

## La generación eléctrica a partir de combustibles fósiles



José Miguel González Santaló

### Introducción

La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles ha sido el proceso de generación más importante del siglo XX y se anticipa que seguirá siendo dominante durante la mayor parte del siglo XXI.

En la actualidad (datos del 2006) el 80% del consumo energético del mundo proviene de los combustibles fósiles (World Energy Outlook 2008). En el caso de la electricidad, el 60% se genera a partir de éstos (World Energy Outlook 2008), el 16% con energía nuclear y otro tanto con energía hidráulica. En México, el porcentaje de energía eléctrica generada a partir de combustibles fósiles es del 80% (SENER).

El uso de combustibles fósiles está siendo cuestionado, fundamentalmente por la producción de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) que se emite a la atmósfera, el cual contribuye a la acumulación de gases de efecto inver-

nadero (GEI), que es uno de los impulsores del cambio climático. Sin embargo, también está claro que los combustibles fósiles junto con la energía nuclear, representan hoy en día las tecnologías capaces de cubrir significativamente la satisfacción de la demanda energética mundial. La Agencia Internacional de Energía (AIE) (World Energy Outlook 2008) prevé que para el año 2030, el porcentaje de electricidad generado con combustibles fósiles sea del 66%, mostrando que no sólo no disminuye el uso de esta fuente primaria, sino que aumenta ligeramente en este periodo de tiempo. En cambio, la energía nuclear está entrampada en una discusión polémica y política y, aunque en algunos países se continúa utilizando e incluso crece su participación, en la mayoría de los países desarrollados no se han instalado nuevas centrales y en algunos de ellos se está esperando llegar al final de su vida útil para desmantelarlas.

Esta situación en la que, por un lado, los combustibles fósiles junto con la energía nuclear representan la opción económica más viable en la actualidad, para satisfacer la demanda energética, y por el otro, la preocupación existente no sólo válida, sino francamente urgente de las emisiones de gases de efecto invernadero, ha impulsado el desarrollo y demostración de las tecnologías de separación y confinamiento geológico de  $\text{CO}_2$  (CCS, por sus siglas en inglés) que buscan, para el periodo comprendido entre el momento actual y el momento en el que las energías renovables sean la solución mayoritaria, servir de puente tecnológico que permita el uso de los combustibles fósiles, sin incidir sobre el cambio climático.

El desarrollo y demostración de las tecnologías de separación y confinamiento geológico de  $\text{CO}_2$  (CCS, por sus siglas en inglés) busca servir de puente tecnológico que permita el uso de los combustibles fósiles, sin incidir sobre el cambio climático.

## Disponibilidad mundial y uso de los combustibles fósiles

La tabla 1 muestra las reservas de distintos combustibles fósiles en el mundo y la relación entre el consumo anual y las reservas (SENER). Es evidente que el combustible más abundante es el carbón, para el cual hay una relación reservas/consumo de 133 años y en el caso del gas natural y el petróleo, esta relación es menor, 60 y 40 años respectivamente, pero significativa.

Tabla 1. Reservas de combustibles.

	Mundo			México		
	Reservas	Producción	R/P	Reservas	Producción	R/P
Carbón	847,488.00 Millones ton	6,396.00 Millones ton/a	133.00 años	1,211.00 Millones ton	12.00 Millones ton/a	99.00 años
Gas natural	6,263,000.00 Millones pc	103,660.00 Millones pc/a	60.42 años	89.00 Millones pc	1.41 Millones pc/a	63.07 años
Petróleo	1,208,200.00 Millones bls	29,832.10 Millones bls/a	40.50 años	11,000.00 Millones bls	1,145.83 Millones bls/a	9.60 años

El uso de combustóleo para generación eléctrica se ha ido reduciendo en el mundo, en la medida en que los precios de los petrolíferos aumentan y las refinerías se reconfiguran para extraer todos los ligeros posibles del crudo, dejando como residuos el coque de petróleo. En cambio, el carbón y el gas natural aumentan su participación porcentual en la generación. En la figura 1 se observa el consumo actual de combustibles para la generación eléctrica en el mundo y el proyectado para el 2015.

México es uno de los pocos países en los que todavía se utiliza combustóleo para generar electricidad, de hecho, hasta fines del siglo XX, casi toda la generación termoeléctrica se hacía con este combustible. Sin embargo, las ventajas tecnológicas y económicas de los ciclos combinados y los bajos precios del gas natural a principios de este siglo, hicieron que éste rebasara al combustóleo como fuente primaria para la electricidad en 2004 (SENER), tal como se muestra en la figura 2.

Figura 1. Uso de combustibles para la generación eléctrica.

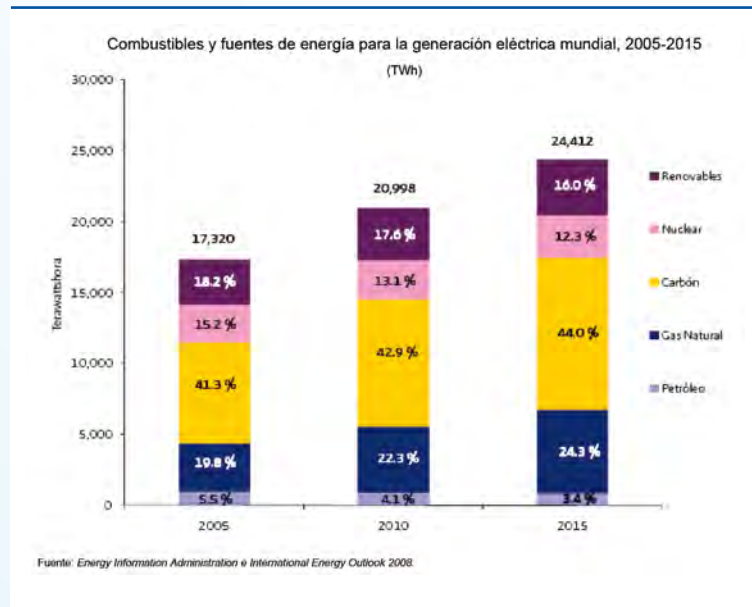
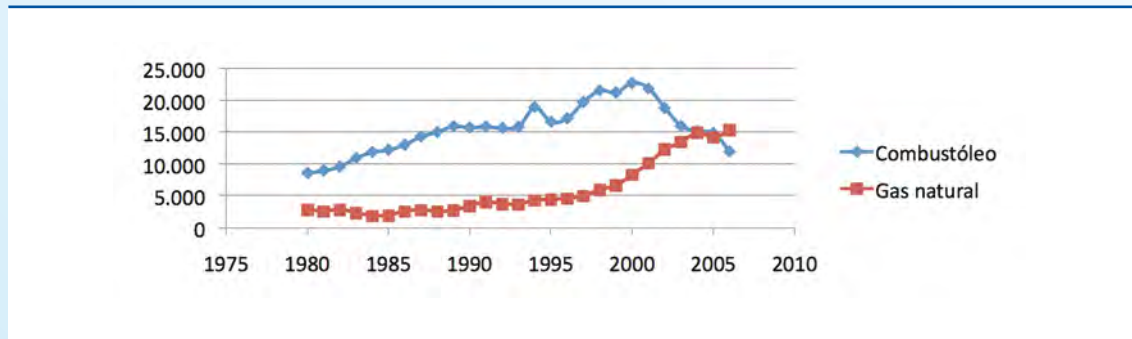


Figura 2. Evolución del consumo de combustóleo y de gas natural en México en kilocalorías \*10^10.



En 2007, en números redondos, la generación con gas fue de 80,000 GW-hr, mientras que la generación con combustóleo fue de 50,000 GW-hr (SENER). Esta tendencia preponderante del gas natural se acentuó en 2008, ya que dados los precios de los petrolíferos las centrales de combustóleo se utilizaron para satisfacer los picos.

Esto representa un cambio radical en el sector eléctrico, pues de ser un sector que utilizaba casi el 100% de insumos nacionales como fuentes primarias, pasa a ser un sector importador de carbón y gas natural, con el consecuente impacto en la economía del país y en las necesidades de planeación del sector.

## Tecnologías para la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles

Las tecnologías de generación a partir de combustibles fósiles se pueden agrupar en dos grandes conjuntos, en función del equipo principal de la central:

### Tecnologías de generación

- Centrales basadas en turbinas de gas
  - Centrales de Ciclo Combinado (G,D)
  - Centrales con turbinas a ciclo abierto (G,D)
  - Centrales de gasificación integrada a Ciclo Combinado (C-S)
- Centrales basadas en generación de vapor
  - Ciclo Rankine Regenerativo subcrítico (G, C, S)
  - Ciclo Rankine Regenerativo supercrítico (G, C, S)
  - Ciclo Rankine Regenerativo ultra supercrítico (G, C, S)
  - Lecho fluidizado circulante atmosférico (S)
  - Lecho fluidizado circulante presurizado (S)

### Tecnologías complementarias

Además de las tecnologías de generación, también es necesario considerar las tecnologías complementarias para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

- Tecnologías complementarias CCS
  - Por el método de separación del CO<sub>2</sub>
    - Pre combustión
    - Post combustión
    - Oxidación
  - Por el tipo de confinamiento geológico
    - Yacimientos de crudo y gas
    - Yacimientos profundos de carbón
    - Formaciones y acuíferos salinos

En la tabla 2 se presenta un resumen de las características de cada tecnología primaria de generación. Las tecnologías de generación son ampliamente conocidas, por lo que se omitirá su descripción detallada, el lector interesado puede consultarlas en la página web de la Academia de Ingeniería de México ([www.ai.org.mx](http://www.ai.org.mx)), donde se hace una exposición completa de ellas.

En el presente artículo solamente se comenta la más reciente, que es la gasificación integrada a ciclo combinado, ya que la atención se centra en las tecnologías complementarias, pues éstas son recientes y no siempre conocidas en el medio. Sin embargo, a medida que aumentan las presiones debidas al cambio climático, estas tecnologías tendrán que estar íntimamente asociadas a las tecnologías fundamentales de generación.

## Gasificación integrada a ciclo combinado (IGCC, por sus siglas en inglés)

Esta tecnología se basa en un ciclo combinado como el que ya se describió, con la particularidad de que el gas que alimenta a la turbina proviene de un proceso de gasificación de combustibles sólidos o líquidos, como el carbón o coque de petróleo. Además, un atractivo de esta tecnología es la posibilidad de utilizar diversos combustibles, incluyendo residuos sólidos. La figura 3 muestra un diagrama del proceso típico de una IGCC.

El proceso de gasificación es una combustión parcial, generalmente con oxígeno puro, en presencia de vapor, que alimentándose con carbón arroja como producto una mezcla de CO<sub>2</sub>, CO, H<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub>. Este proceso, mostrado en la figura 4, se lleva a cabo en el gasificador. Los gases producidos pasan por un sistema de limpieza para retener el SO<sub>2</sub> y el gas resultante es lo que se conoce como "gas de síntesis", éste a su vez alimenta a una turbina de gas y los gases de escape de dicha turbina van a un recuperador de calor, en donde se genera vapor que se utiliza en una turbina de vapor.

Tabla 2. Comparación entre las tecnologías de generación termoeléctrica.

Tecnología	Combustible	Eficiencia	Costo USD/kW	Plazo de construcción	Aplicaciones
Ciclo Combinado (CC)	Gas / Diesel	50 – 60 %	800	2	Carga base cuando se tiene gas natural disponible. Su despacho depende de los precios del gas en relación a los del carbón.
Turbina de gas en ciclo abierto	Gas / Diesel	35 – 45 %	500	1	Carga pico.
Gasificación integrada a CC	Sólidos	40 – 44 %	2,000	5	Combustibles sólidos con alto contenido de azufre. Es la tecnología que con menor costo adicional puede hacer separación de CO <sub>2</sub> .
Ciclo Rankine subcrítico	Combustóleo/ Carbón	35 – 38 %	1,300	4	Central dominante en el siglo XX. Ahora está siendo desplazada, ya que para nuevas centrales se prefieren las tecnologías supercríticas que son más eficientes.
Ciclo Rankine supercrítico – Carbón pulverizado	Combustóleo/ Carbón	39 – 42 %	1,486	4	Centrales para las mismas aplicaciones que las anteriores, pero con mayores eficiencias. Los tamaños de las unidades son también mayores: 700 MW vs. 350 MW.
Ciclo Rankine ultra supercrítico – Carbón pulverizado	Combustóleo/ Carbón	42 – 47 %	1,550	4	Centrales de mayor eficiencia que las anteriores, pero están todavía en el proceso de obtener la confianza de las empresas.
Lecho fluidizado circulante atmosférico	Carbón	39 – 41 %	1,700	4	Tecnología particularmente atractiva para el uso de combustibles de alto azufre y altas cenizas. Utiliza piedra caliza para retener el azufre.
Lecho fluidizado presurizado	Carbón	42 – 44 %	2,200	4	Es una variante de la anterior, pero representa un arreglo complejo y no ha tenido buena penetración en el mercado.

Figura 3. Diagrama del proceso de una central IGCC.

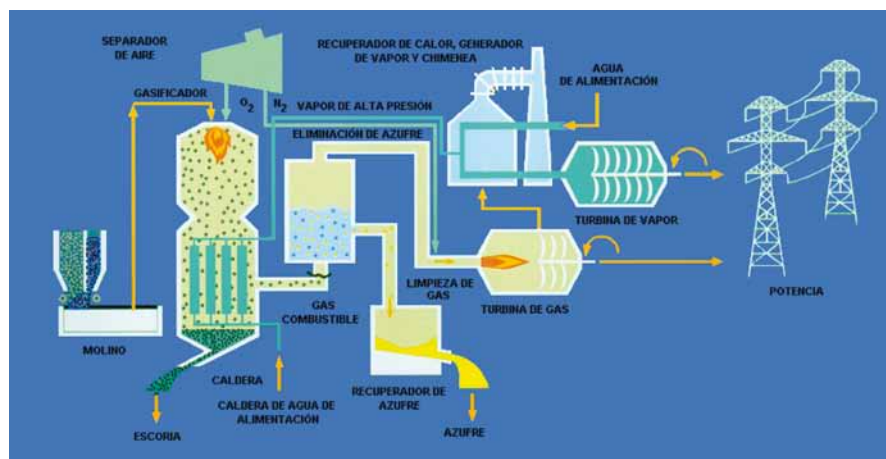
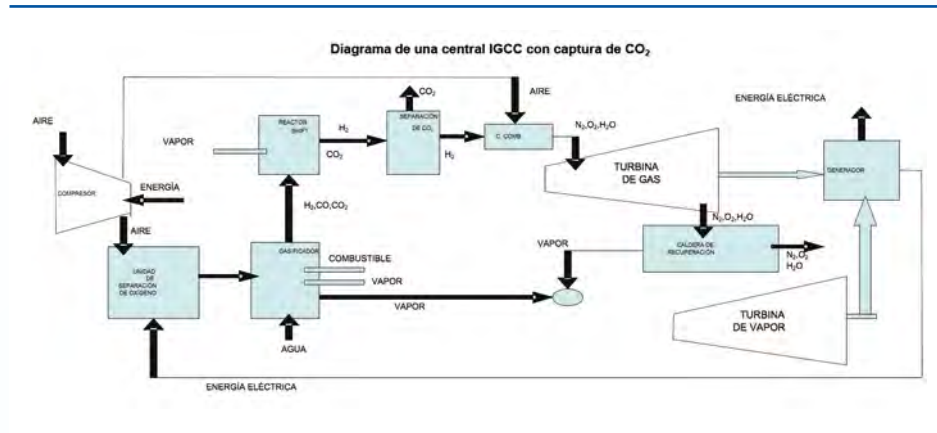


Figura 4. IGCC con captura de CO<sub>2</sub>.



Los costos de inversión son "overnight", es decir, no incluyen los intereses durante la construcción. Adicionalmente hay que considerar que durante el último año ha habido cambios importantes en los precios de los materiales, por lo que estos costos por kW instalado hay que tomarlos como índices comparativos.

La razón por la cual su eficiencia es considerablemente más baja que la del ciclo combinado, es por la cantidad de energía requerida para producir el oxígeno necesario en la gasificación, la cual se realiza en la unidad de separación de aire mostrada en el diagrama. Un atractivo fuerte de esta tecnología es que, mediante la adición de un reactor extra, el gas de síntesis se puede tratar para convertirlo en una mezcla solamente de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>, con la cual la separación del CO<sub>2</sub> se hace sencilla y se puede evitar su emisión a la atmósfera.

## Tecnologías complementarias para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>

El uso de combustibles fósiles para satisfacer las necesidades energéticas se prevé que continúe de manera dominante durante al menos la primera mitad de este siglo, aunque es necesario tomar medidas que reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, debido a su impacto sobre el cambio climático.

Por ello se han desarrollado tecnologías complementarias para cumplir esta función, las cuales consisten en separar el CO<sub>2</sub> de los gases de combustión, de manera que se pueda confinar geológicamente. Estas son las tecnologías de **secuestro** y **captura** de CO<sub>2</sub> (CCS, por sus siglas en inglés).

Las CCS forzosamente se llevan a cabo en dos etapas independientes. La primera consiste en la separación del CO<sub>2</sub> para tener un gas esencialmente puro que se pueda comprimir y confinar, esto es lo que se conoce como **captura**. La segunda etapa es la compresión del gas hasta condiciones supercríticas (la presión crítica del CO<sub>2</sub> es de 73 atmósferas (Perry, Chilton)) para transportarlo por ducto hasta los sitios de confinamiento geológico y el confinamiento mismo, esta etapa es la que se denomina **secuestro**, o **confinamiento geológico** del CO<sub>2</sub>.

En algunas ocasiones, el proceso de las CCS puede generar algunos ingresos, como cuando se utiliza el CO<sub>2</sub> para la recuperación mejorada de hidrocarburos. Sin embargo, aun en estos casos, representa un costo adicional a la generación eléctrica, la cual se espera que con las tecnologías ya maduras se limite a no más del 25%.

## Tecnologías de captura de CO<sub>2</sub>

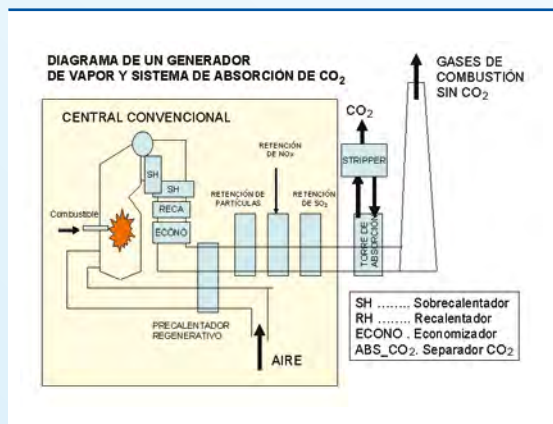
En la actualidad existen tres tecnologías que se han desarrollado y que están en una etapa de mejoramiento orientado, esencialmente, a reducir sus costos. Estas tecnologías se describen a continuación:

### Pre-combustión

En esta tecnología la separación del CO<sub>2</sub> se hace antes de la combustión (de ahí su nombre) y consiste esencialmente en la gasificación integrada a ciclo combinado, como la ya descrita, incluyendo, después del gasificador, un reactor adicional que transforma la corriente de gas de síntesis, formada por H<sub>2</sub>, CO y CO<sub>2</sub>, en una corriente de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> exclusivamente, tal como se muestra en la figura 4. Luego el CO<sub>2</sub> se separa con un sistema que puede ser de membrana o un sistema de absorción con aminas, como el que se describe más adelante en la tecnología "post-combustión", entonces el hidrógeno se utiliza como combustible en la turbina de gas y el producto de la combustión es vapor de agua.

Los puntos que todavía requieren desarrollo son las turbinas de gas capaces de manejar hidrógeno como combustible, empresas como General Electric (GE) y Siemens ya están trabajando en este tipo de turbinas. Esta tecnología es la que representa un costo incremental menor sobre la central base, el IGCC, y este costo se debe al reactor adicional para modificar la corriente de gas de síntesis.

Figura 5. Diagrama de un sistema de post-combustión (se omite la turbina para simplicidad del diagrama).



### Post-combustión

Esta tecnología es una adición a las centrales convencionales, consiste en colocar en la salida de los gases de combustión un "lavador" de gases que absorba el CO<sub>2</sub>, separándolo de los demás y liberándolo más adelante para que se pueda confinar.

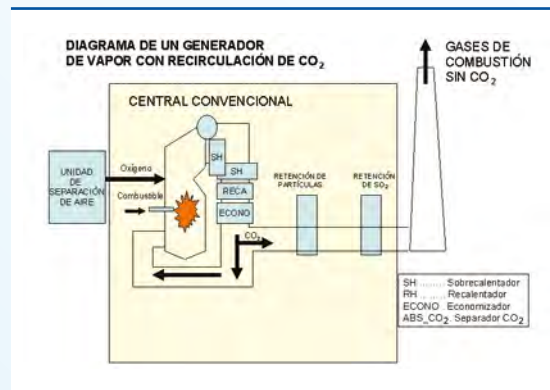
El lavador de gases es un proceso de absorción con aminas, después éstas se regeneran utilizando calor en el "stripper" para que se libere el CO<sub>2</sub>, como se muestra en la figura 5.

Como inversión, el costo adicional de esta tecnología lo representan la torre de absorción ("lavador") y el sistema de regeneración de aminas. Como costos de operación está la energía que se requiere para regenerar las aminas y reponer las que se pierden en el proceso. El impacto en la eficiencia de una central es del orden de 9 a 11 puntos porcentuales.

La investigación y desarrollo en este proceso se centra en la creación de absorbentes baratos que requieran menor energía para liberar el CO<sub>2</sub>. En estos equipos es necesario instalar sistemas de desulfuración de los gases de combustión, ya que la presencia de azufre deteriora las aminas haciendo el proceso incosteable.

Cabe señalar que una ventaja de esta tecnología es que se puede aplicar como "retrofit" a plantas que se hayan construido previendo los espacios requeridos para alojar los equipos.

Figura 6. Sistema de oxcombustión.



### Oxcombustión

Esta tecnología consiste en hacer la combustión con oxígeno puro en lugar de aire, por lo que los gases de combustión serán esencialmente CO<sub>2</sub> y vapor de agua, más compuestos de azufre y nitrógeno.

La combustión con oxígeno puro, si se utilizaran mezclas estequiométricas, generaría temperaturas de flama muy altas, que serían excesivas para los equipos de generación de vapor. Esto se atiende incluyendo un sistema de recirculación de gases, con lo que se abate la temperatura de la flama, tal

como se muestra en la figura 6. El proceso está todavía en desarrollo, pues al hacer combustión con oxígeno y recirculación de gases, los gases en el hogar son predominantemente de CO<sub>2</sub> y tienen propiedades de radiación muy distintas a los gases de combustión típicos, por lo que no es posible aplicar las correlaciones normales de diseño de generadores de vapor.

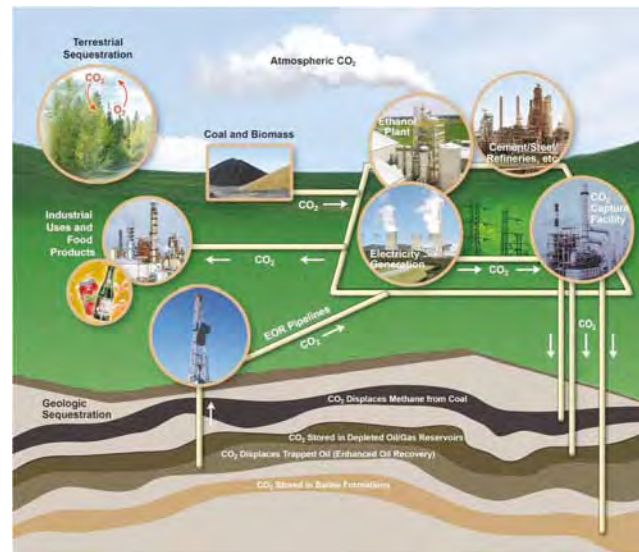
Sin embargo, el costo adicional para esta tecnología lo representa la planta de separación de oxígeno, la cual puede consumir una fracción importante de la energía generada.

La tecnología es conceptualmente simple y se espera abatir costos con procesos más económicos de separación de oxígeno. Asimismo, dicha tecnología se puede aplicar a otros procesos como el de los hornos cementeros, por lo que hay gran interés en ésta.

## Tecnologías de secuestro o confinamiento geológico

Hay del orden de cinco a seis tecnologías para el confinamiento geológico o confinamiento del CO<sub>2</sub>, de las cuales solamente tres, en la actualidad, se consideran ya desarrolladas y en una etapa avanzada de demostración, en los párrafos siguientes se comentan con más detalle. Las otras dos tecnologías son la absorción de CO<sub>2</sub> en procesos de reforestación, fijando el carbono en las nuevas plantas, y la inyección de CO<sub>2</sub> a profundidades del orden de 3 mil metros en el fondo del mar. Esta última tecnología no ha logrado aceptación generalizada por la incertidumbre sobre lo que pueda ocurrir en el fondo del mar con la presencia de CO<sub>2</sub>, que en esas condiciones es más denso que el agua. Además, con las estimaciones de potencial de almacenamiento de las otras tecnologías, el almacenamiento en el fondo del mar podría resultar innecesario. Las tecnologías de confinamiento geológico se ilustran de manera esquemática en la figura 7 (*National Energy Technology Laboratory*).

Figura 7. Esquemas de confinamiento geológico de CO<sub>2</sub>.



Para dar una idea de la capacidad de confinamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas, se presenta en la tabla 3 las estimaciones hechas en los EE.UU., donde se muestra que la capacidad total de almacenamiento es entre 1,157 y 3,643 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> (Atlas de CO<sub>2</sub> para América del Norte), sin embargo, las emisiones derivadas del uso de combustibles fósiles en 2005 fueron estimadas en 26 gigatoneladas por año. No obstante, hay que tomar estas cifras con precaución, ya que se trata de capacidades teóricas máximas, a partir de las que habría que determinar las capacidades técnicamente viables.

Tabla 3. Capacidades de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas.

Tipo de confinamiento	Capacidad mínima	Capacidad máxima	Unidades
Yacimientos HC's	82.4	82.4	Gigatoneladas CO <sub>2</sub>
Yacimientos carbón	156.1	183	
Acuíferos salinos	919	3378	
TOTAL	1157.5	3,643.4	

## Confinamiento en yacimientos de hidrocarburos con o sin recuperación mejorada

Los yacimientos de hidrocarburos contuvieron crudo y gas a altas presiones durante millones de años, por lo que se consideran ideales para confinar el CO<sub>2</sub> con la certeza de que no se tendrán fugas a la atmósfera. Desde luego es necesario verificar que durante la explotación de los yacimientos no se hayan alterado las estructuras geológicas y que se mantenga todavía su estanqueidad.

La tecnología de EOR (Enhanced Oil Recovery) se aplica en la industria petrolera desde los años setenta. En el estado de Texas el CO<sub>2</sub> que se utilizaba provenía de yacimientos naturales de este compuesto, que se explotaban de la misma manera que se explotan los yacimientos de gas natural.

Actualmente uno de los proyectos más conocidos es el de Weyburn, Canadá, el cual recibe por ducto CO<sub>2</sub> proveniente de una central IGCC, ubicada en el estado de Dakota del Norte, EE.UU. En estos casos los costos del confinamiento de CO<sub>2</sub> se ven total o parcialmente compensados por el precio obtenido del CO<sub>2</sub>.

## Confinamiento en acuíferos salinos

Los acuíferos que se encuentran a más de mil metros de profundidad y que saturan medios porosos, tienen contenidos de sales demasiado elevados para el consumo humano. Estas formaciones son ideales, por su gran volumen, para el confinamiento de CO<sub>2</sub>, el cual va quedando atrapado en los poros del medio, y aunque desplaza al agua, su impacto es mínimo en comparación con los acuíferos. Se trata de la opción de confinamiento con mayor capacidad como se puede observar en las cifras dadas por los EE.UU. (tabla 3), y por consiguiente con un gran atractivo. Sin embargo, en esta tecnología no hay ningún ingreso que no sea por medio de bonos de carbono o impuestos evitados por emisión de CO<sub>2</sub>.

La instalación más conocida que hace confinamiento con esta tecnología es la de Sleipner (Kaarstad, 2004), que es una plataforma marina sueca de explotación de gas natural. El CO<sub>2</sub> que se extrae con el gas natural se separa utilizando un sistema de aminas y se inyecta a un acuífero que está a mil metros por debajo del nivel del fondo del mar y del mismo yacimiento de gas natural. Desde 1996 esta instalación ha estado inyectando del orden de un millón de toneladas de CO<sub>2</sub> por año, y ha sido un sitio ideal para estudiar los efectos de la inyección sobre los acuíferos.

## Confinamiento en yacimientos profundos de carbón

Esta es la tecnología menos probada y esencialmente consiste en inyectar el CO<sub>2</sub> a yacimientos de carbón que están demasiado profundos para ser explotados. Estos yacimientos normalmente están saturados con metano. Sin embargo, el CO<sub>2</sub> tiene mayor afinidad con el carbón que con el metano, por lo que al inyectarse desplaza a este último y queda adsorbido en el carbón.

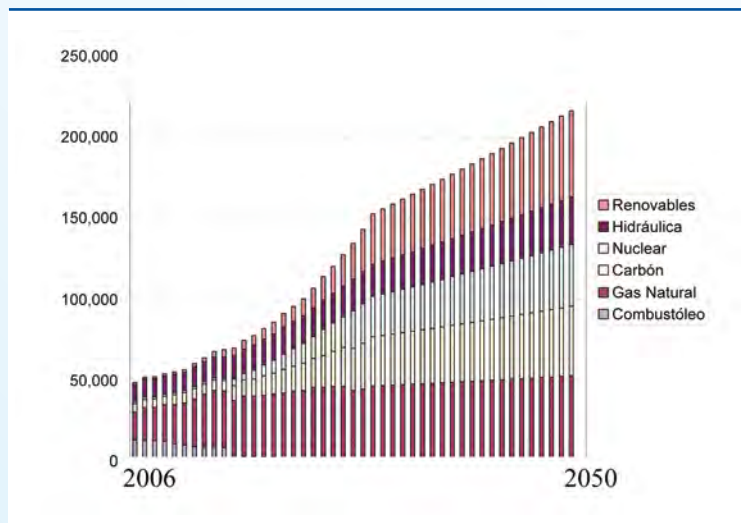
Con este proceso se tiene la ventaja de una recuperación de gas natural al inyectar el CO<sub>2</sub>. No obstante, es la menos probada de las tecnologías de confinamiento.

## Perspectivas en México de la generación térmica

A futuro se empieza a incrementar el uso del carbón y de la energía eólica, pero se mantiene la interrogante del uso de la energía nuclear que, en opinión del autor, depende en gran medida de las decisiones que se tomen en los EE.UU.

Para horizontes de más de diez años no existen proyecciones oficiales, pero en la figura 8 se presenta una proyección al año 2050 hecha por el autor (González, 2007). En estas proyecciones se considera un crecimiento que llevaría a México en el 2050 a los niveles de consumo de energía eléctrica actuales de Europa, también se hacen hipótesis sobre la participación de la energía nuclear y el carbón, a las que se les da un papel importante a partir del 2030 (40% del crecimiento en no renovables para cada una de las fuentes, dejando el otro 20% para el gas). Estas proyecciones se pueden quedar cortas si en ese lapso se introduce de forma masiva el uso de vehículos eléctricos o "plug-in hybrids",

Figura 8. Estimación de la capacidad instalada en México al 2050.

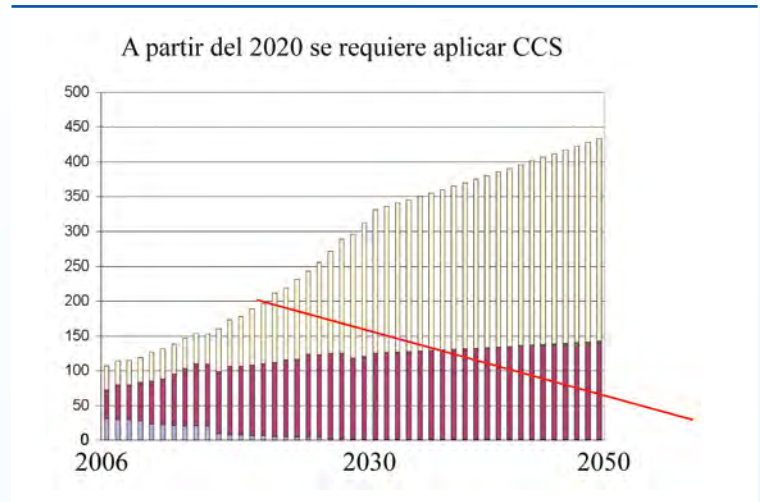




lo cual es altamente probable dada la contribución del sector transporte a las emisiones de CO<sub>2</sub>. Cabe destacar que en México esta contribución es de más del 50% (Flores et al). Se presenta también, en la figura 9, la estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> que se tendrían si no se aplicara ningún mecanismo de CCS. La línea roja en dicha figura muestra una meta de emisiones que se podría lograr con la implantación de tecnologías de CCS a partir del periodo 2015-2020.

Considerando las emisiones de CO<sub>2</sub>, México, al igual que el resto del mundo, seguramente estará implantando esta tecnología a nivel comercial en el periodo del 2015 al 2020, aunque mucho dependerá de los acuerdos internacionales que se plasmen y de los apoyos que haya para estos fines de los países desarrollados a los países en desarrollo.

Figura 9. Emisiones de CO<sub>2</sub> en México al 2050 con y sin CCS.



Actualmente se está iniciando el desarrollo de una estrategia para el manejo de CO<sub>2</sub> en el sector energético, que inicia con el desarrollo de un ATLAS de CO<sub>2</sub> para América del Norte, el cual México está desarrollando de manera conjunta con EE.UU. y Canadá dentro del marco del acuerdo de colaboración en energía de América del Norte (NAEWG), razón por la que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha iniciado el desarrollo de un programa estratégico para este mismo propósito.

## Referencias

Agencia Internacional de Energía. *World Energy Outlook 2008*, pp. 78, Agencia Internacional de Energía.

*World Energy Outlook 2008*, pp. 143 Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017, SENER, pp. 109

Agencia Internacional de Energía, *World Energy Outlook 2008*, pp. 143

Prospectiva del Petróleo 2008-2017, SENER

Gráfica de elaboración propia con datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006-2015, SENER

Carbon sequestration for the US and Canada, National Energy Technology Laboratory.

Atlas de CO<sub>2</sub> para América del Norte

O. Kaarstad, *The Sleipner Project*, IEA Asia Pacific Conference on Zero Emission Technologies, Gold Coast, Queensland, Australia, 2004. ([www.iea.org/textbase/work/2004/conference/presentations/kaarstad.pdf](http://www.iea.org/textbase/work/2004/conference/presentations/kaarstad.pdf))

R. Flores, R. Muñoz-Ledo y D. Villalba, *Inventario de emisiones en 2005 de gases con efecto invernadero por el sector energético mexicano*, Aceptado para publicación en la revista Ingeniería, Investigación y Tecnología, UNAM.

### JOSÉ MIGUEL GONZÁLEZ SANTALÓ [[gsantalo@iie.org.mx](mailto:gsantalo@iie.org.mx)]

Ingeniero Mecánico Electricista de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) en 1968. Obtuvo los grados de Maestro y Doctor en Ingeniería Mecánica en el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) en 1969 y 1972 respectivamente. Inició su carrera profesional como Ingeniero de Desarrollo en General Electric (GE) en el área de reactores nucleares y regreso a México en 1975 para incorporarse a la fundación de la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM), Unidad Azcapotzalco, donde fue Director de Ciencias Básicas e Ingeniería de 1975 a 1979. Su primer acercamiento con el IIE fue en 1980, cuando dirigió el desarrollo del primer simulador de centrales generadoras, fundando el Departamento de Simulación. En 1997 se reincorporó al IIE como Director de la División de Sistemas Mecánicos, cargo que actualmente ocupa. En el periodo de 15 años entre sus dos estancias en el IIE fue socio Director de una empresa consultora dedicada a hacer proyectos en energía y medio ambiente.

