



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**HIDRÓGENO SOLAR: UNA ALTERNATIVA ENERGÉTICA
SINCARBONO**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO
MÓDULO ENERGÍA ELÉCTRICA
P R E S E N T A :
GERARDO LOREDO LÓPEZ



DIRECTOR DE TESIS: ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

CIUDAD UNIVERSITARIA. MÉXICO, D.F. 2003



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

*Dedico esta tesis a mi familia
que me enseñaron el amor a la vida
y el respeto hacia los demás.*

Gerardo

GRACIAS

Ing. Jacinto Viqueira Landa: por ser un *excelente* director de tesis y maestro, siempre con sus acciones me ha hecho recordar estas palabras de Sócrates.

“La mayéutica. El esclarecimiento de un maestro que dice: No es decente -no es moral- que mi discípulo dé a luz mis ideas. No es decente, eso no es educación, eso es proselitismo; ¡eso está prohibido por la constitución! El debe engendrar, él debe gestar, y él debe parir. Y yo, simplemente lo asistiré en ese proceso, exclusivamente suyo... la mayéutica.”

A los miembros del jurado:

Ing. Roberto Brown Brown
Ing. Jacinto Viqueira Landa
Ing. Arturo Morales Collantes
Ing. José Raul Martín
Ing. David Vázquez Ortíz

A todos mis profesores

A mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, porque en este recinto aprendí a querer más a mi Patria y comprometerme con ella.

Índice

Introducción 1

Capítulo 1

La amenaza de un cambio climático 2

- 1-1 Historia y contaminación 2
- 1-2 Composición de la atmósfera 4
- 1-3 El ozono en la atmósfera 8
- 1-4 Contaminación atmosférica 10
- 1-5 El ozono como contaminante urbano 10
- 1-6 El agujero de ozono 14
- 1-7 Inversión térmica 16
- 1-8 Lluvia ácida 17
- 1-9 El efecto invernadero 17
- Bibliografía 32

Capítulo 2

Métodos de producción y costos del hidrógeno 33

- 2-1 Preparación de hidrógeno en el laboratorio 33
- 2-2 Producción comercial de hidrógeno 35
- 2-3 Método del gas de agua 35
- 2-4 Método de vapor-hidrocarburo 35
- 2-5 Por electrólisis del agua 36
- 2-6 La producción de hidrógeno a escala industrial a partir de agua 37
- 2-7 Termodinámica de la descomposición del agua 38
- 2-8 Procesos cíclicos termoquímicos 58
- 2-9 Economía y usos del hidrógeno 60
- 2-10 Usos del hidrógeno 61
- 2-11 Aspectos económicos del hidrógeno 61
- 2-12 Costos del hidrógeno 65
- Bibliografía 67

Capítulo 3

Plantas generadoras de energía eléctrica 68

- 3-1 Plantas geotérmicas 70
- 3-2 Plantas hidroeléctricas 73
- 3-3 Plantas eólicas 81
- 3-4 Producción de electricidad mediante conversión fototérmica 137

3-5	Celda fotovoltaica	159
	Bibliografía	164

Capítulo 4

Celdas de combustible para la producción de energía eléctrica 165

4-1	Antecedentes de las celdas de combustible	165
4-2	Funcionamiento de las celdas de combustible	169
4-3	Principales tecnologías	170
4-3	Tipos de celdas de combustible	170
4-5	Otras Celdas de Combustible	184
4-6	Observaciones finales	185
4-7	¿Cuál es el costo de una celda de combustibles?	188
4-8	¿Dónde puedo comprar una celda de combustible?	188
	Bibliografía	190

Capítulo 5

Una alternativa al motor de explosión 191

5-1	Una baraja de posibilidades	191
5-2	Autos con celdas de combustible	192
5-3	El mundo es del automóvil	193
5-4	Reconsideración de la propulsión automotriz	194
5-5	Almacenamiento de hidrógeno	200
5-6	Reconstrucción de la infraestructura	201
5-7	El hidrógeno	203
5-8	Comparación de eficiencia de un motor de combustión interna con la eficiencia de una celda de combustible	204
5-9	Vehículos híbridos	209
5-10	Estructura básica	210
5-11	Desempeño y eficiencia	211
5-12	El primer autobús de hidrógeno fabricado en España circula ya por Madrid	212
5-13	Emisiones cero	214
5-14	Europa prueba 34 unidades	216
5-15	Altos costos económicos e inconvenientes técnicos	216
5-16	Celdas de combustible	217
5-17	Producción de hidrógeno	217
	Bibliografía	219

Capítulo 6

Hacia un sistema energético sin carbono 220

- 6-1 Cambio de combustibles fósiles por hidrógeno **220**
- 6-2 El transporte de energía a grandes distancias por gasoductos a presión, es hasta ocho veces más barato que por conducciones eléctricas **222**
- 6-3 Gasoductos en México **225**
- 6-4 Transformación de los sistemas eléctricos con la introducción de un sistema energético basado en el hidrógeno **230**
- Bibliografía **231**

Conclusiones 232

Apéndice 233

Introducción

En esta tesis se estudiará la posibilidad de un sistema energético sin carbono, basado en el hidrógeno obtenido mediante fuentes de energías renovables.

Sabemos que en gran parte del mundo la producción de la energía se obtiene mediante la combustión de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), esto está ocasionado el aumento de la temperatura en la superficie de la tierra por el aumento del efecto invernadero en la atmósfera, lo que puede producir un cambio climático global. La medida más efectiva para enfrentar este problema sería abandonar gradualmente el uso de los combustibles fósiles.

El aumento de la temperatura en la superficie de la tierra y el efecto invernadero se estudian en el capítulo 1; después de estudiar dicho capítulo se entenderá por qué se ha conducido a estudiar la posibilidad de un sistema energético sin carbono. Para lograr un sistema energético sin carbono, el hidrógeno y las celdas de combustible ofrecen una solución.

En el capítulo 2 se estudian los métodos para producir hidrógeno y se analiza que más del 90% del hidrógeno que se consume en la actualidad se produce con combustibles fósiles; la alternativa para producir hidrógeno sin carbono son los métodos electroquímicos. Ahora bien, los métodos electroquímicos necesitan energía eléctrica y en capítulo 3 se estudia la generación de electricidad mediante energías limpias, como son la hidráulica, eólica, geotérmica, fotovoltaicas y fototérmicas.

Para terminar de analizar nuestro sistema energético sin carbono, en el capítulo 4 estudiamos las celdas de combustible desde su origen hasta las más recientes, y sus aplicaciones a la generación eléctrica distribuida y a la propulsión de camiones y automóviles.

En el capítulo 5 se estudian el uso de las celdas de combustible para sustituir a los motores de combustión interna en los automóviles y se concluye que estos autos tienen emisiones cero, es decir, que no contaminan.

Por último en el capítulo 6, se hace el estudio de cómo implementar un sistema energético sin carbono, utilizando el hidrógeno, y las modificaciones que esto produciría en la concepción de los sistemas eléctricos.

CAPÍTULO 1

La amenaza de un cambio climático

1-1 Historia y contaminación

La contaminación se origina desde la aparición misma del hombre sobre la Tierra ya que, estrictamente, se puede decir que contaminaba el aire al utilizar el fuego para sus actividades y que contaminaba el suelo del sitio donde arrojaba sus desechos; sin embargo, el problema de la contaminación no se hizo evidente sino hasta que se generalizó el empleo del carbón como fuente de energía. El humo negro, los olores desagradables, el ennegrecimiento de los edificios y monumentos, eran prueba de ello. Con la Revolución Industrial, la generación de contaminantes se hizo más intensa, pero sus efectos fueron entonces, y por mucho tiempo, tolerados e incluso mostrados con orgullo como símbolo del progreso, tal es el caso de los humos de las chimeneas industriales. En nuestros días la mayor comprensión de los diferentes aspectos de la interacción del hombre con la naturaleza ha modificado los conceptos de progreso y bienestar y postula el medio ambiente como un bien público y universal.

Las sustancias presentes en la biosfera se encuentran en forma de materia líquida, sólida o gaseosa, cuando estas sustancias rebasan una cierta concentración y representan un riesgo para el bienestar de los seres vivos se les puede considerar como contaminantes.

Si los contaminantes provienen de fuentes naturales, como son los gases y polvos que se generan de actividades volcánicas, de la erosión, de la descomposición de la materia orgánica o como productos de la fotosíntesis, se les llama *contaminantes biogénicos*; cuando son consecuencia de las actividades del hombre, como los humos y polvos resultado de actividades industriales, de tráfico vehicular, de generación de energía y otras actividades humanas se les llama *contaminantes antropogénicos*.

A partir de la Revolución Industrial se incrementaron los procesos de producción gracias a la utilización del vapor en las nuevas máquinas que lo transformaban en energía mecánica. El vapor se obtiene por calentamiento del agua utilizando diferentes combustibles. Inicialmente el carbón fue el más utilizado; hasta principios del siglo XX se inició el empleo de otros combustibles, como los derivados del petróleo y el gas natural; hoy día éstos son los principales combustibles y se ocupan además en producir otras formas de energía, como la eléctrica. Una alternativa a los

combustibles es la utilización de la energía proveniente de las reacciones nucleares de fisión.

La contaminación no conoce fronteras ya que es transportada, por el aire o por los mantos acuíferos, de un lugar a otro (Figura 1-1). En la década de los años 70, aún se consideraba que los contaminantes sólo producían impacto negativo a *nivel local*; sin embargo, pronto se reconoció que algunas emisiones, como las relacionadas con el fenómeno de *lluvia ácida*, podrían ser transportadas hasta regiones alejadas cientos de kilómetros. Uno de los ejemplos que se mencionan con frecuencia es el de la muerte de miles de peces en los lagos suecos como consecuencia de la acidificación de sus aguas provocada por la lluvia ácida que se forma a partir de las emisiones provenientes de la actividad industrial en el continente europeo.

La distancia en la que se notan los efectos de las emisiones determina el nivel de la escala de impacto. En general las emisiones de las zonas industriales y urbanas tienen un mayor impacto en la cercanía de las fuentes; esto es, dentro de áreas entre 5 y 10 Km. alrededor de las fuentes. Éste es el menor nivel de la escala y se conoce como *nivel local*.

El *nivel regional* comprende áreas de afectación más grandes, hasta 50 o 100 Km alejadas de las fuentes; en este nivel se encuentran muchos de los problemas de contaminación de suelos.

A través del aire o de los mantos freáticos los contaminantes pueden ser transportados y afectar cuencas enteras; este *nivel* se denomina *fluvial* y puede abarcar cientos de kilómetros.

El *nivel continental* comprende el transporte de contaminantes por medio de las corrientes oceánicas o atmosféricas continentales; el transporte de los contaminantes puede ser de miles de kilómetros. Finalmente encontramos el *nivel global* en el cual las emisiones afectan a toda la Tierra.

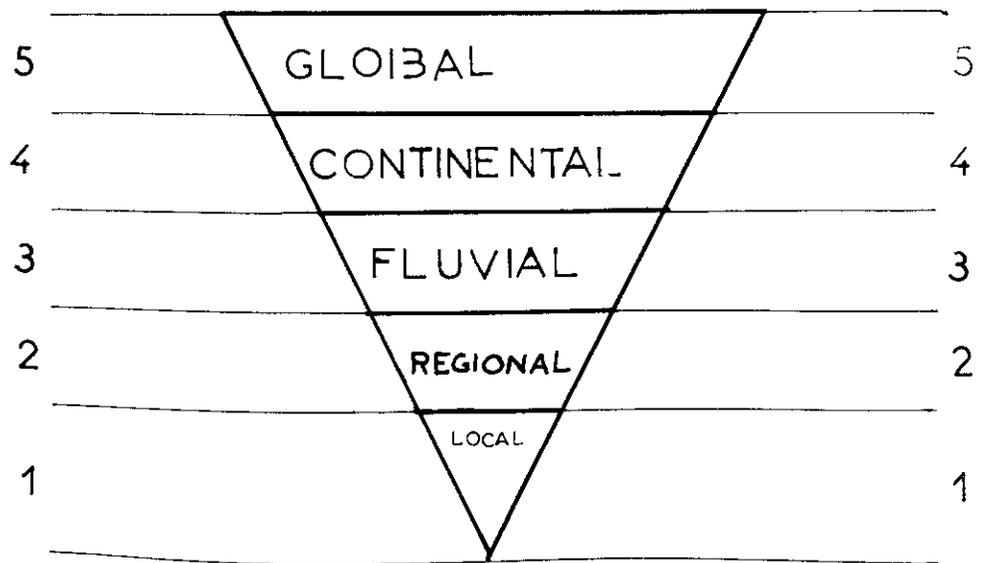


Figura 1-1. Niveles de escala de los problemas ambientales.

1-2 Composición de la atmósfera

A lo largo de la vida de la Tierra la composición atmosférica ha sufrido modificaciones considerables, pero en una escala de corto tiempo la producción o pérdida de los constituyentes atmosféricos están balanceadas y las concentraciones totales de las diferentes clases varían. Esto se debe a que en una primera aproximación, la tierra, el mar y el aire, forman un *sistema cerrado*, es decir, se cumple el principio de conservación de la masa y la energía. Los procesos que producen el intercambio de elementos entre la atmósfera y demás constituyentes del sistema terrestre se ilustran en la Figura 1-2.

La atmósfera terrestre no se encuentra formada exclusivamente de oxígeno y nitrógeno, sino que, aún limpia, es una mezcla de gases en diferentes proporciones, fijas o variables. Las concentraciones de los distintos gases van desde porcentajes apreciables a partes por millón (ppm) o hasta simplemente trazas. Los componentes cuyas concentraciones son apreciables en la atmósfera, se denominan componentes principales, mientras que aquellos cuya concentración se mide en ppm o unidades menores se le da en nombre de componentes traza. En la Tabla I. se muestra la composición de la atmósfera terrestre.

Como se ve en la Tabla I, la atmósfera del vapor de agua varía grandemente, ya que depende tanto de la latitud de la región en donde se determina como también de la estación del año. Así, resulta que se encuentra en una proporción hasta de 4% (en volumen) en los trópicos y en menos del 1% en los polos o en los desiertos. Estas cantidades representan, sin embargo, sólo el 0.001 % del total del agua en la superficie terrestre, el resto se encuentra condensada en los océanos (alrededor de 97%), procedente de la evaporación de agua, la formación de nubes, el arrastre subsecuente por el viento y la condensación; estos procesos además constituyen maneras de transportar calor en la atmósfera. En la Tabla II. se muestran los volúmenes de agua y su distribución.

El agua condensada representa un enorme reservorio para el vapor de agua en la atmósfera. Por su parte, los océanos pueden mantener gases en solución, principalmente CO_2 , que con el agua forma sales como carbonatos y bicarbonatos; éstos se descomponen ocasionalmente y producen CO_2 que regresa a la atmósfera. Uno de los roles que representan los océanos es el de actuar como un amortiguador que regula los cambios atmosféricos. Los océanos también contienen una proporción considerable de oxígeno molecular disuelto en el agua que permite la existencia de una gran cantidad de especies.

Tabla I. Componentes de la atmósfera.

Permanentes	% vol.	Conc. (ppm)	Variables	% vol.	Conc. (ppm)
Nitrógeno, N ₂	78.084	-	Vapor de agua, H ₂ O	0-4	-
Oxígeno, O ₂	20.948	-	Ozono, O ₃	-	0-0.07 (Sup)
Argón, Ar	0.934	-			1-3 (20-30 km)
Dióxido de carbono, CO ₂	0.0314	-	Ácido nítrico, HNO ₃	-	0-0.01
Neón, Ne	-	18.18	Ácido sulfhídrico, H ₂ S	-	0.002-0.02
Helio, He	-	5.2	Dióxido de azufre, SO ₂	-	0-0.02
Kriptón, Kr	-	1.1	Amoniaco, NH ₃	-	Trazas
Xenón, Xe	-	0.09	Dióxido de nitrógeno, NO ₂	-	Trazas
Hidrógeno, H ₂	-	0.5	Óxido nítrico, NO	-	Trazas
Metano, CH ₄	-	2.0			
Óxido nitroso, N ₂ O	-	0.5			
Monóxido de carbono CO	-	7.1			

Tabla II. Agua en la hidrosfera y tiempos promedio de renovación.

	Volumen (km³)	Porcentaje	Tiempo promedio de renovación
Mares y océanos	1,457'000,00 0	96.811	3,100 años
Atmósfera	15,000	0.001	16,000 años
Casquetes polares	33'380,000	2.218	9 a 12 días
Glaciares	230,000	0.015	16,000 años
Lagos salinos	100,000	0.007	10 a 1 00 años
Lagos de agua dulce	135,000	0.009	10 a 100 años
Ríos	1,500	0.0001	12 a 20 días
Humedad de los suelos	38,500	0.002	280 días
Aguas subterráneas (Hasta 1000 m de profundidad)	4'550,000	0.302	300 años
Aguas subterráneas (de 1000 a 2000 m de profundidad)	9'550,000	0.635	4,600 años

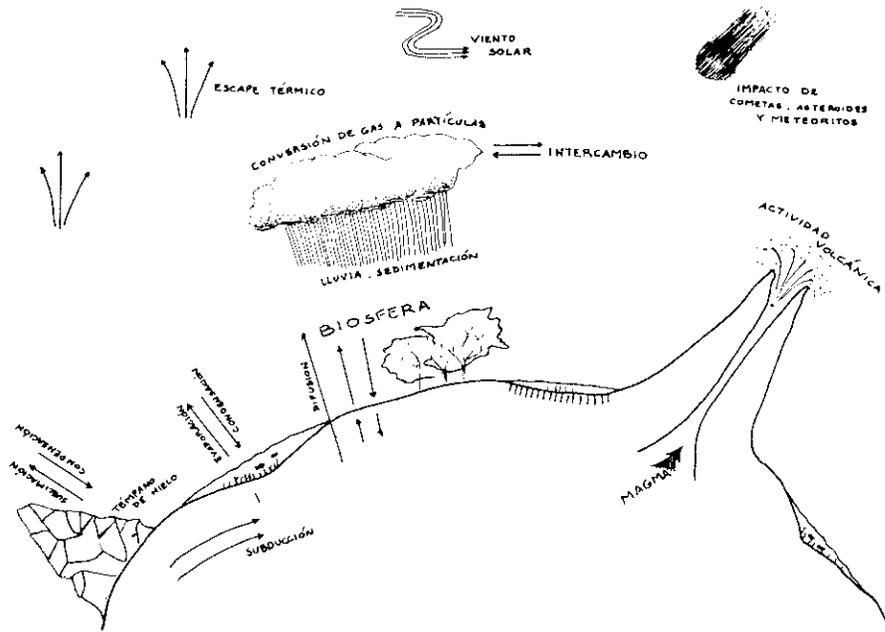


Figura 1-2. Procesos de intercambio en la superficie de la Tierra

1-3 El Ozono en la atmósfera

El ozono se forma y destruye naturalmente en la atmósfera de la Tierra; se diferencia del oxígeno que respiramos porque en lugar de estar formado por dos átomos como el oxígeno molecular, O_2 , el ozono tiene tres, O_3 . Esta estructura molecular lo hace extremadamente reactivo por lo que su concentración disminuye sensiblemente cuando cesa su producción. De hecho, el ozono es igual que otros peróxidos y reacciona en contacto con sustancias diferentes, a las que oxida.

En la estratosfera el ozono se forma continuamente a partir del oxígeno molecular por fotólisis, esto es, debido a la acción de la luz solar; y es en esta región de la atmósfera donde se alcanzan las concentraciones más altas. Sin embargo, al comparar la abundancia en la atmósfera del ozono con otros elementos, se ve que su concentración es relativamente escasa ya que es cuando mucho de unas cuantas partes por millón (ppm) en volumen. El oxígeno molecular es, en cambio, diez mil veces más abundante y constituye, en volumen, más del 20% de la atmósfera.

El ozono no se encuentra uniformemente distribuido en la atmósfera y presenta un perfil vertical de concentraciones característico; éste se muestra en la Figura 1-3. Como se ve en la figura, las concentraciones varían drásticamente con la altura; esta

distribución de concentraciones se puede describir, a grandes rasgos, como una capa no homogénea de aproximadamente 20 Km. de ancho centrada a una altura de 25-30 Km. sobre la superficie de la Tierra, altura que corresponde a la estratosfera. La concentración aproximada del ozono en esta altura es de 10 ppm, mientras que cerca de la superficie de la Tierra es de sólo décimas de ppm.

La disminución de la concentración de ozono debajo de la altura de concentración máxima se debe a la presencia de las diferentes especies químicas que constituyen la atmósfera y que reaccionan con el ozono y lo destruyen. Por otro lado, la disminución de la concentración del ozono por encima de los 35 Km. se debe a que el ozono se descompone por la acción de la fracción ultravioleta de la radiación proveniente del Sol. Como el ozono constituye un filtro efectivo de la radiación del ultravioleta, al ozono estratosférico se le ha llamado *capa protectora de ozono*.

La absorción de la radiación ultravioleta en la estratosfera evita que aquella llegue a la superficie de la Tierra y como consecuencia protege a los sistemas que ahí se encuentran, en particular, a los sistemas vivos. En este proceso el ozono se disocia para formar un fragmento atómico y uno molecular que al reaccionar con otras especies atmosféricas, por ejemplo, H_2O , CH_4 y N_2O , dan lugar a los *radicales libres* OH, CH_3 y NO, que por su reactividad son la fuerza motriz de las reacciones en la atmósfera.

Aunque la importancia del ozono en la estratosfera se ha reconocido desde hace más de 60 años, sólo en los últimos 20 se ha intensificado la investigación científica en este tema. Mediante investigaciones de laboratorio y mediciones de la concentración de ozono en la atmósfera, se ha determinado que algunos compuestos generados por las actividades humanas producen cambios detectables en la abundancia del ozono estratosférico; este fenómeno se manifiesta por el *agujero en la capa de ozono*.

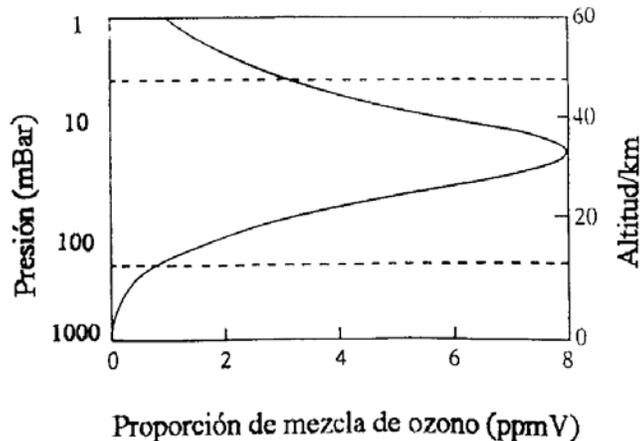


Figura 1-3. Distribución del ozono.

1-4 Contaminación atmosférica

La contaminación de la atmósfera se origina por la emisión de contaminantes biogénicos o antropogénicos; si éstos se emiten directamente a la atmósfera se les llama *contaminantes primarios*, mientras que si se forman en ella como productos de reacciones químicas entre los contaminantes primarios, se les da el nombre de *contaminantes secundarios*.

La contaminación atmosférica se ha presentado algunas veces con graves consecuencias, como los casos que, en orden cronológico, se presentaron en: 1930, en el valle del Meuse, Bélgica; 1931, en Manchester y Salford, Inglaterra; 1948, en Donora, Pensilvania, Estados Unidos, y 1952, en Londres, Inglaterra. En casi todos estos casos hubo un aumento considerable en el índice de mortalidad que se atribuye a la presencia simultánea de un exceso de ciertos contaminantes en el aire y condiciones atmosféricas desfavorables para su dispersión. Las condiciones asociadas a tales desastres están bien caracterizadas y corresponden a una alta concentración de dióxido de azufre y partículas de fracción respirable (menores de $2.5 \mu m$) acompañados de la presencia de calma meteorológica. A raíz de estos acontecimientos, en 1956 el Parlamento de Gran Bretaña promulgó una Ley para el Aire Puro.

El término *smog* se acuñó en Londres para describir la presencia simultánea de humo (*smoke*) y niebla (*fog*). Este término se utiliza frecuentemente para referirse a otros problemas de contaminación atmosférica, como el caso del esmog fotoquímico cuyo origen, a diferencia de los casos antes mencionados, se relaciona con una gran incidencia de radiación solar y la presencia de compuestos orgánicos (hidrocarburos) e inorgánicos (óxidos de nitrógeno). Este tipo de contaminación se presenta con frecuencia en ciudades como Los Ángeles, California; la ciudad de México y Sao Paulo, en Brasil.

1-5 El ozono como contaminante urbano

El ozono, como los demás componentes del esmog fotoquímico, es un contaminante secundario característico de las grandes zonas urbanas. Su formación en la troposfera no es un evento aislado, sino que se da junto con la formación de otras especies oxidantes, y

algunos *aerosoles*. Estos últimos, forman por sí mismos una clase importante de contaminantes secundarios ya que tienen gran influencia en los procesos atmosféricos, como la modificación de las condiciones climáticas, pero su efecto más notable es la disminución de la visibilidad.

La formación del ozono y otros compuestos oxidantes en el esmog fotoquímico se relaciona con la presencia de radicales libres, principalmente las especies hidroxilo y nitrato que son altamente oxidantes. Los *radicales hidroxilo* (OH) dominan durante el día la química de la troposfera, de la misma manera que el ozono y el oxígeno dominan la química en la estratosfera. Durante la noche, la química de la troposfera depende de los radicales nitrato, NO_3 .

Los principales precursores en la formación del ozono han sido identificados; entre ellos están los hidrocarburos y los óxidos de nitrógeno. Los óxidos de nitrógeno son compuestos de oxígeno y nitrógeno (NO_x) y en la atmósfera se han identificado por lo menos cinco compuestos diferentes. Los hidrocarburos (HC, por estar formados de carbono e hidrógeno) son una amplia variedad de compuestos; de ellos se incorporan a la atmósfera los más volátiles y se han identificado más de 200 especies distintas en una atmósfera urbana.

En la Figura 1-4 se dan algunas rutas de reacción de las especies en la atmósfera. En la figura se ilustran los procesos químicos que tienen lugar desde la generación hasta la eliminación de las sustancias. Debe notarse la participación de los radicales libres OH y HO_2 en la formación del ozono, los HC y los NO_x , contribuyen a su vez a la formación de estos radicales.

Los HC y los NO_x pueden provenir tanto de fuentes fijas como móviles, tener un origen biogénico o antropogénico. Es notable, sin embargo, que en las zonas urbanas y su vecindad la concentración de estas especies en la atmósfera aumenta considerablemente alterando los ciclos naturales. De hecho, se estima que en 1974 en los Estados Unidos la emisión de HC proveniente de fuentes antropogénicas fue del mismo orden de magnitud que las emisiones provenientes de fuentes naturales, lo mismo se dijo con respecto a las emisiones de NO_x en 1983.

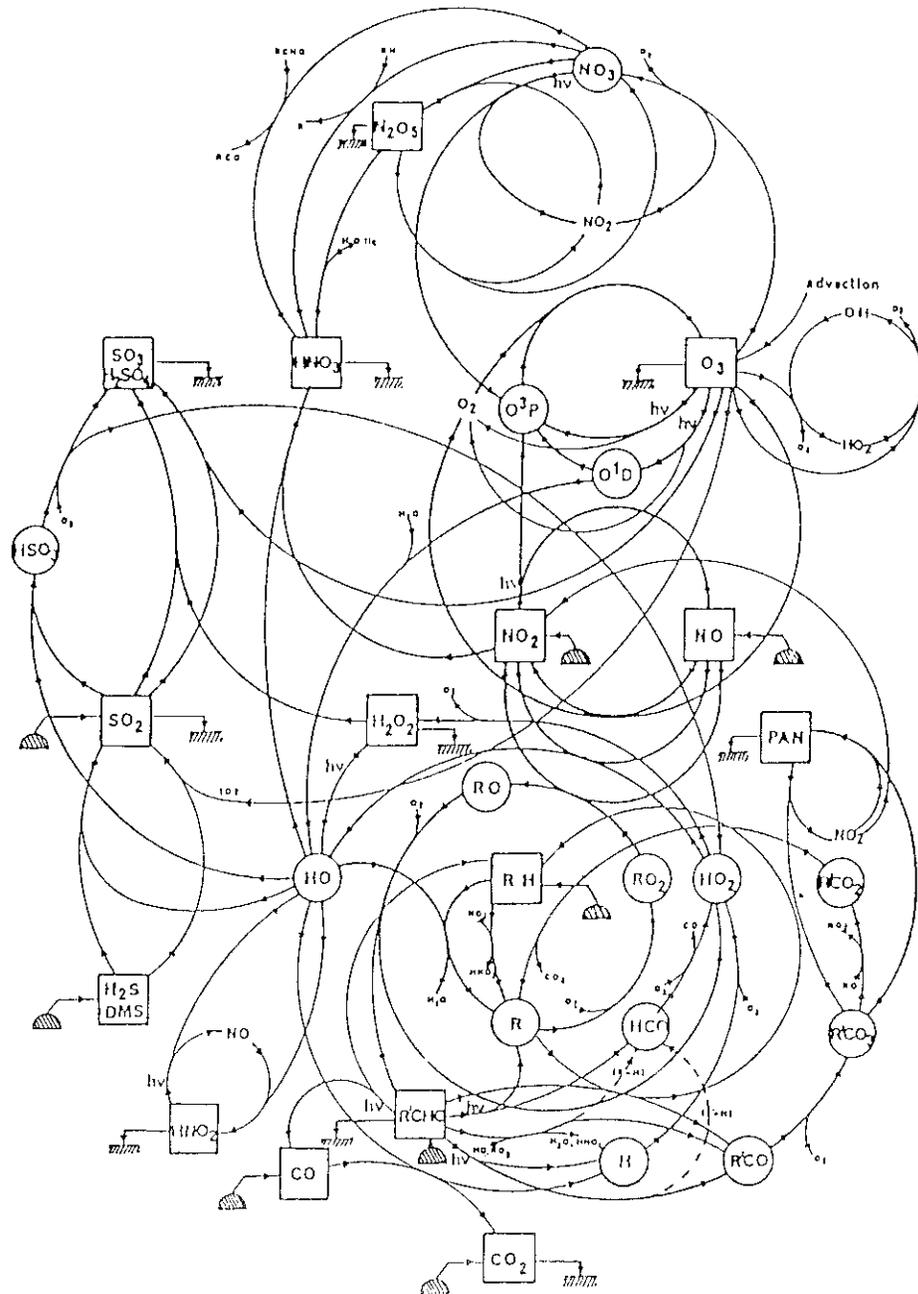
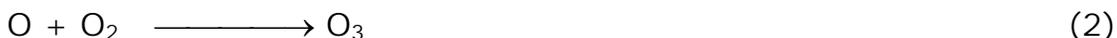
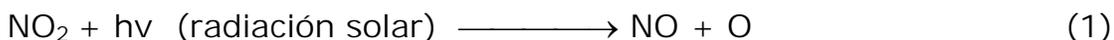


Figura 1-4. Principales rutas de reacción de las especies en la atmósfera.

Las emisiones de contaminantes están concentradas en el hemisferio norte, debido a que ahí se encuentran la mayoría de los países industrializados. A pesar de que las fuentes naturales están distribuidas más o menos uniformemente; el área continental es lo doble en el hemisferio norte que en el sur.

En la troposfera, la única reacción que da origen a la formación del ozono se inicia por la acción de la luz solar sobre el dióxido de nitrógeno (NO_2) que lo descompone en óxido nítrico (NO) y oxígeno atómico (O); este oxígeno atómico reacciona con el oxígeno molecular del aire (O_2) para formar el ozono (O_3), Estas reacciones se representan como:



El ozono, como todos los peróxidos, es un compuesto muy reactivo; por ello, cuando en las tardes cesa su formación -al decaer la irradiación solar-, su concentración decae sensiblemente. El ozono reacciona entre otros compuestos con el óxido nítrico para producir de nuevo el dióxido de nitrógeno.



Si se suman todas las reacciones anteriores se ve que se trata de un ciclo en el que el ozono se está creando y destruyendo por la acción de la radiación solar y la presencia de los óxidos de nitrógeno; de hecho, si se formulan las expresiones cinéticas correspondientes, se encuentra que la concentración de ozono depende de la relación entre las concentraciones de NO_2/NO .

Este ciclo se altera por la presencia de los hidrocarburos en la atmósfera que propician las transformaciones $\text{NO} \longrightarrow \text{NO}_2$ sin la participación del ozono. Las primeras tres ecuaciones (1), (2) y (3) muestran cómo la presencia de los hidrocarburos (RH en la figura) da lugar a conversiones químicas del NO en NO_2 , y por lo tanto a una mayor concentración de ozono. Estas reacciones no terminan en esta tercera, sino que los productos intermediarios dan origen a su vez a otras reacciones que también convierten el NO en NO_2 como se ilustra en la figura 1-4. De hecho todas las sustancias que se emiten a la atmósfera reaccionan entre sí destruyéndose y formando nuevas especies a diferentes tiempos y velocidades. Por eso es difícil establecer una relación directa entre la emisión de los precursores y su efecto sobre la concentración del ozono.

El control del ozono en las zonas urbanas es un problema complejo que se manifiesta al considerar que luego de inversiones de millones de dólares y más de dos décadas de investigación y experimentación, en algunos países como los Estados Unidos no se logra aún su control total en ciertas regiones.

En los 35 años que han pasado desde que se demostró que el

esmog típico de Los Ángeles y otras áreas urbanas es producto de reacciones fotoquímicas se ha llegado a varias conclusiones respecto a este problema. Además de determinar que los hidrocarburos modifican el ciclo del nitrógeno y contribuyen de una manera particular a la formación del ozono, se han aclarado con gran detalle los mecanismos de los procesos químicos atmosféricos que dan origen al ozono y a otros compuestos del esmog fotoquímicos. Los mecanismos contienen cientos de reacciones químicas elementales. Se pone de manifiesto que, para el control del ozono o para el estudio de su formación, es necesario no sólo conocer la concentración total de los hidrocarburos en la atmósfera, sino también la naturaleza individual de cada uno de ellos. La naturaleza de cada especie se determina, experimentalmente, por un proceso de separación y análisis de muestras de aire, mediante la cromatografía de gases. A la determinación de cada especie individual se le conoce como *especiación* de los hidrocarburos.

Por otra parte, se ha establecido que los procesos que dan origen a la contaminación atmosférica se llevan a cabo preferentemente a una escala regional, en lugar de ser solamente locales, y que pueden ser resultado del transporte de contaminantes durante varios días. Entre los grandes avances científicos está el desarrollo de *modelos de calidad del aire* que son capaces de predecir el comportamiento espacial y temporal del ozono a escalas urbana y regional, tomando en cuenta la estructura geográfica de la zona.

Los avances mencionados sugieren que el problema del ozono fotoquímico está convenientemente entendido y la atención ahora se dirige a los "nuevos" problemas de contaminación atmosférica como la contaminación por tóxicos, la lluvia ácida, la formación e impacto de los aerosoles secundarios y los problemas relacionados con cambios en la estratosfera, como la disminución de la capa de ozono y el cambio climático global.

1-6 El agujero de ozono

La concentración de ozono en la atmósfera tiene, como se mencionó en la sección *El ozono en la atmósfera*, una distribución no homogénea respecto a la altura vertical sobre la superficie de la Tierra. Se expresa en UD. (unidades Dobson) que significa el espesor en centésimas de milímetros (10⁻⁵ m) que tendría una columna de ozono en condiciones normales de presión y temperatura (temperatura 0 °C y presión una atmósfera). El espesor

de esta columna varía, sin embargo, con la hora del día, la estación del año y la latitud de la región. En el hemisferio norte las mayores concentraciones son en el Polo Norte en primavera.

En ciertas latitudes (medias) se ha observado un decremento anual de la concentración de ozono en la misma localidad y en la misma estación del año; mediciones hechas en el mes de octubre manifiestan una disminución.

Esta disminución en la concentración es menor para otras latitudes y periodos estacionales, aunque se admite una disminución promedio de 2% por año. Las causas pueden ser fenómenos de tipo natural como los eventos de protones solares, debidos a una gran actividad solar y las explosiones volcánicas, o producido_ por el hombre, entre los que se encuentran las explosiones nucleares, la presencia de aeronaves en la atmósfera superior y a ciertos compuestos producidos por el hombre. Como consecuencia de la reducción del ozono en las capas altas de la atmósfera es posible que una mayor cantidad de radiación ultravioleta llegue a la superficie terrestre con las posibles consecuencias biológicas que esto implica.

Se han identificado los mecanismos catalíticos que explican la eliminación del ozono en la estratosfera; éstos son a través de los radicales libres H, OH, NO y Cl, señalados como X en las siguientes reacciones,



Total:



En la estratosfera el NO se forma a partir del óxido nitroso, N₂O, cuya liberación a la troposfera se debe a las actividades agrícolas.

Los *hidrocarburos clorofluorados* (HCF), es decir, compuestos que contienen hidrógeno, carbono, cloro y flúor, son poco reactivos y no tóxicos. Se utilizan como refrigerantes, impulsores en productos comerciales que se ofrecen en presentación de aerosoles o "sprays" y como burbujeadores para producir espumas plásticas, por ejemplo, de poliuretano. Estos compuestos, sustituyeron con éxito a otros compuestos empleados para los mismos fines pero cuyo empleo representaba riesgos para la salud o son explosivos; por ello, el uso de los HCF se extendió rápidamente. sobre todo en los

países industrializados. Estos países producen 5 a 10 veces más HCF que el resto del mundo.

Los HCF son tan poco reactivos que aún con las especies más reactivas como el ozono o los radicales hidroxilo, no reaccionan de una manera significativa; tampoco se disuelven en agua, por lo que su vida media en la atmósfera es muy larga. Con el tiempo estos compuestos se difunden en la atmósfera hasta alcanzar las capas más altas donde están expuestos a una mayor cantidad de radiación ultravioleta y son fotolizados produciendo un radical cloro libre capaz de destruir catalíticamente hasta 100,000 moléculas de ozono. Entre las grandes contribuciones científicas que ayudaron a esclarecer los mecanismos de destrucción del ozono en las capas superiores, se encuentra la del mexicano Mario Molina.

A partir de los años 70 han aparecido una serie de legislaciones para regular la producción y usos de los HFC. Éstas han culminado en el llamado *Protocolo de Montreal*, de 1987, mediante el cual los países signatarios se comprometen a disminuir progresivamente la producción y consumo de ciertos HCF y otros compuestos que afectan la capa de ozono; el acuerdo entró en vigor en enero de 1989.

1-7 Inversión térmica

Si se mide la temperatura en la troposfera se encuentra que generalmente ésta disminuye con la altura respecto al nivel del suelo. Sin embargo, en noches despejadas cuando el piso ha perdido calor por radiación, resulta que las capas de aire cercanas a él se enfrían más rápido que las capas superiores; al estar más frías se genera un gradiente positivo de la temperatura con la altitud, que se conoce como *inversión térmica*.

Este fenómeno también se presenta en cuencas cercanas a las laderas de las montañas debido al escurrimiento nocturno de aire frío de las laderas que desplaza al aire caliente de la cuenca. La presencia de capas de aire frío cerca del suelo le da una gran estabilidad a la atmósfera porque anula prácticamente la convección térmica y disminuye el mezclado vertical. La inversión térmica ocurre de manera similar en lugares cercanos al mar. En general, la inversión térmica se rompe por el calentamiento del suelo luego de unas cuantas horas de sol que restablece la circulación en la atmósfera.

Existen otros fenómenos a mayor escala -escala global- que

también pueden generar inversiones térmicas; en estos casos, la ruptura de la inversión depende de la permanencia de las condiciones globales que por sus características cambian muy lentamente. Cuando bajo condiciones de inversión térmica se emiten contaminantes, se da lugar a una gran acumulación de ellos ya que su transporte y difusión están inhibidos, dando lugar a graves episodios de contaminación atmosférica.

1-8 Lluvia ácida

Ya se ha mencionado que algunas de las sustancias traza en la atmósfera son especies muy solubles e interaccionan con el vapor de agua para formar iones en disolución; entre ellas, SO_2 , CO_2 , NH_3 , HCl Y HNO_3 , ocasionan la formación del ión hidronio, H_3O^+ , que representa la acidez de las disoluciones; una mayor concentración de este ión representa una mayor acidez. Muchas de estas reacciones con el agua son reversibles y el equilibrio se alcanza hasta que se ha dado lugar a la formación de nubes, a las que *confieren* un pH ácido. Lo mismo sucede con el vapor de agua contenido en neblinas y niebla. En general, la acidez de la lluvia, niebla o neblina modifica el pH en el lugar de su depositación, sean suelos, plantas o mantos acuíferos. Debe señalarse, sin embargo, que aun en regiones libres de contaminación el agua de lluvia y de las nubes es ligeramente ácida, es decir, tiene un pH natural menor que siete, pero en algunas regiones contaminadas se han medido valores de pH menores que cuatro. Las nubes acidificadas pueden ser transportadas a grandes distancias antes de su precipitación en forma de lluvia, por lo que el fenómeno de lluvia ácida se da a escala continental.

1-9 El efecto invernadero

Los cambios en la composición atmosférica pueden afectar el clima de distintas maneras. El ejemplo más conocido es el efecto del vapor de agua como regulador del clima ya que modifica el balance de radiación entre la tierra y la atmósfera; es claro que en una noche sin nubes la temperatura desciende mucho más que en una noche nublada. Además del vapor de agua, otros gases -como CO_2 , CH_4 ,

N_2O y O_3 - también afectan el balance de radiación solar. Como es de esperarse, las concentraciones de estos gases están sustancialmente influenciadas por las emisiones antropogénicas a nivel local, regional y aun global.

Una porción de la radiación procedente del Sol que no es absorbida ni dispersada por la atmósfera ni tampoco reflejada por la superficie terrestre, es una energía que llega a esa superficie y es atrapada por ella, suponiendo una ganancia energética que debe traducirse en un calentamiento de la misma. Puesto que cualquier cuerpo emite energía que depende de su temperatura, la superficie terrestre lo hará en función de la energía que capte del Sol (también de la que recibe del interior de la Tierra, aunque es mucho menor y la despreciaremos aquí). Esa energía emitida tendrá una longitud de onda que a su vez dependerá de la temperatura del cuerpo emisor. Así, el Sol, con una temperatura superficial próxima a los 6000 grados centígrados, emite -energía con longitudes de onda mucho menores (tiene su pico en la parte visible del espectro) que la Tierra, cuya temperatura superficial de unos pocos grados centígrados, condiciona una radiación centrada en el infrarrojo medio, con longitudes de onda comprendidas entre 4 y 20 micras. Puesto que las longitudes de onda de la emisión terrestre son mucho mayores que las de la emisión solar, estas suelen denominarse genéricamente con el término radiación de onda corta, incluiría la radiación visible, la ultra violeta y la del infrarrojo, frente a la radiación infrarroja de la Tierra.

La radiación infrarroja también se llama radiación térmica, y es el calor que se siente cuando acercamos la mano a un cuerpo caliente. En realidad la propia mano y el resto del cuerpo emiten continuamente calor infrarrojo. al igual que lo hace la superficie terrestre.

Esa radiación de la superficie terrestre es emitida hacia el espacio, pero entre la superficie y el espacio exterior nuevamente se interpone la atmósfera. Ésta está formada en una mínima proporción por una serie de compuestos cuya estructura molecular presenta un marcado momento dipolar, como el dióxido de carbono (CO_2) y el vapor de agua (H_2O). Son los denominados *gases de invernadero*, capaces de absorber parte de esa radiación infrarroja, impidiendo que escape directamente al espacio.

Estos gases de invernadero absorben por tanto de forma selectiva las radiaciones: son prácticamente transparentes a la luz solar (permiten que ésta alcance y caliente la superficie terrestre)

mientras que absorben gran parte del calor que la superficie terrestre despide. Estos gases, buenos captadores de energía térmica, son también buenos emisores, y finalmente reemiten la energía absorbida en todas direcciones: tanto hacia la superficie de la Tierra (donde es absorbida y nuevamente emitida), como hacia las partes altas y frías de la troposfera (donde es reabsorbida y reemitida de nuevo por gases invernadero) y finalmente hacia el espacio, donde se pierde.

Este proceso hace que la temperatura de la superficie terrestre sea unos 33 grados centígrados superior de la que cabría esperar de no existir esos gases en la atmósfera. Se ha denominado "efecto invernadero" por analogía con el funcionamiento de un invernadero en el cual el techo y las paredes acristaladas desempeñarían un papel análogo al de la atmósfera, dejando entrar la radiación solar pero no escapar la radiación terrestre. La analogía, aunque muy visual y fácil de asimilar por todos (la atmósfera hace que en la Tierra existan temperaturas aptas para la vida al igual que un invernadero permite el crecimiento de plantas fuera de su ámbito climático) no es en sí muy afortunada, ya que el calentamiento que se produce en el interior del invernadero no tiene su razón en el proceso indicado, sino en el aislamiento de la masa de aire atrapada en su interior, aspecto que impide el transporte energético convectivo entre el interior y el exterior del invernadero (bastarían unas ventanas abiertas en las paredes del mismo para que la temperatura interior se aproxime a la del exterior).

Por el contrario, en el quizás mal denominado efecto invernadero, la mezcla de aire es continua. Es más, para que el efecto invernadero tenga lugar es necesario que se produzca un transporte energético convectivo en el seno de la atmósfera. La captación de radiación térmica por los gases invernadero se produce en niveles bajos y relativamente cálidos de la troposfera, mientras que la posterior emisión de radiación térmica al espacio se produce en niveles altos y fríos de esa misma capa. En estos niveles, con temperaturas muy inferiores a las de los niveles próximos a la superficie terrestre, los gases invernadero están ya fríos y, por tanto, la cantidad de energía que son capaces de emitir es menor de la que habían captado en los niveles de superficie. Este proceso se aproxima más al efecto de una manta sobre nuestro cuerpo caliente en una fría noche invernal que al de un invernadero sobre las plantas que se desarrollan en su interior.

Esa absorción de calor por los gases de invernadero se produce como sigue: la velocidad de rotación y la amplitud de vibración de las moléculas de esos gases son alteradas al ser sometidas a radiación térmica de unas frecuencias determinadas. Así, cada gas

absorbe energía en una serie de intervalos estrechos de longitudes de onda. Estos intervalos, denominados líneas de absorción espectral, suelen agruparse formando las bandas de absorción espectral. La localización de esas bandas, y la intensidad con la que se produce la absorción son diferentes en cada gas, ya que dependen de la estructura molecular del mismo. Además, para un mismo gas, mayor será la capacidad de absorber cuanto mayor sea su temperatura, la presión a la que está sometido y, lógicamente, cuanto mayor sea su concentración.

La figura 1-5 nos muestra las bandas de absorción de los principales gases de invernadero. Hablemos ahora de los dos principales: el vapor de agua y el dióxido de carbono. El primero presenta una intensa absorción de radiaciones entre 4 y 7 micras y por encima de 18 micras, mientras que el segundo absorbe fuertemente las radiaciones con longitudes de onda en torno a las 4 micras y entre 13 y 19 micras. Entre los dos, en las concentraciones en que se encuentran en la atmósfera, son capaces de absorber la mayor parte de la radiación térmica emitida por la superficie terrestre por debajo de las 7 micras y por encima de las 14 micras. Pero entre esas dos franjas queda un intervalo en el cual las radiaciones son poco o nada absorbidas por estos compuestos. Se trata de una ventana de emisión o, dicho de otra manera, una zona por la cual puede escapar al espacio parte de la radiación infrarroja sin que la absorba el dióxido de carbono o el vapor de agua.

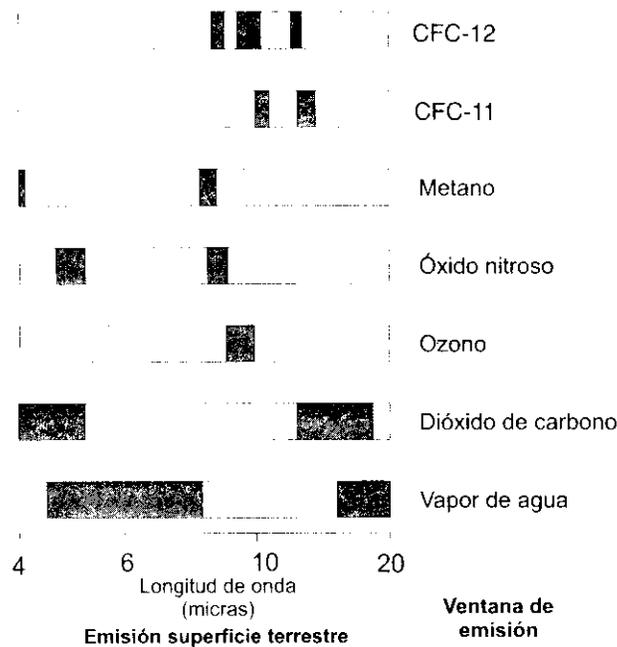


Figura 1-5. Bandas de absorción de los gases de efecto invernadero para la franja del espectro electromagnético entre 3 y 25 micras. La mayor parte de la radiación emitida por la Tierra se sitúa dentro de la misma.

Pero el efecto invernadero no se limita a esos dos gases. Hay otros gases en la atmósfera que, aunque presentes en concentraciones ínfimas, desempeñan un papel muy importante en la temperatura del sistema terrestre. Se trata del ozono (O_3), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O) y los recién llegados CFCs y HCFCs. Todos ellos presentan fuerte absorción de radiación térmica entre 8 y 14 micras, esto es, en la ventana de emisión que definían los gases invernadero dominantes. Por ello, aun en pequeñas proporciones, el incremento de estas sustancias en el aire puede ser dramático, al provocar el "cierre" de la ventana y el consiguiente aumento del efecto invernadero.

De todos ellos el más importante es el ozono, con fuerte absorción entre 9,5 y 10 micras, aunque también es hoy el menos preocupante desde la perspectiva del calentamiento global, ya que es el único que no está aumentando en la atmósfera. Otros compuestos, como el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O), sí que están aumentando actualmente y son motivo de preocupación por su influencia climática. Y, finalmente, tenemos los CFCs y algunos de los

compuestos desarrollados para sustituirlos en sus usos industriales, como los HCFCs y los HFCs, que nunca hasta el presente estuvieron en la atmósfera y cuyo papel en el cambio global, por tanto, no se limita a la destrucción de la capa de ozono.

Modificaciones del efecto invernadero

Todavía para muchos resulta una sorpresa saber que el efecto invernadero es un fenómeno natural que hace posible nuestra existencia al permitir que el sistema terrestre esté unos treinta y tres grados centígrados por encima de lo que estaría si esos gases que lo provocan no existieran en la atmósfera.

También sorprende saber que el efecto invernadero ha fluctuado notablemente a lo largo de los miles de millones de años de historia terrestre, de acuerdo con las variaciones que ha ido experimentando la atmósfera en su composición y en su concentración, y de los cambios que se han producido en la radiación recibida y emitida por la superficie terrestre.

La contribución de cada gas al efecto invernadero es diferente, y viene determinada no solo por su concentración en el aire, sino también por su capacidad para absorber el calor y por el lapso de tiempo que permanece en la atmósfera antes de descomponerse o incorporarse a la hidrosfera, la biosfera o la litosfera. El grado en que cada gas contribuye al efecto invernadero, por un lado, y la capacidad de cada gas para modificar el efecto invernadero al variar su concentración en el aire, por otro, son dos aspectos fundamentales que los químicos intentan determinar con la mayor precisión posible. Esas estimaciones constituyen la base para entender los cambios climáticos del pasado y del futuro.

En la actualidad el vapor de agua es el principal gas invernadero en el sistema terrestre. Sin embargo, no aparece con frecuencia en las noticias sobre el calentamiento global de los periódicos ni en las denuncias de los grupos ecologistas. Esto se debe a que, por un lado, las actividades humanas no modifican de forma directa su concentración en la atmósfera y, por otro, a que la cantidad de vapor de agua presente en la atmósfera es capaz de absorber la práctica totalidad de la radiación térmica emitida dentro de sus bandas de absorción.

El segundo en importancia como gas invernadero es el dióxido de carbono. Éste, al contrario que el vapor de agua, sí es motivo de fuertes debates políticos, sociales y científicos debido a su influencia en el calentamiento global actual. Su concentración atmosférica se ha incrementado en un 26 por ciento desde hace dos siglos, en clara relación con las emisiones producidas por la actividad humana en la

era industrial. De hecho, la concentración aumenta actualmente en tomo a un 0,5 por ciento anual, al mismo tiempo que los países siguen debatiendo la manera de reducir sus emisiones. Su contribución al efecto invernadero es muy importante, y los incrementos de este gas en la atmósfera están provocando presumiblemente un aumento del efecto invernadero o, lo que es lo mismo, de la temperatura global del sistema terrestre. El 55% del incremento del efecto invernadero durante la década de los ochenta se debió al aumento del dióxido de carbono en la atmósfera.

Ese 55% es un valor elevado y, por ello, muy preocupante. Sin embargo, es aun más preocupante el 45% restante, que es debido al incremento en la atmósfera de los gases invernadero más minoritarios: el metano, que contribuyó en un 15%, el óxido nitroso, en un 6%, y los CFCs, en nada menos que un 24%. La importancia de estos gases en el incremento del efecto invernadero es dramática, sobre todo considerando que sus concentraciones y sus tasas de incremento son muy pequeñas si las comparamos con las del dióxido de carbono.

La razón se encuentra en el hecho de que el aire atmosférico presenta ya concentraciones lo suficientemente elevadas en dióxido de carbono como para que la absorción de radiación infrarroja en muchas de las bandas de absorción de ese compuesto sea prácticamente completa. Por el contrario, los mencionados gases invernadero minoritarios, que absorben longitudes de onda comprendidas dentro de la ventana de emisión que hemos descrito más arriba, no han alcanzado ese efecto de saturación en la absorción de radiación térmica. La adición de un volumen determinado de metano a la atmósfera tendrá un efecto de calentamiento atmosférico que será veintiuna veces superior al causado por el mismo volumen de dióxido de carbono. Y para el óxido nitroso y los CFCs, este valor es aun más escandaloso: 206 veces para el óxido nitroso, 12.400 para el CFC-11 y 15.800 para el CFC-12, siendo estos los clorofluorocarbonos más comunes en la atmósfera.

Emisiones de gases invernadero

Desde los inicios de la Revolución Industrial, en el siglo XVIII, las emisiones producidas por las actividades humanas han ido aumentando (y lo siguen haciendo) de forma sustancial las concentraciones atmosféricas de los gases de efecto invernadero: fundamentalmente el dióxido de carbono pero también el metano, el óxido nitroso, el ozono, los CFCs y compuestos afines (Figura 1-6).

Desde los tiempos preindustriales, el dióxido de carbono ha aumentado su concentración en la atmósfera en casi un 30 por ciento, el metano ha duplicado con creces la suya y el óxido nitroso se ha incrementado en casi un 10 por ciento. El ozono también ha aumentado en la troposfera (al mismo tiempo que se está destruyendo en la estratosfera) y posiblemente su concentración se ha duplicado desde tiempos preindustriales. Este, sin embargo, no se produce directamente en la industria, sino como consecuencia de la oxidación del metano y de diversos gases precursores como el monóxido de carbono, algunos óxidos de nitrógeno y otros hidrocarburos. Los CFCs, como ya sabemos, no existían en la atmósfera antes de los años 30, cuando fueron inventados, y toda su concentración se debe a las emisiones de los últimos cincuenta años. Un dato positivo es el hecho de que actualmente y a raíz del Protocolo de Montreal para preservar el ozono estratosférico, la emisiones de CFCs se han reducido drásticamente. Esto determina que su concentración se mantiene estabilizada en la atmósfera y que comenzará a descender en las próximas décadas.

La concentración de un gas en el aire no depende únicamente de la cantidad inyectada en la atmósfera, sino del tiempo de residencia del mismo en la atmósfera. Junto con los CFCs, el dióxido de carbono y el óxido nitroso tienen tiempos de residencia prolongados, de muchas decenas de años e incluso más de un siglo (Figura 1-7). El metano, y algunos de los sustitutos de los CFCs, como muchos HCFCs y HFCs permanecen mucho menos tiempo en la atmósfera, y por ello su influencia climática es menor.

Pero la concentración no es el único factor que determina el potencial de un gas para incrementar el efecto invernadero.

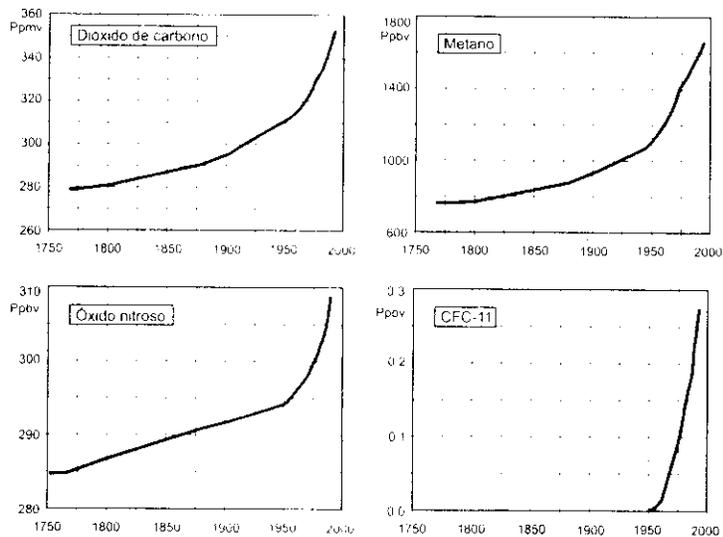


Figura 1-6. Aumento de la concentración de efecto invernadero.

	Dióxido de carbono	Metano	Óxido nitroso	CFC-12
Concentración atmosférica preindustrial (1750-1800)*	280 ppmv	0,8 ppbv	288 ppbv	0
Concentración atmosférica 1990*	353 ppmv	1,72 ppbv	310 ppbv	280 pptv
Tasa actual de incremento anual*	0,5 %	0,9 %	0,25 %	4%
Tiempo de vida en la Atmósfera (años)*	50-200	10	150	130
Potencial de Calentamiento Global (GWP)**	1	11	260	0
Contribución relativa al calentamiento global**	72 %	18 %	10 %	0

Figura 1-7. El dióxido de carbono, el metano y el oxido nitroso y su tiempo de residencia en el aire.

Existe otro factor fundamental intrínseco a cada compuesto, que son sus bandas de absorción de la radiación infrarroja. En este sentido, para iguales volúmenes de gas emitidos a la atmósfera, los diferentes gases contribuirán de forma muy diferente al incremento del efecto invernadero. Por ello se ha propuesto un índice que

pretende cuantificar la forma con que cada gas puede contribuir al calentamiento global. Es el potencial de calentamiento global (GWP, *global warming potential*) el cual además varía en función del lapso de tiempo que consideramos. De la figura 1-7, donde se recogen los GWP de algunos gases invernadero, se puede sacar una conclusión fundamental para entender el problema actual del efecto invernadero: pequeñas emisiones de determinados compuestos, como el óxido nitroso o el metano, pueden provocar el mismo calentamiento que grandes emisiones de dióxido de carbono. Dicha figura también recoge la contribución de las emisiones de cada gas en el incremento del efecto invernadero. Esa contribución es lo que se denomina *forzamiento radiativo*, una medida sencilla de la perturbación que puede producir cada compuesto en el balance climático.

Sabemos que la actividad industrial no solo está inyectando gases en la atmósfera. También está introduciendo abundantes aerosoles (fundamentalmente dióxido de azufre procedente de la quema de combustibles fósiles), cuyo papel de forzamiento radiativo es contrario al de los gases de invernadero: contribuyen a que el sistema se enfríe. Ese papel es doble: por un lado incrementan el albedo planetario y por otro modifican la densidad y propiedades de las nubes, y las hacen más reflectivas. De estos aspectos se sabe aun poco y son muy difíciles de cuantificar, aunque el IPCC estima que su forzamiento radiativo es negativo y debe situarse entre -0.5 y -1 vatios por metro cuadrado. De todos modos es importante recordar que el tiempo de permanencia en la atmósfera es muy limitado (días a meses), mucho más breve que el de los gases invernadero. Y que esto va a controlar su distribución espacial: la atmósfera va a ser rica en aerosoles antropogénicos sobre las zonas industrializadas y pobre sobre los océanos y las no industrializadas. Por ello, los aerosoles pueden contrarrestar solo localmente y temporalmente el calentamiento producido por las emisiones de gases invernadero.

¿Qué ha ocurrido ya? ¿qué está ocurriendo?

La temperatura global de la superficie terrestre se ha ido incrementando desde finales del siglo XIX. Para todo este intervalo tenemos datos instrumentales de temperaturas de superficie, tanto del mar como de tierra firme, por lo que nos será relativamente fácil

analizar los cambios térmicos globales. Conviene recordar, sin embargo, que la precisión y el número de medidas ha ido aumentando con los años, por lo que los datos y las conclusiones que de ellos se obtengan serán más fiables cuanto más reciente sea el intervalo considerado.

Ese ascenso térmico, como es lógico, no ha sido lineal en el tiempo. Las mayores temperaturas se han registrado en la década de los noventa, donde 1995 y 1998 han sido los dos años más cálidos desde que se miden las temperaturas. Pero también hubo un periodo especialmente caluroso entorno a 1940, todavía no bien comprendido. Y también se aprecian oscilaciones que tienen un rango de unos diez años, y que podrían ser la respuesta térmica a las oscilaciones cíclicas de la actividad solar (el ciclo de 11 años de las manchas solares). Por último existe una variabilidad de alta frecuencia de carácter natural, cuyos componentes más claros son las variaciones climáticas inducidas por eventos de El niño y La niña, y la actividad volcánica explosiva. De esta última existe un ejemplo reciente muy ilustrativo: la erupción del volcán Pinatubo en junio de 1991. Este volcán inyectó grandes volúmenes de aerosoles a la estratosfera, los cuales determinaron un enfriamiento global entre 0,3 y 0,5 grados centígrados durante un par de años.

De cualquier modo, y a pesar de toda esa variabilidad natural, la tendencia neta al calentamiento global en este último siglo es clara, y se cifra en torno a 0,5 grados centígrados (0,8 grados para los continentes y 0,3 para los océanos). Directamente relacionado con el incremento térmico se han debido producir importantes perturbaciones en el sistema climático.

En primer lugar cabe esperar un retroceso generalizado de los hielos. Recordemos que, dentro de las masas de hielo que se encuentran en la Tierra, los glaciares de montaña son los que van a responder más rápidamente al calentamiento. La inercia de los grandes casquetes polares les hace más perdurables (lo que no quiere decir que no terminen por retroceder, solo que lo harán más tarde).

Desde la segunda mitad del siglo XIX se ha producido un retroceso sustancial, aunque no continuo, de los glaciares de montaña de prácticamente todo el mundo: Alpes, Escandinavia, Islandia, Rocosas Canadienses, Alaska, Asia Central, Himalaya, Andes, Nueva Guinea, Nueva Zelanda, Patagonia y la Península Antártica. Existen, sin embargo, algunas excepciones en Norteamérica, Asia y Sudamérica, donde algunos glaciares han experimentado un crecimiento en las últimas décadas. La temperatura, la precipitación y la nubosidad influyen sobre los avances y retrocesos de los glaciares, en una compleja relación que

puede determinar el crecimiento de un glaciar en condiciones de neto calentamiento global si las temperaturas se mantienen bajas en su localización y aumentan las precipitaciones. Por ello, el retroceso generalizado que se ha producido desde el siglo XIX constituye un hecho notable, y los cambios de temperatura el único factor capaz de explicarlo.

El tiempo de respuesta al cambio de temperatura de los casquetes polares es mucho mayor que el de los comparativamente diminutos glaciares de montaña. Además, así como medir las variaciones de la masa de hielo de un pequeño glaciar de montaña puede ser relativamente sencillo, medir los cambios en el volumen de las grandes masas de hielo de la Antártida y de Groenlandia es realmente complejo. Por ello, aun sabemos poco sobre lo que está ocurriendo en las grandes reservas de hielo de la Tierra. Los nuevos datos que cada año aparecen son muchas veces contradictorios. Casi todos los autores coinciden en que el casquete de Groenlandia está en lento pero franco retroceso, pero para el casquete antártico hay opiniones enfrentadas, que oscilan entre el ligero retroceso y el incremento de su masa glaciar.

La segunda consecuencia global del calentamiento es la subida del nivel marino. Éste se ha incrementado de forma notable en los últimos cien años: entre 10 y 25 centímetros. De esos centímetros, sin embargo, no todo corresponde a la fusión del hielo glaciar. Ciertamente, la expansión térmica del agua puede explicar por sí sola entre un 20 y un 25 por ciento. Y existen además otros factores, como la fusión del suelo helado (permafrost), la sobreexplotación de las aguas subterráneas y la desecación de humedales, que también pueden contribuir, aunque en proporciones mucho más pequeñas.

¿Qué pasará en el siglo XXI?

Si las tendencias de calentamiento, por las emisiones de gases invernadero continúan, es muy posible que el clima global y los cinturones climáticos se modifiquen drásticamente en unas pocas décadas. Las estimaciones de temperaturas globales realizadas por el IPCC en función de diferentes escenarios de emisiones, sitúan al año 2100 con unas temperaturas entre uno y cuatro grados por encima de la actual. Pero, lógicamente, no serán las temperaturas lo único que cambie. Los patrones de precipitaciones van a cambiar considerablemente y como consecuencia algunas áreas serán más húmedas y otras más secas de lo que son hoy. Es previsible que la precipitaciones sean más extremas, aumentando su variabilidad y,

por tanto, los caudales de los ríos. Esto hará que las etapas de sequía y las inundaciones sean más intensas y largas.

La diferente distribución de temperaturas y precipitaciones podrá provocar un cambio drástico de los cinturones de vegetación. Aproximadamente una tercera parte de los bosques podrían sufrir intensos cambios en sus tipos de vegetación. Los mayores efectos se producirían en las latitudes más altas y los menores en los trópicos. El cambio climático podría ser más rápido que la velocidad con que muchos árboles crecen y se reproducen, por lo que numerosas especies podrían desaparecer. En muchos casos los bosques pueden destruirse por completo y dejar paso a otros ecosistemas, como zonas semidesérticas. Precisamente la desertización será muy intensa, y afectará particularmente a zonas como el Mediterráneo. Los desiertos ganarán en extensión y serán más cálidos y no significativamente más húmedos.

En cien años es posible que el hielo de los glaciares de montaña se haya reducido a la mitad, mientras que las grandes masas de hielo de Groenlandia y la Antártida habrán sufrido pocos cambios. Los cambios en la extensión de los glaciares producirán nuevas alteraciones en el flujo de los ríos, y finalmente, un ascenso del nivel marino.

Por la fusión glacial y por la expansión térmica del agua, el nivel del mar subirá entre medio metro y noventa centímetros, aunque existen estimaciones diferentes, que abarcan un rango que oscila entre 10 centímetros y 1,5 metros. Incluso un ascenso mínimo provocaría la inundación de extensas zonas continentales, contribuyendo a la erosión de playas, a la salinización de estuarios, marismas y zonas pantanosas costeras, así como de acuíferos de zonas próximas a la costa. Además, provocaría importantes alteraciones en los regímenes de mareas y en el funcionamiento de algunos deltas.

Pero puede haber problemas más inmediatos y acuciantes que aquellos causados por la subida del nivel del mar. Con el calentamiento global, algunas enfermedades infecciosas (especialmente aquellas propagadas por insectos y agua) podrían extenderse con rapidez a zonas donde actualmente no existen. Entre éstas se encuentran el cólera, la malaria, la fiebre amarilla, el dengue, la filariasis y otras infecciones cuya distribución actual se limita a zonas tropicales y subtropicales. R. Stone, en un artículo reciente en la revista *Science* estima que si las previsiones de calentamiento para el año 2100 se cumplen (los cuatro grados centígrado de más que mencionábamos antes) el número de muertes por malaria podría incrementarse en dos o tres millones al año. Zonas como el sur de Estados Unidos y el área mediterránea

serían campos propicios para la expansión de los mosquitos portadores de algunas de esas enfermedades. Al suavizarse los inviernos, los insectos pueden sobrevivir y expandirse con facilidad y propagar las enfermedades. Y durante los veranos, las aguas continentales más cálidas serían además nichos idóneos para su reproducción. Desde luego, solo el riesgo de que esto pueda llegar a ocurrir debería ser suficiente como para frenar drásticamente las emisiones de los gases que están contribuyendo a calentar el planeta.

Por supuesto todas estas son previsiones que han elaborado los científicos basándose en su conocimiento sobre el sistema climático y su variabilidad, y apoyándose en poderosos programas informáticos de simulación climática. Sin embargo, las limitaciones en uno y otro aspecto son hoy en día aun muy grandes. Sabemos muy poco sobre cómo responderá a las modificaciones el Sistema Tierra. El sistema dinámico complejo, en el cual el número de factores que intervienen y de mecanismos y retroalimentaciones que relacionan esos factores es tan grande que la predicción climática, incluso a corto y medio plazo (unos años o décadas) entra dentro del campo de lo utópico. Este tipo de sistemas, cuando se someten a un forzamiento rápido pueden tener comportamientos totalmente inesperados. Actualmente, los científicos que elaboran los pronósticos de cambio climático admiten fuertes limitaciones en las estimaciones de las emisiones que se producirán en el futuro y en el conocimiento de los ciclos biogeoquímicos de algunos compuestos (fundamentalmente del dióxido de carbono). Así mismo reconocen un pobre conocimiento de los mecanismos de retroalimentación entre los océanos, la biosfera, los hielos y las nubes. Y, finalmente, advierten de las limitaciones que aun presentan incluso a más potentes supercomputadoras a la hora de simular el clima.

De todas las incertidumbres una emerge cada vez con más fuerza: ¿cómo se comportará el océano en un clima más cálido? Los sondeos de hielo recientemente realizados en Groenlandia nos muestran que, aunque en los últimos 10.000 años el clima ha sido muy homogéneo, esto no ha sido así en otras etapas del Cuaternario, caracterizadas por rápidos y dramáticos cambios en la temperatura global, que se producen en lapsos de tiempo increíblemente breves, de unas pocas décadas. Esos sondeos parecen estar diciéndonos que el clima tiene distintos modos de operación, y que el sistema terrestre puede saltar de unos a otros episódicamente. Y dentro de ese sistema solo conocemos un elemento capaz de presentar diversos modos de operación a esas frecuencias de tiempo: la circulación profunda en los mares. Es muy posible, por tanto, que los cambios de comportamiento climático tengan su origen en

modificaciones sobre esa circulación. Si esto es cierto, un cambio en esa circulación asociado al calentamiento global actual, podría determinar un salto en el modo de operación climática: del clima estable del Holoceno al clima errático del Pleistoceno. Con ello, todos los pronósticos de cambio climático para las próximas décadas y siglos serían enormemente erróneos, al vaticinar un calentamiento rápido pero gradual y sus consecuencias. Si en lugar de ese calentamiento paulatino, un cambio brusco e impredecible llegara a producirse, las previsiones más pesimistas de cambio climático quedarían ridiculizadas. Estaríamos ante un evento de dimensiones y consecuencias inimaginables para nuestro superpoblado mundo.

Bibliografía.

- ❖ La Química en la sociedad.
Rafael Fernández Flores
UNAM, México 1994.

- ❖ Cambios Climáticos
Una aproximación al sistema tierra
Javier Martín Chivelet
Editorial Mundo Vivo
Madrid, 1999

CAPÍTULO 2

Métodos de Producción y Costos del Hidrógeno

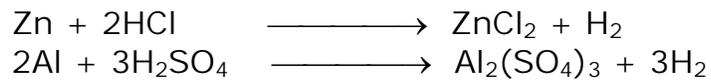
Para que pueda existir una tecnología moderna del hidrógeno es necesario que su obtención sea económica y energéticamente favorable.

La mayor parte del hidrógeno que se obtiene actualmente (80 % de la producción mundial) proviene del tratamiento de hidrocarburos por métodos petroquímicos: fragmentación térmica con agua, fragmentación térmica que puede ser catalítica y oxidación parcial de hidrocarburos o bien procesos de reformación catalítica sobre los mismos. Del resto de los demás procedimientos para la obtención de hidrógeno, el más importante (16 % de la producción mundial) es la gasificación de carbón o de coque en presencia de agua. Si pensamos en una tecnología futura del hidrógeno, ninguno de estos métodos es aplicable, pues consumen combustibles fósiles (carbón, gas natural o petróleo) y por lo tanto debemos pensar en otras materias primas. Los métodos electroquímicos que producen hidrógeno, son capaces de obtener este gas en cantidades industriales y tanto desde el punto de vista técnico como desde un punto de vista cualitativo ocupan una posición muy especial. Utilizan como materia prima el agua, de la cual podemos disponer en cantidades prácticamente ilimitadas y son capaces de separar de la misma hidrógeno puro y oxígeno en una sola reacción. Desde el punto de vista de construcción del reactor, de su funcionamiento y del mantenimiento, el sistema de obtención no presenta muchas dificultades. Desde el punto de vista técnico y energético, la producción de H_2 por medio de ciclos cerrados de reacciones termoquímicas es una posibilidad muy interesante; la energía necesaria para crear el ciclo cerrado de reacciones lo deberían suministrar las centrales solares o centrales nucleares. También es interesante la fotólisis del agua para la obtención de H_2 mediante reacciones biotécnicas; estos métodos se están estudiando intensamente.

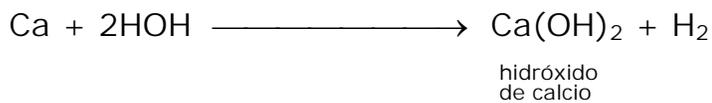
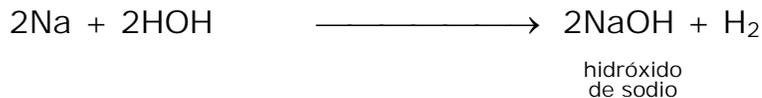
2-1 Preparación de hidrógeno en el laboratorio.

El hidrógeno suele prepararse en el laboratorio por la acción de soluciones diluidas de ácidos fuertes sobre metales moderadamente activos (véase la Fig. 2-1). Los ácidos clorhídrico y sulfúrico diluidos son excelentes para este propósito; los metales de uso más

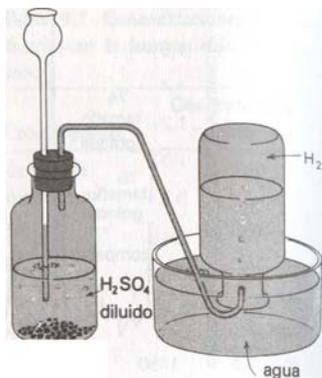
frecuente son el zinc, el aluminio, el hierro y el magnesio. Las ecuaciones representativas son:



Los metales de la familia IA y de la parte baja de la familia IIA (IA, y IIA son los grupos de la tabla periódica de los elementos químicos) son tan reactivos que reaccionan con el agua para producir hidrógeno. Las reacciones típicas son:



El sodio, el potasio, el rubidio y el cesio, reaccionan tan vigorosamente con el agua a temperatura ambiente que el hidrógeno puede inflamarse por el calor liberado. Estas reacciones con el agua son tan violentas que es necesario tomar grandes precauciones al llevarlas a cabo. El calcio y el litio reaccionan más lentamente con el agua.



zinc

Fig. 2-1 Preparación de hidrógeno en el laboratorio.

2-2 Producción comercial de hidrógeno.

El hidrógeno es una de las sustancias más importantes del mundo de la química. La producción de hidrógeno de los Estados Unidos de América (E.U.A.) ha aumentado 15 % anualmente desde la Segunda Guerra Mundial. De la producción mundial de hidrógeno, que se estima es del orden de 285 000 millones de m³, casi la tercera parte corresponde a E.U.A.

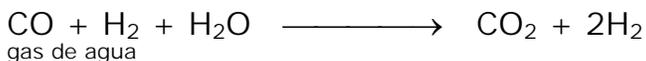
Tres de los métodos actuales para obtener este valioso elemento son el procedimiento de gas de agua, el método de vapor-hidrocarburo y la electrólisis de agua.

2-3 Método del gas de agua.

Cuando se hace pasar vapor de agua sobre coque caliente (el coque es el residuo sólido de carbón y ceniza que queda después de calentar la hulla a altas temperaturas en ausencia de aire), se forman monóxido de carbono e hidrógeno:



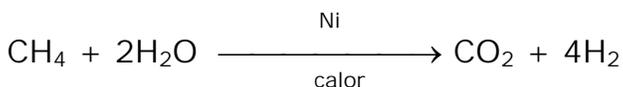
Esta mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno, llamada gas de agua, tiene un valor considerable como combustible, pues ambas sustancias lo son. Si se desea hidrógeno puro, la mezcla se trata con vapor en presencia de un catalizador para oxidar el monóxido de carbono a dióxido de carbono:



El dióxido de carbono se separa fácilmente haciendo pasar la mezcla de los dos gases a través de agua a presión. El dióxido de carbono se disuelve; el hidrógeno no lo hace.

2-4 Método de vapor-hidrocarburo.

Se producen grandes cantidades de hidrógeno comercial circulando mezclas de hidrocarburo y vapor de agua sobre un catalizador de níquel a temperaturas elevadas. La ecuación para la reacción con el hidrocarburo más simple, el metano, es como sigue:

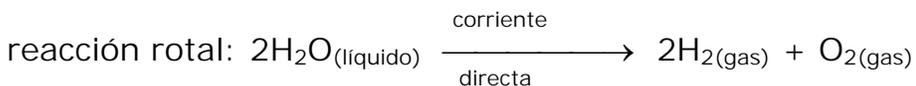
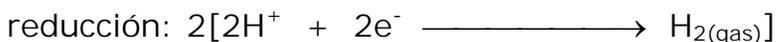


El dióxido de carbono y el hidrógeno se separan en la forma ya descrita. O bien el dióxido de carbono se elimina haciendo pasar la mezcla sobre cal (óxido de calcio):



2-5 Por electrólisis del agua.

Puesto que la fuente más abundante de hidrógeno es el agua, sería ideal que esta sustancia pudiera descomponerse económicamente en oxígeno e hidrógeno. Un método satisfactorio para descomponer el agua consiste en hacer pasar una corriente directa a través de ella habiéndole agregado una pequeña cantidad de ácido sulfúrico (Fig. 2-2). El uso de una corriente eléctrica para provocar una reacción redox (reacción redox se considera que es la ganancia de electrones) se llama electrólisis. Las ecuaciones de las semirreacciones y de la reacción total para la electrólisis del agua son:



Cuando una corriente eléctrica descompone 36 g de agua en hidrógeno y oxígeno, se usa un equivalente de energía eléctrica de 572 kJ (la energía de 1 Kw.h = 3600 KJ, ver el apéndice al final de la tesis). Debido a los altos requerimientos de energía, la preparación de oxígeno e hidrógeno por electrólisis del agua es demasiado costosa para la mayor parte de los usos comerciales. Sin embargo, este proceso es importante para la obtención de hidrógeno y oxígeno muy puros.

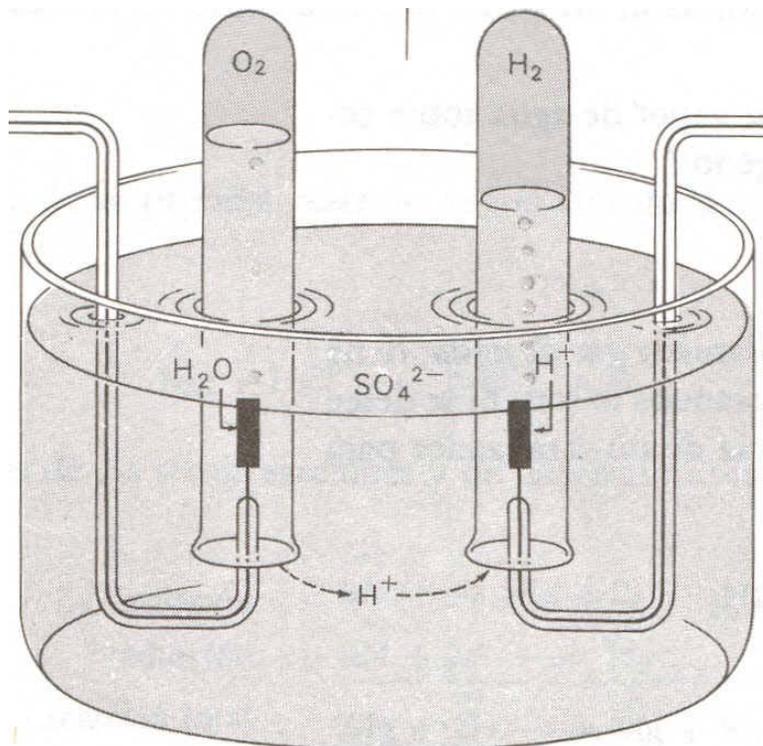


Fig. 2-2 Descomposición electrolítica del agua.

Como se muestra en la figura, cuando se hace pasar una corriente directa por agua que contenga algo de H_2SO_4 las moléculas de agua ceden electrones al ánodo (+) para liberar O_2 . Los iones hidrógeno adquieren electrones en el cátodo (-) y forman moléculas de H_2 . El ácido sulfúrico se usa para producir iones que conduzcan la corriente. El H_2SO_4 reacciona con el agua en una reacción de ionización.

2-6 La producción de hidrógeno a escala industrial a partir de agua

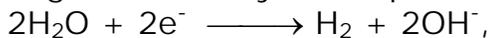
Primero consideraremos los fundamentos termodinámicos de la descomposición del agua y después vamos a describir los procesos electroquímicos y a discutir sus posibilidades de mejora. Al final explicaremos brevemente los procesos cíclicos termoquímicos para producir H_2 .

2-7 Termodinámica de la descomposición del agua

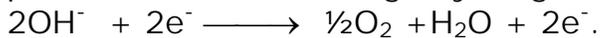
En general se entiende por electrólisis la fragmentación o descomposición de un sustrato que se encuentra en la solución conductora (electrolito) mediante la corriente eléctrica. El paso de la corriente eléctrica a través de la frontera entre las fases de cátodo/electrolito o ánodo/electrolito viene acoplado a una serie de pasos de reacción electroquímicos; así, en el caso de la electrólisis del agua, el electrolito, que es generalmente una sal iónica, no se descompone sino que lo hace el solvente, o sea el agua. En el caso de electrolitos alcalinos, la reacción bruta, se puede representar por



en donde, por reducción catódica (captura de electrones) de las moléculas de agua, se forman iones hidroxilo OH^- , cargados negativamente y se desprende hidrógeno,



y por oxidación anódica (cesión de electrones) los iones hidroxilo pasan a moléculas de agua y oxígeno



En condiciones ideales, siendo el proceso adiabático y a presión constante, la entalpía de la reacción ΔH sería la energía mínima necesaria para que se descompusieran las moléculas de agua. Esta energía debe suministrarse al sistema en forma de energía eléctrica. Si el proceso transcurre a presión constante e isotérmicamente, a consecuencia de la relación termodinámica $\Delta H = \Delta G + T\Delta S$, una parte de la energía necesaria, más concretamente $Q = T\Delta S$, puede suministrarse en forma de calor. El gasto energético en corriente eléctrica corresponde entonces a la entalpía libre de la reacción, ΔG . Si la energía es menor que ΔG , la descomposición electrolítica del agua no es posible. Si ΔG se suministra en forma de corriente eléctrica, el proceso será endotérmico, puesto que además se necesita el término $T\Delta S$. Por encima de la energía ΔH el proceso será exotérmico, puesto que el exceso de energía suministrada se disipará en forma de calor.

En la figura 2-3 se representan los datos termodinámicos entre el intervalo de temperatura de 25 a 1200° C para la descomposición del agua; de este modo tenemos una visión de conjunto sobre la energía necesaria para que la reacción se produzca. En este intervalo de temperatura, ΔH se mantiene prácticamente constante excepto en el salto correspondiente a la entalpía de evaporación, pero ΔG y $T\Delta S$ varían fuertemente; ΔG disminuye 875 Wh/Nm³ y $T\Delta S$ aumenta 443 Wh/Nm³. A la vista de este diagrama parece

conveniente efectuar el proceso electrolítico a temperaturas elevadas, puesto que parte de la energía necesaria se puede suministrar en forma de energía calorífica que es más barata.

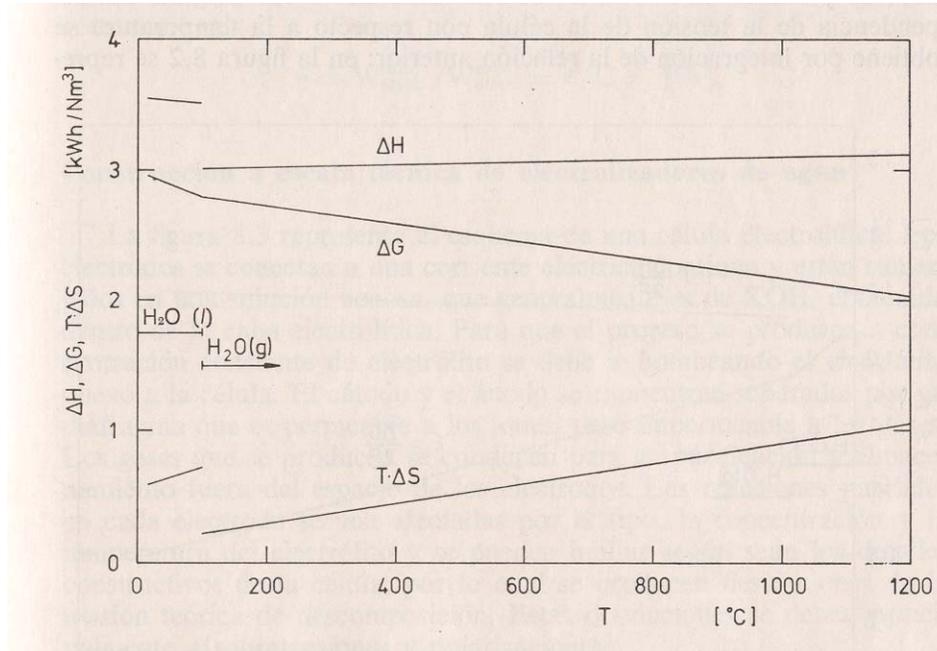


Fig. 2-3. ΔH , ΔG Y $T\Delta S$ para la descomposición electrolítica del agua en función de la temperatura.

1 N.m = 1 m a $T = 0^\circ\text{C}$ y $p = 1$ bar.

Donde:

N=Newtons

m=metros

T=grados centígrados $^\circ\text{C}$

p=presión

Para la transformación de 1 mol, según la primera ley de Faraday, la entalpía libre de reacción ΔG se relaciona con la tensión reversible E de la celda electrolítica a través de la expresión

$$\Delta G = nFE.$$

Por lo tanto la tensión mínima para que se produzca la descomposición del agua es $E = \Delta G/nF$ [V], y refiriéndonos a ΔH tenemos $E' = \Delta H/nF$ [V]. El coeficiente de temperatura de la tensión reversible de la celda es

$$(\delta E/\delta T)_p = (1/n.F)(\delta \Delta G/\delta T)_p = -(\Delta S/nF)$$

o sea, a temperatura más elevada la tensión mínima necesaria es menor. Esto se debe a la variación negativa de la entropía de reacción que representa $(\delta E/\delta T)_p$ y su cálculo se puede efectuar con los siguientes datos; siendo $25^\circ \text{C} \leq T \leq 100^\circ \text{C}$, es de $-0,8 \text{ mV}/^\circ\text{K}$ y siendo $100^\circ \text{C} \leq T \leq 1200^\circ \text{C}$ es de $-0,2 \text{ mV}/^\circ\text{K}$. La dependencia de la tensión de la célula con respecto a la temperatura se obtiene por integración de la relación anterior; en la figura 2.4 se representa la variación de E y E' respecto a la temperatura (de 25 a 1200°C). Las variaciones $E = E(T)$ y $E' = E'(T)$ coinciden con lo que indica la figura 2-4. E' no varía mucho durante todo el margen de temperaturas, pero E disminuye fuertemente. En condiciones normales los valores de E_0 y E'_0 son de 1.229 y 1.481 V respectivamente. El conocimiento de estos valores permite calcular el consumo mínimo de energía eléctrica $W_{\text{elect}}^{\text{min}}$, para la obtención de 1 Nm^3 de hidrógeno y 0.5 Nm^3 de oxígeno, así como, η , el grado de la transformación electrolítica. En general se cumple que la cantidad de energía necesaria es $W_e = U_{\text{eléct.}} N nF$ [Kwh.], siendo $U_{\text{eléct.}}$ el potencial aplicado a los electrodos, N el número de moles de H_2 obtenidos y nF la cantidad de la electricidad necesaria para producir 1 mol de H_2 . Si $U_{\text{eléct.}} = E$ o en su caso $U_{\text{eléct.}} = E'$, la energía eléctrica mínima $W_{\text{elect}}^{\text{min}}$ ($T = 25^\circ \text{C}$) es de 2.94 y 3.54 Kwh. respectivamente. Si la temperatura se eleva a 100°C , $W_{\text{elect}}^{\text{min}}$ es de 2.79 y 3.51 Kwh. respectivamente. El grado de la transformación electrolítica se define como la relación entre el consumo teórico de energía y el consumo real

$$\eta = W_{\text{elect}}^{\text{min}} / W_{\text{elect}}^{\text{exp}} = E/U [\%].$$

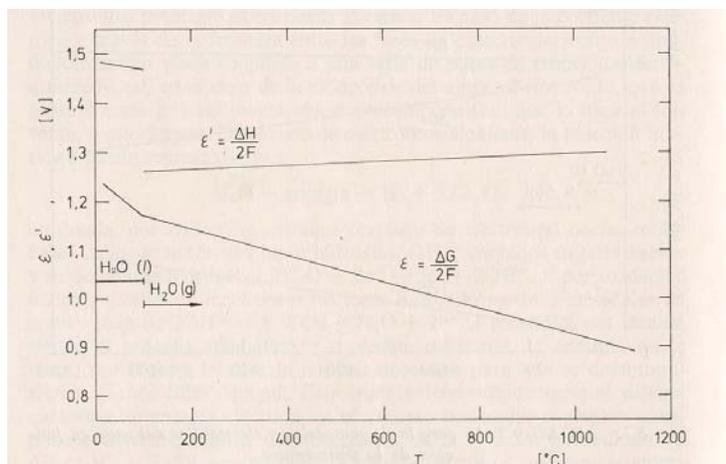


Fig. 2-4. Tensiones de corriente mínimas necesarias para la electrolisis del agua en función de la temperatura.

Construcción a escala técnica de electrolizadores de agua

La figura 2-5 representa el esquema de una célula electrolítica. Los electrodos se conectan a una corriente eléctrica continua y están sumergidos en una solución acuosa, que generalmente es de KOH, contenida dentro de la cuba electrolítica. Para que el proceso se produzca a concentración constante de electrolito se debe ir bombeando el electrolito nuevo a la célula. El cátodo y el ánodo se encuentran separados por un diafragma que es permeable a los iones, pero impermeable a los gases. Los gases que se producen se conducen para su purificación y almacenamiento fuera del espacio de los electrodos. Las reacciones parciales en cada electrodo se ven afectadas por el tipo, la concentración y la temperatura del electrolito y se pueden inhibir según sean los detalles constructivos de la célula, por lo cual se producen desviaciones de la tensión teórica de descomposición. Estas desviaciones se deben principalmente a sobretensiones y polarizaciones.

Una instalación electrolítica para la producción industrial de hidrógeno consta de la instalación rectificadora para la obtención de corriente continua y aparte del bloque de las pilas electrolíticas, de otras instalaciones como son las instalaciones para preparar el agua y el electrolito, la refrigeración y el lavado de los gases, los catalizadores para purificar el H_2 y el O_2 y las instalaciones de secado y almacenamiento. Las pilas electroquímicas pueden ser unipolares o bipolares, según estén conectados los electrodos. Las pilas unipolares constan de una serie de cubetas en las cuales están sumergidos uno o más pares de electrodos (cátodo y ánodo); la

figura 2-6 representa esquemáticamente una de estas cubas electrolíticas. Este sistema de célula electroquímica se considera anticuado a pesar de la sencillez de su construcción y de que el fallo de una cubeta no obliga a su puesta fuera de servicio; sus desventajas principales son las de ocupar mucho sitio, trabajar a temperaturas bajas (600 °C como máximo), tener una densidad de corriente pequeña (máx. 70 mA/ cm²) y gastar mucha corriente y energía.

La mayoría de electrolizadores de agua son unidades de pilas de platos bipolares, que forman unidades compactas conectadas al igual que en los filtros prensa. En estas cubetas cada electrodo está conectado de tal modo que, sin suministro exterior de corriente, una cara actúa como ánodo y la otra trabaja como cátodo.

Los electrolizadores denominados de presión normal o atmosférica, trabajan entre 10 y 70 bar por encima de la presión atmosférica.

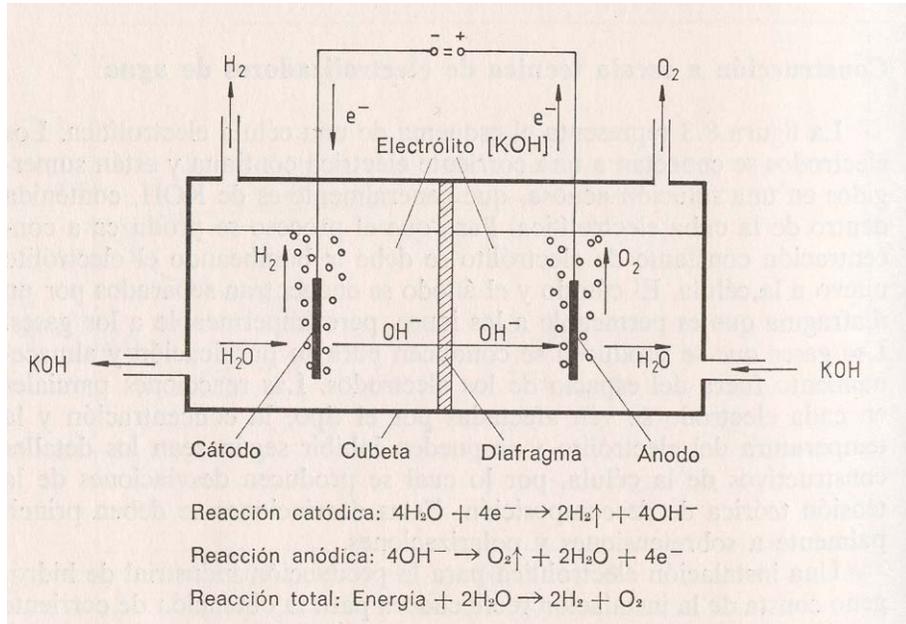


Fig. 2-5. Esquema de una cubeta electrolítica de agua y representación abreviada del transcurso de la reacción.

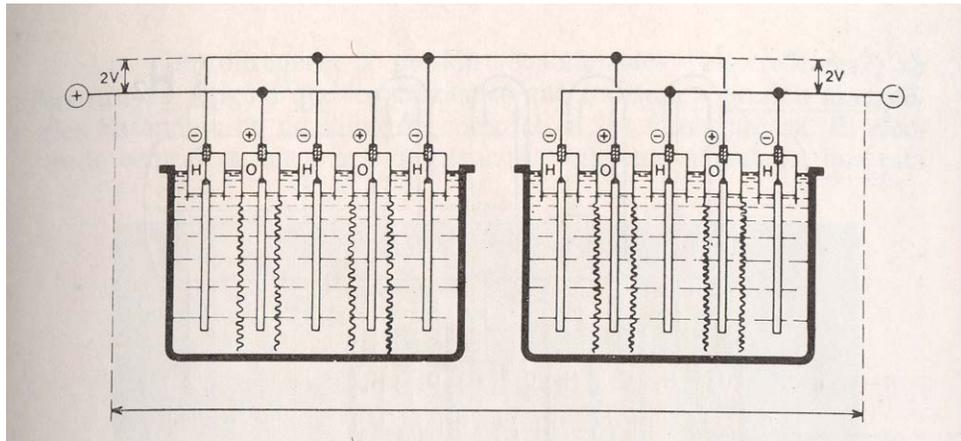
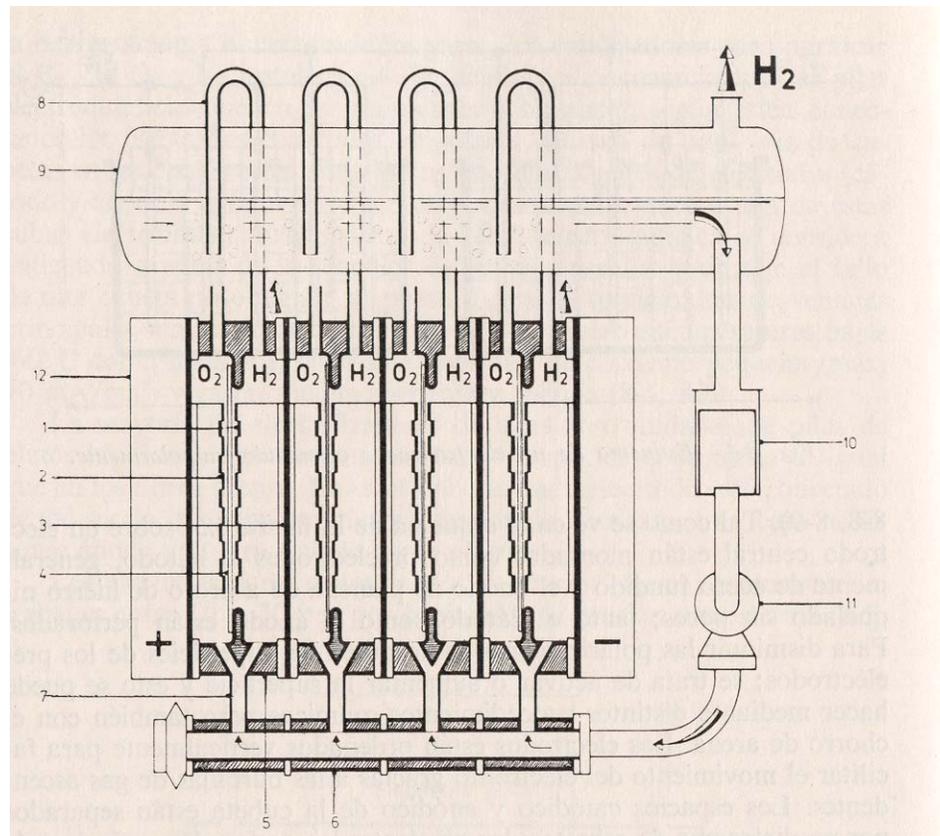


Fig. 2-6. Esquema de un electrolizador conectado unipolarmente.

Tal como se ve en el esquema de la figura 2-7., sobre un electrodo central están montados como preelectrodos el cátodo, generalmente

de acero fundido y el ánodo de plancha de acero o de hierro níquelado sin poros; tanto el cátodo como el ánodo están perforados. Para disminuir las polarizaciones se despullen las superficies de los preelectrodos: se trata de activar o aumentar la superficie y esto se puede hacer mediante distintos procedimientos químicos pero también con el chorro de arena. Los electrodos están ordenados verticalmente para facilitar el movimiento del electrolito gracias a las burbujas de gas ascendentes. Los espacios catódico y anódico de la cubeta están separados por un diafragma de asbesto; los preelectrodos perforados están lo más cerca posible del diafragma para evitar las caídas de tensión en el electrolito producidas por las burbujas ascendentes. Por los agujeros de las planchas de los electrodos los gases pasan a una zona donde no hay corriente y está situada entre el preelectrodo y el electrodo central. El gas obtenido es una mezcla de o bien H_2 o bien O_2 con vapor de agua y electrolito por lo cual debe pasar al lavado y refrigerado de gases. Los gases se secan al final del procedimiento de purificación, se comprimen y se almacenan. Según sea la intensidad de la corriente, o sea el volumen de gas a obtener por unidad de tiempo, la tensión de los electrolizadores a presión atmosférica está entre 1.88 y 2.27 V y el consumo de energía por 1 Nm^3 H_2 y 0.5 Nm^3 O_2 obtenidos, está entre 4.5 y 5.45 Kwh.

El procedimiento Zdansky-Lonza considera ventajoso un aumento de la presión de trabajo hasta los 30 bar, puesto que disminuye el consumo de energía primaria. Al aumentar la presión aumenta la tensión de trabajo, pero este incremento se compensa porque el tamaño de las burbujas que se forman es mucho menor y por lo tanto disminuyen las caídas de tensión en el electrolito, además por este mismo motivo se puede aumentar la temperatura de trabajo hasta 900 °C. La electrólisis a presión permite o un consumo específico de energía un 20 % inferior al de la electrólisis a presión atmosférica o trabajar para las mismas tensiones a intensidades más elevadas, o sea aumentar la capacidad de producción.



1. Catodo
2. Ánodo
3. Electrodo central
4. Diafragma
5. Armazón de la cubeta
6. Tubería de distribución
7. Tubo de alimentación
8. Tubo de salida de gases
9. Separador de gases
10. Filtro
11. Bomba
12. Placa para apretar el armazón

Fig.2.7. Esquema de un electrolizador conectado bipolarmente que trabaja a presión atmosférica.

Los electrolizadores a presión (denominados "electrolitores") se construyen al igual que los corrientes que trabajan a presión atmosférica basándose en un armazón como el de los filtros prensa.

El electrodo central es una pared de plancha totalmente niquelada, que está unida a un marco niquelado anular, al cual también están unidos los preelectrodos. En la figura 2-8 se representa uno de estos electrolizadores. Los electrolizadores a presión trabajan a tensiones máximas de 1.95 V y consumen para la obtención de 1 Nm³ H₂ y de 0.5 Nm³ O₂ entre 4.3 y 4.6 Kwh. incluyendo la energía necesaria para comprimir el gas.

Las mayores instalaciones de electrólisis del agua se han construido para la industria del nitrógeno, concretamente para sintetizar amoníaco, el cual se utiliza en la preparación de los abonos sintéticos. Estas grandes instalaciones utilizan la electricidad de centrales hidráulicas, pues sólo en estos casos su precio es favorable; existen instalaciones de este tipo en Egipto, India, Noruega y Perú. Las mayores instalaciones actuales de electrolizadores bipolares a presión normal funcionan en Rjukan (Noruega) y en el embalse de Assuán (Egipto), siendo su producción de H₂ de 1 434 000 Nm³ y 894000 Nm³ respectivamente. En la instalación de la India, al igual que la empresa noruega Nors-Hydro, se obtiene agua pesada por aislamiento a partir del electrolito enriquecido en ella después del proceso. Las características principales de estas instalaciones han sido sus largos períodos de funcionamiento sin averías, su sencillo mantenimiento, su buen rendimiento y una gran seguridad en su utilización.

No se construirán grandes instalaciones nuevas de este tipo, puesto que la electrólisis del agua es un procedimiento caro debido a su gran consumo energético. El procedimiento es caro por el precio de la corriente eléctrica. Dentro del marco de un futuro sistema económico del hidrógeno, la electricidad procederá de fuentes renovables, por ejemplo, la corriente para los electrolizadores de colectores solares de alta temperatura o de centrales tipo torre central, que dirigen vapor a turbinas de baja presión; también puede pensarse en la obtención directa de electricidad con pilas fotovoltaicas solares y en la utilización del viento y de las mareas.

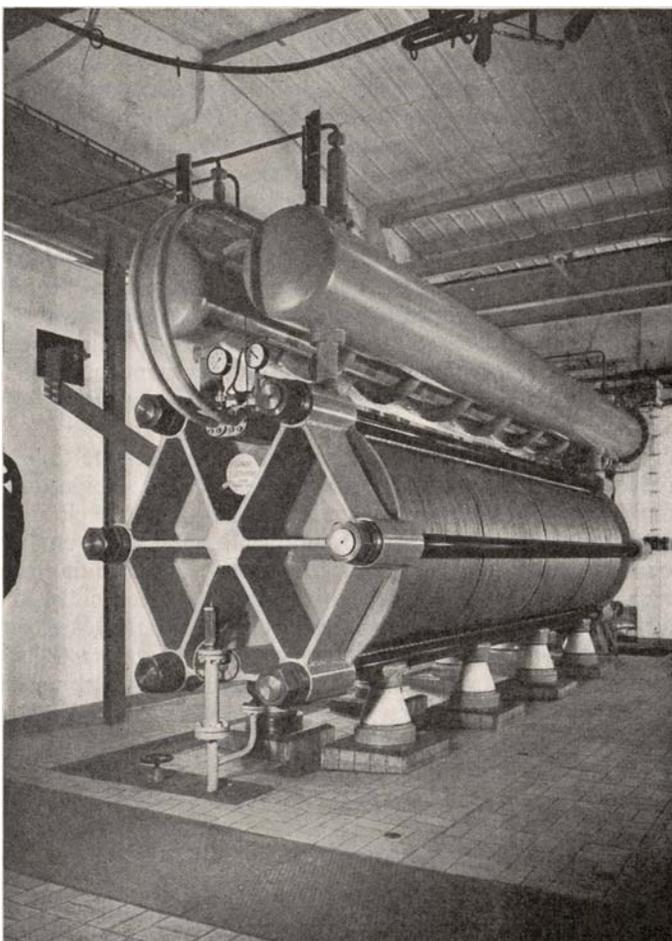


Fig. 2-8. Electrolizador Zdansky-Lonza a presión. Foto de la empresa Lurgi GmbH, Frankfurt a.M. (R.F.A.).

Nuevas mejoras y nuevos procedimientos electrolíticos

Para la producción de $1 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$ y $0.5 \text{ Nm}^3 \text{ O}_2$ se utiliza mucha más energía de la que se prevé termodinámicamente. Un examen cuidadoso de los consumos específicos de energía indica que el exceso de energía se debe a pérdidas de tensión. Las mayores pérdidas de tensión eléctrica se producen debido a polarizaciones en el cátodo y en ánodo y por caídas óhmicas de tensión en el electrolito. El rendimiento por corriente circulante o sea el rendimiento de la corriente es superior al 98 %, en todos los electrolizadores convencionales, por lo que cualquier mejora sustancial en la técnica de electrólisis del agua ha de pasar por la disminución de la tensión aplicada a los electrodos, o sea debe acercarse al valor de la tensión teóricamente necesaria. Las mejoras pueden ser obtenidas, por ejemplo, por: mejores materiales y

estructuras para los electrodos; mejora de los catalizadores; cambios en la construcción de las cubetas; cambios en los parámetros de trabajo o desarrollo de procedimientos electrolíticos totalmente nuevos.

Para la preparación de electrodos sólo deberían emplearse metales o aleaciones que produjeran sobretensiones lo más pequeñas posibles, puesto que las polarizaciones que se producen en el ánodo y en el cátodo contribuyen aditivamente a la tensión que deberá ser aplicada a los electrodos. Pero para zonas de potencial positivo elevado, el material de los ánodos ha de ser muy resistente a la corrosión, con lo cual se reduce mucho las listas de los materiales posibles para su construcción. El estado actual de la técnica considera que el níquel continúa siendo el material ideal para electrodos, puesto que tiene una buena estabilidad frente a soluciones alcalinas concentradas calientes y posee propiedades electrocatalíticas.

Aparte de los problemas de materiales tenemos que considerar la estructura de los electrodos. La técnica de las celdas de combustible nos ha enseñado que las tensiones de polarización se pueden reducir sensiblemente utilizando electrodos altamente porosos de gran superficie activa. Los electrodos contruidos bajo este concepto presentan una superficie catalíticamente activa superior a la que se deduce de medidas geométricas; con ello se consigue que en el electrodo la densidad de corriente por superficie específica sea menor y que por ello sean también menores las sobretensiones. Las ventajas que poseen estos electrodos se han utilizado en las cubetas electrolíticas de la empresa Allis-Chalmers, que han sido producidas en escala semiindustrial, y en las cubetas electrolíticas del agua ELOFLUX y a las cuales dedicamos un apartado especial. La figura 2-9 es el esquema de la cubeta electrolítica Allis-Chalmers. Los electrodos están ordenados en un bastidor como en un filtro prensa y son de níquel puro sin ningún aditivo, y están conectados de modo bipolar y están separados por una matriz de papel de asbesto. Los gases de electrólisis salen fuera de la cubeta por la cara dorsal juntamente con el electrolito y se dirigen al separador de gases. Para una densidad de corriente $300\text{mA}/\text{cm}^2$ la tensión aplicada a 93°C es de 1.8 V. Para obtener $1\text{ Nm}^3\text{ H}_2$ y $0.5\text{ Nm}^3\text{ O}_2$ son necesarios 4.3 Kwh. La concreción en grandes instalaciones aún no se ha efectuado, principalmente a causa de problemas de corrosión y de duración de los materiales. No obstante, la sencillez de construcción y el bajo consumo de energía hacen concluir que la utilización de electrodos porosos es una mejora importante en los actuales procedimientos electrolíticos de descomposición del agua.

Vuilleumier y Braun han calculado que la tensión que hay que aplicar a una cubeta electrolítica a densidades de corriente elevadas se debe principalmente a las caídas óhmicas de tensión. Teniendo esto en cuenta se pueden diseñar nuevas cubetas y trabajar en condiciones distintas para mejorar el sistema. Por ello la distancia entre electrodos debe ser lo más pequeña posible, procurando que no se produzcan polarizaciones de concentración; deben evitarse las pérdidas de tensión por formación de las burbujas ascendentes de gas y los gases producidos deberían salir por la cara dorsal del electrodo.

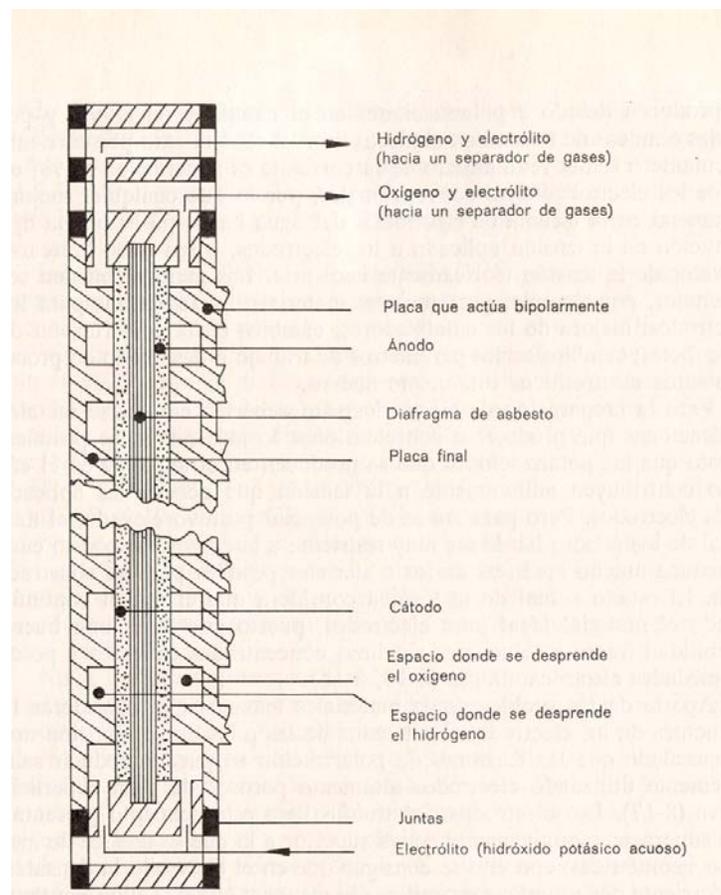


Fig. 2-9. Esquema de la cubeta para electrolizar agua de Allis-Chalmers.

Otro desarrollo posible en este campo es el de la concepción de algunos procedimientos nuevos que prescinden de diafragma y utilizan o bien electrolitos sólidos fijados en cerámica de ZrO_2 o bien membranas sintéticas de intercambio iónico. Con ello se evita la

presencia de los corrosivos electrolitos ácidos y básicos y se consigue que la concentración de electrolito sea constante. Entre los más interesantes de estos nuevos procedimientos está el procedimiento de electrolito polimérico sólido (SPE) y el de la electrólisis a alta temperatura en fase vapor.

La empresa General Electric emplea desde 1967 un procedimiento SPE que usa un polímero especial perfluorado y sulfurado; este polímero, además de unas propiedades físicas parecidas al Teflón, presenta una relativa estabilidad frente al oxígeno y una conductividad elevada de iones hidrógeno. Tal como se ve en la figura 2-10 el ánodo (aleación especial catalíticamente activa) y el cátodo (1-5 mg de negro de platino/cm²) están unidos directamente al intercambiador iónico de 0.5 mm. Por la cubeta sólo circula agua en forma de vapor, que se descompone en el ánodo en iones hidrógeno y oxígeno. Los iones H⁺ emigran en forma hidratada por combinación con los iones SO₃⁻ del soporte polimérico hasta el cátodo, para reducirse allí a hidrógeno. Según las medidas efectuadas sobre estos sistemas, a una temperatura de 93° C y una $i = 300 \text{ mA/cm}^2$ la tensión deberá ser de 1.55 V; ello representa que el gasto energético para producir 1 Nm³ H₂ y 0.5 Nm³ O₂ se reduce a 3.7 Kwh. El uso de este procedimiento SPE en grandes instalaciones industriales depende de la solución que se encuentre a los problemas de las juntas y de encontrar un sustituto para los caros catalizadores basados en metales nobles.

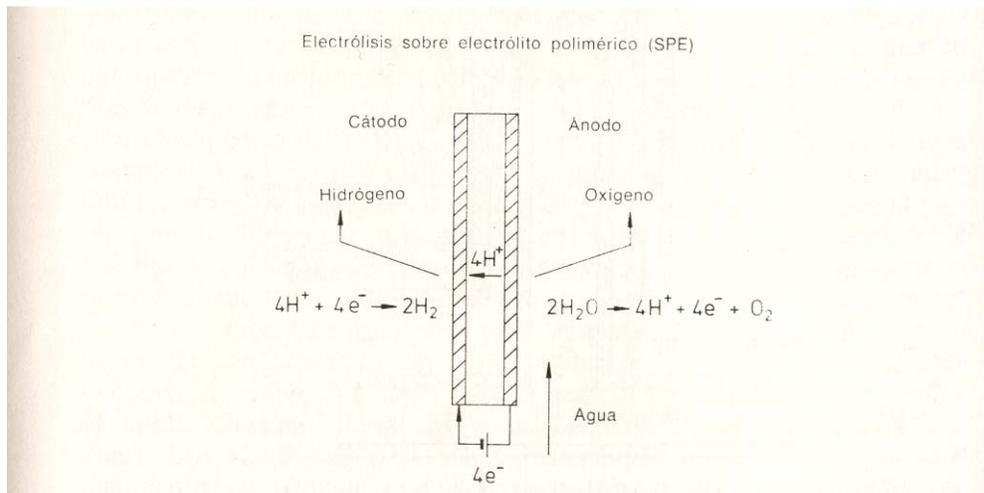
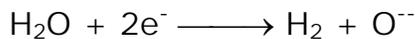


Fig. 2-10. Esquema de la electrólisis SPE del agua.

Otro procedimiento nuevo es el denominado de electrólisis en fase vapor a alta temperatura. Este procedimiento trata de usar la consecuencia más importante del gráfico sobre datos termodinámicos de la figura 2-3., o sea la de conseguir suministrar el máximo posible de la energía necesaria para descomponer el agua electrolíticamente en forma de energía térmica. Por ejemplo para una temperatura de 1000°C las energías necesarias son de $\Delta H = 3.1 \text{ kWh/Nm}^3$, $\Delta G = 2.2 \text{ kWh/Nm}^3$ y $T.\Delta S = 0.89 \text{ kWh/Nm}^3$ y la tensión de la descomposición reversible del agua se reduce a, $E = 0.92 \text{ V}$. Además en esta zona de temperaturas las cinéticas son muy rápidas y se pueden obtener producciones elevadas. Se han empleado para la descomposición del vapor de agua electrolitos sólidos dopados con Yb_2O_2 o Yb_2O_3 ; la estabilidad de estos electrolitos frente a la temperatura es buena. Tal como se indica en la figura 2-11., los electrodos tienen forma de anillo y se ordenan alrededor de un cilindro hueco del electrolito cerámico. El agua se descompone según la ecuación



dando una mezcla de agua e hidrógeno mientras que el O^{2-} emigra a través de la cerámica hacia el ánodo. En realidad este sistema ha mostrado en funcionamiento que la energía necesaria para producir $1 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$ y $0,5 \text{ Nm}^3 \text{ O}_2$ es del orden de los 3 Kwh.; para su posible utilización deberán resolverse problemas tecnológicamente tan difíciles como el del comportamiento frente a la corrosión de los electrodos cerámicos, el de la elección y seguridad de los materiales de los electrodos y el del manejo del O_2 a 1000° C, así como el de disponer de calor barato de temperatura alta (calor para procesos).

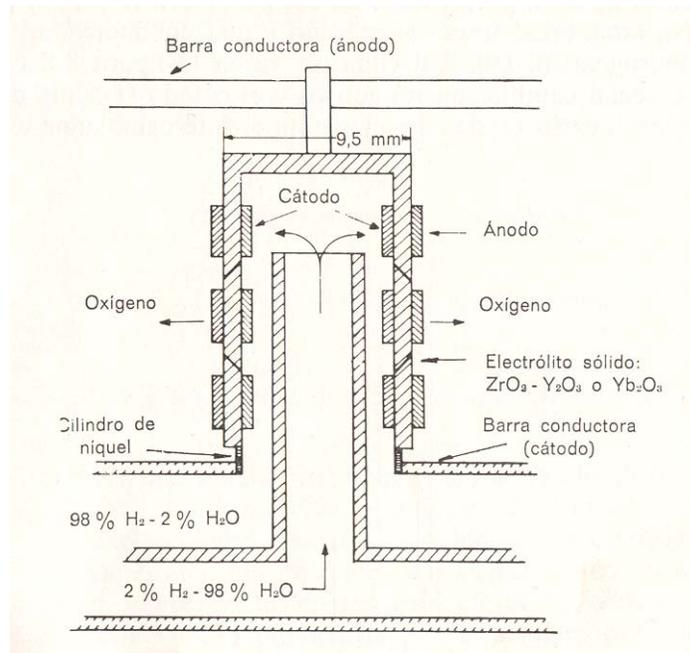


Fig. 2-11. Partes fundamentales de una cubeta electrolítica de vapor de agua a temperatura elevada.

La cubeta para electrolizar agua, ELOFLUX

Los problemas que conlleva el desarrollo de los nuevos procedimientos electrolíticos del agua que acabamos de discutir han impedido que se hayan podido introducir en la práctica industrial. Se ha intentado mejorar las técnicas electrolíticas utilizando los avances que se han producido en la construcción de las celdas de combustible de baja temperatura y medio alcalino, puesto que la descomposición electrolítica del agua es exactamente la inversa de la combustión electrolítica del H_2 y el O_2 . La técnica de las celdas de combustible ha demostrado que las tensiones de polarización disminuyen al emplear electrodos porosos con gran superficie interna. En los electrodos de este tipo se consigue que la superficie activa sea mayor que la geométrica que determina las medidas del electrodo, con lo cual la densidad de corriente por superficie disminuye y las tensiones de polarización son menores. Se han mostrado como adecuados los electrodos desarrollados, según el principio del catalizador de doble esqueleto (designado como DSK por su abreviatura del alemán). Los electrodos DSK están contruidos de un material soporte metálico muy estable en el cual se encuentra anclado sin ningún tipo de ordenamiento un catalizador muy activo. La máxima porosidad, mejor que por el procedimiento

de sinterización, se obtiene por prensado en caliente de mezclas de polvos de metales y eliminación posterior de las sales de relleno que acompañaban a la mezcla metálica; este procedimiento se emplea en el campo metalúrgico de los polvos metálicos.

En los electrodos DSK dos sistemas de poros se interpenetran uno a otro: uno es un sistema más fino que viene dado por la propia micro-porosidad de los granos de catalizador, el otro es un sistema más grueso producido por defectos en el contacto entre el material soporte y los granos de catalizador, así como por los macro-poros producidos por los vacíos dejados por la sal de relleno. Una de las consecuencias del aumento de la superficie del electrodo es la disminución de las sobre-tensiones originadas en la zona frontera entre electrodo y electrólito. Esta disminución se puede traducir en una disminución del consumo específico de energía primaria o en la obtención de densidades de corriente mayores para tensiones de trabajo iguales. La figura 2-12 nos muestra estas consecuencias del aumento de superficie. La figura representa la variación de la tensión de trabajo a una misma densidad de corriente al aumentar la porosidad (P) del electrodo de Ni; la temperatura del electrólito es de 80° C. Al aumentar la porosidad disminuyen las sobretensiones; así entre una porosidad $P = 0$, queda $i = 350 \text{ mA/cm}^2$: (plancha de níquel) y una porosidad del 83.5 % (electrodo de níquel carbonilo prensado) la tensión disminuye 375 mV.

La capacidad de producción de los ánodos y cátodos porosos aumenta mucho, si se emplean catalizadores de Ni-Raney en su construcción. El Ni-Raney es muy activo, pero no es caro, pues el níquel no es ningún metal noble. Esta mejora proviene de las mejoras efectuadas en las celdas de combustible. El Ni-Raney es una aleación de Ni y Al al 50 %, después del prensado en caliente para obtener los electrodos, se disuelve el Al de la aleación. La consecuencia es la obtención de una estructura de Ni esponjosa, desordenada, de gran superficie interna (aproximadamente $100 \text{ m}^2/\text{g}$) y muy porosa. La utilización de una aleación de Ni-Raney con un 2 % de Ti conduce a un aumento de la actividad del catalizador y a sobretensiones especialmente bajas.

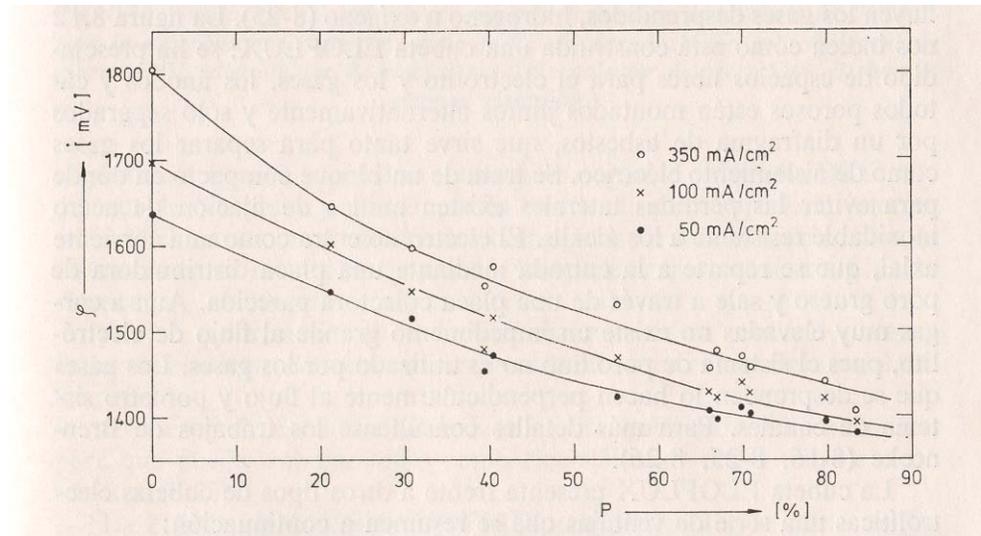


Fig. 2-12. Influencia de la porosidad de los electrodos de níquel prensado, en los potenciales anódicos, para desprender oxígeno a 80. C.

En los poros de los electrodos de difusión de gases de una celda de combustible de H_2 y O_2 se originan a cargas elevadas polarizaciones debidas a concentraciones locales de electrolito, las cuales pueden influir sobre la distribución de la corriente y sobre el comportamiento de la corriente en la zona límite entre las fases. Debe producirse un flujo continuo de electrolito aún sin usar por el ánodo y el cátodo, para evitar la formación de estas diferencias de concentración del electrolito (solución de hidróxido potásico) entre el interior de los electrodos y el espacio exterior. La gran porosidad de los electrodos DSK permite obtener un flujo continuo de electrolito mediante una diferencia de presión hidrostática. La aplicación consecuente a los electrodos de una diferencia de presión hidrostática condujo al diseño de la cubeta electrolítica ELOFLUX.

El funcionamiento de la cubeta ELOFLUX se basa en la existencia de los dos sistemas de poros en los electrodos DSK; en el más fino, gracias a la gran tensión capilar fluye el electrolito y en el más grueso fluyen los gases desprendidos, hidrogeno u oxígeno. La figura 2-13 nos indica cómo está construida una cubeta ELOFLUX; se ha prescindido de espacios libres para el electrolito y los gases, los ánodos y cátodos porosos están montados juntos alternativamente y sólo separados por un diafragma de asbestos, que sirve tanto para separar los gases como de aislamiento eléctrico. Se trata de un bloque compacto en donde para evitar las pérdidas laterales existen anillos de fijación de acero inoxidable resistente a los álcalis. El

electrolito entra como una corriente axial, que se reparte a la entrada mediante una placa distribuidora de poro grueso y sale a través de una placa colectora parecida. Aun a cargas muy elevadas no existe un impedimento grande al flujo de electrólito, pues el sistema de poro fino no es utilizado por los gases. Los gases que se desprenden lo hacen perpendicularmente al flujo y por otro sistema de canales.

La cubeta ELOFLUX presenta frente a otros tipos de cubetas electrolíticas una serie de ventajas que se resumen a continuación:

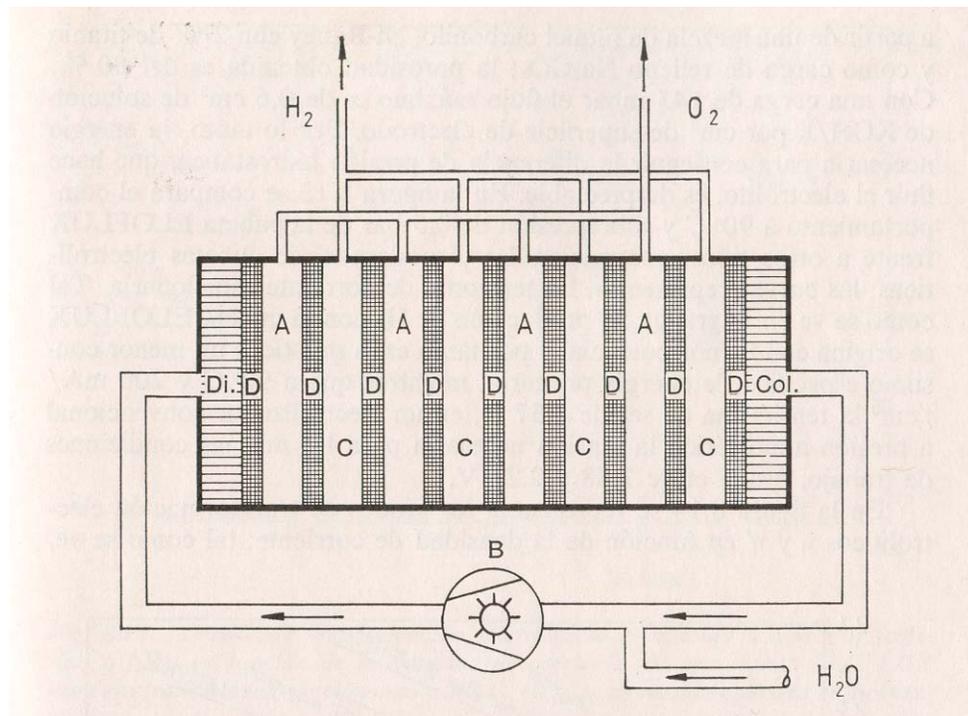


Fig. 2-13. Esquema de la cubeta ELOFLUX.

(A: ánodos; C: cátodos; D: diafragma de papel de asbesto; Di.: distribuidor de electrolito; Col.: colector de electrolito; B: bomba para el electrolito).

1. Su transformación a una cubeta electrolítica a presión es sencilla, pues su construcción es compacta y el volumen es pequeño.
2. Los ánodos y cátodos construidos según el principio DKS pueden ser de Ni-Raney y poseer por lo tanto una gran superficie interna.
3. El grosor empleado de los diafragmas de asbesto determina la distancia entre electrodos y por lo tanto determina cuál es la caída óhmica.

4. La polarización por concentraciones, que se produce a densidades de corriente elevadas, casi se puede eliminar con el flujo axial del electrolito.

5. Se puede convertir fácilmente en una cubeta de tres electrodos, para que pueda trabajar tanto como electrolizador como celda de combustible.

La cubeta electrolítica ELOFLUX cumple la mayor parte de las especificaciones que debería reunir una moderna cubeta electrolítica.

Los ánodos y cátodos que utilizan el sistema ELOFLUX se obtienen a partir de una mezcla de níquel carbonilo, Ni-Raney con 2 % de titanio y como carga de relleno Na_2CO_3 ; la porosidad obtenida es del 80 %. Con una carga de 145 mbar el flujo máximo es de 0.6 cm^3 de solución de KOH/h por cm^2 de superficie de electrodo. Por lo tanto, la energía necesaria para conseguir la diferencia de presión hidrostática, que hace fluir el electrolito, es despreciable. En la figura 2-14. se compara el comportamiento a 90° C y sobre-presión de 0.5 bar de la cubeta ELOFLUX frente a otros tipos, convencionales y modernos, de cubetas electrolíticas; las curvas representan las tensiones de corriente estacionaria. Tal como se ve en la gráfica, la producción de H_2 con la cubeta ELOFLUX se origina con menor potencial y por tanto es la que tiene un menor consumo específico de energía primaria; mientras que a 90° C y 200 mA/cm^2 la tensión ha de ser de 1.57 V, en un electrolizador convencional a presión atmosférica la tensión necesaria para las mismas condiciones de trabajo, oscila entre 1.88 y 2.27 V.

En la figura 2-15. se representan los grados de transformación electrolíticos η y η' en función de la densidad de corriente; tal como se ve, estos rendimientos son elevados.

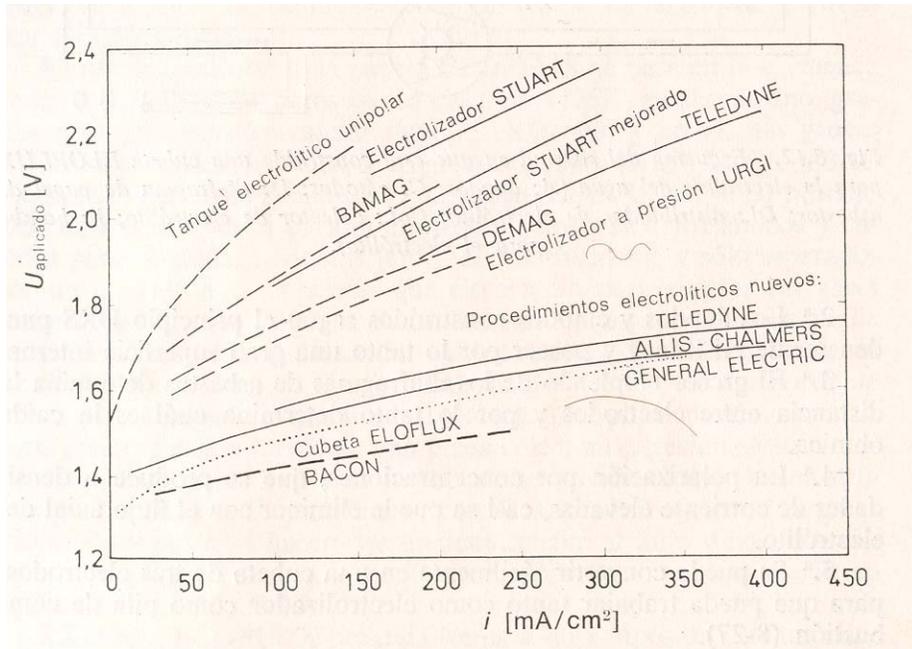


Fig. 2-14. Curva de tensión estacionaria para una cubeta ELOFLUX comparándola con las de otros electrolizadores y otros procedimientos electrolíticos modernos. .

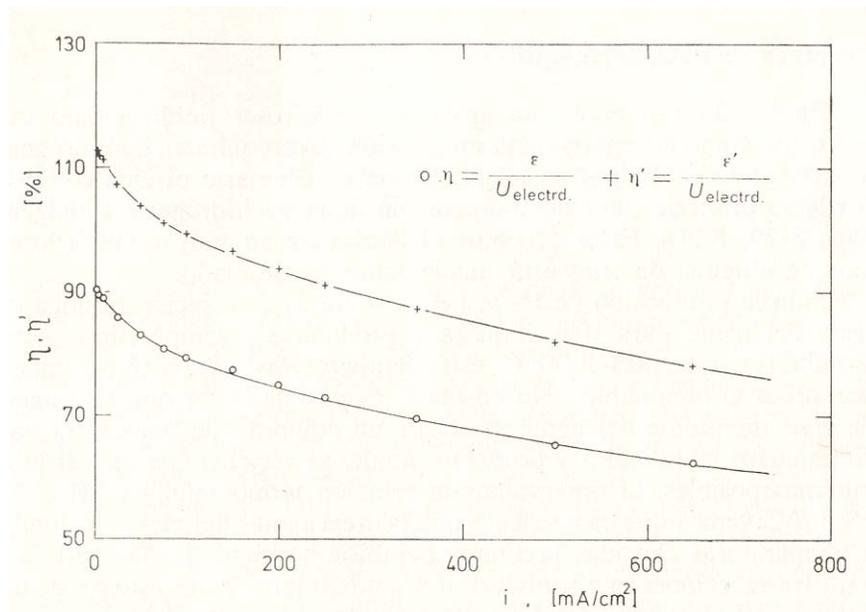


Fig. 2-15. Grados de transformación electrolíticos.

En la figura 2-15. se muestran los grados de transformación electrolíticos, en donde:

η = eficiencia

ΔG =

ΔH =

η (referido al ΔG) y η' (referido a ΔH), en función de la densidad de corriente, de una cubeta ELOFLUX para electrolizar agua funcionando a 90.°C. ($U_{\text{electr.}}$ = tensión aplicada en bornes.)

El grado de rendimiento referido a la entalpía libre de reacción ΔG (90° C: $E = 1.76$ V) a $i = 200$ mA/cm² es de un 75 %; este η representa el grado de transformación referido sólo al consumo de energía eléctrica y es claramente superior al de otros electrolizadores industriales, en los que está comprendido entre el 60 y el 70 %. El grado de transformación η' referido a la entalpía de reacción a 90° proporciona valores que llegan a ser superiores al 100 % como consecuencia de su tensión de trabajo de 1.471 V; la energía que falta ($T\Delta S = \Delta H - \Delta G$) se obtiene del calor de Joule disipado en la cubeta y absorbiendo calor al electrolito.

En los electrolizadores a presión atmosférica el consumo específico de energía para producir 1 Nm³ H₂ y 0.5 Nm³ O₂ está entre 4.5 y 5.45 Kwh. y para el electrolizador a presión Zdansky-Lonza es de 4.3 y 4.6 Kwh. Para la cubeta ELOFLUX este consumo específico de energía es de 3.75 Kwh. a 90° C y 200 mA/cm². En este sentido y para poder comparar estos valores, recordaremos que los consumos específicos mínimos teóricos son a $T = 90^\circ$ C, de $W_{\text{eléct.}} (\Delta H) = 3.51$ Kwh. y de $W_{\text{eléct.}} (\Delta G) = 2.81$ Kwh.

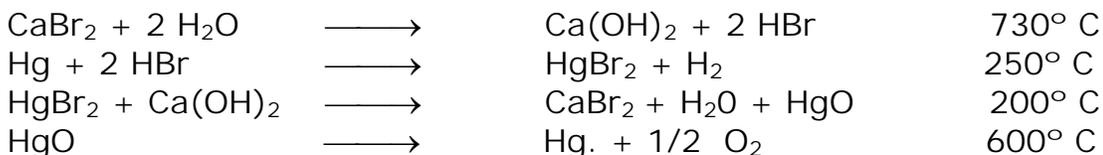
2-8 Procesos cíclicos termoquímicos

En los últimos años han aparecido numerosas publicaciones que presentan como alternativa a la producción electroquímica de hidrógeno procesos termoquímicos en los cuales no es necesario el empleo de la corriente eléctrica para descomponer al agua en hidrógeno y oxígeno. Estos procesos cíclicos parecen muy prometedores, aunque ninguno de ellos está suficientemente estudiado.

Para la producción de H₂ se debe excluir la disociación térmica directa del agua, pues sólo empieza a producirse a temperaturas comprendidas entre 2000-3000° C; estas temperaturas no son técnicamente accesibles ni dominables. No obstante, es posible hacer que el proceso de descomposición del agua resulte de un conjunto de reacciones parciales cuyos intermedios y productos finales se reciclen con las pérdidas mínimas posibles. Si observamos

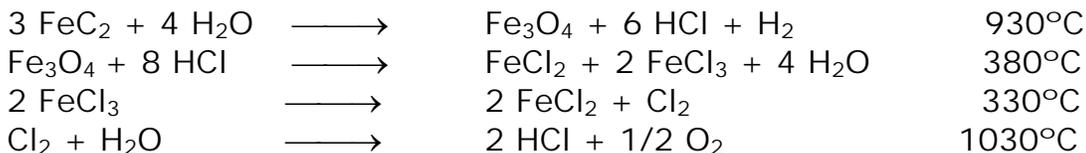
la relación termodinámica $\Delta H = T \cdot \Delta S + \Delta G$ vemos que es corriente que las reacciones del ciclo efectuadas a temperaturas elevadas presenten cambios positivos de ΔS , pero que para las reacciones que transcurren a temperaturas bajas esto no es tan importante; el cambio total de ΔG en todo el proceso debería ser mínimo. Efectivamente estos procesos cíclicos se acostumbran a caracterizar por poseer dos o tres reacciones; al disminuir la temperatura de trabajo, el número de reacciones aumenta y con él disminuye el grado de transformación térmico del proceso. Por todo ello aún no puede excluirse la posibilidad de obtener H_2 y O_2 por descomposición directa del agua usando la energía térmica procedente de los reactores nucleares de alta temperatura o de las centrales solares.

Por los datos termodinámicos disponibles de secuencias químicas se han diseñado mediante programas de computadora numerosos procesos cíclicos de este tipo. Estos procesos se clasifican por familias según las sustancias utilizadas, las cuales se agrupan a su vez según determinadas sales metálicas. Por ejemplo haluros o sulfatos, siendo las familias más conocidas las de hierro/cloro, hierro/azufre y manganeso/azufre. Uno de los ciclos clásicos es el de Beni y Marchetti, denominado proceso cíclico Mark I, y que parte de $CaBr_2$ y Hg.



Este ciclo comparado con otros es el técnicamente más madurado y el más favorable energéticamente.

Un representante típico de la familia hierro/cloro es el proceso siguiente de 4 pasos:



Aparte de los problemas de los materiales de construcción y de las sustancias implicadas, estos ciclos de reacción presentan especialmente el problema de su acoplamiento con el calor del

proceso necesario, del intercambio de calor interno y de la separación de los productos de reacciones gaseosas; por ejemplo, el cloruro de hierro (II) se licua a los 680° C y uno de los pasos más problemáticos es la formación de cloro a 330° C, según,



En el momento actual no pueden juzgarse las posibilidades que tienen de ser aplicados estos procedimientos; para ello aún falta conocer mucho más sobre cada una de las reacciones, tanto desde el punto de vista cinético como de procedimiento técnico, y sobre ciertas combinaciones de procesos. En los ciclos de la familia hierro/cloro las principales dificultades parecen residir en la hidrólisis del FeCl_2 y en la descomposición térmica del FeCl_3 . Además aún no existe ningún reactor nuclear de alta temperatura ni ninguna central solar que pueda suministrar sin problemas el calor suficiente para alcanzar el nivel de temperatura de los 1000° C. Deben mencionarse también los difíciles problemas de corrosión y las elevadas especificaciones que requieren los materiales de construcción; en este sentido hay que mencionar los riesgos de seguridad que crea el manejo a altas temperaturas de sustancias tan agresivas y tóxicas como el Cl_2 , el CO o el Hg. Existe el riesgo de que en determinados casos deberían emitirse a la atmósfera estos gases tan tóxicos, produciéndose en consecuencia una carga ambiental muy grande; por ello, desde el punto de vista de seguridad, la implantación de los procesos cíclicos termoquímicos parece poco recomendable.

2-9 Economía y usos del hidrógeno

La producción electroquímica de hidrógeno a partir del agua, al comparada con los otros métodos de obtención, aparece como un método sencillo y ya conocido. Los actuales electrolizadores que funcionan industrialmente se han caracterizado por su fácil mantenimiento, pero debido a su consumo de energía y al precio de la energía eléctrica, el coste del hidrógeno producido es relativamente caro. No obstante, el hidrógeno electrolítico será una auténtica alternativa comercial cuando se pueda disponer de energía eléctrica procedente de centrales solares grandes.

Para reducir el actual consumo de energía primaria en la descomposición electrolítica del agua, la tecnología de la electrólisis del agua debería ser mejorada en el diseño de su construcción, en los materiales para electrodos o, dado el caso, en los catalizadores; también deberían optimizarse los parámetros de trabajo. Los trabajos en el desarrollo de procesos cíclicos termoquímicos deben

continuar, pero en las primeras instalaciones de prueba deberá comprobarse hasta qué punto será posible realizar a gran escala industrial estos procesos de varios pasos.

2-10 Usos del hidrógeno.

Casi el 42 % del hidrógeno que se produce se usa en la fabricación de amoníaco y otro 38% en la refinación de petróleo. El otro 20% se consume en muchas industrias, siendo las aplicaciones en siderurgia y alimentos las que usan las mayores cantidades. En el futuro, una mayor refinación de petróleo, el aumento de plásticos y elastómeros (sustancias de características similares al caucho), mayor volumen de desulfurización de aceites combustibles, un aumento en la reducción de aceites comestibles, un aumento en la reducción de minerales de hierro y la hidrogenación de celdas de combustible hidrógeno-aire, así como la industria aeroespacial, producirán una tendencia de aumento de la demanda de hidrógeno. Cuando nuestras reservas de combustibles fósiles comiencen a agotarse, el hidrógeno puede llegar a convertirse en la base de la economía de combustibles.

Tabla I. Reservas mundiales probadas de petróleo 1998 = 1,052.9, Miles de millones de barriles. Compendio de información del sector energético mundial 1999.

Área geográfica	%
Norteamérica (incluye México)	8.0
Centro y Sudamérica	8.5
Anterior Unión Soviética	6.3
Medio Oriente	64.0
África	7.0
Asia Pacífico	4.2
Europa	2.0
Total	100%

2-11 Aspectos económicos del hidrógeno. Puesto que la creciente demanda de energía está agotando nuestras reservas de combustibles fósiles a una velocidad alarmante (Fig. 2-16), las miras

científicas se enfocan hacia la sustitución futura de la hulla y el petróleo. Desde un punto de vista mundial, las reservas de combustibles fósiles probablemente son suficientes para mantener los niveles de vida actuales hasta mediados del siglo XXI. Sin embargo, al examinar los datos de distribución de petróleo de la Tabla I, se ve que los E.U.A. pueden tener la necesidad de desarrollar la tecnología de un nuevo sistema de energía antes de lo que era de esperarse.

La fisión nuclear, y quizá la fusión nuclear, pueden llegar a convertirse en la principal fuente de energía del futuro. Casi todos los planes para el uso de la energía nuclear se basan en su conversión en más electricidad, a pesar de que la energía eléctrica constituye, solamente un 20% del consumo total de energía, tanto presente como anticipado. El 80% restante se consume en forma de calor. El gran problema consiste en cómo transformar la energía nuclear en energía química para poder almacenarla y transportarla. Una de las soluciones propuestas se basa en un sistema de combustibles a base de hidrógeno.

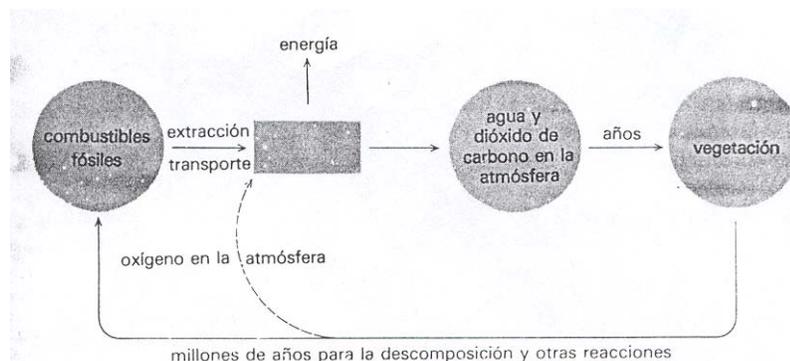
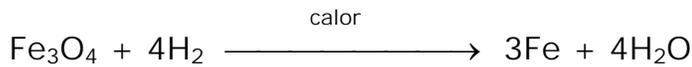


Figura 2-16. Ciclo de los combustibles fósiles.

La electricidad producida por los reactores nucleares podría usarse para convertir nuestro compuesto más abundante, el agua, en hidrógeno y oxígeno. A diferencia de los combustibles fósiles, el tiempo requerido para la regeneración del hidrógeno es relativamente corto (véase la Fig. 2-17). Una de las grandes ventajas del hidrógeno como combustible es su combustión libre de contaminantes por formación de agua. Los motores normales para gasolina pueden modificarse para consumir hidrógeno como

combustible. Además del vapor de agua, los únicos otros productos importantes de la combustión son la pequeña cantidad de óxidos de nitrógeno que se originan del aire usado en la combustión. Los motores de hidrógeno pueden ser uno de los modelos que cumpla con los estándares de emisión del futuro.

Las celdas de combustible a base de hidrógeno son otra de las posibilidades para la impulsión de vehículos de motor. Estas combinaciones de celda-batería y motores eléctricos podrían ser la fuerza motriz de camiones, automóviles, naves y trenes. El hidrógeno líquido se podría utilizar en aviones. El mineral de hierro podría reducirse económicamente con hidrógeno directamente a hierro elemental:



Puede suponerse que los gases producidos por la reducción del mineral de hierro con hidrógeno emitirán menos contaminación atmosférica que la actual reducción con coque.

El inicio de la era del hidrógeno no requerirá de grandes desarrollos científicos o tecnológicos. La economía futura a base de hidrógeno podría lograrse resolviendo diversos problemas de ingeniería cuyo planteamiento es bien conocido. El advenimiento del hidrógeno en nuestros actuales sistemas de combustibles no sería muy difícil.

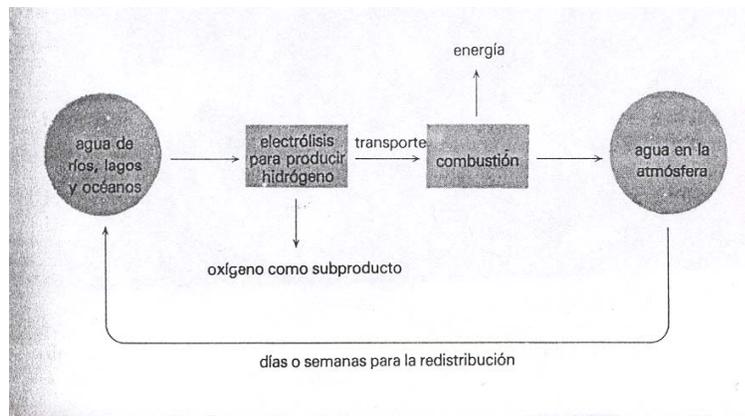
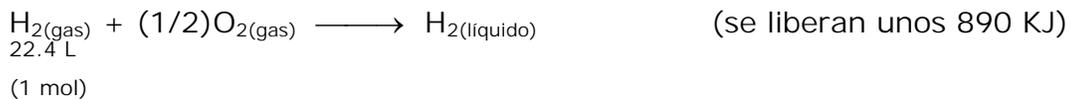
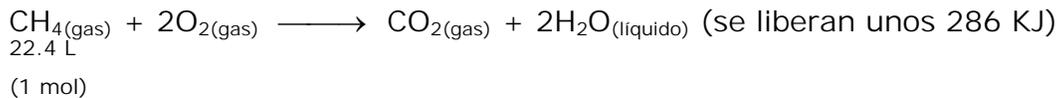


Figura 2-17. Ciclo de las celdas de combustible.

El hidrógeno se usa ya en cantidades considerables con gas natural y otros combustibles. Los gasoductos de gas natural pueden adaptarse para el transporte de hidrógeno. Una de las desventajas del transporte de grandes cantidades de hidrógeno por medio de ductos, es que el hidrógeno es más ligero y tiene un valor calorífico más bajo que el gas natural. Se debe bombear un volumen de hidrógeno tres veces mayor para obtener el mismo contenido de energía del gas natural (considerando que el gas natural es prácticamente metano, CH₄), tal como lo muestran las siguientes ecuaciones:



Energía

$$1 \text{ Kw.h} = 3600 \text{ KJ}$$

No obstante, y puesto que el hidrógeno fluye unas tres veces más rápidamente, las bombas de un gasoducto que se usaran para hidrógeno serían tres veces más eficientes. El hidrógeno tiene ciertas ventajas sobre el gas natural para propósitos de calefacción, debido a que su flama es más caliente. Esto significaría aparatos más pequeños y sistemas de ventilación más simples.

Para los combustibles de aviones y motores de automóviles, el requerimiento de la producción de hidrógeno en forma refrigerada a temperaturas bajas puede presentar algunos problemas de almacenamiento. Sin embargo, el hidrógeno líquido se transporta ya en camiones y barcos y la tecnología del manejo de materiales refrigerados a temperaturas muy bajas está bien establecida, en especial en la industria aeroespacial.

Una de las principales desventajas del hidrógeno como combustible se refiere a su seguridad de manejo. Por desgracia, el hidrógeno tiene una gran facilidad para fugarse por los orificios más minúsculos e incluso a través de ciertos materiales. Hace algunos años se usaba hidrógeno para inflar globos y dirigibles, pero esta costumbre fue discontinuada cuando muchas personas perdieron la vida en el incendio que se produjo en 1937 cuando el dirigible Hindenburg,

lleno de hidrógeno, se aproximaba a su mástil de amarre en Lakehurst, New Jersey, en ruta desde Alemania. Este temor al poder explosivo de las mezclas de hidrógeno-oxígeno, que se magnifica en las mentes de los escépticos, se ha dado en llamar "síndrome de Hindenburg". Ciertas mezclas hidrógeno-aire son explosivas, pero también lo son algunas mezclas metano-aire.

El hidrógeno se usa en cantidades importantes con gas natural y otros combustibles. Los antiguos sistemas llamados gas de ciudad contenían 50% de hidrógeno. El poblado de Basilea, Suiza, distribuye entre sus habitantes un combustible que contiene 80% de hidrógeno, hasta ahora sin accidentes. La dilución del hidrógeno gaseoso es muy efectiva para reducir sus límites de flamabilidad. Uno de los posibles métodos para aumentar la seguridad del manejo del hidrógeno será diluirlo con otro gas en el punto de distribución. Idealmente, el gas diluyente incrementaría el poder calorífico del combustible y no produciría materiales tóxicos durante la combustión.

2-12 Costos del hidrógeno

De acuerdo con los resultados de un proyecto de investigación de la empresa Siemens el costo corriente de la electricidad solar es aproximadamente DM 2/Kwh., en donde DM son Marcos Alemanes, y para la venta del hidrógeno el precio es cerca de DM 3/Kwh. Si uno asume que el costo de la electricidad solar caerá a DM 1/Kwh. en un futuro cercano – los expertos piensan que no está muy lejos-, entonces la venta de 1Kwh de hidrógeno con 0.35 m³, costará cerca de DM 1.5. Esto podría ser el equivalente de DM 15 por metro cúbico de gas natural. Así que esto es 30 veces el costo presente.

(El día 30 de mayo de 2003, 1.0 DM = \$11.56 Pesos mexicanos).

Dependiendo de los métodos de suministro, producción y distribución, el costo de un kilogramo de hidrógeno puede ser de cuatro a seis veces superior al costo de un galón de gasolina o combustible diésel. (Un kilo de hidrógeno produce la energía equivalente a un galón de combustible derivado del petróleo.) La eficiencia del hidrógeno es hasta de un 70 %. Por lo tanto, el hidrógeno se volvería comercialmente viable si su precio por kilogramo al menudeo fuera el doble que el de un galón de gasolina. Los estudios recientes indican que, con la tecnología actual, el precio es 1.3 veces mayor de lo que quisiéramos.

Pero conforme mejoren el almacenamiento de hidrógeno, el procesamiento de combustible y las tecnologías de electrólisis, y a medida que aumente la demanda de hidrógeno, su costo habrá de acercarse a lo requerido. Creemos que, a pesar de las dificultades que implica, la infraestructura para los vehículos con celda de combustible se desarrollará rápidamente.

Mientras continúan las discusiones sobre la forma de crear la infraestructura necesaria, es interesante señalar que ya existe cierta infraestructura de hidrógeno, muy en especial a lo largo de la costa del golfo de México, en EUA, y alrededor de Rotterdam, Países Bajos. El hidrógeno se produce en las industrias petroleras y químicas, así que actualmente fluye a través de ductos de cientos de kilómetros en numerosos países. La infraestructura existente produce al año alrededor de 540,000 millones de metros cúbicos de hidrógeno a partir de gas natural. En términos de energía, esto equivale a cerca de 140 millones de toneladas de petróleo al año, que es casi el 10 por ciento de los requerimientos del transporte actual. Aunque el hidrógeno que se produce actualmente tiene otros fines, lo importante es que ya se tiene experiencia en su generación y transporte.

Bibliografía.

- ❖ Compendio de información del sector energético mundial 1999
Ing. Gerardo Bazán Navarrete
UNAM, Diciembre de 1999.

- ❖ Hidrógeno solar energía para el futuro
Dr. Phil Eduard W. Justi.
Marcombo, Barcelona- México, 1985

- ❖ La Química en la Sociedad
Editor: Rafael Fernández Flores
UNAM
México, 1994.

- ❖ Química
La ciencia central
Theodore L. Brown
Prentice-Hall hispanoamericana
México, 1993

- ❖ Química General Universitaria
Charles W. Keenan
Compañía editorial continental
México, 1997

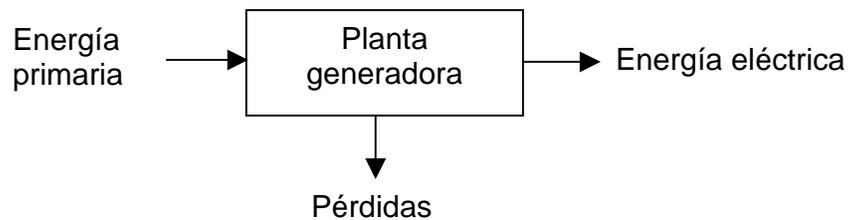
- ❖ YAHHO!MÉXICO FINANZAS

- ❖ Forster, K. "Hidrógeno Solar: la energía de una alternativa energética práctica. Revista Siemens, págs. 30 a 35. 3^{er} trimestre de 1990

CAPÍTULO 3

Plantas generadoras de energía eléctrica

Planta Generadora.- Conjunto de elemento destinado a convertir en energía eléctrica parte de la energía primaria que abastece a las plantas generadoras.



Fuente de energía:

➤ No renovables:

- ❖ Combustibles fósiles (naturales ó procesados).
- ❖ Geotermia.
- ❖ Energía nuclear (fisión).

➤ Renovable:

Fotovoltaica

- Fototérmica
 - ❖ Solar Directa

- ❖ Solar Indirecta

Clasificación de plantas generadoras:

- Plantas termoeléctricas con combustibles fósiles
 - ❖ Con turbina de vapor.
 - ❖ Con turbina de combustión.
 - ❖ Ciclo combinado.
 - ❖ Con motor de combustión interna.

- Plantas hidroeléctricas
 - ❖ Con almacenamiento de agua.

 - ❖ De agua corriente.
 - ❖ Maremotriz.

- Plantas nucleoeeléctricas
 - ❖ Fisión.

En esta tesis trataremos de la generación de energía eléctrica con las fuentes de energía renovables y con la energía geotérmica. En todos estos casos al no haber combustión no se produce CO₂.

3-1 Plantas geotérmicas

Las centrales geotérmicas utilizan como fuente primaria de energía el vapor obtenidos de agua a alta temperatura que existen en el subsuelo.

La Energía geotérmica se manifiesta en forma de calor en la superficie de la tierra. Estas manifestaciones ocurren en muy diferentes puntos de la corteza terrestre en diferentes formas:

- Aguas termales
- Fumarolas
- Volcanes
- Geiser

Este fenómeno ocurre principalmente en las zonas de la corteza terrestre afectadas por fallas geológicas.

En nuestro país se ha aprovechado la energía geotérmica en varias regiones, como se muestra en la siguiente tabla, en el mapa de localización (figura 3-1).

Las centrales geotérmicas utilizan como fuente primaria de energía el vapor obtenido de yacimientos geotérmicos.

Dicho vapor es obtenido a través de pozos cuyas profundidades varían según el yacimiento; los pozos producen una mezcla de agua y vapor a una temperatura promedio de 300 grados centígrados. El agua y el vapor son separados a boca de pozo.

Nombre	Ubicación	Unidades	Capacidad MW
Cerro Prieto IV	Mexicali, B.C.N.	1	110.000
Cerro Prieto III	Mexicali, B.C.N.	2	220.000
Cerro Prieto II	Mexicali, B.C.N.	2	220.000
Cerro Prieto I	Mexicali, B.C.N.	5	180.000
Los Azufres	Cd. Hidalgo Mich.	10	97.900
Los Humeros	Los Humeros, Pue.	7	42.000



Fig. 3-1 CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS

Posteriormente, el agua es enviada a una laguna de evaporación o reinyectada al subsuelo, mientras que el vapor se traslada por medio de tuberías a la central generadora, donde se distribuye a los turbogeneradores para transformar su energía cinética en mecánica,

y ésta a su vez, ya en el generador, en energía eléctrica (ver la figura 3-2).

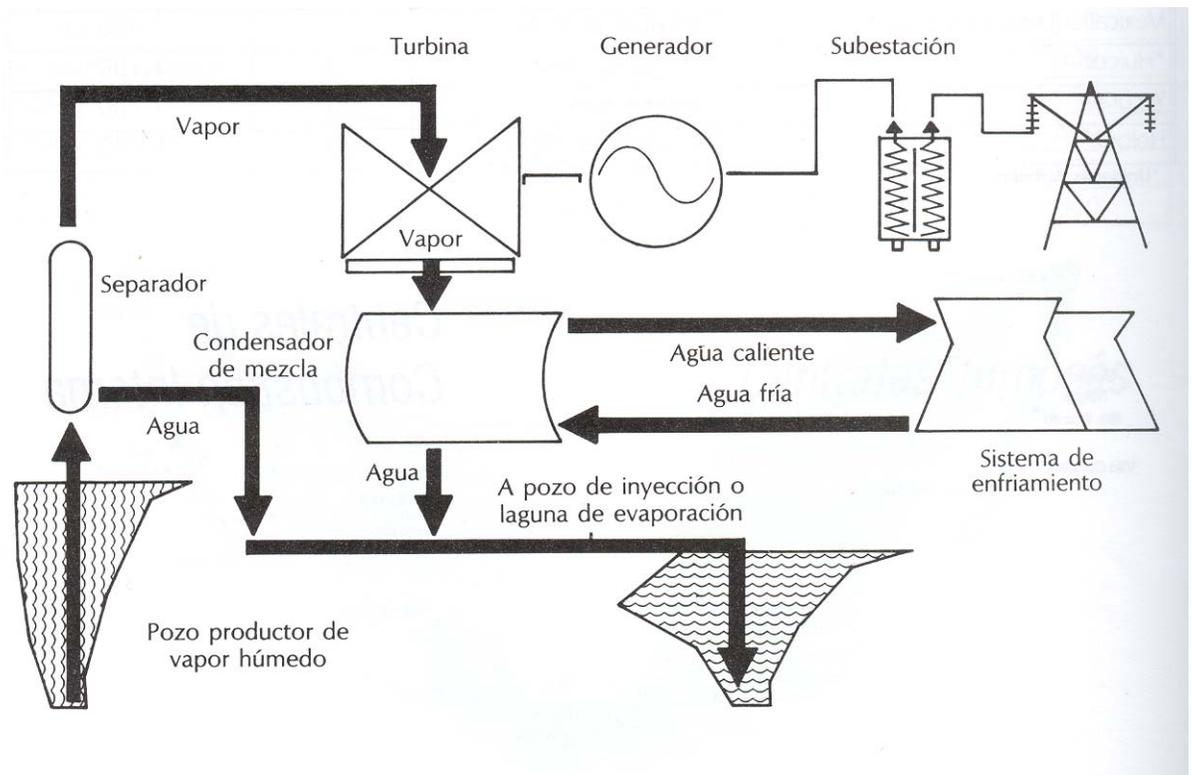


Figura 3-2.

Existen unidades de 5 MW en las que el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, se libera directamente a la atmósfera. En las unidades de 20 a 110 MW (que es la de mayor capacidad que tiene instalada la Comisión Federal de Electricidad), el vapor se envía a un sistema de condensación; el agua condensada, junto con la que proviene del separador, se reinyecta al subsuelo o bien es enviada a una laguna de evaporación.

3-2 Plantas hidroeléctricas

La generación hidroeléctrica destaca por su nula contaminación al medio ambiente, ya que el agua una vez utilizada en las plantas, regresa al caudal de los ríos sin alteraciones en la temperatura y calidad de la misma.

Para transformar la energía cinética en electricidad, se almacena el agua de los ríos hacia presas, para conducirla posteriormente a través de tuberías para impulsar los álabes de una turbina, provocando con este mecanismo que gire su eje o flecha. Dicho movimiento es transmitido al generador que es el que, finalmente, produce el fluido eléctrico, véase figura 3-3.

Es importante mencionar que debido a la heterogeneidad que presentan estas centrales, existe una gran variedad de diseños, dimensiones y métodos constructivos.

En nuestro país, tenemos su máxima representación en una de las cuencas hidrológicas que registran mayor precipitación: la del Río Grijalva. En ella se localizan cuatro grandes centrales: la Manuel Moreno Torres, (Chicoasén); la Belisario Domínguez, (la Angostura); la de Malpaso y la de Peñitas, todas ubicadas en el estado de Chiapas; en la figura 3-4 se muestran las centrales hidroeléctricas en México.

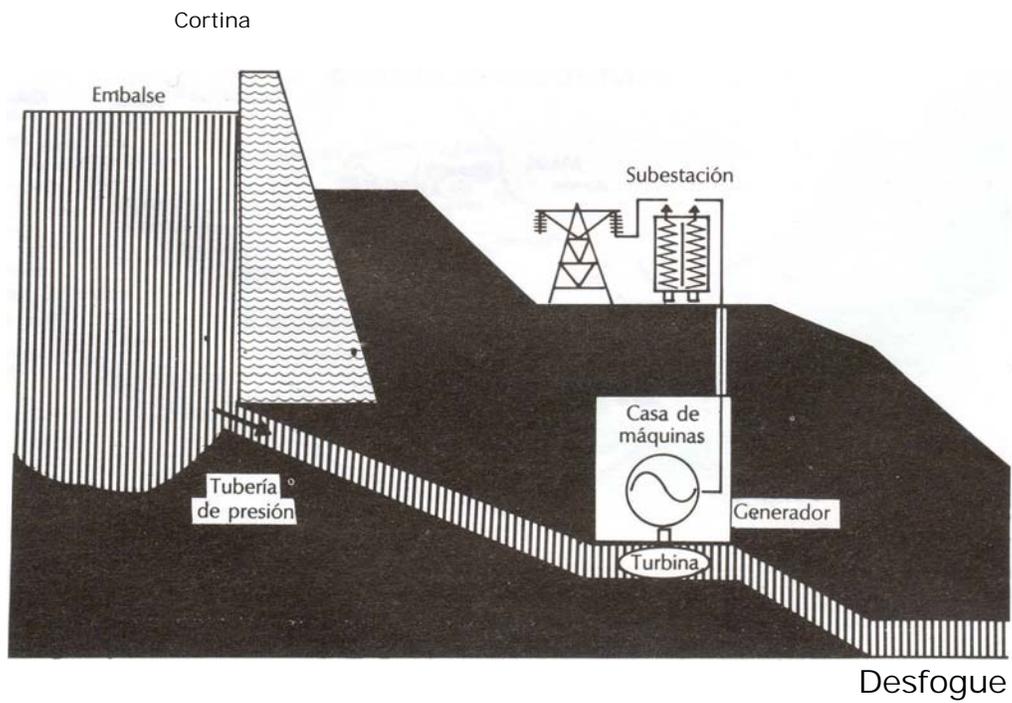


Figura 3-3. Generación de Energía Hidroeléctrica.

Centrales Hidroeléctricas

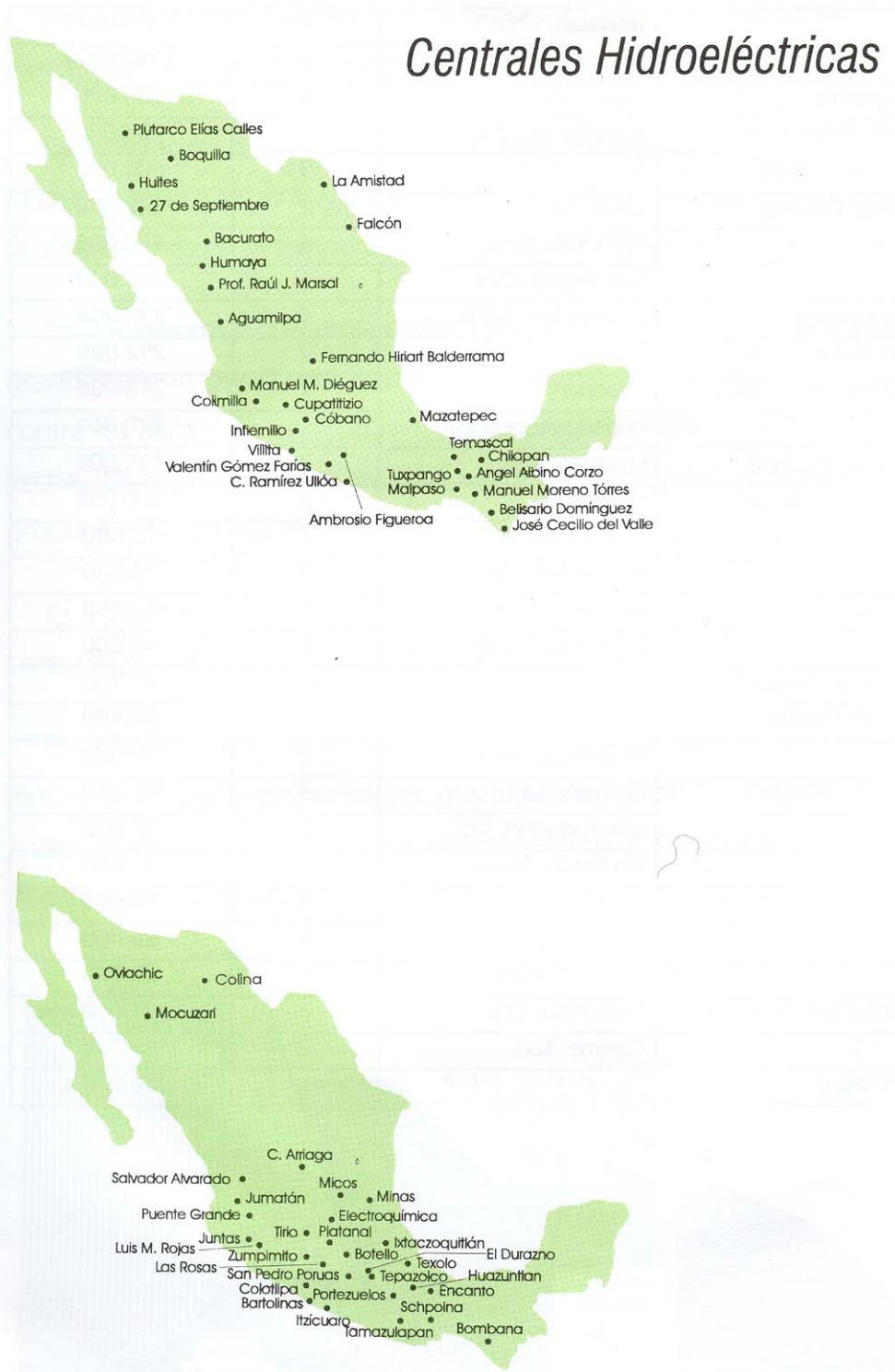


Figura 3-4. Centrales Hidroeléctricas en México.

TIPOS DE PLANTAS HIDRO ELÉCTRICAS

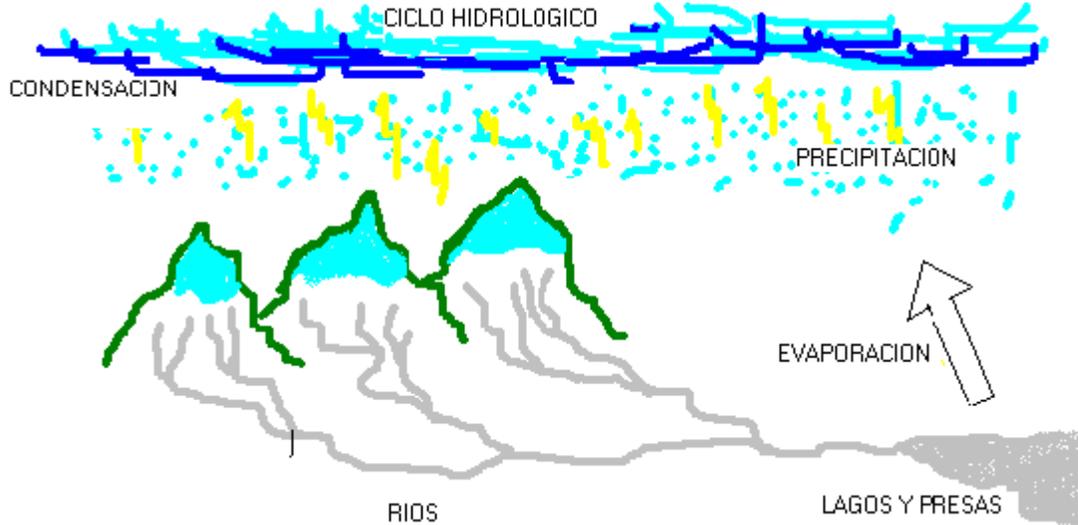


Figura 3-5. La fuente de energía, hidráulica.

De acuerdo a las características geográficas y condiciones hidrológicas podemos resumir en la existencia, básicamente, de dos tipos de plantas hidroeléctricas convencionales:

- Hidroeléctrica de agua corriente sin vaso de almacenamiento.
- Hidroeléctrica con vaso de almacenamiento.

Las siguientes características se consideran las apropiadas para construir plantas de agua corriente (sin vaso de almacenamiento)

- Zona alta (montaña).
- Grandes desniveles.
- Pequeños gastos.

Lo anterior implica pocas posibilidades de construir plantas con vasos de almacenamiento.

Las siguientes características se consideran las más propicias para construir plantas con vasos de almacenamiento.

- Zona baja (planicie).
- Pequeños desniveles.
- Grandes gastos.



Figura 3-6. Estudios hidrológicos.

Es necesario conocer la fuente de energía, que básicamente es el caudal del río y la caída de agua aprovechable, para poder estimar el abastecimiento de energía.

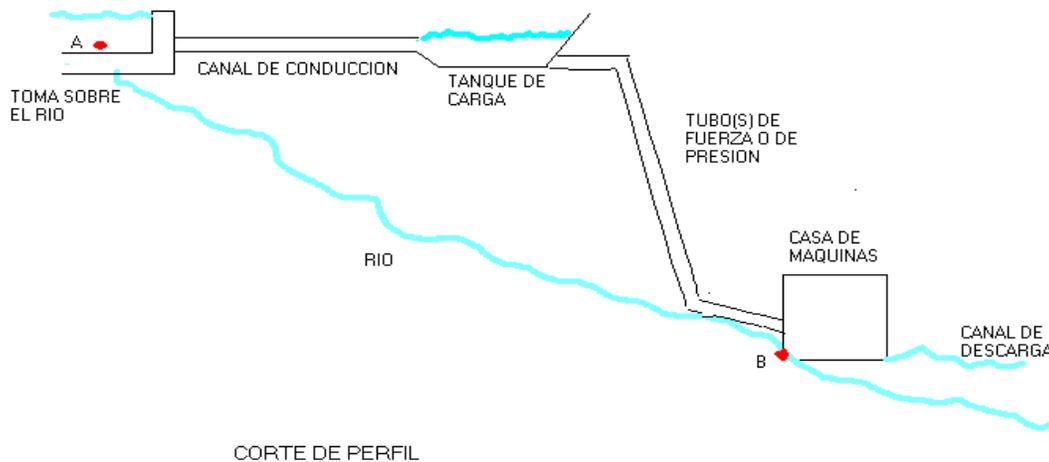
La variación del gasto depende de las estaciones del año y de la localización de la planta, de tal manera que:

- En las zonas templadas y frías tenemos que el deshielo da origen a los lagos y ríos, y a su vez afecta el comportamiento de los gastos, de tal manera que el gasto máximo primavera.
- En el caso de la zona tropical y subtropical, las lluvias son las que abastecen a los ríos de tal manera que el gasto máximo es en verano y otoño mientras que el gasto mínimo es en invierno y primavera.

Con objeto de realizar un adecuado aprovechamiento del río hay que conocer su comportamiento en lo que respecta al gasto y a su variación en el tiempo.

PLANTAS HIDROELÉCTRICAS DE AGUA CORRIENTE. (Sin vaso de almacenamiento)

Los principales componentes de una hidroeléctrica de agua corriente se observan en la figura 3-7 las cuales se mencionan posteriormente.



(Figura 3-7)

- Toma del río
- Reja de protección
- Canal de conducción
- Tanque de carga
- Tubo(s) de fuerza o de presión
- Casa de maquinas
- Canal de descarga

Toma sobre el río.

Como se observa en las siguientes figuras podemos ver que en la toma sobre el río se requiere de un dique para controlar el agua del río e introducirla hasta una antecámara para después mandarla al canal de conducción.

Canal de conducción

En el canal de conducción por el cual se llevan las aguas hasta un tanque de carga, con una pendiente menor que la del río para crear un desnivel.

Tanque de carga

En este tanque de carga es donde llega el agua por el cual se manda hasta los tubos de presión.

Tubo(s) de presión

El precio de estos tubos es mucho mayor por unidad de longitud que el del canal por lo que se recomienda el alargar el canal de conducción lo más cerca posible de la zona de maquinas.

Casa de máquinas

En esta zona se encuentran tanto turbinas como generadores de energía eléctrica y el agua después de que se utilizó para la generación se regresa otra vez a su cauce por el canal de descarga.

PLANTAS HIDROELÉCTRICAS CON VASO DE ALMACENAMIENTO.

Como lo dice su nombre cuenta con un vaso de almacenamiento y con algunos elementos que ya hemos visto en las plantas de agua corriente.

Los principales componentes de este tipo de planta son:

- Vaso de almacenamiento.
- Dique o cortina de la presa.
- Tubos de presión.
- Casa de maquinas.
- Canal de descarga.

Vaso de almacenamiento.

Este vaso almacena el agua en las estaciones en que abunda para regularizar su uso a lo largo del año.

El dique o cortina de la presa.

El dique está hecho de concreto o de tierra, éste depende del calculo económico de la planta y de la disponibilidad de materiales de construcción.

Tubos de presión.

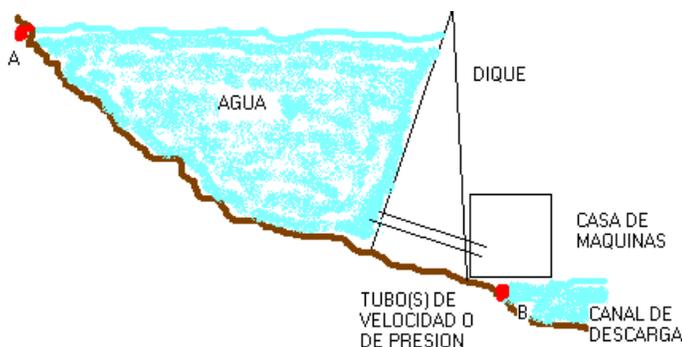
Los tubos de presión llevan el agua hasta la casa de maquinas y tiene el mismo comportamiento que en las de agua corriente.

Casa de máquinas.

Aquí, de igual manera que en la de agua corriente, la energía mecánica se transforma en energía eléctrica a partir de turbinas y generadores eléctricos.

Canal de descarga.

Aquí se descarga el agua al río después de que se obtuvo un beneficio.



EMBALSE
Figura 3-8

3-3 Plantas eólicas

Introducción

Las plantas eólicas están constituidas por aerogeneradores que convierten la energía del viento en energía mecánica y eléctrica.

Por su aplicación los aerogeneradores se pueden clasificar en:

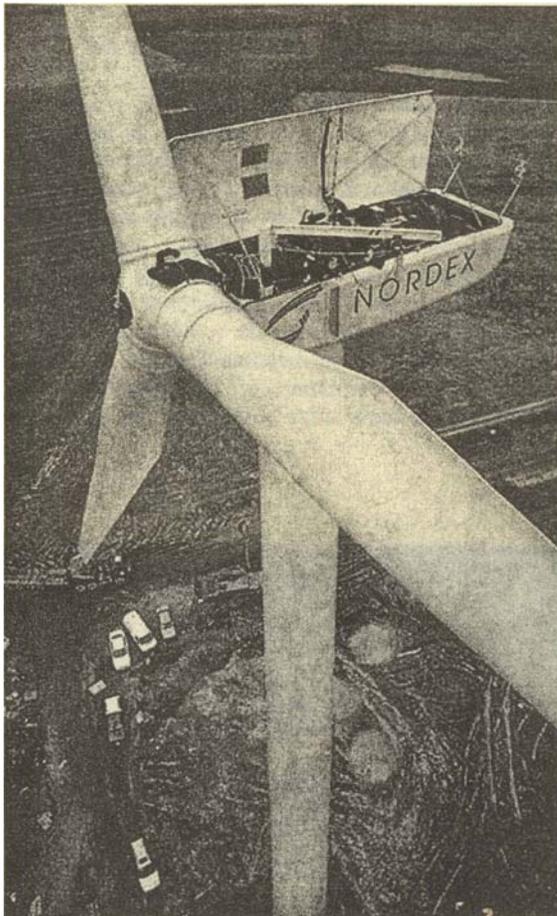
Aerogeneradores para aplicaciones aisladas. Son máquinas pequeñas que se utilizan para alimentar cargas que están alejadas de las redes eléctricas convencionales (ver Fotografía 3-9). Típicamente, se combinan con bancos de baterías para almacenar la electricidad que generan y poder acoplar en el tiempo la generación con la demanda. En el mercado actual se ofrecen con una capacidad unitaria inferior a 35 Kw pero se pueden integrar arreglos con varias unidades para lograr suministrar energía eléctrica a cargas más grandes (v.g., para electrificación rural). Con frecuencia, este tipo de aerogeneradores se combinan con generadores diesel que hacen una función de respaldo y, dependiendo de las necesidades de suministro de electricidad y de la disponibilidad de los recursos energéticos no convencionales, se pueden combinar con sistemas fotovoltaicos, microturbinas hidráulicas y otros, dando lugar a las combinaciones que se conocen como " sistemas híbridos".



Fotografía 3-9. Aerogenerador pequeño (500 W) para aplicaciones aisladas.

- Aerogeneradores para aplicaciones interconectadas. Son máquinas

de tamaño considerable que típicamente se interconectan con una red eléctrica convencional para contribuir a la alimentación de cargas específicas de capacidad importante o para construir centrales eolieléctricas. En el mercado actual se ofrecen en capacidades que van de 200 a 1,500 Kw. (ver Fotografía 3-10).



Fotografía 3-10. Aerogenerador moderno para aplicaciones interconectadas.

Por su apariencia se podría pensar que los dos tipos de aerogeneradores son muy similares; sin embargo, existen diferencias técnicas importantes en relación con su diseño y funcionalidad. En este documento sólo se habla de la tecnología de los aerogeneradores para aplicaciones interconectadas.

Aerogeneradores para aplicaciones interconectadas

En el proceso de desarrollo tecnológico de aerogeneradores para aplicaciones interconectadas se han propuesto y probado una gran variedad de conceptos. Sin embargo, los aerogeneradores de eje horizontal, como el que se ilustró en la Fotografía 3-11 son los únicos que han alcanzado un grado de madurez aceptable tanto en lo técnico como en lo económico. En estas máquinas, el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento.

Como una corriente de diseño diferente se intentó el desarrollo de máquinas de eje vertical o tipo Darrieus. Estas no han prosperado de manera significativa.

Con base en el concepto de aerogeneradores de eje horizontal, se desarrolló una amplia variedad de modelos que ahora se ofrecen comercialmente. Algunas de las diferencias entre ellos son:

- El tipo de subsistemas que se utilizan para la conversión mecánico-eléctrica.
- Los métodos para controlar la velocidad de rotación en operación normal.
- El número y características de las aspas con que se construye el rotor.
- El tipo y número de mecanismos de seguridad.
- Los subsistemas utilizados para incrementar la eficiencia y la confiabilidad de la máquina.
- Los métodos, elementos y subsistemas que se usan para suavizar la conexión a la red eléctrica y mejorar la calidad de la energía generada.
- Los métodos y elementos que se utilizan para reducir efectos que limitan su aceptación pública.

Principio funcional básico

Los subsistemas principales con que se integra un aerogenerador de eje horizontal se listan a continuación y se ilustran en la Figura 3-11.

- Rotor (juego de aspas, cubo y nariz).
- Tren de potencia (flecha principal, caja de engranes y acoplamientos).
- Generador eléctrico.
- Subsistema de orientación al viento.
- Subsistema de regulación de potencia.
- Subsistemas de seguridad (frenos).
- Chasis principal.
- Torre.

Para transformar la energía eólica en electricidad, un aerogenerador

capta la energía cinética del viento por medio del rotor aerodinámico y la transforma en energía mecánica que concentra sobre su eje de rotación o flecha principal. La energía mecánica se transmite a la flecha de un generador eléctrico.

Típicamente, el rotor aerodinámico está formado por un conjunto de dos o tres aspas. Por razones de diseño estructural y aerodinámico, para máquinas entre 200 y 3,000 Kw., la velocidad en el extremo del aspa se limita a valores entre 42 y 86 m/s (64 m/s en promedio). Esto se traduce en velocidades angulares comprendidas entre 19 y 65 rpm (34 rpm en promedio). Las velocidades nominales más bajas corresponden a los rotores de mayor diámetro, y por consecuencia, de mayor potencia. Por lo tanto, si se usan generadores eléctricos convencionales que operan a velocidades nominales altas (1200, 1800 rpm). es necesario utilizar una caja de engranes para efectuar el acoplamiento.

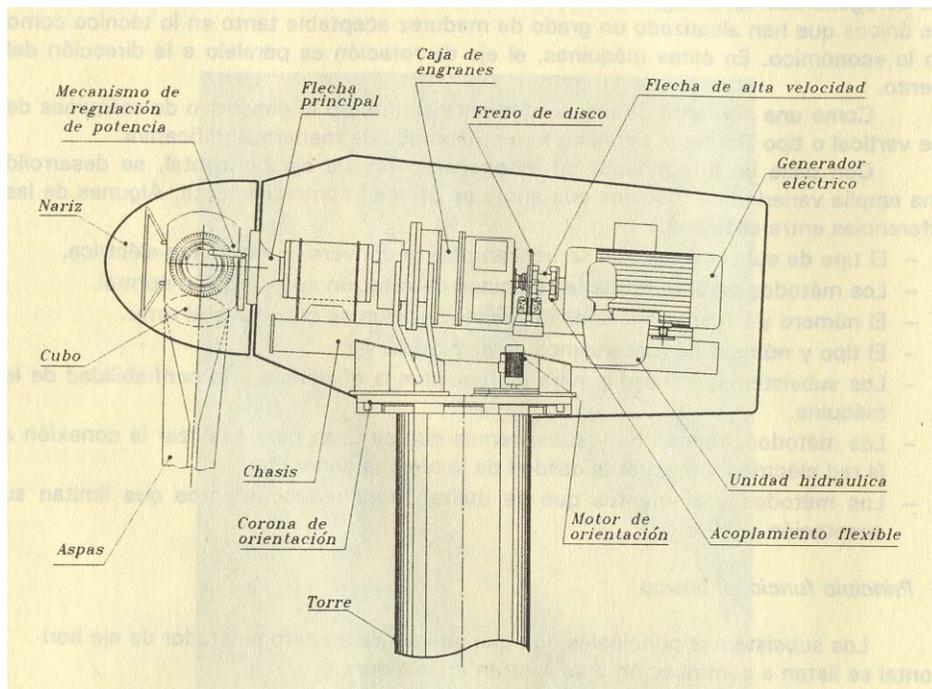


Figura 3-11. Subsistemas principales de un aerogenerador de eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje horizontal cuentan con un subsistema que controla la orientación del rotor hacia el viento, ya que una desalineación con respecto al mismo reduce la cantidad de energía eólica capturable. Para ello, la gran mayoría de los aerogeneradores comerciales utilizan sistemas activos basados en servomecanismos, aunque también los hay controlados aerodinámicamente.

Como cualquier sistema electromecánico, un aerogenerador tiene límites operativos que son función de las relaciones eficiencia-resistencia-costos, que se especifican en su diseño. Por ello, es imprescindible limitar su velocidad de rotación y su potencia de salida a niveles que no pongan en riesgo su integridad física. La efectividad de los métodos y subsistemas que se encargan de ello ha sido relevante en cuanto al logro de la madurez técnica de los aerogeneradores. Los métodos que se emplean van desde diseños pasivos (i.e., aspas diseñadas para abatir aerodinámicamente la velocidad de rotación del rotor a partir de una determinada velocidad del viento), hasta el uso de servomecanismos para controlar el ángulo en que el perfil aerodinámico de las aspas se presenta al viento.

Los aerogeneradores cuentan con dos o más subsistemas de seguridad enfocados a minimizar el riesgo de fallas que pudieran traducirse en daño a los humanos, así como a salvaguardar la integridad física del equipo.

Todos los aerogeneradores para aplicaciones interconectadas cuentan con un sistema electrónico dedicado al control y a la adquisición de datos (SCADA). Independientemente de que las máquinas formen parte de una central integrada con varias turbinas, cada aerogenerador cuenta con su propio control.

El chasis principal es una estructura metálica donde se monta el tren de potencia, el generador eléctrico, las mordazas del freno y, en su caso, las unidades hidráulicas. Recibe las cargas del rotor a través del tren motriz y las transmite a la torre vía el subsistema de orientación.

En un aerogenerador de eje horizontal, tanto el rotor aerodinámico como el tren motriz y el generador eléctrico se instalan sobre una torre de altura considerable (40 a 60 m). El objetivo de esto es tomar ventaja del incremento de la velocidad del viento con la altura sobre el terreno, y por consecuencia, de su mayor contenido energético. La cantidad de energía capturable que se puede ganar con el incremento en altura depende del régimen de viento en el sitio y del tipo de terreno.

El desempeño de un aerogenerador se representa por una curva de potencia donde se grafica la potencia eléctrica que entrega el

sistema, en las terminales de su generador eléctrico, en función de la velocidad del viento medida al centro del rotor. La Figura 3-12 muestra una curva para un aerogenerador de 500 Kw de capacidad nominal con regulación ideal de potencia. Las curvas de potencia varían de un modelo de aerogenerador a otro. Estas curvas se utilizan, como un dato de entrada, para estimar la cantidad de energía eléctrica que un aerogenerador específico produciría al operar bajo un régimen de viento dado.

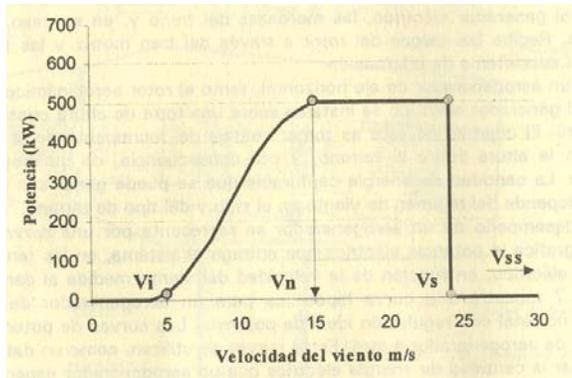


Figura 3-12. Curva de potencia de un aerogenerador de 500 Kw.

La curva de potencia de un modelo determinado se obtiene experimentalmente por pruebas detalladas en condiciones de viento libre (para la estimación del potencial de producción de electricidad no son apropiadas las curvas derivadas de un análisis teórico o las que se obtienen bajo condiciones controladas). Para ello, la Comisión Electrotécnica Internacional emitió la norma IEC 61400-2. Existen centros de prueba especializados en las pruebas de comportamiento de aerogeneradores, tal como los Laboratorios RISO en Dinamarca. En estas curvas existen cuatro puntos de referencia cuyos valores trascienden en cuanto a la respuesta operacional de los aerogeneradores. Estos puntos son:

V_i velocidad de inicio de generación.

Velocidad mínima del viento, a la altura del centro del rotor, a la cual un aerogenerador empieza a producir potencia aprovechable.

V_n velocidad nominal.

Velocidad del viento especificada, a la altura del centro del rotor, a la cual un aerogenerador logra alcanzar su valor nominal de potencia de salida.

V_s velocidad de salida.

Velocidad máxima del viento, a la altura del centro del rotor, para la cual un aerogenerador está diseñado para producir potencia aprovechable. Nota: a esta velocidad el aerogenerador tiene que ejecutar un paro forzado automático para evitar su operación por arriba de los niveles máximos de diseño.

V_{ss} Velocidad de supervivencia.

La velocidad máxima del viento (normalmente una racha de tres segundos a la altura del centro del rotor), para la cual un aerogenerador está diseñado para mantenerse sin daño a los componentes estructurales o para no perder su capacidad de funcionar normalmente. Nota: por arriba de esta condición un aerogenerador puede sufrir daños permanentes aun cuando éste ya se encuentre fuera de operación.

Es importante notar que la curva de potencia de un aerogenerador se obtiene mediante la adquisición de una considerable cantidad de datos de la velocidad del viento (referida a la altura del centro del rotor) y de la potencia eléctrica en el eje salida. La medición de ambas variables se realiza en forma simultánea con una velocidad de muestreo de 0.5 Hz o más rápida. De dichas muestras se obtienen los promedios en intervalos de 10 minutos, mismos que constituyen el conjunto de los "datos crudos" que se reducen estadísticamente para obtener la curva. Las mediciones se llevan a cabo bajo condiciones de operación "en viento libre" atendiendo a una serie de recomendaciones en cuanto a la exposición del aerogenerador al flujo eólico que tienen por objeto garantizar que los resultados de desempeño de la máquina no sean alterados por condiciones locales particulares. Adicionalmente, la norma internacional correspondiente especifica las características necesarias para el equipo de medición. Esta etapa del proceso lleva a obtener gráficos como el que se muestra parcialmente en la Figura 3-13.

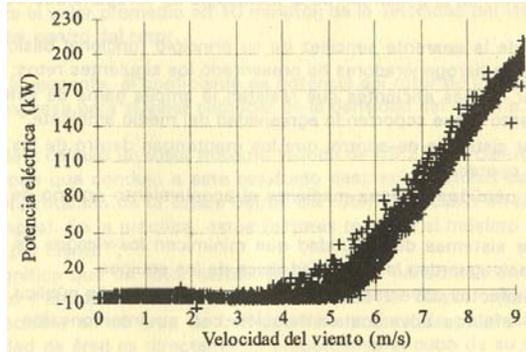


Figura 3-13. Ejemplo parcial de dispersión de “datos crudos” en la obtención de la curva de los aerogeneradores.

Para la reducción estadística de los datos se utiliza el "método de bins" que básicamente consiste en dividir el rango completo de trabajo del aerogenerador, con relación a la velocidad del viento, en clases o "bins" con un tamaño de 0.5 m/s. Los puntos de la curva de potencia se obtienen mediante las siguientes fórmulas:

$$(3.1) \quad V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n_{i,j}}$$

$$(3.2) \quad P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n_{i,j}}$$

Donde:

- $V_{n_{i,j}}$ es el j-ésimo valor promedio en 10 minutos (normalizado) de la velocidad del viento en el i-ésimo bin.
- $P_{n_{i,j}}$ es el j-ésimo valor promedio en 10 minutos (normalizado) de la potencia eléctrica de salida en el i-ésimo bin.
- N_i es el número de pares de datos (velocidad-potencia) en el i-ésimo bin.

Nota: el valor normalizado de V y P se refiere a dos tipos de corrección por densidad del aire: una en relación con la densidad del aire promedio medida en el sitio de pruebas durante la adquisición de datos, y la otra, para presentar los resultados con referencia a una densidad de 1.225 kg/m³ (atmósfera estándar ISO).

La norma IEC 61400-12 especifica todos los aspectos que deben cuidarse durante la obtención de curvas de potencia de aerogeneradores, con el fin de que el uso de esta curva conduzca a resultados confiables en la estimación de la cantidad de energía que un aerogenerador puede producir al operar en un régimen de viento dado.

Retos principales en el desarrollo de la tecnología de aerogeneradores

A pesar de la aparente sencillez de su principio funcional básico, el desarrollo de la tecnología de aerogeneradores ha presentado los siguientes retos:

- Desarrollar rotores eficientes que resistan la amplia gama de esfuerzos por cargas de viento y que soporten la agresividad del medio ambiente.
- Desarrollar sistemas de control que los mantengan dentro de las mejores condiciones de operación.
- Minimizar pérdidas internas mediante el acoplamiento óptimo de todos los subsistemas.
- Desarrollar sistemas de seguridad que minimicen los riesgos de accidentes humanos y salvaguarden la integridad física de los equipos.
- Minimizar efectos adversos en relación con su aceptación pública.
- Minimizar efectos adversos en relación con su interconexión a los sistemas eléctricos.
- Alcanzar un equilibrio aceptable entre la complejidad del diseño y las metas económicas para lograr su competitividad comercial.
- Lograr que sus características se mantengan durante una vida útil mínima de 25 años.
- Minimizar los costos de fabricación, instalación y mantenimiento mediante una simplificación integral.

Tecnología de subsistemas

La Fotografía 3-14 muestra el interior de un aerogenerador con el fin de ilustrar la breve descripción que se presenta enseguida.

. Rotor

El rotor es el subsistema formado por las aspas, el cubo y la nariz. Su función es convertir la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico. El desempeño global de un rotor aerodinámico, en cuanto a su objetivo

funcional, se caracteriza por su coeficiente de potencia (C_R) que se define como la relación entre la potencia mecánica que se desarrolla en su flecha y la potencia eólica disponible en su área de barrido. En otras palabras, el coeficiente de potencia del rotor se refiere a su eficiencia y está dado por:

$$C_R = \frac{P_R}{(1/2)\rho AV_{CR}^3} : \quad (3.3)$$

Donde:

P_R Es el valor promedio en 10 minutos de la potencia mecánica entregada por el rotor en su flecha principal.

ρ Es la densidad del aire.

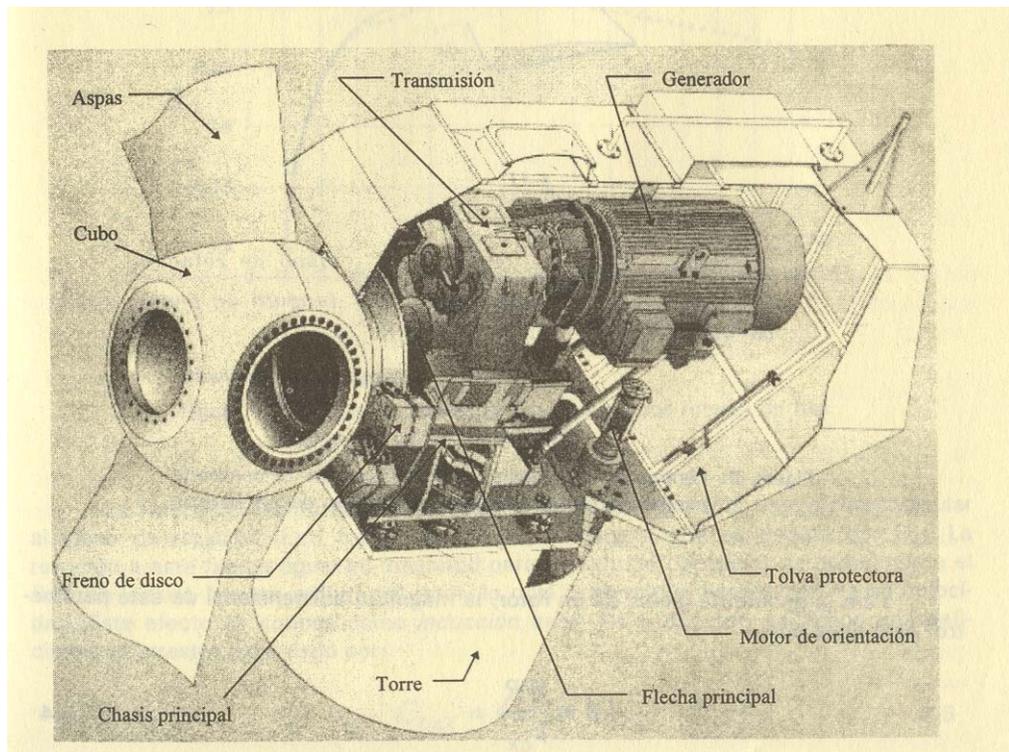
A Es el área de barrido del rotor.

V_{CR} Es el valor promedio en 10 minutos de la velocidad del viento a la altura del rotor.

Nota: Usualmente, el coeficiente de potencia del rotor de un aerogenerador se expresa para el valor estándar de la densidad del aire (i.e., 1.225 kg/m^3).

Se ha calculado un valor máximo teórico de 59.26 por ciento para el C_R ; sin embargo, la teoría que condujo a este resultado desprecia factores de pérdida que sí existen (fricción, rotación de la estela detrás del rotor y pérdidas en la cercanía de la punta de las aspas). En la práctica, estos factores reducen el máximo de C_R a valores cercanos a 50 por ciento.

Esto significa que un rotor aerodinámico de eje horizontal, en el mejor de los casos de diseño y operación, sólo puede extraer cerca del 50 por ciento de la potencia del viento disponible en su área de barrido. No obstante, la potencia disponible del viento por unidad de área es directamente proporcional al cubo de su velocidad, y por ejemplo, un aerogenerador de 40 metros de diámetro operando a su velocidad nominal puede extraer entre 500 y 630 Kw.



Fotografía 3-14. Subsistemas principales de un aerogenerador.

La fuerza del viento ocasiona que un rotor aerodinámico de eje horizontal se mueva a una cierta velocidad angular, por lo tanto, el flujo eólico que experimentan las aspas de un rotor en movimiento depende, entre otros factores, de la relación entre la velocidad lineal del aspa y la velocidad del viento (ver Figura 3-15).

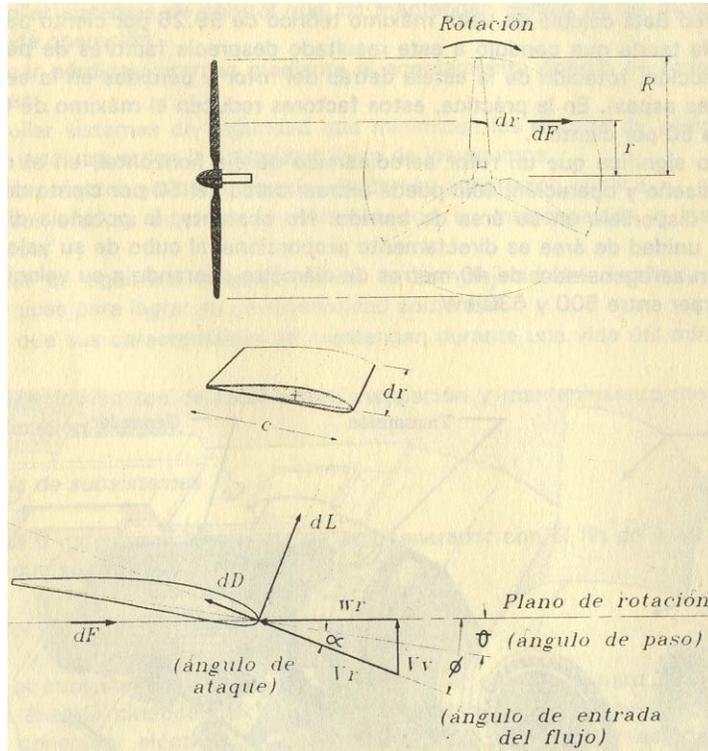


Figura 3-15. Parámetros principales que influyen en el comportamiento de rotores de aerogeneradores de eje horizontal.

Para la geometría global de un rotor, la magnitud adimensional de este parámetro está dada por:

$$\lambda = \frac{WR}{V_{CR}} \quad (3.4)$$

Donde:

W es la velocidad angular del rotor.

R es el radio del rotor.

V_{CR} es la velocidad del viento perpendicular al plano de rotación, referida al centro del rotor (para el flujo no perturbado por la rotación del rotor).

La relación entre el coeficiente de potencia del rotor (C_R) y λ , depende, entre otros factores, de la geometría del perfil aerodinámico que se selecciona para diseñar las aspas. Los perfiles se caracterizan por un coeficiente de levantamiento (C_L) y por un

coeficiente de arrastre (C_D), mismos que se determinan experimentalmente en túnel de viento.

En la práctica, existe un valor único de λ para el cual un rotor aerodinámico puede alcanzar su coeficiente de potencia máximo ($C_{P_{max}}$). La Figura 3-16 muestra un ejemplo de la relación entre C_p y λ para dos rotores de tres aspas con perfiles aerodinámicos de geometría diferente.

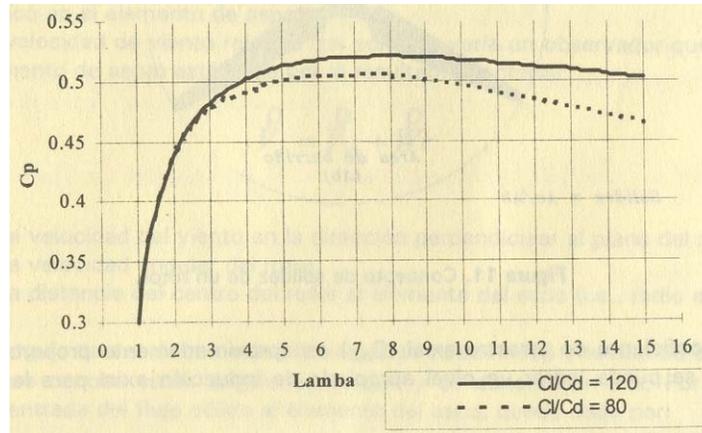


Figura 3-16. Ejemplo de curvas de C_p λ para dos rotores de tres aspas con geometría diferente.

La fuerza del viento sobre las aspas también ocasiona una fuerza perpendicular al plano de rotación (i.e., fuerza axial o de "empuje") que se denota por D_{ax} . La reacción a esta fuerza (igual en magnitud pero en sentido contrario), la experimenta el flujo en la cara "viento arriba" del rotor, lo cual ocasiona la disminución de su velocidad. Este efecto se conoce como inducción axial. Para un rotor, se define un coeficiente de arrastre axial dado por:

$$C_{DAX} = 4a(1-a) \quad (3.5)$$

Donde:

a es el factor de inducción axial.

Se ha encontrado que, para optimizar la extracción de energía, el valor ideal de C_{Dax} debe ser igual a $8/9$ (i.e., $a = 1/3$).

El factor de inducción axial depende, entre otros factores, de la solidez del rotor (σ) que se define como la relación entre el área efectiva del rotor y el área total de barrido, donde la primera está dada por la proyección de las aspas y del cubo sobre el plano de rotación (ver Figura 3-17).

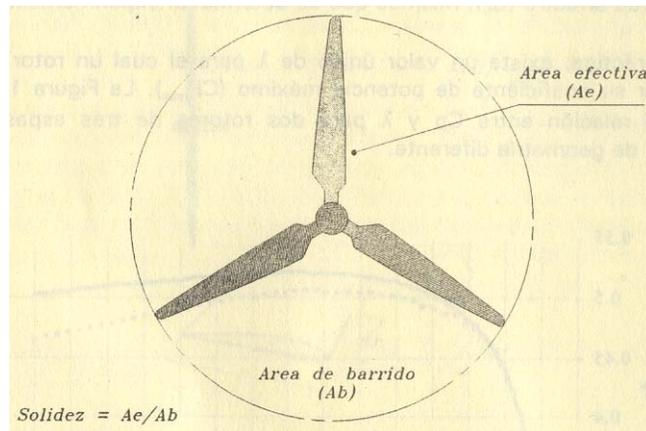


Figura 3-17. Concepto de solidez de un rotor.

El coeficiente de arrastre axial (C_{Dax}) es aproximadamente proporcional a $\sigma\lambda^2$ por lo que se puede lograr un nivel apropiado de inducción axial para los siguientes casos:

1. Un valor alto de λ y un valor bajo de σ .
2. Un valor bajo de λ y un valor alto de σ .
3. Valores intermedios de λ y de σ .

El primer caso corresponde a un rotor de velocidad relativamente alta y con pocas aspas (dos o tres) de forma esbelta. Este tipo de rotores tienen como ventaja que, para una potencia dada, el par en la flecha principal es relativamente pequeño, de manera que el tren de transmisión mecánica puede ser más liviano. Asimismo, la relación de velocidad necesaria en la caja de engranes es menor. Este tipo de rotores son los que usualmente se utilizan en el diseño de aerogeneradores de capacidad relativamente grande.

En la práctica, los rotores de aerogeneradores modernos para aplicaciones interconectadas se diseñan con rotores de solidez típicamente menor que 0.10 y con valores máximos de λ de diseño (λ_d) comprendidos entre 8.5 y 9.0, para rotores de dos aspas. La limitación para el valor máximo de λ tiene que ver con lo siguiente: si la velocidad en el extremo del aspa es mayor que 1/3 de la velocidad del sonido (cerca de 110 m/s) se puede esperar un aumento de arrastre por efecto de compresibilidad y un aumento exagerado del ruido aerodinámico.

Aspas

La geometría de las aspas se diseña para que su desempeño sobre

la gama de velocidades de viento de operación conduzca a extraer la mayor cantidad posible de la energía cinética del viento, atendiendo también a las limitaciones con relación a su construcción en términos económicos razonables.

La Figura 3-17 ilustra los parámetros principales que influyen en el comportamiento de rotores de eje horizontal desde la perspectiva de la "teoría de elemento de aspa", misma que resulta bastante útil para explicar la razón de la geometría general de las aspas. Como se puede observar la posición con la que se presenta al viento un elemento diferencial de aspa se define como ángulo de paso de la sección (θ). Este ángulo es el que se forma entre el plano de rotación del rotor y la cuerda del perfil aerodinámico en el elemento de aspa.

La velocidad de viento relativa (tal como lo vería un observador que se moviera con el elemento de aspa) está dada por la resultante vectorial:

$$\overline{V}_r = \overline{V}_v + \overline{W}_r \quad (3.6)$$

Donde:

V_v es la velocidad del viento en la dirección perpendicular al plano del rotor.

W es la velocidad angular del rotor.

r es la distancia del centro del rotor al elemento del aspa (i.e., radio al elemento).

El ángulo que se forma entre la velocidad relativa (V_r) y la cuerda de la sección del perfil, se conoce como ángulo de ataque y se denota como α . Por lo tanto, el ángulo de entrada del flujo eólico al elemento del aspa, queda dado por:

$$\phi = \theta + \alpha \quad (3.7)$$

La fuerza que ejerce el viento sobre el elemento de aspa usualmente se descompone en una "fuerza de levantamiento" (dL) en la dirección perpendicular a la dirección de V , y en una "fuerza de arrastre" (dD) en misma dirección de V_R . Obviamente, las magnitudes de estas fuerzas también depende de la geometría del perfil aerodinámico y están dadas por:

$$dL = (1/2)C_L(\alpha)\rho V_r^2 c dr \quad (3.8)$$

$$dD = (1/2)C_D(\alpha)\rho V_r^2 c dr \quad (3.9)$$

Donde:

C_L es el coeficiente de levantamiento del perfil aerodinámico.

C_D es el coeficiente de arrastre del perfil aerodinámico.

c es la cuerda del perfil en el elemento de aspa.

ρ es la densidad del aire.

Nota: como se mencionó anteriormente C_L y C_D se determinan mediante pruebas en túnel de viento y son función del ángulo de ataque (α).

La magnitud de la contribución del elemento de aspa a la fuerza total en el rotor queda dada por la diferencia de la magnitud de las componentes de la fuerzas de levantamiento y de arrastre sobre el plano de rotación, es decir:

$$dF = dL \sin \varphi - dD \cos \varphi \quad (3.10)$$

o bien, combinando la ecuación 3.10 con las ecuaciones 3.7, 3.8 y 3.9:

$$dF = (1/2)\rho V_r^2 c (C_L(\alpha) \sin(\theta + \alpha) - C_D(\alpha) \cos(\theta + \alpha)) dr \quad (3.11)$$

La magnitud de la contribución del elemento de aspa al torque en la flecha del rotor queda dada por:

$$d\tau = r dF \quad (3.12)$$

La magnitud de las componentes de dL y dD en la dirección perpendicular al plano de rotación, se suman para encontrar la contribución del elemento de aspa a la fuerza axial, es decir:

$$dD_{ax} = dL \cos \varphi + dD \sin \varphi \quad (3.13)$$

o bien, combinando la ecuación 3.13 con las ecuaciones 3.7, 3.8 Y 3.9:

$$dD_{ax} = 1/2 \rho V_r^2 c (C_L(\alpha) \cos(\theta + \alpha) + C_D(\alpha) \sin(\theta + \alpha)) dr \quad (3.14)$$

Como se puede notar en la ecuación 3.10, en el caso de rotores para aerogeneradores de eje horizontal, la fuerza de arrastre se opone a la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica, mientras que la fuerza de levantamiento actúa positivamente. En este sentido, se observa la conveniencia de utilizar perfiles aerodinámicos con la mayor relación C_L/C_D (ver Figura 3-16).

Además de que C_L y C_D son función del ángulo de ataque α , también lo son del número de Reynolds (Re). El número de Reynolds es una medida de flujo (laminar o turbulento) y está definido para un elemento de aspa por: $Re = V_r c / \nu$ donde V_r es la velocidad relativa del viento (de acuerdo a lo ya definido), (ν) es la viscosidad dinámica del aire ($1.45 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$, a $20 \text{ }^\circ\text{C}$, 1 atm) y (c) es la cuerda del perfil.

Para una velocidad angular dada, la velocidad lineal de los elementos de aspa (igual en magnitud al producto Wr , pero en sentido contrario) cambia a lo largo del aspa (a medida que r , el radio al elemento de aspa se incrementa) (ver Figura 3-17). Por lo tanto, si el ángulo de paso (θ) se mantuviera constante a lo largo del aspa (i.e., igual para todos los elementos de aspa), el ángulo de ataque α para cada elemento de aspa disminuiría a medida que estos se ubican más alejados del centro del rotor. Adicionalmente, ya que la velocidad relativa (V_r) también es función del producto Wr , el número de Reynolds también cambiaría si la cuerda (c) se mantuviera constante a lo largo del aspa. Estos cambios modificarían los valores de C_L y C_D para cada elemento de aspa. Además, de acuerdo a las ecuaciones 3.8 y 3.9, dL Y dD también dependen de la cuerda del elemento de aspa.

Para lograr las mejores condiciones de operación del rotor a su velocidad nominal de diseño, es importante que el ángulo de ataque α se mantenga lo más cercano posible a un valor óptimo (α_{op}) a lo largo de toda el aspa. Por esta razón, en el diseño geométrico del aspa, el ángulo de paso (θ) se cambia en función de (r). Esto se conoce como torcimiento y se diseña tomando como referencia la cuerda de la sección en la punta del aspa. Por lo tanto, en la práctica, el ángulo de paso de cada elemento de aspa en cuanto a su exposición al viento estará dado por:

$$\theta_{e,r} = \theta_a + \theta_r \quad (3.15)$$

Donde:

θ_a se conoce como el "ángulo de paso del aspa" y es el ángulo que se forma entre la cuerda del elemento en la punta del aspa y el plano de rotación.

θ_r el ángulo de torcimiento local para cada elemento de aspa (el ángulo entre la cuerda de un elemento de aspa con respecto a la cuerda del elemento en la punta del aspa).

La Figura 3-18 muestra un ejemplo del concepto de torcimiento. Ahí se puede observar que, en la práctica, la función de valores ideales se aproxima por líneas rectas con el objeto de facilitar la construcción del aspa. Es importante tomar en cuenta que la cantidad de potencia más significativa que se extrae está dada por la sección del aspa comprendida entre 30 y 100 por ciento de su longitud medida a partir del centro del rotor. Por lo tanto, tiene mayor importancia que el torcimiento dado sea lo más adecuado posible para dicho rango.

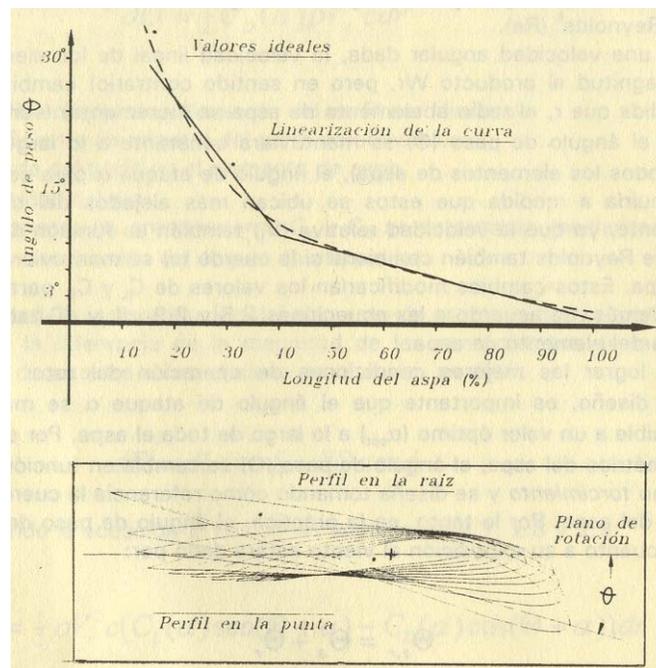


Figura 3-18. Ejemplo del concepto de torcimiento en aspas para un aerogenerador de eje horizontal.

Asimismo, la cuerda del perfil aerodinámico también se cambia en función de (r) , lo cual se conoce como conicidad. La Figura 3-19 muestra un ejemplo de este concepto.

El diseño de aspas se asocia con otros requisitos tales como:

- Resistir la amplia gama de cargas de viento a que estarán sujetas durante una vida útil de por lo menos 25 años.
- Soportar los efectos de condiciones climáticas normales y severas (v.g., radiación solar, humedad, granizo, lluvia).
- Minimizar la reducción de su desempeño aerodinámico por efecto de sustancias que se adhieran (v.g., polvo, insectos impactados).
- Minimizar la emisión de ruido acústico.
- Reducir su peso y su costo.

Los factores más relevantes para la selección de los materiales con que se construyen las aspas son su relación peso/resistencia y su costo. La Tabla I muestra los materiales que se han utilizado.

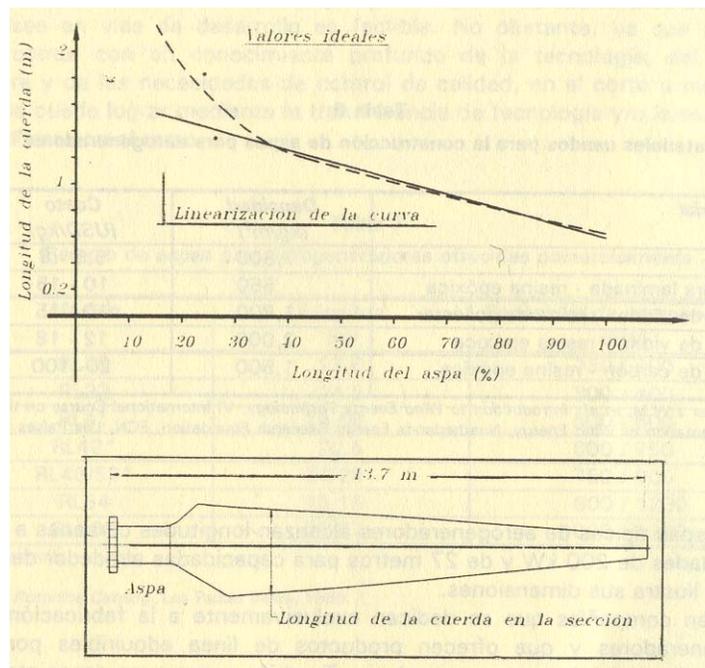


Figura 3-19. Ejemplo del concepto de conicidad en aspas para aerogeneradores de eje horizontal.

Los primeros rotores para modelos de aerogeneradores de más de 20 Kw. de capacidad nominal se construyeron con aspas de acero, lo cual condujo a una masa total muy alta, así como a cargas dinámicas elevadas. Como consecuencia, tuvieron un costo muy elevado, y en ocasiones, problemas estructurales. Hasta ahora, el material más utilizado para la fabricación de aspas para aerogeneradores modernos ha sido la fibra de vidrio reforzada con resina de poliéster. La fibra de vidrio se utiliza en forma laminada con fibras en la dirección del eje del aspa para resistir al doblamiento y fibras perpendiculares para prevenir la torsión. Sin embargo, el control de calidad es difícil, principalmente en cuanto a la cantidad de resina, ya que la mayoría de los fabricantes utilizan un proceso de fabricación basado en una componente alta de trabajo manual. La experiencia general indica que las aspas, ya construidas, resultan de un peso mayor que el de diseño. Otra dificultad es la localización del centro de gravedad de las aspas, el cual debe ser igual para todas las aspas de una misma turbina, con objeto de prevenir oscilaciones de la carga sobre la flecha principal. Para reducir este problema hay una tendencia a utilizar fibra de vidrio reforzada con resina epóxica ya que ésta se puede adquirir en forma de láminas pre-impregnadas. Además, se obtienen aspas más ligeras que al utilizar el poliéster y se logra una flexibilidad mayor de la pieza, una deformación menor bajo condiciones de temperatura extrema y excelentes propiedades de resistencia a la absorción de agua o humedad.

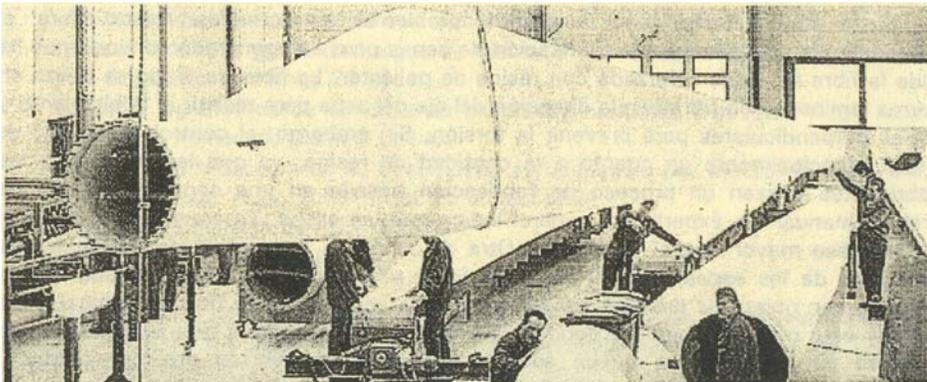
La fibra de carbón reforzada con resina epóxica es un material excelente, pero aún muy caro.

Tabla I.
Materiales usados para la construcción de aspas para aerogeneradores

Material	Densidad (kg/m ³)	Costo (USD/kg)
Acero	7,800	5.5 - 8
Madera laminada - resina epóxica	550	10 - 15
Fibra de vidrio - resina de poliéster	1,800	10 - 15
Fibra de vidrio - resina epóxica	2,000	12 - 18
Fibra de carbón - resina epóxica	1,500	20- 100

Fuente: Dekker J.W.M, et al., Introduction to Wind Energy Technology, VI International Course on the Implementation of Wind Energy, Neatherlands Energy Research Foundation, ECN, Los Países Bajos, 1997.

Las aspas típicas de aerogeneradores alcanzan longitudes cercanas a 13 metros para capacidades de 200 Kw. y de 27 metros para capacidades alrededor de 1 MW. La Fotografía 3-20 ilustra sus dimensiones.



Fotografía 3-20. Aspa de un aerogenerador moderno.

Existen compañías que se dedican exclusivamente a la fabricación de aspas para aerogeneradores y que ofrecen productos de línea adquiribles por cualquier empresa que desee fabricar aerogeneradores. También construyen aspas atendiendo al diseño y especificaciones de los compradores. Algunas compañías que fabrican aerogeneradores producen sus propias aspas. A manera de ejemplo, la Tabla II muestra los productos que ofrece

comercialmente la compañía holandesa Rotorline. Las dimensiones de sus productos (pero no sus características) son similares a las de los productos que ofrecen otras compañías como Aerpac y LM.

En India ya se ha demostrado que la fabricación de aspas para aerogeneradores en países en vías de desarrollo es factible. No obstante, ya que para ello es necesario contar con un conocimiento profundo de la tecnología, del proceso de manufactura y de las necesidades de control de calidad, en el corto o mediano plazo esto sólo se puede lograr mediante la transferencia de tecnología y la asociación con empresas líderes en el ramo.

Tabla II
Ejemplo de aspas para aerogeneradores ofrecidas comercialmente

Modelo	Longitud (m)	Capacidad de aerogenerador (kW)
RL29	13.6	250/300
RL32	14.9	300 1 400
RL41	19.65	500 1 600
RL43*	20.5	600 1 750
RL48/52*	24/26	750 1 900
RL54	25.15	800 11200
RL56*	26/27	1000/1200

*En desarrollo. Fuente: Rotorline Catalog, los Parses Bajos, 1996.

La Figura 3-21 muestra la tendencia histórica en los diámetros de aerogeneradores. Las máquinas que actualmente dominan el mercado (con capacidades entre 500 y 600 Kw.), se construyen con diámetros que van desde 39 a 46 metros. Ya están en pruebas aerogeneradores con diámetros entre 53 y 80 metros cuya capacidad va de 1.0 a 3.0 MW.

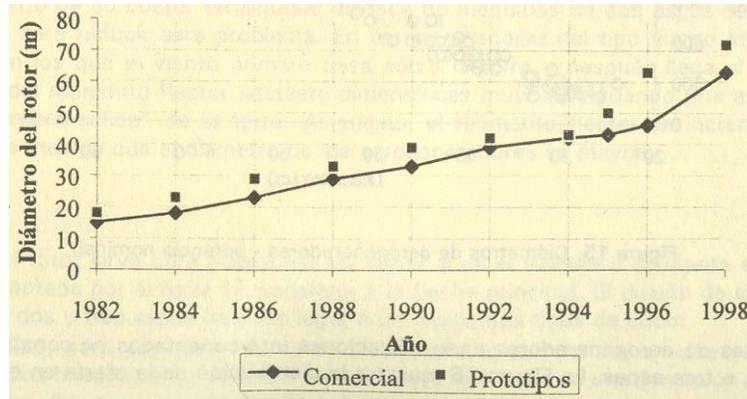


Figura 3-21. Evolución del diámetro de aerogeneradores de eje horizontal.

La Figura 3-22 ilustra el diámetro de los aerogeneradores en función a su potencia nominal para el escenario comercial actual (1997). Se puede observar que los diámetros de rotores de aerogeneradores comerciales se traslapan en cuanto a sus capacidades nominales. Esto se debe a diferencias entre sus velocidades nominales de diseño, es decir, la velocidad de viento a la cual un aerogenerador alcanza su potencia nominal. Por ejemplo, se puede observar que comercialmente se ofrecen aerogeneradores de 750 Kw con diámetros de 44 metros, mientras que simultáneamente se ofrecen aerogeneradores de 600 Kw con diámetros de 48 metros. Para este caso, el aerogenerador de 750 Kw con un diámetro de 44 metros tiene una velocidad nominal superior a la del aerogenerador de 600 Kw con un diámetro de 48 metros. Por consecuencia, sus curvas de potencia son diferentes. De ahí que, para rangos de capacidad cercanos, una potencia nominal mayor de un aerogenerador no necesariamente implica que éste producirá más energía (Kwh) que otro de menor potencia nominal cuando ambos se operan en un mismo régimen de viento. Por lo tanto, la selección técnica de un aerogenerador, en cuanto a producción de energía, exige el conocimiento detallado del régimen de viento en el que operará y la aplicación de metodologías adecuadas.

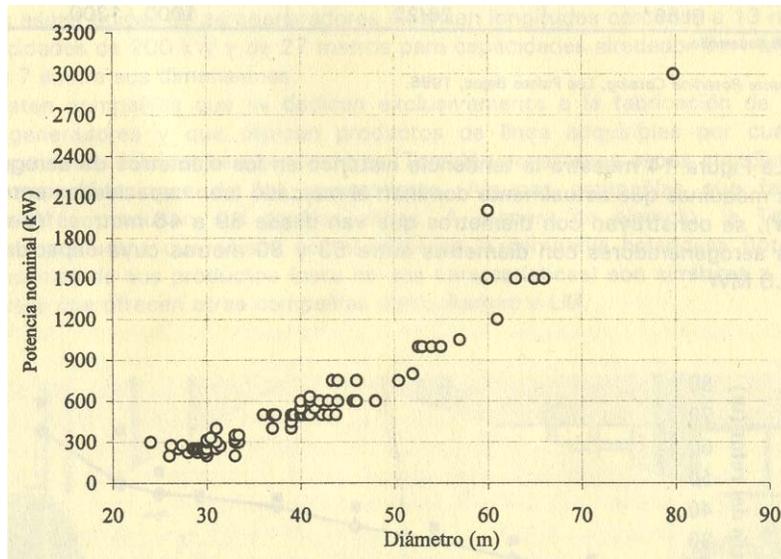


Figura 3-22. Diámetros de aerogeneradores - potencia nominal.

Los rotores de aerogeneradores para aplicaciones interconectadas se construyen con una, dos, o tres aspas. La Figura 3-23 muestra la distribución de la oferta en el mercado actual.

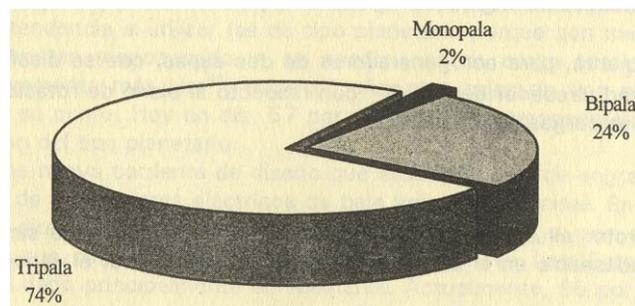


Figura 3-23. Distribución por número de aspas de aerogeneradores en el mercado actual.

Fuente: Wind Turbine Market: The International Overview 1997, Winkra-Project GmbH, ISBN 3-9804393-0-5.

Los modelos de tres aspas han tenido preferencia porque:

- Producen menos cargas dinámicas sobre el cubo del rotor y la flecha principal.
- Emiten menos ruido acústico.

- Públicamente son más aceptados por su aspecto.

Se dice que los aerogeneradores de dos aspas tienen un costo menor que los de tres aspas; sin embargo, si bien es cierto que las máquinas de dos aspas utilizan una aspa menos, también lo es que en ellas se producen más esfuerzos en el cubo del rotor, la flecha de baja velocidad, el bastidor, el balero de orientación y la torre. Estos esfuerzos adicionales se deben, principalmente, a una diferencia considerable entre las cargas por viento que experimentan las aspas cuando una de ellas apunta hacia arriba y la otra hacia la base de la torre, lo cual crea un momento flector cíclico de magnitud considerable. Esto conduce a reforzar los elementos estructurales, y por consecuencia, al incremento de su costo. En algunos diseños de máquinas de dos aspas se agregan elementos para reducir este problema. En aerogeneradores del tipo viento abajo (i.e., aquellos en los que el viento primero pasa sobre la torre y después llega al rotor) la magnitud del momento flector adquiere dimensiones muy altas cuando una aspa pasa por la "sombra eólica" de la torre. Asimismo, el momento flector se incrementa en magnitud a medida que el diámetro de los aerogeneradores es mayor.

Cubo

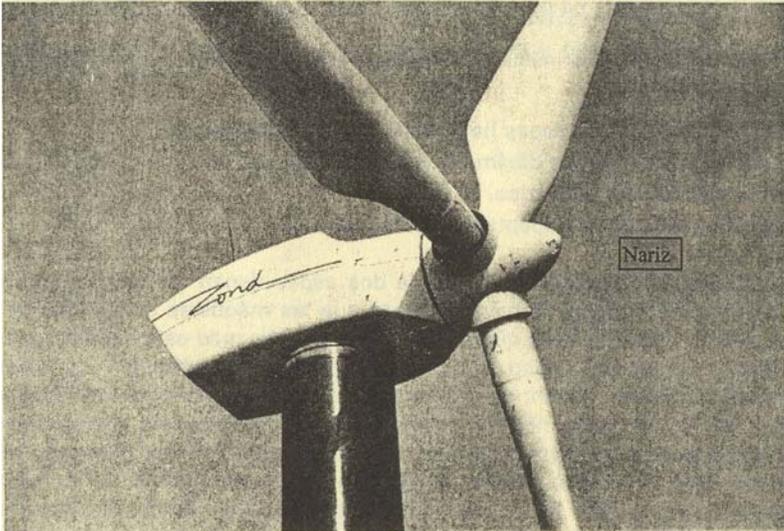
El cubo del rotor sirve para posicionar las aspas y es el elemento mediante el cual la potencia captada por el rotor se transmite a la flecha principal. El diseño de aerogeneradores de dos y tres aspas ha dado lugar a los siguientes tipos de cubo:

- El rígido, para aerogeneradores de tres aspas, que consiste en una estructura metálica hueca que típicamente se construye con base en una fundición de acero nodular. En este caso, se diseña con una geometría que permite un acoplamiento firme de las aspas a través de pernos roscados o cuerdas metálicas embebidas en el material de las aspas (ver Fotografías 3-14 y 3-20). En su parte central interior está habilitado para acoplarse rígidamente con la flecha principal del aerogenerador.
- El Basculante, para aerogeneradores de dos aspas, que se diseña con un grado de libertad alrededor de $\pm 2.5^\circ$ con respecto al plano de rotación del rotor para reducir las cargas dinámicas.

Nariz

La nariz del rotor es una cubierta frontal en forma de cono que sirve

para eliminar turbulencia indeseable en el centro frontal del rotor y mejorar el aspecto estético (ver Fotografía 3-24).



Fotografía 3-24. Ilustración de la "nariz" del rotor.

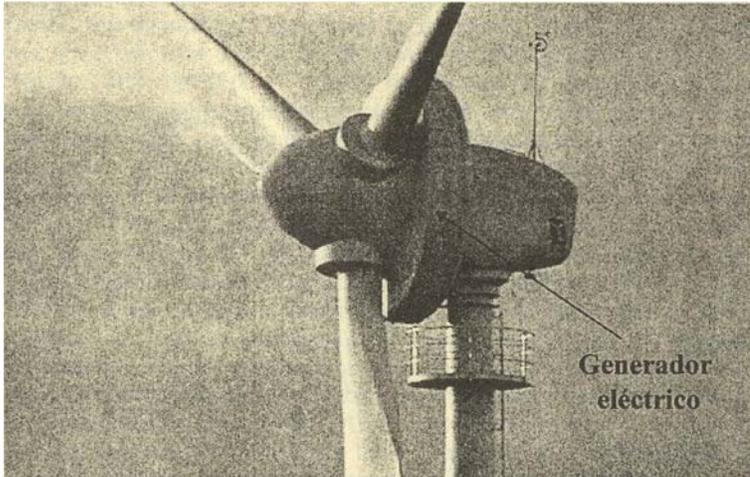
. Caja de engranes

En la selección o diseño de una caja de engranes para aerogeneradores se busca una relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso. Asimismo, se persigue obtener la más alta eficiencia y la menor emisión de ruido acústico.

Por su función, las cajas de engranes deben ser confiables y fáciles de mantener. Uno de los problemas potenciales en este elemento es la falla de sus sellos. Usualmente, este problema se resuelve utilizando "sellos de laberinto" en las flechas de salida debido a que éstos son libres de mantenimiento. Típicamente, la lubricación en la caja de engranes de un aerogenerador se realiza por "salpicadura" y solamente se proveen medios para mantener la temperatura del lubricante dentro de los valores recomendados (v.g., intercambiadores de calor). Durante mucho tiempo se utilizaron cajas de engranes del tipo "flechas paralelas" para integrar aerogeneradores, pero ahora hay una tendencia a utilizar las de tipo planetario porque son más compactas, pesan menos, emiten menos ruido y, en condiciones de carga parcial, tienen una eficiencia relativamente más alta. Hace 10 años, las cajas de tipo planetario eran prohibitivas por su costo. Hoy en día, 57 por ciento de los aerogeneradores con caja de engranes usan del tipo planetario.

Existe una nueva corriente de diseño que elimina la caja de engranes mediante la construcción de generadores eléctricos de baja velocidad nominal. En este caso, el rotor se acopla directamente al

generador eléctrico; sin embargo, son de fabricación especializada y sus dimensiones son relativamente grandes (ver Fotografía 3-25). Su desarrollo se ha dado principalmente en Alemania. Actualmente, 95 por ciento de los aerogeneradores comerciales, en el rango de 200 a 3,000 Kw, utilizan una caja de engranes en el tren motriz y solamente cinco por ciento tienen un acoplamiento directo.



Fotografía 3-25. Aerogenerador sin caja de transmisión con generador eléctrico de baja velocidad nominal.

. Generadores eléctricos

En la integración de aerogeneradores para aplicaciones interconectadas se utilizan tanto generadores eléctricos asíncronos como síncronos.

Los asíncronos típicamente son motores de inducción que se utilizan en forma inversa haciéndolos girar por encima de su velocidad de sincronismo. Cuando a un motor de inducción, conectado a la red eléctrica, se le hace girar por encima de su velocidad de sincronismo, mediante la aplicación de un par motriz rotatorio en su eje de rotación, la potencia mecánica aplicada se transforma en energía eléctrica.

Fundamentalmente, existen dos tipos de generadores asíncronos que se han utilizado para la integración de aerogeneradores: el "jaula de ardilla" y el de "rotor devanado". Los del primer tipo son los más utilizados debido a que:

- Su costo es bajo.
- Requieren poco mantenimiento.
- Son robustos.
- Pueden conectarse directamente a la línea eléctrica a la que entregarán energía.

La Figura 3-26 ilustra el concepto funcional de mayor trascendencia en cuanto al uso de generadores asíncronos en turbinas eólicas; como se puede observar, la potencia que desarrolla un generador asíncrono es proporcional a la diferencia entre su velocidad de sincronismo W_s y la velocidad angular en su rotor W .

Teóricamente, a la velocidad angular de sincronismo se obtiene potencia cero, mientras que la potencia nominal (P_N) se logra a un deslizamiento $+ S$. En la práctica, el deslizamiento $+ S$ toma valores que están entre 0.5 por ciento para generadores de gran potencia (del orden de MW) y dos por ciento para generadores más pequeños (del orden de 100 Kw.).

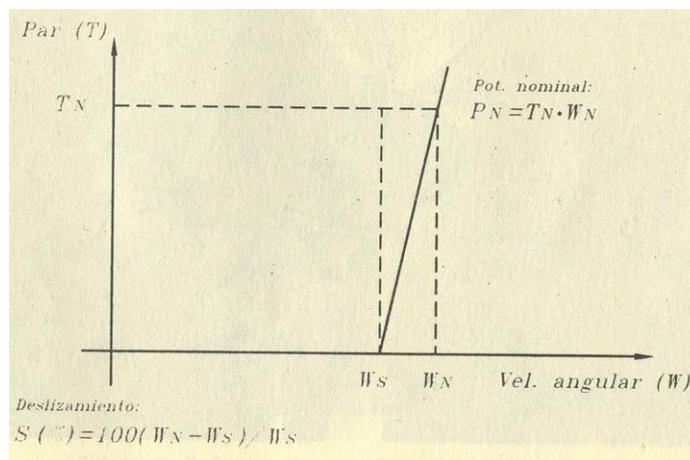


Figura 3-26. Relación par-velocidad de generadores asíncronos.

Los aerogeneradores con máquinas asíncronas se arrancan con el generador desconectado de la línea eléctrica. Esto tiene por objeto permitir que giren libremente hasta que la flecha del generador alcance una velocidad ligeramente superior a la de sincronismo. En ese momento, el generador se conecta a la línea y comienza a producir energía eléctrica a una frecuencia constante igual a la de la línea. Esto corresponde a la velocidad de inicio de generación (V_i) que se ilustró en la Figura 3-12.

A partir de la velocidad de sincronismo, la potencia eléctrica que se entrega a la red tiende a incrementarse en función de la incidencia de vientos más altos. Sin embargo, una vez que se alcanza la potencia nominal a la velocidad nominal V_n (ver Figura 3-12), es necesario limitar la velocidad del rotor aerodinámico, ya que de lo contrario el incremento de la velocidad del viento podría ocasionar la operación del generador eléctrico por arriba del 10 por

ciento de su potencia nominal. Si tal condición se mantuviera durante algunos minutos, se podrían alcanzar temperaturas que podrían dañar al embobinado. Esta es una de las razones que dieron origen a la necesidad de regulación de velocidad en aerogeneradores, para lo cual se emplean técnicas que se describen en la sección de Sistemas de regulación de potencia y velocidad.

En todo el intervalo de operación normal de un generador asíncrono conectado a red, su velocidad angular se encuentra "amarrada" por la frecuencia de la línea. El incremento de velocidad angular en el rotor aerodinámico que se requiere para elevar la potencia de salida de un generador asíncrono desde su valor cero hasta su valor nominal es menor que 1 rpm. Por ello, a los aerogeneradores que utilizan generadores asíncronos conectados directamente a la red se les conoce como sistemas de velocidad constante. Por ejemplo: un generador de inducción de dos pares de polos conectado a una línea eléctrica con una frecuencia de 60 Hz, tendrá una velocidad de sincronismo de 1800 rpm ($W_s = 120f/N$, donde f es la frecuencia y N el número de polos). Suponiendo un deslizamiento propio de 1.5 por ciento, sólo se hará necesario incrementar su velocidad angular en 27 rpm por arriba de la velocidad de sincronismo para hacerlo operar a su potencia nominal. Visto desde el lado del rotor aerodinámico del aerogenerador, si se considera un sistema hipotético para el cual a una velocidad de 30 rpm en el rotor, corresponde la velocidad de sincronismo del generador (i.e., relación de transmisión 1:60), el incremento necesario para alcanzar la velocidad nominal y, por lo tanto, desarrollar la potencia nominal sería solamente 0.45 rpm.

Además de las ventajas ya mencionadas para el generador de inducción tipo "jaula de ardilla", su relación par-velocidad, en las cercanías de la velocidad nominal, permite un amortiguamiento de la variación constante de torque en la flecha principal de la turbina eólica. No obstante, entre más favorable es esta característica, la eficiencia del generador disminuye. Una desventaja de estos generadores es que requieren tomar potencia reactiva de la línea a la cual están conectados. Esto resulta en un factor de potencia bajo que debe mejorarse mediante capacitores.

El generador de inducción de rotor devanado se utiliza con muy poca frecuencia en la integración de aerogeneradores. Su ventaja principal es la facilidad de implementar métodos de conexión a línea más sencillos y confiables, tema que se trata en la sección de Sistemas de conexión a red.

Con objeto de incrementar la producción de energía en los aerogeneradores de velocidad constante, en algunos de los primeros modelos se utilizaron dos generadores eléctricos mecánicamente

acoplados pero de diferente capacidad y velocidad de sincronismo. El generador más pequeño se utilizaba para velocidades de viento bajas y después se conmutaba al generador de mayor tamaño, mismo que estaba dimensionado a la potencia nominal del aerogenerador. Este método fue cambiado por el uso de generadores de polos conmutables debido a que esta opción resultó más confiable que su predecesora.

Por su parte, los generadores síncronos no son muy apropiados para integrar aerogeneradores de velocidad constante ya que cuando se conectan directamente a la línea eléctrica entregan una potencia que es proporcional con el ángulo de fase. Esto resulta en una velocidad rotacional constante para cualquier potencia menor o igual a la nominal. En consecuencia, resulta un sistema demasiado rígido en cuanto a su relación par-velocidad.

En aerogeneradores, la velocidad constante tiene la desventaja de originar cargas dinámicas importantes que exigen estructuras robustas. Además, sus rotores aerodinámicos trabajan a una menor eficiencia que la de su diseño; en otras palabras, si su velocidad no estuviera limitada por la frecuencia de la red extraerían más energía del viento.

Estos inconvenientes dieron origen al desarrollo de los llamados sistemas de velocidad variable, para los cuales, la velocidad de rotación no está limitada por la frecuencia de la línea eléctrica.

Su principio básico consiste en no conectar directamente los generadores eléctricos a la línea, con el objeto de que la velocidad de rotación del rotor siga a la velocidad del viento. Con ello, se logran cargas dinámicas menores y se mejora la eficiencia, pero se produce electricidad en frecuencia variable.

Esto último hace necesaria la conversión a corriente directa y su posterior acondicionamiento a corriente alterna, a la frecuencia de la línea; es decir un esquema CA-CD-CA como el que se muestra en la Figura 3-27.

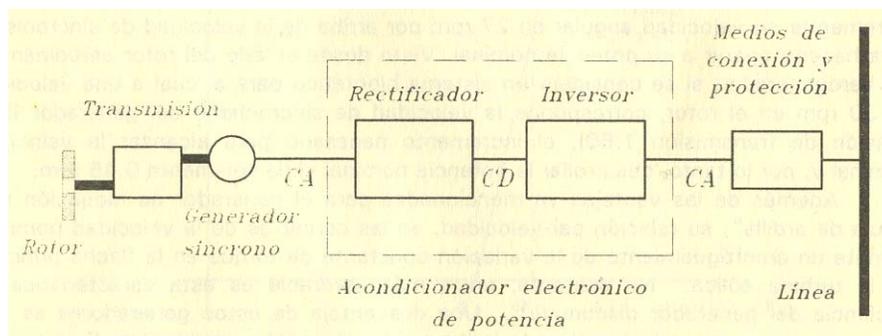


Figura 3-27. Sistema de velocidad variable CA-CD-CA.

En cuanto a los generadores eléctricos que se usan para

integrar sistemas de velocidad variable, ha habido una cierta preferencia por utilizar generadores síncronos. Estos pueden ser de construcción abierta o cerrada; sin embargo, en el uso de generadores síncronos de construcción abierta (la forma más barata) se han presentado problemas de deterioro del aislante de las bobinas y corto circuitos. La forma cerrada de un generador síncrono (que elimina este problema) ya no tiene ventajas de costo. Por ello, también se han utilizado generadores asíncronos y se experimenta con la adaptación de motores de reluctancia variable para su uso como generadores eléctricos. Se espera que la última opción pueda dar origen a generadores robustos de velocidad variable.

Independientemente del tipo de generador eléctrico que se use para integrar sistemas de velocidad variable, la parte medular son los acondicionadores electrónicos de potencia; es decir, la combinación rectificador-inversor. Desafortunadamente, su costo aún es muy alto (cerca de 150 USD/kW para la electrónica de potencia, mientras que el costo de los generadores eléctricos es de 25 a 28 USD/kW, para capacidades mayores a 250 kW).

Se estima que los sistemas de velocidad variable pueden superar a los de velocidad constante en un 10 a 12 por ciento de su capacidad para producir electricidad. Este margen se reduce por las pérdidas en la electrónica, limitando la ganancia neta a valores entre cinco y ocho por ciento.

Actualmente, cerca de 95 por ciento de los aerogeneradores comerciales son sistemas de velocidad constante con generadores eléctricos asíncronos. En el despliegue comercial de la tecnología, aún no existen evidencias objetivas que indiquen una preferencia por los sistemas de velocidad variable disponibles en el mercado. Sin embargo, se cree que una vez que se superen los inconvenientes actuales éstos podrían llegar a producir energía a un menor costo.

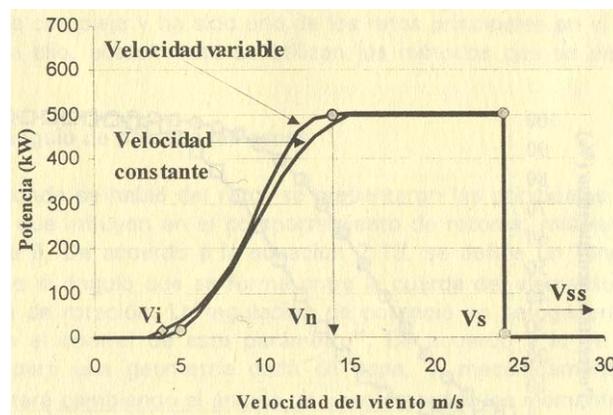


Figura 3-28. Ilustración de curvas de potencia para velocidad constante y velocidad variable en dos modelos de 500 kW.

Como se muestra en la Figura 3-28, la ventaja en la producción de energía de los sistemas de velocidad variable se da a velocidades subnominales, ya que desde el punto de vista funcional se mejora la pendiente de la curva de potencia a partir de una velocidad de viento entre 7 y 8 m/s.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que para no exceder los límites operativos del generador eléctrico (v.g., 10 por ciento más de su potencia nominal), los sistemas de velocidad variable también necesitan la regulación de potencia por arriba de la velocidad nominal.

. Sistemas de regulación de potencia y velocidad

Desde el punto de vista económico no es conveniente diseñar un aerogenerador que intente extraer la mayor cantidad de potencia disponible para las velocidades de viento muy altas, ya que aunque de éstas se puede producir la mayor potencia, energéticamente no representan una contribución muy significativa a lo largo del tiempo (debido a su baja frecuencia de ocurrencia). La excepción pueden ser los lugares con regímenes de viento excelentes.

Por ejemplo, para un régimen de viento caracterizado por una velocidad media anual de 7 m/s y factores de la distribución de Weibull $k = 2.1$ y $c = 7.9$ m/s, en la Figura 3-29 se ilustran, en forma acumulativa, la frecuencia de velocidades de viento y su contenido energético disponible.

Como se puede observar, para este régimen hipotético, las velocidades de viento por arriba de 18 m/s ocurren con poca frecuencia (i.e., cerca de 42 horas al año) y no obstante que a estas velocidades corresponde una alta potencia disponible, su contribución al total de la energía eólica disponible sería sólo de cuatro por ciento.

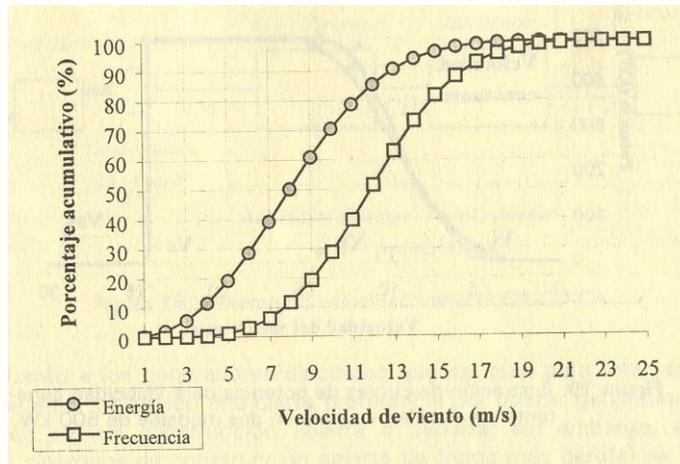


Figura 3.29. Ejemplo del contenido energético del viento.

Bajo este escenario, no sería económicamente factible diseñar (o aplicar) un aerogenerador que intentara aprovechar al máximo la energía contenida en las velocidades de viento más altas, dado que ello conduciría a un sobredimensionamiento del sistema (principalmente del tren de potencia y del generador eléctrico). Aún en el caso de que para un régimen de viento ligeramente más intenso esto pareciera justificable, queda por detrás el hecho de que la caja de transmisión y el generador eléctrico operarían la mayor parte del tiempo a carga parcial, lo cual conduciría a bajas eficiencias y posiblemente no habría una ganancia neta significativa.

Desde el punto de vista práctico, la velocidad nominal de diseño de un aerogenerador es función del compromiso entre: el potencial de generación de electricidad, los costos de fabricación y mantenimiento y las expectativas de resistencia y vida útil, ya que todo ello influye, de manera importante, en el costo de la energía a producir. Estudios recientes sugieren que el costo más bajo de la producción se puede lograr si se escoge un valor nominal de diseño aproximadamente igual a 1.7 veces la velocidad de viento media anual (para un factor K de Weibull igual a 2).

Como ya se ha mencionado, a partir de la velocidad nominal se hace necesaria la regulación de la potencia de salida de los aerogeneradores, misma que está asociada al control de la velocidad de sus rotores aerodinámicos. Se recuerda que la regulación de velocidad también atiende a una conveniencia técnica de limitar las cargas en el rotor para evitar el sobredimensionamiento del tren motriz y en general de la estructura del sistema. La regulación de potencia y velocidad en aerogeneradores, es relativamente compleja y ha sido uno de los retos principales en el desarrollo de su tecnología. Para ello, actualmente se utilizan los métodos que se describen a continuación:

Control por ángulo de paso de las aspas

En la sección donde se habló del rotor se presentaron las principales relaciones entre los parámetros que influyen en el comportamiento de rotores, mismas que se ilustraron en la Figura 3-15. De acuerdo a la ecuación 3.13, se define un "ángulo de paso de aspa" (θ_a) como el ángulo que se forma entre la cuerda del elemento en la punta del aspa y el plano de rotación. La regulación de potencia en aerogeneradores se puede lograr mediante el control de este parámetro. De acuerdo a lo ya tratado, resulta evidente que, para una geometría dada de aspa, si mecánicamente se cambia el ángulo θ_a se estará cambiando el ángulo de paso de todos los elementos de aspa.

En la Figura 3-15 se puede notar que para una velocidad de viento (V_v) y una velocidad lineal con magnitud igual a W_r , si el ángulo de paso se aumenta (mecánicamente) entonces el ángulo de ataque α disminuye. Como los coeficientes de levantamiento y de arrastre (C_L y C_D) son función de α , estos cambiarán y por lo tanto el coeficiente de potencia del rotor (C_R) también cambiará (ver Figura 3-16).

Asimismo, la ecuación 3.11 muestra que la contribución de un elemento de aspa a la fuerza total en el plano del rotor es función del ángulo de ataque (α) y la ecuación 3.14 muestra una dependencia similar para la contribución a la fuerza axial.

El cambio de estas fuerzas influye sobre la velocidad angular del rotor, y por lo tanto, la velocidad relativa (V_r) también cambiará, lo que nuevamente modifica tanto al ángulo de ataque como al número de Reynolds, y por consecuencia, a los coeficientes de levantamiento y arrastre. Todo esto lleva a una relación recurrente que finalmente encontraría su equilibrio para las nuevas condiciones operativas en relación con la carga. Sin embargo, en la práctica el rotor opera en "viento libre" lo que significa que la velocidad del viento (V_v) también está cambiando continuamente (turbulencia). Además, en el comportamiento dinámico, las características del rotor pueden ser influenciadas por el grado de flexión de las aspas, por la inercia del rotor, por la respuesta de flujo alrededor del aspa, por el desalineamiento del rotor al viento y por la suciedad que se adhiere.

Esto da una idea de la complejidad de la respuesta dinámica de los rotores, cuya explicación rebasa el alcance de este documento. Sin embargo, lo aquí expuesto sirve para comprender que el efecto global de un manejo adecuado del "ángulo de paso de aspa" conduce a limitar la potencia de salida de un aerogenerador a valores muy cercanos a la potencia nominal del generador eléctrico,

esto para velocidades de viento por arriba de la velocidad nominal de diseño (ver Figura 3-12).

Tomando como base el parámetro θ_a para la regulación de potencia, en los sistemas de control usualmente se aplica un algoritmo proporcional e integral (PI), es decir, el cambio aplicado al ángulo θ_a es igual a la suma de un término proporcional con la diferencia entre el valor actual y el valor meta, y un término proporcional a la integral sobre algún tiempo de esta diferencia. En sistemas que permiten un control muy rápido se usa también la componente diferencial para aplicar un algoritmo PID (i.e., proporcional, integral y diferencial). En este caso, se aplica un término proporcional con la tasa de cambio de la cantidad (o las cantidades) de entrada. La ecuación "simplificada" de control para este escenario se vería como:

$$\delta\theta_a = \sum K_i \delta F_i + \sum M_i \int \delta F_i dt + \sum L_i (dF_i / dt) \quad (3.16)$$

Donde:

F_i son las funciones meta del sistema de control para la potencia regulada (P_r) y/o la velocidad regulada (W_r)

K_i , M_i y L_i son las ganancias proporcionales integrales y diferenciales que el diseñador del control puede escoger de acuerdo al criterio de diseño, por ejemplo, con el objetivo de minimizar las fluctuaciones de carga.

Mecánicamente, el manejo del ángulo de paso de las aspas de un rotor consiste en hacerlas girar simultáneamente sobre su eje radial. La Figura 3-30 ilustra el concepto básico, mismo que toma diferentes formas de acuerdo con el diseño del modelo específico.

Los mecanismos que actúan sobre la raíz de las aspas se encuentran ubicados dentro del cubo del rotor. La fuerza motriz para realizar el movimiento puede darse a través de mecanismos impulsados por dispositivos hidráulicos o eléctricos.

Los mecanismos actuados eléctricamente suelen ser sistemas individuales montados en la raíz del aspa, los cuales operan en forma sincronizada. Básicamente, este tipo de sistemas están integrados por un motor reductor (en el cubo) acoplado a una corona en la base del aspa.

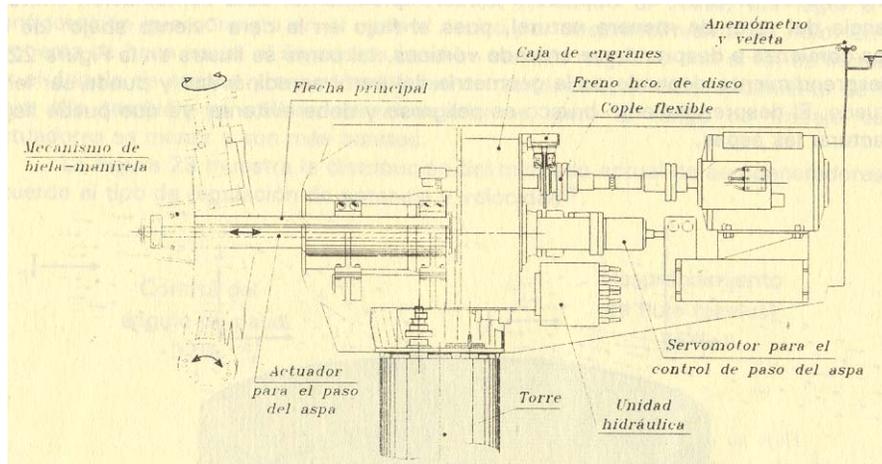


Figura 3-30. Ilustración de un mecanismo para control del ángulo de paso

Los mecanismos actuados hidráulicamente suelen ser centralizados y usualmente se montan sobre el chasis principal. Su actuación modifica simultáneamente el paso de todas las aspas. Estos sistemas se construyen con base en una unidad hidráulica y un servomotor que mueve linealmente una barra actuadora que pasa a través del interior de la flecha principal hasta el cubo del rotor. El movimiento para el cambio del "ángulo de paso de las aspas" se realiza mediante un juego de mecanismos biela-manivela conectados con la barra actuadora (ver Figura 3-30).

Control por desprendimiento de flujo

En su concepto fundamental, el control por desprendimiento de flujo se aplica en aerogeneradores de aspas fijas (i.e., θ_a se mantiene constante). En este tipo de sistemas, el ángulo de entrada de flujo (ϕ) se incrementa (de manera natural) al aumentar la velocidad del viento, lo que ocasiona el incremento del ángulo de ataque (α) (ver Figura 3-15).

En función de la geometría propia de un aspa, existe un valor de la velocidad del viento para el cual el ángulo de ataque es tal que el coeficiente de levantamiento C_L alcanza su máximo valor. A partir de ahí C_L comienza a disminuir, mientras que el coeficiente de arrastre C_D empieza a crecer rápidamente. Esta combinación limita la potencia del rotor de manera natural, pues el flujo en la cara "viento abajo" de las aspas comienza a desprenderse creando vórtices, tal como se ilustra en la Figura 3-31.

El desprendimiento depende de la geometría del perfil aerodinámico y puede ser lento o brusco. El desprendimiento brusco es peligroso y debe evitarse, ya que puede llegar a fracturar las aspas.

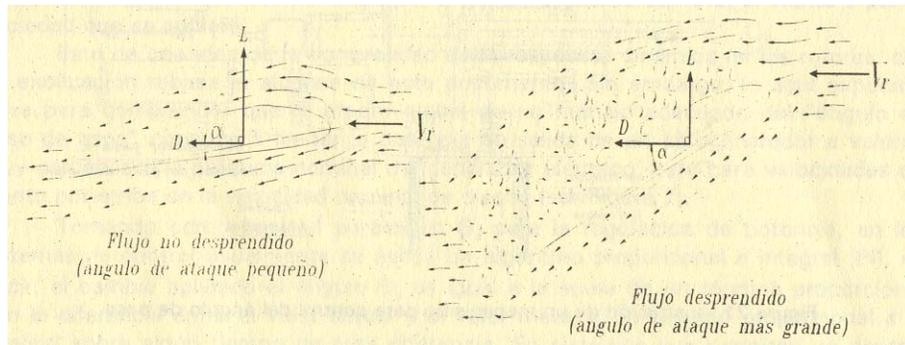


Figura 3-31. Ilustración del desprendimiento de flujo sobre un perfil aerodinámico.

Se dice que "la región de flujo desprendido es mucho más complicada y desconocida que la de flujo no desprendido. En aeronáutica, el desprendimiento debe evitarse (i.e., ángulos de ataque mayores a 18°), por lo que las mediciones tradicionales de perfiles están limitadas a ángulos de ataque entre -10° y 18° . En turbinas eólicas controladas por desprendimiento, el flujo desprendido forma parte de la operación normal hasta para ángulos de ataque de 45° . La teoría y los métodos de cálculo de flujo bidimensional alrededor de perfiles no son confiables para valores del ángulo de ataque mayores a 10° . Junto con estos hechos existe la complicación de que la rotación del aspa añade un aspecto tridimensional muy importante. Adicionalmente, los expertos en esta área coinciden en que cada flujo desprendido es inherentemente no estacionario, lo cual sólo ha sido objeto de estudios durante los últimos cinco años. Por esta razón, el diseño de rotores con control pasivo por desprendimiento de flujo es una mezcla entre ciencia y arte, que implica un cierto grado de riesgo."

Sin embargo, la mayoría de los primeros aerogeneradores, y muchos de los que ahora están en el mercado, utilizan esta técnica debido a que ofrece un menor costo al no requerir de servomecanismos.

Se dice que los aerogeneradores que se controlan por desprendimiento de flujo producen menos electricidad que aquellos en los que la regulación de potencia se realiza modificando el ángulo de paso de las aspas. La diferencia se estima de tres a cinco por ciento, pero aún se realizan pruebas para validar esta premisa.

La búsqueda de una mayor eficiencia, limitando el costo, dio lugar a otra configuración que consiste en el control activo por desprendimiento de flujo. En este esquema se hace variar el ángulo de paso en sentido negativo con el fin de incrementar el ángulo de

ataque y así controlar (en cierta medida) el desprendimiento de flujo. Para ello también se utilizan servomecanismos, pero el rango de trabajo de los actuadores es menor y son más baratos.

La Figura 3-32 muestra la distribución del mercado actual de aerogeneradores de acuerdo al tipo de regulación de potencia y velocidad.

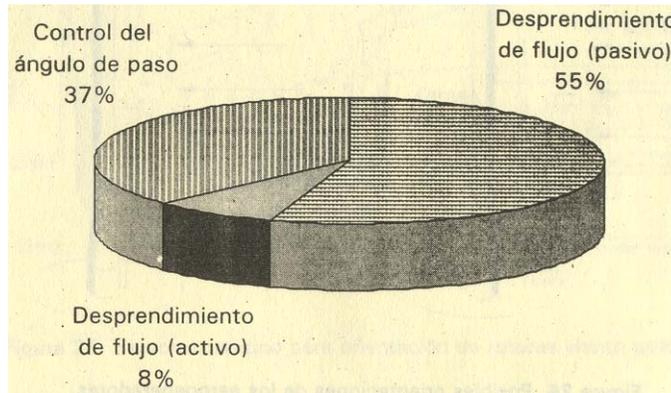


Figura 3-32. Distribución del mercado actual de aerogeneradores por tipo de regulación de potencia y velocidad.

Fuente: Wind Turbine Market: The International Overview 1997, Winkra Project GmbH, ISBN 3-9804393-0-5.

. Sistemas de orientación

Como se ilustra en la Figura 3-33, existen dos posibilidades para la orientación de un rotor de eje horizontal con relación a la dirección del viento. En la configuración viento arriba el viento pasa primero sobre el rotor y después sobre la torre del aerogenerador.

En la configuración viento abajo el viento pasa primero sobre la torre y después sobre el rotor. Son pocos los diseños con rotores viento abajo, ya que el paso de una aspa por la "sombra eólica" de la torre crea esfuerzos adicionales de magnitud considerable sobre la flecha del rotor. Este problema es mayor para rotores de dos aspas.

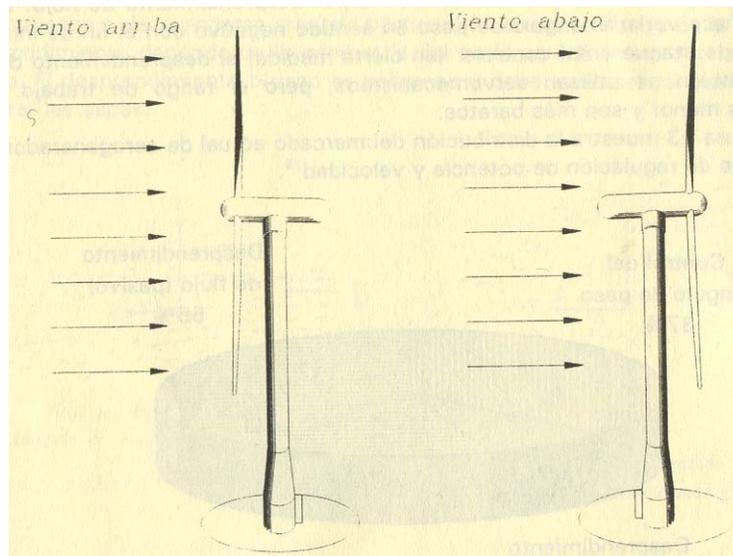


Figura 3-33. Posibles orientaciones de los aerogeneradores

La mayoría de los aerogeneradores en el mercado actual son del tipo viento arriba y requieren de un servomecanismo para mantener el plano del rotor en posición perpendicular a la dirección del viento. Este dispositivo constituye una interfaz mecánica entre la torre y el chasis del aerogenerador (ver Figura 3-34) y básicamente se construye a partir de un cojinete y una corona dentada de dimensión considerable. La corona está acoplada a piñones montados sobre dos o más motores actuadores (eléctricos o hidráulicos). El subsistema cuenta además con un freno mecánico. El servomecanismo responde a señales de control que son generadas por el controlador electrónico de la turbina eólica, en respuesta a la medición de la dirección del viento. Esto último es llevado a cabo mediante sensores convencionales (i.e. veletas).

Estos sistemas no operan a alta velocidad, es decir, no intentan seguir la dirección del viento con gran dinámica. Los sistemas de control cuentan con algoritmos para la toma de decisiones al respecto, por ejemplo, sólo cambian la orientación del rotor cuando las estadísticas de la medición sugieren que la dirección del viento efectivamente ha cambiado. La efectividad de estos algoritmos es relevante con relación a la confiabilidad y eficiencia global del aerogenerador, es decir, una actividad con frecuencia "alta" degradaría el subsistema y provocaría más esfuerzos, mientras que una actividad con frecuencia "baja" tiende a reducir la cantidad de energía eólica capturable, debido a la desalineación del rotor.

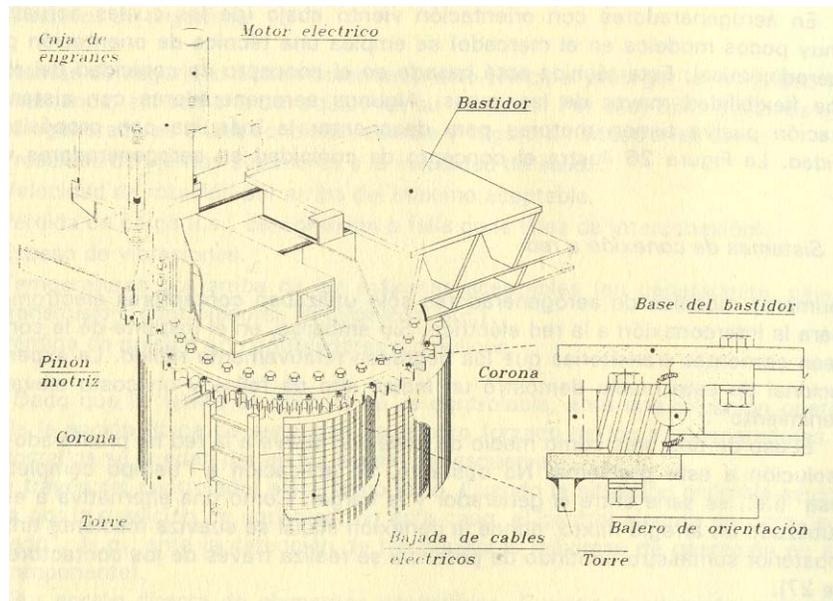


Figura 3-34. Servomecanismos para orientación de rotores viento arriba.

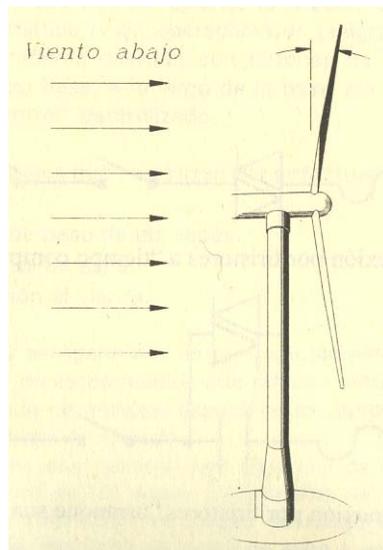


Figura 3-35. Ilustración del concepto de conicidad en aerogeneradores "viento abajo".

En aerogeneradores con orientación viento abajo (de los cuales actualmente hay muy pocos modelos en el mercado) se emplea una técnica de orientación pasiva (i.e. aerodinámica). Esta técnica está basada en el concepto de conicidad del rotor y en una flexibilidad mayor de las aspas. Algunos aerogeneradores con sistema de orientación pasiva tienen motores para desorientar la máquina con

propósitos de seguridad. La Figura 3-35 ilustra el concepto de conicidad en aerogeneradores viento abajo.

Sistemas de conexión a red

Los primeros modelos de aerogeneradores sólo utilizaban contactores electromecánicos para la interconexión a la red eléctrica. Sin embargo, en el instante de la conexión se crean corrientes transitorias que los degradan relativamente rápido. La experiencia operacional de este medio demostró un índice alto de fallas y un costo elevado de mantenimiento.

El uso de tiristores como medio de conexión suave a la red ha proliferado como una solución a este problema. No obstante, su aplicación a "tiempo completo" es costosa (i.e., en serie entre el generador y la carga). Como una alternativa a esto se está utilizando un arreglo mixto, donde la conexión inicial se suaviza mediante tiristores y el posterior suministro continuo de potencia se realiza través de los contactores (ver Figura 3-36).

En los sistemas de velocidad variable que utilizan convertidores electrónicos de potencia (i.e., CA-CD-CA) este problema se elimina implícitamente.

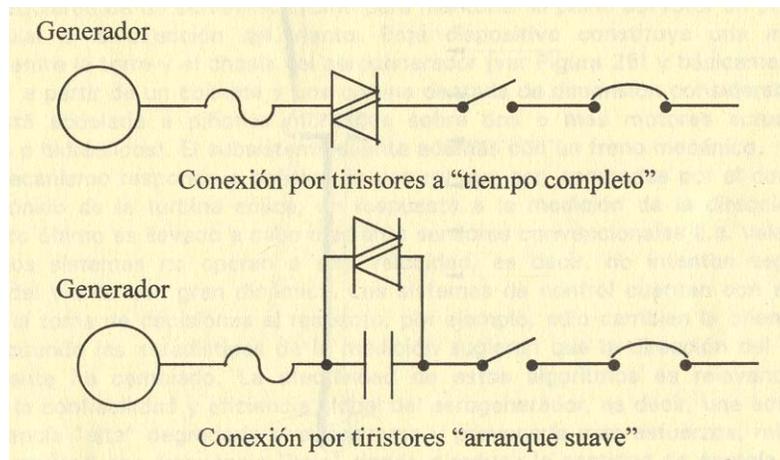


Figura 3-36. Configuraciones de conexión a red por medio de tiristores.

Los sistemas de seguridad tienen como propósito principal proteger la integridad física de los humanos, así como la del equipo en su conjunto. Por ello, tales sistemas llevan a los aerogeneradores a una condición estable y segura en situaciones como:

- Presencia de vientos superiores a la velocidad de salida.
- Velocidad de rotación por arriba del máximo aceptable.

- Pérdida de carga (i.e., desconexión o falla de la línea de interconexión).
- Exceso de vibraciones.
- Temperaturas por arriba de las máximas aceptables (en generadores, cajas de transmisión, controladores electrónicos, etc.).
- Pérdida de presión en controladores hidráulicos.

Dado que la fuente de energía no es controlable, ante una situación operativa anómala la acción típica de seguridad es el paro forzado de los aerogeneradores. Los paros forzados se pueden dar en los siguientes esquemas:

- a) A través del controlador electrónico local. Cuando la situación anómala se detecta por la medición de variables. En este caso, el control ejecuta un paro "suavizado" (v.g., ante la detección de temperaturas máximas de operación en algún componente).
- b) Por acción directa de elementos específicos. Cuando la situación anómala requiere de una acción inmediata y por la naturaleza del evento no se puede confiar en el control electrónico (v.g., exceso de vibraciones).
- c) Por voluntad de los operadores. Cuando la situación no puede ser detectada por ningún medio automático (v.g., operadores en peligro o accidentados). Para este caso los aerogeneradores cuentan con botones de paro por emergencia en su parte superior, en su base, a lo largo de la torre y a través de las computadoras en el cuarto de control centralizado.

Los medios principales que se utilizan para efectuar el paro forzado son:

- Freno de disco.
- Control del ángulo de paso de las aspas.
- Dispositivos de punta de aspa.
- Control de orientación al viento.

La mayoría de los aerogeneradores que actualmente se ofrecen en el mercado cuentan con dos (o más) de estos medios que pueden actuar de manera independiente o coordinada. Dependiendo del modelo específico del aerogenerador se asigna uno de ellos como el medio principal de frenado.

En aerogeneradores que cuentan con sistemas de regulación de velocidad por control del ángulo de paso de las aspas, usualmente se asigna éste como el medio principal de frenado. En este caso se amplía su rango de operación para que sea posible llevar la cuerda del elemento de punta de aspa a una posición casi paralela con la dirección del viento (i.e., colocar el aspa en "posición de bandera").

Esto representa una solución adecuada que evita esfuerzos mecánicos durante el evento. El freno secundario (típicamente un freno de disco) se aplica después que la velocidad de rotación del rotor se redujo considerablemente, y por consecuencia, el par motriz es mucho menor. Cuando se utilizan motores eléctricos para manejar el ángulo de paso de las aspas, las condiciones "por defecto" ante la desconexión o falla de la línea eléctrica colocan automáticamente a las aspas en "posición de bandera". En sistemas que utilizan mecanismos accionados hidráulicamente, el problema de pérdida de carga se resuelve mediante la incorporación de acumuladores hidráulicos.

En aerogeneradores con caja de engranes, el freno de disco se puede aplicar sobre la flecha principal del rotor (i.e., baja velocidad) o sobre la de alta velocidad (i.e., en la salida de la caja de engranes que se acopla al generador eléctrico, ver Figura 3-37).

En la segunda opción, la potencia requerida para frenar el rotor es inversamente proporcional a la relación de transmisión, lo cual lleva a dispositivos más ligeros y baratos. Sin embargo, ya que los esfuerzos impactan directamente sobre la caja de engranes, este esquema puede resultar más conveniente cuando el medio principal de frenado es la regulación de velocidad por control del ángulo de paso, de tal manera que el freno de disco normalmente se aplicará a velocidades ya reducidas.

Algunos fabricantes prefieren aplicar el freno de disco sobre la flecha de baja velocidad, sobre todo cuando el freno de disco constituye el medio principal de frenado. Este esquema puede conducir a incrementar el nivel de seguridad, pero también puede implicar un costo mayor.

Como un medio auxiliar para reducir la velocidad del rotor antes de aplicar el freno de disco, también se utilizan dispositivos de punta de aspa. Éstos son secciones en la punta de las aspas que se pueden rotar hasta 90° para formar una superficie que aerodinámicamente se opone a la rotación del rotor, tal como se muestra en la Figura 3-37.

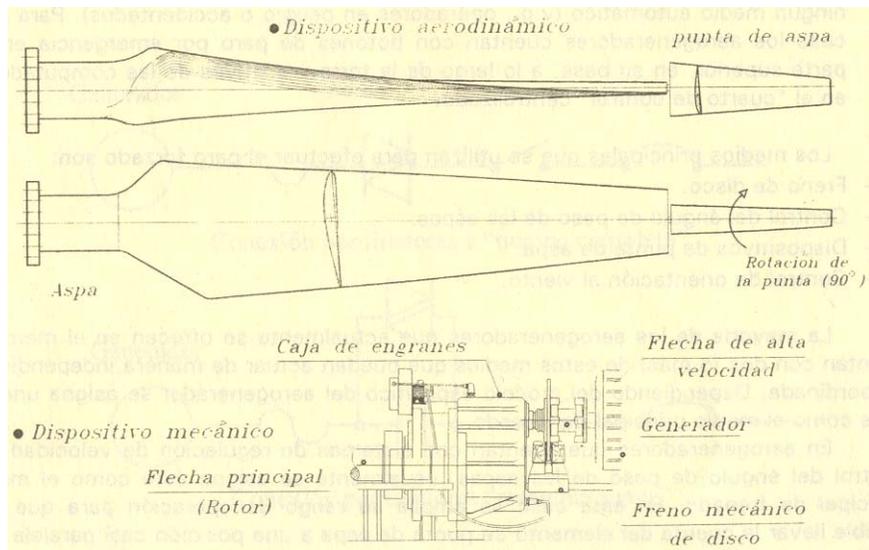


Figura 3-37. Ilustración de dispositivos de punta de aspa y del freno de disco en la flecha de alta velocidad.

Todos los aerogeneradores para aplicaciones interconectadas cuentan con un sistema electrónico dedicado al control y a la adquisición de datos (SCADA). Cada aerogenerador cuenta con un SCADA propio, independientemente de que las máquinas formen parte de una central integrada por varias turbinas.

Los SCADA están basados en microprocesadores (i.e., microcontroladores). Estos pueden ser sistemas electrónicos de aplicación específica, o bien, estar integrados a base de controladores lógicos programables (PLCs). Sus funciones principales son:

- Controlar los procesos de inicio de operación y de conexión a la red.
- Controlar la regulación de velocidad y potencia de salida.
- Controlar la orientación del rotor con relación a la dirección del viento.
- Controlar los procesos de paro forzado.
- Controlar los elementos auxiliares para mantener el sistema en las mejores condiciones de operación normal.
- Ser la interfaz hombre-máquina a nivel local.
- Adquirir y preprocesar los datos del comportamiento operacional de cada turbina.
- Ser el medio de comunicación entre la unidad y los centros de supervisión en centrales eolieléctricas.

Para tales fines, los SCADA miden y detectan, por medio de transductores, una considerable cantidad de variables, entre las que

se encuentran:

- Velocidad y dirección del viento.
- Velocidades angulares.
- Temperaturas de elementos críticos.
- Niveles de presión de aceite.
- Ángulo de orientación.
- Vibraciones.
- Estados operativos.
- Parámetros eléctricos.

Cada SCADA está diseñado en forma específica para el modelo de aerogenerador al que se aplica; es decir, cada sistema cuenta con sus propios algoritmos y secuencias lógicas. Los SCADA pueden tener rasgos comunes, pero difieren considerablemente de una marca de aerogenerador a otra.

La confiabilidad y efectividad de los SCADA tiene un impacto muy relevante en cuanto a la eficiencia, confiabilidad y disponibilidad de un aerogenerador. Es decir, a nivel sistema, no puede existir un buen aerogenerador si su sistema de control es deficiente. Por supuesto, esto no sólo se aplica al sistema electrónico digital / analógico, sino también a los medios de medición, a los elementos actuadores y a los algoritmos que se utilicen.

De la experiencia operativa se han desarrollado técnicas que han reducido considerablemente el número de fallas atribuibles al sistema de control. Sin embargo, a nivel global, esto aún representa un alto porcentaje de los eventos de paro forzado y/o de las necesidades de mantenimiento correctivo. De ahí la importancia del uso de sensores y actuadores precisos y confiables, así como de una adecuada frecuencia y efectividad con relación a su inspección, mantenimiento preventivo y calibración.

Ante la ocurrencia de un evento de paro forzado, un controlador electrónico local puede "decidir" poner nuevamente en operación la turbina de manera automática. Para ello, antes de tomar la "decisión" realiza rutinas de autodiagnóstico. El proceso de reinicialización operativa de la turbina no se lleva a cabo cuando el paro fue forzado en respuesta a una señal de emergencia.

Elementos de acoplamiento mecánico

Durante la operación normal de un aerogenerador las componentes del tren motriz están sujetas a fluctuaciones torsionales, desplazamientos axiales y desalineación entre las flechas. Estos efectos deben ser minimizadas para reducir esfuerzos y prolongar la

vida útil de las componentes. Para ello se utilizan diversas técnicas que dependen del diseño y configuración específica de la turbina.

Por ejemplo., en aerogeneradores con caja de engranes la conexión mecánica al generador eléctrico se realiza mediante una barra de torsión provista de juntas homocinéticas en ambos extremos y un acoplamiento de fricción en el extremo del generador eléctrico. Asimismo, la caja de engranes puede estar sujeta al chasis principal mediante elementos que proporcionan una suspensión amortiguada. Esta combinación permite amortiguar fluctuaciones torsionales sobre las engranajes y absorber pequeñas y desplazamientos axiales, así como la posible desalineación de las flechas durante la operación de la turbina.

Al respecto, existe una cantidad significativa de diseños que además de buscar reducir los efectos sobre el desgaste de las componentes, también tienen que ver con la reducción de fluctuaciones en la potencia de salida y con la reducción de emisión de ruido acústico.

Chasis principal

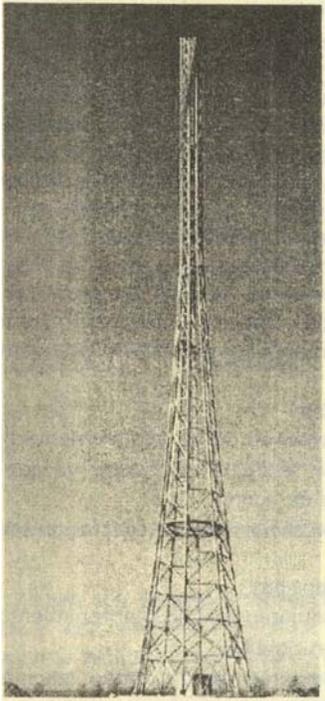
El chasis principal es la estructura sobre la cual se montan los principales componentes de un aerogenerador (rotor, tren motriz, generador eléctrico y servomotores). Este componente recibe un gran número de cargas impuestas sobre los elementos del sistema y las transmite a la torre.

Usualmente, el chasis es una estructura metálica construida a base de lámina de acero y perfiles estructurales soldados. El chasis también es el principal receptor de los esfuerzos generados en el evento de frenado, ya que sobre él se montan los elementos de fricción que actúan sobre el disco. (i.e., las mordazas). Obviamente, su dimensión y peso depende de las cargas que debe soportar, mismas que son de magnitud considerable.

Su diseño forma parte del esfuerzo general con relación a la reducción de masa y volumen del conjunto. Sobre el chasis se coloca una cubierta general con el propósito de proteger a las componentes del sistema contra los efectos del medio ambiente.

Torres

Las torres que se utilizan para instalar aerogeneradores de eje horizontal pueden ser tubulares y de celosía (ver Fotografía 3-38).



Fotografía 3-38. Tipos de torres para instalación de aerogeneradores.

Torres tubulares

Ventajas

- Proporcionan el medio de protección e instalación para equipos de

control y sistemas eléctricos en piso.

- Se pueden integrar medios muy seguros para que el personal de mantenimiento suba al chasis.
- Su comportamiento dinámico es relativamente sencillo.
- Su aspecto estético es agradable y moderno.
- Su instalación es fácil y rápida.
- Requieren menos mantenimiento.
- Su base ocupa poco espacio.

Desventajas

- Tienen un costo relativamente alto.
- Su fabricación requiere maquinaria especializada.
- Su transportación es más difícil y costosa.
- Por su volumen, el transporte terrestre de torres tubulares para aerogeneradores grandes (del orden de MW) tiene limitaciones importantes.

Torres de celosía

Es necesario verificar periódicamente el torque de apriete de los tornillos en las uniones de todos los perfiles angulares, con el fin de que se mantenga la frecuencia natural de diseño y se eviten problemas de resonancia. Por ello, este tipo de torres no se utiliza en sistemas grandes (i.e., con capacidades de MW). Además, su rigidez limita su capacidad para absorber fluctuaciones de carga. Asimismo, el acceso al chasis se realiza por medio de escaleras tipo marino, montadas sobre un costado de la torre. A pesar de que cuentan con protecciones, subir a ellas en condiciones de baja temperatura y vientos intensos tiene un grado de dificultad importante. Esta es una de las razones por las que en los países del norte de Europa prácticamente no se utilizan. Sus ventajas y desventajas principales son:

Ventajas

- Tienen un costo relativamente bajo.
- Son fáciles de construir ya que típicamente están formadas por perfiles angulares de acero.
- Son fáciles de transportar, prácticamente en cualquier tamaño.

Desventajas

- Requieren mucho mantenimiento.
- Son rígidas.
- Requieren de un medio adicional para la instalación del equipo electrónico de piso.

- El acceso al chasis principal implica riesgos altos en condiciones climáticas adversas.

Aspectos generales de las centrales eoloeléctricas

Configuración básica

La Figura 3-39 muestra la configuración básica de una central eoloeléctrica en terrenos planos. En esta configuración, la energía eléctrica que produce cada aerogenerador se recolecta mediante una línea eléctrica que típicamente opera a voltajes de distribución (i.e., menores que 25 kV). Ya que la producción individual de los aerogeneradores es en baja tensión (v.g., 480 V), se utilizan transformadores para elevar el voltaje. Dependiendo de las capacidades de los aerogeneradores y de los transformadores, se utiliza un transformador para cada aerogenerador o para un grupo de ellos. Típicamente las líneas de recolección son subterráneas.

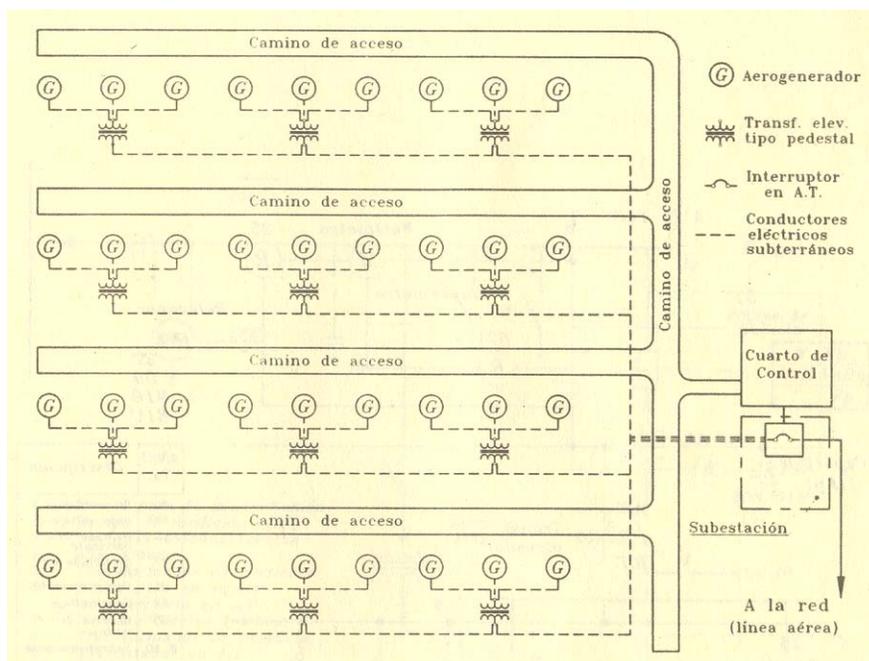


Figura 3-39. Configuración típica de una central eoloeléctrica en terrenos planos.

Usualmente, los transformadores que se utilizan son trifásicos del tipo pedestal en conexión estrella-delta, con neutro a tierra y con enfriamiento tipo OA (con aire), ver Fotografía 3-42. En algunos casos los transformadores se instalan dentro de las torres tubulares.

Dependiendo del tamaño de la central, ésta se puede

interconectar a líneas de distribución o de transmisión. En el segundo caso, es necesario construir una subestación local para elevar el voltaje al nivel de transmisión (v.g., 115 kV o mayor) de ahí sale una línea aérea que se interconecta con el sistema eléctrico convencional. Las Figuras 3-40 y 3-41 muestran un ejemplo de la interconexión eléctrica básica.

Como ya se mencionó, cada aerogenerador cuenta con un equipo de control y adquisición de datos que está instalado dentro de la misma unidad (SCADA). Mediante líneas de comunicación de datos, la información adquirida por todos los SCADA se transmite hacia un cuarto de control, formado típicamente por computadoras personales. Ahí, la información se almacena en forma centralizada y se presenta a los operadores para fines de seguimiento de la operación.

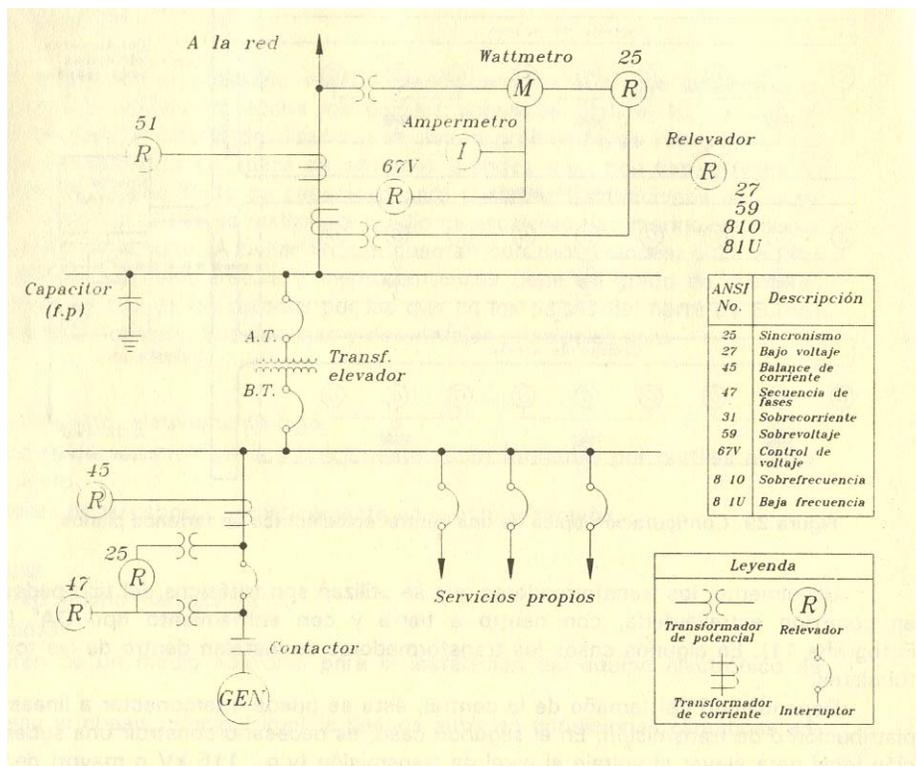


Figura 3-40. Ejemplo de un diagrama eléctrico unifilar para la interconexión de un aerogenerador con una línea de recolección.

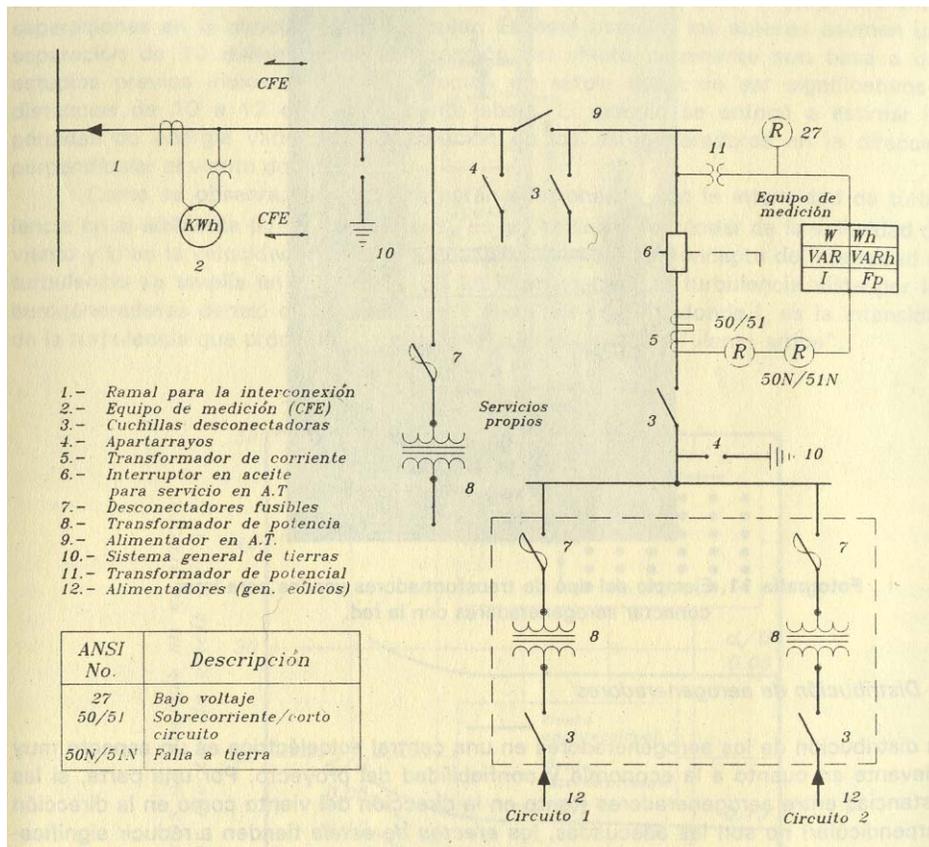
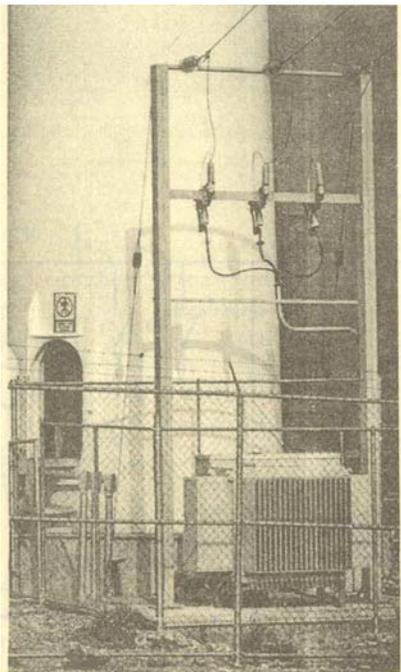


Figura 3-41. Ejemplo de la interconexión de una central eoloeléctrica a una línea eléctrica convencional.



Fotografía 2-42. Ejemplo del tipo de transformadores usados para interconectar aerogeneradores con la red.

Distribución de aerogeneradores

La distribución de los aerogeneradores en una central eoloeléctrica es un aspecto muy relevante en cuanto a la economía y confiabilidad del proyecto. Por una parte, si las distancias entre aerogeneradores (tanto en la dirección del viento como ,en la dirección perpendicular) no son las adecuadas, los efectos de estela tienden a reducir significativamente la cantidad de energía producible. Asimismo, la turbulencia que inducen los rotores en la estela puede incrementar las cargas dinámicas en las máquinas que están atrás de otras con relación a la dirección del viento, y con ello, reducir su vida útil o aumentar la probabilidad de fallas.

Por otra parte, si los aerogeneradores se separan más de lo conveniente, los costos del resto de los elementos de la planta (v.g., líneas de recolección, caminos de acceso, líneas de comunicación de datos) se hacen mayores y también se incrementa el costo de la renta o compra del terreno. Además, se desaprovecha parte del recurso eólico disponible en un área determinada.

Los estudios básicos al respecto arrojaron resultados en los que se basó la construcción de las primeras centrales eoloeléctricas; sin embargo, una considerable cantidad de estudios posteriores, tanto teóricos como prácticos, han hecho evidente la complejidad en el diseño para lograr que la ubicación de aerogeneradores en un arreglo conduzca a la relación óptima entre el potencial de producción de electricidad y su costo de instalación.

Por ejemplo, la Figura 3-42 muestra los resultados teóricos de un estudio para 36 aerogeneradores ubicados en los nodos de una malla rectangular de 6X6 turbinas, espaciadas 10 diámetros en la dirección del viento dominante y para diferentes separaciones en la dirección perpendicular. En este estudio, los autores asumen una separación de 10 diámetros en la dirección del viento dominante con base a que estudios previos indicaron que los efectos de estela dejan de ser significativos a distancias de 10 a 12 diámetros viento abajo. El estudio se enfocó a estimar las pérdidas de energía variando la separación de los aerogeneradores en la dirección perpendicular al viento dominante.

Como se observa, las pérdidas están relacionadas con la intensidad de turbulencia en el ambiente ($I_0 = \sigma_0/U$) donde σ_0 es la desviación estándar de la velocidad del viento y U es la velocidad media del viento en flujo libre. La intensidad de la turbulencia vista por los aerogeneradores dentro de la central está dada por $I = I_0 + I_g$ donde I_g es la intensidad de la turbulencia que producen los aerogeneradores ubicados "viento arriba".

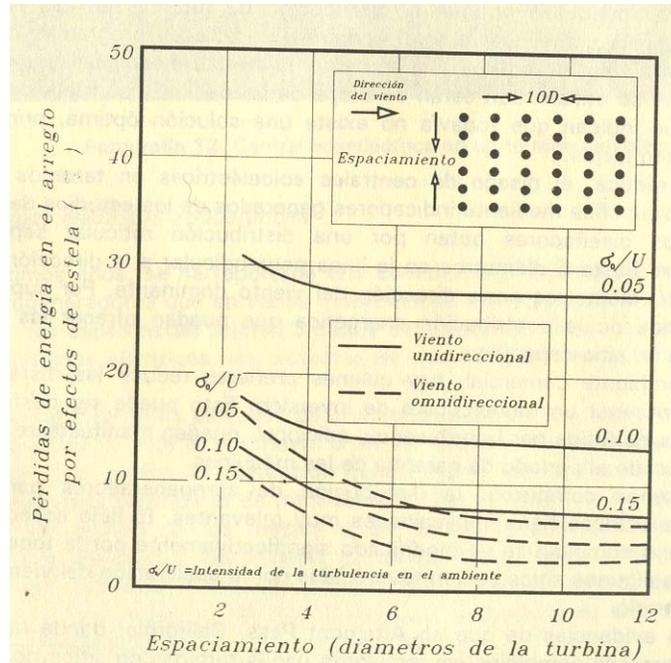


Figura 3-42. Resultados teóricos de un estudio sobre pérdidas de energía por efecto de estela en un terreno plano.

En los resultados gráficos se observa que para una intensidad de turbulencia de 0.15 (típica) y vientos de tipo unidireccional; una separación de 5 diámetros en la dirección perpendicular al viento dominante, prácticamente minimiza las pérdidas de energía en el arreglo por efectos de estela. Sin embargo, también se observa que a medida que la intensidad de la turbulencia en el ambiente es mayor, las pérdidas también se reducen, lo cual se explica por el efecto de re-energización de la estela por la turbulencia que inducen los aerogeneradores. En contrapunto con lo primero, esto sugiere una posible conveniencia de acercar más los aerogeneradores para tomar ventaja de un mayor contenido energético en el flujo eólico sobre el área de la central; sin embargo, es aquí donde las consideraciones sobre las cargas dinámicas a las que se sujetarían las turbinas debe tomar una prioridad alta.

Además de acelerar la fatiga normal, un nivel alto de turbulencia incrementa la probabilidad de fallas catastróficas debido a ráfagas de viento muy intensas, para las cuales se debe conocer y considerar su período de retorno.

El ejemplo anterior sólo ilustra en su concepto más simple la complejidad en el tema (i.e., para terrenos planos), ya que para terrenos complejos el problema adquiere dimensiones mayores.

Estos y otros factores más complejos, dieron origen al desarrollo de herramientas de diseño enfocadas a optimizar la

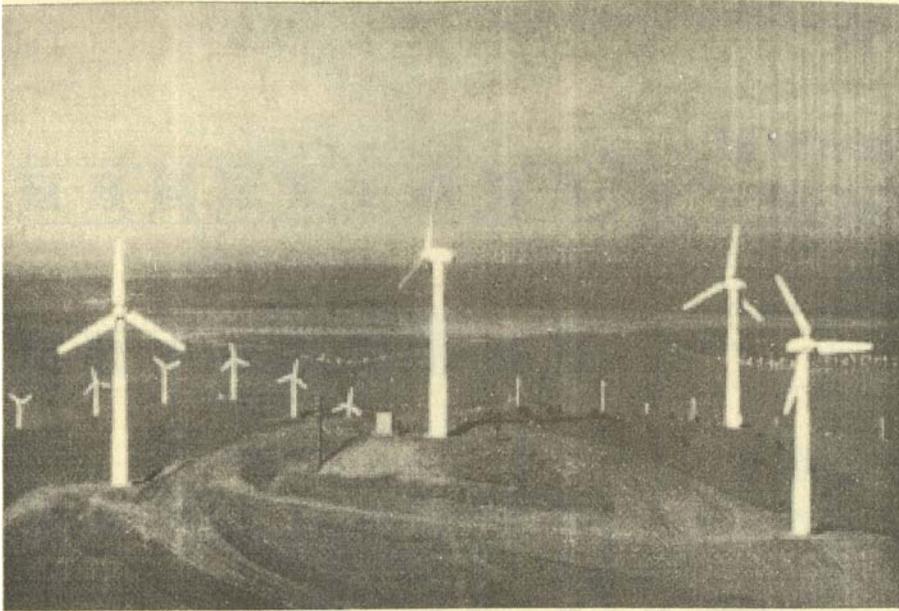
distribución de turbinas eólicas en centrales eoloeléctricas. En la actualidad, a nivel comercial se ofrecen programas de cómputo que claman ser la solución óptima. Sin embargo, la literatura especializada sugiere que los modelos que se utilizan aún están en etapa de validación y se mencionan algunas limitaciones que indican que todavía no existe una solución óptima, principalmente para terrenos complejos.

En la práctica, el diseño de centrales eoloeléctricas en terrenos planos sin obstáculos se simplifica mediante indicadores generados de los estudios de efectos de estela. Algunos diseñadores optan por una distribución reticular separando los aerogeneradores hasta 5 diámetros en la línea perpendicular a la dirección del viento dominante y 10 diámetros en la dirección del viento dominante. Por supuesto, esto también depende de la contribución energética que puedan ofrecer los vientos no dominantes en un sitio específico.

En el ambiente comercial, hay quienes prefieren reducir las distancias entre turbinas para obtener un menor costo de inversión. Esto puede ser desfavorable ya que los efectos de fatiga por la turbulencia adicional, pueden manifestarse después de que haya caducado el período de garantía de las máquinas.

En terrenos complejos, la distribución de aerogeneradores para construir centrales eoloeléctricas tiene implicaciones muy relevantes. El flujo eólico que incide sobre un terreno complejo se ve modificado significativamente por la topografía de la zona. Mientras algunos sitios se ven favorecidos por la aceleración del viento, en otros sucede lo contrario.

Existen evidencias de que en Altamont Pass, California, donde hay centrales ubicadas en terrenos complejos, se instalaron varias turbinas en sitios no adecuados, resultando en una baja producción de electricidad. Asimismo, en algunos sitios de las islas griegas, se han tenido problemas por niveles altos de turbulencia y rotores dañados por las cargas dinámicas resultantes sobre ellos. La Fotografía 3-44 muestra una central eoloeléctrica en un terreno relativamente complejo.



Fotografía 3-44. Central eoloeléctrica en un terreno complejo.

Descargas eléctricas atmosféricas

En los últimos años, se ha reportado una cantidad significativa de impactos de rayos sobre aerogeneradores que en varias ocasiones se han traducido en daños severos. En particular, las aspas están sujetas a daños catastróficos. Otras áreas de posible daño son los sistemas eléctricos, los sistemas de control y las líneas de comunicación de datos.

La probabilidad de este tipo de problemas depende del nivel ceraúnico del sitio de instalación de la central. En mayor o menor medida, los aerogeneradores comerciales cuentan con medios de protección contra rayos, los cuales se refuerzan incorporando dispositivos supresores de transitorios. Esto se ilustra en la Figura 3-45.

La efectividad de los medios y elementos de protección depende en gran medida de la efectividad del sistema de tierras de la central. Por lo tanto, se hace necesario un excelente diseño al respecto, así como un control de calidad estricto durante su construcción. La Figura 3-46 muestra un ejemplo de una red de tierra para una central eoloeléctrica.

En el ejemplo se muestra un arreglo de 9X4 aerogeneradores para un terreno plano, donde cada aerogenerador cuenta con una malla de tierra en la base de la cimentación de las torres. Estas mallas están unidas por medio de cable desnudo de alto calibre y todas las conexiones están soldadas.

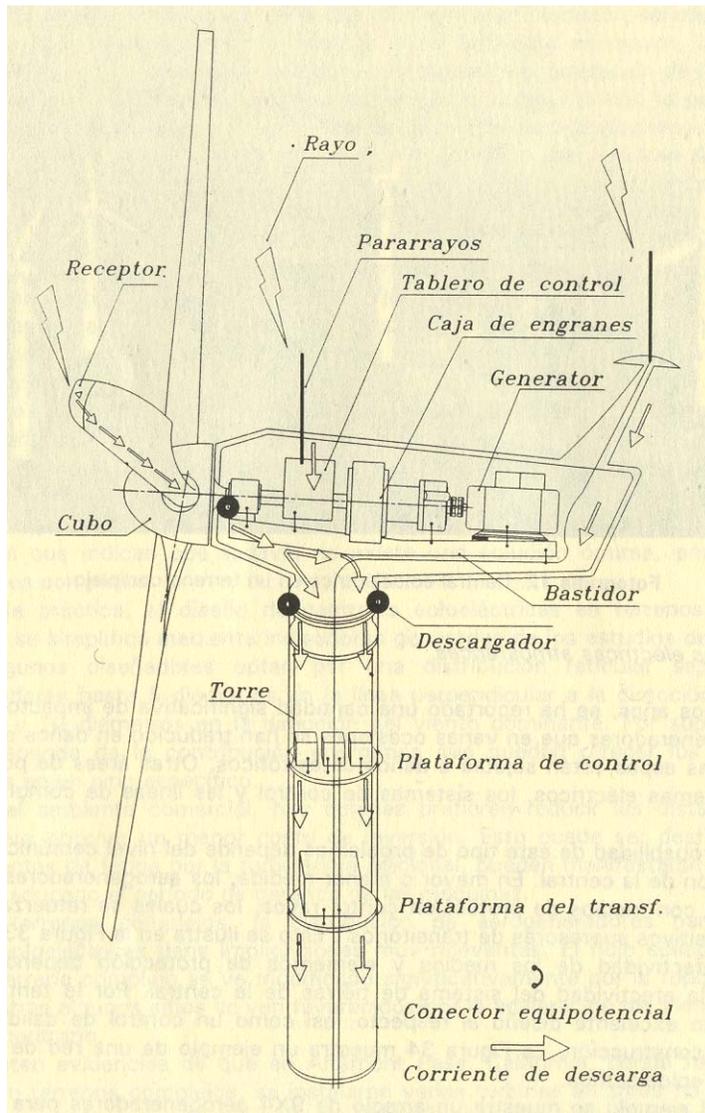


Figura 3-45. Elementos de protección contra rayos.

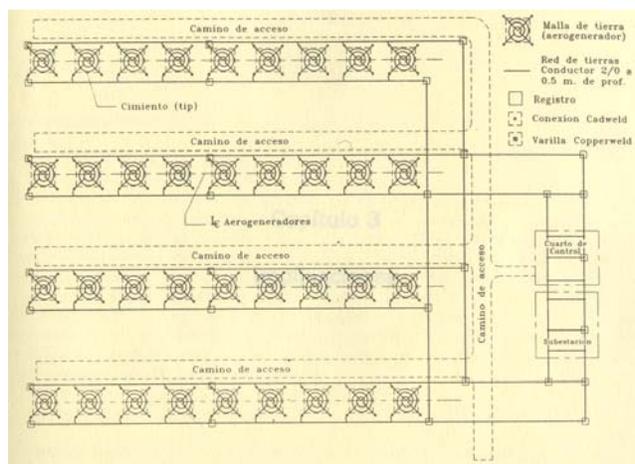


Figura 3-46. Ejemplo de un sistema de tierras para una central eolieléctrica.

3-4 Producción de electricidad mediante conversión fototérmica

El uso de plantas solares para generación de electricidad en regiones geográficas con alta insolación constituye una opción promisoría, con numerosas ventajas desde el punto de vista ambiental. Debe tomarse en cuenta que *México* cuenta con una alta incidencia de radiación solar (Figura 3-47), por lo que se debe hacer uso de este potencial.

Además, la diversificación en el abastecimiento de energía es una estrategia altamente recomendable de política energética.

Plantas fototérmicas con concentrador parabólico

En los últimos veinte años, la generación de electricidad con energía solar ha sido desarrollada a diferentes escalas que van desde algunos kilovatios hasta centenas de megavatios. Destacan como una de las más populares los concentradores cilíndrico-parabólicos, que se describirán en primer lugar.

La forma de estos concentradores es parecida a la de una parábola extendida a lo largo de un eje, montada sobre un mecanismo que rastrea al sol. La tecnología en cuestión es conocida como *canal parabólico* o *cilíndrico parabólico*.

Estos dispositivos aumentan la intensidad de la radiación solar, al reflejarla sobre una superficie absorbente situada en el foco de la parábola, la cual recibirá el flujo solar que pueda captar la apertura del concentrador. Esta concentración es lograda por medio de superficies que reflejan la radiación solar. El absorbedor o receptor puede ser un tubo recubierto de negro, con el cual se alcanzan temperaturas del orden de $300\text{ }^{\circ}\text{C}$, si se recubre al tubo con una sustancia con adecuado comportamiento térmico y se le rodea a su vez por otro tubo de vidrio al vacío, se pueden alcanzar temperaturas de hasta $400\text{ }^{\circ}\text{C}$. El equipo absorbe la energía solar y la convierte en calor, el cual es transferido al fluido térmico -que puede ser un aceite especial o agua-. El uso de vapor de agua, como fluido térmico, está cobrando popularidad pues no provoca impactos ambientales y evita incurrir en los altos costos asociados con el manejo de los aceites especiales y de los intercambiadores de calor, con la conveniencia de que posibilita el trabajo a mayores temperaturas y por lo tanto a mayores eficiencias.

La potencia que puedan alcanzar estos sistemas depende del número de concentradores. Se manejan comercialmente módulos de 30 MW y 80 MW .

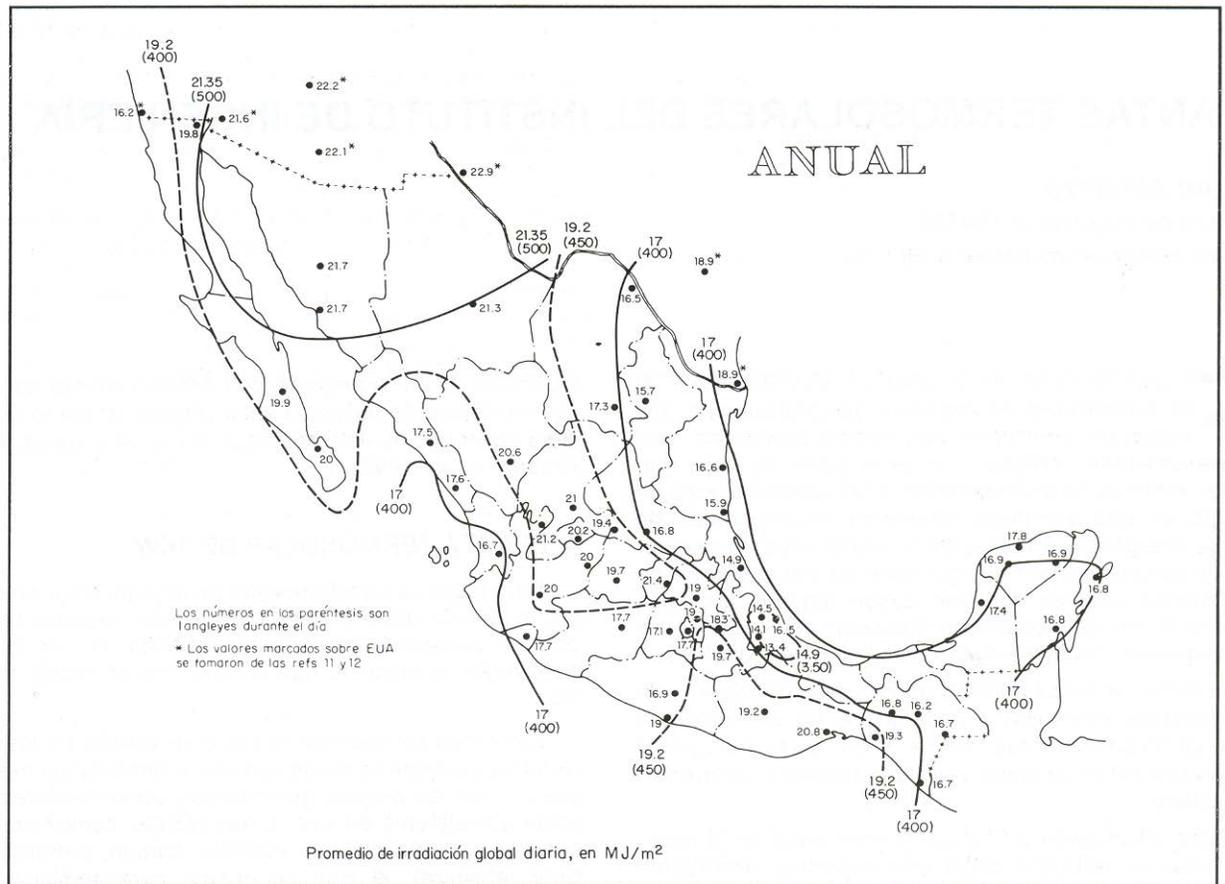


Figura 3-47. Mapa de irradiación solar global en promedio anual.

Fuente: Plantas solares del Instituto de Ingeniería.

(ANES) Número 38, Marzo de 1999.

Planta fototermica de 1kw

Para lograr la transformación de energía solar en energía mecánica debe transferirse el calor captado por un colector o concentrador solar a un fluido, el cual lo conduce hasta la máquina que proporciona el trabajo mecánico.

Los ciclos termodinámicos que se utilizan en los convertidores solares térmicos son esencialmente los mismos que utilizan las plantas generadoras convencionales que están actualmente en uso. Estas plantas convencionales usan un combustible (por ejemplo: carbón, combustóleo, gas natural, etcétera), el cual se quema para suministrar la energía térmica al fluido. En plantas generadoras modernas alrededor de 30 ó 40 por ciento de la energía térmica se convierte en electricidad y el restante 60 ó 70 por ciento se rechaza

al ambiente. Las plantas de ciclo combinado que usan gas natural pueden alcanzar una eficiencia un poco mayor al 50%. Esta eficiencia se explica por la segunda ley de la termodinámica cuando ésta se aplica a una máquina térmica a la que se le suministra calor a su entrada y un medio de enfriamiento a la salida; esta máquina tiene una eficiencia menor que la eficiencia teórica de Carnot. Por lo que:

$$\eta < \eta_{\text{Carnot}} = (T_c - T_f)/T_c$$

donde T_c es la temperatura alta a la cual se suministra energía al fluido y T_f es la temperatura más baja del ciclo a la que la energía sobrante se rechaza al ambiente. Debido a esta ley, entre más alto sea el incremento de temperatura mayor será la eficiencia por lo que una planta solar térmica debe operar a la temperatura más alta posible; con el fin de poder lograr obtener temperaturas altas en el fluido se hace necesario trabajar con captadores de enfoque.

Para aplicaciones de energía solar, los ciclos con cambio de fase como el ciclo Rankine y algunas de sus variantes han sido ensayados con buenos resultados. No es conveniente utilizar ciclos complicados en plantas pequeñas ya que se ha probado que no se logran las eficiencias esperadas. Utilizar un ciclo del tipo Rankine presentan las siguientes ventajas:

- 1) Aprovechando el calor que el fluido utiliza para el cambio de estado, se puede mantener bajo control la temperatura a todo lo largo de los absorbedores, lo cual es necesario dadas la propiedades de éstos.
- 2) El ciclo *Rankine* permite trabajar a intervalos de temperatura menores (para una misma eficiencia), que otros ciclos, como podrían ser el *Brayton* y el *Stirling*. Esto disminuye las pérdidas propias de las altas temperaturas y permite utilizar una gama mayor de materiales lo cual repercute favorablemente en el costo.

Por lo que se refiere al fluido que es más recomendable utilizar como medio de transporte de energía, es el vapor de agua. Las principales razones por las que se elige el agua son:

Economía: existe a nivel comercial la facilidad de contar con pequeñas máquinas de émbolos diseñadas para funcionar con vapor. Todo el equipo necesario para trabajar con vapor está disponible en el mercado a precios convenientes.

Factibilidad: utilizar otros fluidos requiere concentrar la atención en el diseño de equipos especiales, lo cual no ha sido el objetivo de estas investigaciones. Además la tecnología relacionada con el vapor

está ampliamente estudiada lo cual suprime el peligro propio de encontrar efectos no previstos.

El conjunto total de la planta de 1 *kW* consistió esencialmente de dos partes; un sistema captador que genera el vapor de agua a base de energía solar y otro que transforma la energía del vapor en energía mecánica.

Planta de 1Kw: Construcción y puesta en marcha por el Instituto de Ingeniería.

Fuente: Plantas solares del Instituto de Ingeniería.

(ANES) Número 38, Marzo de 1999.

Sistema captador

El sistema captador lo formaron un absorbedor cilíndrico cubierto con una superficie selectiva para disminuir las pérdidas por radiación, un captador cilíndrico parabólico recubierto con acrílico aluminizado y un mecanismo de relojería para girar al captador de modo que siga al Sol.

El resto del sistema consistió, de una turbina de 1 *KW* , una bomba de agua, un condensador y un sistema hidroneumático inyector del agua al sistema.

El conjunto más sencillo y apropiado para esta potencia fue el captador cilíndrico-parabólico con un tubo absorbedor también cilíndrico.

En lo que respecta al absorbedor, éste fue de tubo de cobre con un diámetro de 3.33 cm y un grueso de pared de 3 *mm*, se oxidó con procesos químicos a fin de formar una película selectiva de óxido de cobre sobre él, con una absorptividad de 0.9 y una emisividad de 0.2; el fin fue disminuir las pérdidas por radiación y aumentar la eficiencia del sistema.

El absorbedor estuvo encerrado en tubos de pyrex a fin de evacuar el sistema alrededor de éste con presiones del orden de 10^{-7} mm *de Hg* y así minimizar las pérdidas por convección.

A fin de que el absorbedor al calentarse a 200 °C y expandirse no rompa el vacío se pusieron fuelles especiales para vacío en sus extremos para amortiguar las expansiones y contracciones con los cambios de temperatura. Todos los sellos en las bridas que se usan para unir los tubos de vidrio fueron anillos toroidales a bases de silicón o vitón.

Sistema mecánico

Sistema inyector:

La función del sistema inyector es suministrar agua a alta presión ($8.1 \times 10^5 \text{ Pa}$) al captador. Constó de un tanque de aire comprimido (tanque comercial de buceo) a una presión de alrededor de $1.65 \times 10^7 \text{ Pa}$ y una capacidad de 2.0 m^3 . También se tiene un tanque hidroneumático cuya función es mantener la presión del agua a $8.1 \times 10^5 \text{ Pa}$ por medio de una cámara de presión en su interior; para esto se usó un tanque de gas doméstico de 20 Kg al cual se le hicieron adaptaciones para convertirlo en tanque hidroneumático; se llena de agua hasta la mitad y de aire comprimido la otra. En su exterior tiene un nivel graduado de vidrio para observar el gasto de agua. Consta además de un medidor de presión, las válvulas de entrada y salida, válvula de seguridad y de una trampa de aire a su salida a fin de eliminar en lo posible el aire que contiene el agua que entra al captador. A fin de evitar su oxidación en su interior y obtener el agua lo más pura posible, se recubrió con una pintura plástica antioxidable. Una alternativa para alcanzar la presión en este sistema es el uso de una bomba de aire del tipo mecánico.

El caso que nos interesa es la transformación de energía térmica, adquirida por el vapor en una caldera u otro medio (en nuestro caso de la energía solar), en energía mecánica cuya finalidad se puede lograr mediante una turbina o un motor de vapor.

Motor de vapor

Las turbinas de vapor de baja potencia se caracterizan por ser ineficientes, de alto consumo específico de vapor y de muy alta velocidad de rotación. Reconociendo que para generar altas potencias las turbinas son las máquinas más indicadas.

Como ejemplo se presentan los resultados experimentales obtenidos en la turbina ensayada, dando resultados que se pueden resumir en una eficiencia del 2 %, consumo específico de 70 a 100 kg/kWh y velocidad de operación de 20 a 30 mil rpm .

La baja eficiencia en las turbinas se debe principalmente a pérdidas mecánicas (roce, fricción, etcétera), y mala expansión del vapor (alta velocidad de salida del vapor de la turbina).

Los motores de vapor son máquinas dotadas de piezas de movimiento alternativo, generalmente con dos inversiones de movimiento por cada revolución del cigüeñal; comparados con las turbinas de vapor, estas máquinas son lentas, tienen un gran par de arranque, bajo consumo específico de vapor y son mucho más eficientes para iguales condiciones de operación. Sin embargo, es

necesario tener presente que estos motores con el tiempo han perdido interés en la generación de energía eléctrica a gran escala, debido a la pequeña potencia por unidad de masa y grandes pérdidas térmicas que en ellos se generan.

Características del motor ensayado

Tiene dos cilindros cuyos pistones son de 25.4 mm de diámetro por 25.4 mm de largo, la potencia nominal de salida es *120 watts* a *2 000 rpm*. El consumo de vapor para la generación anterior es *8 kg/h*, cantidad factible de generarse en la instalación solar que se está describiendo.

Las características del vapor para operar el motor son:

$$P_1 = 3.38 \times 10^5 \text{ Pa.}$$

$$T_1 = 145^\circ\text{C. (Vapor de entrada al motor).}$$

$$m = 8 \text{ kg/h.}$$

Durante el año de 1979 se iniciaron las pruebas de todo el sistema.

En el mes de marzo el sistema generó vapor para tener funcionando el sistema continuamente durante aproximadamente 4 horas.

En estas pruebas iniciales se inyectó agua fría a una temperatura de 18°C y una presión de $3.55 \times 10^6 \text{ Pa}$, la cual pasó a través de los precalentadores planos; en estos dispositivos el agua sale a temperaturas en el intervalo de 90 a 110°C que se envía al captador cilíndrico-parabólico para formar vapor a temperaturas del orden de 200°C o mayores (la máxima obtenida fue de 250°C). El gasto necesario para que funcione el motor es del orden de 8 kg/h .

Se realizaron mediciones en el dispositivo de captación de energía solar, con objeto de conocer mejor su comportamiento.

Por lo que respecta a la eficiencia total del sistema, ésta puede estimarse como sigue: durante las pruebas realizadas en marzo de 1979, la radiación solar directa se estimó del orden de 700 W/m^2 . Ya que el área total de captación fue de 12 m^2 , se puede concluir que una eficiencia total del 2 % es la obtenida ya que el motor de 125 W fue movido a su máxima potencia por 4 horas ininterrumpidas. En la figura 3-48 se muestra el sistema desarrollado.

Planta fototermica de 10 kw

Diversos estudios sobre energéticos concluyen que la progresiva escasez de éstos obligará a emplear la energía solar como fuente alterna energética, así como para evitar la contaminación producida por éstos. Aún cuando las instalaciones para su aprovechamiento y comercialización todavía están a nivel de prototipos, por lo que existe un alto costo de generación, ya que incluye el precio y aspectos constructivos del sistema de captación (colectores), siendo otro obstáculo la ineficiencia de los motores primarios, convertidores de la energía solar en mecánica o eléctrica, especialmente cuando se trata de bajas potencias de generación. Estos sistemas se están usando en la generación de energía eléctrica o vapor para usos industriales. Por ejemplo, actualmente se tienen sistemas hasta de 354 MW como las estaciones solares generadoras de electricidad SEGS desarrolladas por Luz Internacional, en el desierto de Mohave, California (EUA), con una área de captación de 2 300 000 m².

Dado que la eficiencia del convertidor utilizado y el fluido de trabajo empleado juegan papeles fundamentales en la instalación, éstos se deben seleccionar mediante aplicación del criterio de máxima eficiencia.

El ciclo termodinámico de las máquinas aquí analizadas, como el de cualquier otra máquina para objetivos similares, se debe seleccionar según el criterio de costo mínimo por kWh. La eficiencia máxima teórica obtenible mediante un convertidor termomecánico operando entre dos temperaturas dadas, es la correspondiente al ciclo termodinámico de Carnot, como ya se discutió.

No se recomienda emplear vapor húmedo en las máquinas, en especial en las turbinas, pues disminuye la eficiencia y se presenta erosión en las paletas; es mejor trabajar con vapor recalentado.

La característica sobresaliente del ciclo Rankine con vapor de agua es que la expansión es de vapor saturado y/o recalentado a vapor húmedo, lo que significa una desventaja para el buen funcionamiento de las máquinas, en especial para las turbinas, que reducen su eficiencia por efecto de la erosión, fricción y ventilación.



Figura 3-48. Arreglo de la planta solar de 1 kW

Ciclos simples y ciclos duales

Al transformar energía solar en trabajo, uno de los principales problemas es obtener vapor con buenas propiedades térmicas a partir de un líquido. Esto es un punto crítico, dado que en los colectores solares es bastante difícil obtener temperaturas y presiones elevadas, por lo que se debe tener un circuito de vapor tal que el aprovechamiento de la energía térmica del fluido en la turbina sea el máximo.

Se consideran dos sistemas:

- 1) De inyección directa de agua.
- 2) Dual (dos fluidos).

Cada uno de éstos presenta un sin número de ventajas y desventajas, de manera que fue necesario estudiarlos detalladamente para seleccionar el mejor.

En el primer circuito el fluido entra en él como líquido, pasa por el colector y sale como vapor, listo para ser usado directamente en el expansor, teniendo en cuenta que el cambio de fase se produce dentro del colector, con lo que se evitan pérdidas cuando el cambio de fase ocurre fuera del mismo.

Sin embargo, la ventaja aparente se contrarresta con las dificultades que implica un circuito de inyección directa, siendo las principales:

- 1) A la turbina o expansor puede llegar agua mezclada con vapor, en lugar de vapor saturado o recalentado.

- 2) La ebullición para lograr el cambio de la fase obstruye el flujo del fluido en el colector.
- 3) La generación de vapor es difícil debido al escaso volumen en el colector o absorbedor, dado que desde un principio está lleno de líquido (relación de expansión muy grande para el agua). Esto hace pensar que el circuito de inyección directa de agua debe ser modificado.
- 4) El flujo en dos fases es un tema que había sido poco estudiado en tubos horizontales, principalmente en absorbedores solares; uno de los principales inconvenientes es que se pueden producirse esfuerzos térmicos, produciéndose flexiones en el tubo absorbedor y por lo tanto romper la envolvente de vidrios que los rodea.

El otro circuito para aprovechar energía solar es el dual. Se usan dos fluidos, uno para transferir calor y otro para producir trabajo. Es recomendable que este último tenga un punto crítico más bajo, peso molecular más alto, mayor densidad de vapor, etcétera, comparado con un fluido de transferencia. Una pequeña diferencia de temperatura en el fluido de transferencia produce una gran diferencia de presión en el fluido del trabajo.

Se recomienda que el fluido de transferencia tenga alto calor latente y que el trabajo lo tenga bajo; esto disminuye las pérdidas por calor latente extraído en el condensador a la salida del expansor, mientras que en el fluido de transferencia se aprovecha dicho calor latente a fin de mantener las características del fluido.

Entre los componentes de un circuito dual debe tenerse un intercambiador de calor.

El funcionamiento de este circuito es aproximadamente el siguiente: la energía que el fluido de transferencia recibe del Sol en el colector solar se transfiere al fluido de trabajo en forma de calor en el intercambiador correspondiente; posteriormente, el fluido pasa por el expansor, generando trabajo, para salir al condensador, donde el fluido de trabajo pierde calor latente; los fluidos circulan mediante bombas de circulación.

Cuando se hace necesario utilizar recipientes térmicos para almacenar los diferentes fluidos, surgen distintos tipos de problemas. Estos recipientes constituyen un sistema adicional, y por ser la mayoría de ellos de un alto costo, convendría diseñar el sistema sin su empleo. Sin embargo, debe analizarse el sistema termodinámico para ver la posibilidad de utilizar la energía térmica directamente de los colectores solares. Dado que la insolación solar máxima varía alrededor del mediodía (en este caso de 580 a 930 W/m^2 , aproximadamente), para obtener el mayor uso de la energía

se debe diseñar el sistema de operación lo más cercano al mínimo (580 w/m^2); esto significaría que sin almacén el sistema estaría sobrealimentado alrededor del mediodía. En las turbinas comerciales la potencia varía con la tercera potencia del gasto.

Una ventaja más para utilizar un tanque de almacenamiento es la posibilidad de obtener fluido a altas temperaturas desde las primeras horas del día, a fin de ir almacenándolo y empezar a funcionar el sistema más temprano.

Es importante que en un circuito dual los fluidos empleados sean seleccionados para aprovechar al máximo la transformación de energía solar en trabajo mecánico.

Los motores alternativos de baja potencia son más eficientes que las turbinas, aunque éstas son buenas para altas potencias. Las ventajas frente a las turbinas son:

- 1) Baja velocidad de trabajo, par de arranque alto.
- 2) Permiten altos rendimientos con bajo gasto de vapor en unidades pequeñas.
- 3) Trabajan con vapor de bajas características térmicas, presión, temperatura y vapor saturado.
- 4) Es una máquina de bajo costo, eficiente y segura en su funcionamiento; el mantenimiento es mínimo.
- 5) Para arrancar el motor alternativo, generalmente se debe dar un pequeño impulso, haciéndolo girar en el sentido que sea necesario (en la turbina esto no es necesario).

Finalmente la planta solar quedó diseñada como sigue (Figura 3-49) :

16 módulos de canal parabólico con una longitud de 14.5 y 2.5 m de apertura orientados este-oeste, dando una área total de 580 m^2 de captación. Esta configuración se obtuvo después de realizar diferentes estimaciones con modelos teóricos y con los recursos económicos con que se contaba. Se utilizaron como espejos el polímero aluminizado FEK-244 de la 3M, el cual cubrió un 70 % del área total. El restante 30 % fue acrílico aluminizado de 3 mm de espesor fabricado en México y aluminio electropulido protegido con alumina de la compañía Kingston.

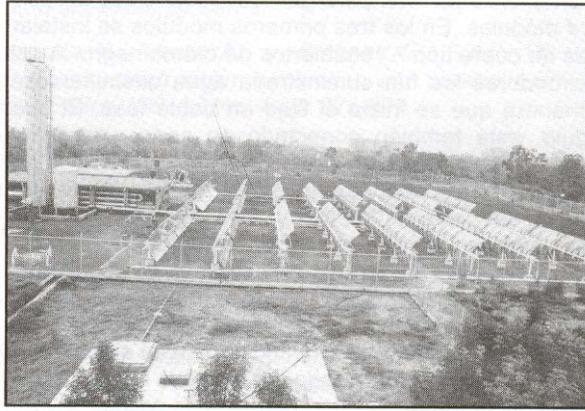


Figura 3-49. Arreglo de la planta solar de 10 Kw.

Los tubos absorbedores fueron de acero suave tipo *SAE 1020* con diámetro nominal de 2.54 cm colocados en el foco de la parábola a 0.625 m . La película selectiva que se usó fue de cromo negro con una absorptividad $a = 0.95$ y una emisividad $e = 0.13$.

Los tubos absorbedores están protegidos con tubos concéntricos pyrex; su diámetro externo es de 6.26 cm .

El fluido de transferencia de calor fue el aceite mineral Therm *GL 480* de Esso Mexicana. Se usó en un circuito dual donde se transfería su calor al agua desmineralizada para generar vapor.

La planta solar inició su instalación en 1981 y desde esa fecha hasta 1987 se realizaron diferentes pruebas para conocer su comportamiento, principalmente en lo referente al comportamiento de materiales de la parte solar como son:

espejos, películas selectivas de cromo negro, degradación del aceite, sistema de seguimiento y deformación de las conchas de fibra de vidrio que conforman los concentradores, entre otras pruebas.

Generación directa de vapor

En los últimos *10* años la generación directa de vapor (GDV) con concentradores de canal parabólico ha tenido un programa interesante de investigación llevado a cabo por diferentes grupos. Las ventajas de la GDV permiten la eliminación de los aceites y de los intercambiadores de calor, además existe un mayor límite de la temperatura de transferencia de calor (mayor a $400\text{ }^{\circ}\text{C}$), no como en los aceites (menor a $400\text{ }^{\circ}\text{C}$), incrementándose la eficiencia del sistema.

En estudios realizados por diferentes autores relativos a la producción de vapor en absorbedores lineales, se conoce que el

principal problema es la distribución no uniforme del calor en la circunferencia del tubo absorbedor, cuando éste se presenta como un flujo en dos fases; esto provoca a su vez esfuerzos térmicos en el tubo que lo hacen flexionarse. Dicha flexión puede ser de 6.5 cm o mayor cuando la radiación directa sobre el concentrador es aproximadamente de 980 W/m^2 con un flujo de 1 l/min; ésta provocó la ruptura de los tubos de vidrio que cubren al absorbedor. El tubo que se utilizó fue un tubo de acero original de la planta solar de 10 kW, sujetado por 6 postes cada uno de ellos, separados a 2.9 m. La flexión se presentó a la mitad del tubo que está colocado entre los postes (primera sección) que lo sujetan, iniciándose en el lado donde entra el agua, regresa a su estado normal pasando posteriormente a la segunda sección, continuando en las siguientes hasta terminar en la última sección. Para corregir este fenómeno, el tubo de acero fue sustituido por cobre, el cual tiene mayor conductividad térmica, siendo ésta hasta 7 veces mayor que la de acero, eliminándose prácticamente dicha flexión, la cual fue sólo de 2 a 3 mm, haciendo posible la GDV.

La producción de electricidad por medio de GDV puede ser competitiva si se trabaja con turbinas de gas en un ciclo combinado, de acuerdo con predicciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA).

En el sistema final para generar electricidad se utilizaron 4 módulos. En los tres primeros módulos se instalaron tubos de cobre tipo K recubiertos de cromo negro. A estos absorbedores les fue suministrada agua desmineralizada de manera que se inicia el flujo en doble fase. El cuarto módulo, está también conectado en serie, utilizando el tubo de acero original; en este último tubo el fluido entrante es prácticamente vapor saturado, de manera que la transferencia de calor es menor y sólo se sobrecalienta el vapor, además no se observaron esfuerzos térmicos.

La figura 3-50 muestra el arreglo del modelo de la planta de generación de vapor usando el proceso conocido como de recirculación; en dicha figura los concentradores de canal parabólico se encuentran orientados de este a oeste (E-O). Una válvula de control de flujo fue utilizada a la entrada del primer concentrador y el incremento de la calidad del vapor se llevó a cabo en los dos últimos módulos.

Se utilizó un separador de agua-vapor y una trampa de vapor antes de suministrar vapor al motor para alimentarlo solamente con vapor saturado o sobrecalentado. Con estos dispositivos se evitan daños en dicho motor cuando las nubes se presentan.

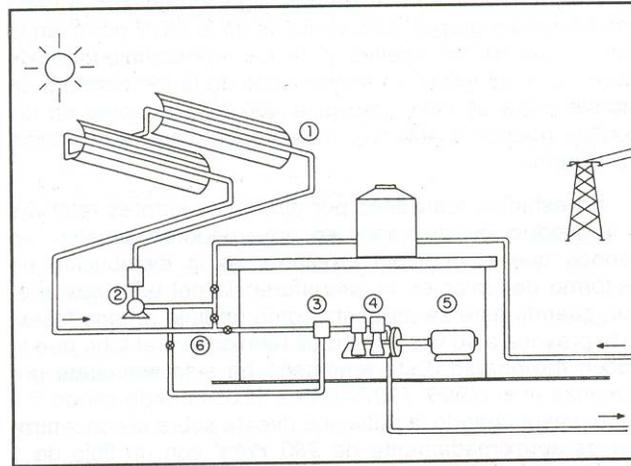


Figura 3-50. Arreglo para la producción de electricidad con GVD.

1.Campo de concentradores; 2. Medidor de flujo y bomba; 3. Trampa y separador de vapor; 4. Motor de vapor; 5. Generador eléctrico; 6. Válvulas de proceso de recirculación.

Para la conversión total de la entalpía del vapor en energía mecánica se utilizó un motor de vapor modelo Stuart Swan de dos pistones de doble efecto de la marca Stuart Turner Ud. (1995); dicha máquina es de 2.4 kW (3 Hp) con potencia máxima de 800 rpm y 6.9 bar (100 psi) de presión de vapor con un consumo de 93 kg/h (205 lb/hr).

En el primer módulo se suministró agua desmineralizada con un flujo de 2 l/min . los cuatro módulos en serie pueden producir más de 100 kg/h de vapor con una radiación de 866 W/m^2 dos horas antes y dos horas después del medio día durante el verano en la Ciudad de México, con altitud mayor a los 2000 m sobre el nivel del mar. La máquina de vapor requiere un flujo de aproximadamente 93 kg/h para entregar una potencia de 2.24 kW ; en este sentido los cuatro módulos están por encima del gasto que necesita la máquina. La presión fue de 7 bar para obtener vapor saturado a $164 \text{ }^\circ\text{C}$.

La radiación fue medida con un piranómetro de banda giratoria fabricado por Ascención Technologies, obteniéndose una radiación máxima al medio día de 980 W/m^2 ; la producción de vapor fue medida por un medidor de flujo de vapor tipo Vortex marca Omega, dando una lectura máxima en la producción de 150 kg/h .

La eficiencia promedio en la producción de vapor fue del 42% usando únicamente el primer módulo. A la salida de éste se obtiene una mezcla agua-vapor por lo que le fue conectado un separador de vapor a la salida.

Con dos módulos conectados en serie se obtuvo menos mezcla

agua-vapor, incrementándose la calidad a 100% sin ningún problema con los cuatro módulos. Ya que el calor suministrado al fluido va disminuyendo, la flexión observada en el absorbedor de acero del último módulo fue despreciable al no tener un flujo en doble fase.

La eficiencia medida del expansor fue de 25 %, el generador aproximadamente tiene 80 % de eficiencia. Finalmente, con una eficiencia en el concentrador de 42 %, se obtuvo una eficiencia solar-eléctrica de 8 %.

Una de las aplicaciones de GDV es la generación de electricidad, siendo la principal ventaja la eliminación de combustibles fósiles con las correspondientes emisiones contaminantes del combustible tanto en su extracción como transportación y procesamiento.

Esta pequeña planta debe ser considerada como un esfuerzo inicial en la producción de energía mediante GDV a pequeña escala; serán necesarios avances importantes para obtener GDV a altas presiones para ser usado a gran escala con mejores eficiencias.

Los costo nivelados de generación para diferentes opciones solares como SEGS, ISCCS (solar-ciclo combinado con gas natural) y GDV comparados con generación con turbina de gas y otras, las plantas ISCCS aún no son competitivas con ciclos combinados de generación, pero la predicción es que cuando las plantas de GDV entren al mercado, estas podrán ser competitivas con plantas de gas de acuerdo con las proyecciones de la IEA.

Un nuevo trabajo escrito por *Nickals* (1997), pronostica que la era de la producción con combustible empezará a decrecer en el comienzo del siguiente siglo. Por lo tanto es importante que se den mayores incentivos a las aplicaciones de la energía solar. Otro aspecto importante es el relativo al incremento en la contaminación y de la población; de acuerdo con *Aitken* (1997), si se toma como parámetro el crecimiento en la producción de energía eléctrica en el periodo de 1971 a 1991, entonces el consumo eléctrico se incrementará en un factor de 11.2, esto significa que para el año 2050 las reservas de gas por lo menos deben haberse incrementado en un factor de 13. Con respecto a la contaminación, estudios prospectivos muestran un tremendo incremento del CO₂ debido a las plantas de carbón, petróleo y gas natural; esto puede provocar un cambio climático; en el panel realizado por la Organización Meteorológica Mundial con el Programa de Medio Ambiente de Naciones Unidas muestra que de no tomar medidas, la temperatura

ambiente puede incrementarse más de 4 °C en el año 2100 con respecto a 1990, además el nivel de los mares puede llegar a elevarse 60 cm; y el CO₂ podría incrementarse de 350 ppmv en 1990 a casi 850 ppmv para el año 2100. En el mismo panel se obtuvieron varias conclusiones sobre ciertas acciones que deberían ser tomadas en cuenta sobre el uso de los recursos renovables. Si se observa el punto anterior, las concentraciones de CO₂ pueden incrementarse de 350 ppmv a sólo 450 ppmv, el incremento global de la temperatura puede llegar sólo a 2 °C y el nivel del mar a tan sólo 25 cm en el año 2100.

De acuerdo con literatura reciente, las externalidades según *Beachlel y Lee* (1991) son otro aspecto importante. Con este concepto la generación solar-eléctrica es más competitiva con los sistemas de generación tradicional. En un trabajo similar realizado por *Aitken* (1997), sugiere que las externalidades para combustibles fósiles incrementan el precio de kWh de 0.15 \$C a 1 \$C para el gas natural y de \$C 2.5 a 3 \$C para el carbón al tomar en cuenta este concepto.

Por lo tanto existen argumentos convincentes para dar mejores incentivos para la producción de vapor con energía solar. Será muy importante la difusión de esta tecnología y dar más apoyos para su implantación.

Planta fototermica de 500kw con concentración mediante helióstatos

En el sur de España se construyó una central experimental de energía solar, de 500 kW. SULZER suministró para esta central importantes componentes, tal como el horno solar y el generador de vapor. Decisivo para la otorgación del pedido a SULZER fue su experiencia en la ingeniería de centrales eléctricas de alta temperatura.

La parte más caliente de la central (530 °C a la salida) es el horno solar en el que se concentran los rayos solares reflejados por el campo de espejos. Del haz de tubos del horno solar llega el sodio calentado al generador de vapor (cambiador de calor), suministrado también por SULZER, a través de un depósito acumulador; ver figura 3-51.

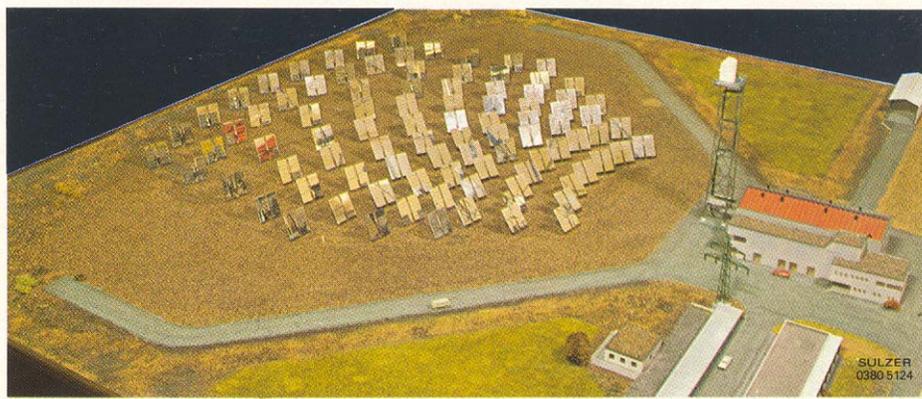


Figura 3-51. Maqueta central de energía fototérmica en Almería de 500 KW: 93 helióstatos enfocan la energía solar de la torre. Al lado de ésta se hallan los acumuladores y la casa de máquinas.

La *figura 3-51* muestra los 93 helióstatos con mando por ordenador electrónico compuesto cada uno de doce espejos individuales que reflejan la luz del sol a todas las horas del día a la cavidad del horno solar, que se halla en una torre de 43 m de altura. En este horno se calienta el refrigerante (sodio líquido) de 270 °C a 530 °C. El sodio calentado fluye al depósito de acumulación instalado en el suelo. De este se puede hacer reciclar el sodio a través del generador de vapor hacia el depósito de acumulación frío y de éste de nuevo al horno solar donde se vuelve a calentar. El vapor que se produce en el generador de vapor se expande en una máquina de vapor de émbolo. Con la energía mecánica suministrada por esta última se acciona el alternador de 500 kW .

El sodio se eligió como refrigerante por sus excelentes propiedades de transmisión de calor y su capacidad de acumulación. Con él, no obstante, se somete a los componentes a condiciones muy severas lo que, sin embargo, gracias a las amplias experiencias adquiridas en la construcción de reactores generadores de neutrones rápidos, no presenta ya dificultades técnicas.

Las buenas propiedades de transmisión de calor permiten la fabricación de componentes relativamente pequeños, lo que permite mantener las pérdidas de calor a un mínimo, particularmente en el horno solar. La manera sencilla de acumular energía por medio de sodio caliente es de especial importancia para centrales de energía solar. Así, por ejemplo, es posible trabajar a plena carga durante periodos de hasta dos horas con cielo nublado y, hasta cierto grado, queda asegurado, también durante la noche, el abastecimiento de electricidad.

Dos de los componentes más importantes, el horno y el generador

de vapor con el sistema de compensación de la presión, serán suministrados por SULZER.

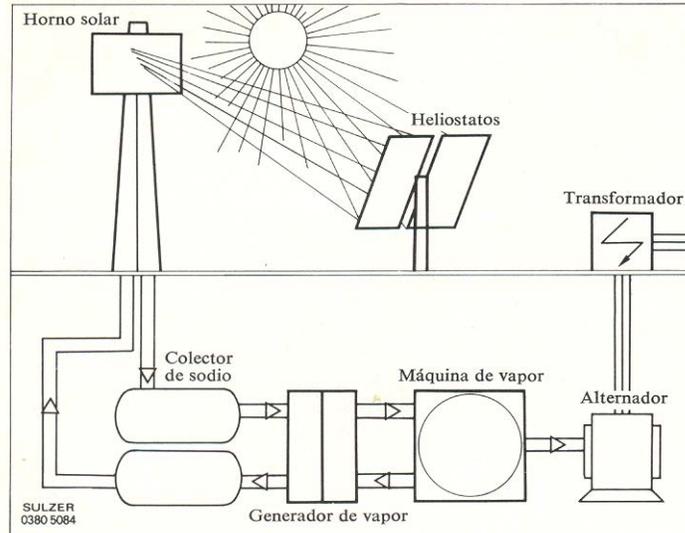


Figura 3-52. Esquema de la central fototérmica.

Horno solar

El elemento más importante del horno solar (*tabla III*) es el haz de tubos (*fig. 3-53*). Este se compone de tubos curvados de un diámetro de 38 mm y un espesor de pared de 1,5 mm.

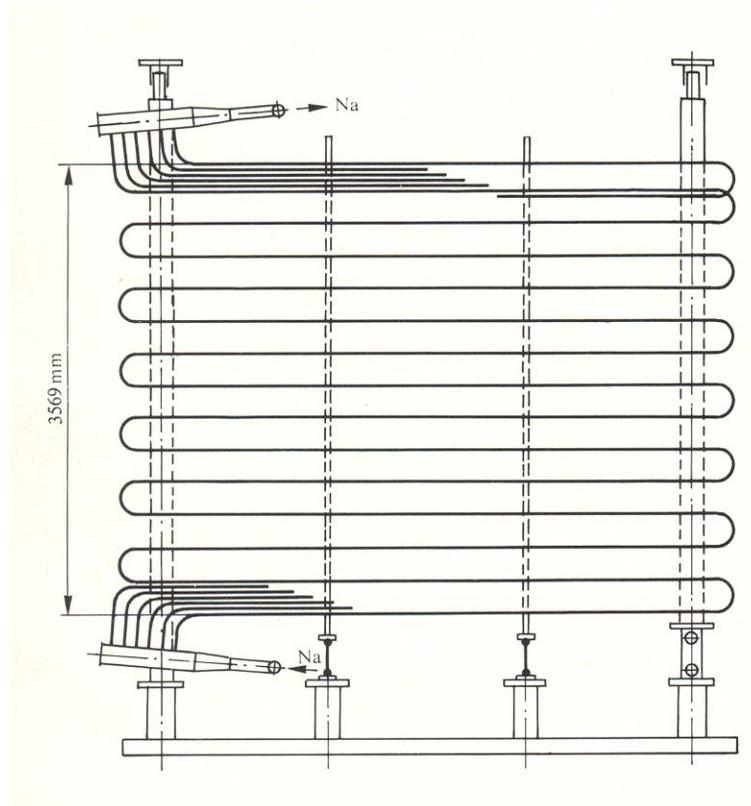


Figura 3-53. Tubos del horno.

Los tubos dispuestos en sentido horizontal uno por encima del otro y entre los que media una distancia de 43 mm, forman una pared de tubos de 3,6 m de altura. Los tubos están unidos entre sí por codos, formando así seis serpentines. Por ellos circula el fluido desde el colector de entrada (abajo) al colector de salida (arriba). *Tres* vigas móviles y una fija apoyan la pared de tubos, de forma que los tubos de diferentes temperaturas se puedan dilatar sin esfuerzos térmicos peligrosos. Esto es una condición esencial para un servicio con una potencia que varía rápidamente. Las diferencias de insolación, según el tiempo, por ejemplo en caso de un rápido paso de nubes, pueden ser dominadas así con facilidad sin grandes gastos y trabajos.

Detrás de la pared de tubos se halla un muro de ladrillos de cerámica que absorbe la radiación que pasa entre los tubos (5% aproximadamente) y que sirve también como acumulador de calor. Un revestimiento aislado de 6 m de altura, cuya planta tiene la forma de un semicírculo, protege la pared de tubos contra una pérdida excesiva de calor. La apertura, de 3,4 X 3,5 m, puede ser cerrada herméticamente

Tabla III: Horno solar; características técnicas principales

Potencia térmica	2,7MW
Gasto másico	7,34 kg/s
Temperatura entrada	270 °C
Temperatura de salida	530 °C
Densidad máxima de la corriente térmica	63W/cm ²

por medio de dos puertas corredizas accionadas eléctricamente, con el fin de reducir aún más las pérdidas de calor durante los periodos de sombra y por de noche. La *figura 3-54* muestra el horno solar (receiver), sin las puertas corredizas, ya terminado, en el taller.



Figura 3-54. Horno (sin puertas corredizas).

Un gran número de nuevos problemas tuvieron que ser resueltos por cálculos, proyectos y experimentos. Las experiencias adquiridas con ellos ayudarán a simplificar la construcción futura de componentes similares y con ello a reducir costes. Esto es de suma importancia si las instalaciones de energía solar han de tener éxito bajo el punto de vista energético y comercial.

Generador de vapor

El generador de vapor fue concebido y construido, basándose en las vastas experiencias adquiridas en la construcción de generadores de vapor de alto rendimiento para la producción de energía, como sencillo y compacto generador del tipo de tubos en espiral (*tabla IV*). La *figura 3-55* muestra el haz de tubos en el momento de ser introducido en la camisa.

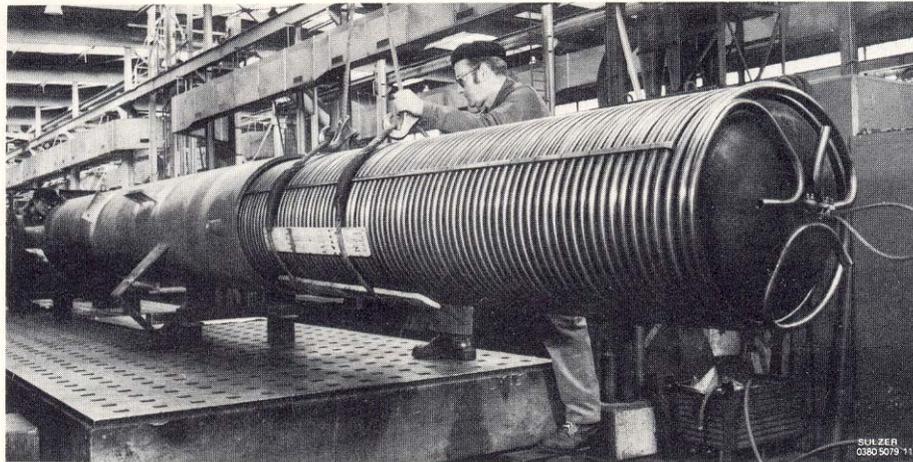


Figura 3-55. Tubos del generador de vapor, al ser introducido en la camisa.

El agua de alimentación que entra por abajo es distribuida uniformemente entre los tres tubos de las superficies de calefacción (25 mm de diámetro, 3,2 mm de espesor de pared, 62 m de longitud), por medio de diafragmas de estrangulación. Los tubos forman una espira de un diámetro de 544 mm que se calienta por medio del sodio que fluye por los tubos en contracorriente de arriba abajo. El vapor producido sale del generador de vapor por arriba y fluye a la máquina de vapor. Un sistema de descarga de presión, compuesto de dos tubos dotados de discos de reventamiento que conducen al separador tipo ciclón, garantiza la seguridad de la central, aún en el caso (improbable) de una ruptura de tubo.

Tabla IV: Generador de vapor; características técnicas

Potencia térmica	2.2 MW
<i>Lado sodio</i>	
Gasto másico	6.76 kg/s
Temperatura entrada	525 °C
Temperatura salida	269 °C
<i>Lado agua/vapor</i>	
Gasto másico	0,87 kg/s
Temperatura entrada	193 °C
Temperatura salida	500 °C
Presión	100 bar

Los soportes de los tubos del generador de vapor están dimensionados, como en el horno solar, de forma que no se produzcan esfuerzos peligrosos en caso de repentinos cambios de la temperatura y el servicio pueda realizarse de manera flexible.

Perspectivas

Con los resultados obtenidos durante el servicio y basándonos sobre las ricas experiencias adquiridas en el proyecto y la construcción de estos componentes, estaremos en condiciones de ofrecer aparatos de un diseño más madurado para las instalaciones de la «segunda generación». Muy importante será para ello el lograr un máximo efecto con un costo lo más bajo posible. Las centrales actuales para la producción de electricidad por energía solar son aún relativamente caras y la corriente eléctrica obtenida con ellas puede competir económicamente sólo en casos excepcionales.

La *figura 3-56* muestra el probable desarrollo del costo de la energía solar, en comparación con el de la energía por petróleo. Si estos pronósticos se cumplen, se podrá alcanzar en un futuro próximo cierta competitividad con el petróleo, pero no con el carbón o la energía nuclear. Como la energía solar es especialmente atractiva para los países ecuatoriales (p. ej. para aquellos en vía de desarrollo, donde grandes centrales de energía nuclear no podrán realizarse por falta de la correspondiente infraestructura), las perspectivas para centrales de energía solar son prometedoras.

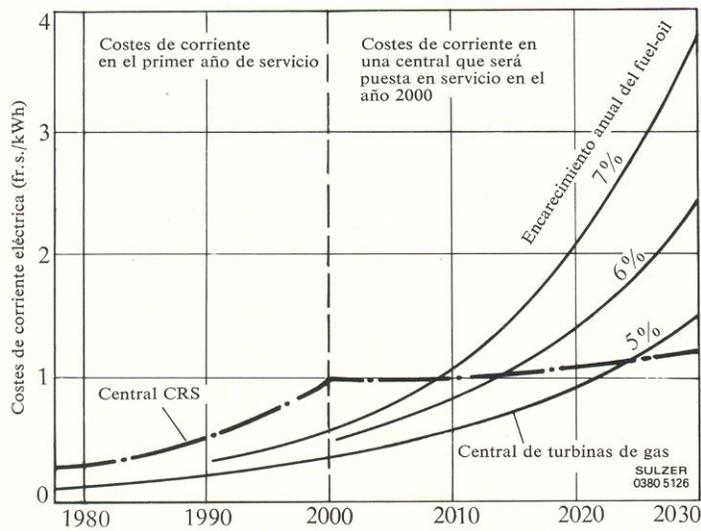


Figura 3-56. Costo de la energía eléctrica de una central fototérmica, en comparación con una central a turbinas de gas caldeada con fuel-oil (potencia unitaria 100MW).

CRS = Sistema Receptor Central

3-5 Celda fotovoltaica

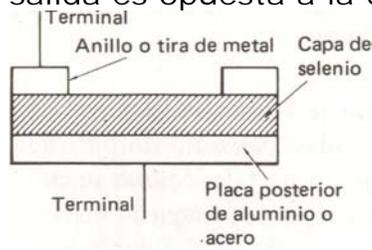
Una fotocelda, también llamada celda fotoeléctrica o celda fotovoltaica, es un dispositivo de estado sólido (usualmente de dos terminales que se utiliza para convertir la energía luminosa en energía eléctrica o para emplear la energía luminosa en el control de una corriente eléctrica. Una celda fotovoltaica produce directamente una tensión continua (c.c.) que es proporcional a la luz incidente.

La celda fotovoltaica genera una tensión de salida proporcional a la intensidad de la luz incidente. Por consiguiente; este dispositivo es un convertidor directo de energía luminosa en energía eléctrica. Las modernas celdas fotovoltaicas comerciales son del tipo de selenio o del tipo de silicio. Todas las celdas fotovoltaicas son dispositivos semiconductores del tipo de unión.

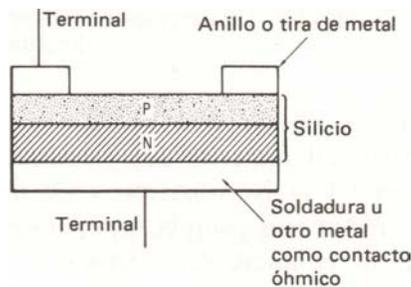
Celda de selenio. En esta celda fotovoltaica el material sensible a la luz es especialmente selenio procesado. La sección transversal de una celda de selenio se asemeja a la de una placa de rectificador de selenio, pero la construcción real varía algo según los diferentes fabricantes. En general el selenio es aplicado a una placa de metal base que constituye el terminal positivo del dispositivo; la propia película de selenio es el electrodo negativo, y se establece usualmente un contacto óhmico por medio de una tira de metal rociado cerca del extremo de la película. La figura 3-57 es una representación simplificada de esta disposición. Obsérvese que en esta construcción la celda de selenio comprende una unión entre dos materiales diferentes: la capa de selenio y la placa metálica de fondo. Cuando se usa la celda, la luz incide en la capa de selenio expuesta. A 2000 fotocandelas (21528 lux) la tensión media de salida en circuito abierto de una celda de selenio es aproximadamente 0,45 volt.

Celda de silicio. En esta celda fotovoltaica hay aplicada una capa de silicio de tipo n a una placa metálica de forro que constituye el electrodo negativo de salida (en algunos modelos, esta placa consiste en una capa de soldadura aplicada al silicio). Luego se forma una capa delgada de tipo p en la cara expuesta, o se difunde en ella, la capa de tipo n. Finalmente, para formar el contacto óhmico se aplica por rociado una tira o anillo a la capa de tipo p. Esta tira o anillo rociado constituye el electrodo positivo de salida. La figura 3-57 da una representación simplificada de esta disposición. En algunos modelos de celda de silicio la capa de tipo n es la

superior, la capa de tipo p la inferior, y la polaridad de la tensión de salida es opuesta a la que arriba se describe.



(A) Celda de selenio



(B) Celda de silicio

Figura 3-57. Estructura de una celda fotovoltaica.

Las capas de tipos n y p forman un área relativamente grande de unión pn a través de las cuales existe un campo eléctrico natural. La energía luminosa que incide en la capa exterior expuesta (de tipo p en este caso) genera pares electrón-hueco y portadores minoritarios (electrones en la capa de tipo p y huecos en la capa de tipo p o n) y los electrones son barridos desde la capa p hasta la n, y los huecos desde la capa de tipo n hasta la p. Esta acción produce la tensión de salida de la celda, siendo positiva la capa de tipo p y negativa la capa de tipo n. Con una iluminación de 2000 fotocandelas (21528 lux) la tensión media de salida en circuito abierto de una celda típica de silicio es aproximadamente 0,3 a 0,6 volt.

La figura 3-58 muestra celdas típicas fotovoltaicas no montadas que pueden ser de los tipos de selenio o de silicio.

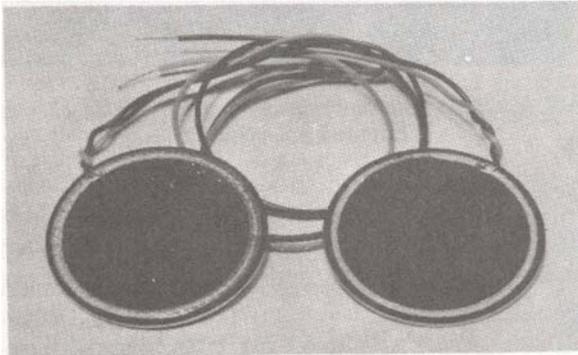


Figura 3-58. Celdas [Fotovoltaicas típicas (no montadas)].

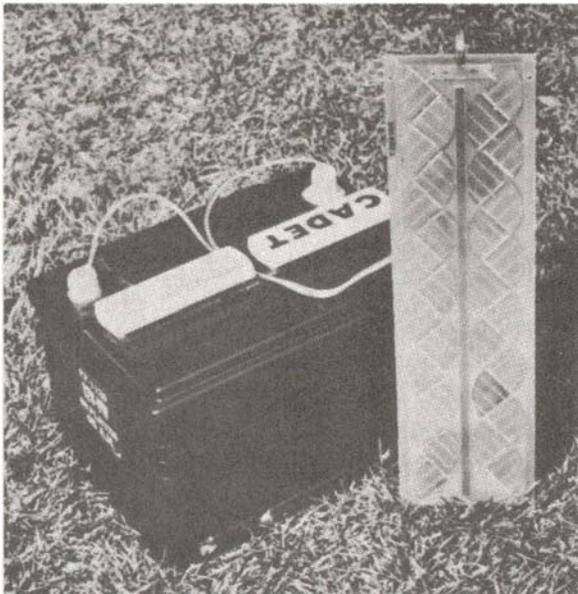
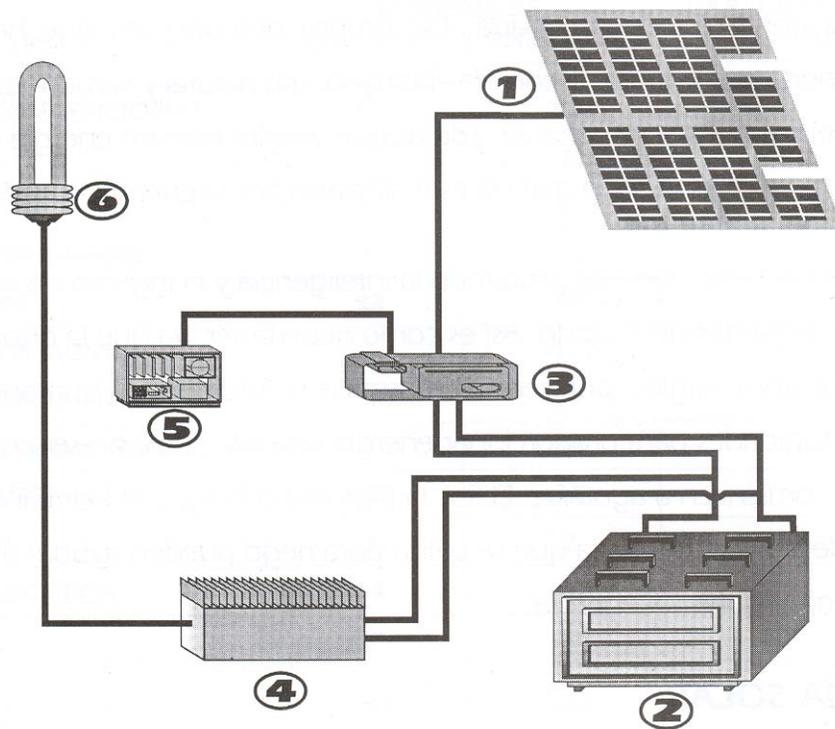


Fig. 3-59. Panel de células solares cargando una batería de 12 volt.

Una batería solar es una fuente de energía de c.c. constituida por varias celdas solares conectadas en serie o en paralelo, o en ambos modos, para que entregue cantidades útiles de potencia cuando es iluminada por la luz solar. Tales baterías fotoeléctricas de servicio pesado se utilizan en los satélites espaciales, dispositivos de control, fuentes de alimentación de teléfonos de emergencia, receptores de radio portátiles, etc. La figura 3-59 ilustra una batería solar que se utiliza para la carga continua a régimen lento de una batería de acumuladores de 12 volt. En este caso se conectan 30 celdas

fotovoltaicas de silicio de 0,5 volt en serie para multiplicar la tensión; un diodo serie impide la circulación de corriente en sentido inverso a través de la batería durante la oscuridad. Con luz del sol brillante esta unidad entrega 0,1 A a 12 V Y tiene una capacidad de 30 watt-hora por semana.

COMPONENTES BÁSICOS DE UNA PLANTA ELÉCTRICA SOLAR



1. PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

Transforma la energía que capta del sol en corriente eléctrica continua (similar a la que produce una pila).

2. BANCO DE BATERIAS

Almacena la energía eléctrica generada por los módulos.

3. CONTROLADOR DE CARGA

Regula tanto la energía producida en el panel solar, así como la que consume el usuario.

4. INVERSOR DE CORRIENTE

Convierte la corriente directa almacenada en la batería (82 volts C. D) en corriente alterna (117 volts), para poder conectar licuadora, televisor, equipo de sonido, etc.

5. CONVERTIDOR DE CORRIENTE

Como su nombre lo indica convierte corriente directa de 12 volts, típicamente utilizados para conectar grabadoras y radios en corriente directa.

6. CARGA

Bibliografía.

- ❖ www.cfe.gob.mx

- ❖ Apuntes del curso de plantas generadoras. UNAM.
Ing. Roberto Brown Brown

- ❖ Apuntes del curso de Energía e Impacto Ambiental. UNAM.
Ing Jacinto Viqueira Landa

- ❖ Rufus P. Turner, Celdas Solares y Foto celdas, editorial marcombo, España, 1982. tecnológica.

- ❖ Plantas solares del Instituto de Ingeniería.
(ANES) Número 38, Marzo de 1999.

- ❖ Revista Técnica Sulzer 1/1981. Elementos para una central de 500kW.

- ❖ Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica.
Marco antonio R. Borja Díaz. 1998 UNAM.

- ❖ Las fuentes de la energía
Comisión Federal de la Electricidad
México, D.F., 2000

Capítulo 4

Celdas de combustible para la producción de energía eléctrica

4-1 Antecedentes de las Celdas de Combustible

La primera celda de combustible fue construida en 1839 por Sir William Grove, un juez galés y aficionado científico. El verdadero interés en celdas de combustible, como un generador práctico, no vino sino hasta comienzos de los años 1960's cuando el programa espacial de los Estados Unidos seleccionó las celdas de combustible en lugar del riesgoso generador nuclear y de la costosa energía solar, ver figura 4-1. Fueron celdas de combustible las que proporcionaron electricidad y agua a las naves espaciales de la NASA.

En las celdas de combustible la reacción entre el hidrógeno y el oxígeno produce una diferencia de potencial y una corriente eléctrica continua en un circuito exterior y agua como residuo del proceso.

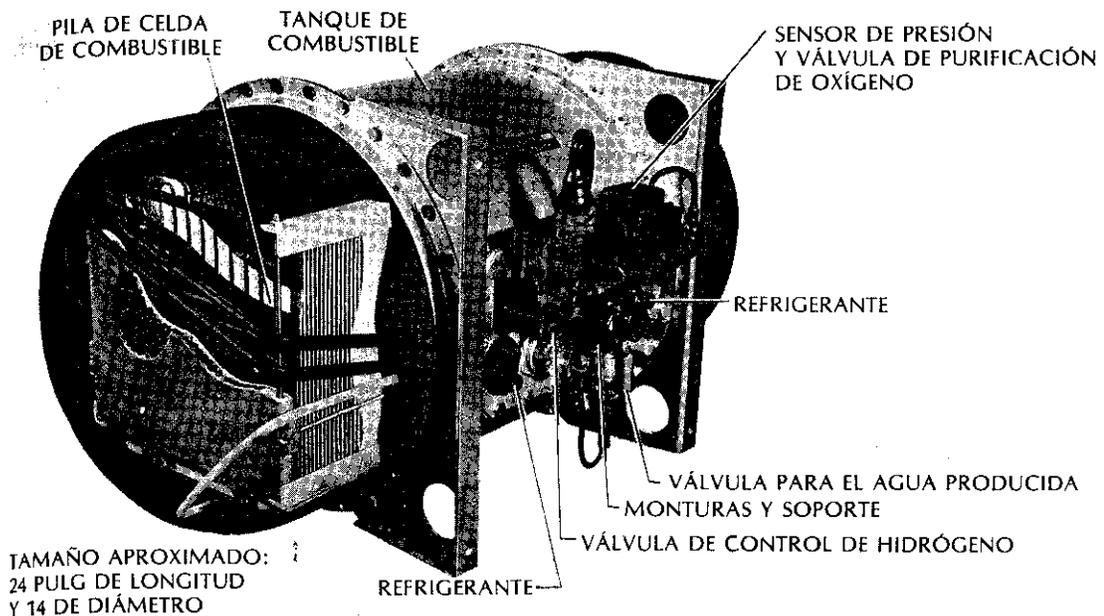


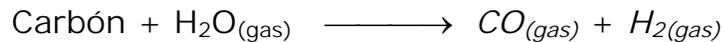
Figura 4-1. Celda de combustible.

En relación con la utilización del hidrógeno como combustible, Julio Verne en su novela "La isla misteriosa, escrita en 1874, hace decir a uno de sus personajes: ¿Qué se quemará en lugar de carbón? El agua, pero descompuesta en sus elementos constitutivos y

descompuesta sin duda por la electricidad, que se habrá convertido para entonces en una fuerza poderosa y manejable”.

Como la cita anterior lo indica, el hidrógeno, H_2 , ha sido reconocido desde hace mucho tiempo como un combustible muy atractivo. El hidrógeno tiene un valor energético muy alto (Tabla. I) y su combustión produce agua, un subproducto "limpio" sin efectos negativos sobre el ambiente. No obstante, el hidrógeno no se puede utilizar como fuente primaria de energía porque existe muy poco en la naturaleza. La mayor parte del hidrógeno, como ya se vio en el capítulo II, se produce por descomposición del agua y de los hidrocarburos. Esta descomposición necesita energía; en realidad, a causa de la pérdida de calor, se debe utilizar más energía para generar hidrógeno que la que se puede, aprovechar al utilizar el hidrógeno como combustible. No obstante, en la medida en que están disponibles fuentes de energía muy abundantes (como sería el caso de la energía solar) parte de esa energía se podría utilizar para generar hidrógeno, el cual se puede transportar y almacenar.

El hidrógeno, como ya vimos, se puede preparar por tratamiento del carbón con vapor sobrecalentado:



La conversión del carbón (rico en azufre) a hidrógeno es especialmente importante, porque se elimina el azufre en este proceso: la combustión directa del carbón rico en azufre genera emisiones que son muy dañinas para el ambiente (Capítulo I). El hidrógeno se puede generar también a partir del metano, principal componente del gas natural, por medio de la siguiente reacción con el vapor de agua:



Una vez generado, el hidrógeno podría servir como un acarreador de energía. Podría ser más barato el transporte de hidrógeno utilizando las tuberías que ya existen para el gas natural, que el transporte de la energía eléctrica. Debido a que las tecnologías actuales se basan en combustibles que se queman, el hidrógeno podría sustituir al petróleo y al gas natural pues estos combustibles serán cada día más escasos y costosos (ver el siguiente esquema de la figura 4-2). Ya han sido desarrollados motores de combustión interna que queman hidrógeno y que son adecuados para su uso en automóviles. Son de 20 a 50% más eficientes que los motores a gasolina.

Desde luego, existen inconvenientes para el empleo del hidrógeno como combustible. El más importante es su flamabilidad y explosividad. La solución más prometedora a este problema es el empleo de aleaciones metálicas para almacenarlo. Por ejemplo, una aleación de hierro y titanio, actúa como "esponja" y el hidrógeno gaseoso se combina con la aleación para formar un polvo plateado fino. El calentamiento del polvo libera al gas hidrógeno con seguridad, para utilizarlo como combustible. Tales sistemas de almacenamiento son mucho más seguros que el almacenamiento del hidrógeno como gas o como líquido.

Tabla.I Valores energéticos y composición de algunos combustibles comunes

	Composición Elemental aproximada (%)			Valor calórico (Kj/g)
	C	H	O	
Madera (pino)	50	6	44	18
Carbón de antracita	82	1	2	31
Carbón bituminoso	77	5	7	32
Carbón	100	0	0	34
Petróleo crudo	85	12	0	45
Gasolina	85	15	0	48
Gas natural	70	23	0	49
Hidrógeno	0	100	0	142

PASOS HACIA UNA SOCIEDAD DE HIDRÓGENO

DENTRO DE UNOS AÑOS

a Empieza a probarse un reducido número de prototipos, los cuales se les rentan a conductores que vivan cerca de una estación de combustible de hidrógeno.

b Las flotillas de transporte público y comercial que regresan a la cochera cada día, empiezan a abastecerse en estaciones centralizadas de hidrógeno.

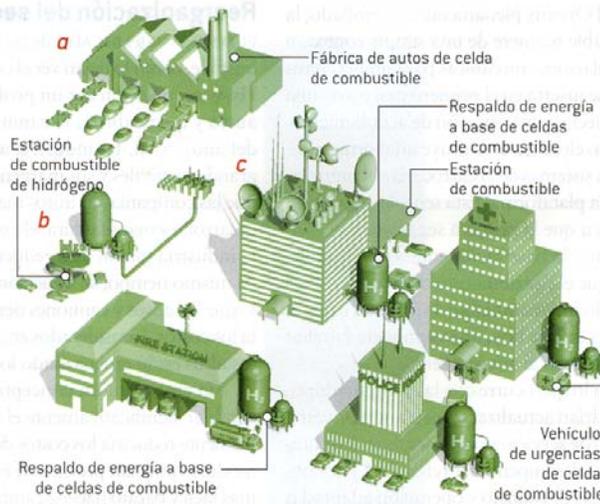


DENTRO DE UNA DÉCADA

a Las plantas automotrices fabrican "patinetas" impulsadas con celdas de combustible, y algunos modelos de carrocería "enchufable".

b Se instalan estaciones abastecedoras de hidrógeno, con reformadores de gas natural (unidades de descomposición química), para suministrar hidrógeno a los primeros vehículos producidos.

c Se instalan unidades estacionarias de celda de combustible que reforman el gas natural en hidrógeno y lo transfieren a las unidades de celda de combustible, en empresas que requieran energía "de primera" de gran confiabilidad para comunicación de datos, manufactura continua o medicina de urgencias.



MÁS ALLÁ DE UNA DÉCADA

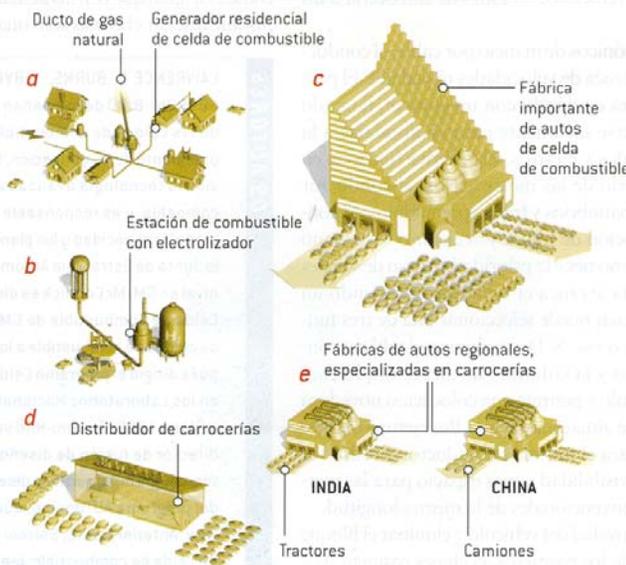
a Las unidades estacionarias y regenerativas de celda de combustible en otros tipos de empresas y posteriormente en casas, venden la energía adicional a la red pública de electricidad.

b Entran en funcionamiento más estaciones que usan electrolizadores.

c Los distribuidores de autos venden varios modelos de carrocería para las patinetas usadas de los conductores.

d Enormes plantas de ensamble producen patinetas de celda de combustible en tres tamaños (compacto, mediano y grande).

e Otras plantas en diferentes regiones del mundo construyen carrocerías diversas para sus mercados locales.



FUENTES DE ENERGÍA

La generación actual de energía nuclear, hidroeléctrica y a partir de combustibles fósiles, se irá complementando con tecnologías limpias y renovables.



Figura 4-2. Investigación y Ciencia. Edición española de American Scientific, "El vehículo del cambio" Barcelona (España), diciembre de 2002.

La energía eléctrica es una de las formas de energía más limpias y fáciles de transportar. Si pueden encontrarse métodos para producir grandes cantidades de energía eléctrica mediante celdas de combustible, a un costo razonable, la sociedad será capaz de alcanzar altos niveles de vida. Al mismo tiempo, se reducirían los daños al ambiente. Considérese un automóvil con celda de combustible. Tal vehículo no contaminará, será silencioso, probablemente tendrá pocos problemas de mantenimiento y podrá ser un catalizador de un mañana más limpio. Mayor información acerca del automóvil de celda de combustible se da en el siguiente capítulo, "Una alternativa al motor de explosión".

4-2 Funcionamiento de las celdas de combustible

En una *celda de combustible*, las reacciones químicas entre el oxígeno y el hidrógeno ocasionan que la energía química se transforme directamente en energía eléctrica. El hidrógeno obtenido a partir del metano es el proceso que se usa con mayor frecuencia en tales celdas.

La estructura básica de una celda de combustible de hidrógeno-oxígeno se muestra en la figura 4-3. En esta celda se suministra hidrógeno líquido o gaseoso al cátodo o electrodo negativo. Posteriormente el hidrógeno se distribuye en todo el electrolito y este último libera electrones. Estos electrones se depositan en el cátodo por lo cual queda cargado negativamente. Los electrones se mueven después, a través de la carga, al ánodo o electrodo positivo.

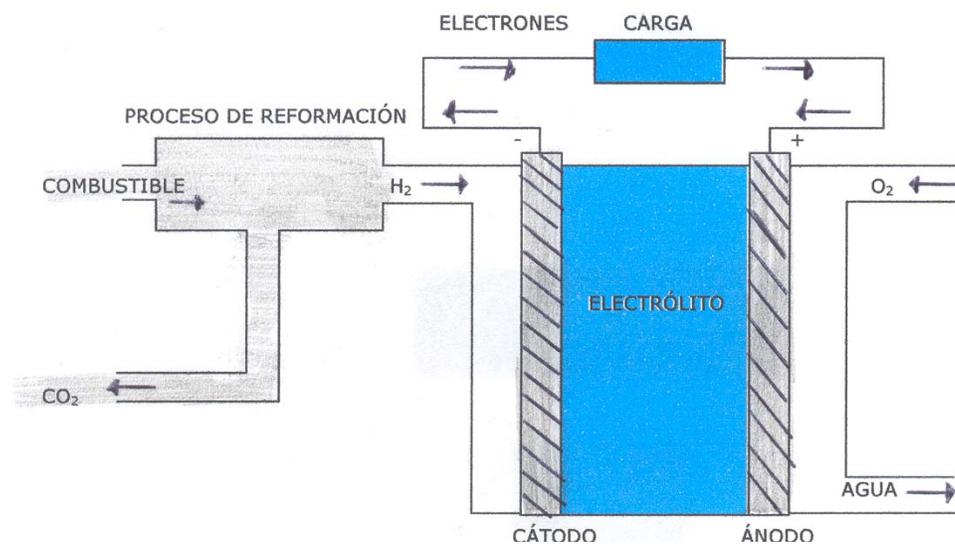


Figura 4-3. Operación básica de un celda de combustible. El combustible es metano (CH_4), el proceso de reformación lo descompone en CO_2 y H_2 .

4-3 Principales tecnologías

Las celdas de combustible son una familia de tecnologías que usan diferentes electrólitos, que operan a diferentes temperaturas con diferentes electrodos. Dichas tecnologías se encuentran con diferentes grados de desarrollo precomercial; utilizan diversos combustibles (gas natural, hidrógeno, gas licuado de petróleo [GLP], etc.), diferentes electrólitos, entre otras diferencias. Cada una de estas tecnologías tiende a ser más apropiada para ciertas aplicaciones. Por ejemplo, las celdas de combustible de membrana eléctrica polimérica han demostrado ser apropiadas para su aplicación en autos, mientras que las celdas de combustible de carbonatos fundidos parecen ser más apropiadas para uso con turbinas a gas.

4-4 Tipos de celdas de combustible

Celdas ácido fosfórico (CCAF). Este es el tipo de celda de combustible más desarrollado a nivel comercial y ya se encuentra en uso en aplicaciones tan diversas como clínicas y hospitales, hoteles, edificios de oficinas, escuelas, plantas eléctricas y una terminal aeroportuaria. Esta tecnología se ha estado impulsando durante más de 20 años. Además se han aportado inversiones de gran magnitud (un poco más de \$500 millones de dólares) por gran número de países a su investigación, desarrollo y programas de demostración.

Las celdas de combustible de ácido fosfórico generan electricidad a más del 40% de eficiencia – y cerca del 85% si el vapor que ésta produce es empleado en cogeneración – comparado con el 30% de la más eficiente máquina de combustión interna. Las temperaturas de operación se encuentran en el rango de los 204 °C. Esta clase de celdas tiene gran auge porque es la única tecnología, entre las celdas de bajas temperaturas, que ha mostrado relativa tolerancia a combustibles reformados de hidrocarburo y por lo tanto estas celdas pueden ser usadas en vehículos grandes tales como autobuses y locomotoras.

Por otro lado las CCAF son muy confiables. Algunas han operado por más de 9000 horas sin ningún tipo de mantenimiento o intervención

humana. Un problema con las CCAF es su baja densidad de potencia.

Para que estas plantas sean rentables se necesita que sean desarrolladas técnicas de manufactura baratas.

Diseño y operación de las CCAF

El ácido fosfórico está contenido en una matriz de carburo de silicio recubierto de teflón. Los pequeños poros de la estructura de la matriz mantienen el ácido en su lugar mediante una acción capilar. Sin embargo, una porción del ácido puede combinarse con el combustible o en el flujo de oxidación. Por otra parte, los electrodos de carbón poroso catalizados con platino son usados tanto en el ánodo como en el cátodo.

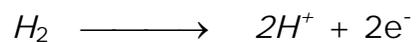
Los gases del oxidante y del combustible son alimentados por detrás de los electrodos por medio de surcos paralelos formados dentro de las placas de carbono. Estas placas son conductoras y llevan los electrones del ánodo al cátodo de la celda adyacente. En la mayoría de los diseños las placas son bipolares, si es que tienen surcos en ambos lados; un lado alimenta el combustible al ánodo de una celda mientras el otro lado suministra aire u oxígeno al cátodo de la celda adyacente.

El subproducto es agua y ésta es removida en forma de vapor en el lado del cátodo de cada celda junto con el exceso de oxidante. Este procedimiento para remover el agua necesita que el sistema sea operado a temperaturas alrededor de los 190 °C. A menores temperaturas el agua se puede disolver en el electrolito y entonces no puede ser removida en forma de vapor. A 210 °C el ácido fosfórico comienza a descomponerse.

El exceso de calor se remueve de la pila de celdas por medio de canales de enfriamiento en las placas de carbono cada cierto número de celdas. Se puede utilizar aire o un líquido refrigerante como agua para que pase a través de los canales disipando el calor.

Las reacciones en las CCAF son:

Ánodo.



Cátodo.



En el ánodo, el hidrógeno se descompone en dos iones H^+ , los cuales pasan a través del electrolito al cátodo y dos electrones que pasan a través del circuito externo al cátodo. En el cátodo los electrones y el oxígeno se combinan con los iones H^+ para formar agua.

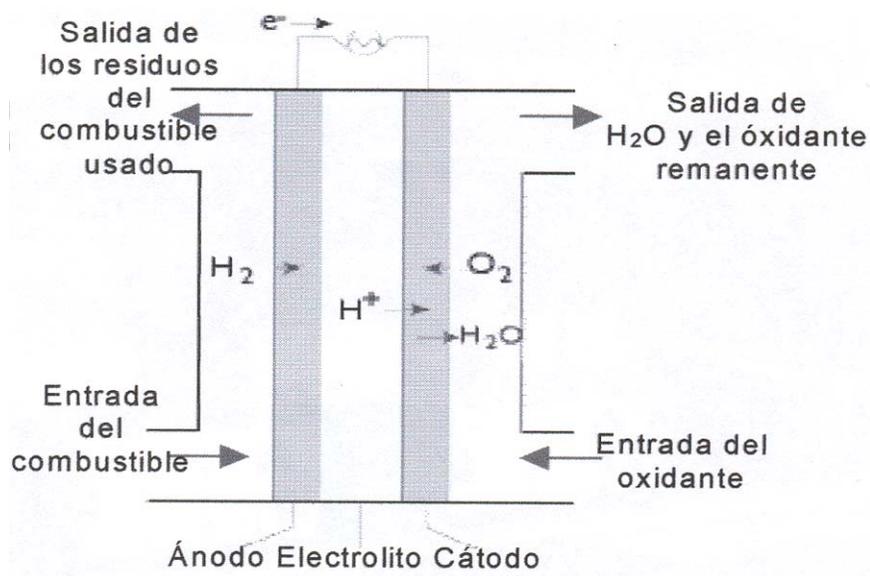


Figura 4-4. Esquema del funcionamiento de las CCAF

Celdas de polímero sólido o membrana de intercambio protónico (CCPM). Estas celdas operan a relativamente bajas temperaturas (unos 93 °C), tienen una densidad de potencia alta, pueden variar su salida rápidamente para satisfacer cambios en la demanda de potencia y son adecuadas para aplicaciones donde se requiere una demanda inicial rápida, tal como en el caso de automóviles. De acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos, "son los principales candidatos para vehículos ligeros, edificios, y potencialmente para otras aplicaciones mucho más pequeñas como el reemplazamiento de baterías recargables en video cámaras".

Una de las ventajas de estas celdas al operar a temperaturas bajas y utilizar un electrolito sólido es que es posible tener más de 50,000 horas de vida útil.

El rango de operación de temperaturas oscila entre 70°C y 85°C. La baja temperatura de operación también reduce o elimina la necesidad de aislamiento térmico para proteger a personal o al equipo. El exceso de calor es utilizado para la calefacción de espacios en habitaciones o para el calentamiento de agua de uso residencial, pero no es suficientemente caliente para generar el vapor necesario para el proceso de reformación del combustible.

Diseño y operación de las CCPM

Las CCPM usan como electrolito una membrana polimérica. Esta membrana es un aislante eléctrico así como también un excelente conductor de iones de hidrógeno. El material usado hasta la fecha consiste de un polímero fluorocarbonado, tipo teflón, al cual se le han amarrado grupos de ácidos sulfúricos. Las moléculas del ácido están fijas en el polímero y no pueden escapar, pero los protones de estos ácidos sí tienen libertad de migrar a través de la membrana. Con el electrolito en forma de un polímero sólido, no existe el problema de pérdida de electrolito que limita la vida útil de la celda.

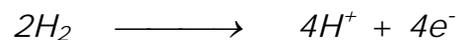
La membrana de electrolito es una hoja delgada que puede manejarse fácil y seguramente. El ánodo y cátodo son preparados aplicándoles una cantidad pequeña de platino a una superficie de la

hoja delgada porosa; son envueltos con papel grafitado poroso el cual ha sido impermeabilizado con teflón. El electrolito se intercala entonces entre el ánodo y cátodo, y los tres componentes se sellan juntos bajo condiciones de calor y presión para producir un solo "ensamble de membrana / electrolito".

Por otra parte, el ánodo y cátodo hacen contacto por la parte de atrás en donde se tienen los canales. Las columnas entre los canales hacen contacto eléctrico con la parte de atrás de los electrodos y dirigen la corriente al circuito externo. Los canales proporcionan combustible al ánodo y oxidante al cátodo.

Las reacciones del electrodo en la CCMP son análogas a las que se producen en las CCAF. El hidrógeno es suministrado al ánodo, produciendo iones de hidrógeno que entran al electrolito y electrones que viajan al cátodo por el circuito exterior. En el cátodo, se combina el oxígeno suministrado en el mismo, con los iones de hidrógeno del electrolito y los electrones, para producir agua. Cuando el CCMP opera a alrededor de los 80°C, el agua está en estado líquido y es llevada fuera de la celda de combustible arrastrada por el flujo del oxidante excedente.

Ánodo



Cátodo



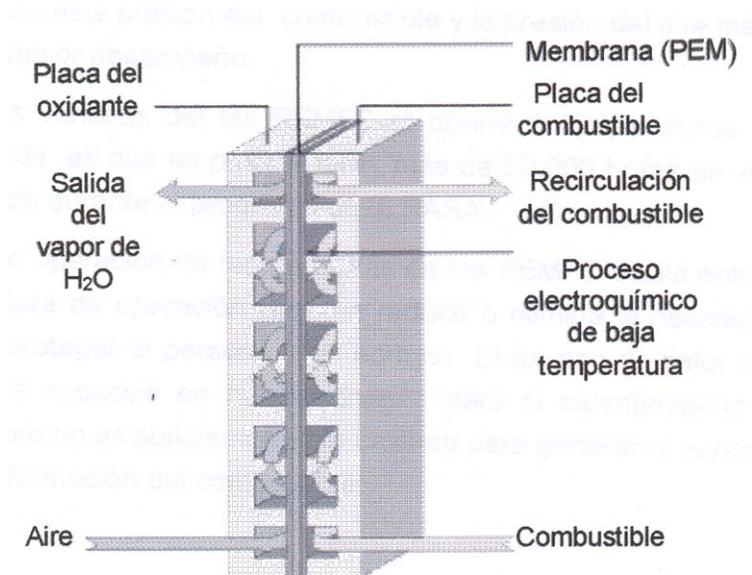


Figura 4-5. Funcionamiento de una CCMP diseñada por Ballard

El desempeño de las CCMP ha mejorado durante los últimos años. Se han logrado densidades alrededor de 9150 A/m^2 a 0.7 V/celda unitaria bajo las condiciones de 4.5 atm , aproximadamente, de hidrógeno y oxígeno, y se obtienen más de 5380 A/m^2 para aire en lugar de oxígeno a la misma presión.

Por otra parte, en la celda de combustible, la eficiencia es determinada por el voltaje al que ésta opera. La ventaja de la CCMP es que tiene una densidad energética volumétrica mayor a las otras tecnologías.

Además del hidrógeno puro, las CCMP pueden ser operadas también con combustibles de hidrocarburos reformados sin remover el CO_2 . Pero las pequeñas cantidades de CO producidas durante el proceso de reformación deben ser convertidos a CO_2 por un proceso de oxidación selectivo antes de que el gas de combustible entre a la celda unitaria de combustible, ya que grandes concentraciones de CO disminuyen la vida útil del electrolito. Éste es un proceso catalizador simple que puede integrarse fácilmente en un sistema de suministro de combustible.

Las CCMP puede operar con aire. Como en todas las celdas de combustible, el desempeño es mejorado al presurizar el aire. Esto se verá reflejado en la relación existente entre la energía y el costo

financiero asociado con comprimir aire a las presiones más altas y mejorar el desempeño. Pero por otro lado, las presiones arriba de 3 atm no son ventajosas para la mayoría de las aplicaciones.

Debido a que la CCMP usa un electrolito sólido, un diferencial de presión significativo puede ser mantenido entre los electrodos. Esto permite el funcionamiento del CCMP con baja presión del combustible y la presión del aire más alta dando como resultado un mejor desempeño.

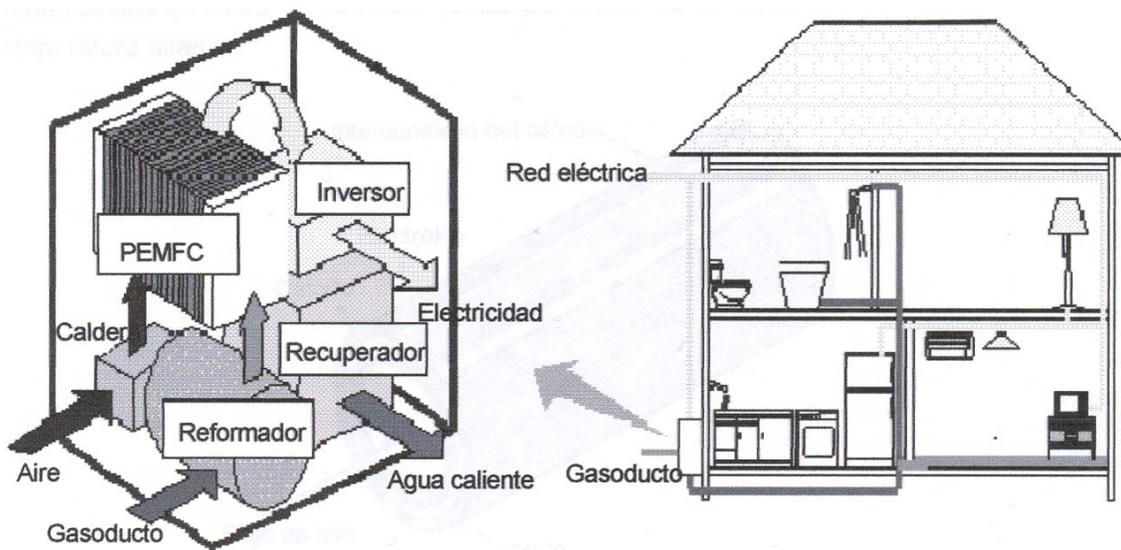


Figura 4-6. Configuración esquemática de una instalación residencial eléctrica con una CCMP empleando la cogeneración.

Celdas de carbonato fundido (CCCF). Las Celdas de Combustible de Carbonato Fundido prometen altas eficiencias combustible-electricidad y la habilidad para consumir combustibles base carbón. Las celdas de carbonatos fundidos pueden alcanzar eficiencias de 50%, que es considerablemente mayor a las logradas por las celdas de ácido fosfórico.

Las celdas de combustible de carbonatos fundidos evolucionaron a partir de un trabajo de los años sesenta dirigido a producir una celda de combustible que pudiese operar con carbón. La primera pila de carbonato fundido a gran escala ha sido ya probada y algunas unidades para demostración están siendo probadas en California.

Aunque la operación con carbón parece poco probable en nuestros días, la operación con combustibles derivados del carbón o con gas natural es muy factible.

Diseño y operación de las CCCF

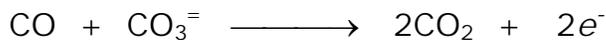
Las CCCF emplean una mezcla de sales de carbonatos fundidos como electrolito. La composición del electrolito varía pero usualmente está constituido por carbonato de litio y de potasio. Opera a una temperatura cercana a los 650 °C; la mezcla de sales es líquida y es un excelente conductor iónico. El electrolito está suspendido en una matriz de cerámica aislante y químicamente inerte (LiAlO₂).

Las reacciones en la CCCF son:

Ánodo



Y



Cátodo



El proceso del ánodo involucra una reacción entre el hidrógeno, el monóxido de carbono y los iones de carbonato (CO₃⁻) del electrolito a partir de los cuales se produce agua y dióxido de carbono (CO₂)

mientras se liberan electrones. El proceso en el cátodo combina oxígeno y CO_2 del flujo oxidante con electrones del cátodo para producir iones de carbonato los cuales ingresan al electrolito. El hecho de tener CO_2 en el flujo oxidante requiere un sistema para recolectar dióxido de carbono del ánodo y para mezclarlo con el flujo que alimenta el cátodo.

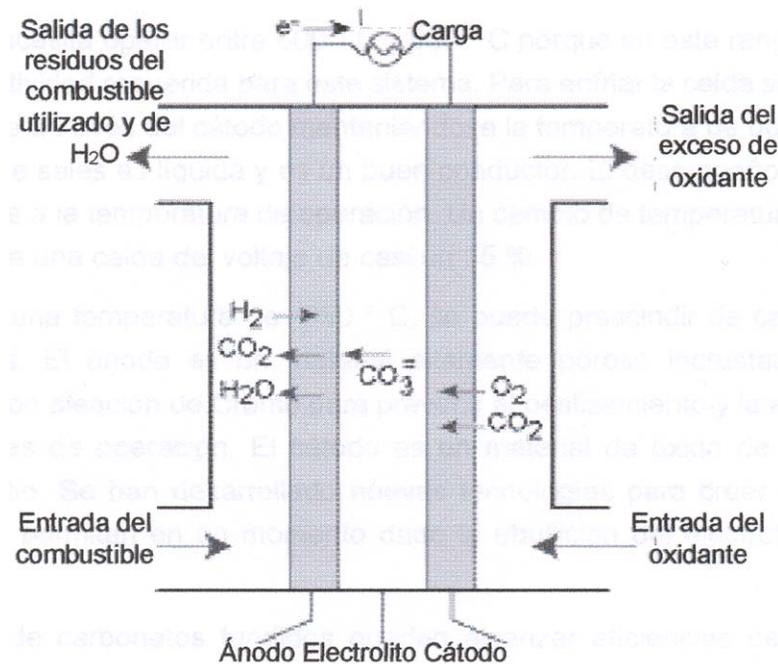


Figura 4-7. Esquema del funcionamiento de las CCCF

Características del funcionamiento de las CCCF

Cuando la temperatura de operación se incrementa, el voltaje teórico de operación para la celda decrece y se obtiene una mayor eficiencia. Por otro lado al incrementar la temperatura de operación aumenta la tasa de la reacción electroquímica y por lo tanto la corriente obtenida también se incrementa. El efecto neto en la CCCF es que el voltaje de operación real es más alto que el de una CCAF con la misma densidad de corriente.

Este alto voltaje de operación de la CCCF significa que hay

mayor energía disponible y por lo tanto la eficiencia de este tipo de celdas es mucho más grande que el de una CCAF que tenga el mismo tamaño en cuanto a sus electrodos. Puesto que las dimensiones de los electrodos determinan en gran medida el costo de la celda, se puede inferir que una CCCF es de menor tamaño será más barata y constituye una mejor inversión comparada con una CCAF de las mismas características.

Por otro lado una CCCF también produce un exceso de calor a una temperatura a la que es posible obtener vapor a alta presión, el cual podría ser utilizado para mover una turbina y así generar electricidad adicional. Por todo lo anterior se ha previsto que los sistemas de CCCF podrán tener una eficiencia global alrededor del 60%, si se emplea el esquema de ciclo combinado para utilizar el calor de desecho de la celda.

La CCCF necesita operar entre 600 °C Y 650 °C, porque en este rango el electrolito tiene la conductividad requerida para este sistema. Para enfriar la celda se pasa un gran volumen de aire a través del cátodo manteniéndose la temperatura de operación. A 650 °C la mezcla de sales es líquida y es un buen conductor. El desempeño de la celda es muy susceptible a la temperatura de operación. Un cambio de temperatura de 650 °C a 600 °C produce una caída del voltaje de casi un 15 %.

Al operar a una temperatura de 650 °C, se puede prescindir de catalizadores de metales nobles. El ánodo es un material altamente poroso incrustado con níquel pulverizado y con aleación de cromo para prevenir el deslizamiento y la aglomeración a las temperaturas de operación. El cátodo es un material de óxido de níquel poroso dopado con litio. Se han desarrollado nuevas tecnologías para crear estructuras de electrodos que permitan en un momento dado la ebullición del electrolito durante la operación.

Celdas de óxido sólido (CCOS). Otra celda de combustible altamente prometedora, la Celda de Combustible de óxido sólido, podría ser usada en aplicaciones grandes de alta potencia incluyendo estaciones de generación de energía eléctrica a gran escala e

industrial. Algunas organizaciones que desarrollan este tipo de celdas de combustible también prevén el uso de estas en vehículos motores. Una prueba de 100kW está siendo terminada en Europa mientras que dos pequeñas unidades de 25kW se encuentran ya en línea en Japón. Un sistema de óxido sólido normalmente utiliza un material duro cerámico en lugar de un electrolito líquido permitiendo que la temperatura de operación alcance los 982 grados Celsius. Las eficiencias de generación de potencia pueden alcanzar un 60%. Un tipo de celda de combustible de óxido sólido utiliza un arreglo de tubos de un metro de longitud mientras que otras variaciones incluyen un disco comprimido.

La celda de combustible de óxido sólido (CCOS) usa un electrolito cerámico que reduce la corrosión y elimina los problemas asociados con los electrolitos líquidos de las celdas de combustible. Para lograr la conductividad iónica adecuada en semejante electrolito cerámico, el sistema debe operar aproximadamente a 1000 °C. A esta temperatura, la reformación del combustible tipo hidrocarburo es factible, y el calor desechado del dispositivo sería utilizado fácilmente por las plantas generadoras de electricidad térmicas convencionales obteniendo una alta eficiencia del combustible.

Diseño y operación de las CCOS

La CCOS está basada en el uso de un sólido cerámico como electrolito. El material preferido, óxido de circonio estabilizado con litio, es un conductor excelente de los iones a temperaturas altas.

La CCOS es un dispositivo de estado sólido que posee ciertas propiedades y técnicas de fabricación similares a la de dispositivos semiconductores. El ánodo es un cermet (material con propiedades metálicas y cerámicas) poroso de níquel / circonio mientras que el cátodo es de estroncio dopado con manganato de lantano. El diseño de Siemens - Westinghouse coloca a la celda de combustible alrededor de un soporte tubular de óxido de circonio poroso a través del cual se suministra el aire al cátodo que se encuentra colocado en la parte exterior del tubo. Después se deposita una capa de electrolito por fuera del cátodo y finalmente una capa de ánodo encima del electrolito. Varias celdas unitarias se conectan juntas por medio de contactos de semiconductor a temperatura altas.

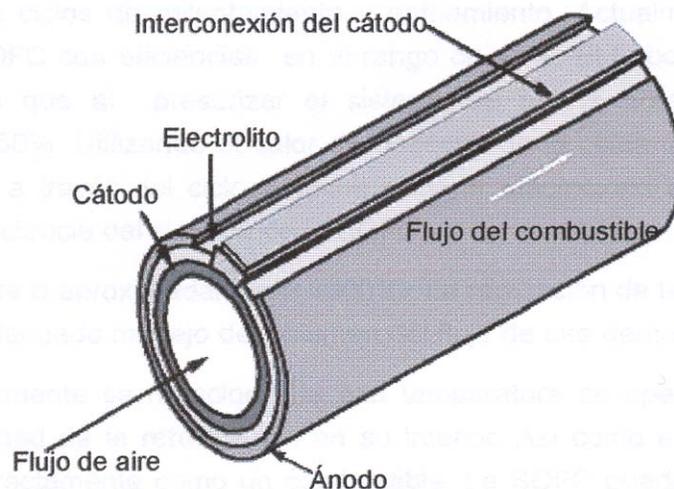


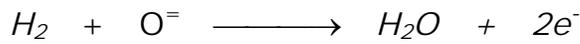
Figura 4-8. Diseño tubular de una celda CCOS de Siemens – Westinghouse

Características del funcionamiento de las CCOS

Referente al funcionamiento, el hidrógeno o monóxido de carbono (CO) del combustible reacciona con iones del óxido ($O^{=}$) del electrolito para producir agua o CO_2 y generar electrones en el ánodo. Los electrones fluyen a través del circuito, y en el cátodo el oxígeno del aire se combina con los electrones y se convierte en iones que se inyectan en el electrolito. Es importante recalcar que la CCOS puede usar CO, metano o hidrógeno como su combustible directo.

Las reacciones de CCOS que ocurren son las siguientes:

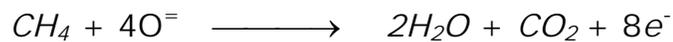
Ánodo



y



Ó



Cátodo



En el desarrollo de las celdas CCOS se ha obtenido 0.6 V/celda unitaria a aproximadamente 2500 A/m². La vida útil de una sola celda ha alcanzado 30,000 horas con varios ciclos de calentamiento y enfriamiento. Actualmente se encuentra disponible CCOS con eficiencias en el rango de 45%. El Laboratorio Nacional de Argonne sugiere que al presurizar el sistema se podría obtener eficiencias de combustible del 60%. Utilizando el calor de desecho de la celda de combustible para generar vapor y a través del ciclo Rankine generar electricidad adicional, se podría incrementar la eficiencia del sistema de la CCOS.

La CCOS opera a aproximadamente 1000°C. La regulación de temperatura se logra a través de un adecuado manejo del volumen del flujo de aire dentro de la celda.

Como anteriormente se mencionó, la alta temperatura de operación de la CCOS ofrece la posibilidad de la reformación en su interior. Así como en la CCCF, el CO puede usarse directamente

como un combustible, la CCOS puede soportar mayores concentraciones de azufre en el combustible en comparación de otro tipo de celdas.

El ánodo consiste en níquel metálico, con esqueletos estabilizadores de óxidos de circonio y de litio que sirven para inhibir las incrustaciones de las partículas metálicas y proporcionar un coeficiente de expansión térmico comparable al de otros materiales de la celda. La estructura del ánodo se fabrica con una porosidad de 20 a 40% para facilitar el transporte de masa de reactante y los productos gaseosos. El estroncio dopado con manganato de lantano, que es el más común para el material del cátodo, es un conductor tipo p. Similar al ánodo, el cátodo es una estructura porosa que debe permitir el transporte rápido de masa reactante y los productos gaseosos.

La temperatura de operación de 1000 °C de la CCOS requiere de un tiempo de encendido significativo. El desempeño de la celda es muy sensible a la temperatura de operación. Una caída del 10% de la temperatura produce una caída del 12% en el rendimiento de la celda debido al aumento de resistencia interna para el transporte de los iones de oxígeno.

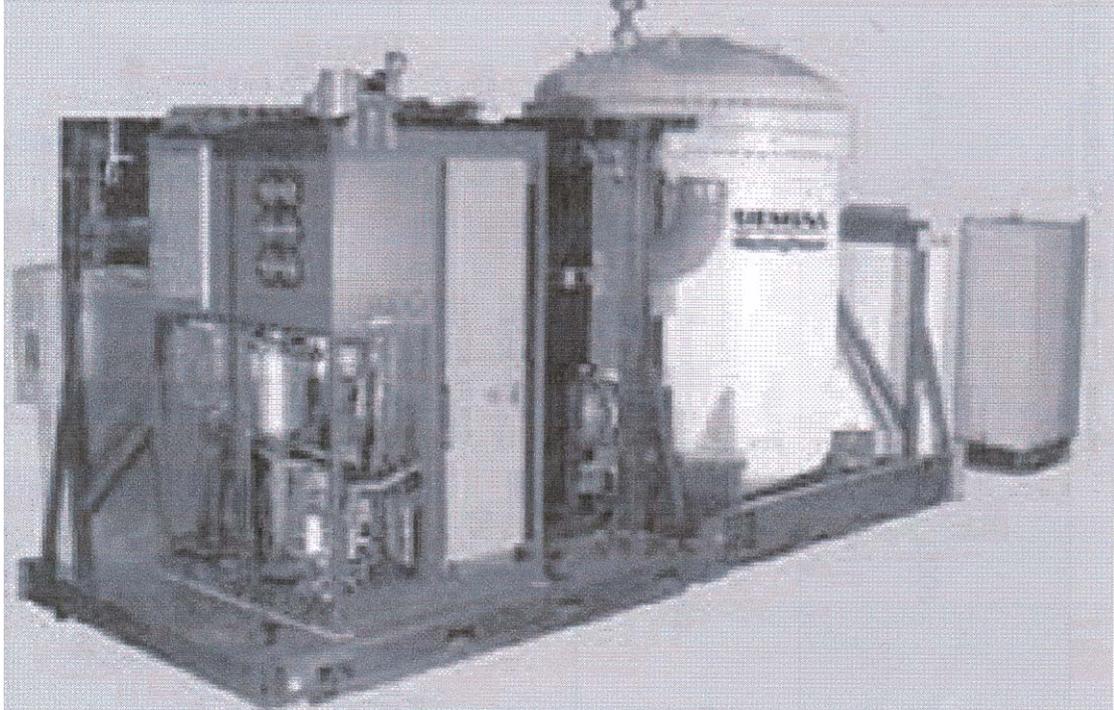


Figura 4-9. Desarrollado por Siemens - Westinghouse, es el primer híbrido entre una celda de combustible y una turbina de gas. Empezó a operar el 31 de mayo 2000 Y está instalada en la Universidad de California. El sistema utiliza una CCOS y produce 220 kW con una eficiencia del 58%.

Celdas alcalinas. Utilizadas desde hace mucho tiempo por la NASA en misiones espaciales, este tipo de celdas pueden alcanzar eficiencias de generación eléctrica de hasta 70%. Estas celdas utilizan hidróxido de potasio como electrolito. Hasta hace poco tiempo eran demasiado costosas para aplicaciones comerciales pero varias compañías están examinando formas de reducir estos costos y mejorar la flexibilidad en su operación.

4-5 Otras Celdas de Combustible. Nuevos miembros de la familia de celdas de combustible, tales como las de metanol directo, pueden surgir como resultado del trabajo llevado a cabo en laboratorios privados y gubernamentales.

4-6 Observaciones finales

Al analizar el primer cuadro comparativo (Tabla II) observamos dos principales rangos de temperatura de operación. Las temperaturas se pueden clasificar como altas a partir de los 200°C y como bajas temperaturas cuando no se excede el valor de los 200°C. Esta variación se debe al empleo de diferentes electrolitos.

Una ventaja que presentan las celdas de combustible radica en que la eficiencia no depende esencialmente de la temperatura de operación, por lo que se pueden alcanzar valores altos. En la práctica, se han reportado eficiencias que llegan al 50% y en aquellos casos en que se utiliza el calor generado por la celda, se ha obtenido un 85%. Este calor se puede aprovechar en sistemas de generación eléctrica, calefacción, agua caliente, etc.

Otra de las ventajas que presentan las celdas de combustible es la capacidad de ser modulares y compactas, por lo que no requieren de un espacio con dimensiones grandes y además pueden conformarse de manera aditiva según las necesidades, satisfaciendo cualquier tipo de demanda. Por otro lado estos dispositivos no requieren de sistemas de lubricación y tampoco un mantenimiento exhaustivo ya que no tienen partes móviles. Esta característica se traduce en sistemas silenciosos.

Por otra parte es importante considerar que la celda de combustible puede utilizar casi cualquier combustible que contenga hidrógeno, aunque hidrocarburos como el gas natural, metano, etano, biogas y propano, así como el diesel y la gasolina son los que mayor atención han recibido por razones de tipo práctico. En algunos casos, se pueden utilizar otros combustibles como el monóxido y bióxido de carbono, etc. Sin embargo, al utilizar alguno de estos combustibles es necesario incluir una etapa de reformación para extraer el hidrógeno, lo cual implica ciertos problemas como la producción de CO₂ aunado al alto costo del proceso de reformación.

Las familias de celdas de combustibles se encuentran en una etapa de diagnóstico en diversas aplicaciones. Dependiendo de la tecnología utilizada podemos encontrar aplicaciones en transporte, generación eléctrica portátil y generación distribuida.

Tabla II. Cuadro comparativo de las distintas tecnologías

Celda de combustible	Electrolito	Temperatura de operación (°C)	Aplicaciones	Eficiencia	Densidad de potencia Actual (mW/cm²)	Densidad de potencia proyectada (mW/cm²)
Ácido Fosfórico (CCAF)	Ácido fosfórico líquido	175-200	Generación distribuida Transporte	40-50%	200	250
Carbonatos fundidos (CCCF)	Solución líquida de carbonatos de Litio, Sodio o Potasio	600-650	Generación distribuida	50-60%	100	>200
Intercambio Protónico (CCIP)	Polímero orgánico sólido	60-100	Generación distribuida Transporte	40-50%	250	>600
Óxidos sólidos (CCOS)	Óxido de Zirconio sólido dopado con litio	1000	Generación distribuida	45-55%	240	300

Tabla III. Comparación de las tecnologías

Celda de combustible	Potencia Proyectada (KW)	Ventajas	Desventajas
Ácido Fosfórico (CCAF)	100-5000	<ul style="list-style-type: none"> *Alta eficiencia en cogeneración de electricidad y calor *No necesita H₂ puro *Tecnología actualmente disponible 	<ul style="list-style-type: none"> *Requiere como catalizador Pt *Baja potencia y corriente *Tamaño grande/peso
Carbonatos fundidos (CCCF)	1000-100,000	<ul style="list-style-type: none"> *Altas temperaturas que permiten una mayor eficiencia *No necesita un catalizador caro 	<ul style="list-style-type: none"> *Altas temperaturas producen corrosión y falla de componentes *Corta vida útil
Intercambio Protónico (CCIP)	1-1000	<ul style="list-style-type: none"> *El electrolito evita la corrosión y los problemas de mantenimiento *Baja temperatura *Encendido instantáneo *Alta densidad de corriente 	<ul style="list-style-type: none"> *Bajas temperaturas requieren un catalizador costoso *sensible a impurezas en el combustible *Es necesario eliminar el exceso de agua que se produce ya que se inunda la pila
Óxidos sólidos (CCOS)	100-100,0000	<ul style="list-style-type: none"> *Altas temperaturas que permiten una mayor eficiencia *No necesita un catalizador caro *El electrolito evita la corrosión y los problemas de mantenimiento *Larga vida útil 	<ul style="list-style-type: none"> *Altas temperaturas producen falla de los componentes *Baja conductividad iónica

4-7 ¿Cuál es el costo de una celda de combustibles?

Algunas compañías ofrecen plantas de celdas de combustible por cerca de 3.000 dólares por kilowatt. A esos precios, dichas unidades son competitivas en nichos de mercado de alto valor o en áreas donde la electricidad es cara y el gas (GLP, natural) más barato.

Un estudio de Arthur D. Little, Inc., predijo que cuando el costo de las celdas de combustible caiga a menos de 1.500 dólares por kilowatt se logrará una penetración del mercado de Estados Unidos. Varias compañías están vendiendo pequeñas plantas orientadas a la investigación. Los precios varían.

Las celdas de combustibles deberán ser mucho más baratas para hacerlas comercialmente atractivas a los fabricantes de vehículos. Los motores de automóviles convencionales cuesta fabricarlos alrededor de 3.000 dólares. Será necesaria una mayor investigación para lograr que el precio de las celdas baje a ese nivel; personeros de DaimlerChrysler han esbozado que tendrán disponible el 2004 una celda de combustible comercialmente viable.

4-8 ¿Dónde puedo comprar una celda de combustible?

Las siguientes compañías ofrecen una variedad de productos relativos a celdas de combustible incluyendo sistemas de prototipo para demostración, sistemas de baja potencia, y productos movidos por celdas de combustible.

Avista Laboratories, www.avistalabs.com (PEM fuel cells for residential applications)

Ball Aerospace & Technologies Corp., www.ball.com (portable PEM fuel cell power systems)

BCS Technology, Inc., www2.cy-net.net/~bcstech (small PEM fuel cell systems)

DAIS-Analytic Corporation, www.daisanalytic.com (small PEM fuel cell systems)

DCH Technology, Inc, www.dch-technology.com (small PEM fuel cell systems)

EcoSoul, Inc., www.ecosoul.org (small, educational regenerative fuel cell kits)

ElectroChem, Inc., www.fuelcell.com (small PEM fuel cell systems)

Electro-Chem-Technic, www.i-way.co.uk/~ectechnic/HOME.HTML (educational fuel cell kits)

Element 1 Power Systems, Inc., www.E1PS.com (fuel cell systems in a variety of sizes)

Energy Partners, Inc., www.energypartners.org (PEM fuel cell systems in a variety of sizes)
HPowerCorporation, www.hpower.com, www.hpowercanada.com (a variety of PEM fuel cell powered products, including backup power system)
H-TEK, Inc., www.h-tek.com (educational fuel cell kits)
Heliocentris Energiesysteme, www.heliocentris.com (educational fuel cell kits)
IdaTech, www.idatech.com (fuel cell systems with up to 10 kW in generating power)
ONSI Corporation, www.ONSI CORP.com (200kW PAFC power plants)
Plug Power, LLC, www.plugpower.com (PEM fuel cells for residential applications)
Warsitz Enterprises, www.warsitz.com (small PEM fuel cell systems for portable power, experiment kits)

Bibliografía.

- ❖ Investigación y Ciencia
Edición española de American Scientific,
"El vehículo del cambio"
Barcelona (España), diciembre de 2002.

- ❖ Electricidad y Electrónica Básicas
Conceptos y Aplicaciones
Editorial Mc Graw- Hill
Buban/Scimitt

- ❖ www.repamar.org/article.php?sid=197

- ❖ www.geocities.com/pato_donald_2000/fuel_cell/

- ❖ www.iie.org.mx/mproquim/fc2000sp.htm

- ❖ La generación distribuida a partir de celdas de combustible
Tesis, Facultad de Ingeniería UNAM.
México Febrero de 2003

- ❖ Química General Universitaria
Charles W. Keenan
Compañía editorial continental
México, 1997

Capítulo 5

Una alternativa al motor de explosión

Una posible crisis de hidrocarburos nos amenaza para dentro de 25 años, y en la actualidad, las emisiones contaminantes afectan de manera severa el medio ambiente. Por fortuna, los autos híbridos, eléctricos, de hidrógeno y de celdas de combustibles ofrecen una solución.

La aparición de autos que funcionan con combustibles alternos no responde únicamente al interés por la innovación o al avance de la ciencia como tal, es más bien por satisfacer la necesidad de una opción a los combustibles fósiles tradicionales, ya sea para ayudar a conservar el medio ambiente, como previsión a una futura escasez de petróleo o por conveniencia económica de aquellas naciones que no son autosuficientes en la producción de este energético.

Estados Unidos país que con apenas 5% de la población mundial utiliza el 26% del petróleo que se extrae del orbe, desarrolla un proyecto para que en menos de 20 años, el uso de las celdas de combustible sea generalizado. Japón, con su limitado territorio y pocos recursos naturales, también muestra interés al dirigir muchos de los esfuerzos de la industria automotriz al desarrollo de vehículos híbridos o eléctricos. Casos interesantes son Brasil y Australia, naciones que demuestran con éxito la viabilidad y conveniencia de usar alternativas a la gasolina como el etanol y el biodiesel.

5-1 Una baraja de posibilidades

En los automóviles que usan combustibles alternos hay tres niveles: los que ya son una realidad (como los que utilizan gas LP, gas natural, alcohol o biodiesel), los que apenas comienzan su camino en el mercado (eléctricos, híbridos y de celdas de combustible) y los que se gestan en los laboratorios los que funcionan con energía solar, hidrógeno, aire comprimido o a largo plazo, los que aprovechan la tan añorada fusión nuclear.

En este capítulo de la tesis nos abocaremos principalmente al segundo nivel, donde están depositados los esfuerzos de las empresas automotrices. Los vehículos híbridos y de celdas de combustible ya son realidades palpables, y aunque todavía existen

algunos pequeños inconvenientes que radican más en una falta de infraestructura para recarga que en su desempeño, tienen ventajas importantes en el cuidado del medio ambiente.

5-2 Autos con celdas de combustible

Actualmente se piensa que el hidrógeno lanzará una nueva revolución industrial en el siglo XXI, tan poderosa en sus impactos comercial, social y político como el carbón y el vapor en el siglo XIX, y el petróleo y el motor de combustión interna en el XX. A diferencia del carbón y del petróleo, el hidrógeno tiene el potencial de ser sostenible, no contaminante y de poder facilitar el acceso a la energía a todos los países.

Cuando Karl Benz sacó del granero su automotor, patentado en 1886, literalmente echó a andar las ruedas del cambio. El surgimiento del automóvil alteró de manera espectacular tanto la vida de las personas como la economía mundial. La creciente disponibilidad de transporte personal económico hizo del mundo un lugar más accesible, al tiempo que dio origen a una compleja infraestructura industrial que transformó a la sociedad moderna.

Ahora, la tecnología automotriz podría desencadenar otra revolución, impulsada por hidrógeno en lugar de petróleo. Las llamadas celdas de combustible -en las que los átomos de hidrógeno se disocian en protones y electrones que impulsan motores eléctricos y emiten vapor de agua- podrían hacer que los automóviles fueran mucho más amigables con el ambiente. No sólo podrían ser más limpios, sino también más seguros, cómodos, personalizados, y tal vez hasta más baratos. Además, estos vehículos podrían ser decisivos en el viraje hacia una economía de energía "verde", basada en el hidrógeno. Conforme eso ocurriera, el uso y la producción de energía cambiarían significativamente. El cambio permitiría la libertad de viajar con independencia sin comprometer al medio ambiente ni agotar los recursos naturales de la Tierra.

Lo anterior parece cada vez más probable debido a una conjunción de factores. Para empezar, el motor de combustión interna impulsado por derivados del petróleo por refinado, confiable y económico que sea finalmente está llegando a sus límites. A pesar de los continuos avances, su eficiencia es de sólo 20 al 25 por ciento. Y aunque desde los años sesenta, cuando esto no estaba regulado, la industria automotriz de Estados Unidos de América, ha reducido sustancialmente la emisión de gases (los hidrocarburos se han reducido en 99 por ciento, el monóxido de carbono en 96 por ciento y los óxidos de nitrógeno en 95 por ciento), la constante

producción de dióxido de carbono, como ya se vio en el capítulo I, es motivo de gran preocupación, debido a su potencial de modificar el clima del planeta.

Aún con la aplicación de nuevas tecnologías, no se espera que la eficiencia del motor de combustión interna supere el 30 por ciento, y como sea, seguirá emitiendo dióxido de carbono. En comparación, el vehículo de celda de combustible con hidrógeno tiene casi el doble de eficiencia, por lo que necesitaría sólo la mitad de energía de combustible (ver figura 5.1). Y, lo que es más significativo, las celdas de combustible sólo emiten agua y calor como subproductos. Por último, el hidrógeno gaseoso puede extraerse de varios combustibles y fuentes de energía (como ya se vio en el capítulo II), como el gas natural, el etanol, el agua (vía electrólisis) y, con el tiempo, a partir de sistemas renovables de energía. Debido a su gran potencial, una impresionante lista de compañías automotrices como DaimlerChrysler, Ford, General Motors, Honda, PSA Peugeot-Citroën, Renault-Nissan y Toyota, están esforzándose por desarrollar vehículos de este tipo.

5-3 El mundo es del automóvil

Es importante encontrar una mejor solución a los problemas que implica el transporte personal, ya que el efecto de los vehículos sobre el ambiente crecerá conforme aumente su uso. En 1960, menos del 4 por ciento de la población mundial poseía un vehículo. Veinte años después, el 9 por ciento tenía uno y en la actualidad, esa proporción ha alcanzado

el 12 por ciento. Con base en las tasas actuales de crecimiento, para el año 2020, el 15 por ciento de la población del planeta podría poseer un vehículo. En vista de que la población puede pasar de los seis mil millones actuales a casi 7,500 dentro de dos decenios, el número total de vehículos se incrementaría de cerca de 700 millones a más de 1,100 millones. La expansión que se tiene prevista será impulsada por el florecimiento de la clase media en los países en desarrollo, lo cual se traducirá en el aumento del ingreso per cápita. Este último se relaciona casi directamente con la posesión de automóviles.

Actualmente, tres cuartas partes de los automóviles del mundo se concentran en EUA., Europa y Japón. Sin embargo, se espera que en los próximos diez años, el 60 por ciento de las ventas de vehículos nuevos se realice en ocho mercados emergentes: China, Brasil, India, Corea, Rusia, México, Polonia y Tailandia. El reto es producir vehículos atractivos, accesibles y rentables, que sean seguros,

efectivos y ecológicamente sustentables.

5-4 Reconsideración de la propulsión automotriz

Para entender por qué puede ser tan revolucionaria esa nueva tecnología, consideremos el funcionamiento de un vehículo de celda de combustible. Éste es, en esencia, un vehículo de tracción eléctrica. Sin embargo, el motor recibe energía no de una batería electroquímica, sino de una unidad de celdas de combustible. El concepto de celda de combustible ya se vio en el capítulo anterior (vea la siguiente figura 5-1). La electricidad se produce cuando se desprenden electrones del combustible de hidrógeno que viaja a través de una membrana en la celda. La corriente resultante impulsa al motor eléctrico, que a su vez hace girar las ruedas. Los protones del hidrógeno se combinan con oxígeno y electrones para formar agua. Cuando se usa hidrógeno puro, el auto de celda de combustible es un vehículo de "cero emisiones".

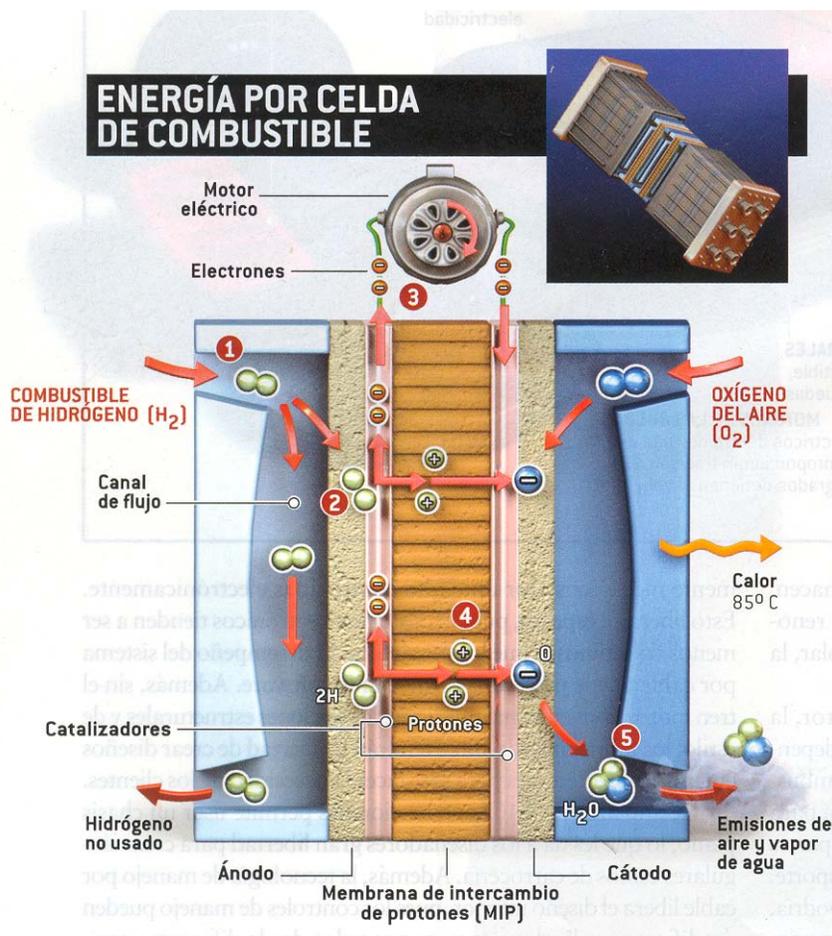


Figura 5-1. Celda de combustible.

En la figura 5-1 se puede observar que la celda de combustible, con membrana de intercambio de protones (MIP) comprende dos electrodos delgados y porosos, un ánodo y un cátodo, separados por una membrana electrolítica de polímero que sólo deja pasar a los protones. Un lado de cada electrodo está revestido de catalizadores. Después de que entra el hidrógeno [1] el catalizador del ánodo lo separa en electrones y protones [2]. Los electrones impulsan el motor al desplazarse [3], mientras los protones atraviesan la membrana [4] hacia el cátodo. Su catalizador combina los protones con los electrones que regresan y oxígeno del aire para formar agua [5]. Las celdas pueden apilarse para producir mayor voltaje [6].

Las celdas de combustible, que utilizan hidrógeno y oxígeno para producir electricidad por un proceso electroquímico sin ruido y sin contaminación, se han perfeccionado hasta conseguir algunos tipos que son aptos para los vehículos de transporte y que tienen la gran ventaja de que resultan mucho más eficientes que la combustión típica en un motor de explosión. Se trata de las celdas de membrana polimérica que funcionan a baja temperatura. Otras celdas, más grandes y aptas para producir electricidad en instalaciones estáticas, funcionan a alta temperatura. En ambos casos se suelen utilizar materiales caros, que además tienden a degradarse, lo que hace que disminuya con el tiempo el rendimiento de la celda. También existen problemas potenciales de seguridad.

Casi todos los fabricantes de automóviles tienen un programa de investigación en celdas de combustible, con hidrógeno o sustancias ricas en hidrógeno como el metanol, y existe un reciente apoyo institucional a largo plazo en Estados Unidos y en la Unión Europea, pero nadie oculta que falta un largo camino por andar.

Aunque se requiere energía para extraer hidrógeno de las sustancias, ya sea a partir de hidrocarburos o mediante la electrólisis del agua (esto se vio en el capítulo II) la gran eficiencia de la celda de combustible compensa esto con creces, como demostraremos más adelante. Por supuesto, la energía necesaria debe provenir de alguna parte. Algunas fuentes de energía, como las plantas de energía que queman gas natural, petróleo o carbón, producen dióxido de carbono y otros gases de invernadero. Otras, como las plantas nucleares, no lo hacen. Lo óptimo, como ya se demostró en el capítulo III, sería producir electricidad a partir de fuentes renovables, como la energía de biomasa, la hidroeléctrica, la solar, la eólica y la geotérmica.

Al adoptar al hidrógeno como combustible automotor, la industria

del transporte podría iniciar su transición, de una dependencia casi total del petróleo a una mezcla de fuentes de combustible. En la actualidad, el 98 por ciento de la energía usada para impulsar vehículos se deriva del petróleo. Casi dos terceras partes del petróleo que importa Estados Unidos se destinan al transporte. Al complementar los combustibles fósiles, Estados Unidos podría, en teoría, reducir su dependencia del petróleo extranjero y fomentar el desarrollo de fuentes de energía locales, más amigables con el ambiente. Este esfuerzo introduciría además la competencia en los precios de la energía, lo que a largo plazo podría reducir su costo.

Renovación del diseño de vehículos

Otra clave para producir un vehículo realmente revolucionario es la integración de la celda de combustible con la tecnología del manejo por cable para reemplazar los anteriores sistemas de dirección, frenos, aceleración y otras funciones, predominantemente mecánicos, por unidades controladas electrónicamente. Esto liberaría espacio, pues los sistemas electrónicos tienden a ser menos voluminosos que los mecánicos. El desempeño del sistema por cable puede programarse mediante software. Además, sin el tren motriz convencional que limite las opciones estructurales y de estilo, los fabricantes de autos tendrán la libertad de crear diseños enteramente diferentes para satisfacer la necesidad de los clientes.

Reemplazar los motores de combustión interna convencionales permite usar un chasis plano, lo que les da a los diseñadores gran libertad para crear singulares estilos de carrocería. Además, la tecnología de manejo por cable libera el diseño interior, pues los controles de manejo pueden modificarse radicalmente y ser operados desde diferentes posiciones en la cabina.

Después de reconocer las ventajas anteriores, General Motors ideó el concepto AUTOmomy, mismo que introdujo en el año de 2002. A fines de septiembre del año pasado, un prototipo funcional, llamado Hy-wire (de "hidrógeno por cable", en inglés) hizo su debut en el Salón del Automóvil en París.

El concepto AUTOmomy y el prototipo Hy-wire fueron creados, literalmente, de las ruedas para arriba. Ambos constan de un chasis delgado, parecido a una patineta, que contiene la celda de combustible, el motor eléctrico, tanques de almacenamiento de hidrógeno y los sistemas de conducción (véase la figura 5-2). No tienen motor de combustión interna, transmisión, árbol de levas, ejes ni articulaciones mecánicas.

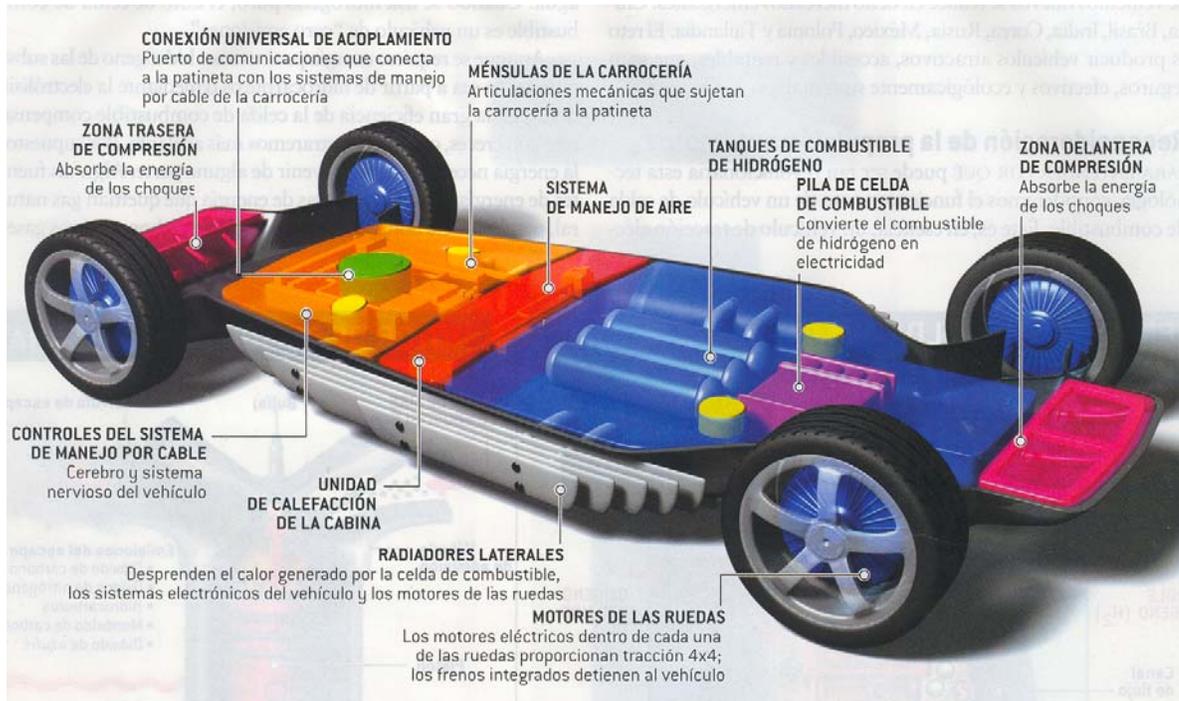


Figura 5-2. Chasis "patineta" del AUTOnomy

En un vehículo tipo AUTOnomy plenamente desarrollado, la tecnología de manejo por cable requiere de una simple conexión eléctrica y una serie de articulaciones mecánicas para unir el chasis y la carrocería. La segunda se inserta en el primero casi como una computadora portátil se conecta a una estación de acoplamiento. El concepto de un solo puerto eléctrico constituye una forma rápida y fácil de enlazar todos los sistemas de la carrocería -controles, energía y calefacción- con la plataforma. Esta sencilla separación de carrocería y chasis ayuda a que la primera sea ligera y no tenga complicaciones. Asimismo, la hace fácilmente reemplazable. En principio, bastaría con que el distribuidor o el propietario del auto "enchufara" un módulo intercambiable de carrocería, para que el vehículo fuera un auto de lujo hoy, una camioneta familiar la próxima semana y una minivan al año siguiente.

De manera muy similar a lo que ocurre con las computadoras, los sistemas del vehículo podrían actualizarse mediante software. En consecuencia, el personal de servicio podría descargar programas al gusto, para mejorar el desempeño del vehículo o para obtener características específicas de manejo y operación adaptadas a una marca particular de vehículos, un estilo de carrocería o las preferencias del cliente.

Con los controles electrónicos de manejo por cable, el conductor no necesita volante, palanca de velocidades ni pedales. El prototipo Hy-wire de GM está equipado con un control, llamado X-Drive, que puede moverse fácilmente para acomodarse a la posición de manejo de zurdos y diestros. El X-Drive funciona en forma parecida al manubrio de las motocicletas: el conductor acelera haciendo girar los manubrios y frena apretándolos. El conductor también tiene la opción de frenar y acelerar con la mano derecha o la izquierda; el freno tiene la prioridad en caso de señales ambiguas. El automovilista arranca el vehículo oprimiendo un solo botón, después de lo cual puede seleccionar una de tres funciones: neutral, avance o reversa. X-Drive elimina el tablero convencional de instrumentos y la columna de dirección, lo cual despeja el interior del vehículo y permite una colocación novedosa de los asientos y las áreas de almacenamiento. Por ejemplo, como no hay compartimiento para el motor, el conductor y todos los pasajeros tendrían mayor visibilidad y más espacio para las piernas que en los vehículos convencionales de la misma longitud.

Al bajar el centro de gravedad del vehículo y eliminar el bloque rígido del motor enfrente de los pasajeros, el chasis patineta AUTOnomy puede mejorar la suavidad de marcha, el manejo y la estabilidad más allá de lo posible con la arquitectura automotriz convencional (ver la siguiente figura 5-3).



Figura 5-3. Hy-wire Amplía el espacio interior.

Reorganización del sector automotriz

El diseño simplificado de un vehículo avanzado de celda de combustible, como lo dejan ver el concepto AUTOnomy y el prototipo Hy-wire, podría tener un profundo efecto en la manufactura de autos y quizá abriría el camino a la "reinvención de la industria del automóvil". La industria automovilística actual depende de grandes capitales y sus márgenes de ganancia son modestos. Aunque las compañías de autos manejan dinámicamente los costos de desarrollo y manufactura, el exceso de capacidad de producción en la industria global está reduciendo los precios de los vehículos. Al mismo tiempo, se sigue complicando la reglamentación sobre lo que los autos y camiones tienen que contener, lo cual incrementa los costos. Considerados en conjunto, los precios bajos y los costos altos están amenazando los márgenes de ganancia.

Sin embargo, un concepto como el de AUTOnomy podría cambiar significativamente el actual modelo de negocios. Probablemente reduciría los costos de desarrollo de vehículos, ya que los módulos podrían producirse en forma independiente, y resultaría más fácil y barato hacerle cambios a los módulos de carrocería y de chasis. Al igual que con las actuales plataformas de camiones, será posible diseñar el chasis sólo una vez para satisfacer diferentes estilos de carrocería. Estos componentes tendrían diferentes frentes y diseño interior. Quizá se necesitarían sólo tres modelos de chasis - compacto, mediano y grande- por lo que el volumen de producción sería mucho más grande que en la actualidad, lo que generaría economías de escala.

Tener muchos menos componentes y tipos de partes reduciría aún más los costos. Por ejemplo, el conjunto de celdas de combustible se crea a partir de una serie de celdas idénticas, cada una de las cuales consta de una lámina plana de cátodos y un componente similar de ánodos, separados por una lámina de polímero electrolítico. Dependiendo de los requerimientos de energía de un vehículo determinado (u otro dispositivo, como un generador estacionario de electricidad), puede aumentarse o disminuirse el número de celdas de la pila.

Aunque por el momento la tecnología automotriz de celda de combustible está lejos de ser económica (miles de dólares por kilovatio en el prototipo fabricado a mano), los costos están disminuyendo rápidamente. Si bien las celdas de combustible requieren actualmente de metales preciosos como catalizadores y de costosas membranas de polímeros, los científicos siguen buscando la forma

de reducir al máximo el uso de los primeros y de hacer más baratos los materiales de las membranas.

El concepto AUTOnomy también permite desacoplar la manufactura de la carrocería y del chasis. Un fabricante mundial podría construir y exportar los chasises mientras que las empresas locales construirían las carrocerías y ensamblarían los vehículos.

En los mercados de alto poder adquisitivo, un arreglo de este tipo significaría que cada tres o cuatro años podrían introducirse nuevos modelos de chasis -cuando las actualizaciones de software ya no pudieran otorgar el desempeño deseado-, pero los clientes podrían comprar una carrocería nueva cada año, o rentar una cuando lo desearan. Por otra parte, los consumidores que quisieran conservar la carrocería de su vehículo, pero que desearan un chasis de mejor desempeño, podrían comprarlo. En mercados menos acaudalados, el chasis constaría de hardware duradero y podría financiarse por periodos mucho más largos.

5-5 Almacenamiento de hidrógeno

Lo anterior no significa que se hayan superado todas las barreras técnicas en la ingeniería práctica de vehículos de celda de combustible. Hay todavía muchos obstáculos que deben ser superados para que los automóviles ofrezcan la comodidad y desempeño que los clientes esperan. Uno de los mayores retos es el desarrollo de una tecnología segura y efectiva, que permita almacenar a bordo el hidrógeno suficiente para hacer viajes de unos 450 kilómetros.

Cualquier tecnología aceptable debe durar lo suficiente para funcionar por lo menos 240,000 kilómetros, en un intervalo de temperaturas entre -40°C y 45°C . El proceso de carga de combustible debe ser sencillo y no requerir más de cinco minutos. Como se vio en el capítulo anterior, hay propuestas para almacenar el hidrógeno en forma de líquido, gas comprimido o estado sólido. Todas son promisorias, pero también presentan dificultades.

Lo más probable es que en un principio se utilicen tanques de gas comprimido, aunque la compresión representa un riesgo. En la actualidad, estos sistemas tienen unos 350 kilogramos-fuerza por centímetro cuadrado de hidrógeno, pero el objetivo es alcanzar los 700 kgf/cm^2 para aumentar la autonomía del vehículo. Para efectos de seguridad, el tanque debe tener una resistencia al estallido de por lo menos el doble de la presión del combustible. Los recipientes actuales son relativamente grandes y están hechos de materiales muy costosos, como la fibra de carbono, o muy pesados.

El hidrógeno también puede almacenarse en forma líquida, pero

se necesita una cantidad importante de energía para enfriarlo a la temperatura requerida (-253 °C). Además, diariamente se desprende del 3 a 14 por ciento del hidrógeno debido al calentamiento, lo cual constituiría un problema en el caso de que los autos permanecieran estacionados varios días entre uno y otro viaje.

Una solución a largo plazo es transportar hidrógeno sólido. Una alternativa es almacenado en forma de hidruros metálicos. Esta técnica es sencilla y segura pero se requiere de temperaturas entre 150 y 300 °C para extraer el hidrógeno del hidruro de metal. Para evitar la penalización de la energía, debe ser posible liberar el hidrógeno alrededor de los 80 °C. Aunque las investigaciones aún están en sus primeras etapas, el almacenamiento en estado sólido es tentador.

5-6 Reconstrucción de la infraestructura

Por históricos que puedan ser los cambios en el negocio automovilístico, éstos podrían quedar opacados por la posible influencia de los vehículos tipo AUTOnomy en el sistema mundial de abasto energético. Las celdas de combustible y la infraestructura de combustible con hidrógeno representan un problema similar al de la gallina y el huevo. No podemos tener un gran número de vehículos de celda de combustible sin la disponibilidad de combustible adecuada, pero no podremos crear la infraestructura requerida a menos que en las carreteras haya un número significativo de vehículos de celda de combustible. Entre las cuestiones clave que deben atenderse están el financiamiento de subsidios, los incentivos para desarrollar estaciones de combustible (como ya se vio en el capítulo anterior), la creación de normas y la educación generalizada sobre estos temas. También será necesario el apoyo del gobierno para realizar investigaciones que prueben la viabilidad de la infraestructura.

Ciertamente, la industria también tiene que poner de su parte en la compleja y costosa transición hacia una economía basada en el hidrógeno. GM está desarrollando una estrategia para colocar en el mercado productos provisionales basados en celdas de combustible con hidrógeno, que produzcan ingresos que ayuden a cubrir los más de cien millones de dólares que la compañía invierte al año en tecnología de celda de combustible, y que al mismo tiempo ofrezcan experiencias operativas en el mundo real.

Es probable que los generadores de celda de combustible lleguen al mercado primero para usos industriales y posteriormente domésticos, antes de que estén disponibles los vehículos de este

tipo. GM ha desarrollado prototipos de generadores estacionarios de celda de combustible, que funcionan con hidrógeno extraído de combustibles fósiles.

Dentro de pocos años, GM planea revelar una serie de generadores estacionarios de celda de combustible para sectores como los centros de datos digitales, los hospitales, las fábricas y las empresas de telecomunicaciones, los cuales requieren "energía de primera" o "energía garantizada" de alta confiabilidad y no pueden permitirse quedarse sin electricidad. El producto inicial será una unidad de 75 kilowatts, que incorpora un reformador que extrae el hidrógeno para la pila de celda de combustible a partir de gas natural, metano o gasolina. No se necesita ningún avance técnico sensacional para construir estos productos estacionarios de energía. Cuando estén en funcionamiento, estos sistemas descentralizados de energía también podrán usarse para reabastecer a los vehículos de hidrógeno.

Una vez que se disponga de métodos seguros y confiables de almacenamiento de hidrógeno, el procesamiento externo de combustible en las estaciones de abastecimiento se convertirá en un camino viable para generar el hidrógeno necesario para el transporte. Una ventaja del procesamiento de combustible, por supuesto, es que ya existe gran parte de la infraestructura requerida para implementado. Podrían instalarse reformadores de combustible o electrolizadores en las estaciones de gasolina, lo que le permitiría a los operadores locales generar hidrógeno allí mismo y surtirlo a sus clientes. Con este enfoque no habría necesidad de construir nuevos ductos ni de desmantelar la actual infraestructura de servicios automotrices.

Un sistema aún más radical consistiría en reabastecer los vehículos en casa o en el trabajo, mediante la red de distribución que actualmente suministra gas natural a usuarios domésticos y comerciales. En algunas zonas, los ductos de gas natural son tan comunes como las estaciones de gasolina, lo que hace que esta infraestructura sea el conducto ideal para el hidrógeno. El gas natural se transformaría en hidrógeno y se almacenaría en el vehículo. Otra posibilidad es que la electricidad de la red pública produzca el hidrógeno. La electricidad adquirida en horas no pico, podría llegar a ser una forma accesible de cargar combustible en algunas localidades (véase figura 4-2, del capítulo 4).

Con el tiempo, los vehículos podrían convertirse en generadores de energía que suministraran electricidad a casas y centros de trabajo. La mayoría de los vehículos están ociosos cerca del 90 por ciento del tiempo, así que imagínese el crecimiento exponencial que tendría la disponibilidad de energía si la actual red eléctrica pudiera

complementarse con la capacidad generadora de todos los autos y camiones estacionados a la entrada de las casas o en las cocheras. Si uno de cada 25 vehículos de California fuera actualmente de celda de combustible, su capacidad conjunta de generación superaría a la de la red pública de ese estado.

Podemos elegir entre muchas opciones para crear una red de distribución de hidrógeno. Aunque los escenarios que hemos trazado son viables, será el costo lo que determine en mayor medida el desarrollo de la infraestructura. En todo el mundo, las compañías de energía están estudiando la economía del hidrógeno. Recientemente, James Uihlein, de BP (British Petroleum) , declaró ante el Subcomité de Energía del Comité de Ciencias de la Cámara de Representantes de EUA., que puede generarse hidrógeno a partir de gas natural a un costo equiparable al del combustible convencional. Enfatizó el hecho de que el costo del hidrógeno por kilómetro de viaje es significativamente menor que el del combustible convencional, debido a la alta eficiencia del motor de celda de combustible. Según Uihlein, el alto costo actual del hidrógeno se debe a su transportación y distribución.

5-7 El hidrógeno

Dependiendo de los métodos de suministro, producción y distribución, el costo de un kilogramo de hidrógeno puede ser de cuatro a seis veces superior al costo de un galón de gasolina o combustible diésel. (Un kilo de hidrógeno produce la energía equivalente a un galón de combustible derivado del petróleo.) Empero, gracias a que es probable que un vehículo optimizado de celda de combustible tenga por lo menos el doble de eficiencia que un vehículo de motor de combustión interna, viajará el doble de distancia con ese kilo de combustible. Por lo tanto, el hidrógeno se volvería comercialmente viable si su precio por kilogramo al menudeo fuera el doble que el de un galón de gasolina. Los estudios recientes indican que, con la tecnología actual, el precio es 1.3 veces mayor de lo que quisiéramos.

Pero conforme mejoren el almacenamiento de hidrógeno, el procesamiento de combustible y las tecnologías de electrólisis, y a medida que aumente la demanda de hidrógeno, su costo habrá de acercarse a lo requerido. Creemos que, a pesar de las dificultades que implica, la infraestructura para los vehículos de celda de combustible se desarrollará rápidamente.

Mientras continúan las discusiones sobre la forma de crear la infraestructura necesaria, es interesante señalar que ya existe cierta

infraestructura de hidrógeno, muy en especial a lo largo de la costa del golfo de México, en EUA, y alrededor de Rotterdam, Países Bajos. El hidrógeno se produce en las industrias petroleras y químicas, así que actualmente fluye a través de ductos de cientos de kilómetros en numerosos países. La infraestructura existente produce al año alrededor de 540,000 millones de metros cúbicos de hidrógeno a partir de gas natural. En términos de energía, esto equivale a cerca de 140 millones de toneladas de petróleo al año, que es casi el 10% por ciento de los requerimientos del transporte actual. Aunque el hidrógeno que se produce actualmente tiene otros fines, lo importante es que ya se tiene experiencia en su generación y transporte.

Al igual que cualquier progreso que tiene el potencial de modificar por completo la tecnología dominante, la implementación de las celdas de combustible y la transición a una infraestructura energética basada en el hidrógeno llevará tiempo. Se planea por GM tener vehículos de celda de combustible, atractivos y a precios accesibles, para fines de este decenio y anticipamos que entre 2010 y 2020 los fabricantes habrán logrado instalar la base para apoyar una producción de gran volumen, lo que conducirá a un incremento significativo en la penetración de los vehículos de celda de combustible.

Debido a que se necesitan veinte años para dar una rotación completa a todo el parque vehicular, se requerirá por lo menos ese tiempo para apreciar en toda su extensión las ventajas ambientales y energéticas que ofrecen los vehículos de celda de combustible de hidrógeno. Pero el concepto AUTOnomy nos acerca a ese futuro y lo hace más claro. En lugar de la evolución histórica del automóvil, estamos siendo testigos del desarrollo de tecnologías revolucionarias que reinventarán el automóvil y su papel en nuestro mundo.

5-8 COMPARACIÓN DE EFICIENCIA DE UN MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA CON LA EFICIENCIA DE UNA CELDA DE COMBUSTIBLE.

FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA

EFICIENCIA HASTA DEL 30%

La mayoría de los autos usan un motor de combustión interna de cuatro tiempos. El pistón, que se mueve hacia arriba y abajo cuando gira el cigüeñal, empieza su carrera en la parte superior del cilindro. La válvula de admisión se abre y el pistón baja, lo que permite que la mezcla de aire y gasolina entre en el cilindro. El pistón sube de

nuevo y comprime la mezcla. La bujía se activa y enciende las gotitas de combustible. La carga comprimida explota e impulsa al pistón hacia abajo. La válvula de escape se abre y permite que salgan del cilindro los productos de la combustión (ver la siguiente figura5-4).

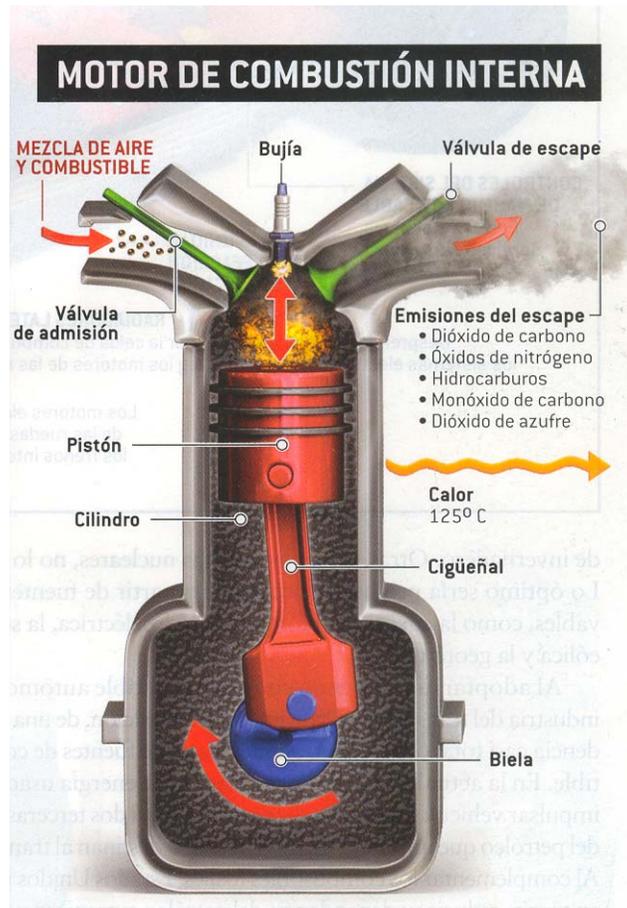


Figura 5.4. Funcionamiento del pistón-émbolo del MCI.

¿Son ineficientes los motores de combustión?

De un tanque de gasolina de 40 litros, sólo se utilizan ocho para hacer que el automóvil se mueva; los otros 32 se desperdician. Por esta razón, se desarrollan motores más eficientes para los combustibles alternos.

Un motor requiere de energía para hacer que un auto acelere, contrarreste la resistencia del aire y venza la fricción del suelo. El combustible provee la energía necesaria -en forma química- para tales fines y se oxida -con ayuda de las chispas de las bujías- para generar calor que el motor transforma en trabajo. Pero los motores

tradicionales sólo convierten una tercera parte del combustible en trabajo, a comparación del 80% en los autos híbridos y 72% en los de celda. La energía que se pierde por lo regular lo hace en forma de calor, en mover partes del auto y en bombeo de aire, entre otras tareas. En todos estos aspectos se puede mejorar la eficiencia de un motor. Si analizamos el proceso de un litro de gasolina, 62% se pierde en la fricción de las partes de la máquina, en bombeo de aire y en forma calórica. En el manejo en ciudad, otro 17% se desperdicia en el frenado y el arranque en los semáforos, 2% se gasta en accesorios como la bomba de agua, el aire acondicionado o el autoestéreo. Sólo alrededor del 20% se utiliza en la transmisión. En un vehículo convencional, solamente cerca del 20%, y el mejor de los casos podría llegar a ser del 30%, de la energía térmica de la gasolina se convierte en trabajo mecánico (ver la siguiente figura 5-5).

Los autos con motor a gasolina tienen un depósito que alimenta al motor, el cual propulsa una transmisión que hace girar las ruedas.

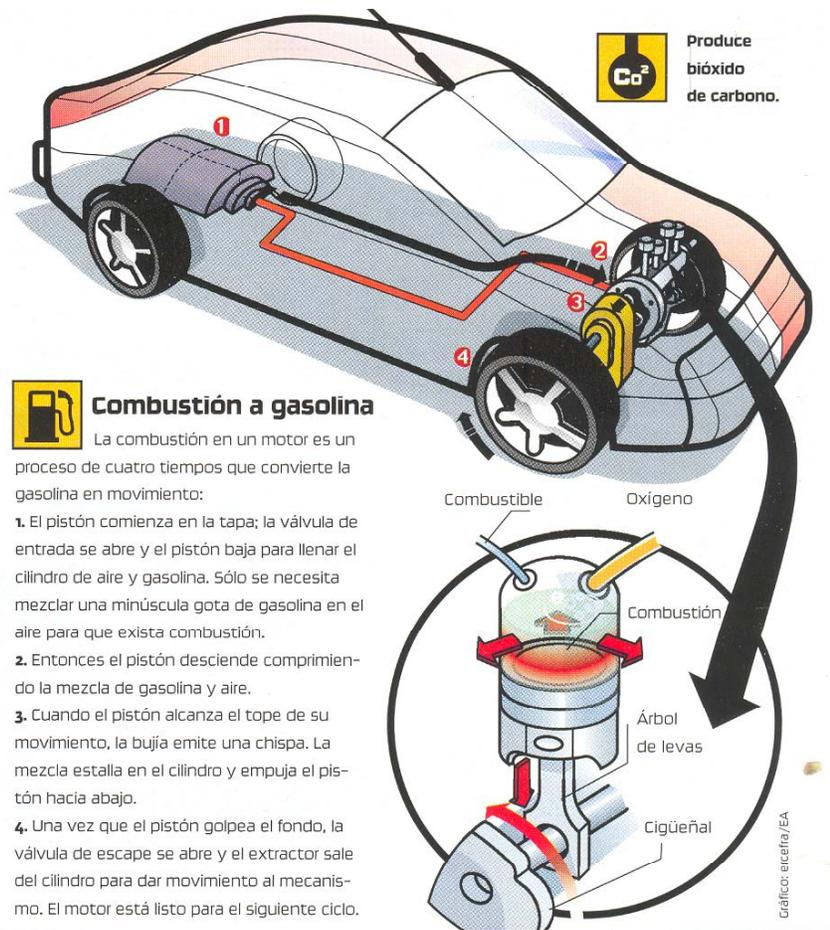


Figura 5-5. Eficiencia del motor de combustión de gasolina.

CELDA DE COMBUSTIBLE.

EFICIENCIA HASTA DEL 55%

La celda de combustible, con membrana de intercambio de protones (MIP) comprende dos electrodos delgados y porosos, un ánodo y un cátodo, separados por una membrana electrolítica de polímero que sólo deja pasar a los protones. Un lado de cada electrodo está revestido de catalizadores. Después de que entra el hidrógeno [1] el catalizador del ánodo lo separa en electrones y protones [2]. Los electrones impulsan el motor al desplazarse [3], mientras los protones atraviesan la membrana [4] hacia el cátodo. Su catalizador combina los protones con los electrones que regresan y oxígeno del aire para formar agua [5]. Las celdas pueden apilarse para producir mayor voltaje [6].

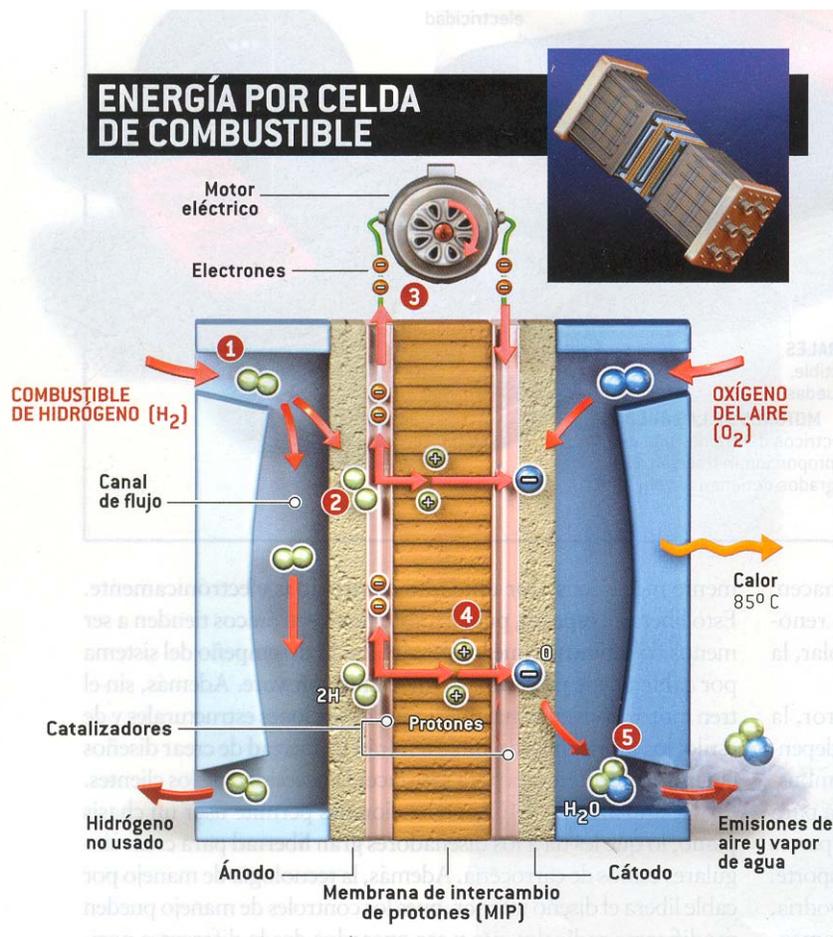


Figura 5.6. Funcionamiento de la celda de combustible.

Oxígeno + hidrógeno = electricidad

La electrólisis, como ya vimos en el capítulo II., es el proceso por el

cual el agua se descompone por medio de electricidad. Con un proceso inverso las celdas de combustible utilizan oxígeno e hidrógeno para generar energía. Ésta se almacena en baterías para alimentar el motor(ver figura 5-7).

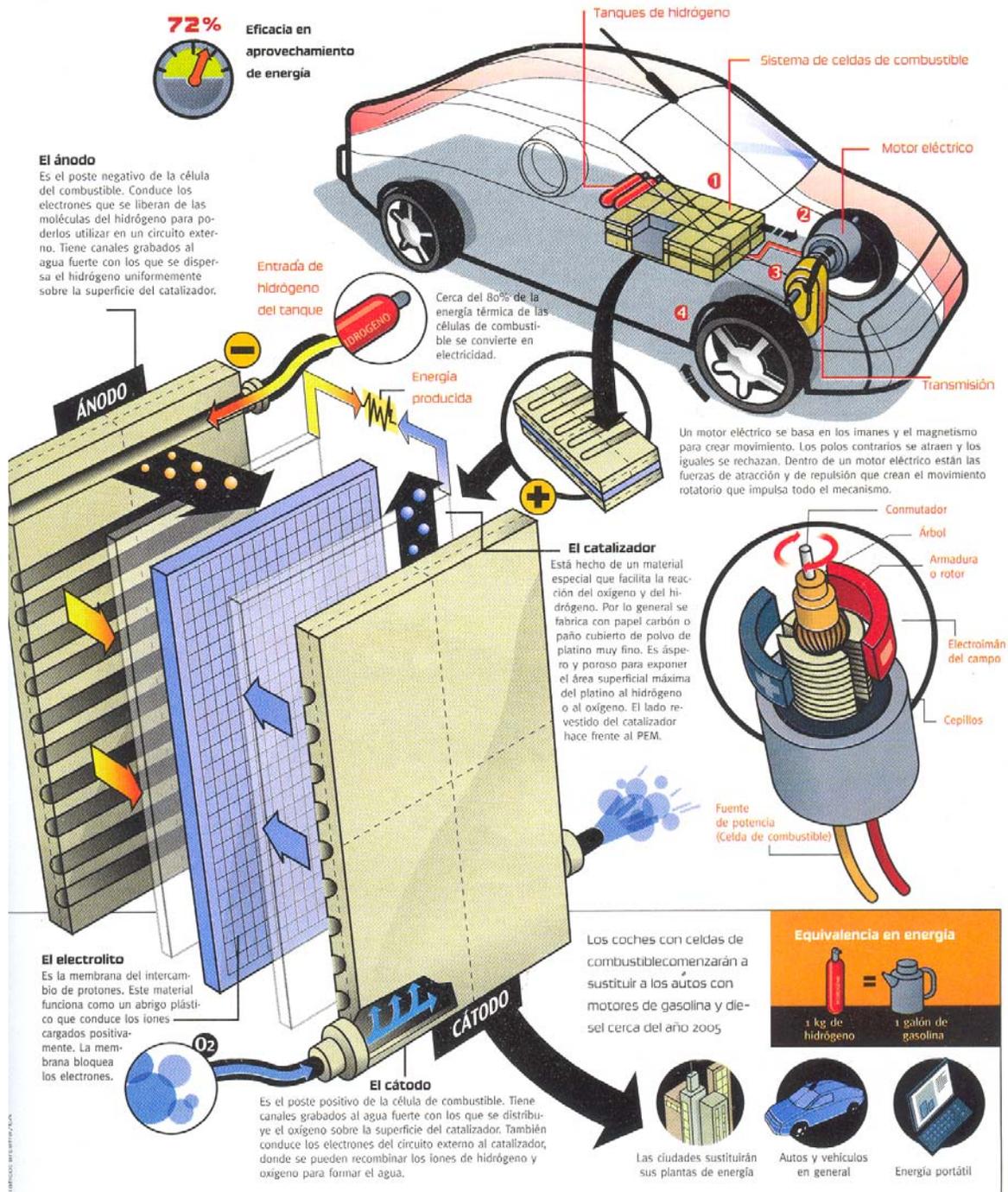


Figura 5-7. Eficiencia de la celda de combustible.

5-9 Vehículos híbridos

Cualquier vehículo es un híbrido cuando utiliza dos distintas fuentes de poder. Por ejemplo aquellas viejas motocicletas que permitían pedalear cuando el combustible se acababa son una excelente muestra de un transporte de este tipo, ya que combinaba la fuerza motriz humana con un motor de gasolina, o bien los submarinos que utilizan energía nuclear y diesel. Los autos de los que hablaremos en este caso toman su poder de la gasolina y la electricidad.

La estructura de un híbrido puede ser de dos clases: paralela o en serie. En la primera, un motor eléctrico y otro a gasolina envían la potencia a la transmisión, mientras que en la segunda, un motor a gasolina hace que trabaje un generador, y éste es el que se encarga de impulsar las ruedas; el motor de gasolina nunca mueve el vehículo directamente.

Muchos se preguntarán por qué diseñar un auto tan complejo, pero la respuesta está en su rendimiento de combustible, el cual es mucho mayor a los estándares que marcan que un automóvil nuevo debe recorrer 100 km con tan sólo 8.55 litros, ya que estos vehículos lo hacen con apenas 3.92 litros en promedio. Otra de sus ventajas es la reducción de la emisión de gases, la cual está muy por debajo de los 2.1 gramos de monóxido de carbono por kilómetro que se requieren para ser denominado como vehículo de baja emisión por el estado de California (véase Tabla I).

LOS TRES EN EL MERCADO			
VEHÍCULOS HÍBRIDOS			
Modelo	Honda Civic Hybrid 2003	Honda Insight 2003	Toyota Prius 2003
Tipo de gasolina	Regular	Regular	Regular
Kilómetros por litro	20.4	23.8	20.4
Emisiones (tons.)	4.0	3.5	4.0
Tipo de vehículo	Compacto	Compacto	Compacto
Tamaño del motor (l)	1.3	1.0	1.5
Cilindros	4	3	4
Transmisión	Automática	Automática	Automática

Tabla I. Fabricantes de autos híbridos.

¿Por qué construir un coche tan complejo?

Puede ser que te preguntes por qué alguien construiría una máquina tan complicada cuando la mayoría de la gente es feliz con vehículos con motor de gasolina. La razón es doble: para reducir emisiones del tubo de escape y para mejorar el kilometraje. Estas metas en verdad se entretajan con firmeza. Además, los híbridos son sólo un paso hacia el uso de celdas de combustibles.

5-10 Estructura básica

Las partes fundamentales de un automóvil híbrido son:

- Motor a gasolina. Un motor tradicional, como el que encontramos en cualquier vehículo pero de mucho menor tamaño y con tecnología que reduce las emisiones e incrementa la eficiencia.

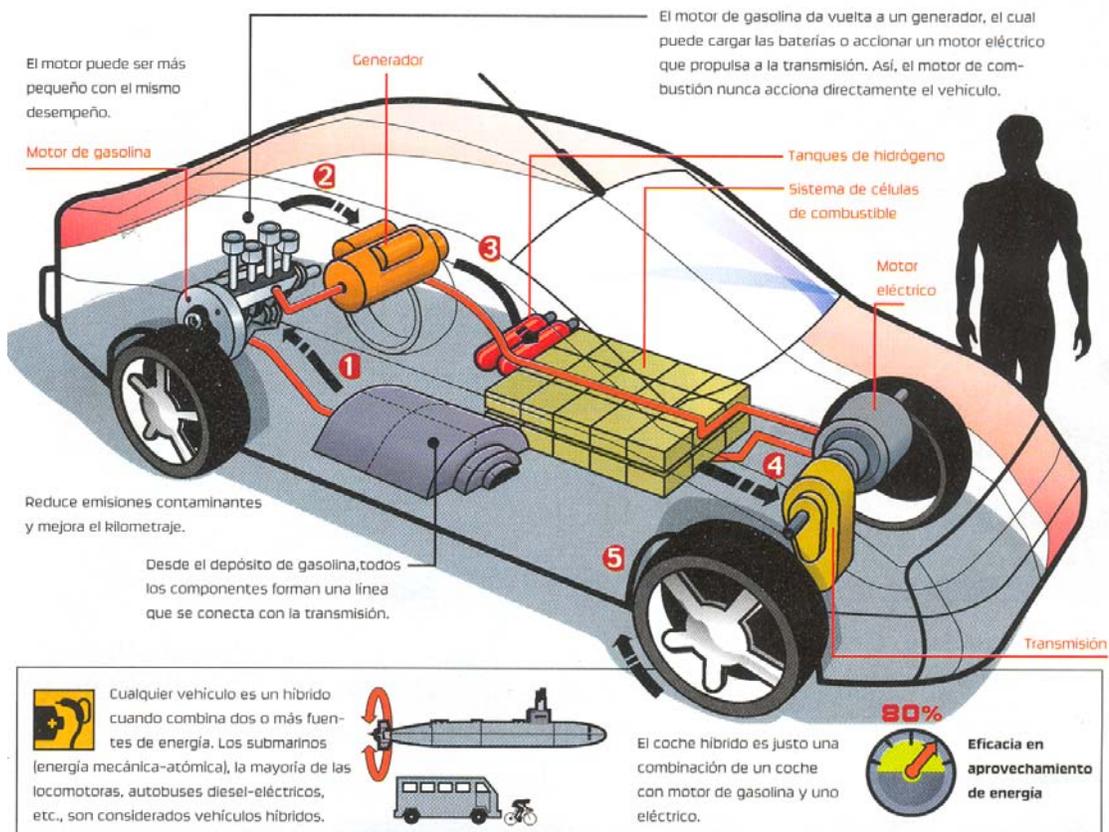


Figura 5-8 Estructura básica.

- Tanque de gasolina. Es lo que hace que funcione el motor a gasolina. Es indispensable, ya que en densidad, de energía, cuatro litros de gasolina generan el mismo poder que una batería de casi media tonelada.
- Motor eléctrico. No es un motor normal, es sofisticado y cuenta con avanzados dispositivos electrónicos que hacen que trabaje como generador, ya que al acelerar, el motor consume energía, pero al frenar, esa misma energía es enviada de regreso a las baterías.
- Generador. Se utiliza únicamente para producir electricidad y es muy similar a un motor eléctrico.
- Baterías. Son usadas para ,almacenar la energía que necesita el motor eléctrico y demás funciones del auto.
- Transmisión. Es muy semejante a la de los vehículos convencionales y realiza la misma función.

5-11 Desempeño y eficiencia

La clave para un híbrido está en el reducido tamaño del motor a gasolina, el cual debe ser mucho más chico que el de un auto convencional pero a la vez más eficiente. La pregunta es cómo un motor más pequeño puede desarrollar el poder al que estamos acostumbrados.

Por ejemplo en uno de los llamados musclecars de ocho cilindros, el motor nunca se desempeña a todo su potencial (esto sólo se logra en el 2% de las veces), pero en el caso de los híbridos, la pequeña máquina da la potencia requerida para que el auto se mueva a una velocidad suficiente para el manejo en condiciones normales. En el momento en que se requiere potencia extra para subir una cuesta o para acelerar de imprevisto, esta energía adicional la proveen la batería y el motor eléctrico, por lo que sólo se gasta el combustible indispensable.

Además de su pequeño tamaño y gran eficiencia, el motor de los autos híbridos tiene otras características para hacer rendir el combustible. Estos vehículos recuperan energía y la almacenan. Cuando se frena en un auto convencional, se pierde la energía cinética del auto, pero en un auto híbrido, dicha energía se deposita en la batería gracias a los frenos regenerativos que hacen que el motor eléctrico funcione como generador y mande la energía al acumulador para su almacenamiento.

Otra forma de eficiencia se muestra cuando se apaga el motor de gasolina y sólo trabaja el motor eléctrico, por ejemplo, cuando el vehículo está parado en un alto o estacionado pero encendido. Claro,

también se utilizan las técnicas de los autos convencionales, tales como diseños aerodinámicos que contrarrestan la fricción del aire, llantas que favorecen la tracción y materiales ligeros.

Para RicR Wagoner, presidente mundial de General Motors, el ofrecer sistemas híbridos de propulsión es un compromiso de su compañía. sobre lo cual comenta: "Aunque el mercado de híbridos actual representa un volumen relativamente pequeño, se está preparando para satisfacer la demanda a medida que se desarrolle." GM pretende entrar al mercado de los híbridos con la GMC Sierra y la chevy Silverado para el próximo año. "Como los híbridos tienen un costo mayor al de los vehículos convencionales, los incentivos fiscales al consumidor jugarán un papel crucial para ganar aceptación en el mercado al hacer que estas tecnologías sean más accesibles", agrega Wagoner.

Para muchos, los autos híbridos son simplemente un paso para acostumbrarnos al uso de otro tipo de carburantes, ya que en el muy probable caso de una crisis energética, la solución estaría en los automóviles que bajo el cofre tengan motores que no requieran gasolina para funcionar: los autos con celdas de combustible.

5-12 El primer autobús de hidrógeno fabricado en España circula ya por Madrid

El presidente del grupo Fiat, Humberto Agnelli, entregó el Lunes 31 de Marzo de 2003, al alcalde de Madrid, José María Álvarez de Manzano, las llaves del primer autobús fabricado en España que utiliza hidrógeno. El vehículo, forma parte de un programa europeo para desarrollar la aplicación del hidrógeno como combustible del transporte público, sin generar contaminación. Fiat fabricará otros tres autobuses del mismo modelo para Turín, Berlín y París.

En mayo entraron en servicio otras 30 unidades fabricadas por Mercedes

Benz para diez ciudades europeas, entre ellas Madrid y Barcelona. La gran desventaja de este vehículo limpio es el enorme costo del hidrógeno (generación, manejo y almacenamiento).

El autobús presentado el lunes 31 de marzo de 2003, es un costosísimo prototipo fabricado íntegramente en España, de acuerdo a los requerimientos de la Empresa Municipal de Transporte de Madrid, que es quien va a poner a prueba el vehículo durante un año. De este prototipo ya funciona una unidad en Turín, y a partir de 2005 se entregarán otras dos destinadas a Berlín y París. La ini-

ciativa pertenece al programa City Cell de la Unión Europea, apoyado por 5,45 millones de euros, más una contribución de 2,6 millones de euros del Ministerio de Ciencia y Tecnología, y 320,000 euros de la Comunidad de Madrid.

El prototipo empezó a prestar servicio regular por las calles de Madrid a finales de abril, en las mismas condiciones que el resto de autobuses.

Este hecho ha condicionado su construcción. Dispone de autonomía para unos 300 kilómetros, el recorrido que suele hacer un autobús urbano durante doce horas, y su velocidad punta es de 75 kilómetros por hora. Aparte de no contaminar, su gran ventaja, y al mismo tiempo su mayor riesgo, es que es silencioso, como cualquier vehículo eléctrico (ver figura 5.8). Ha costado tres años ponerlo a punto. No ha sido fácil coordinar a los fabricantes de todos los componentes de una celda de combustible para desplazar el vehículo, según Enrico Durelli, responsable del proyecto que dirige desde Génova, Italia.



Figura 5.8. El primer autobús de hidrógeno que circula por Madrid.

5-13 Emisiones cero

La ventaja de este prototipo sobre los que ha desarrollado Mercedes Benz es que resulta más barato, porque se requiere una celda de combustible de menor potencia. Este elemento es la clave del vehículo. Una celda de combustible, como ya se vio en el capítulo anterior, es como una batería que funciona mientras sea alimentada, en este caso por hidrógeno. La celda consiste en dos electrodos que revisten un electrolito. Por un electrolito entra hidrógeno y por el otro oxígeno. La reacción producida permite obtener electricidad. El proceso produce además calor y agua.

De momento no existen en el mercado celdas de hidrógeno. Hay algunos fabricantes (canadienses y estadounidenses), pero no las venden: las prestan a razón de 16,000 euros por cada kilovatio de potencia (ver tabla II.).

Principales diseñadores de celdas de combustible para automóviles

DaimlerChrysler AG Stuttgart-Mahringen, Alemania

Ford Motor Co. Dearborn, Michigan, EE.UU.

General Motors Corro Detroit, Michigan, EE.UU.

Honda Motor Company Ltd. Tokio, Japón

PSA Peugeot Citroen ..París, Francia

Renault.Nissan Alliance . París/Tokio

Toyota Motor CorroAichi, Japón

Tabla II.

Las utilizadas para impulsar, un autobús rondan los 300 kilovatios de potencia instalada. La mayor parte de esta energía se consume en el arranque, mientras que para circular sólo requiere 60 kilovatios, que es la potencia de la celda del combustible del modelo Irisbus de Iveco. La energía necesaria para el arranque la obtiene de unas baterías que se recargan y mantienen en los procesos de frenado, muy frecuentes en un autobús de uso urbano. Por eso este modelo es híbrido (celda de combustible, más baterías). Los 30 que fabrica Mercedes para diez ciudades, europeas se alimentan exclusivamente por celdas de combustible. Carecen de baterías.

Al menor costo, se le añada otra ventaja. Si por cualquier circunstancia la celda de combustible tuviera una avería, las baterías le proporcionarían la energía suficiente para desplazarse

hasta las cocheras desde cualquier punto de la ciudad donde se encuentre. En las cocheras, precisamente se inauguró, el 29 de Abril de 2003, la estación de aprovisionamiento de hidrógeno, un proyecto desarrollado por Repsol-YPF y Air Liquide a partir del gas natural. Esta estación de hidrógeno es la tercera operativa de Europa, después de las existentes en Munich y Hamburgo, y también la tercera del mundo (tras California y Osaka) en la que el hidrógeno se desarrolla in situ. En las cocheras de la empresa municipal de transporte en, Fuencarral, se abastecerá de combustible también a las otras tres unidades fabricadas por Mercedes, que prestarán servicio en las principales rutas de la ciudad. El autobús Irisbus/Iveco propulsado por hidrógeno no sólo no produce ningún tipo de ruido. Su emisión contaminante es nula. Sólo desprende vapor de agua (ver la siguiente figura 5-9).

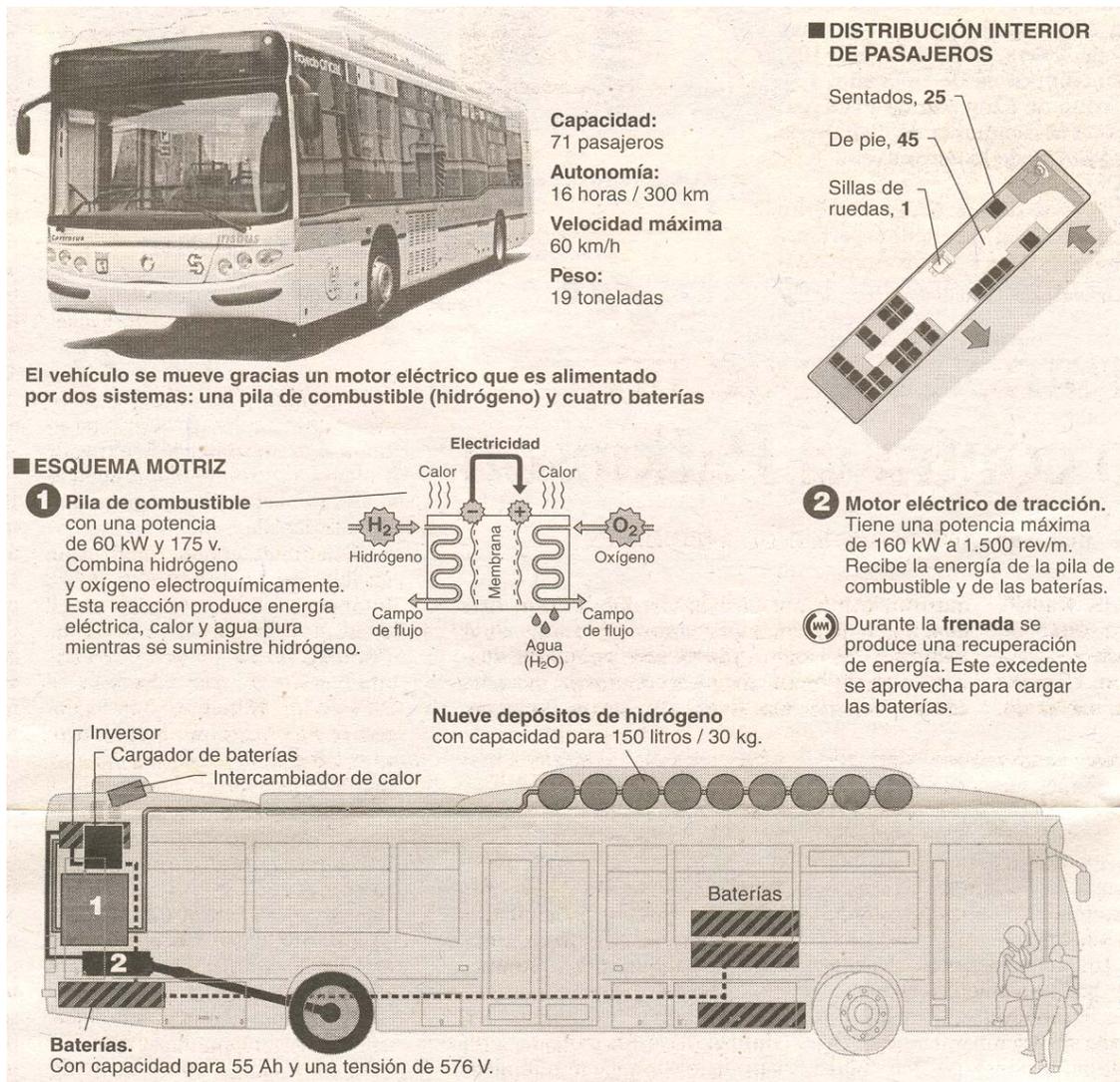


Figura 5.9. El nuevo autobús híbrido.

5-14 Europa prueba 34 unidades

Los cuatro autobuses que IrisbusIveco pondrá en circulación impulsados por hidrógeno no son los únicos. Simultáneamente la Unión Europea patrocina el programa CUTE (Clean Urban Transport for Europe) en el que participa Mercedes ICitaro con 30 unidades que se desplazarán por las ciudades de Ámsterdam, Hamburgo, Londres, Luxemburgo, Madrid, Barcelona, Oporto, Estocolmo, Stuttgart y Reikiavik.

En el caso de Barcelona, será BP la compañía que proporcionará hidrógeno obtenido mediante un proceso de electrólisis, alimentado por paneles solares.

A diferencia de los vehículos IrisbusIveco los Citaro no son híbridos. La energía de su motor eléctrico será generada exclusivamente por la pila de combustible según las especificaciones del modelo ya probado en Vancouver (Canadá), donde se encuentra la firma Ballard, uno de los escasos fabricantes en el mundo de celdas de combustibles.

Madrid es la primera ciudad en estrenar el Citaro. Cada urbe tiene a prueba diferentes procedimientos de obtención de hidrógeno (electrólisis, gas, energía solar, eólica, geotérmica).

5-15 Altos costos económicos e inconvenientes técnicos

Aunque atractiva y con posibilidades de futuro, la utilización del hidrógeno como combustible básico resulta demasiado cara en la actualidad para que se pueda considerar una alternativa real a los combustibles fósiles e incluso a las energías renovables. Se estima que el hidrógeno resulta 50 veces más caro de producir que la gasolina y su fama de combustible limpio empalidece cuando se recuerda que el 95% del hidrógeno que se produce hoy en el mundo procede de combustibles fósiles, como el gas natural, y que en su fabricación se producen emisiones de gases de efecto invernadero (como ya se vio en el capítulo I). Sin embargo, como ya se estudió en el capítulo II, se puede producir hidrógeno, a partir del agua, con otras fuentes de energía, como la hidroelectricidad y la solar, y también a partir de la biomasa. Y además, la utilización del hidrógeno tiene la ventaja de que no produce contaminación, un factor a tener en cuenta desde el punto de vista sanitario y ambiental en las grandes ciudades.

Como ya se estudió en los capítulos II, III y IV, en todas las fases de la producción de energía con hidrógeno existen todavía problemas,

bien por lo caras que resultan o por falta de una tecnología idónea. La producción, el transporte, el almacenamiento distribución son áreas en las que no se ha alcanzado el desarrollo óptimo para popularizar este combustible. El hidrógeno se puede transportar en forma de gas por tuberías o en cilindros y cubas a alta presión y también se puede licuar, para lo cual hay que mantenerlo muy frío durante el transporte y almacenamiento, un factor que lo encarece todavía más.

5-16 Celdas de combustible

Las celdas de combustible, que utilizan hidrógeno y oxígeno para producir electricidad por un proceso electroquímico sin ruido y sin contaminación, se han perfeccionado hasta conseguir algunos tipos que son aptos para los vehículos de transporte y que tienen la gran ventaja de que resultan mucho más eficientes que la combustión típica en un motor de explosión. Se trata de las celdas de membrana polimérica que funcionan a baja temperatura. Otras celdas, más grandes y aptas para producir electricidad en instalaciones estáticas, funcionan a alta temperatura. En ambos casos se suelen utilizar materiales caros, que además tienden a degradarse, lo que hace que disminuya con el tiempo el rendimiento de la celda. También existen problemas potenciales de seguridad.

Casi todos los fabricantes de automóviles tienen un programa de investigación en celdas de combustible, con hidrógeno u sustancias ricas en hidrógeno como el metanol, y existe un reciente apoyo institucional a largo plazo en Estados Unidos y en la Unión Europea, pero nadie oculta que falta un largo camino por andar.

5-17 Producción de hidrógeno

La segunda salida al círculo vicioso del hidrógeno -cómo obtener hidrógeno sin consumir combustibles fósiles y sin emitir dióxido de carbono- son las energías renovables, como la solar o la eólica.

Las renovables, consideradas en general limpias, proporcionarían la energía necesaria para obtener hidrógeno a partir de agua -una reacción simple y no contaminante-. El hidrógeno, en este caso, también es un intermediario, pero proporciona una ventaja importante: sirve para almacenar la energía que generan las

renovables. "El problema con las renovables es que dependes de que haya viento o sol. No hay una buena forma de almacenar la energía cuando sobra, para usarla después. El hidrógeno es una solución", explica García Ybarra.

Pero ¿bastarán las renovables para producir todo el hidrógeno necesario? La mayoría de los expertos consultados cree que no. "Las renovables coexistirán con las convencionales", dice un experto. Lo cierto es que la Comisión Europea se ha marcado objetivos concretos: para 2010, el 22 % de la electricidad deberá proceder de fuentes renovables.

Para algunos, esto es un gran paso; para otros, el vaso está medio vacío. Las organizaciones ecologistas, de hecho, no considerarán el hidrógeno como la salvación energética del futuro hasta que no esté claro su vínculo a las renovables. El responsable de energía de Greenpeace España, José Luis García, afirma tajante: "Sin el apoyo a las renovables, el hidrógeno no evitaría perpetuar la dependencia de las energías sucias. Las renovables necesitan al hidrógeno, y viceversa. Si no se apuesta por ambos a la vez, no se ha hecho nada. En esto [vincular el hidrógeno a las renovables], Europa se podría distinguir del plan de Bush, que sólo busca mantener el control del sistema energético en manos de las mismas multinacionales de los combustibles fósiles y nucleares".

No es probable que todos los coches con hidrógeno sean como Hy-wire, sobre todo porque al menos seis compañías -Toyota, Mercedes, Ford, Honda, Peugeot y Renault, además de General Motors- han sacado ya prototipos. De momento son invendibles. Aún hay que abaratar mucho y mejorar las prestaciones de las celdas de combustible. Pero además está el pequeño detalle de que estos coches casi no tienen donde repostar. No hay más de una decena de hidrogeneras en total entre Estados Unidos y Europa.

¿Qué dice la bola de cristal? "Las estimaciones más aceptadas son que dentro de una década habrá hidrogeneras, o como se las quiera llamar, en lugares específicos para que reposten flotas de vehículos, como autobuses urbanos, por ejemplo". "En la década siguiente, ya se irán construyendo canalizaciones que llevarán el hidrógeno hasta el consumidor final". ¿Y para cuándo estará el hidrógeno del todo extendido? "Quizá en 30 ó 40 años".

Bibliografía.

- ❖ Edición española de Scientific American
El vehículo del cambio
Barcelona (España), diciembre de 2002

- ❖ EL PAÍS, martes 1 de abril de 2003. España

- ❖ EL PAÍS, lunes 16 de junio de 2003. España

- ❖ EL PAÍS, SEMANAL
Número 1,398
Domingo 13 de julio de 2003

- ❖ Popular Mechanics
Año 56/No. 09/Septiembre de 2003
México

- ❖ www.humboldt.edu/

Capítulo 6

Hacia un sistema energético sin carbono

6-1 Cambio de combustibles fósiles por hidrógeno

Por lo que ya se ha discutido, en capítulos anteriores, la humanidad dispone ya de los recursos y de las tecnologías que se necesitan para transitar hacia un futuro energético sustentable.

Hay una solución definitiva para lograr ese sistema energético sustentable, eliminando los impactos actuales sobre el medio ambiente debidos al uso de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y de la energía nuclear de fisión (contaminación radiactiva). Esa solución consiste en establecer un sistema energético sin carbono basado en el hidrógeno obtenido mediante el aprovechamiento de la energía solar.

Como ya se señaló en el texto del capítulo IV. Que en una de sus anticipaciones geniales Julio Verne en "La isla misteriosa", escrita 1874, hace decir a uno de sus personajes.

"¿Qué se quemará en lugar del carbón? El agua, pero descompuesta en sus elementos constitutivos y descompuesta sin duda por la electricidad que se habrá convertido para entonces en una fuerza poderosa y manejable".

Actualmente, a principios del siglo XXI, podemos ampliar la pregunta para incluir a todos los combustibles fósiles: el petróleo y el gas natural además del carbón.

El interés por lo que se llamó "la economía del hidrógeno" aparece en los años setenta del siglo XX, motivado en gran parte por las crisis petroleras que caracterizaron esa época.

Se celebraron dos importantes congresos internacionales sobre ese tema en 1974 Y 1976 en Estados Unidos y una reunión europea ese mismo año de 1976. Con la caída de los precios del petróleo a mediados de los años ochenta, resultado de una oferta abundante de hidrocarburos que hace olvidar la preocupación por su agotamiento en un tiempo relativamente corto, el interés sobre la producción y utilización del hidrógeno disminuye, lo cual se debe también al predominio de las políticas económicas neoliberales que se guían por las señales del mercado y por lo tanto de los costos y

precios a corto plazo.

Sin embargo a principios del siglo XXI el interés por el hidrógeno como energético reaparece, debido a la preocupación por el aumento de la temperatura en la superficie de la tierra y el consecuente cambio climático global. Para reducir ese fenómeno hay que disminuir el uso de combustibles fósiles e incluso a largo plazo, suprimirlo. Esto implica que la producción de su posible sustituto, el hidrógeno, debe obtenerse por el uso de fuentes energéticas que no incluyan carbono, principalmente por el aprovechamiento directo e indirecto de la energía solar.

Como lo señala el Dr. Klauss Foster, director del proyecto de la primera planta experimental de hidrógeno solar, instalada en Alemania a principios de la última década del siglo XX, la radiación solar que llega a nuestro planeta cada 30 minutos de insolación es igual a la demanda anual mundial de energía primaria.

El problema es como aprovechar esa energía difusa e intermitente. El tiempo de insolación aprovechable a plena carga es en promedio de 1000 horas en las zonas templadas de la tierra y de unas 2000 horas en las zonas más soleadas. Por otra parte la potencia solar con la máxima insolación es del orden de 1 KW/m^2 . Las eficiencias de conversión de esa energía solar en electricidad son actualmente alrededor del 10% usando celdas fotovoltaicas, que podrían aumentar en el futuro a un 20%. Todo esto significa que con la tecnología disponible, que es costosa, solo se aprovecha una fracción pequeña de la energía solar incidente. Las investigaciones en curso pretenden ampliar ese aprovechamiento y disminuir los costos de conversión.

La intermitencia de la energía solar obliga a desarrollar medios de almacenamiento para poder adaptar la oferta variable de energía solar a las características de la demanda de los consumidores de energía, lo que añade un costo adicional a su aprovechamiento.

Uno de los procedimientos para lograr ese almacenamiento es la producción de hidrógeno mediante la descomposición electrolítica del agua, utilizando electricidad producida por el aprovechamiento directo o indirecto de energía solar.

El hidrógeno, utilizado como medio de almacenamiento de energía y como energético secundario completando o sustituyendo al gas natural, presenta importantes ventajas: no causa ningún impacto

negativo sobre el medio ambiente en su producción, si se obtiene por descomposición electrolítica del agua mediante electricidad producida a partir de la energía solar, ni en su utilización ya que su combustión produce agua; solo si se quema a muy alta temperatura pueden producirse óxidos de nitrógeno por oxidación del nitrógeno del aire.

El hidrógeno no es tóxico y puede transportarse y almacenarse utilizando la infraestructura desarrollada para el gas natural. Puede introducirse gradualmente inicialmente mezclado con el gas natural, y puede convertirse a otras formas de energía: térmica, mecánica y eléctrica.

La eficiencia en su producción electrolítica, tomando en cuenta la eficiencia de electrolizador y las pérdidas por almacenamiento, es del orden del 75%. Su conversión a calor es muy eficiencia ya que la eficiencia de las calderas (generadores de vapor) es de alrededor del 90%. La conversión en energía mecánica mediante motores de combustión interna o turbinas de combustión se hace con eficiencias de un 30%. La conversión en energía eléctrica mediante celdas de combustible puede alcanzar una eficiencia del 60%, que aumenta a 85% si se aprovecha el calor producido por la celda de combustible.

En cuanto a costos de la energía obtenida de un sistema de hidrógeno solar, estos son todavía muy altos. En los años noventa del siglo pasado se estimó que 0.35 m³ de hidrógeno almacenado, que equivalen a un KWh, costarían 30 veces más que la misma cantidad de energía almacenada en forma de gas natural.

En la planta experimental de hidrógeno solar, instalada en Alemania por Siemens y otras empresas, se utiliza un sistema fotovoltaico para obtener la electricidad utilizada en la descomposición electrolítica del agua y se investigan todas las etapas del proceso, incluyendo la producción y almacenamiento del hidrógeno, sus diferentes aplicaciones como un vector de energía, pero se estudian también sistemas híbridos, que utilizan gas natural e hidrógeno y que pueden dar lugar aplicaciones prácticas a más corto plazo.

6-2 El transporte de energía a largas distancias por gasoductos a presión, es hasta ocho veces más barato que por conducciones eléctricas.

En el análisis sobre la construcción de centrales termoeléctricas se ha concluido que, independientemente de que el tipo de combustible

fósil utilizado sea carbón, petróleo o gas natural, o de que se trate de centrales nucleares en donde se origine el calor a partir de la desintegración o nuclear, existe una tendencia centrífuga según la cual se evita su localización dentro de las aglomeraciones de población o industriales por razones de seguridad, para trasladarlas lejos, si es posible a lugares poco poblados o a aguas costeras en donde existan suficientes medios de refrigeración. Naturalmente, el fallo principal de esta localización es que causa un encarecimiento del transporte de energía desde los centros productores de corriente eléctrica a los centros de consumo. El transporte de la corriente mediante líneas de alta tensión a distancias de 1000 km es demasiado caro. ¿Pero existe una alternativa más económica para el transporte de energía a larga distancia? El "ejemplo crucial" nos lo proporciona la ciudad más grande de Estados Unidos que derrocha más energía: Nueva York. La fuente principal de energía primaria para Nueva York es el gas natural de Texas, que a través de gasoductos de casi 2000 km de longitud fluye de sur a norte. De este gas, tal como es norma en los Estados Unidos de América (E.U.A.), se transforma en electricidad en el lugar de producción sólo el estrictamente necesario (aproximadamente 20 %) y el otro 80 % restante ya no sufre las pérdidas que origina su transformación en corriente y su transporte por las líneas de alta tensión, sino que se transporta con bajos costos de inversión y mantenimiento hasta el consumidor a través de conducciones de acero a alta presión. De estos costos existen datos de la "American Gas Association" (6-1) que comparan los gasoductos y las líneas eléctricas en función de la distancia. En la fig. 6-1, tomada de la obra "Hidrógeno solar y energía para el futuro", en las abscisas se representan las distancias del transporte de 0 a 1000 km, en las ordenadas de la derecha la inversión necesaria en DM/kW (donde DEM son Marcos Alemanes) y en las ordenadas de la izquierda se da el mismo dato en DM/kcal/h, para una mejor comprensión. Las diferencias que se observan son notables; la inversión necesaria para una distancia de 1000 km es de 40 DM/kW para el gas natural y 250 DM/kV para una línea eléctrica de 500 kW, precio este último que ya se alcanza para el transporte a 100 km mediante cable subterráneo.

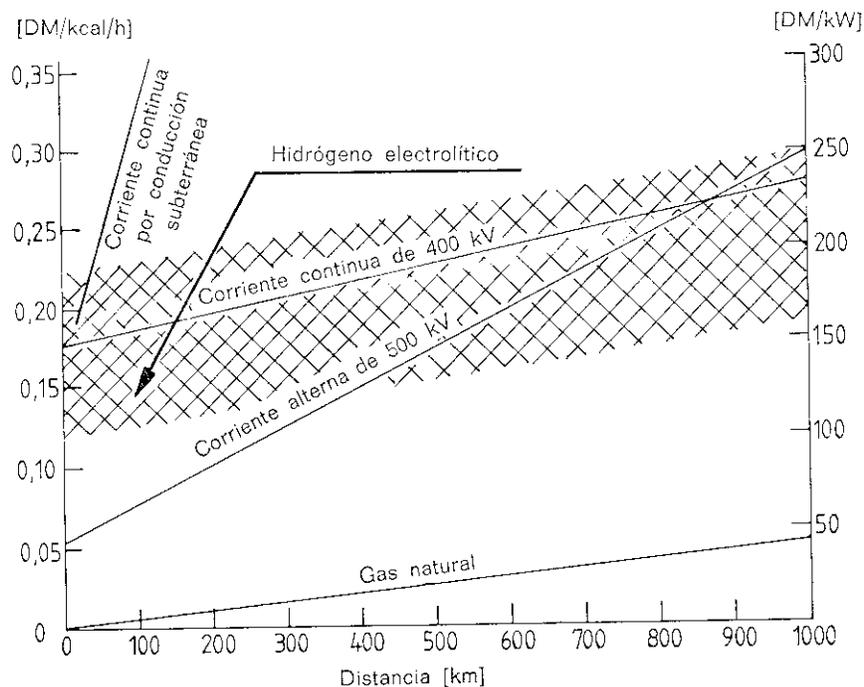


Fig. 6-1. Comparación de los costos de transporte en DM/ kcal/ h (ordenada de la izquierda) o en DM/kW (ordenada de la derecha) en función de la distancia de transporte en km (abscisa). Se comparan, gas natural (recta inferior, CH₄)' corriente alterna de 500 kV (recta central), corriente continua de 400 kV. Y corriente continua por cable subterráneo (las dos rectas superiores). La zona cuadriculada corresponde al transporte de H₂ electrolítico a través de tuberías de acero de alta presión (al igual que el gas natural), en el que se incluyen los costos de electrólisis, los cuales determinan la anchura de esta banda. A partir de 380 km, el transporte de energía por gasoducto de H₂ puede ser más barato que por líneas de alta tensión.

Fuente: Hidrógeno Solar Energía para el futuro
 DR. Phil Eduard W. Justi.
 Editorial Marcombo
 Barcelona México
 1985.

En el diagrama de la figura 6-1 que relaciona la inversión con la distancia de transporte, los costos del transporte de hidrógeno electrolítico se encuentran en la zona cuadriculada. El borde superior

de esta zona corresponde al precio actual del H₂ comercial y el borde inferior al precio previsto para el año 2000. Según sea este precio del hidrógeno, el punto de intersección con las demás rectas se produce a distancias distintas; la recta para la línea de tensión alterna de 500 kV corta a la recta superior del transporte de fu a 960 km de distancia y la recta inferior de H₂ a 400 km. Esto significa que hoy en día el transporte de energía a distancias superiores a 960 km es más económico con H₂ que con líneas de 500 kV Y que a distancias inferiores a los 960 km es al revés. Con mejoras en la electrólisis del H₂ esta distancia se reduce a 400 km. Otras experiencias han mostrado que a distancias muy elevadas el transporte del H₂ llega a ser hasta ocho veces más económico que el de corriente eléctrica a 500 kV. Ya se sabe que las líneas de alta tensión alterna a grandes distancias no funcionan bien. De tal modo que para grandes distancias sólo debe tomarse en cuenta la transmisión de corriente continua a alta tensión, en la cual se investiga desde hace años, que ha sido probada a distancias del orden de 1000 Km y que, en lo que hace referencia a simplicidad y seguridad de funcionamiento, no supera al sistema de gasoducto.

6-3 Gasoductos en México

A continuación se presenta toda la infraestructura de México en gasoductos, con el fin de hacer notar que México dispone ya de los recursos y de las tecnologías que se necesitan para transitar hacia un futuro energético sustentable. Ya que como se ha visto en el capítulo IV, la infraestructura ya existente de los gasoductos sirve también para el transporte del hidrógeno.

Los diversos productos que se obtienen en las refinerías y en las plantas de tratamiento, como pueden ser aceites, gas, productos petrolíferos de la industria petroquímica, se transportan por medio de ductos o tuberías a las terminales de almacenamiento, embarque y/o distribución o bien de una planta a otra.

El Anuario Estadístico 1999 de Pemex reporta cifras globales de la red nacional de ductos. En la Figura 6-2 se muestran los ductos de gas.

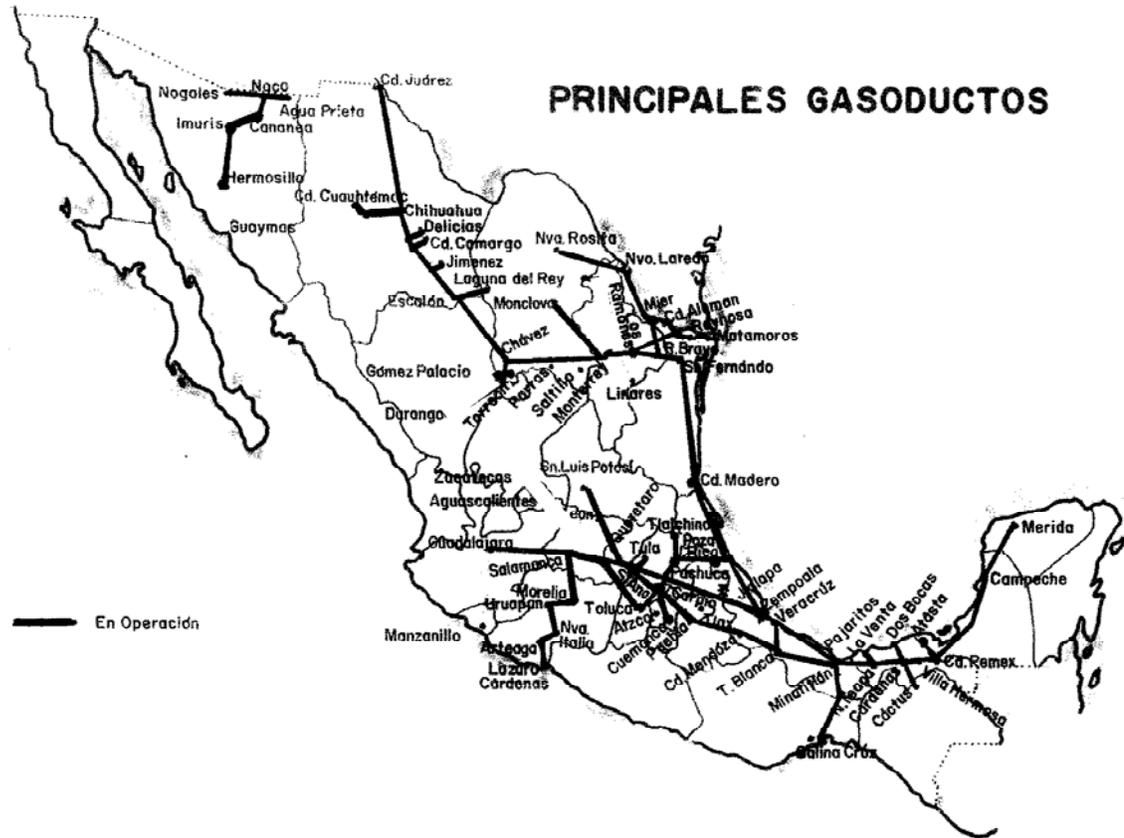


Figura 6-2. Red de gasoductos.

En la Prospectiva del Mercado del Gas Natural 1997-2006 editada por la Secretaría de Energía, se menciona que el transporte del gas natural a través de ductos se encuentra principalmente en la costa del Golfo de México, en el Centro y Noreste del país, y su capacidad de transporte depende de varios factores como por ejemplo las características mismas del ducto y la presión del gas. En la siguiente tabla I se muestra un estimado en cuanto a la capacidad del transporte según las condiciones actuales de operación.

Tabla I
Características del Sistema Nacional de Gasoductos 1996

Región	Entrada			Salida			Capacidad Actual MMm ³ d	Demanda 1997 MMm ³ d	Grado de utilización (%)
	Punto	Situación	Diámetro pulgadas	Punto	Situación	Diámetro pulgadas			
Noroeste	Naco Cd. Juárez Chávez	Inyección Inyección Transferencia	16 16 24 y 12	Escalón	Transferencia	8	4.8	4.3	88.6
Noreste	Reynosa Madero Monclova Escalón Querétaro	Inyección Transferencia Inyección Transferencia Transferencia	24,22 y 36 48 30 y 10 8 16	Chávez	Transferencia	24 y 12	30.7	17.9	58.3
Occidente	Querétaro	Transferencia	36	Querétaro	Transferencia	16	10.5	6.4	61.1
Golfo	Cactus La Venta Cd. Pemex Matapionche	Inyección Inyección Inyección Inyección	48 y 36 24 24 30	Madero Zempoala Poza Rica Rica Cd. Mendoza	Transferencia Transferencia Transferencia Transferencia	48 48 18 30	53.9	26.8	49.9
Centro	Poza Rica Zempoala Cd. Mendoza	Transferencia Transferencia Transferencia	18 48 30	Querétaro	Transferencia	36	17	16.4	96.5
Peninsular sureste	Ductos de PEP								
Peninsular norte	Sin infraestructura								
Sur	Sin infraestructura								

Fuente: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006*, Secretaría de Energía, 1997, Pág. 116.

El mismo documento también presenta un desglose de la red de ductos de gas natural por región y distinguiendo si se trata de red troncal o de ramales. Hacia finales de 1998, la infraestructura de gas existente en México contaba con dos sistemas de gasoductos: el sistema Naco-Hermosillo y el sistema Nacional de Gasoductos

(SNG), cuya longitud alcanzó 10,034 Km. De este total, 9,043 Km corresponden a transporte (90.1 por ciento), y 991 Km a la red de distribución (9.9 por ciento) y la red de Cactus-San Fernando-Los Ramones, con una longitud de 1,253 km, con dos tramos: Cactus-San Fernando de 48" y el tramo San Fernando-Los Ramones de 42", como se muestra en la siguiente tabla II.

Tabla II. Red de ductos de gas natural seco 1998*
Kilómetros

Región	Troncales	Ramales*
Noroeste y Noreste	4,696	234
Occidente y Centro	2,290	549
Sur	2,057	208
Total nacional	9,043	991

1) Incluye ductos del Sistema Naco-Hermosillo y del Sistema Nacional de Gasoductos.

Fuente: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1999-2008*, Secretaría de Energía, 1999, pág. 51.

De acuerdo con la regionalización presentada en el Documento de Prospección de Gas Natural 1999-2008, la región Noroeste y Noreste del territorio nacional, se localizan aproximadamente el 52 por ciento de los ductos de transporte; 25 por ciento en la Región Occidental y Central, y 23 por ciento en la Región Sur. El 55 por ciento de los ductos de distribución y ramales específicos están ubicados en las regiones Occidental y Central del país.

El documento de Prospección del Mercado de Gas Natural 1998-2007 contiene el detalle de origen y destino, diámetros y longitudes de la red troncal. En la red de gasoductos de transporte sobresalen el de Cactus-San Fernando-Los Ramones con una longitud de 1,253 Km, con dos tramos: Cactus San Fernando de 48 pulgadas de diámetro y 1,106 Km y el tramo San Fernando-Los Ramones de 42 pulgadas y 147 Km; el de Reynosa-Chihuahua de 24 pulgadas de diámetro y una longitud de 966 Km; el de Cosoleacaque-Estación 3 a Venta de Carpio de 30 pulgadas de diámetro y 546 Km de longitud. En la Tabla III, se muestra la longitud y el diámetro de los principales ductos para el transporte de gas natural.

Tabla III.
Principales ductos de transporte de gas natural seco 1998

Origen - Destino	Diámetro (Pulgadas)	Longitud (Kilómetros)
Cactus a San Fernando los Ramones	48	1,253*
Reynosa a Chihuahua	24	966
Cosoleacaque Estación 3 a Venta de Carpio	30	546*
Venta de Carpio a Guadalajara	36	507
Salamanca a Las Truchas	24	440
Chávez a Chihuahua	12	433
Zempoala a Santa Ana	48	378
Chihuahua a Cd. Juárez	16	341
Naco a Hermosillo	16	340
Escobedo a Monclova	30-10	338
Santa Catarina a Chávez	16	279
Querétaro a San Luis Potosí	16	215
P. Rica a Venta de Carpio	18	213
Cd. Pemex a Nueva Teapa L-1	24	207
Providencia C. P. a Monterrey	36	203
Venta de Carpio a Tlanchinol	6	190
Planta Culebra a Santa Catarina	22	168
Cárdenas a Las Palomas	26	105
Est. km. 170+150 a Química Rey	8	103
Monterrey a Linares	10	100
Cd. Pemex a km 100 L2	24	100
Terminal Avalos a Celulosa	8	100
Venta de Carpio a Toluca	10	94
Cd. Alemán a C. P. Reynosa	12	92
Otros	Varios	2,540
Total Nacional		10,251

Fuentes: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 199B-2007*, Secretaría de Energía, 1999, pág. 42.

Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1999-200B, Secretaria de Energía, 1999, pág. 51.

6-4 Transformación de los sistemas eléctricos con la introducción de un sistema energético basado en el hidrógeno

En un sistema eléctrico basado en el hidrógeno la función de la electricidad quedaría limitada a la producción de hidrógeno por la descomposición electrolítica del agua utilizando energía solar y a la utilización de energía eléctrica producida en celdas de combustible alimentadas con hidrógeno solar y con el oxígeno del aire y con pilas de combustible y generadores eléctricos impulsados por microturbinas, alimentadas con hidrógeno; se sustituiría así la generación en grandes centrales eléctricas por una generación distribuida. La red eléctrica de transmisión e interconexión de alta tensión sería substituida por una red de ductos que permitieran transportar y almacenar el hidrógeno.

Parece evidente que esta transformación radical del sistema energético, vital para la supervivencia de la especie humana en nuestro planeta, no puede depender solamente de las fuerzas del mercado. Se requiere una voluntad de cambio ejercida por la sociedad.

En este sentido y para iniciar el cambio en nuestro país, la Comisión Federal de Electricidad debería convertirse en la Comisión Federal de la Electricidad y el Hidrógeno y crearse subsidiarias regionales, con participación privada, que impulsaran la generación distribuida.

El Centro Nacional de Control de Energía controlaría la red de ductos para transporte y almacenamiento del hidrógeno que sustituiría gradualmente a la red eléctrica de alta tensión.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas orientaría sus investigaciones a las de un sistema de hidrógeno solar, de manera que se pueda analizar la factibilidad de las distintas tecnologías y los costos correspondientes.

Si queremos que la humanidad tenga un futuro sustentables hay que empezar a construirlo desde ahora.

Bibliografía.

- ❖ El Colegio de México y el Instituto de Ingeniería de la UNAM
Seminario sobre la reforma eléctrica a la luz de una política
energética sustentable

HACIA UN SISTEMA ENERGETICO SIN CARBONO
Ing. Jacinto Viqueira Landa

- ❖ Compendio de información del sector energético mexicano
2000.
Dr. Pablo Mulás del Pozo
Dr. Arturo Reinking Cejudo
Universidad Nacional Autónoma de México
Diciembre de 2000.

- ❖ Hidrógeno Solar Energía para el futuro
DR. Phil Eduard W. Justi.
Editorial Marcombo
Barcelona México
1985.

Conclusiones

El propósito de este trabajo es mostrar la viabilidad futura de un sistema energético sin carbono basado en el hidrógeno, mediante el conocimiento y asimilación de experiencias ajenas, que facilitan la incorporación de la tecnología de un sistema energético basado en el hidrógeno, y por lo mismo puede ayudar a los futuros ingenieros a construir esquemas alternativos para el desarrollo eléctrico de un mañana limpio que parece cada vez más necesario.

En el capítulo 6, se mostró como México tiene una red de gasoductos, que van del sur al norte del país de más de 500 Km, y que como se vio en dicho capítulo es más barato transportar la energía mediante gasoductos con hidrógeno que con la corriente alterna y con la corriente directa. Por lo que es importante plantearse la siguiente pregunta ¿Por qué no empezar a cambiar las líneas de transmisión por gasoductos con hidrógeno, produciendo el hidrógeno en las plantas hidroeléctricas existentes?

Me parece que si el país le apuesta a un sistema energético sin carbono basado en el hidrógeno, la sociedad puede llegar a alcanzar altos niveles en la calidad de vida.

La contaminación de autos es la principal causa de contaminación atmosférica en las grandes ciudades, como en la Ciudad de México. Aunque el uso de catalizadores y la eliminación de plomo en la gasolina, han ayudado a disminuir la contaminación atmosférica, aun así, los autos, en la Ciudad de México, provocan que más de 250 días al año, la presencia de gases contaminantes rebase los límites establecidos por la Organización Mundial de la Salud. En el capítulo 5 se estudiaron los autos de celdas de combustible y se pudo comprobar que esta tecnología es una solución a la contaminación atmosférica. Este grave problema, que padece la gente que vive en las grandes ciudades, como es la Ciudad de México, se puede resolver y ya no respiraríamos aire contaminado. Pero sin duda que para que se solucione el problema se va requerir de políticas energéticas que le apuesten a la tecnología de las celdas de combustible. Así mismo, se expuso que uno de los principales problemas, además del precio, es que no se tienen una infraestructura en donde se recarguen de combustible (hidrógeno). México, a través de centros de investigación como el Instituto Mexicano del Petróleo y el Instituto de investigaciones eléctricas y de la investigación realizada en los centros de educación superior, debe incorporarse a las investigaciones sobre un sistema energético basado en el hidrógeno, que se realizan ya en diferentes países.

APÉNDICE

COMBUSTIBLES

Varios combustibles comunes se comparan en la siguiente Tabla I. Se puede observar que un aumento en el porcentaje del carbono o hidrógeno en el combustible incrementa el valor del combustible. Por ejemplo, el valor combustible del carbón bituminoso es mayor que el de la madera debido a que tiene una mayor cantidad de carbono.

El hidrógeno tiene un valor energético muy alto (Tabla I) y su combustión produce agua, un subproducto "limpio" sin efectos negativos sobre el ambiente. No obstante, el hidrógeno no se puede utilizar como fuente primaria de energía porque existe muy poco en la naturaleza.

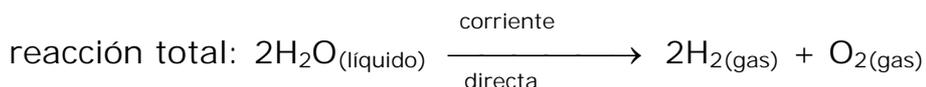
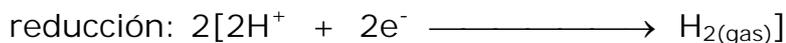
Tabla I. Valores energéticos y composición de algunos combustibles comunes

	Composición Elemental aproximada (%)			Valor calórico (Kj/g)
	C	H	O	
Madera (pino)	50	6	44	18
Carbón de antracita	82	1	2	31
Carbón bituminoso	77	5	7	32
Carbón	100	0	0	34
Petróleo crudo	85	12	0	45
Gasolina	85	15	0	48
Gas natural	70	23	0	49
Hidrógeno	0	100	0	142

Cálculo de la obtención del hidrógeno por electrólisis del agua y la comparación con su equivalente con un combustible derivado del petróleo .

Puesto que la fuente más abundante de hidrógeno es el agua, sería ideal que esta sustancia pudiera descomponerse económicamente en oxígeno e hidrógeno. Un método satisfactorio para descomponer el agua consiste en hacer pasar una corriente directa a través de ella habiéndole agregado una pequeña cantidad de ácido sulfúrico (véase Fig. 2-2, del capítulo 2). El uso

de una corriente eléctrica para provocar una reacción redox (reacción redox se considera que es la ganancia de electrones) se llama electrólisis. Las ecuaciones de las semirreacciones y de la reacción total para la electrólisis del agua son:



Para $2\text{H}_2\text{O}$, hay cuatro átomos de hidrógeno y dos de oxígeno, entonces de la tabla periódica tenemos

Masa atómica del oxígeno = 16 UMA

Masa atómica del hidrógeno = 1 UMA

Por lo tanto el peso atómico del agua $2\text{H}_2\text{O}$ es

Peso atómico del oxígeno = $2 \times 16 = 32$ UMA

Peso atómico del hidrógeno = $4 \times 1 = 4$ UMA

Sumando los pesos atómicos obtenemos

Peso atómico del oxígeno = 32 UMA

Peso atómico del hidrógeno = 4 UMA

	36 UMA
--	--------

Por el concepto de mol tenemos lo siguiente

$36\text{g} = 36$ UMA

El mol es la cantidad de sustancia de un sistema que contiene átomos (también pueden ser moléculas, iones, electrones, etcétera) como átomos de carbono hay en 0.012Kg de carbono 12.

Entonces si tenemos inicialmente 36Kg de agua ¿cuánto hidrógeno obtendremos mediante la electrólisis?

$$36\text{Kg} \times (1000\text{g}/1\text{Kg}) = 3600\text{g}$$

en la ecuación química, de arriba, donde aparece la reacción total obtuvimos 4 UMA de hidrógeno, pero $4 \text{ UMA} = 4\text{g}$.

Si en 36g de agua ($2\text{H}_2\text{O}$) obtenemos 4g de hidrógeno y 32 de oxígeno, por proporción para 36 Kg de agua obtenemos la siguiente ecuación

$$\begin{array}{l} 36\text{g de } 2\text{H}_2\text{O} \text{ ----- } 4\text{g de hidrógeno} \\ 36\text{Kg de } 2\text{H}_2\text{O} \text{ ----- } \quad \quad \quad \text{X} \end{array}$$

resolviendo la regla de tres tenemos

$$\text{X} = 4\text{Kg de hidrógeno}$$

Entonces para 36 Kg de agua, mediante la electrolisis obtenemos 4 Kg de hidrógeno.

Un kilo de hidrógeno produce la energía equivalente a un galón de gasolina.

$$1 \text{ barril} = 42 \text{ galones} = 0.15891 \text{ m}^3$$

$$1 \text{ Kg de hidrógeno} = 1 \text{ galón de gasolina}$$

Entonces 42 Kg de hidrógeno producen el equivalente a un barril de gasolina.

De la Tabla I el valor calórico del hidrógeno es 142 (Kj/g), entonces para 4 Kg de hidrógeno la energía que se obtiene es la siguiente

$$4 \text{ kg} \times (1000\text{g}/1\text{kg}) = 4000\text{g}$$

y

$$4000\text{g} \times (142 \text{ Kj/g}) = 568000 \text{ KJ}$$

$$\text{la energía de } 1 \text{ Kw.h} = 3600 \text{ KJ}$$

$$568000 \text{ KJ} \times (1 \text{ Kw.h}/ 3600 \text{ KJ}) = 157.777 \text{ Kwh}$$

Los 157.777 Kwh es la energía que producen 4 Kg de hidrógeno.

Cuando una corriente eléctrica descompone 36 Kg de agua en 4 Kg de hidrógeno y 32 Kg de oxígeno, se usa un equivalente de energía eléctrica de 57200 kJ (la energía de 1 Kw.h = 3600 KJ). Este proceso es importante para la obtención de hidrógeno y oxígeno muy puros.

El uso de la energía para obtener 4 Kg de hidrógeno, mediante electrolisis es la siguiente

$$57200 \text{ kJ} \times (1 \text{ Kw.h} / 3600 \text{ KJ}) = 15.88889 \text{ Kwh}$$

Lo que indica que

$$\frac{\text{Energía de salida} \quad 157.777}{\text{Energía de entrada} \quad 15.88889} = \frac{157.777}{15.88889} = 9.93$$

El resultado nos dice que el proceso de electrolisis del agua, consume energía de 15.88 Kwh y con 36 Kg de agua, obtendríamos 4 Kg de hidrógeno (la energía que produce 4 Kg hidrógeno es 157.777 Kwh) este combustible es casi diez veces mayor a la energía consumida por el proceso.

Bibliografía.

- ❖ La Química en la sociedad.
Rafael Fernández Flores
UNAM, México 1994.

- ❖ Cambios Climáticos
Una aproximación al sistema tierra
Javier Martín Chivelet
Editorial Mundo Vivo
Madrid, 1999.

- ❖ Compendio de información del sector energético mundial 1999
Ing. Gerardo Bazán Navarrete
UNAM, Diciembre de 1999.

- ❖ Hidrógeno solar energía para el futuro
Dr. Phil Eduard W. Justi.
Marcombo, Barcelona- México, 1985.

- ❖ Química
La ciencia central
Theodore L. Brown
Prentice-Hall hispanoamericana
México, 1993.

- ❖ Química General Universitaria
Charles W. Keenan
Compañía editorial continental
México, 1997.

- ❖ YAHHO!MÉXICO FINANZAS

- ❖ Forster, K. "Hidrógeno Solar: la energía de una alternativa energética práctica. Revista Siemens, págs. 30 a 35. 3^{er} trimestre de 1990.

- ❖ www.cfe.gob.mx

- ❖ Apuntes del curso de plantas generadoras. UNAM.
Ing. Roberto Brown Brown

- ❖ Apuntes del curso de Energía e Impacto Ambiental.
UNAM. Ing. Jacinto Viqueira Landa

- ❖ Rufus P. Turner, Celdas Solares y Foto celdas, editorial
marcombo, España, 1982. tecnológica.

- ❖ Plantas solares del Instituto de Ingeniería.
(ANES) Número 38, Marzo de 1999.

- ❖ Revista Técnica Sulzer 1/1981. Elementos para una central de
500kW.

- ❖ Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica.
Marco antonio R. Borja Díaz. 1998 UNAM.

- ❖ Las fuentes de la energía
Comisión Federal de la Electricidad
México, D.F., 2000.

- ❖ Edición española de Scientific American
El vehículo del cambio
Barcelona (España), diciembre de 2002.

- ❖ EL PAÍS, martes 1 de abril de 2003. España

- ❖ EL PAÍS, lunes 16 de junio de 2003. España

- ❖ EL PAÍS, SEMANAL
Número 1,398
Domingo 13 de julio de 2003.

- ❖ Popular Mechanics
Año 56/No. 09/Septiembre de 2003
México.

- ❖ www.humboldt.edu/

- ❖ El Colegio de México y el Instituto de Ingeniería de la UNAM
Seminario sobre la reforma eléctrica a la luz de una política
energética sustentable
HACIA UN SISTEMA ENERGETICO SIN CARBONO
Ing. Jacinto Viqueira Landa

- ❖ Compendio de información del sector energético mexicano
2000.
Dr. Pablo Mulás del Pozo
Dr. Arturo Reinking Cejudo
Universidad Nacional Autónoma de México
Diciembre de 2000.