

MODELIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO (H₂) USANDO GAS NATURAL EN VENEZUELA. UNA APROXIMACIÓN A LA SOSTENIBILIDAD DEL PROCESO PRODUCTIVO

Juan Rojas Zerpa¹

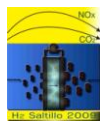
¹ Programa de Doctorado: “Energías Renovables y Eficiencia Energética”. Centro Politécnico Superior, Universidad de Zaragoza. María de Luna 3, 50018, España.

¹ Tel (0035) 600352045, juancarlosrojas4@yahoo.com

RESUMEN

El propósito del presente trabajo consiste en la formulación y evaluación de un modelo matemático inherente al proceso de producción de H₂ en Venezuela, mediante el reformado del gas natural y la remoción del dióxido de carbono (CO₂); con la finalidad de identificar oportunidades para la recuperación de gas arrojado (venteo y quemado de gas natural) que a su vez permitan mitigar los efectos de calentamiento global. La formulación del modelo matemático es de tipo lineal, el cual incluye la producción de H₂, la eficiencia del proceso de conversión de la energía, el coste de los principales insumos y recursos (gas natural, agua y electricidad), el coste del reformador y el coste del sistema de captura, transporte y almacenamiento del CO₂. Tres escenarios se han considerado para la producción sostenible del H₂: producción convencional de hidrógeno, producción de H₂ considerando la remoción directa del CO₂, y finalmente la producción del H₂ con remoción del CO₂ y aumento del gas natural en pozos agotados (EGR). Los resultados indican que en Venezuela se puede producir más de 1 millón de toneladas de hidrógeno por año a un coste inferior de 1 \$/kg, con una efectividad de remoción del CO₂ superior al 61% y un factor EGR en torno al 8%. Adicionalmente, la reducción significativamente del gas arrojado a la atmósfera evitaría la inyección de más de 23 millones de toneladas de CO₂equivalente por año (11,7% del CO₂ total-nacional). El coste total de producción obtenido es significativamente inferior a los mencionados por la literatura, incluyendo el coste objetivo esperado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE) al 2017.

Palabras clave: Producción de hidrógeno mediante reformado del gas natural; coste de producción de hidrógeno; hidrógeno y sostenibilidad energética; hidrógeno con remoción directa del carbono.



1.- Introducción

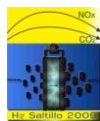
La situación del gas natural en Venezuela es un claro reflejo de la forma en cómo se gestiona la energía primaria. De allí la aparición de pérdidas con ineficiencias importante y posibles usos inadecuados. De acuerdo a los estudios oficiales aportados por ¹, en promedio para el periodo comprendido entre 1996 y 2005, el 94,34% del gas natural producido en el país (producción comercializada) se consumió internamente (generación de energía eléctrica, cocción de alimentos, la industria siderúrgica, la industria del cemento, la industria petroquímica, entre otros). El nivel de consumo interno de gas natural implica un valor medio anual de 0,65% respecto al nivel de reservas probadas, mientras que la producción comercializada representa un 46,23% de la producción total disponible (producción bruta). No obstante, una parte importante de este gas disponible (36,16%) se re-inyecta a los pozos de producción petrolera para incrementar la productividad de los mismos. Como parte de la ineficiencia en el aprovechamiento del gas natural, la cantidad de gas arrojado anualmente a la atmósfera (gas venteado y quemado) tiene un valor medio de 4783,50 millones m³, lo que representa un valor anual de 7,67% (respecto a la energía total disponible).

Una posible vía para reducir las pérdidas e ineficiencias en la industria gasífera está relacionada con el control del gas arrojado a la atmósfera, en cuyo caso, el combustible no aprovechado puede pasar de ser un peligroso gas efecto de invernadero (GEI) a un combustible con alta poder calorífico, “el hidrógeno”; aportando consecuentemente mayores beneficios socioeconómicos y ambientales.

En respuesta a la dinámica de estabilizar la peligrosa concentración de GEI, a nivel global se están creando regulaciones que promueven el desarrollo de combustibles alternativos, ² caracterizados por ser técnicamente factibles, económicamente competitivos, ambientalmente aceptables y fácilmente disponibles.³ En este sentido, numerosos combustibles alternativos han sido propuestos, incluyendo el biodiesel, metanol, etanol, hidrógeno, boro, gas natural, gas licuado de petróleo, combustibles solares, electricidad y otros combustibles. ⁴ Uno de esos combustibles alternativos es el hidrógeno, el cual tiene el mayor contenido de energía específica de todos los combustibles convencionales y es el elemento más abundante en el universo. ²

El uso del hidrógeno como combustible alternativo está ganando más y mayor aceptación, mientras que las consecuencias para el medio ambiente de los hidrocarburos se ponen de manifiesto.⁵ El H₂ puede ser producido de diferentes formas o fuentes, lo que podría convertirlo en un combustible universal.⁶ Recientemente se ha dado mayor atención internacional sobre el desarrollo de nuevas tecnologías del H₂ como una solución potencial al temor actual de incrementar la seguridad energética y económica.

Todas las fuentes de energía primaria pueden ser usadas para la producción de hidrógeno.⁷ Actualmente, la principal vía para la producción de este vector energético está relacionada con la conversión del gas natural y otros hidrocarburos ligeros. ⁴ Aproximadamente, el 96% del hidrógeno producido (a nivel mundial) proviene



de la conversión de combustibles fósiles, tales como el reformado del gas natural (48%), petróleo crudo (30%) y carbón (18%); el 4% restante se obtiene del proceso conocido como electrólisis.⁸ El gas natural es reconocido como el combustible fósil que menor daño ambiental causa. Esto se debe a que es un gas con la más baja relación de carbono, y puede ser usado eficientemente en plantas de turbina de gas de ciclo combinado para la producción de energía eléctrica y calor.⁹ Sin embargo, este tipo de planta emite cantidades sustanciales de CO₂, contribuyendo a incrementar el contenido de GEI en la atmósfera.⁹ No obstante, alternativas para la utilización del gas natural sin la liberación de CO₂ a la atmósfera deberían ser desarrolladas. Una posibilidad es convertir el gas natural a hidrógeno y/o en productos contentivos de H₂.⁹

El procesamiento del metano (CH₄) es el método más común de producción de hidrógeno que comercialmente se usa en la actualidad.⁶ Además, el proceso de reformado del gas natural (SMR) es conocido como el método de producción de hidrógeno a gran escala,¹⁰ y es una de las formas más económicas para su producción.⁵ En este contexto, es de crucial importancia que tal proceso aporte las menores emisiones de CO₂ de todos los demás procesos de escala industrial disponibles actualmente.⁵ El proceso está basado en la conversión catalítica a alta temperatura (700K – 1000K) de una mezcla de metano y vapor de agua para obtener hidrógeno y monóxido de carbono (CO).¹¹ Los catalizadores comerciales usados en la reacción del reformado del gas natural están basados en los componentes de Níquel.¹⁰ El CO es convertido en CO₂ siguiendo un proceso ligeramente exotérmico (600K), conocido como “cambio de reacción”.¹⁰ Subsecuentemente, el H₂ y el CO₂ son separados usando una unidad PSA (unidad de purificación), el CO₂ es ventado a la atmósfera y el H₂ es purificado (hasta 99,999%) y comprimido (hasta 75 bar para inyectarlo a las tuberías de conducción de grandes distancias).¹² El CO₂ permite a la planta de producción de hidrógeno ser dividida en dos flujos,¹² un flujo diluido como componente de los gases del stack (pila de conversión) del reformador (cerca del 30% del total de CO₂) y un flujo concentrado que es separado en la unidad PSA (cerca del 70% del total de CO₂).¹³ Uno de los aspectos más importante del proceso SMR, es su eficiencia. El estado del arte de esta tecnología nos aporta eficiencias energéticas relativamente altas, variando en un rango entre 65% (incluida la purificación del H₂)¹⁴ y 86%,¹⁵ estos rendimientos están dados en función del poder calorífico inferior (PCI) del combustible (gas natural).

Los costes de producción del hidrógeno a partir del gas natural o de las energías renovables, son fuertemente dependientes del costo del insumo.¹¹ Este rango estaría entre 52% y 68% para el gas natural y de 85% para la energía solar fotovoltaica.¹⁶ Actualmente, los costes de producción basados en la tecnología de conversión SMR están en un rango entre 0,79 – 1,18 \$/kg-H₂.¹⁷ No obstante, hay otras investigaciones que aportan otros costes ligeramente superiores (gas natural a 0,215 \$/Nm³), cuyos valores oscilan entre 1,25 \$/kg-H₂ (planta a gran escala) – 3,50 \$/kg-H₂ (plantas de pequeña escala).¹⁸ Rothwell y Williams¹⁹ encontraron que al precio de 0,215 \$/Nm³ del gas natural, el coste del hidrógeno usando SMR es cercano a 1,44 \$/kg.

La proyección de costes a mediano y largo plazo tiende a una reducción significativa. Para el año 2017, el DOE estima un coste de producción de 0,99 \$/kg-H₂ (de acuerdo al poder calorífico superior); ¹⁷ este coste no incluye impuestos ni tampoco la distribución del combustible. Para el año 2020, Tzimas (Comisión Europea) ²⁰ encontró que frente a una significativa reducción del coste de inversión de la tecnología SMR y bajo un coste del gas natural de 0,11 €/Nm³, el coste del hidrógeno podría alcanzar el valor de 0,73 €/kg (0,73 \$/kg). Mientras que con la inclusión de la captura y almacenamiento del carbono, su coste podría ser de 0,83 €/kg (0,83 \$/kg).

2.- Condiciones de la investigación: formulación del modelo matemático para la producción de H₂

En esta sección se formula el modelo energético y el coste total de producción de hidrógeno con posterior aplicación al caso venezolano.

2.1 Modelo energético y ambiental para la producción de hidrógeno

El modelo consiste en la formulación de un conjunto de ecuaciones inherentes a la producción de hidrógeno-vía reformado con vapor de agua del gas natural, teniendo en cuenta el ciclo completo de producción, incluyendo la purificación y compresión del hidrógeno (ver figura 1). Este modelo está enfocado en un sistema de producción de hidrógeno, cuya planta está localizada a una distancia máxima de 100 km respecto del pozo de gas natural agotado y con un sistema de conducción de hidrógeno-gas de hasta 100 km de distancia. El gas natural de insumo está relacionado directamente con el gas arrojado a la atmósfera, ya sea por venteo y/o por la combustión de dicho recurso (gas quemado). El hidrógeno producido puede ser una potencial oportunidad para reducir notablemente las pérdidas de la industria gasífera y petrolera; además de mitigar los efectos del calentamiento global por las emisiones de gases efecto de invernadero.

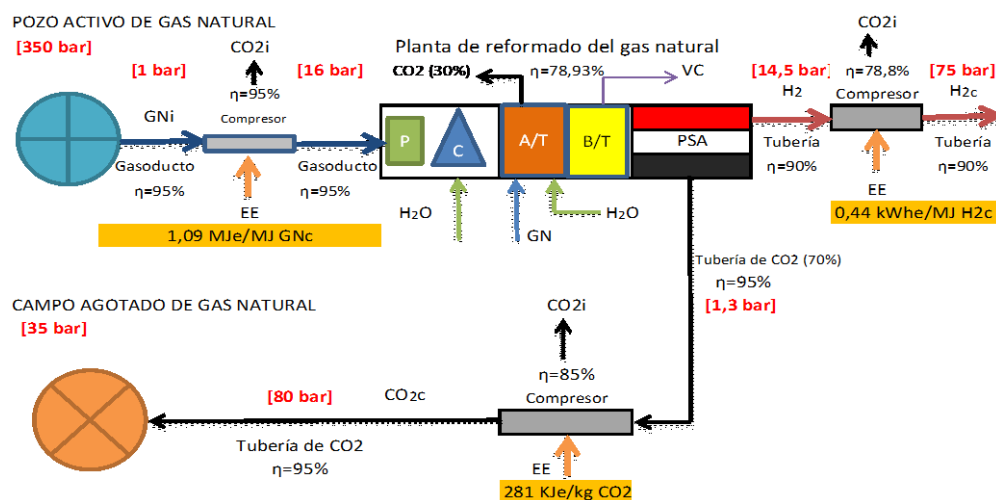


Fig. 1. Esquema del proceso SMR para la obtención de H₂, incluyendo la remoción del CO₂.

2.1.1 Producción anual de hidrógeno (PAH₂)

La producción anual de hidrógeno se considera directamente proporcional al gas natural arrojado a la atmósfera, incluyendo las porciones que efectivamente no se pueden recuperar. Esta ecuación se compone de la energía del gas natural disponible (EGND) y de la eficiencia global del sistema de conversión (EGSC).

$$EGND = CGNA \cdot (1 - FP) \cdot PCI \quad (1)$$

$$EGSC = ESMR \cdot FEG \quad (2)$$

La producción total de hidrógeno, es (kg-H₂g/año):

$$PAH_2 = EGND \cdot EGSC \quad (3)$$

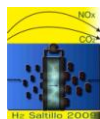
La cantidad de gas natural arrojado (CGNA) se obtiene de la linealización de la función que recoge el comportamiento de estas pérdidas a lo largo de una serie de tiempo dada (1996-2005). De esta manera, el factor de pérdidas (FP) está directamente relacionado con la pérdida de gas natural arrojado que efectivamente no se puede recuperar. Este factor varía dependiendo de la estrategia de recuperación que adopte el país, ²¹ y también de su infraestructura de explotación y manejo de petróleo crudo y gas natural. A los efectos de la presente investigación se asume un factor de pérdida del 20%. El poder calorífico inferior del gas natural también varía de un país productor a otro (dependiendo de la composición del gas). De esta manera se asume un PCI de Venezuela de 35,44 MJ/m³ (13,30 kWh/kg-GN).¹ La eficiencia media de la tecnología SMR (ESMR) resultante de la revisión bibliográfica es 78,93%. El factor de eficiencia global (FEG) asumido con relación a las referencias bibliográficas es de 63,97% (incluye las pérdidas en las tuberías de conducción de gas natural, en el compresor de gas natural, en el sistema de compresión y conducción del H₂g).

2.1.2 Energía eléctrica requerida para la producción y compresión del hidrógeno

La energía eléctrica requerida en este tipo de tecnología está directamente relacionada con los consumos de los compresores (gas natural e hidrógeno) y del sistema de control del proceso. El consumo de electricidad por unidad de masa de hidrógeno producido ha sido denominado REPH, en cuyo caso y en referencia a la bibliografía y de los procesos involucrados se asumió un valor de 1,1428 kWh/kg-H₂.¹²

2.1.3 Requerimiento de agua para la producción de hidrógeno

Evidentemente, el procesamiento del gas natural mediante la tecnología SMR requiere de vapor agua para completar la reacción química que posteriormente culmina con la separación de la molécula del hidrógeno. Tugnoli y otros ¹⁰, encontraron que para producir 7000 toneladas de hidrógeno por año se utilizaron 6,08 litros



de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido. Este consumo de agua por unidad de masa de hidrógeno producido ha sido denominado RAPH.

2.1.4 Energía eléctrica requerida para la captura, compresión, transporte y almacenamiento del CO₂ en pozos agotados de gas natural

Este requerimiento está básicamente relacionado con el consumo de electricidad debido al sistema de compresión del CO₂, con el cual se incrementa la presión hasta un punto en donde se hace favorable su conducción por tuberías (estado supercrítico). El consumo de electricidad por unidad de masa de CO₂ generado (capturado) ha sido denominado RERC, en cuyo caso y en referencia a la bibliografía, se asumió un valor de 0,0781 kWh/kg-CO₂.²²

2.1.5 Energía eléctrica requerida para la recuperación de gas natural en los pozos de gas agotados (EGR)

Este requerimiento está directamente relacionado con el consumo de electricidad debido al sistema de compresión del gas natural que se recupera de los pozos agotados, el cual es posteriormente conducido hasta el sistema SMR para producir hidrógeno (reducción del gas natural de insumo). El consumo de electricidad por unidad de masa de gas natural recuperado REGN y en referencia a la bibliografía, se asumió un valor de 0,0052 kWh/kg-CO₂.²²

2.1.6 Emisiones de CO₂ equivalentes y contaminantes generadas durante la producción de hidrógeno (SMR)

La función matemática que representa la dinámica de emisiones GEI, emisiones acidificantes y emisiones causantes de eutrofización, son mostradas en las siguientes ecuaciones. Los valores asociados con los factores de emisión de CO₂, SO₂ y NO_x (FEC, FES, FEN) respectivamente, en relación con la revisión bibliográfica (valor medio), son:

$$FEC = 8,996 \text{ kgCO}_2/\text{kg-H}_2 \quad (4)$$

$$FES = 0,0097 \text{ kgSO}_2/\text{kg-H}_2 \quad (5)$$

$$FEN = 0,0037 \text{ kgNO}_x/\text{kg-H}_2 \quad (6)$$

$$ECO_2 = FEC \cdot PAH_2 \quad (7)$$

$$ESO_2 = FES \cdot PAH_2 \quad (8)$$

$$NOX = FEN \cdot PAH_2 \quad (9)$$

2.2 Formulación del modelo de coste de producción (modelo lineal)

La preparación de este modelo para la producción de H₂g-vía SMR, de acuerdo al sistema energético venezolano, implica la consideración de los siguientes aspectos: obtención del gas natural (gas natural arrojado), la producción del hidrógeno y su compresión para el transporte (por tubería) hasta 100 km de distancia, la remoción del CO₂ (captura, compresión, transporte y almacenamiento) y el aumento de la recuperación de gas natural por la inyección del CO₂ en los pozos de gas agotados (EGR).

Algunos modelos han sido propuestos en ^{12, 20, 23, 24} de donde se desprenden varias ecuaciones, cada una de las cuales están relacionadas con un aspecto específico de la estructura de costes. Bajo esta consideración, el modelo de coste total propuesto está dividido en 3 módulos: coste base de producción, coste de la captura, transporte y almacenamiento del carbono, y coste de la recuperación del gas natural (EGR) por el almacenamiento final (inyección) del CO₂. De esta manera, cada módulo incluye los siguientes aspectos: coste anual de inversión en la infraestructura específica, coste anual de los insumos (gas natural y agua) y energía, y finalmente el coste anual de operación y mantenimiento. La sumatoria de cada uno de los modelos (módulos) específicos nos proporciona el modelo de coste total de producción (CTPH₂).

2.2.1 Coste de inversión del sistema de producción de hidrógeno (CIH₂)

Este modulo está representado por el coste de la tecnología SMR, el cual varía proporcionalmente al tamaño de la unidad de producción (economía de escala) y de acuerdo a la maduración de la tecnología. El modelo matemático para la determinación de la inversión en el sistema de producción de hidrógeno fue preparado sobre la base de datos suministrados por ¹⁷. Por lo tanto, la función lineal de coste unitario es:

$$CIUH = (-0,0597 * X) + 134,54, \quad R^2 = 0,18 \quad (10)$$

En la cual la variable “X” corresponde con el año de proyección, en donde se desea realizar la inversión

$$CISH = CIUH * PAH_2 * PCI \quad (11)$$

Con el factor de recuperación del capital

$$FRC = i * (1+i)^n / [(1+i)^n - 1] \quad (12)$$

El coste anual uniforme de inversión del sistema SMR (\$/año):

$$CAIH = CITH * FRC \quad (13)$$

2.2.2 Coste anual de los insumos y Energía (CAIE)

Este modulo se compone principalmente de los siguientes costes: gas natural, electricidad y agua.

Coste del gas natural (CIGN)

Aunque el gas natural (insumo) que se utiliza para su conversión en hidrógeno-vía SMR, corresponde con el gas arrojado a la atmósfera, ya sea a través del gas quemado o del venteo; podría tener un coste cero (0). No obstante, en esta investigación se ha considerado que el mismo tiene un coste equivalente a su precio de

adquisición en el mercado interno de Venezuela (coste de recuperación del gas arrojado). La expresión matemática usada, corresponde con la evolución del precio de adquisición del gas para el sector de generación de energía eléctrica.

$$CIGN = (149,79 \cdot X) - 297520, \quad R^2 = 0,28 \quad (14)$$

En la cual la variable “X” corresponde con el año de proyección del estudio.

Coste de la electricidad (CIEE)

Respecto a este coste se ha asumido un valor medio para el periodo de tiempo comprendido entre 1998-2005²⁵, el cual corresponde con el precio que ha pagado el sector industrial.

$$CIEE = 0,046 \text{ \$/kWh} \quad (15)$$

Coste del agua (CIAP)

Este coste está representado por una función lineal, la cual recoge la evolución del precio que han pagado los consumidores durante el periodo de 2004-2007.²⁶

$$CIAP = 0,0032 \cdot X - 6,1933, \quad R^2 = 0,22 \quad (16)$$

La variable “X” corresponde con el año de proyección, en donde se desea realizar su adquisición.

El coste anual de los insumos y de la energía (producción de hidrógeno sin remoción del CO₂), es:

$$CAIE = [(CIGN \cdot EGND) + (CIEE \cdot REPH) + (CIAP \cdot RAPH)] \cdot PAH_2 \quad (17)$$

2.2.3 Coste anual de operación y mantenimiento del sistema de producción de hidrógeno (COMH)

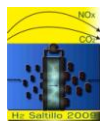
Este modulo es una proporción del coste de inversión. En este caso se ha utilizado el promedio de los valores encontrados en la literatura.^{12, 20}

$$FOMH = 5,82\% \quad (18)$$

$$COMH = FOMH \cdot CIPH \quad (19)$$

El coste anual de producción de hidrógeno vía SMR (\\$/año), es:

$$CAPH = CAIH + CAIE + COMH \quad (20)$$



2.2.4 Coste anual de remoción del CO₂ (CARC)

Este coste está dividido en tres (3) módulos, los cuales son: coste anual de inversión del sistema de remoción directa del CO₂, coste de los insumos y energía, y coste de operación y mantenimiento del sistema.

Coste de inversión del sistema de remoción de CO₂ (en \$/año)

El coste anual de inversión del sistema de remoción de CO₂ es una función proporcional del sistema de producción SMR; el cual incluye el sistema de compresión de CO₂, las tuberías de conducción y el sistema de inyección del CO₂. Por lo tanto, el factor de inversión de hidrógeno-CO₂ obtenido de la literatura^{12, 20}, es:

$$FIHC = 18,69\% \quad (21)$$

$$CAIC = FIHC * CAIH \quad (22)$$

Coste anual de los insumos y energía (CIEC)

Este coste está relacionado con el consumo de electricidad de la unidad de compresión de CO₂, para elevar la presión del fluido (CO₂) desde 1,3 bar hasta 80 bar (estado supercrítico). Evidentemente para la formulación de la expresión matemática, es necesario especificar la ecuación que permita cuantificar las emisiones de CO₂ equivalentes capturadas durante la producción de hidrógeno (FCC); que posteriormente serán inyectadas en los pozos de gas natural agotados. En este caso, se ha usado el promedio de los valores reportados en la literatura.^{12, 20}

$$FCC = 70,25\% \quad (23)$$

$$CIEC = RERC * ECO_2 * CIEE * FCC \quad (24)$$

Coste anual de operación y mantenimiento (COMC)

Este modulo es una proporción del coste de inversión del sistema de remoción de CO₂, el cual incluye los costes asociados al compresor, la tubería y el sistema de inyección del CO₂. En este caso se ha usado el promedio de los valores reportados por la literatura.^{12, 20}

$$FOMC = 4,86\% \quad (25)$$

$$COMC = FOMC * CARC \quad (26)$$

El coste anual de remoción del carbono (\$/año), sin incluir EGR:

$$CARC = CAIC + CIEC + COMC \quad (27)$$

2.2.5 Coste anual de la recuperación de gas natural debido a la inyección del CO₂ (CEGR)

Al igual que el coste anual de remoción del carbono, en este modulo se han considerado los costes asociados con la inversión del sistema de recuperación de gas (sistema de compresión), el coste de los insumos y energía (electricidad); y finalmente el coste de operación y mantenimiento.

Coste de inversión del sistema de recuperación de gas en los pozos agotados de gas natural (\$/año)

La inclusión de recuperación de gas natural (EGR) por la inyección del CO₂ en los pozos agotados, tiene un coste anual proporcional de acuerdo a la inversión del sistema de producción de hidrógeno. En este caso, se ha usado el promedio de los valores reportados por la literatura.^{12, 20}

$$FIHG = 0,27\% \quad (28)$$

$$CIRG = FIHG * CAIH \quad (29)$$

Coste anual de los insumos y energía (CIEG)

Este coste está relacionado con el consumo de electricidad de la unidad de compresión de gas natural recuperado por la inyección del CO₂ en los pozos agotados. La expresión matemática es la siguiente:

$$CIEG = REGN * ECO_2 * CIEE * FCC \quad (30)$$

Coste anual de operación y mantenimiento (COMG)

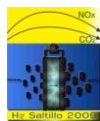
Este modulo es una proporción del coste de inversión del sistema de remoción de CO₂, el cual incluye los costes asociados al compresor y la tubería de recuperación de gas natural. De acuerdo al valor encontrado por¹², esta proporción es muy baja (FOMG), por lo tanto este coste es cero (0).

$$FOMG = 0\% \quad (31)$$

$$COMG = FOMG * CIRC \quad (32)$$

Beneficio de la obtención de gas natural por el almacenamiento del CO₂ (BEGR)

Efectivamente, la inyección del CO₂ en los pozos agotados de gas natural trae un beneficio añadido, el cual implica la producción de una cierta cantidad de gas natural proporcional al volumen de CO₂-finalmente almacenado. El gas obtenido se emplea en la sustitución de una cantidad determinada de gas natural que inicialmente entra al proceso de producción de hidrógeno (gas de insumo). En¹², el porcentaje de recuperación de gas natural es equivalente al 8,40% del gas utilizado como insumo. Por lo tanto, el factor de recuperación de gas natural (FEGR), es:



$$\text{FEGR} = 8,40\% \quad (33)$$

El beneficio del aumento de la recuperación de gas en los pozos agotados (\$/año), es:

$$\text{BEGR} = \text{CIGN} * \text{EGND} * \text{PAH}_2 * \text{FRG} \quad (34)$$

El coste de recuperación de gas natural (\$/año) debido a la inyección de CO₂ en los pozos agotados, es:

$$\text{CEGR} = \text{CIRG} + \text{CIEG} + \text{COMG} - \text{BEGR} \quad (35)$$

2.2.6 Expresión matemática del modelo de costo total de producción de hidrógeno-vía SMR

El coste total de producción dependerá finalmente del escenario en donde se desea considerar su evaluación. En todo caso, y a los efectos del objetivo de la presente investigación nos interesa destacar el escenario que mayores beneficios aporte a la sostenibilidad del proceso productivo. Bajo este argumento, el escenario más interesante es aquel en el cual se obtenga la mayor remoción de carbono (segura), y su vez se obtenga la recuperación de materia prima (gas natural). Por lo tanto, el coste total de producción (\$/kg-H₂) es denotado de la siguiente manera (de acuerdo a los tres escenarios):

$$\text{Escenario A: } \text{CTPHa} = \text{CAPH} / \text{PAH}_2 \quad (36)$$

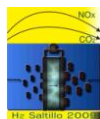
$$\text{Escenario B: } \text{CTPHb} = \text{CTPHa} + (\text{CARC} / \text{PAH}_2) \quad (37)$$

$$\text{Escenario C: } \text{CTPHc} = \text{CTPHb} + (\text{CEGR} / \text{PAH}_2) \quad (38)$$

2.3 Aplicación del modelo de producción y costes en Venezuela

Los modelos de producción de hidrógeno y coste total formulados serán aplicados en Venezuela, de acuerdo a los tres escenarios denotados anteriormente. La simulación de producción será realizada en un periodo de vida útil de 25 años, aportando valores para dos periodos de tiempo, el primero será para el año 2010 y el segundo será para el año 2020.

Para el caso de Venezuela se han tomado en cuenta los siguientes factores (ver tabla1):



IX Congreso Internacional de la SMH, Saltillo 2009

Tabla 1. Principales variables tomadas en cuenta en el modelo de costes (caso venezolano)

Variables	Unidad	Valor
Año base de cálculo (simulación)	Año	2005
Tasa media de inflación (dada en \$/año)	%	13
Paridad cambiaria	\$/€	1
Paridad cambiaria de la moneda nacional (valor promedio 2004-2007)	Bs/\$	2073,83
Factor de operación de la planta	%	90
Tasa de descuento	%	10
Precio mínimo de comercialización del hidrógeno	\$/kg	2,5

3.- Resultados y discusión

Los valores obtenidos en las siguientes tablas son el resultado de la modelización y simulación del proceso de producción de hidrógeno-vía SMR, tanto para el año 2010 como para el 2020, mediante las aplicaciones de Microsoft Excel-Office 2003 (ver tablas siguientes).

Tabla 2. Costes de producción de hidrógeno y beneficio económico vía SMR; año 2010

Propuesta de producción de H ₂	Producción (t/año)	Coste de producción (\$/kg)	Beneficio neto (M\$/año)	PRC (años)
Producción de H ₂ : caso base	1.042.220,56	0,629	1.950,15	0,83
Producción de H ₂ : incluida la remoción de CO ₂	1.042.220,56	0,712	1863,57	1,00
Producción de H ₂ : Remoción CO ₂ y EGR	1.042.220,56	0,695	1.881,66	0,99

Tabla 3. Comparación de las emisiones de CO₂ generadas y potencialmente capturadas, bajo los tres escenarios de producción de hidrógeno vía SMR; año 2010.

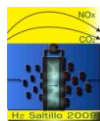
Emisiones de CO ₂ debido a la producción de H ₂	Directas	Almacenadas	Indirectas	Total CO ₂ vertido
Tecnología	Mt CO ₂ /año	Mt CO ₂ /año	Mt CO ₂ /año	Mt CO ₂ /año
Producción de H ₂ sin captura y almacenamiento del CO ₂	9,38	0,00	0,237	9,6131
Producción de H ₂ con captura y almacenamiento del CO ₂	9,38	6,29	0,339	3,4251
Producción de H ₂ con captura y almacenamiento del CO ₂ ; EGR	9,38	6,01	0,340	3,7029

Tabla 4. Resultados de los costes de producción de hidrógeno vía SMR y beneficio económico; año 2020.

Propuesta de producción de H ₂	Producción (t/año)	Coste de producción (\$/kg)	Beneficio neto (M\$/año)	PRC (años)
Producción de H ₂ : caso base	2.303.664,03	0,714	4.114,25	0,83
Producción de H ₂ : incluida la remoción de CO ₂	2.303.664,03	0,795	3928,58	1,01
Producción de H ₂ : Remoción CO ₂ y EGR	2.303.664,03	0,769	3.987,79	0,99

Tabla 5. Comparación de las emisiones de CO₂ generadas y potencialmente capturadas, bajo los tres escenarios de producción de hidrógeno vía SMR; año 2020.

Emisiones de CO ₂ debido a la producción de H ₂	Directas	Almacenadas	Indirectas	Total CO ₂ vertido
Tecnología	Mt CO ₂ /año	Mt CO ₂ /año	Mt CO ₂ /año	Mt CO ₂ /año
Producción de H ₂ sin captura y almacenamiento del CO ₂	20,72	0,00	0,524	21,2482
Producción de H ₂ con captura y almacenamiento del CO ₂	20,72	13,90	0,750	7,5707
Producción de H ₂ con captura y almacenamiento del CO ₂ ; EGR	20,72	13,29	0,751	8,1835

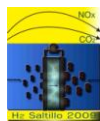


IX Congreso Internacional de la SMH, Saltillo 2009

En Venezuela, la recuperación de un 80% del gas venteado y quemado puede aportar una producción anual superior al millón de toneladas de hidrógeno (vía SMR y en el año 2010). Un nivel de producción que en la actualidad superaría la capacidad de producción de la planta más grande del mundo (planta SMR de 73830,38 tH₂/año).

El coste de producir hidrógeno vía SMR es inferior a los costes encontrados en la literatura (valor promedio de 1,165 \$/kg-H₂), incluidos los escenarios que implican la remoción directa del CO₂ y la recuperación de gas natural en los pozos agotados (EGR). En el escenario a, el coste de producción calculado teóricamente es 46% inferior al valor medio de la literatura, mientras que en los escenarios b y c la situación sigue siendo favorable pero con un margen de reducción menor. Los beneficios de comercializar dicha producción; básicamente en el supuesto hecho de exportar el hidrógeno a un precio de 2,5 \$/kg, puede significar para el país el ingreso mínimo de más de 1860 millones de dólares anuales (en cualquiera de los tres escenarios, aunque no están incluidos los costes de exportación, impuestos y otros); además de otros beneficios socioeconómicos y ambientales (ahorro de emisiones GEI y emisiones contaminantes SO₂ y NO_x). Específicamente en el escenario b, la inclusión del proceso de remoción de CO₂ implica un coste adicional de producción de 13,20% (coste incremental respecto al escenario a) con una reducción de los beneficios de 4,44%. Mientras que en el escenario c, la remoción del carbono y la recuperación de gas (EGR) implican un incremento del coste de producción de 10,49% (coste incremental respecto al escenario a) con una reducción de los beneficios de 3,51%. Evidentemente, el proceso de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ del proceso de producción de hidrógeno tienen un impacto ligeramente significativo, aunque en menor medida en el escenario c. Los beneficios ambientales de remover directamente gran parte del CO₂ generado durante el proceso de producción de hidrógeno, son verdaderamente prometedores. En este sentido, en el escenario a, las emisiones generadas pueden ser del orden de 9,61 MtCO₂ por año (emisiones directas e indirectas durante el ciclo de vida). Mientras que en el escenario b, hay una notoria reducción de emisiones de 6,18 MtCO₂ por año (respecto de a); y en el escenario c, la reducción de emisiones es de 5,98 MtCO₂ por año (respecto de a). En general, el ahorro de emisiones de CO₂equivalentes por concepto de la remoción directa del carbono es de 64,37% y 61,48%, respectivamente en el caso de b y c. El coste de remover cada tonelada de CO₂ es de 13,76 \$ y 14,55 \$ (CO₂ almacenado en los pozos de gas natural), respectivamente en b y c.

Los resultados de la simulación de la producción de hidrógeno al 2020, en general reflejan un ligero incremento de los costes de producción de 11,94% (valor promedio para los tres escenarios evaluados); con un nivel de producción superior a la del 2010 en 121,03%. De igual manera, los beneficios se incrementan en 111,24% (valor promedio para los tres escenarios, teniendo en cuenta las mismas consideraciones de comercialización del 2010). Desde el punto de vista ambiental, la duplicación de la producción de hidrógeno trae como consecuencia unos mayores niveles de emisiones que efectivamente se incrementan en 120,97% (valor promedio). Adicionalmente a los beneficios ambientales ya denotados, hay que destacar los beneficios

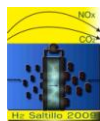


directos que se generan por la recuperación del gas natural arrojado (gas venteado y quemado). De esta manera, la recuperación de más de 6800 millones de metros cúbicos de gas natural por año representa un ahorro directo de emisiones de 23,18 MtCO₂equivalente (en el año 2010). Para el año 2020, la recuperación de 15302 millones de metros cúbicos de gas arrojado implicaría un ahorro de emisiones directas anuales de 46,78 MtCO₂equivalentes.

4. Conclusiones

En Venezuela, la producción de hidrógeno vía reformado del gas natural es técnicamente factible, económicamente viable y ambientalmente benigna. La tecnología SMR se considera una tecnología madura con una tendencia a la disminución de los costes de inversión. Los costes de producción que teóricamente se pueden alcanzar; inferior a un 1 \$/kg-H₂ en cualquier caso, dan un amplio margen para cubrir otros costes (no previstos en esta investigación), lo que perfectamente podría facilitar una comercialización con mayores oportunidades de competitividad en el mercado mundial. Desde luego, estos costes están favorecidos por el bajo precio del gas natural, la electricidad y el agua en el mercado interno venezolano (costes subsidiados).

La captura, transporte y almacenamiento del carbono en pozos agotados de gas natural trae consigo la remoción directa del CO₂ en más de un 61% (incluidas las pérdidas de manejo e inyección del CO₂), lo que implica que el hidrógeno producido vía SMR tiene un impacto final de 3,42 kgCO₂/kg-H₂ (valor medio inherente al escenario b y c); valor que efectivamente permite que dicha tecnología sea ambientalmente competitiva frente a las tecnologías renovables, siendo incluso menor que la tecnología solar fotovoltaica (5,16 kg CO₂/kg-H₂). El coste de remoción sin EGR representa un incremento del 13,20% sobre el coste base o referencial, mientras que para el caso de remoción de CO₂ con EGR, el coste incremental es de 10,49%. Evidentemente y en términos absolutos, la recuperación de gas natural en los pozos agotados (EGR) hace que la remoción del CO₂ sea más económica. En general y dependiendo de la aplicación final que tenga el hidrógeno producido por esta vía (usuario), las emisiones GEI y emisiones contaminantes (SO₂ y NO_x) que se generen serán significativamente inferiores en comparación con el hidrógeno procedente del mismo método de producción pero sin ningún tipo o técnica de remoción del carbono. Por otro lado, hay que incluir el beneficio que trae consigo la conversión de un vertido atmosférico (gas arrojado) a insumo (gas natural). Esta conversión implica la transformación de un problema ambiental (gas GEI y gases contaminantes) en una solución energética (H₂), lo que efectivamente añade un mayor valor de sostenibilidad. Con esta importante solución, Venezuela puede evitar anualmente (y en forma directa) más de 23 millones de toneladas de CO₂equivalente, lo que representaría un ahorro de emisiones de 11,68% (al 2010); con los beneficios añadidos de creación de empleos, motorización del sector social, mayor adquisición de divisas, ahorro de emisiones GEI (CH₄ y CO₂) por la recuperación del gas natural arrojado, reactivación productiva de los pozos de gas



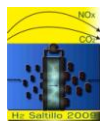
natural agotados (dependiendo del caso), mayor aprovechamiento de la energía primaria, conservación de la energía primaria, mayor seguridad energética y por último un probable impulso a la economía del hidrógeno. La recuperación de gas arrojado para la producción de hidrógeno vía SMR, puede abrir un horizonte de grandes posibilidades a los países productores de gas natural para propiciar acciones que contribuyan a la mitigación del cambio climático y la contaminación ambiental, así como también favorecer un mejor aprovechamiento de la energía primaria de origen fósil. En este sentido, Venezuela podría convertirse en una referencia mundial en cuanto al aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos primarios; si efectivamente logra controlar directa e indirectamente sus emisiones GEI y emisiones contaminantes. Aspecto clave que podría lograrse a través de la adopción de políticas energéticas y ambientales de alto nivel, con planes y programas que claramente estén apuntalados hacia el desarrollo sostenible.

5. Agradecimiento

Especial agradecimiento a la Fundación Gran Mariscal de Ayacucho (Venezuela) por promover y facilitar la capacitación especializada del talento venezolano fuera de sus fronteras.

6.- Referencias

- ¹ PODE: Petróleo y otros datos estadísticos, Dirección de Planificación y Economía de la Energía. Ministerio de Energía y Petróleo, Venezuela, 2007 - 2008.
- ² Campen A, Mondal K, Wiltowski T. Separation of hydrogen from syngas using a regenerative system (en Ingles). International Journal Hydrogen Energy 2008;33:332.
- ³ Meher LC, Sagar DV, Naik SN. Technical aspects of biodiesel production by trans-esterification review (en Ingles). Renewable and Sustainable Energy Reviews 2006;10:248.
- ⁴ Balat M. Potential importance of Hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems (en Ingles). International Journal of Energy 2008;33:4013-29.
- ⁵ Koroneos C, Dompros A, Roumbas G y Moussipoulos N. Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes (en Ingles). International Journal of Hydrogen Energy 2004;29:1443-50.
- ⁶ Holladay J, Hu J, King D y Wang Y. An overview of hydrogen production technologies (en Ingles). Catalysis Today 2008.
- ⁷ Veziroglu T. Hydrogen energy, part A. New York: Plenum; 1975 (en Ingles).
- ⁸ Lipman T. What will power the hydrogen economy? Analysis and report prepared for the Natural Resources Defense Council. Publication number UCD-ITS-RR-04-10. University of California; 2004 (en Ingles).
- ⁹ Gaudernack B. Natural gas utilization without CO₂ emissions (en Ingles). Energy Conversion Management 1997;38:165-72.
- ¹⁰ Tugnoli Alessandro, Landucci G, Cozzani V. Sustainability assessment of hydrogen production (en Ingles). International Journal of Hydrogen Energy 2008;33:4345-57.



IX Congreso Internacional de la SMH, Saltillo 2009

- ¹¹ Adamson K. Hydrogen from renewable resources-the hundred year commitment (en Ingles). Energy Police 2004;32:1231-42.
- ¹² Blok K, Williams R, Katofsky R. Hydrogen production from natural gas, sequestration of recovered CO₂ in depleted gas wells and enhanced natural gas recovery (en Ingles). Energy 1997;22:161-68.
- ¹³ Katofsky R. The Production of fluid fuels from biomass. PU/CEES report N° 279, Center for Energy and Environmental studies, Princeton University, Princeton, NJ, Estados Unidos, June 1993 (en Ingles).
- ¹⁴ Aguer M, Miranda A. “El Hidrógeno- Fundamento de un futuro equilibrado”. Segunda edición, España, 2007.
- ¹⁵ Granovskii M, Dincer I, Rosen M. Environmental and economic aspects of hydrogen production and utilization in fuel cell vehicles (en Ingles). Journal of Power Sources 2006;157:411-21.
- ¹⁶ Braun H. Calculating hydrogen production cost. EV World, evworld.com, 2003 (en Ingles).
- ¹⁷ Schoots K, Ferioli F, Kramer G, Zwaan B. Learning curves for hydrogen production technology: An assessment of observed cost reductions (en Ingles). International Journal of Hydrogen Energy 2008;33:2630-45.
- ¹⁸ Williams R, Kornbluth K, Erickson P, Jenkins B, Gildart M. Estimates of hydrogen production potential and costs from California landfill gas. Proceedings of 15th European Biomass Conference & Exhibition, Berlin, Alemania; 2007 (en Ingles).
- ¹⁹ Rothwell G, Williams K. Is nuclear power more competitive producing electricity or hydrogen? (en Ingles). International Journal Nuclear Hydrogen Production Application 2006;1:154.
- ²⁰ Tzimas E, Peteves S. The impact of carbon sequestration on the production cost of electricity and hydrogen from coal and natural gas technologies in Europe in the medium term (en Ingles). Energy 2005;30:2672-89.
- ²¹ Grupo del Banco Mundial. Estudio coherente de la reducción global de la quema de gas; comunicado de prensa N° 2008/055/SDN, Washington, 2007.
- ²² Hendriks C, Carbon dioxide removal from coal-fired power plants, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1994 (en Ingles).
- ²³ Iaquaniello G, Giacobbe F, Morico B y otros. Membrane reforming in converting natural gas to hydrogen: Production cost, Part II (en Ingles). International Journal of Hydrogen Energy 2008;33:6595-6601.
- ²⁴ Contreras A, Posso F, Nejat, T. Modeling and simulation of the production using hydroelectric in Venezuela (en Ingles). International Journal of Hydrogen Energy 2007;32:1219-24.
- ²⁵ Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (CAVEINEL). Estadísticas consolidadas del sector eléctrico, 2005, disponible en (<http://www.caveinel.org.ve/estadisticas>).
- ²⁶ Hidroven. Indicadores de gestión primer trimestre - XXIII Reunión de presidentes de empresas hidrológicas regionales. Ministerio del Ambiente, Mayo de 2006.