a partir del biogás	127
Tabla 3.14 Producción de biogás y generación de energía en la PTAR, (SAPAL)	130
Tabla 4.1 Factor de estación	142
Tabla 4.2 Relación de equipos electromecánicos y su consumo de energía, PTAR Lodos Activados Convencional (LAC,) para $Q=320$ L/s	185
Tabla 4.3 Cálculo de la energía solar disponible para cada mes	187
Tabla 4.4 Obtención del mes más desfavorable	188

