

Prospectiva tecnológica
del sector energía
para el siglo XXI

Visión al 2003

Secretaría de Energía

Fernando Elizondo Barragán

Secretario de Energía

Carlos Garza Ibarra

Subsecretario de Planeación Energética
y Desarrollo Tecnológico

Héctor Moreira Rodríguez

Subsecretario de Hidrocarburos

José Alberto Acevedo Monroy

Subsecretario de Electricidad

Carlos Alberto Treviño Medina

Oficial Mayor

Juan Mata Sandoval

Director General

de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Medio Ambiente

Silvia Marroquín Lara

Directora General de la Unidad de Comunicación Social

Universidad Autónoma Metropolitana

Luis Mier y Terán Casanueva

Rector General

Ricardo Solís Rosales

Secretario General

Responsables de la edición

Pablo Mulás del Pozo

Universidad Autónoma Metropolitana

Emilio Pradal Roa

Secretaría de Energía

© Universidad Autónoma Metropolitana
Prol. Canal de Miramontes 3855, Ex Hacienda de
San Juan de Dios, Del. Tlalpan, 14387, México, D.F.
ISBN: 970-310-446-0
© Secretaría de Energía
Derechos reservados. Se prohíbe la reproducción
total o parcial de esta obra por cualquier método.
Secretaría de Energía
Insurgentes Sur 890, col. Del Valle
03100, México, D.F.
ISBN: 968-874-190-6
Impreso en México
www.energía.gob.mx

Prospectiva tecnológica del sector energía para el siglo XXI

Visión al 2003

7	Prólogo
9	Resumen ejecutivo
13	Introducción
21	Capítulo 1 Tecnologías avanzadas para la utilización de combustibles fósiles
25	Capítulo 2 Hidrocarburos
29	Capítulo 3 Sistemas nucleares
33	Capítulo 4 Energía eólica
35	Capítulo 5 Energía solar
39	Capítulo 6 Biomasa
41	Capítulo 7 Geotermia
45	Capítulo 8 Tecnologías ambientales y el hidrógeno
49	Capítulo 9 Superconductividad
51	Capítulo 10 Celdas de combustible
55	Capítulo 11 Vehículos avanzados
57	Capítulo 12 Uso final de la energía
61	Conclusiones
63	Subcomité sobre Prospectiva Tecnológica

La Prospectiva Tecnológica del Sector Energía para el Siglo XXI. Visión al 2003, es un producto del esfuerzo para dar mayor congruencia a las tareas de perfilar una política de investigación y desarrollo tecnológico del sector energía.

Responde a una de las funciones asignadas al Comité de Desarrollo y Tecnología de la Secretaría de Energía, la de coordinar la elaboración de una prospectiva tecnológica de largo plazo, que permita identificar necesidades y oportunidades.

El Comité de Desarrollo y Tecnología (CDT) que se constituyó con fundamento en el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 y mediante un acuerdo del C. Secretario del Ramo, tiene como objetivo coordinar la integración y actualización de una política de investigación y desarrollo tecnológico del sector energía.

El documento de la prospectiva tecnológica fue elaborado fundamentalmente por el doctor Pablo Mulás del Pozo, asesor de la Rectoría General de la Universidad Autónoma Metropolitana, en su carácter de coordinador del Subcomité sobre Prospectiva Tecnológica, uno de los ocho subcomités del CDT que en la actualidad se encuentran constituidos.

El documento recibió los comentarios de los miembros asistentes a las reuniones de trabajo del subcomité y fue presentado al pleno del Comité de Desarrollo y Tecnología en una de sus sesiones trimestrales. Debido a la importancia del mismo, se tomó la decisión de publicarlo como una coedición de la Secretaría de Energía y la Universidad Autónoma Metropolitana. Mi reconocimiento y gratitud a todas las personas que colaboraron para que esto fuera posible.

En el documento se lleva a cabo una revisión a nivel mundial de las tecnologías que recientemente llegaron al mercado, de las que se encuentran en una etapa avanzada de desarrollo y tienen una alta probabilidad de tener éxito y de aquellas que están en

desarrollo con una probabilidad incierta de éxito, pero que podrían tener un gran impacto. Las tecnologías que se analizan cubren los aspectos de transformación de energía primaria a secundaria y de secundaria a uso final, así como nuevos energéticos secundarios como el hidrógeno.

Una visión a largo plazo de las principales tecnologías con elevada probabilidad de tornarse en realidades comerciales en el futuro, en combinación con las tecnologías energéticas actuales que coexistirán con las nuevas en el futuro, nos permitirá contar con una plataforma sólida para tomar decisiones de planeación energética con mayor certidumbre.

Confiamos en que este bosquejo del futuro más probable en las tecnologías energéticas, coadyuve al desarrollo de la ciencia y la tecnología, en particular en el sector energía.

Carlos Garza Ibarra

Subsecretario de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico

En relación con el desarrollo económico de los países, es cada vez más aceptada la afirmación de que el desarrollo científico y tecnológico es el principal impulsor que lo genera. La innovación tecnológica se ha vuelto el principal factor de la producción en la gran mayoría de los sectores productivos, en especial en aquellos que son intensivos en tecnología. Esto reviste una gran importancia en relación con el incremento de la competitividad de las entidades participantes. Esta opinión se ha generalizado en las últimas décadas del siglo pasado. El concepto de realizar actividades de desarrollo científico y tecnológico (IDE) para mantener e incrementar la competitividad de las empresas o para mitigar el impacto de las incertidumbres a futuro, considerando esa inversión en IDE como un seguro contra posibles problemáticas en el mediano y largo plazos, es ya una realidad universal en el sector productivo.

Por esta razón es conveniente para el sector energía realizar una prospectiva tecnológica que describa las principales tecnologías que puedan tornarse en realidades comerciales en el futuro. Esto lleva a la necesidad de monitorear y, en ciertos casos, tomar la decisión de buscar un desarrollo propio por razones estratégicas.

En este documento, que no puede abarcar todas las tecnologías en uso o las innovaciones tecnológicas que podrían darse, debido a que es imposible predecir innovaciones científicas que después se traduzcan en avances tecnológicos de gran impacto, se pretende realizar una revisión que cubra aquellas tecnologías que están recientemente penetrando el mercado, como las unidades eolieléctricas, aquellas en etapa avanzada de desarrollo con una alta probabilidad de llegar a tener éxito como la gasificación de combustibles fósiles, o aquellas que están en desarrollo con una probabilidad incierta de éxito, pero que podrían tener un gran impacto en el sector como es la superconductividad.

Las tecnologías que se analizan cubren los aspectos de transformación de energía primaria a secundaria y de secundaria a uso

final, así como nuevos energéticos secundarios como el hidrógeno. En la tabla anexa a este resumen, se muestra una lista de las tecnologías con estimaciones de costos, eficiencias y vida útil.

Debido a la gran inercia del sector energía y a la abundancia de recursos naturales, es de esperarse que en los próximos 20 a 30 años, el uso de combustibles fósiles continúe predominando. Debido al efecto invernadero que produce un cambio climático, es altamente probable que las normas ambientales a nivel mundial requieran la reducción de emisiones del bióxido de carbono además de los contaminantes locales como los SO_x y NO_x . La tecnología de la gasificación de estos combustibles muestra importantes ventajas comparativas con las tecnologías de combustión directa o combustión en lechos fluidizados. Es opinión generalizada que ésta será la tecnología del futuro para utilizar los combustibles fósiles, tanto carbón como fracciones pesadas del petróleo y generar energías secundarias.

Los sistemas nucleoelectrónicos avanzados en desarrollo que utilizan la fisión, prometen tener mejores características en comparación con la generación anterior en cuanto a los aspectos relacionados con su economía y seguridad. Una gran ventaja de esta tecnología es que no genera gases invernadero. Actividades de desarrollo tecnológico existen con el fin de buscar las soluciones óptimas para almacenar los desechos radioactivos, reducir los costos de inversión y operación, y asegurar la no proliferación de material fisible que sirva para fabricar armamento. A muy largo plazo, existen esperanzas de que sistemas nucleoelectrónicos basados en la fusión nuclear puedan desarrollarse de manera comercial. De incrementarse la preocupación del cambio climático, se espera que sea mayor la utilización de estos sistemas en el sector energía.

En cuanto a las energías renovables —geotermia, biomasa, energía solar y energía eólica— debido a su baja o nula emisión de gases invernadero, su utilización es de gran interés. En cuanto a las dos primeras, su ventaja sobre las otras dos es la confiabilidad del suministro. Tanto la energía solar como la eólica tienen la desventaja de la intermitencia, lo que en cualquier actividad de requerimiento de energía confiable, incrementa el costo por el almacenamiento o por el respaldo requeridos.

Los recursos naturales energéticos en nuestro país se pueden considerar abundantes; en comparación con otros países, son abundantes el petróleo y la energía solar. Si bien la geotermia y la biomasa en algunas de sus formas ya son comerciales, siguen

existiendo ciertos problemas de naturaleza económica que frenan la ampliación de su uso. La energía eólica ha iniciado su penetración comercial a nivel mundial en los sistemas de generación eléctrica, pero en alguna forma, es necesario tener capacidad de respaldo, a menos que su contribución porcentual en el sistema sea reducida. En cuanto a la energía solar, las dos tecnologías más difundidas son los calentadores planos para calentamiento de agua a bajas temperaturas y las celdas fotovoltaicas. En estas últimas, el costo de generación eléctrica es muy alto, pero para aplicaciones aisladas como en comunidades rurales, es competitivo con la ventaja que son de bajo mantenimiento. Finalmente, es de esperarse que estas tecnologías basadas en energías renovables mejoren su nivel de competitividad económica al internalizar los costos correspondientes a la reducción de las emisiones contaminantes en el caso de combustibles fósiles.

Las actividades de IDE para secuestrar el bióxido de carbono y disponer de él en forma ambientalmente aceptable se han incrementado de manera sustancial. Correlacionado con esta problemática está la producción de hidrógeno vía la gasificación de combustibles fósiles; ya que el gas sintético generado al final se compone de estos dos gases. En un futuro lejano, pensando en que el hidrógeno se vuelva el principal energético secundario, las problemáticas básicas a resolver provienen de dos campos del conocimiento totalmente diferentes; la física de sólidos y la ingeniería financiera. El reemplazo de todos los energéticos secundarios derivados de los hidrocarburos implica incrementar en forma importante las redes de transporte y distribución de combustibles gaseosos. Asimismo, para realizar este transporte y distribución eficiente económicamente, se requiere utilizar altas presiones, pero en el presente los materiales de los tubos tienen cierto grado de permeabilidad al hidrógeno, lo cual implica fugas importantes en el proceso.

En cuanto al desarrollo de materiales superconductores a alta temperatura, se requiere encontrar aquél que tenga las propiedades mecánicas y económicas adecuadas para la fabricación de equipamiento. Sus aplicaciones masivas probablemente sean en la transmisión eléctrica y en la manufactura de equipo eléctrico, como por ejemplo, la de bobinas almacenadoras de cantidades importantes de electricidad, lo que haría a los sistemas eléctricos mucho más flexibles en su operación al desacoplar la oferta de la demanda.

Si bien la celda de combustible está en una etapa de desarrollo interesante, su costo actual es muy alto para hacerla competitiva;

en parte, este problema depende de la aplicación. Para generación eléctrica, el costo de las instalaciones es del orden de 2 a 5 veces el de las tecnologías actuales. Para aplicación en vehículos, el costo es del orden de 40 veces el de las tecnologías actuales. En los dos casos, existe gran expectativa de que se logre alcanzar competitividad en los próximos años, pero no se considera realista una penetración acelerada en el mercado que desplace las tecnologías actuales en los próximos 25 años.

En cuanto a tecnologías de uso final de la energía, las más importantes se relacionan con los esfuerzos en IDE para incrementar el rendimiento de los vehículos y reducir sus emisiones. Si bien existe un gran esfuerzo en el desarrollo de la celda de combustible para este propósito con equipos demostrativos circulando, un gran esfuerzo se ha realizado en desarrollar el vehículo híbrido —combustión interna/electricidad— con un rendimiento dos veces mayor que con la tecnología actual. Ya existen en el mercado modelos en venta de este tipo de vehículos los cuales están, al parecer, teniendo un gran éxito y todos los fabricantes están por presentar modelos similares en los próximos meses.

Finalmente, los diferentes desarrollos tecnológicos para reducir la demanda energética en los sectores doméstico e industrial siguen siendo apoyados fuertemente, ya que es aquí donde existe un gran potencial de ahorro energético. La prioridad en muchos países en este tema es de las más altas y en los últimos 30 años se tienen ejemplos espectaculares en los dos sectores. Como se han hecho más eficientes los procesos en los últimos años, lo que queda por hacer presenta un mayor grado de dificultad. De cualquier manera, tanto en los diferentes procesos industriales como en equipamiento doméstico, mucho se ha avanzado y la voluntad de continuar con grandes esfuerzos en este rubro hace que existan expectativas interesantes.

En conclusión, cabe señalar que la penetración de nuevas tecnologías en los mercados energéticos en cuanto a la generación, transporte y distribución, en general es lenta (décadas) por razones del tamaño de las inversiones y la larga vida útil (más o menos 30 ó 50 años) de las instalaciones. Esto sugiere la gran necesidad de tener una visión de largo plazo en relación con la planeación de estos sistemas. Los escenarios a largo plazo desarrollados por el Consejo Mundial de Energía son un buen ejemplo de lo que esta visión puede ser. Por otro lado, la innovación tecnológica incremental irá penetrando los sistemas actuales en forma gradual, mejorando su competitividad.

La inversión en innovación tecnológica radical tiene altos riesgos; un gran gasto en IDE no necesariamente lleva a un resultado exitoso. Un ejemplo reciente fue el gran consorcio en los Estados Unidos de América (EUA) gobierno/industria/academia creado en 1992 con un fondo de mil millones de dólares para desarrollar, en unos cuantos años, la batería que hiciera al vehículo eléctrico competitivo antes del año 2000. Con base en las grandes expectativas que se crearon, el Congreso del estado de California decretó que para ese año un porcentaje del orden del 10% de los vehículos que circularan, fueran de cero emisiones, es decir eléctricos. Pues llegó el año 2000, y si bien en ese lapso se generaron nuevos tipos de baterías más eficaces que las anteriores, en especial para aplicaciones de equipamiento pequeño, el vehículo eléctrico se quedó en expectativa ya que el único comercial, el EV de la General Motors, ha sido un fracaso comercial.

En contraste, los fabricantes de vehículos invirtieron en la década de los noventa en el desarrollo tecnológico del vehículo híbrido, con una eficiencia global mayor que la del vehículo eléctrico (ver tabla en capítulo 11). Esta tecnología ya es comercial y está penetrando los mercados de automóviles con una alta tasa de crecimiento.

Por lo tanto, se debe entender claramente que existen riesgos, con cierta probabilidad de que los resultados de la IDE sean un fracaso comercial en este tipo de innovación radical. Pero, el no hacerlo, también tiene importantes riesgos de mayor probabilidad de ocurrencia, que llevan a situaciones de alto impacto negativo como es la pérdida de competitividad. Por lo tanto, las expectativas inherentes a la prospectiva tecnológica siempre deben ser ponderadas por las probabilidades estimadas de éxito.

Características de algunas tecnologías energéticas para el siglo XXI

Tecnología	Eficiencia	Vida útil	Costos		
	%	años	USD/kW	cUSD/kWh	Captura y disposición de CO ₂ como % del costo de O+M
Unidades con calderas y remoción de SO _x	35 ⁺	30/40	1 100	3/4	40/50
Unidades con calderas de lecho fluidizado presurizadas	42/45	>30	2000/2500	5/6	45/50
Unidades con gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC)	40/45	nd	1500/2000	3.6/4.2	20/30
Nucleoeléctricas convencionales	30/33	30/40	1700/3100	4/6	0
Nucleoeléctricas lecho/esferas	48	nd	nd	nd	0
Eoloeléctricas	30/40	16/20	800/1200	5/11	0
Celdas fotovoltaicas	9/30	~10°	5000/40000	20/65	0
Solar térmico (electricidad)	8/15	nd	2800/3500	12/16	0
Biomasa convencional	30/40	30/40	1600/2500	5/8 [§]	45/50
Biomasa con IGCC	40	nd	3500/5000	nd	20
Geotermia	30	30/40	1500/2100	5/8	0/10
Celda de combustible de membrana	44	20 [#]	2000	nd	0*
Celda de combustible de ácido fosfórico	40/45	20 [#]	4000	nd	0*
Celda de combustible de carbonatos fundidos	44	20 [#]	nd	nd	0*
Celda de óxidos sólidos con cogeneración	43	nd	nd	nd	0*
	70/80				

(nd) No disponible

(§) Con biomasa de 2USdls/GJ

(#) Los internos de la celda tienen vida útil de sólo 5 años

(*) Si se utiliza hidrógeno como combustible

(+) Con calderas ultrasupercríticas se estima llegar a 47%

(°) Vida estimada promedio de las celdas

Hoy en día se considera que el desarrollo económico de las sociedades tiene varios impulsores. Éstos fomentan que el sistema de creación de la riqueza crezca, con lo cual los miembros de la sociedad van teniendo una mayor capacidad para asegurar su bienestar integral.

La innovación tecnológica ha sido identificada en múltiples estudios económicos como el impulsor que más ha contribuido al crecimiento económico de largo plazo (en aproximadamente 50%) en los países industrializados.¹ Se prevé que la estructura futura de los sistemas y servicios energéticos probablemente dependan en mayor instancia del cambio tecnológico que de otros impulsores como el crecimiento demográfico y económico. Es importante señalar que existe una fuerte retroalimentación y que el cambio tecnológico a su vez continuará siendo influenciado en su orientación por las transformaciones económicas y sociales, así como por los valores humanos.

Siendo la energía un elemento esencial, aunque no suficiente, para que se dé el desarrollo económico, la investigación y el desarrollo en tecnologías energéticas son imprescindibles para asegurar que en el futuro se minimicen las crisis que puedan afectar un abastecimiento confiable y aceptable de energía a la sociedad. Se puede asegurar que la inversión en el desarrollo de tecnologías energéticas, es equivalente a la prima de un seguro a futuro para mitigar algunas de las problemáticas que pueden afectar al sistema energético y que consecuentemente afectarían al desarrollo económico de la sociedad. Ya que esta afectación ocurre sobre la sociedad en su conjunto, una parte importante del costo de la prima de este seguro se considera que debe ser responsabilidad de las instancias que representan a la sociedad, es decir, en primer término los gobiernos. Si bien hoy en día, una cantidad importante de las actividades se realizan a través de mercados competitivos,

¹Tassey G., *The Economics of R&D Policy*, Ed. Quorum Books, USA, 1997.

las empresas que participan en los mismos no tienen garantizado el adecuado retorno de su inversión, debido a los riesgos inherentes al desarrollo tecnológico, aunque las investigaciones tengan resultados positivos.

En consecuencia, los gobiernos aceptan (los países industrializados como los EUA son un buen ejemplo) que deben tener un rol importante en el suministro de recursos económicos a la investigación y desarrollo tecnológico energético, aunque se espera que esto se realice en colaboración con empresas industriales. La motivación para éstas es no perder competitividad. En los EUA, más del 70% de las patentes se generan a través de proyectos financiados con recursos económicos públicos.²

Es importante aclarar que la dinámica del cambio tecnológico es compleja, plagada de incertidumbres y, por lo tanto, inherentemente impredecible. Es imposible determinar *a priori* nuevos descubrimientos, las preferencias detalladas de los consumidores, el tamaño mismo del financiamiento requerido y el papel que juegan las infraestructuras correspondientes. Ejemplos sobran, y analizando el pasado reciente, nadie predecía en los setenta el éxito de los ciclos combinados (que ya existían) en la generación eléctrica, resultado del desarrollo científico en la física de materiales, ni de la telefonía celular en el área de las comunicaciones.

¿Cuáles son algunos de los riesgos para los que se desea pagar un seguro y mitigar su impacto en la sociedad? Su determinación dará una primera orientación hacia qué áreas científicas y tecnológicas debemos orientar los esfuerzos. Los siguientes dos ejemplos de riesgos ejemplifican la amplitud de la problemática a la que nos enfrentaremos.

El riesgo climático debido al efecto invernadero es un caso ejemplar. La Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático dirige sus esfuerzos a estabilizar las concentraciones de gases invernadero, ya que las concentraciones de bióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄), han aumentado de manera significativa en los últimos siglos. Para el CO₂, en 1780, la concentración era de 280 ppmv* y en el presente es de 367 ppmv; para CH₄, en 1780 era de 700 ppbv** y ahora es de 1,750 ppbv.³

² *Electricity Technology Roadmap: Powering Progress*, Summary and Synthesis, p. 64, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, 1999.

* ppmv: una parte en un millón volumétrico.

** ppbv: una parte en un mil millones volumétricos

³ *Energy for Tomorrow's World: Action Now*, p.38, World Energy Council, 2000.

La estabilización de los valores de concentración volumétrica de estos gases se prevé que implique grandes esfuerzos tecnológicos y financieros; para CO₂, se han realizado escenarios de estabilización a 450, 550, 650 y 750 ppmv. Considerando que el actual consumo de energía es aproximadamente de 12 TeraJoules/segundo y que los escenarios energéticos desarrollados indican un requerimiento de entre 15 y 30 TeraJoules/segundo libres de emisiones para el 2050, la tarea se observa muy compleja.⁴

La alta dependencia energética actual, 87.21% en 2002,⁵ de nuestra civilización en el proceso de la oxidación de combustibles fósiles para generar la cantidad de energía requerida, dificulta desarrollar una estrategia adecuada para mitigar este riesgo.

Los países industrializados son los que más emiten, 13.7 mil millones de toneladas de CO₂ cada año, mientras que aquéllos en desarrollo sólo emiten 8.9 mil millones. A nivel *per cápita*, los países industrializados emiten seis veces más que los países en desarrollo. Se ha observado que las emisiones de China, con todo y su alto crecimiento económico, a partir de 1996 tienden a reducir su tasa de crecimiento.⁶ No cabe duda, que atacar el calentamiento global debido al efecto invernadero a través de una reestructuración radical del sistema energético global, constituye el reto tecnológico del siglo XXI. Éste implica por lo menos tres condiciones base: voluntad política, investigación y desarrollo tecnológico orientados, y cooperación internacional. Debe quedar muy claro que el impacto del efecto invernadero en la sociedad es un problema energético que no desaparecerá simplemente por decretos, normas o reglamentos.

Otro riesgo es la disminución en la disponibilidad de recursos primarios energéticos de tipo fósil y físil. La evidencia se basa en que la producción de los recursos naturales no renovables, tienden a seguir una curva gaussiana según la propuesta del geólogo Hubbert a principios del siglo pasado. En el caso del petróleo en los EUA, esta hipótesis ha sido confirmada.

En la figura 1, se presenta esta información para los EUA y en la figura 2, se presenta la misma información para el mundo, observando una tendencia similar.⁷ Aunque, a nivel mundial, esto no se

⁴ Hoffert M.I. *et al.*, *Advanced Technology Paths to Global Climate Stability: Energy for a Greenhouse Planet*, Science, vol. 298, p. 981, november 2002.

⁵ *BP Statistical Review of World Energy*, p. 38, june 2003.

⁶ Hileman B., *Progress Toward Meeting Kyoto Goals*, Chemical and Engineering News, vol. 80, núm. 44, p. 29, november 2002.

⁷ Referencia 3, pp. 67 y 68.

FIGURA 1

Descubrimiento de reservas y producción de petróleo en los EUA

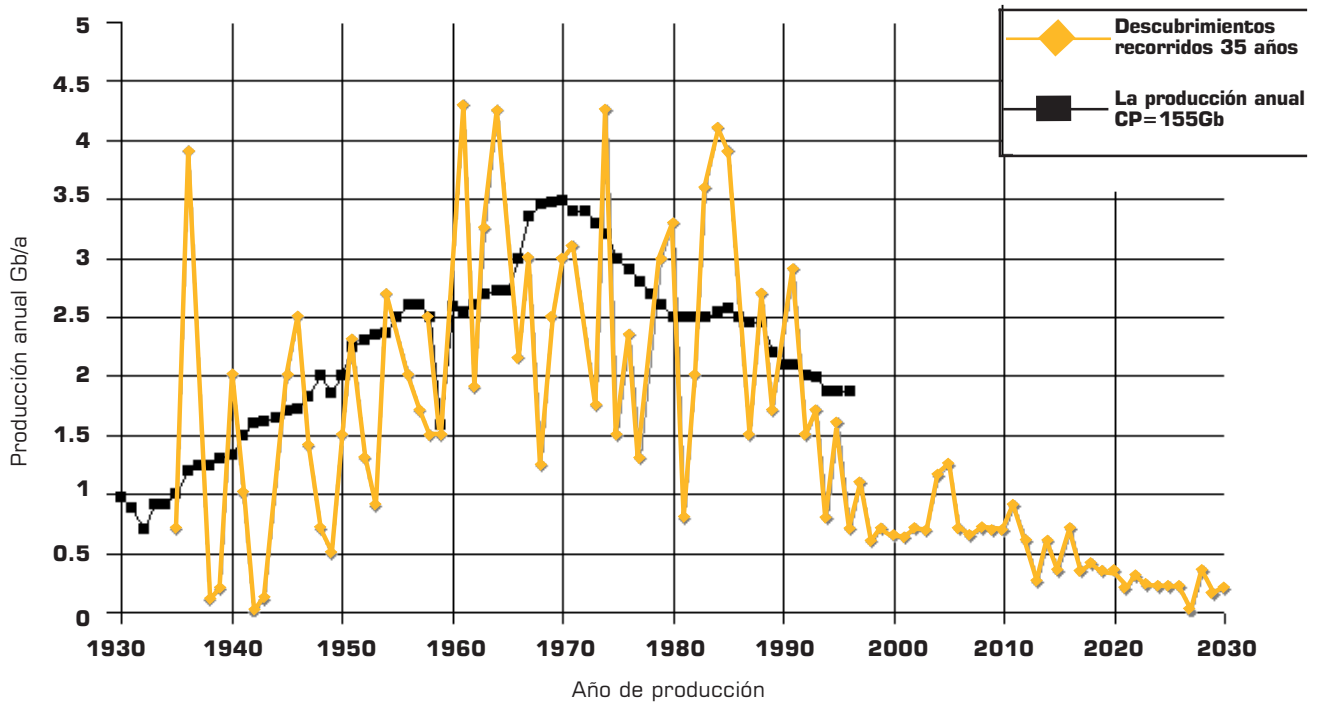
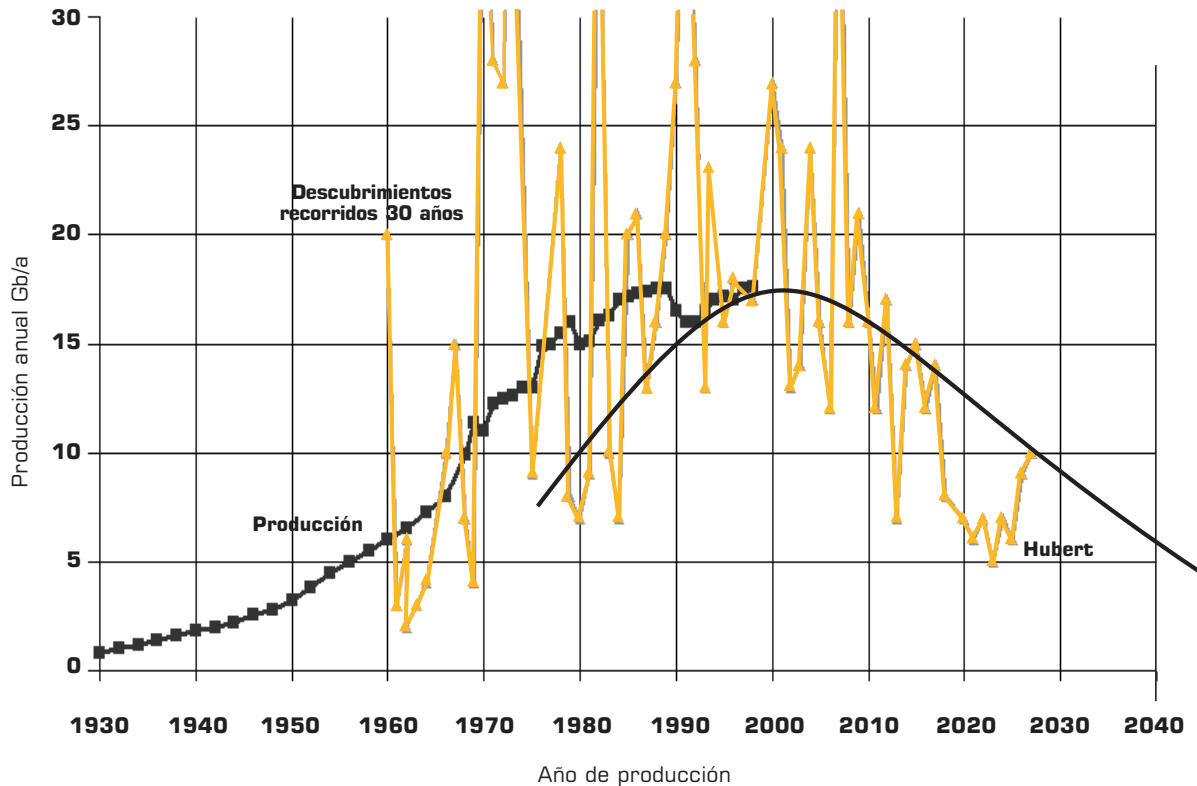


FIGURA 2

Descubrimiento de reservas y producción de petróleo a nivel mundial



espera que ocurra en el caso del petróleo antes del 2020 por varias razones, y considerando que, además, se tienen el gas natural y el carbón mineral como energéticos fósiles cuyas reservas probadas y estimación de sus recursos existentes es muy grande, este riesgo tiene un horizonte a un mayor número de décadas que los involucrados en el periodo a 2020 ó 2030.

Las reservas de carbón mineral son muy grandes y no aparentan crear serias inquietudes en los grupos que desarrollan escenarios a largo plazo. En cuanto a la hidroenergía, aunque ésta se utiliza a menos de 50% de su potencial, se encuentra o en regiones muy pobladas con costos sociales altos en el desplazamiento de la población, o en regiones aisladas con altos costos de transmisión de la electricidad y usualmente con impactos ambientales considerados importantes, como en la cuenca del río Amazonas.

En cuanto al material fósil, en especial los isótopos de uranio (U), algunos autores argumentan que el problema es el recurso, nuevamente a un horizonte post 2030. Estimaciones actuales del recurso mineral de uranio son de 17 millones de toneladas métricas, lo que representa aproximadamente 30 años para una tasa de utilización de energía equivalente a 10 TeraJoules/seg. Si se considera el mineral disuelto en el agua de mar (3.2×10^{-6} kg de U/m³) equivalente a 4.4×10^9 toneladas de U, a su vez equivalentes a 80,000 TWh en ²³⁵U, el recurso disponible se incrementa de manera sustancial. Pero el problema estriba en el flujo de agua de mar que hay que tratar para extraer suficiente uranio con el fin de alcanzar la tasa de utilización de 10 TeraJoules/segundo. Este flujo de agua de mar es aproximadamente cinco veces el flujo de todos los ríos del mundo a los mares, el cual es equivalente a 1.2×10^6 m³/seg. Obtener los 10 TeraJoules/segundo de energía primaria a partir de minerales terrestres o de la extracción del mar de los compuestos de uranio es posible, pero con una baja probabilidad de ocurrencia por la complejidad de la tarea.⁸

Un esquema que representa, en forma resumida, lo que es el sector energético se describe en la figura 3. Los energéticos primarios son aquellos que se encuentran en la naturaleza, es decir recursos naturales, y para los cuales se tiene que explorar para encontrarlos, producir el recurso en su forma natural (un compuesto químico, un material a altas temperaturas como el vapor geotérmico, etcétera) y transportarlo a una instalación para transformarlo. Los energéticos secundarios provienen de los energéticos primarios transformados, los cuales son más accesibles y adecua-

dos para transportarlos y distribuirlos a los usuarios finales. Por último, las energías finales son aquellas que son útiles directamente al usuario final y que provienen de algún proceso de transformación de las energías secundarias. A continuación se presentan algunos comentarios generales en relación con algunas tecnologías descritas en este esquema.

En la innovación tecnológica, existen dos tipos que se diferencian en forma importante en cuanto a su naturaleza; la innovación incremental y la innovación radical. La innovación incremental es resultado de la investigación y desarrollo tecnológico que se realiza en tecnologías ya existentes y cuyos resultados van mejorando los diferentes atributos de las mismas para hacerlas más competitivas y sustentables. Por otro lado, la innovación radical consiste en los resultados de la investigación y desarrollo tecnológico que generan nuevas tecnologías las cuales entran en competencia con las tecnologías ya existentes, como por ejemplo, en el pasado el reactor nuclear crítico o en el futuro, de darse, las celdas de combustible.

El Consejo Mundial de Energía (CME) en su documento *Energy for Tomorrow's World; Acting Now*, considera que 85% de todas las innovaciones tecnológicas son de tipo incremental, mientras que sólo 15% es de tipo radical.⁹ En el campo energético, la disminución gradual de la intensidad energética (cantidad de energía requerida para generar una unidad monetaria de producto) ejemplifica el papel de la innovación en el área energética y la forma incremental en la que es incorporada al crecimiento económico.

En cuanto a los sistemas energéticos a un horizonte de 20 años, el documento arriba mencionado, considera que la dependencia en los combustibles fósiles y la hidroenergía continuarán siendo importantes con un énfasis especial en el papel a jugar por el gas natural y el mejoramiento ambiental de los procesos relacionados con los combustibles fósiles. El papel de la energía nuclear deberá consensarse, ya que podría incrementarse en el futuro, pero ésta deberá mejorar sus atributos económicos y de seguridad. En las regiones donde existe el recurso, la hidroenergía y las nuevas energías renovables deberán ser desarrolladas en forma económicamente eficiente. Para este periodo, no se prevé que el hidrógeno o las energías renovables lleguen a un grado de competitividad que reduzca la necesidad de mantener el uso sustentable y eficiente de los combustibles fósiles, de la hidroenergía o de la energía nuclear, para asegurar la disponibilidad energética a la sociedad mundial.

⁸ Referencia 4, p. 985.

⁹ Referencia 3, p. 32.

Tabla 1. Tecnologías utilizadas en conjunto con los escenarios energéticos desarrollados por la IIASA/CME para analizar sus rangos de penetración en el mercado.

1: Coal Std	Conjunto de varios tipos de plantas carboeléctricas convencionales (un solo ciclo de vapor). Incluye plantas y sus sistemas de desulfurización (FGD) y destrogenización (DEMOX) de los gases de chimenea; algunos con sistemas de cogeneración relacionados con calefacción distrital. Eficiencias para el año base del modelo varían entre 38 y 40%. La vida de las plantas es de 30 años y el factor de planta (disponibilidad de utilización) es de 65%.
2: IGCC	Plantas integradas de gasificación (carbón) y ciclos combinados con 99% de FGD y DEMOX; algunas con cogeneración. Eficiencia inicial para el año base de 43%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de planta es de 65%.
3: Oil ppl	Conjunto de varios tipos de plantas con combustible derivado del petróleo (incluye ciclo Rankine con bajas emisiones de NO_x y 90% DEMOX, así como plantas de combustibles ligeros de combustión interna), algunas con cogeneración. Eficiencia inicial para el año base es entre 40 y 46%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de planta es de 65%.
4: Gas Std.	Plantas convencionales o gas natural (ciclo Rankine) con cogeneración relacionada con calefacción distrital. Eficiencia inicial en el año base es de 40%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de planta es de 65%.
5: GCC	Plantas de ciclo combinado a gas natural con cierto potencial de cogeneración. Eficiencia en el año base de 50%, la vida de la planta es de 30 años, el factor de planta es de 65%.
6: GCC/OC	Planta de ciclo combinado a gas natural con cero emisiones de carbón. Se supone que el CO_2 es re-inyectado en campos petroleros o de gas para mejorar la recuperación. La pérdida de eficiencia debido a la re-inyección comparado con el caso GCC es del orden del 1%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de planta es de 65%.
7: Coal FC	Celda de combustible de alta temperatura basada en gasificación de carbón. Eficiencia es del 50%, la vida de la planta es de 25 años y el factor de planta es de 65%. Se supone en la mayoría de los escenarios que esta tecnología estará disponible comercialmente en el año 2010.
8: Gas FC	Celda de combustible de alta temperatura con combustible de gas natural. El calor de desecho se usa en cogeneración. Eficiencia es de 60%, la vida de la planta es de 25 años y el factor de planta es de 65%. Se supone en la mayoría de los escenarios que esta tecnología estará disponible comercialmente después del 2010.
9: Desechos	Plantas termoeléctricas convencionales (ciclo Rankine) basadas en la quema de basura con el 90% de FGD y 50% DEMOX. Eficiencia en el año base es del 29%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de la planta es de 65%.
10: Bio STC	Plantas termoeléctricas convencionales (un solo ciclo de vapor) con algo de cogeneración en calefacción distrital. Eficiencia en el año base de 29%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de planta es de 65%.
11: Bio GTC	Plantas de generación con gasificación de biomasa. Eficiencia en el año base de 46%, la vida de la planta es de 25 años y el factor de planta es de 65%.

12: Nuc LC	Plantas nucleoelectricas convencionales de bajo costo (con reactor de agua ligera o pesada). Eficiencia en el año base del 30%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de planta es de 70%.
13: Nuc HC	Plantas nucleoelectricas convencionales de alto costo (con reactor de agua ligera o pesada). Eficiencia en el año base del 35%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de planta es de 75%.
14: Nuc HTR/FBR	Conjunto de varios tipos de plantas nucleoelectricas avanzadas que incluyen reactores de alta temperatura y reactores rápidos de cría con algo de cogeneración relacionada con calefacción distrital y producción de hidrógeno. Eficiencia en el año base varía entre 40 y 45%, la vida de la planta es de 30 años y el factor de planta es de 75%.
15: Hydro	Conjunto de varios tipos de plantas hidroelectricas. En todos los escenarios se distinguen las plantas de bajo y alto costo para reflejar la dependencia en el sitio y otros factores. La vida de la planta es de 60 años y el factor de planta es de 50%.
16: Solar Th	Plantas solartermoelectricas con almacenamiento y algo de cogeneración para calefacción distrital, así como producción de hidrógeno. La vida de la planta es de 25 años y el factor de planta varia significativamente entre regiones, en el rango de 10 a 50%
17: Solar PV	Conjunto de varios tipos de plantas de generación eléctrica con celdas fotovoltaicas, incluyendo grandes y pequeñas instalaciones para producción <i>in situ</i> . La vida de las plantas es de 25 años y el factor de planta varia significativamente entre regiones, en el rango de 10 a 50%.
18: Wind	Plantas eoloelectricas. La vida de la planta es de 25 años y el factor de planta de 25%.
19: Geothrm	Plantas geotermoelectricas. La vida de la planta es de 30 años y el factor de planta de 70%.
20: H2FC	Conjunto de diferentes tipos de celdas de combustible para uso industrial y residencial con algo de cogeneración para calefacción distrital.

Cabe aclarar que la contabilidad en el uso de las energías renovables en los balances energéticos no es del todo precisa. Existen utilidades importantes de la energía solar en diferentes formas que generan riqueza, la cual está contabilizada en el producto interno bruto de los países, pero la energía no está contabilizada en los balances; como por ejemplo en el caso de la producción de sal a partir del agua de mar.¹² En la realidad, la sociedad ya utiliza en forma extensiva las energías renovables para su beneficio, pero por desgracia las metodologías para desarrollar los indicadores utilizados en el presente se han quedado rezagadas y no toman en cuenta la totalidad del uso de las energías renovables.

¹² Mulás P. y Harder J., *The Underaccounted Renewable Energies in México*, Proceedings of the 22nd Annual USAEE/IAEE North American Conference, Vancouver, Canada, October 2002.

Tabla 2. Costos estimados a futuro para la generación eléctrica con base en energías renovables

Tecnologías	Costo unitario actual (en USD)	Costo estimado (2020)
Combustión de biomasa	3-5 / GJ calor primario	3-5 GJ
Electricidad de la biomasa	0.06-0.09/kWh	0.05-0.06/kWh
Combustibles líquidos de la biomasa	15 +/-GJ	10-12/GJ
Hidroelectricidad	0.03-0.05/kWh	0.03-0.04/kWh
Calor solar (baja T)	10-30/GJ entregado	10-20/GJ
Electricidad solar	0.12-0.15/kWh	0.04-0.05/kWh
Electricidad fotovoltaica	0.25-0.65/kWh	0.10-0.15/kWh
Geotermoelectricidad	0.03-0.12/kWh	0.025-0.08/kWh
Eoloelectricidad	0.05-0.11 kWh	0.02-0.03/kWh

Tecnologías avanzadas para la utilización de combustibles fósiles: gasificación, lechos fluidizados, calderas ultrasupercríticas

La combustión de los combustibles fósiles, en los cuales la reacción química básica para generar calor se basa en la oxidación del carbono y del hidrógeno contenidos en sus moléculas, ha sido fundamental en la transformación de recursos naturales a energía útil para el bienestar de la sociedad. Los esfuerzos se han mantenido a través de la investigación y desarrollo tecnológico para cumplir con el precepto básico del concepto de la sostenibilidad, que hace décadas todavía no se externaba pero que por razones económicas o ambientales locales, ya se tomaba en cuenta; es decir, el propósito de maximizar la eficiencia de los procesos y reducir la emisión de los desechos contaminantes. A continuación se describen los esfuerzos en las tres tecnologías principales.

Las calderas ultrasupercríticas

Las calderas convencionales se han mejorado a lo largo de los años, tanto en su diseño como en sus prácticas de operación y mantenimiento, hasta llegar a operar con eficiencias del orden de 35 a 36%, incluyendo sistemas de remoción de contaminantes locales como los SO_x . Recientemente se ha anunciado la construcción de dos unidades con calderas llamadas ultrasupercríticas, que tendrán un diseño y materiales especiales para incrementar todavía más la temperatura y presión del vapor generado (de temperaturas máximas de 565°C a 580°C y presiones máximas de 240 a 285 bar), con el fin de tener eficiencias del orden de 47%.¹³ Estos avances son significativos para esta tecnología con-

¹³ *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability*, Chapter 8, p. 303, United Nations Development Program, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council, 2000.

vencional. Este incremento en la temperatura del vapor se obtiene mediante la utilización de aleaciones especiales en los tubos donde se genera el vapor correspondiente a las secciones de alta temperatura y rediseñando el recalentador de la caldera. En general, temperaturas y presiones tan altas hacen que los tubos y, por lo tanto, la caldera estén expuestos a una mayor probabilidad de falla, lo que ocasiona pérdida en la disponibilidad de la planta y consecuentemente incrementa el costo de kWh; pero esto dependerá de muchos factores como la calidad de combustible, las prácticas en la operación y la experiencia que se observe con estas aleaciones.

Como se verá a continuación, el futuro de esta tecnología en competencia con otras tecnologías no se ve prometedor por las desventajas que presenta en los aspectos ambientales relacionados con emisión de gases invernadero y la falta de flexibilidad para generar multiproductos.

Combustión en lechos fluidizados

En la combustión en lecho fluidizado, el combustible (carbón mineral o petrolífero pesado) es quemado en un lecho de partículas, fluidizado por la velocidad del aire oxidante, de tal manera que el lecho se expande hasta llegar a tener propiedades similares a un fluido, pero las partículas no llegan a ser acarreadas fuera del lecho. Éste, usualmente está compuesto de un material inerte y de un material tipo carbonato de calcio para capturar el azufre del combustible. El combustible se mezcla en el lecho para quemarse. La temperatura del lecho es baja, de 800 a 900°C, pero suficiente para quemar el combustible.¹⁴

Desde los setenta, esta tecnología se desarrolló con una importante penetración para la generación de vapor de proceso en calderas de lecho fluidizado operando a presión atmosférica (AFBC) y utilizando combustibles generalmente de mala calidad. Además de capturar en forma eficiente los óxidos de azufre (SO_x), la generación de óxidos de nitrógeno se minimiza debido a la baja temperatura del proceso de combustión. La principal problemática estriba en la cantidad de sólidos que se tienen que manejar, ya que el carbonato de calcio que se transforma a sulfato de calcio hay que reemplazarlo; típicamente hay que desechar 0.06 toneladas de compuestos de calcio por tonelada de carbón mineral

para cada punto porcentual de azufre que éste contenga. Este problema es adicional al manejo de las cenizas que contenga el propio carbón mineral. Bajo algunas normas, debido al alto pH de estos desechos sólidos, se clasifican como de alta peligrosidad y deben manejarse con especial cuidado. Todo esto incrementa el costo de la tonelada de vapor o del kWh producido.

En los noventa se desarrolló la tecnología de combustión de lecho fluidizado presurizado (PFBC), a presiones del orden de 15 veces la atmosférica, con el mismo rango de temperatura de la combustión, lo que permite que los gases de la combustión operen como fluido de trabajo para una turbina de gas de un ciclo combinado, incrementando la eficiencia global de todo el sistema. Debido a sus características, el PFBC genera más desechos sólidos que el AFBC; para carbón mineral de alto contenido de azufre, se prefiere el segundo. La planta PFBC *Tidd* en los EUA con 74 MWe de capacidad, genera en desechos sólidos entre 40 y 45% del peso del carbón mineral combustible.¹⁵

La tecnología PFBC es la principal competidora actual del proceso de gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC) para la generación eléctrica (siguiente sección) con base en carbón mineral.

Debido a que en esta tecnología, la temperatura de los gases de entrada a la turbina de gas está limitada por la temperatura del lecho y que en su ciclo combinado, la turbina de gas sólo representa 20% de la generación eléctrica (contra 60% en el caso de la IGCC), siendo el otro 80% generado por la turbina de vapor, entonces no puede ni podrá tomar ventaja de los avances en incrementar la eficiencia de las turbinas de gas que se prevé y por lo tanto, en el futuro cercano o mediano perderá competitividad en comparación con el IGCC. Las turbinas de gas más eficientes en la actualidad, soportan temperaturas de hasta 1430°C en los gases de entrada, pero la PFBC sólo los genera en el rango de 800 a 950°C, no permitiéndole aprovechar esta ventaja en la eficiencia del equipo. En el presente, los sistemas PFBC/CC más avanzados han logrado eficiencias del orden de 43%.¹⁶

Una desventaja adicional de los sistemas AFBC y PFBC en comparación con el IGCC es la emisión de gases invernadero. En los primeros, la emisión del CO₂ se incrementa al reemplazar los óxi-

¹⁴ Tavoulares S., *Fluidized Beds Combustion Technology Annual Reviews of Energy and the Environment*, p. 30, 1991.

¹⁵ *Tidd PFBC Demonstration Project Final Report*, prepared by American Electric Power Service Corp. for Ohio Power Co., under contract for US-DOE and Ohio Coal Development Office, August 1995.

¹⁶ Referencia 13, p. 304.

dos de azufre al bióxido de carbono en el carbonato de calcio, hasta en 30%. Además, el CO₂ se encuentra en el flujo de gases de combustión, mientras que en el IGCC se encuentra en el del gas combustible el cual es mucho menor; esta ventaja se relaciona con la masa de gases que hay que tratar para remover contaminantes.

En los últimos años, en especial en los países nórdicos, donde esta tecnología ha tenido cierta penetración, se ha desarrollado el uso de combustible mixto de carbón mineral y biomasa, con éxito, para reducir el problema de los desechos sólidos, así como de la emisión de gases invernadero. Esta biomasa corresponde básicamente a aserrín de maderas proveniente de plantaciones energéticas de árboles.

Si bien la combustión en lecho fluidizado tiene la aparente ventaja sobre el IGCC de la flexibilidad para quemar diferentes combustibles o sus mezclas, los sistemas basados en la gasificación también la pueden tener, con base en un gasificador de tipo de lecho fluidizado. Las tecnologías de AFBC y PFBC, además de las desventajas ya mencionadas, no tienen la ventaja adicional potencial del IGCC, en cuanto a que el gas sintético generado en el gasificador también puede ser usado para generar petroquímicos en estrategias de generación de multiproductos. Por estas razones, se considera que en un plazo relativamente corto, la tecnología IGCC será la dominante, aunque siempre existirán nichos para aplicaciones de las tecnologías AFBC y PFBC.

Gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC)

Esta tecnología demostró su factibilidad técnico-económica a principios de los ochenta con la planta de demostración de Cool Water en los EUA. En muchos de los análisis de escenarios al futuro lejano, aparece como una de las tecnologías centrales por la versatilidad del tipo de materia prima que puede ser gasificada (carbón, petróleo pesado, coque de petróleo, biomasa, gas natural). También por el hecho de que es considerada la tecnología más conveniente para descarbonizar (secuestrar el CO₂) el proceso de transformación energética de los combustibles fósiles, considerando el riesgo del fenómeno del cambio climático, así como porque el gas sintético puede ser utilizado como combustible o como materia prima en la industria química.

El proceso se inicia con una oxidación parcial del carbón en la materia prima, ya sea con vapor de agua a alta temperatura (T) y

presión (P) en el caso del gas natural o, para carbones minerales, con oxígeno y posiblemente algo de vapor de agua a altas T y P, generando un gas sintético de hidrógeno y monóxido de carbono. El segundo paso consiste en aplicarle a este gas sintético una reacción química llamada *shift* utilizando más vapor de agua a alta T y P, para generar más hidrógeno y ahora bióxido de carbono. Dependiendo de la materia prima, este proceso alcanza a generar hidrógeno de 99.999% de pureza y eficiencias de conversión entre 60% y 80%.¹⁷

Es importante aclarar que desde el punto de vista de la unidad de calor útil generado, se produce más CO₂ a través del H₂ generado por la gasificación de un combustible fósil, que de la quema directa de ese combustible fósil. Una de las ventajas del proceso en comparación con la combustión directa reside en que, si se debe secuestrar el CO₂, es menos costoso extraerlo del gas sintético generado en la gasificación del combustible fósil, que de los gases de la chimenea generados en la combustión directa del mismo combustible debido a los flujos de gas que hay que tratar.¹⁸

También cabe mencionar que esta tecnología se está convirtiendo, a su tiempo, en una comercial. No tenía sentido económico que lo hiciera antes por la siguiente razón: en la exploración y producción de combustibles fósiles principalmente carbón mineral y petróleo, los de mejor calidad (menor contenido de cenizas, azufre, etcétera) son los que han sido explotados en el siglo pasado, ya que los problemas para la operación de las instalaciones se reducen, incluyendo la producción de contaminantes como los SO_x, y por lo tanto tenían preferencia en su adquisición. Cada vez más, la oferta de estos combustibles muestra una degradación en su calidad, pero las normas ambientales aplicables a estas instalaciones se vuelven más estrictas. Por lo tanto aunque el energético resultante, en este caso el hidrógeno, pueda ser más costoso (aunque no tanto, por los desarrollos científicos y tecnológicos que han generado incrementos importantes en la eficiencia de los equipos), la energía generada por los procesos anteriores tendría costos más altos al enfrentarse con la nueva normatividad existente y por la que vendrá.

Estimaciones preliminares indican que el costo de capturar el CO₂ en una planta IGCC alimentada con carbón mineral aumenta el costo del kWh en 20%, mientras que para una planta convencio-

¹⁷ Williams R.H. *et al. Methanol and Hydrogen from Biomass for Transportation*, Energy for Sustainable Development, vol. 1, núm. 5, p. 18, 1995.

¹⁸ Referencia 4, p. 983.

nal a base de carbón mineral pulverizado, el aumento es del orden de 45%. Los costos actuales para un IGCC están en el rango de 3.6 a 4.2 cUSD por kWh, alimentado con carbón mineral de 1.25 USD/millón de BTU.¹⁹

Unidades que adicionalmente cogeneren utilizando el calor de desecho o que produzcan un petroquímico, obviamente tendrán ventajas económicas adicionales. Debido a que estos sistemas tienen capacidad de mejoramiento tecnológico, puesto que la tecnología está al principio de su curva de aprendizaje, se estima que existe alta probabilidad de reducir el costo del kWh en 25%.

Un análisis²⁰ de las 10 principales plantas en operación o construcción con base en esta tecnología, utilizando combustibles

provenientes de refinerías, muestra plantas con capacidades de hasta 785 MWe, una gran concentración de proyectos en Europa (seis de los 10) y una dominación de la tecnología de gasificación de Texaco (nueve de las 10). Un análisis similar de las 11 principales plantas en operación o construcción con esta tecnología con base en carbón mineral muestra plantas con capacidades de hasta 350 MWe, una gran variedad de tecnologías propietarias, y una concentración de proyectos en los EUA (seis de los 11).

En la tabla 3,²¹ se muestran diferentes costos estimados para las tres tecnologías arriba descritas, incluyendo estimaciones para secuestrar y disponer del CO₂; los datos base para las tecnologías con CO₂ emitido son supuestos, ya que el propósito del análisis es el comparativo entre las tres al resolver el problema del CO₂.

Tabla 3. Tecnologías alternas para reducir emisiones de CO₂ de unidades carboeléctricas de 400 MWe

Tecnología	Eficiencia (%HHV)	Costo inversión (USD/kWe)	Costo de generación (USD/MWh)	Requerimiento de O ₂ (t/h)	Emisiones de CO ₂ (grC/kWh)	Costo para eliminar emisiones CO ₂ (USD/tC)
Carbón pulverizado/Caldera ultrasupercrítica						
CO ₂ emitido (referencia)	43.1	1 114*	33.0	0	196	—
CO ₂ recuperado de gases de chimenea	34.3	1812	52.2	0	36.8	134
O ₂ oxidante, CO ₂ recuperado de gases de chimenea	32.0	1661	52.8	339	0	111
Caldera de lecho fluidizado presurizada						
CO ₂ emitido (referencia)	43.1	1 114*	33.0	0	196	—
O ₂ oxidante, CO ₂ recuperado de gases de chimenea	35.4	1675	51.6	307	0	104
Gasificador con ciclo combinado						
CO ₂ emitido (referencia)	45.9	1 114*	32.5	80	184	—
CO ₂ recuperado de gas sintético frío	36.1	1514	47.9	108	23.9	96
CO ₂ recuperado de gas sintético caliente	41.5	1466	44.5	94	20.4	73

Basado en cálculos de D.Simbeck, SFA Pacific. Ingeniería e imprevistos son el 10% de costo del equipo; instalaciones auxiliares son 10% del costo del equipo. Interés sobre el capital 11.5%. Precio del carbón mineral 1.0 USD/GJ. Factor de capacidad es 80%. Costos para casos de remoción de CO₂ incluyen costos de presurización del CO₂ a 135 bar y 18 USD/tC para disposición del mismo.

(* Este costo es supuesto (no es real) con el fin de realizar el análisis comparativo.

¹⁹ Todd D.M., *The Future of IGCC*, Gasification 5, Noordwijk, Netherlands, october 2002.

²⁰ Luby P. y Lunter P., *IGCC Reality and Future, Facts and Figures*, PowerGen Europe 2002, 10th Annual Conference Proceedings, Milan, Italy, June 2002.

²¹ Referencia 13, p. 290.

La gran inercia del sistema energético mundial seguramente mantendrá la estructura de la utilización de los energéticos secundarios derivados del petróleo y gas, aunque podría suceder que algunos nuevos derivados puedan desarrollarse debido a presiones del entorno, principalmente ambientales.

A nivel mundial, opera desde hace muchas décadas un mercado mundial de petróleo convencional el cual se puede caracterizar de la siguiente manera. Las reservas petroleras no han dejado de incrementarse aunque a un ritmo menor que hace algunas décadas, así como la producción del mismo. Como ya se mencionó en la introducción, la hipótesis de Hubbert, aceptada por muchos, predice que en un futuro la producción mundial del petróleo convencional pasará por un máximo pero la fecha en que esto ocurra es punto de controversia; existe cierto consenso que esto con probabilidad ocurra en el segundo cuarto de este siglo. Si se considera la participación de petróleo no-convencional como los esquistos y arenas bituminosos de la cuenca del Orinoco, Venezuela, y de la Provincia de Alberta, Canadá, equivalentes a un estimado de 3.6×10^{12} barriles,²² los cuales se procesarán probablemente en una forma diferente al petróleo convencional, entonces el panorama cambia totalmente.

En cuanto al gas natural (GN), éste ha tomado relevancia en los últimos 20 años como un energético importante sobre todo por el uso en centrales de ciclo combinado para generación eléctrica. Si bien antes se utilizaba en procesos petroquímicos, en producción de vapor de proceso y en uso doméstico en los países industrializados, el auge de este recurso en los noventa se debió a su aplicación en la industria eléctrica y a su bajo impacto ambiental. En 2002, su producción a nivel mundial es equivalente al 63.7%²³ de la de petróleo. Su transporte ha sido primordialmente

²² *Survey of Energy Resources, 2001*, World Energy Council, London, United Kingdom, 2001.

²³ Referencia 5, p. 22-23.

en estado gaseoso por gaseoductos, lo que ha conformado mercados regionales. Aunque el inicio de los procesos de licuefacción/gasificación y su transporte en estado líquido fue hace tres décadas, no es sino hasta el presente que por su gran demanda, se ha acelerado la capacidad mundial de transporte del gas natural líquido (GNL). La conformación de un solo mercado mundial de GN, que incluirá al GNL, se dará de manera paulatina al incrementarse el flujo en estado líquido.

Se considera que el recurso recuperable total de gas convencional es equiparable al del petróleo²⁴ y existe una opinión optimista de que el recurso es tan grande que se volverá uno de los principales energéticos primarios del siglo XXI.²⁵ Algunos analistas incluyen el recurso de los hidratos de metano, aunque en general, éstos con probabilidad no sean económicamente explotables por su baja densidad superficial en el fondo marino.²⁶

Tanto para el gas como para el petróleo, las técnicas de exploración y producción se han mejorado y continuarán haciéndolo, con el fin de reducir el costo de estas tareas.²⁷ Se continúa desarrollando actividad de investigación y desarrollo tecnológico en técnicas avanzadas de imágenes bajo tierra, de análisis sísmico en tres y cuatro dimensiones, en perforación direccional y horizontal, en tecnologías para mejorar la recuperación secundaria y la terciaria, en sensores remotos, etcétera.

Debido a que nuevos yacimientos se han identificado en zonas marítimas de gran profundidad (hasta 3 mil metros de tirantes de agua), hay una actividad especial respecto de todas las tecnologías relacionadas con la exploración y producción en estos ambientes, donde aspectos de control y robótica juegan un papel importante en la construcción y operación de las instalaciones. Cabe hacer notar que la industria petrolera de Brasil es pionera en esta tecnología, con desarrollos propios.

En cuanto al procesamiento del petróleo, los procesos existentes en las refinerías serán sujetos de mejoras y adaptaciones para optimizar la producción de los petrolíferos de interés para los usuarios finales, a partir de las características de la materia prima que reciban y las limitaciones a que los obliguen las normas

del entorno, en especial las ambientales. El principal uso de los petrolíferos con seguridad continuará siendo en el transporte y en la producción de calor para la industria. Se espera que su uso en la generación eléctrica continúe a la baja, hasta probablemente quedar sólo el coque de petróleo disponible para este fin (y no todo, ya que por medio de la gasificación del mismo, el hidrógeno no sólo se podrá utilizar para generar electricidad sino también en otras aplicaciones).

En el pasado reciente, el mejoramiento de las gasolinas además de reducir el contenido de azufre se ha enfocado a reducir el contenido de benceno y adicionar oxidantes como el MTBE (metil terbutil éter), con el fin de reducir emisiones de monóxido de carbono (CO) para inhibir la formación de la niebla fotoquímica (*smog*), manteniendo el nivel de octanaje al eliminar el plomo de la misma. Alcoholes, tanto metanol como etanol, también han sido utilizados como aditivos, hoy en general, se acepta que son sustitutos de derivados del petróleo, pero que en realidad tienen poca ventaja ambiental directa, excepto en la reducción de las emisiones de CO.²⁸

Un campo del cual poco se menciona en los análisis de escenarios a largo plazo, es la influencia de los desarrollos en las ciencias biológicas al sector energético. Considerando los avances en ciertas disciplinas de estas ciencias como la ingeniería genética, en el mediano y largo plazos pueden presentarse innovaciones radicales vía la biotecnología, que generen cambios importantes en el sector como, por ejemplo, en problemáticas ambientales de la energía, así como en la producción de combustibles derivados de la biomasa. Algunos ejemplos ya han sido demostrados en relación al uso de bacterias en la industria petrolera.²⁷

La influencia del sector transporte es grande en cuanto a las tecnologías de transformación del petróleo y gas, debido a que sus combustibles provienen principalmente de estos recursos naturales. En los escenarios más optimistas para la penetración de las celdas de combustible en vehículos (ver capítulos 10 y 11), se espera que para 2025, sólo 25% de los nuevos vehículos y un 10% del total de vehículos sean de este tipo.²⁹ Por lo tanto, se mantendrá el motor de combustión interna en el mercado ya sea en el esquema actual o en sistemas híbridos (gasolina/electricidad).

²⁴ Referencia 13, p. 275.

²⁵ *Beyond Carbon*, The Economist, Energy Survey, february 8th, 2001.

²⁶ Kleinberg R.L. y Brewer P.G., *Proving Gas Hydrate Deposits*, American Scientist, vol. 89, p. 244, may-june 2001.

²⁷ *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*, Instituto Mexicano del Petróleo, México, 2001.

²⁸ Referencia 13, p. 293.

²⁹ Referencia 13, p. 300.

Se espera que los motores de combustión interna con base en encendido por compresión le ganen la carrera a aquellos basados en encendido por chispa debido a que operan con mayor eficiencia termodinámica; existen importantes esfuerzos de investigación y desarrollo para incrementar la eficiencia de los motores de combustión interna. La principal preocupación respecto a este tipo de motores es la emisión de partículas. Combustibles sintéticos alternativos al diesel, que generan mucho menor cantidad de partículas, son de gran interés. Vía el proceso Fischer-Tropsch, y la gasificación de carbón, petróleo, gas natural o biomasa, se producen hidrocarburos sintéticos que han demostrado generar hasta 37% menos partículas. Un caso de gran interés es el del dimetiléter (DME), que ha tenido excelentes resultados y el cual, según la estimación de algunos analistas, puede producirse a costos comparables al diesel.³⁰

El concepto de las instalaciones multienergéticas donde a través de la gasificación de recursos carboníferos (carbón mineral, petróleo, biomasa), se pueden generar combustibles sintéticos, electricidad y vapor de proceso para la industria, fue propuesto hace algunas décadas y no ha perdido interés, debido a que las sinergias involucradas reducen los costos de producción. Con la utilización de reactores químicos de fase líquida, se ha calculado que, en base a gas natural, una instalación para producción de 8,800 barriles diarios de combustibles líquidos sintéticos y 84 MWe de electricidad, genera los combustibles a un costo competitivo con los derivados convencionales de petróleo crudo a 19 USD/barril, si el kWh se vende a 3 cUSD, cifra bastante razonable.³¹

Otro ejemplo es la producción de metanol en este tipo de reactores químicos a partir de carbón mineral vía el proceso de gasificación y con un ciclo combinado para generar electricidad. Con base en los resultados de un proyecto de demostración, el costo de producción del metanol en una instalación para producir 40 mil litros/día y con la ventaja competitiva de la venta de la electricidad, el precio del litro del metanol es mucho más competitivo que el producido por los métodos convencionales a partir de gas natural.³²

En resumen, al periodo 2020-2030 se espera que los hidrocarburos mantengan una utilización más o menos en el mismo esquema que en el presente. El gas natural deberá incrementar su participación porcentual en la oferta de energéticos primarios, por sus ventajas competitivas tanto en precio (si realmente es abundante en la naturaleza) como en aspectos ambientales. A lo largo de los años, continuará la innovación tecnológica incremental que hará más competitivos a los procesos involucrados.

³⁰ Referencia 13, p. 295.

³¹ Referencia 13, p. 297 y 298.

³² Drown D.P. *et al.*, *The Liquid Phase Methanol Process Demonstration at Kingsport*, 5th Annual DOE Clean Coal Technology Conference, Tampa, Florida, January 1997.

Los sistemas nucleares se dividen en dos tipos: aquellos basados en la fisión del núcleo de un átomo pesado como el uranio o en la fusión de dos núcleos de átomos ligeros como los isótopos del hidrógeno o del helio. Como el fenómeno físico es muy diferente en naturaleza, se tratarán por separado. Cabe notar, que a nivel mundial, la energía nuclear contribuye con 6.5% de toda la energía primaria consumida⁵ y que las unidades nucleoelectricas generan 16% de la electricidad total.³³

Sistemas nucleares basados en la fisión

Estos sistemas se basan en una reacción nuclear sostenida entre neutrones y núcleos de átomos de materiales físi les como el ^{238}U , el ^{235}U o el ^{239}Pu , a través de la cual el núcleo se fisiona básicamente en dos fragmentos que salen disparados a grandes velocidades en direcciones opuestas y que, como tienen varias unidades de cargas electrostáticas, interaccionan con los otros átomos a su alrededor generando calor. En el reactor de una unidad nucleoelectrica, este calor generado dentro de la barra de combustible donde se originó la fisión, hace que suba la temperatura del mismo. Consecuentemente, por la diferencia de temperatura, el calor fluye al agua de enfriamiento, que envuelve al elemento combustible, calentándola.

Existen dos tecnologías comerciales dominantes para transformar esta agua caliente en vapor y después en electricidad. En la primera y la más difundida, el agua caliente está a presiones muy altas de manera que nunca hierve y no se transforma en vapor. Esta agua pasa por un intercambiador de calor, y en el otro circuito circula agua pero a menor presión, haciendo que ésta se transforme en vapor, el cual va a un turbogenerador para producir la electricidad. El agua a muy alta presión se enfría

³³ *International Energy Outlook 2002*, Energy Information Administration, Dept. of Energy, US Government, Washington D.C., may 2002.

un poco y regresa al reactor nuclear. Estos sistemas de generación eléctrica se denominan como Reactor de Agua Presurizada (en inglés PWR).

El otro es más sencillo, aunque menos difundido. En éste, el agua de enfriamiento está a menor presión y al fluir alrededor del combustible directamente se transforma en vapor, el cual va al turbogenerador para producir la electricidad. Al salir del turbogenerador, el vapor a menor temperatura es condensado, y el agua regresa al reactor nuclear. Este sistema se denomina como Reactor de Agua Hirviente (en inglés BWR). La Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde consiste en dos unidades de este último tipo.

Comercialmente existe una tercera tecnología desarrollada en Canadá (CANDU), diferente a estas dos y con una penetración en el mercado mucho menor. En base a otras características nucleares, el reactor en sí es diferente, pero el transporte de calor es similar al PWR, aunque utilizando agua pesada (molécula de agua con isótopo de deuterio en lugar del hidrógeno normal).

Los costos del kWh generado vía la energía nuclear tiene un importante componente basado en el costo del financiamiento. Los costos de combustible tienden a ser los más bajos, comparado con carbón mineral y gas natural. Por la necesidad de tener un grupo de trabajadores relativamente grande en cada unidad, los costos de operación y mantenimiento tienden a ser cuatro veces los de una carboeléctrica o de ciclo combinado a gas natural.³⁴

Los costos de inversión tienden a ser más altos,^{35,36} variando entre 1,700 a 3,100 USD/kW (carboeléctricas recientes tienen un costo de 985 a 1,285 USD/kW). La competencia económica de esta tecnología en comparación con las otras disponibles va mejorando y en varios países (India, Finlandia, China, Corea del Sur, Japón) se continúa con la construcción de este tipo de unidades. Recientemente, en el documento sobre política energética nacional del actual gobierno de los EUA, esta tecnología se compara de manera favorable con sus competidoras comerciales.³⁷

Con base en la experiencia de las últimas décadas de operación, se ha desarrollado un mejor diseño de cada una de esas tecnolo-

gías y se han construido algunos ejemplares de los mismos en países asiáticos. Además de mejorar los índices de seguridad de los diseños, se incluyeron mejoras que repercuten en la confiabilidad y eficiencia, por lo que es de esperarse que el costo del kWh se haya reducido.

Nuevas alternativas tecnológicas que están en desarrollo, deben mejorar la competitividad económica de este tipo de unidades, así como sus índices de seguridad. Los diseños de los tres tipos ya descritos, han sido modificados para que, en su gran mayoría, los sistemas de seguridad se basen hasta donde sea posible, en sistemas operados por fuerzas naturales como la gravedad, y no en sistemas electromecánicos automáticos o apoyados en la intervención de los operadores.

Se ha generado un gran interés en un tipo de reactor del cual se construyó un prototipo en los setenta y no tuvo gran éxito. Los avances tecnológicos que han ocurrido se han incorporado y, debido al alto grado de sus índices de seguridad y su modo de operación, el proyecto demostrativo ha despertado mucho interés.

En esta tecnología, en lugar de usar agua como enfriador/moderador, se usa gas helio como enfriador y grafito como moderador. En uno de los diseños propuestos, los combustibles son pelotas que circulan en un circuito cerrado de manera que la recarga puede ser continúa mejorando los índices de disponibilidad. Como opera a mayor temperatura, su eficiencia se estima que puede llegar a 48% (contra 30 a 33% de los convencionales), lo que mejora sustancialmente el costo de producción del kWh. Al parecer estas unidades nucleoelectricas pueden ser económicamente viables hasta en tamaños de 100 MWe, tipo modular. Asimismo, por la alta temperatura de operación, es económicamente factible la producción de hidrógeno vía la descomposición térmica del agua a través de diferentes reacciones químicas. Varios países industrializados y China están desarrollando esta tecnología a nivel de planta piloto.³⁸

Otros esquemas avanzados dependerán del crecimiento de la demanda eléctrica mundial y del porcentaje que la energía nuclear requiera jugar en esos escenarios. Esta dependencia se debe a la disponibilidad del recurso natural que es mineral de uranio. De tener un papel masivo en la oferta en el largo plazo, se tendrá que echar mano no sólo del uranio sino del torio y las tecnologías

³⁴ Referencia 13, p. 307.

³⁵ *Ibid.*

³⁶ *Nuclear Power in OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, France, 2001.

³⁷ *National Energy Policy*, Report of the National Energy Policy Development Group, US President's Office, p. 5-16, may 2001.

³⁸ Labar M.P. *et al.*, *The Gas Turbine Modular Helium Reactor*, Nuclear News, october 2003.

asociadas a su utilización. También habría que terminar de desarrollar la tecnología de reactores rápidos de cría o en su caso utilizar los reactores de fusión para generar más combustible fósil (de ^{232}Th a ^{233}U). Otra alternativa analizada teóricamente es el uso de aceleradores de alta energía (protones sobre plomo generan 30 neutrones de 3 MeV), los cuales en un reactor subcrítico podrían generar ^{233}U a partir del ^{232}Th , proveer electricidad y la potencia para el acelerador en forma económica. Este esquema reduce la generación de desechos radioactivos.⁴

A largo plazo, el uso masivo de la energía requiere que se resuelvan tres problemas. El primero, ya discutido en la introducción, se refiere al recurso (de utilizarse en forma marginal o parcial, éste no es realmente un problema) y existen soluciones. La principal consiste en la utilización de reactores nucleares de cría los cuales generan más combustible que el que consumen. En la década de los ochenta y principio de los noventa, varios países desarrollaron la tecnología, siendo Francia el que más avanzó con una unidad de tamaño comercial que operó durante varios años. La característica de estos reactores es que la fisión se realiza a altas energías, lo que genera un mayor número de neutrones y hace posible colocar alrededor del reactor un cobertor con un material que reacciona con los neutrones sobrantes y produce material fósil en cantidades mayores a las consumidas en el combustible del reactor. Debido a la disminución en la construcción de nuevas unidades nucleoelectricas a nivel mundial y existiendo reservas de mineral uranio en cantidades mucho mayores que las necesitadas por los reactores ya existentes, el interés por continuar invirtiendo en esta tecnología, decayó.

El segundo problema es la posible desviación de material fósil para la fabricación de armamento fuera de las potencias nucleares ya existentes, también llamado el problema de la proliferación, para el cual también existen soluciones más confiables que sólo la supervisión contable internacional. Esto implica cambios tecnológicos para buscar que la base de los sistemas de fisión sea el ^{233}U en lugar del ^{235}U , con el fin de no tener que contender con el ^{239}Pu , el cual es relativamente fácil de separar en los combustibles usados actuales. Este no es el caso del ^{233}U si es mezclado con uranio natural.

El tercero se refiere a encontrar una solución definitiva a los desechos radioactivos, tanto en repositorios geológicos como a través de otras soluciones, como por ejemplo la transmutación de los actínidos (radioisótopos pesados de vida media de cientos de miles de años) vía el uso de aceleradores. En Finlandia, se votó recientemente, vía referéndum, la aprobación de la construcción

del repositorio geológico para los desechos de alta intensidad de sus reactores nucleares. El Senado de los EUA, también aprobó el proyecto de *Yucca Mountain* en el estado de Nevada, para desarrollar el repositorio geológico de ese país. Cabe aclarar que el volumen de los desechos de alto nivel es relativamente pequeño después de que los radioisótopos son separados del combustible y vitrificados. Los aspectos relacionados con la confiabilidad del repositorio siguen siendo materia de discusión debido al periodo de tiempo que tienen que operar.

Sistemas nucleares basados en fusión

Estos sistemas se basan en tener una plasma, es decir un gas a tan altas temperaturas que todos los átomos se ionizan. Al chocar dos núcleos, éstos se fusionan creando un núcleo más pesado y liberando energía. Ésta se manifiesta como energía cinética de las partículas resultantes. Esta energía se puede transformar en calor para generar electricidad. Algunas de las partículas resultantes de la fusión pueden generar más combustible para sistemas de fisión o de fusión. El gran problema ha sido llegar a estabilizar el plasma dentro del reactor.

Los experimentos realizados hasta la fecha en los *Tokamaks*, un tipo de diseño de maquinaria promisorio para contener el plasma, muestran que se está ya casi por llegar a la situación de equilibrio donde la energía de entrada sea igual a la energía generada, lo que hará al experimento que lo logre convertirse en el equivalente al primer reactor de fisión crítico que construyó Fermi a principios de los cuarenta. Se espera que esto se logre en esta década. De ser así, esta tecnología todavía tendría varios años, o décadas, para desarrollarse a nivel comercial.^{39a}

La investigación básica en este proceso continua y se han observado nuevos fenómenos a través de los cuales se realiza este proceso. Recientemente, en el 2002, al parecer se observó el proceso de fusión entre núcleos de deuterio durante un proceso de cavitación acústica de burbujas generadas en acetona deuterada.^{39b} Este tipo de descubrimientos puede abrir nuevas líneas de desarrollo tecnológico, siempre con los riesgos involucrados en las diferentes etapas para llegar a la comercialización del proceso.

^{39(a)} Dean S.O., *Fifty Years of us Fusion Research; An Overview of Programs*, Nuclear News, July 2002.

^{39(b)} Taleryarkhan R.P. et al., *Evidence for Nuclear Emissions during Acoustic Cavitation*, Science, vol. 295, p. 1868, 8 March 2002.

El gran atractivo de esta tecnología es que, a diferencia de la tecnología de fisión, el problema de los desechos radioactivos se reduciría en forma sustantiva y el problema de la proliferación desaparecería. Además, se podría considerar como el *sistema de generación de energía secundaria*, ya que el recurso material existe en forma abundante. Aunque analizando los tiempos, difícilmente se puede pensar en la fusión nuclear como un sistema que pueda ayudar a estabilizar la concentración de CO₂ en la atmósfera en las próximas décadas previas al 2050.⁴

De las nuevas energías renovables, la energía eólica es la que ha tenido mayor tasa anual de penetración en el mercado energético global. En los últimos años, el crecimiento de la capacidad instalada de aerogeneradores, agrupados en las llamadas granjas eol-eléctricas, ha sido del orden del 37% a nivel mundial con un total de 24,300 MWe instalados a fines de 2001, de los cuales 21,500 MWe se encuentran en países miembros de la *International Energy Agency* (IEA). La generación global estimada para 2001 es del orden de 40 TWh y de 37 TWh en los países de la IEA.⁴⁰

La eficiencia de los aerogeneradores ha sido entre 30 y 40%.⁴ En los últimos años, también se ha observado dentro de un grupo de países de la IEA, que la potencia promedio de los aerogeneradores instalados ha ido en aumento, de 440 kW en 1995 a 883 kW en 2001; en 2003 se reporta ya un crecimiento en el tamaño de las turbinas comerciales dentro de un rango entre 750 a 1,600 kW.⁴¹ Los factores de disponibilidad en la mayoría de los aerogeneradores comerciales está por arriba de 98%. Los factores de capacidad observados variaron entre 20 y 35%, ya que éstos dependen de la velocidad del viento en el sitio específico y del grado de optimización del conjunto; se considera que el mínimo para hacer rentable el sistema debe ser 25%.⁴² Es interesante observar que la industria danesa sigue manteniendo el liderazgo en la manufactura de los aerogeneradores con 45% del mercado internacional; esto sin tomar en cuenta la fabricación por empresas danesas en sus instalaciones fuera de ese país.⁴⁰

Un fenómeno interesante es el incremento de capacidad instalada en plataformas marinas y no en tierra firme. Algunos países

⁴⁰ IEA. *Wind Energy Annual Report 2001*, Executive Committee for the Implementing Agreement for Cooperation in the Research and Development of Wind Turbine Systems, Paris, France, may 2002.

⁴¹ Johnson J., *Alternative Energy: Blowing Green*, Chemical y Engineering News, vol. 81, núm. 8, p. 27, february 2003.

⁴² McGowan J.G. y Connors S.R., *Windpower: A Turn of the Century Review*, Annual Review of Energy and the Environment, vol. 25, p. 147, 2000.

como Suecia y Japón se interesan en las zonas marinas por falta de sitios adecuados en tierra, mientras que otros lo hacen por tener una densidad poblacional que impide un desarrollo terrestre extensivo como en Dinamarca, Holanda, el Reino Unido y Alemania. De cualquier manera, éstos también se enfrentan a problemas de aceptación pública como lo ha demostrado el proyecto de Cape Wind (400+MWe) en la costa del estado de Massachussets (Cape Cod) en los EUA.⁴²

En cuanto a la promoción del mercado, diferentes países han tomado rutas diferentes a través de la creación de empresas verdes de generación eléctrica, subsidios (en los EUA, el incentivo fiscal es de 1.7 centavos de dólar por kWh⁴³), obligaciones de un porcentaje de compra, y mercado de certificados verdes. En cuanto a limitaciones al desarrollo de mercado, las principales son el costo más alto del kWh relativo a la generación convencional, en ciertos países la falta de sitios adecuados, en otros, problemas de estabilidad de políticas, problemas ambientales, específicamente visuales y niveles de ruido, y la lejanía de la red de transmisión/distribución.

En la tabla 4 se resume la situación para los países de la IEA, mostrando que si bien la tasa de penetración es alta, su contri-

bución a la demanda de energía es todavía marginal en todos los casos, a excepción de Dinamarca.⁴⁰

Los esfuerzos hacia el futuro están orientados a incrementar la potencia de los aerogeneradores a nivel de megawatts, manteniendo los altos índices de disponibilidad, de manera que se logre una reducción de costos por escalamiento. En cuanto a las instalaciones marinas, se busca reducir su costo de instalación y de operación/mantenimiento, considerando que para estos grandes aerogeneradores (> 1 MWe), su instalación en el mar es más adecuada. Un área de esfuerzo importante es la búsqueda de metodologías que permitan pronósticos más precisos de generación con la mayor anticipación posible; entre horas y días. Esto es especialmente importante en aquellos países donde se han creado mercados eléctricos minoristas (mercados spot), ya que deben competir asegurando una cantidad firme de energía con horas de anticipación. Las innovaciones incrementales a esta tecnología así como el incremento en la producción, se espera que reduzcan el costo de producción del kWh eólico a cerca de la mitad de su costo actual para el 2015.⁴⁴

Tabla 4. La generación eolétrica en los países participantes en el Programa Eólico de la IEA/OECD

País	Cap .Inst. MWe	Cap. Mar MWe	No. de equipos	Capacidad instalada anualmente (MW)					Generación GWh/a	Demanda nacional TWh/a
				1997	1998	1999	2001	2002		
Australia	74.0	0.0	102.0	1.1	5.8	3.3	22.0	41.0	154.0	192
Canadá	198.0	0.0	295.0	3.0	48.0	50.4	13.1	60.5	370.0	550
Dinamarca	2,492.0	50.0	6,361.0	300.1	308.0	302.0	606.0	75.0	4,000.0	35.3
Finlandia	39.0	0.0	63.0	4.6	5.6	20.6	0.0	1.0	71.0	81
Alemania	8,754.0	0.0	11,438.0	534.0	792.0	1,571.0	1,650.0	2,659.0	10,700.0	477
Grecia	298.0	0.0	615.0	—	11.5	67.5	105.0	89.6	756.0	50
Italia	697.0	0.0	1,242.0	28.5	79.7	102.5	145.0	270.0	1,150.0	298
Japón	250.0	0.0	286.0	6.5	14.4	39.0	50.5	128.9	163.3	838
México	3.0	0.0	10.0	0.5	0.6	0.0	0.0	0.0	7.0	216
Holanda	483.0	2.0	1,346.0	44.0	39.0	45.0	32.0	42.0	900.0	100
Nueva Zelanda	35.4	0.0	56.0	0.0	0.0	33.3	0.0	0.0	nd	nd
Noruega	17.0	0.0	28.0	0.0	5.4	3.7	0.0	4.0	29.6	125.4
España	3,195.0	0.0	0.0	205.0	407.0	705.0	795.0	861.0	6,692.0	205.4
Suecia	290.0	23.0	565.0	17.0	52.0	46.0	21.0	49.0	466.0	149
Reino Unido	467.8	3.8	924.0	84.5	13.0	18.0	64.0	59.3	955.0	394
EUA	4,260.0	0.0	nd	11.0	147.0	565.0	99.0	1,694.0	10,800.0	3,817
TOTAL	21,553.2	78.8	23,331.0	1,239.8	1,929.0	3,571.8	3,602.6	6,034.3	37,213.9	7,528

⁴³ Baldwin S.F., *Renewable Energy: Progress and Prospects*, Physics Today, vol. 55, núm. 4, p. 62, april 2002.

⁴⁴ Referencia 13, cap. 7, p. 235.

La energía solar proveniente de nuestra estrella, el sol, centro de nuestro sistema planetario, siempre ha sido de gran interés para la comunidad energética.

Este interés proviene de que la energía solar total que llega a la superficie de nuestro planeta es tres órdenes de magnitud mayor a la energía primaria total que la sociedad utiliza y además, que proviene del sol, el cual se puede considerar como una fuente infinita de energía para fines prácticos de nuestra sociedad. El problema es que su densidad superficial es relativamente baja como se verá a continuación y que es intermitente; consecuentemente los procesos de transformación a energéticos secundarios o energía final, tienen bajas eficiencias.

Debido a las diferentes formas en las que se puede transformar esta energía en energía útil, se dividirá esta sección en varias subsecciones. La primera se refiere a la conversión directa a través de celdas fotovoltaicas, la segunda a su conversión a calor en fluidos a alta temperatura y la tercera a su conversión a calor en fluidos a baja temperatura.

Celdas fotovoltaicas

La celda fotovoltaica se desarrolló varias décadas atrás y una de sus primeras aplicaciones más conocidas fue integrar los sistemas automáticos para abrir puertas. La celda está compuesta de dos materiales semiconductores pegados uno al otro. Los fotones de la radiación solar que inciden sobre una de las superficies, generan la corriente eléctrica compuesta por electrones libres en movimiento; al interrumpirse la radiación solar desaparece esa corriente eléctrica. Este proceso se da debido a ciertos fenómenos físicos que ocurren cuando los fotones interactúan con los electrones orbitales en los átomos del material.

Existe una decena de tecnologías⁴⁵ relacionadas con la fabricación de celdas fotovoltaicas (ver tabla 5). Básicamente, sólo tres

⁴⁵ Referencia 44, p.238.

Tabla 5. Los diferentes tipos de celdas fotovoltaicas y sus eficiencias

Tecnología	Símbolo	Características	Eficiencia record en laboratorio (%)	Eficiencia típica de paneles comerciales (%)*
Silicio cristalino	sc-Si	Tipo oblea	24	13-15
Silicio multicristalino	mc-Si	Tipo oblea	19	12-14
Película de silicio cristalino sobre cerámicos	f-Si	Tipo oblea	17	(8-11)
Película de silicio cristalino sobre vidrio	—	Película delgada	9	—
Silicio amorfo	a-Si	Película delgada	13	6-9
Cobre-Indio/Galio-Selenio	CIGS	Película delgada	18	(8-11)
Cadmio/Telurio	CdTe	Película delgada	16	(7-10)
Celdas orgánicas	—	Película delgada	11	—
Celdas de alta eficiencia en tandem	III-V	Oblea/película delgada	30	—
Celdas de alta eficiencia con concentradores	III-V	Oblea/película delgada	33(tandem)/28(sencilla)	—

* En paréntesis, el valor de producción en planta piloto o primera producción comercial.

de ellas, todas con base en silicio (oblas de silicio cristalino o semicristalino y silicio amorfo en película delgada) son comerciales. Debido a los costos de manufactura, existe un consenso generalizado que las tecnologías ganadoras serán aquellas basadas en películas delgadas porque su proceso de fabricación se presta a la producción masiva.

Los costos actuales relacionados con esta tecnología están por arriba de todas las otras tecnologías para generar electricidad. Éstas son del orden de 12 a 24 USD/W_{pico} para aplicaciones de autoabastecimiento y de 5 a 6 USD/W_{pico} para generación conectada a la red eléctrica. Los costos de generación andan en el rango de 25 a 65 cUSD/kWh. Las ventas de sistemas basados en celdas fotovoltaicas a nivel mundial andan ya alrededor de mil millones de USD al año, creciendo a una tasa del orden del 30%.

Se tienen expectativas optimistas de desarrollo que reduzcan para el 2020 los costos de instalación a 1.50 USD/ W_{pico} y a 0.10-0.15 USD/kWh.¹¹ Cabe aclarar que estas cifras no contienen ninguna referencia en relación al almacenamiento de la energía eléctrica producida, lo cual hace que su utilización requiera el respaldo de algún otro sistema, ya sea la red, un generador diesel, etcétera.

La generación eléctrica por unidad de área de celda se puede incrementar a través del uso de concentradores de la radiación solar como son los lentes de Fresnel. Esto hace que la radiación incidente se incremente y consecuentemente la energía generada también. El costo del sistema también se incrementa.

Las aplicaciones de las celdas fotovoltaicas son amplias. Un nicho ha sido la generación de electricidad para la operación de una gran variedad de equipos portátiles como relojes, calculadoras, radios, etcétera. Asimismo, se han utilizado en forma extensa para potenciar equipos de toda clase de aplicaciones remotas en áreas donde no existe una red eléctrica, como boyas marinas y señalamientos ferroviarios y carreteros, entre otros.

El uso de esta tecnología en aplicaciones rurales aisladas ha tenido mucho interés en comparación con otras tecnologías, principalmente por sus bajos requerimientos de mantenimiento, debido a que no tiene partes móviles. Varios programas subsidiados por los gobiernos nacionales o por entidades multilaterales, se han realizado sobre todo en países en desarrollo para los sectores doméstico, de educación y salud. En cuanto a países industrializados, en especial los EUA y Alemania, han iniciado programas importantes para instalar paneles con celdas fotovoltaicas en los techos de las casas (reduciendo el costo de instalación) y teniendo el respaldo de la red de distribución.⁴⁶

Es importante tener en cuenta que debido a la baja densidad superficial de la radiación solar, se requieren superficies grandes para satisfacer la demanda. Por ejemplo, para cubrir la demanda actual de los EUA, se requeriría una superficie del orden de los 26 mil km², pero todas las celdas fabricadas comercialmente a nivel mundial entre 1982 y 1998, sólo cubrirían 3 km²; la problemática no es imposible de resolver, pero requeriría de grandes esfuerzos.⁴

⁴⁶ Referencia 44, p. 242.

Hacia el futuro, se ha planteado la posibilidad que para los recursos naturales energéticos de naturaleza intermitente como el viento y el sol, el hidrógeno puede jugar el papel dual de ser no sólo el energético secundario al cual habría que transformarlas vía la electrólisis del agua, si no que también jugaría el papel de sistema de almacenamiento.

Otro esquema que se ha propuesto para el futuro lejano, es el concepto de la estación generadora espacial. La radiación solar en el espacio es aproximadamente ocho veces mayor que en la superficie terrestre y es continua, sólo con las variaciones de intensidad naturales del sol. Estas estaciones espaciales podrían transmitir la energía vía microondas a la tierra con una eficiencia entre 50 y 60%. Un estudio preliminar indica que 3,300 TWe se podrían obtener a través de 660 estaciones espaciales, cada una con una superficie del tamaño de la isla de Manhattan equivalente a 80.8 km².⁴⁷

No cabe duda que por su potencial, esta tecnología es atractiva pero las dificultades prácticas en su aplicación complican su difusión masiva.

Solar térmico a alta temperatura

El uso de concentradores de la energía solar con el fin de incrementar su densidad energética superficial ha sido un interés de siglos; Arquímedes lo realizó en 212 A.C. para quemar las velas de la flota enemiga que estaba por desembarcar en el puerto. En el presente, se tienen básicamente tres tecnologías en desarrollo, aunque una de ellas ya tiene aplicaciones en plantas de decenas de MWe.

La más comercial es la tecnología de los concentradores con base en cilindros parabólicos en los que, en el foco de la parábola a lo largo del cilindro, va un tubo con el fluido de trabajo. A fines de los ochenta y principios de los noventa, varias unidades se instalaron en el estado de California para generar electricidad, equivalente a una potencia instalada de más de 300 MWe. Estas unidades tienen en paralelo una unidad termoeléctrica comercial basada en gas natural, con el fin de incrementar la confiabilidad de la oferta de la electricidad.⁴⁷

Las otras dos tecnologías se refieren a la del receptor central y la de platos parabólicos. La primera consiste en instalar el receptor

con el fluido de trabajo en la cima de una torre alta en el centro de un campo de espejos con mecanismo de seguimiento del sol. El fluido de trabajo se calienta a altas temperaturas al pasar por el receptor y conduce la energía a un intercambiador de calor, donde se transfiere la energía para el propósito deseado.

La tecnología de platos parabólicos consiste en tener receptores parabólicos individuales con capacidad de seguimiento del sol, de manera de concentrar la radiación solar en el foco del mismo, en donde se coloca el equipo transformador de la energía.

De estas dos últimas tecnologías se tienen varias unidades experimentales y demostrativas, y en el caso de la última se han instalado unas pocas ya más a nivel comercial. A la fecha, en todos los casos su orientación ha sido la generación eléctrica, aunque en el caso del receptor central también se han propuesto otras aplicaciones en especial en el área química.

Los costos actuales estimados de generación con estas tecnologías se encuentran en el rango de 12 a 15 cUSD/kWh y se espera que éstos se reduzcan al rango de 4-5 cUSD/kWh.¹¹

Solar térmico a bajas temperaturas

En estos casos, los equipos de captación de la radiación solar no utilizan concentradores y por lo tanto el resultado obtenido corresponde a fluidos de trabajo con bajas temperaturas o situaciones donde las temperaturas requeridas no se alejan mucho de la temperatura ambiente. Algunos ejemplos son: producción de agua caliente para uso doméstico y calentamiento del agua de albercas, calentamiento ambiental, procesos de secado, ventilación y enfriamiento en edificaciones, iluminación, etcétera.

La aplicación posiblemente más difundida es el colector plano para calentamiento de agua a menos de 100°C para uso tanto en casas habitación, como en albercas, hospitales y hoteles, así como agua precalentada para uso en calderas industriales. El mercado de estos equipos ya es mundial y casi todos los países tienen fabricación nacional. En la tabla 6⁴⁸ se presenta información de la capacidad en metros cuadrados instalados para este propósito en algunos países.

⁴⁷ Referencia 44, p. 245.

⁴⁸ Kaygusuz K., *Renewable Energy Resources: the Key to a Better Future*, Energy Sources, vol. 24, p. 787, 2002.

Tabla 6. Capacidad instalada de calentadores solares planos en algunos países

País	Instalados en 1999 (m ²)	Total Instalada a 1999 (m ²)	Instalados en 1999 por 1000 habitantes (m ²)
Francia	6,000	296,000	0.1
Bélgica	1,500	19,500	0.1
Reino Unido	9,000	141,000	0.2
Italia	24,000	244,000	0.4
Portugal	4,500	219,500	0.5
España	33,000	313,000	0.8
Suecia	9,000	157,000	1.0
Finlandia	7,000	12,000	1.4
Holanda	30,000	146,000	1.9
Dinamarca	4,000	282,000	2.6
Suiza	31,000	241,000	4.4
Alemania	420,000	2,290,000	5.1
Grecia	160,000	2,645,000	15.2
Austria	141,000	1,476,000	17.5
EUA	25,000	—	0.1
India	2,000,000	—	2.0
China	4,000,000	—	3.2
Turquia	430,000	—	6.8
Japón	1,000,000	—	10.8
Israel	400,000	—	67.1

Utilizando otras tecnologías ya comerciales, como las bombas de calor, es posible recalentar esta agua para otro tipo de aplicaciones, ya se han llevado a cabo proyectos de demostración. Lo mismo ha ocurrido con la generación de frío a través de sistemas de absorción, donde el agua calentada sólo es utilizada como la fuente de calor para evaporar al fluido de trabajo. Comercialmente se venden refrigeradores con base en gas LP, el cual se puede reemplazar con el calor generado por los calentadores solares.

Aunque no desarrollados en forma comercial, pero ya aplicados en equipamiento enviado en misiones espaciales, se tienen las celdas termoeléctricas, que al pasar corriente a través de ellas enfrían el

punto donde hacen contacto los dos materiales que las conforman, o al revés: si se le aplica calor al punto de contacto, se genera una corriente. El mercado actual de estas celdas es pequeño, del orden de 200 millones de USD; su uso radica principalmente en el enfriamiento de equipos electrónicos. Su eficiencia tiende a ser baja, más o menos equivalente a un tercio de la de un refrigerador común, lo cual no ha favorecido su difusión. Se realiza investigación y desarrollo tecnológico en busca de materiales que incrementen la eficiencia de estas celdas a valores más competitivos. El desarrollar una celda termoeléctrica que no tenga partes móviles y que genere electricidad en forma competitiva a partir de un fluido caliente, ya sea de origen solar o como calor de desecho, será un paso importante en relación a la sustentabilidad del sistema energético.⁴⁹

⁴⁹ DiSalvo F.J., *Thermoelectric Cooling and Power Generation*, Science, vol. 285, p. 703, July 1999.

Como se menciona en la introducción, la biomasa si bien puede generar un combustible que al quemarse no contribuya al efecto invernadero por el reciclado del carbón, tiene el problema de que la fotosíntesis producida por la radiación solar para fijar los átomos de carbón en forma de un carbohidrato en las plantas, tiene una densidad energética muy baja (aproximadamente 0.6 W/m^2). Toda la energía primaria producida en el mundo en el presente requeriría del orden de más del 10% de toda la superficie terrestre de la Tierra, la cual es comparable con toda la superficie utilizada para la agricultura.⁴ Este tipo de limitaciones no la descarta de poder jugar un papel parcial en el panorama mundial, en especial considerando los avances científicos en la ingeniería genética relacionada con plantas.

Existen varias rutas para convertir a la biomasa en energéticos secundarios (electricidad o biopetrolíferos). La combustión directa en calderas es bien conocida y existen unidades de varias centenas de MWe que utilizan aserrín, a veces mezclado con carbón mineral, proveniente de madera de plantaciones de árboles (Suecia). Los costos relacionados con la combustión de la biomasa para generar electricidad es del orden de 5-6 cUSD/kWh para unidades de 40-60 MWe y con precios de la biomasa a 2 USD/GigaJoule; los costos de capital varían entre 1600-2500 USD/kW, existe cierto margen todavía para reducir costos. En especial donde no existe gran demanda por la tierra, se estima que la biomasa puede ser competitiva con los combustibles fósiles, sin tomar en cuenta que no será penalizada por las emisiones de CO_2 .⁵⁰

Unidades demostrativas de gasificación de la biomasa acopladas a ciclos combinados (en inglés BIGCC) se han puesto en opera-

⁵⁰ Referencia 44, p. 227.

ción, mostrando eficiencias globales de aproximadamente 40%. En Suecia, se tiene una planta basada en un gasificador presurizado y en Brasil está en desarrollo un proyecto de 30 MWe con una plantación de eucalipto como fuente de combustible. Los costos de inversión son altos (aproximadamente 3500-5000 USD/kWe), pero el potencial de reducción de costos se estima importante para alcanzar un rango de 1100-2000 USD/kWe. Pequeños sistemas, entre 100-200 kWe acoplados a motores diesel/gas con eficiencias eléctricas de 10-25%, se encuentran comercialmente disponibles, en especial para aplicaciones rurales aisladas.⁵¹

El proceso de generación de biogas (compuesto de metano, hidrógeno y CO₂) por medio de la digestión anaeróbica de desechos animales y vegetales es bien conocida. Su uso es relativamente importante en China y la India en el sector doméstico rural. Existen algunas aplicaciones industriales en operación como el uso de las aguas de desecho de alcoholeras con un alto contenido de vinazas, con las que se genera biogas combustible para la propia planta.⁵² Otra fuente de biogas es el generado en rellenos sanitarios de basura municipal, el cual ha despertado interés en varios países, pues se genera un producto útil a partir de esta fuente, la cual se considera un problema mayor a nivel mundial. Un primer sistema ha iniciado operaciones en México (Monterrey), generando suficiente biogas para operar una unidad de generación eléctrica de 7.4 MWe.⁵³ Existe preocupación por la posible contaminación de acuíferos al lixiviarse los componentes de la basura en el relleno sanitario y en algunos países han restringido en forma importante los desechos biodegradables que pueden disponerse en estos sistemas.⁵⁴

La pirólisis de la biomasa a altas temperaturas (aproximadamente 500°C) en ausencia de O₂ la convierte en hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos. Realizar este proceso a altas presiones y en presencia de vapor de agua genera un tipo de biopetróleo. Este proceso está en experimentación.⁵⁵

El combustible más común de la biomasa es el etanol derivado de los azúcares contenidos en la caña de azúcar (Brasil), en el maíz

(EUA) o en la remolacha (Europa). En Brasil los subsidios al programa de producción de etanol proveniente de la caña de azúcar fueron eliminados. Éste se adiciona a la gasolina en 26%, al parecer, desarrollos tecnológicos han hecho que el balance energético del proceso no sea negativo. Otra ruta en exploración es producirlo por la hidrólisis de la biomasa lignocelulósica, lo cual algunos investigadores creen que puede llegar a competir con la gasolina.⁵⁶

Otra opción es la producción de hidrocarburos sintéticos, que se puede realizar a través de la síntesis de Fisher-Tropsch con base en gas sintético generado por la gasificación de la biomasa. Además, este gas sintético ya contiene al propio hidrógeno que es un combustible.

En cuanto a los problemas ambientales del uso de la biomasa para fines energéticos, éstos tienden a ser menores que en el caso de otras tecnologías energéticas: el CO₂ no es problema por su reciclaje, pero siempre quedan los contaminantes que se generan en su transformación como por ejemplo, los NO_x producidos en el proceso de combustión con aire. En ciertos casos, hay beneficios como el mejoramiento de suelos, la prevención de la erosión, el mejoramiento de la retención de agua y de las condiciones del microclima. En el caso de utilizar los bosques degradados para crear plantaciones energéticas de árboles, existe una mejoría en la situación de la biodiversidad local.

Desde el punto de vista social, existe el argumento relacionado con la compatibilidad del uso de suelo para plantaciones energéticas con la necesidad creciente de producción de alimentos. Pero los avances en las tecnologías agrícolas han incrementado de manera sustancial el rendimiento del proceso, de tal forma que esta competencia se ha reducido en forma importante.

En general, se puede observar que, siendo esta fuente neutra en cuanto al problema de los gases invernadero, se está incrementando el interés por buscar soluciones a los obstáculos que limitan el desarrollo de los procesos de transformación, con el fin de aumentar su participación en los balances energéticos.

⁵¹ Referencia 44, p. 224.

⁵² Larson E.D., *Technology for Electricity and Fuels from Biomass*, vol. 18, p.567, 1993.

⁵³ <http://www.seisa.com.mx> y <http://www.conae.gob.mx/work/secciones/1755/imagenes/jorgegutierrez.pdf>

⁵⁴ Council Directive 1999/31/EC of 26 april 1999 on Landfill Waste, Official Journal L 182, p. 1-19, july 16, 1999.

⁵⁵ Referencia 44, p. 225.

⁵⁶ Kheshgi H.S. et al., *The Potential of Biomass Fuels in the Context of Global Climate Change: Focus on Transportation Fuels*, Annual review of Energy and Environment, vol. 25, p.199, 2000. Wymagn C.E., *Biomass Ethanol: Technical Progress, Opportunities and Technical Challenges*, *ibid*, vol. 24, p.189, 1999.

La geotermia como recurso energético es muy antigua. En la segunda mitad del siglo XX fue cuando realmente los avances tecnológicos permitieron que su utilización se transformara en una energía comercial para generar electricidad y vapor de proceso. En varios sitios específicos como la ciudad de París, se tienen varios años generando fluido geotérmico de baja temperatura, inservible para una generación eléctrica competitiva, el cual se utiliza en la calefacción distrital.

Recientemente, con la penetración comercial de las bombas de calor, el uso de la tierra como fuente o como sumidero de calor se está expandiendo con rapidez para generar calor/frío, relacionado con el acondicionamiento ambiental de edificaciones.

En el año 2000 se tenían, a nivel mundial, 7,973 MWe instalados en generación eléctrica con vapor geotérmico, con un aumento de 1,141 MWe en los cinco años anteriores. El incremento estimado para 2005 es de 3,441 MWe. En aplicaciones caloríficas, al año 2000 se tenía una capacidad instalada de 15,145 MWt y una utilización de 190,699 Tera-Joules/año.⁵⁷

En cuanto al acondicionamiento ambiental de edificaciones, al final de 1997, en EUA ya se utilizaban del orden de 300 mil bombas de calor geotérmicas generando entre 8 mil y 11 mil gigawatts hora (térmicos) al año (GW_th/a) de energía final; el *Geothermal Heat Pump Consortium* ha establecido un programa a seis años para incrementar la venta de bombas de calor por un factor de 10.⁵⁸

Aunque las califica de pesimistas, el *World Energy Assessment* pronostica las siguientes cifras para la generación eléctrica y el aprovechamiento calorífico de la geotermia.⁵⁹

⁵⁷ Kaygusuz K., *Geothermal Energy: Power for a Sustainable Future*, Energy Sources, vol. 24, p. 937, 2002.

⁵⁸ Referencia 44, p. 256.
Evangelist W.J., *Installing a Geothermal Heating and Cooling System*, Fine Homebuilding, august-september 2000.

⁵⁹ Referencia 44, p. 257.

Año	MWe	TW _e ,h/a	MWt	TW _t ,h/a
2010	24,000	134	22,000	81
2020	58,000	318	40,000	146

La tecnología actual involucra la detección de yacimientos geotérmicos en formaciones geológicas adecuadas, es decir que al igual que los yacimientos petroleros, tienen un sello superior que no permite al vapor y agua caliente escapar en forma masiva a la superficie (por fisuras se generan afloraciones en la superficie como los géiseres). La formación de estos yacimientos requiere que se conjunte la presencia de un acuífero con una anomalía térmica de la corteza terrestre, donde el magma se acerca a la superficie sin aflorar (si aflora, se crea un volcán).

Los métodos de exploración para encontrar estos yacimientos son similares a los de la exploración del petróleo; se utilizan técnicas sismográficas, gravitacionales, de conductividad eléctrica, etcétera, y el análisis conjunto de los resultados, genera información útil para determinar su presencia. Como en todos los campos, las entidades dedicadas a esta actividad continúan perfeccionando las técnicas y desarrollando nuevas, que reducirán el costo de la exploración y, por lo tanto, el costo de la energía útil generada.

La mayoría de los yacimientos geotérmicos en el mundo se caracterizan como de líquido dominante, ya que el fluido en el yacimiento se encuentra en ese estado físico. Cabe aclarar que existen algunos yacimientos de vapor dominante como el de Big Geiser en EUA. Los yacimientos usualmente se encuentran en el rango de profundidades de 500-4000 metros, a temperaturas entre 250 y 350°C. En los de líquido dominante, el fluido geotérmico se despresuriza al aflorar a la superficie a través del pozo, por lo que se genera una mezcla de vapor/líquido que se separa en la superficie enviando el vapor a limpieza antes de entrar a la turbina. La salmuera remanente, usualmente con alto contenido de sales, se reinyecta en el yacimiento a través de otro pozo. El resto del proceso de la generación eléctrica es convencional.

Es usual que el fluido geotérmico tenga algunos gases disueltos como bióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, los cuales se ventean si están en bajas concentraciones, o se tratan en la planta para removerlos. Cuando la temperatura del fluido no es tan alta, en un rango de 180 a 220°C, en lugar del proceso convencional, se utilizan sistemas de ciclo binario, en el cual el calor geotérmico es transferido a un fluido de trabajo de naturaleza orgánica con menor presión de vapor que el agua.

Los costos dependen de las características del yacimiento, pero en promedio andan en 700 USD/kW para inversión en campo (exploración, construcción de pozos, etcétera) y 700 a 800 USD/kW de equipamiento de la planta, para un total del orden de 1,500 USD/kW aproximadamente. Para las plantas de ciclo binario, el costo de inversión en campo se reduce algo (500 USD/kW), mientras que el costo de la planta de ciclo binario se incrementa de manera sustancial a 1,600 USD/kW para un total del orden de 2,100 USD/kW. Costos de operación y mantenimiento son variables dependiendo de nuevo de las características del yacimiento y del fluido geotérmico, pero andan aproximadamente en 100 USD/año/kW. El costo del kWh geotérmico en nuevas unidades varía entre cinco y ocho cUSD, el cual es alto en comparación con otras tecnologías energéticas.⁶⁰

La mayor parte de los esfuerzos en investigación están orientados a reducir el costo de la inversión y del kWh; mejora de los métodos utilizados en la exploración, mejora de los modelos computarizados para la ingeniería de yacimientos, las problemáticas de corrosión e incrustaciones en tuberías de pozos y de conducción superficial de fluidos, y mejora en la eficiencia de conversión a electricidad y otros.

Se mantienen los esfuerzos en el desarrollo de sistemas de roca caliente donde hay una anomalía térmica pero no existe acuífero y, por lo tanto, hay que inyectarles agua fría para después recuperar el fluido caliente. Aplicaciones mixtas de recuperación de minerales y obtención de energía se exploran en algunos sitios donde la salmuera tiene grandes cantidades de alguna sal de gran interés comercial.

Existen muchas aplicaciones de la geotermia de baja temperatura, es decir, menos de 180°C. Ya se mencionó la aplicación al acondicionamiento ambiental en edificaciones. Existen también aplicaciones en la industria para generar calor de proceso en aplicaciones de ese rango de temperaturas (como por ejemplo en la industria de celulosa y papel), así como en invernaderos y criaderos de especies animales que requieren cierto grado de temperatura.

⁶⁰ Kutscher C.F., *The Status and Future of Geothermal Electric Power*, Proceedings of the American Solar Energy Conference, Madison, Wisconsin, June 2000.

La utilización de la geotermia seguirá creciendo pero, por su naturaleza, se estima que su contribución a la satisfacción de la demanda mundial será marginal, aunque es probable que encuentre ciertos nichos de aplicación importante como las bombas de calor para acondicionamiento ambiental en edificaciones, así como que, en ciertas regiones, llegue a tener una importancia mayor en la satisfacción de la demanda energética local debido a la geología del lugar; Filipinas en el presente, genera 22% de su demanda eléctrica con geotermia.⁵⁸

Emisiones contaminantes de impacto local o regional

Las principales tecnologías relacionadas con la protección ambiental que se aplican comercialmente en el presente, son aquellas que reducen o eliminan los contaminantes llamados locales por afectar básicamente el área alrededor del centro de emisiones. Éstos son los óxidos de azufre y nitrógeno y las partículas de carbón inquemado. En la última década se ha detectado que los metales pesados como el plomo y el mercurio, que se encuentran en trazas en los diferentes tipos de carbón mineral, también se dispersan vía los gases de chimenea y llegan a afectar la flora y fauna en la región.

En cuanto al petróleo y gas natural, el principal problema es el azufre que, en general, es emitido en forma de óxidos al llevarse a cabo el proceso de combustión. De utilizarse aire como oxidante, también se forman óxidos de nitrógeno que son contaminantes. Tecnologías para limpiar los gases emitidos han sido utilizadas en la mayoría de las plantas transformadoras de los energéticos primarios (unidades de generación eléctrica, refinerías, unidades criogénicas, etcétera), con el fin de cumplir con las estrictas normas ambientales implementadas.

En el presente, la investigación y desarrollo tecnológico se orientan a la mejora de estas tecnologías para incrementar su eficiencia y reducir su costo. Éste, en cuanto a la limpieza de los gases de chimenea de centrales termoeléctricas (unidades desulfuradoras, precipitadores de partículas, y quemadores de bajo NO_x), es equivalente a un incremento del orden del 25% en el costo del kW.⁶¹

⁶¹ *Costos y parámetros de referencia (COPAR) para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico; Generación*, Comisión Federal de Electricidad, anexo D, 2002.

En la actualidad, el proceso para limpiar los gases de chimenea de SO_x requiere de bajas temperaturas; aproximadamente 100°C .⁶² Por lo tanto, los gases hay que enfriarlos, limpiarlos y volver a calentar para expulsarlos por la chimenea a una temperatura adecuada. En el caso del proceso de gasificación de combustibles fósiles, el gas sintético se limpia antes de quemarse, por lo tanto los volúmenes de gas a limpiar son mucho menores y el proceso se vuelve menos costoso. De cualquier manera, hay que enfriar el gas sintético y por lo tanto, se pierde calor que repercute en la eficiencia del proceso. Por esta razón, tanto para este proceso como para el proceso convencional de combustión con limpieza de gases de chimenea, sería más adecuado contar con un proceso de limpieza de gases que opere a altas temperaturas, con el fin de no perder eficiencia en el proceso al tener que enfriar el flujo de gas y después recalentarlo.

Emisiones de gases invernadero

Con la amenaza del cambio climático debido al efecto invernadero generado por la emisión de gases, están en desarrollo procesos de captura y disposición del bióxido de carbono (CO_2), ya que éste es el principal gas de invernadero emitido a través de procesos antropogénicos. El otro gas invernadero importante es el metano (CH_4), el cual es del orden de 30 veces más efectivo como gas invernadero que el CO_2 , pero sus emisiones son mucho menores. De menor importancia, aunque también presentes, son algunos de los óxidos de nitrógeno, los clorofluorocarbonos y otros.⁶³

Ya que la sociedad mundial depende en 85% de los combustibles fósiles,⁵ la concentración del CO_2 se ha incrementado de forma significativa en el siglo XX como se describe en la introducción. La mitad de las emisiones de gases invernadero son de origen antropogénico (la otra mitad de procesos naturales), y de éstos, aproximadamente 66% proviene del sector energía.⁶⁴ Por lo tanto es de gran interés para el sector energético, reducir las emisiones de CO_2 .

Un gran esfuerzo se orienta a utilizar tecnologías que tengan cero o casi-cero emisiones de CO_2 . En la mayoría de los casos analizados, la solución más atractiva es el binomio electricidad/hidrógeno

como energéticos secundarios generados de energías primarias que no produzcan gases invernadero (energía nuclear, hidroenergía, etcétera) o tecnologías que si produzcan estos gases, como aquéllas provenientes de los combustibles fósiles, pero que sea factible y económicamente viable capturar y disponer del CO_2 como es el caso del proceso de la gasificación.

Los procesos de captura del CO_2 se basan en general en su reacción con aminas, lo cual se realiza a bajas temperaturas (aproximadamente 100°C). Se buscan procesos igual de efectivos pero que puedan operar a altas temperaturas, correspondientes a la de los gases de chimenea o del gas sintético al salir del gasificador.⁶⁵

El costo relacionado con la remoción del CO_2 de una carboeléctrica convencional de alta eficiencia, tipo ultrasupercrítica, se estima equivalente a un incremento del orden de 60% del costo del kWh, aproximadamente de 3.30 cUSD/kWh a 5.22 cUSD/kWh con una reducción de la eficiencia de 43.1% a 34.3%. IGCC muestra un incremento de 37%, debido a que sin captura del CO_2 , el costo es de 3.25 cUSD/kWh y con su remoción a través de un proceso caliente, el costo llega sólo a 4.45 cUSD/kWh. Las eficiencias respectivamente son: sin captura del CO_2 a la atmósfera de 45.9%, y con remoción del CO_2 en proceso caliente de 41.5%. Los valores absolutos son basados en una serie de suposiciones, pero lo importante es la comparación relativa.⁶⁶ En términos del costo para capturar una tonelada de CO_2 , éste varía entre 16 y 87 USD/tonelada de CO_2 , de acuerdo con un estudio de la IEA.⁶⁷ La reciente iniciativa del gobierno de los EUA para tener en 2015 una unidad carboeléctrica con cero emisiones de contaminantes, considera un sistema para secuestrar el CO_2 a un costo de menos de 10.00 USD/ton de C, siendo la estimación con tecnología actual de entre 100 y 300 USD/ton de C.⁶⁸

Una vez capturado el CO_2 , el costo de su disposición en formaciones geológicas adecuadas (por ejemplo yacimientos de gas natural o petróleo agotados) o en el mar, será básicamente el de su compresión y transporte así como inyección, el cual incrementará poco los costos ya mencionados; se estima que el costo de captura es del orden del 75% de todo el costo para capturar, transportar y disponer (es decir secuestrar) el CO_2 .⁶⁷

⁶² Herzog H.J. y Drake E.M., *Carbon Dioxide Recovery and Disposal from Large Energy Systems*, Annual Review of Energy and the Environment, vol. 21, p. 145, 1996.

⁶³ Referencia 13, p.290.

⁶⁴ Shihab-Eldin A., *New Energy technologies: Trends in the Development of Clean and Efficient Energy Technologies*, OPEC Review, december 2002

⁶⁵ <http://www.fe.doe.gov/programs/sequestration/overview.shtml>

⁶² Cline J.R. et al., *KEPCO's First 5000 MW of Flue Gas Desulfurization*, Babcock y Wilcox, PowerGen International 98, Orlando, Florida, USA, december 1998.

⁶³ Khalil M.A.K., *Non-CO₂ Greenhouse Gases in the Atmosphere*, Annual Reviews of Energy and the Environment, vol. 24, p. 645, 1999.

⁶⁴ Referencia 13, cap. 1, p.102.

Al parecer, se ha iniciado un análisis sobre la posibilidad de remover el CO₂ directamente de la atmósfera en lugar de removerlo en las instalaciones que lo emiten. Los análisis iniciales indican que esto puede ser técnica y económicamente factible, colocando las instalaciones en los sitios donde se dispondrá del CO₂ para eliminar los costos de transporte. Esta propuesta está en análisis, pero de ser exitosa podría ser una solución casi ideal.⁶⁷

La decarbonización de los sistemas energéticos basados en combustibles fósiles, es un proceso que afecta en forma importante a su economía, pero considerando que éstos son una parte importante de las reservas mundiales de recursos energéticos, el proceso a través del cual se genera hidrógeno, es decir la gasificación, se considera como el más conveniente.

Un enfoque totalmente diferente es el siguiente. El principal impacto del efecto invernadero es crear un calentamiento generalizado en la superficie terrestre, incluyendo la atmósfera, que podría tener consecuencias catastróficas. Una posible solución consistiría en reducir la intensidad de la radiación solar que llega a la atmósfera. Esto se podría obtener inyectando en la atmósfera partículas sólidas o aerosoles reflectores. Un proyecto más ambicioso es colocar un espejo de 2 mil km de diámetro y 10 micras de espesor en un punto adecuado entre la Tierra y el Sol, de manera que reflejaría 2% del flujo de la radiación solar. Desde la Tierra se observaría como una mancha solar. Se propone que el espejo podría ser construido en la Luna con materiales locales para reducir problemas de transporte.⁴ Este tipo de propuestas deben explorarse sólo como un seguro en caso de que los impactos del calentamiento global sean mayores que los previstos y que las otras soluciones no resulten tan económicas.

La economía del hidrógeno

La utilización del hidrógeno es muy antigua y básicamente se concentra en la industria química y petrolera. La principal fuente es a través de la reformación del metano (gas natural), y el principal uso es en la hidrogenación de moléculas pesadas de hidrocarburos para generar hidrocarburos más ligeros que se usan como combustibles (gasolinas, diesel, etcétera), así como en la fabricación de amoníaco, importante fertilizante. La capacidad mundial de producción de H₂ es del orden de 3 x 10⁸ m³ (std) por día.⁶⁹ Aunque la producción, en la gran mayoría de los casos es *in*

situ, se tiene cierta experiencia en transporte entre refinerías, plantas químicas, y plantas independientes de producción del hidrógeno. Cabe mencionar que en la industria aeroespacial, el hidrógeno se ha utilizado por varias décadas como combustible en los cohetes.

En cuanto a la producción de hidrógeno, las principales rutas corresponden a la descomposición termoquímica de compuestos hidrogenados y a la descomposición electroquímica del agua.

El proceso actual más común se basa en la reacción química del metano con vapor de agua a altas temperaturas y presiones para generar un gas de síntesis (básicamente hidrógeno y óxidos de carbono) del cual se separa el hidrógeno. Este mismo proceso se utiliza con carbón mineral u otros materiales ricos en carbono, como el coque de petróleo, para generar gas de síntesis y después hidrógeno. Una comparación del costo de generar el hidrógeno a través de las diferentes rutas⁷⁰ es el siguiente:

	Costo USD/GJ
Hidrógeno a partir de carbono/petróleo/gas natural	1-5
Hidrógeno a partir de gas natural con remoción del CO ₂	8-10
Hidrógeno a partir de carbono con remoción del CO ₂	10-13
Hidrógeno a partir de la biomasa	12-18
Hidrógeno generado con nucleoelectricidad	15-20
Hidrógeno generado con eoloelectricidad terrestre	15-25
Hidrógeno generado con eoloelectricidad marina	20-30
Hidrógeno generado con celdas fotovoltaicas	25-50

Se investigan otros métodos como la utilización de reactores nucleares de alta temperatura para producir el hidrógeno directamente, vía la descomposición termoquímica de compuestos hidrogenados, el uso de celdas fotoelectroquímicas para producir el hidrógeno con radiación solar, la reformación por medio de un plasma, y el uso de reactores de membranas cerámicas.⁷¹

En cuanto al transporte y distribución, también se tiene experiencia. En el presente, 5% aproximadamente del hidrógeno total producido en los EUA se transporta en forma líquida en contenedores criogénicos montados en camiones de carga, carros de ferrocarril o lanchones (hasta 1,500 km), en forma de gas compri-

⁷⁰ *Hydrogen Power*, The Economist, p. 73, february 15th, 2003.

⁷¹ Ogden J.M., *Prospects for Building a Hydrogen Energy Infrastructure*, Annual reviews of Energy and the Environment, vol. 24, p.229, 1999.

Padro C.E.G., *Natural Gas and hydrogen Partners in an Energy Future*, 21st World Gas Conference, Nice France, june 2000.

⁶⁹ Forsberg C.W. y Peddicord K.L., *Hydrogen Production as a Major Nuclear Energy Application*, Nuclear News, vol. 44, núm. 10, p. 41, september 2001.

mido en camiones (hasta decenas de km), o por gaseoductos (centenas de km). El otro 95% se genera *in situ*.⁷²

De usarse en forma masiva, se requerirá una gran infraestructura de transporte y distribución; la actual en los EUA equivale al 1% de la distribución de gasolina. En esta situación, seguramente se tendrá una combinación de transporte y distribución en forma gaseosa (gaseoductos) o líquida (contenedores criogénicos), con la generación del hidrógeno en forma distribuida a partir de materias primas locales. Es importante destacar que la contención de hidrógeno a altas presiones requiere de materiales adecuados, pues tiende a disociarse y difundirse por la estructura granular del material sólido del contenedor; en algunos casos llega a dañar estas estructuras, haciendo que falle el material de contención. La alta presión es necesaria para buscar una eficiencia económica del proceso.⁷²

De convertirse en un energético secundario importante, es necesario tener capacidad para almacenarlo. El hidrógeno se puede almacenar como gas comprimido, como líquido a muy bajas temperaturas, o en forma de un hidruro metálico. Las características del sistema de almacenamiento serán diferentes si el sistema es fijo o si es móvil. De ser fijo, éstas son menos limitantes. El almacenamiento para vehículos requiere ser liviano, compacto, de bajo costo, resistente, de rápido y fácil llenado, y seguro. Un estudio de la Ford Motor Co. para un vehículo de cuatro pasajeros con celda de combustible y un rango de 500 km, compara las siguientes formas de almacenamiento del hidrógeno:⁷²

- * Para gas comprimido con 12% (en peso) de hidrógeno a 34 MPa, el contenedor tendría un peso de 32.5 kg y volumen de 186 litros.
- * Para hidrógeno líquido, el peso del contenedor es de 28.5 kg para un volumen de 116 litros.
- * Almacenado como hidruro metálico, el volumen se reduce a 100 litros pero el peso sube a 325 kg.
- * El contenedor equivalente para motor de combustión interna a base de gasolina es de 25 litros con 25 kg.

Se investiga intensamente este aspecto para encontrar un sistema que almacene entre 5 a 10% (en peso) de hidrógeno y que funcione a temperaturas y presiones cerca de las condiciones ambientales. El uso de nanoestructuras de carbono es de las más

estudiadas; experimentos de laboratorio han resultado en porcentajes de almacenamiento de hasta 14% en peso, en condiciones ambientales.⁷²

En su transformación a energía útil deseada por el usuario final, las celdas de combustible son la gran esperanza (ver capítulo 10), ya que reducirían en forma espectacular las emisiones totales por el proceso mismo que genera cero o una cantidad pequeña de gases contaminantes, así como por su alta eficiencia. Existen estimaciones en las cuales, con el hidrógeno generado en dos tercios de la superficie arable no utilizada en los EUA, es posible proveer el combustible para todos los vehículos de ese país, si éstos utilizaran celdas de combustible.⁷²

En cuanto a los costos, las proyecciones indican que el sistema a base de hidrógeno será mucho más caro que el basado en gasolina. Pero como el hidrógeno se usa con mayor eficiencia, el costo del combustible por km se vuelve comparable. Si los vehículos a celdas de combustible llegan a alcanzar los costos proyectados correspondientes a producción en masa, el costo total del ciclo de vida del transporte (costos de inversión en el vehículo, de combustible, y de operación y mantenimiento) sería comparable con el del sistema actual con vehículos a base de gasolina.⁷²

Por múltiples razones, la economía del hidrógeno se ve muy atractiva, deseable y factible. Como ejemplo, las grandes líneas de transmisión de electricidad transportan del orden de 2 mil MW, mientras que grandes gaseoductos de hidrógeno, similares en tamaño al gaseoducto propuesto para atravesar Alaska, transportarían lo equivalente a más de 20 mil MW.⁷³ La conversión del sistema actual a este tipo de energético secundario predominante implica inmensas inversiones, así como desarrollos tecnológicos importantes. Aunque estos últimos se den, su penetración no puede ser más que lenta por la primera consideración; sólo para el sector transporte, algunos investigadores estiman inversiones de entre cientos a miles de USD en infraestructura por vehículo. Todo indica que se debe ir preparando el terreno para este cambio, con base en la identificación de nichos donde el hidrógeno ya puede ser competitivo y mantener un gran esfuerzo en las actividades de investigación y desarrollo tecnológico.

⁷² Ogden J.M., *Hydrogen: The Fuel of the Future?* Physics Today, vol. 55, núm. 4, p. 69, april 2002.

⁷³ Forsberg C.W., *Hydrogen, Electricity and Nuclear Power*, Nuclear News, vol. 45, núm. 10, p. 30, 2002.

La superconductividad se conoce desde muchas décadas atrás. A nivel laboratorio y a temperaturas muy bajas de 23°K (equivalente a menos 250°C), ciertos compuestos, al acercarse a estas temperaturas, se comportan eléctricamente como superconductores. Desde 1986 se han encontrado materiales (óxidos de mezclas de varios metales con elementos de tierras raras) que muestran el fenómeno de superconductividad a temperaturas mucho más altas (menos 195.8°C); el record se ha establecido en menos 113°C. La investigación y desarrollo tecnológico se ha abocado, en estos temas, a entender mejor el fenómeno, a identificar otros materiales que exhiban este comportamiento como el diboro de magnesio, y a tratar de desarrollar un cable o alambre flexible de este material, debido a que la mayoría de los compuestos actuales son quebradizos y no maleables como se requiere en las aplicaciones.⁷⁴ Se espera que para finales de esta década se tengan ya los materiales comerciales con estas características, aunque ya se ha logrado realizar pequeños sistemas demostrativos como el cable para 24 kV, 3 fases, con usos de demostración en un pequeño sistema de distribución de la empresa Detroit Edison.⁷⁵

Si bien la tecnología de la superconductividad tiene muchas aplicaciones, una que es de gran interés se refiere a la red eléctrica de transmisión. En los sistemas eléctricos, esta red es la columna vertebral del sistema, pues es la unión entre los generadores de la electricidad y los distribuidores de la misma a los usuarios finales. Su operación confiable es de gran importancia.

Considerando que la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades a costos razonables (excepto en aquellos sitios adecuados para sistemas hidroeléctricos reversibles, el llamado almacenamiento por bombeo) y que las líneas de transmisión cubren grandes distancias, cientos a miles de km, a lo largo de los

⁷⁴ Canfield P.C. y Crabtree G.W., *Magnesium Diboride; Better Late than Ever*, Physics Today, vol. 56, núm. 3, p.34, march 2003.

⁷⁵ Referencia 2, p. 30.

cuales un porcentaje de la energía se transforma en calor por la pequeña resistencia del material conductor al movimiento de los electrones, generando pérdidas que alcanzan hasta 10% de la energía transportada, la superconductividad se torna de gran interés.

En estas condiciones, contar con materiales superconductores cuya resistencia sea casi cero, tiene un gran valor económico, ya que estas pérdidas desaparecerían. La otra ventaja es la posibilidad de crear grandes bobinas de material superconductor donde se pudieran almacenar cantidades apreciables de energía eléctrica, las cuales crearían una gran flexibilidad en la operación de todo el sistema. Esto eliminaría la limitante del actual sistema, de que la respuesta a un cambio en la demanda eléctrica requiere de una respuesta inmediata en la oferta eléctrica. Estas bobinas superconductoras serían un almacén que desacoplaría, con ciertas limitaciones, la demanda y la oferta, haciendo más flexible la operación del sistema.⁷⁶

El consenso es que este tipo de sistemas con aplicación a gran escala, todavía tardará varias décadas para tornarse en una realidad comercial; aunque este tema es muy susceptible a un desarrollo científico innovador radical, difícil de predecir, que pudiera adelantar la aplicación masiva de este fenómeno.

⁷⁶ Yeager K. *et al.*, *Roadmapping the Technological Future of Electricity*, The Electricity Journal, vol. 11, núm. 10, p. 17, december 1998.

Esta tecnología se basa en un fenómeno descubierto en el siglo XIX en 1839, cuando William Robert Groves, en Inglaterra, diseñó la batería a gas. Pero no fue hasta la segunda mitad del siglo pasado que empezaron las inquietudes en cuanto a desarrollar un sistema práctico para generar electricidad. El sistema es muy sencillo; por un lado se tiene un electrodo hueco (ánodo) poroso con un catalizador depositado, a través del cual fluye gas hidrógeno (molecular), el cual se deposita en el catalizador generando hidrógeno atómico. Éste se ioniza liberando un electrón, y entra al electrolito. El ión de hidrógeno (en realidad un protón), atraviesa el electrolito hacia el cátodo y en éste se junta con un ión de oxígeno con doble carga negativa, proveniente del otro electrodo hueco (cátodo) y poroso a través del cual fluye aire con gas oxígeno. Esta molécula de oxígeno recibe y acepta los electrones provenientes del circuito transformándose en dos iones doblemente cargados, los cuales como arriba se describió se juntan cada uno con dos iones hidrógeno produciendo dos moléculas de agua. Los electrones que fluyen por el circuito, generados en el ánodo por el hidrógeno y que se absorben en el cátodo al formar los iones negativos del oxígeno, generan una corriente eléctrica entre los dos electrodos que puede hacer trabajo.⁷⁷

Los desarrollos tecnológicos en marcha tienen dos distintas orientaciones: una con aplicación a vehículos y otra con aplicación estacionaria para generación eléctrica en grandes cantidades. Los tipos de celdas en cada aplicación tienen diferentes características como se observa posteriormente.

Celdas de combustibles para vehículos

Esta celda, que se pretende reemplace al motor de combustión interna, debe tener las características adecuadas para que en con-

⁷⁷Petroski H., *Fuel Cells*, American Scientist, vol. 91, núm. 5, p.398, september-october 2003.

junto con un pequeño banco de baterías y un motor eléctrico simule el comportamiento del anterior. Es decir, que sea de rápido tiempo de respuesta a cambios en la demanda de potencia. El tipo de celda más adecuada para este propósito es la llamada celda con base en membrana de intercambio de protones (PEM: *Proton Exchange Membrane*) la cual opera a bajas temperaturas (aproximadamente 85°C), por lo tanto no requiere largos periodos de calentamiento.⁷⁸ Su eficiencia actual, entre 50 y 55%, es más o menos tres veces mayor que la de un motor de combustión interna.⁴ Cabe aclarar que este tipo de celda también se considera el apropiado para uso doméstico.

Además, si utiliza hidrógeno puro como combustible, las emisiones contaminantes son cero, pues el único producto de la reacción es agua. De utilizar un hidrocarburo (metanol o gasolina) como combustible con una reformadora para generar el hidrógeno, la eficiencia se reduce y se crean emisiones de CO₂. Se espera que esta última opción sea con la que se inicie la comercialización de estos vehículos, debido a los problemas tecnológicos en el almacenamiento de hidrógeno puro en el vehículo (ver capítulo 8). Los rangos de eficiencia de los diferentes tipos de vehículos son los siguientes:⁴

Vehículo con motor de combustión interna	18-23%
Vehículo basado en baterías	21-27%
Vehículo híbrido combustión interna/baterías	30-35%
Vehículo con celda de combustión y reformadora	30-37%

Los costos reportados de este tipo de celda son todavía muy altos; de miles de dólares por kW, varias decenas de veces lo proyectado para su comercialización competitiva que es entre 50 y 100 USD/kW.⁷² Algunos de los fabricantes de éstas han indicado que en producción masiva (más o menos 300 mil unidades/año), el costo podría ser competitivo.⁷⁹ Si bien se observan mejoras incrementales para reducir los costos, las dificultades para lograr las metas son importantes.

Celdas de combustibles estacionarias para generación eléctrica

Este tipo de celda está orientado a la generación eléctrica en aplicaciones estacionarias que van desde uso doméstico, sistemas pequeños para operación en sitios aislados y remotos, y uni-

dades de generación conectadas a la red. Existen tres tipos, uno de los cuales ha sido comercial desde hace varios años y dos más que están en desarrollo. A continuación se presenta una breve descripción.^{67, 80, 81, 82}

La celda de ácido fosfórico (PAFC) se caracteriza por tener este ácido impregnado en una matriz inerte como electrolito y operando en el rango de 175°C a 200°C. Existen del orden de 200 unidades de 200 kWe operando en el mundo. Estas celdas pueden participar en algún tipo de cogeneración con el calor de desecho, ya sea para acondicionamiento ambiental para edificaciones o en alguna aplicación industrial a baja temperatura. Sus costos son altos y no están claras las actividades a realizar para mejorar su competitividad. Estas celdas tienden a ser voluminosas y pesadas. Llegan a alcanzar eficiencias de 85% en la cogeneración de electricidad y calor. Una opinión generalizada es que no se le asegura mucho éxito a este tipo de celda.

El segundo tipo corresponde a las celdas con sales de carbonatos fundidos (MCFC) como electrolito. Éstas trabajan a temperaturas de 600°C y son adecuadas para la cogeneración. Se tienen varias unidades de baja potencia en demostración (aproximadamente 250 kWe) y se espera que las primeras unidades comerciales tengan un rango de potencia entre 250 kWe y 1 MWe. Las altas temperaturas tienden a crear problemas de corrosión y fallas de los componentes internos de la celda. La eficiencia observada es alrededor de 44%.

El tercer tipo son aquellas con un electrolito sólido tipo cerámico, un óxido de metal (SOFC), que opera a temperaturas entre 800°C y 1000°C. Siemens Westinghouse son los líderes de esta tecnología. Eficiencias del orden de 43% han sido obtenidas a nivel planta piloto. La alta temperatura de operación la hace adecuada para sistemas de cogeneración, así como para ser flexible en cuanto a diferentes tipos de combustible como el gas sintético. Además, se aprecia factible organizar un sistema con una celda de este tipo seguida de un ciclo combinado alimentado con los gases de salida de la celda; este tipo de sistema podría alcanzar eficiencias globales del orden del 70%, sin considerar que los gases de desecho de la caldera de recuperación podrían servir en aplicaciones de baja temperatura.

⁶⁷ Hart D., *Sustainable Energy Conversion: Fuel Cells, the Competitive Option?*, J. Power Sources, vol. 86, p. 23, 2000.

⁸¹ Referencia 13, p. 287.

⁸² Cano Castillo U. et al., *Infraestructura de uso de hidrógeno y materiales para celdas de combustible: Clave para su pronto uso*, Boletín IIE, vol. 24, núm. 4, p. 162, julio-agosto 2000.

⁷⁸ Service R.F., *Bringing Fuel Cells Down to Earth*, Science, vol. 285, p.682, July 1999.

⁷⁹ Referencia 13, p. 301.

La segunda ventaja de esta celda es que los gases eliminados del ánodo de la celda son ricos en CO_2 cuando es alimentada con gas sintético y que el resto fácilmente se puede convertir a CO_2 y H_2O . Esto facilitaría tremendamente la captura del CO_2 a un bajo costo, con el fin de reducir la emisión de gases invernadero.

Si bien existen grandes esperanzas de que esta tecnología se transforme en una realidad comercial, no se considera que esto ocurra en el futuro cercano, más bien a mediano plazo en caso de que se resuelva la problemática mencionada anteriormente. Por lo pronto, la Unión Europea ha creado un programa de investigación y desarrollo de 2,100 millones de euros y los EUA de 1,200 millones de dólares para avanzar en el desarrollo de la economía del hidrógeno.⁷⁰

El sector transporte es uno de los principales consumidores de petrolíferos (gasolina, diesel y kerosina), en 1999 los 200 millones de vehículos en EUA consumieron más de 1/3 de los 18 millones de barriles diarios de petróleo que ese país utiliza en total;⁸³ debido a ello existe un gran interés en la búsqueda de nuevas tecnologías que reduzcan el consumo por km, ya que se reducen de manera automática las emisiones contaminantes incluyendo el CO₂. Los dos conceptos de mayor consideración en el presente son los vehículos eléctricos basados en una celda de combustible y los vehículos híbridos con un pequeño motor diesel para recargar un pequeño tren de baterías.

En cuanto a vehículos híbridos, el primero ya está en el mercado (el Prius de la empresa Toyota) con rendimientos de 28 km por litro de gasolina en pruebas mixtas carretera/ciudad. El vehículo combina electricidad y combustión interna. En operación normal, en el rango de 0 a 32 km/hora se basa en tracción eléctrica de un banco de baterías reducido; arriba de esa velocidad, un motor de gasolina pequeño (1.5 litros) entra en operación a su máxima capacidad, pues a altas revoluciones tiene el mejor rendimiento. Cualquier exceso de potencia va a recargar las baterías. En el frenado, se recupera parte de la energía y se almacena en las baterías. Sus emisiones de bióxido de carbono como de monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno son menos del 50% de la producidas por vehículos similares convencionales.^{83, 84} Todos los fabricantes de vehículos están trabajando en el desarrollo de este tipo de transporte por las razones antes expuestas. Existe la opinión generalizada de que ésta es una tecnología de transición a sistemas de tracción totalmente libres de emisiones contaminantes. El precio del vehículo Prius en el mercado es del orden de 20 mil USD. Todos los fabricantes esperan ofrecer un ejemplar comercial en 2004.

⁸³ Malakoff D., *US Supercars: Around the Corner or Running on Empty?*, Science, vol. 285, p.680, july 1999.

⁸⁴ *Hybrid Electric Vehicles Significantly Reduce Emissions and Fuel Consumption*, EPRI Journal on Line, december 10th 2002.

En EUA existió en los noventa un programa industria/gobierno para desarrollar vehículos de alta eficiencia y seguridad, el *Partnership for a New Generation of Vehicles-PNGV*,⁸⁵ con inversiones masivas en investigación y desarrollo tecnológico, por parte de los sectores público y privado, en varias nuevas tecnologías que pudieran mejorar el estado del arte. En 2002, el actual gobierno de EUA arrancó un nuevo programa llamado *FreedomCAR Program*, el cual enfatiza el desarrollo del hidrógeno como combustible y la celda de combustible.⁸⁶

A futuro más lejano, se espera que los vehículos eléctricos basados en celdas de combustible sean los que resuelvan el problema de cero emisiones. En cuanto al tipo de celda más apropiado para esta aplicación, las apuestas están en la celda con membrana de intercambio protónico (PEMFC), descrita en el capítulo 10. Sólo en el caso de que el combustible sea hidrógeno puro, no se tendrán emisiones contaminantes de ningún tipo. Pero existen en el momento dificultades para tener un almacenamiento comercialmente aceptable para el hidrógeno puro (desde el punto de vista del rango del vehículo), ya que como gas comprimido tiene riesgos y requiere de tanques reforzados puesto que tendrá que almacenarse a alta presión, como gas licuado es muy inconveniente por las temperaturas tan bajas, y como hidruro metálico, existen problemas tecnológicos relacionados con la densidad del almacenamiento.

Por lo tanto, la opinión más generalizada es que se tendrá una fase de transición en la cual se utilizará algún hidrocarburo rico en hidrógeno el cual se reforme (se convierta a CO_2 y H_2) en el propio vehículo, de manera que sea fácil almacenarlo; la preferencia es que sea un líquido como los alcoholes o la gasolina. En el presente, el costo de fabricación de la celda sigue siendo el principal obstáculo, como ya se mencionó en el capítulo 10. Varios fabricantes de vehículos realizan actividades de investigación y desarrollo, apostando seriamente a esta tecnología.⁸⁷

Además de estos desarrollos, continúa la búsqueda de combustibles más apropiados para reducir la dependencia en las reservas de hidrocarburos, como alcoholes provenientes de la biomasa, así como para reducir las emisiones como el dimetil-éter. En paralelo, se busca la mejora de los motores de combustión interna

basados en la ignición del combustible por compresión con inyección directa, pues éstos son más eficientes que los basados en ignición por chispa. Reducciones de emisiones de NO_x del orden del 60% y de partículas del orden del 75%, se han observado en comparación con el uso de diesel en estos motores.⁸⁸

La General Motors vendía el vehículo EV que es totalmente eléctrico con base en baterías, el cual tiene un rango del orden de 160 km y un tiempo de recarga de por lo menos seis horas.⁸⁹ Por estas características y su precio, su penetración en el mercado fue muy endeble. En cuanto a emisiones, si bien en su operación no existen, algunos analistas indican que la electricidad utilizada durante la recarga proviene, en parte, de centrales termoeléctricas que sí emiten tanto contaminantes locales como SO_x y NO_x , así como el gas de invernadero CO_2 .

⁸⁵ *Physicists Find Challenges in Building Better Cars*, Physics Today, vol. 48, núm. 4, p. 73, april 1995.

⁸⁶ <http://www.carttech.doe.gov/freedomcar/freedomcarfacts.html>

⁸⁷ Burns L.D., et al., *Vehicle of Change: Hydrogen Fuel Cell Cars Could Be the Catalyst for a Cleaner Tomorrow*, Scientific American, vol. 287, núm. 4, p. 40, october 2002.

⁸⁸ Referencia 13, p. 293

⁸⁹ EV1 car, <http://www.gm.com>

Las energías secundarias que se distribuyen a los usuarios finales en los sectores: doméstico, agrícola, industrial y transporte, deben ser transformadas a las formas de energía deseadas por ellos, que básicamente se reducen a cuatro: movimiento, iluminación, calor/frío y potencia de equipamiento.

Como se mencionó en la introducción, ésta es un área que tiene un gran potencial de apoyar los esfuerzos a la sustentabilidad del sistema energético, ya que de aproximadamente 400 mil PetaJoules de energía primaria producida en el mundo, los usuarios finales reciben 300 mil PetaJoules, de los cuales se estima que sólo 150 mil PetaJoules se transforman en la energía deseada. Es decir que en los procesos para transformar las energías primarias en energía útil, el promedio de eficiencias es de sólo 37%; el resto se pierde en su gran mayoría como calor de baja temperatura. Es decir, que existe un importante margen de mejora.⁹⁰

Las eficiencias de tecnologías modernas están bien establecidas, como por ejemplo los grandes generadores (98-99%) y motores eléctricos (90-97%), turbinas en general (35 a 50%), motores de combustión interna a diesel (30 a 35%) y a gasolina (15 a 25%), focos a alta presión de vapor de sodio (15 a 20%), focos fluorescentes (10 a 12%) y focos incandescentes (2 a 5%). La innovación tecnológica, resultado de la investigación y desarrollo experimental, tiende a incrementar a lo largo del tiempo la eficiencia de los procesos. Los primeros motores con base en vapor operaban con eficiencias del 1-2%, y casi 300 años después llegamos a la celda de combustible con eficiencias del orden de 50%.⁴

El uso racional de los recursos naturales, tanto materiales como energéticos, a través de operar siempre con la mayor eficiencia hace posible aliviar el paradigma de las políticas energéticas: precios bajos y competitivos de la energía promueven el desarrollo económico, pero también tienden a incrementar su uso y por lo tanto la

⁹⁰ Referencia 13, capítulo 6, p. 175.

carga y su consecuente impacto ambiental. Como parámetro indicativo de este concepto, se desarrolló el indicador de intensidad energética (IE): éste es la cantidad de energía utilizada en un(os) proceso(s) a nivel tren de producción, planta, industria, región o país, por unidad de riqueza generada.

En general se puede asegurar que estas preocupaciones eran de interés sólo en la industria por razones de competitividad, ya que la energía es un insumo para sus procesos, hasta que el mundo se enfrentó a la crisis petrolera en 1973. Es a partir de este evento, que grandes esfuerzos se han hecho y se siguen haciendo por mejorar el uso de la energía en todos los sectores, con el fin de reducir la IE de la sociedad en general. Los principales rubros donde se han realizado avances importantes se encuentran en la iluminación, los focos ahorradores consumen de tres a cuatro veces menos electricidad que los incandescentes; en el transporte, debido a que el rendimiento promedio se ha incrementado aproximadamente de 5 a 10 km/l en vehículos familiares, y en el acondicionamiento ambiental de edificaciones, en especial para países en altas latitudes a través de mejores aislamientos para casas y edificios. Por razones de competitividad comercial, el sector industrial, en especial aquellos subsectores intensivos en energía, han hecho algunos desarrollos tecnológicos espectaculares con grandes reducciones en el consumo de energía.

Un área de gran interés de desarrollo tecnológico es la de los enseres domésticos de mayor consumo de energía y del equipamiento más común; ejemplos de éstos son los motores eléctricos de baja potencia, refrigeradores, vehículos familiares, calentadores de agua, etcétera. El refrigerador doméstico común actual consume alrededor del 47% de la energía que consumía el que se fabricaba a principios de la década de los noventa.⁹¹

En la tabla 7, se muestra una estimación del potencial en el mejoramiento de la eficiencia energética a 2010 y 2020 para Europa Occidental en varios sectores y subsectores.⁹² Es obvio que si bien ciertos ahorros se pueden lograr a través de aspectos en la gestión de los sistemas, el mayor porcentaje provendrá de los resultados obtenidos de la investigación y desarrollo tecnológico. Debido a las características especiales del sistema eléctrico, y a las características de la curva de la demanda diaria, tarifas diferenciadas a lo largo del día y la correspondiente capacidad de medición del consumo en las instalaciones del usuario final, se-

rán un gran avance para optimizar el uso de la energía. En este caso, la optimización es probable que sea parcialmente equivalente a reducir la demanda, lo que se puede equiparar a mejorar la eficiencia del uso de electricidad por el usuario final. En el caso de los grandes consumidores, esto ya es práctica común en una gran mayoría de países, ya que su consumo es grande y el costo de la medición horaria es relativamente pequeño respecto a su factura eléctrica.

Con el fin de generalizar esta situación en la que todos ganan, están en desarrollo y prueba sistemas informáticos de telecomunicaciones y de medición de bajo costo, para ser utilizados a nivel domiciliario.

Se trabaja en medidores más avanzados que no sólo medirán la cantidad de energía utilizada a lo largo del día, sino también medirán algunos indicadores de su calidad (voltaje, frecuencia, etcétera), así como otros que tengan capacidad para monitorear servicios adicionales (denominados multiservicios), como por ejemplo la medición del consumo de agua. Con medidores inteligentes e información en tiempo real, las empresas energéticas podrán rendir un mejor servicio al usuario.⁹³

En años recientes, se ha desarrollado lo que se conoce como la *contabilidad de recursos* en el medio industrial, que se refiere a todos los recursos utilizados en una industria.

El propósito es analizar, a través de la contabilidad de todos los flujos, incluyendo la de materiales y energía, las formas de minimizar la generación de desechos de todo tipo. Esto ya se venía haciendo desde los ochenta en relación con la energía a través de los diagnósticos energéticos, pero al combinar los resultados de éstos con los de los otros flujos de los procesos, se han detectado interesantes sinergias.⁹⁴

Una parte importante de las pérdidas que se presentan al transformar energéticos secundarios a movimiento se encuentra en el sector transporte, principalmente en vehículos terrestres. Los avances que se han tenido en el transporte vehicular así como lo que se espera en el futuro, se describió en el capítulo 11. En el caso de la aviación, en los países de la OCDE, se ha observado al año 2000, una mejora del orden del 50% en el rendimiento del com-

⁹¹ Norma CONAE, NOM-015-ENER-2003.

⁹² Referencia 90, p.186.

⁹³ Referencia 2, p.44.

⁹⁴ Kaiser J. *Turning Engineers into Resource Accountants*, Science, vol. 285, p. 685, July 1999.

bustible por km-pasajero, tanto por mejoras en la gestión del sistema como en la eficiencia física del equipo.⁹⁵

Este tema en el sector energía reviste una gran importancia en relación a cómo garantizar la sustentabilidad. Mejorar las eficiencias de los procesos involucrados en la generación del tipo de ener-

gía requerido por el usuario final, así como las prácticas de éste al realizar estos procesos, son acciones que se deben considerar indispensables si la sociedad desea desarrollarse en un mundo sustentable. Los recursos naturales no son infinitos y el entorno tiene límites al castigo producido por los desechos.

Tabla 7. Potencial estimado de mejora en eficiencia energética para algunos subsectores de Europa Occidental

Sector y subsector	Potencial económico(*) (%)		Nivel del precio de la energía supuesto	Año base
	2010	2020		
Industria				
Acero, proc. térmico	9-15	13-20	1994	1995
Materiales construc.	5-10	8-15	1997	1997
Vidrio	10-15	15-25	1997	1997
Refinerías	5-8	7-10	1995	1997
Celulosa y papel	—	50	1996	1997
Residencial				
Calentadores de agua	15-20	20-25	Precios actuales	1997
Enseres eléctricos	20-30	35-45	1997	1997
Transporte				
Vehículos	25	—	Precios actuales	1995
Ferrocarril	—	20	Precios actuales	1999
Aéreo (logística)	15-20	25-30	Precios actuales	1998
Comercial/agricultura				
Edificios comerciales	10-20	30	8-13 cUSD/kWh	1995
Agrícola/forestal	—	15-20	Precios actuales	
Hortalizas	—	20-30	Precios actuales	
Equipamiento de oficina		40-50	1995	1995

(*) Suponiendo una estructura constante del subsector o sector considerado. El % está relacionado generalmente con el consumo final de energía de un subsector específico.

⁹⁵ Referencia 90, p. 177.

Este ejercicio fue desarrollado con la intención de hacer un levantamiento de aquellos desarrollos científicos y tecnológicos que se realizan a nivel mundial y que pueden generar innovaciones que mejorarán los sistemas energéticos. La penetración de nuevas tecnologías tiende a ser relativamente lenta, debido al tamaño de las inversiones requeridas y a que las instalaciones actuales tienen vidas útiles por lo general de varias décadas (mayor a 30 años). Por lo tanto para el 2030, no se espera que la estructura del sistema energético mundial cambie de manera radical; lo más probable es que se observarán mejoras en las opciones energéticas comerciales del presente y algunas nuevas tecnologías ocupando un porcentaje minoritario de su sector de aplicación.

La perspectiva tecnológica es útil como señalamiento de desarrollos que conviene monitorear; esto con el fin de analizar la probabilidad de éxito de su comercialización y tomar decisiones en cuanto a la conveniencia de su incorporación al sector energético nacional. Cabe también señalar que, sobre todo en el caso de las tecnologías en desarrollo, aunque todavía lejos de su comercialización, en la mayoría de los casos no se ha determinado el impacto ambiental que puedan tener.

En cuanto a qué acciones conviene implementar en nuestro país considerando los recursos naturales con los que cuenta, las siguientes reflexiones pueden ser pertinentes.

Con respecto a los recursos naturales, los hidrocarburos son el recurso convencional más abundante en cuanto a reservas probadas que tiene el país.

Entre las energías renovables, destacan la geotermia por tener una gran parte del territorio características volcánicas, la energía solar, potencialmente la biomasa y la energía eólica, pues existen como recurso en cantidades que ameritan tomarlas en consideración.

Si bien, el país ha sido exhaustivamente explorado con escaso éxito en el hallazgo de yacimientos de carbón mineral, éste no es

el caso para los minerales de uranio. Poco se ha explorado el territorio nacional, y además se han expresado opiniones calificadas de que es posible que el recurso sea de una magnitud interesante.

Con base en estas consideraciones, en cuanto a las tecnologías energéticas para el siglo XXI, se percibe que las acciones a desarrollar deben orientarse a la utilización económicamente eficiente de los hidrocarburos y de los recursos renovables con los que contamos. Con relación a la energía nuclear proveniente del uranio, por las múltiples razones ya expuestas, es imprescindible asegurar un esfuerzo efectivo en el desarrollo nucleoelectrónico.

Cabe señalar que no depender en forma abrumadora de un solo recurso, minimiza el riesgo de caer en algún tipo de crisis relacionada con algún aspecto de la cadena energética de ese recurso. Consecuentemente, es conveniente concentrar esfuerzos en los rubros que a continuación se listan.

- a) Investigación y Desarrollo Tecnológico (IDE) en todas las tecnologías convencionales relacionadas con la exploración, producción, transformación y transporte/distribución de los hidrocarburos, con el fin de mejorar la productividad de los procesos involucrados.
- b) Considerando que el crudo Maya es más del 50% de las reservas petroleras de México y las probables restricciones internacionales sobre las emisiones de CO₂ que se implantarán, la tecnología de la gasificación debe ser de interés para el país por la gran cantidad de residuos pesados que genera, así como la captura y disposición del bióxido de carbono.
- c) En cuanto a los sistemas nucleoelectrónicos, por su valor estratégico, se debe mantener una actividad efectiva relacionada tanto con la mejora de las tecnologías actuales como con los desarrollos de las nuevas tecnologías.
- d) En cuanto a las tecnologías relacionadas con las energías renovables, éstas deben ser apoyadas en un nivel adecuado, tomando en cuenta el diferente grado de desarrollo que presentan.
- e) Aunque se enlistan al final, por razones esquemáticas pero con alta prioridad, todas las tecnologías relacionadas con

el uso final de la energía en los sectores consumidores deben ser fuertemente apoyadas, ya que el decremento de la demanda de energía es de gran importancia para incrementar el grado de sustentabilidad del sector.

- f) Además, es conveniente apoyar grupos de IDE en el medio académico y de investigación que se mantengan al día a través de proyectos de investigación sobre los avances en nuevas tecnologías como la superconductividad, la fusión nuclear y la economía del hidrógeno, cuya comercialización se ve lejana en el presente pero que pueden tener un fuerte impacto en el sector.

Estas consideraciones son derivadas de un primer análisis sobre el desarrollo tecnológico del sector energía. Es conveniente que el Subcomité sobre Prospectiva Tecnológica del Comité de Desarrollo y Tecnología de la SENER, realice un segundo estudio que profundice en los desarrollos en que convendría que el sector lleve a cabo esfuerzos importantes de innovación, y no sólo de seguimiento, con los grupos de investigación tanto sectoriales como académicos del país. Esto es pertinente, ya que no es posible apoyar en forma económica el desarrollo local de todas las nuevas tecnologías que a la fecha se han presentado.

Subcomité sobre Prospectiva Tecnológica del Comité de Desarrollo y Tecnología de la Secretaría de Energía

63

Integración original

Coordinador

Dr. Pablo Mulás del Pozo

Universidad Autónoma Metropolitana

Integrantes:

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Instituto Mexicano del Petróleo

Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares

Comisión Federal de Electricidad

Luz y Fuerza del Centro

Petróleos Mexicanos

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

Instituto Nacional de Ecología

DESC, S.A. de C.V.

Secretaría de Energía

Asistentes a las reuniones

Dr. Pablo Mulás del Pozo

Universidad Autónoma Metropolitana

Dr. José Miguel González Santaló

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Ing. Ranulfo Gutiérrez Ramírez

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Dr. Francisco Guzmán López-Figueroa

Instituto Mexicano del Petróleo

Dr. Nicolás Domínguez Vergara

Instituto Mexicano del Petróleo

Dr. Julián Sánchez Gutiérrez

Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares

Ing. Librado Magallanes Ramírez

Comisión Federal de Electricidad

M. en I. Enrique Galván Arévalo

Comisión Federal de Electricidad

Ing. Kenneth Smith Jacobo

Luz y Fuerza del Centro

Ing. Carlos Crowley Pérez

Luz y Fuerza del Centro

Ing. Raúl Méndez Albores

Luz y Fuerza del Centro

Lic. Beatriz Palacios Díaz

Luz y Fuerza del Centro

Ing. Leonardo Guillermo Flores Ríos

Luz y Fuerza del Centro

Ing. Carlos Gustavo Sánchez Lugo

Petróleos Mexicanos

Ing. Odón de Buen Rodríguez

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

Ing. Rodolfo del Rosal Díaz

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

Mtra. Irina Ize Lema

Instituto Nacional de Ecología

Mtro. Israel Laguna Monroy

Instituto Nacional de Ecología

Ing. Leopoldo Rodríguez Sánchez

DESC, S.A. de C.V.

Dr. Walter Ramírez Márquez

DESC, S.A. de C.V.

Dr. Juan Mata Sandoval

Secretaría de Energía

Dr. José Luis Fernández Zayas

Secretaría de Energía

Lic. Carlos A. Trevisán Galván

Secretaría de Energía

Ing. Emilio Pradal Roa

Secretaría de Energía

Prospectiva tecnológica del sector energía para el siglo XXI. Visión al 2003, de la Dirección General de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Medio Ambiente de la Secretaría de Energía y la Universidad Autónoma Metropolitana. Se terminó de imprimir en el mes de agosto de 2005 en los Talleres Gráficos del INEGI. La formación estuvo a cargo de Ma. Isabel Cervantes J., del Departamento de Diseño y Producción Editorial de Rectoría General de la Universidad Autónoma Metropolitana. Se tiraron 500 ejemplares sobre papel gráfico bond de 60 kg en Square 721BT de 20 pts. para títulos y Quorum Md BT de 8.5 para texto.