



Ingeniería y Competitividad

ISSN: 0123-3033

inycompe@gmail.com

Universidad del Valle

Colombia

Carvajal-Osorio, Hernán; Babativa, Jhon H.; Alonso, Julio A.  
Estudio sobre producción de H<sub>2</sub> con hidroelectricidad para una economía de hidrógeno en Colombia  
Ingeniería y Competitividad, vol. 12, núm. 1, 2010, pp. 31-42  
Universidad del Valle  
Cali, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=291323517003>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica  
Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal  
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

## Estudio sobre producción de H<sub>2</sub> con hidroelectricidad para una economía de hidrógeno en Colombia

Hernán Carvajal-Osorio<sup>\*§</sup>, Jhon H. Babativa<sup>\*\*</sup>, Julio A. Alonso<sup>\*\*</sup>

*\*Grupo de Investigaciones en Energías Alternativas IENA, Universidad de América, Bogotá, D.C., Colombia. Facultad de Ingeniería, Universidad La Gran Colombia, Bogotá, D.C., Colombia.*

*\*\*Grupo IENA, Universidad de América, Bogotá, D.C., Colombia.*

*§ e-mail: hernan.carvajal@ugc.edu.co*

(Recibido: Octubre 5 de 2009- Aceptado: Diciembre 14 de 2009)

### Resumen

Se presentan resultados de un estudio técnico-económico y ambiental sobre la producción de hidrógeno (H<sub>2</sub>) como vector energético, para una futura Economía de Hidrógeno en Colombia en aprovechamiento de abundantes recursos hidroeléctricos. Se calculó la producción y transporte de cierta cantidad de H<sub>2</sub> (178 kg/h), para alimentar una ciudadela de 15,800 habitantes que utilizaría celdas de combustible para abastecerse parcialmente de electricidad y calor. Se tomó la central de Amoyá, Chaparral, Tolima, como prototipo para la producción de H<sub>2</sub> por electrólisis. Se seleccionaron cinco celdas electrolizadoras, con consumo de 53.4 kWh/kg H<sub>2</sub>. Para el suministro de la energía del H<sub>2</sub> se compararon dos opciones de transporte: por gasoducto de 313 km o por transmisión de electricidad por la red nacional para producir H<sub>2</sub> cerca al usuario. Resultó más favorable la transmisión eléctrica, pero más costosa si la electricidad supera los \$67/kWh. Como demostración, se instalaría dentro de la central un electrolizador acoplado a una celda de combustible para abastecer electricidad a los sistemas auxiliares de la planta. Este estudio no comprendió aplicaciones ni aspectos de seguridad del H<sub>2</sub>.

**Palabras Claves:** Hidrógeno, Producción de hidrógeno, Electrólisis, Hidroelectricidad, Economía de Hidrógeno, Energías alternativas

ELECTRICAL ENGINEERING

## Study of H<sub>2</sub> production by hydroelectricity for a Hydrogen economy in Colombia

### Abstract

This paper presents the results of a technical, economical and environmental study of hydrogen production by abundant hydroelectricity, as an energy vector for a future Hydrogen Economy in Colombia. The amount of H<sub>2</sub> considered (178 kgH<sub>2</sub>/h) supplies a 15,800 inhabitant village with heat and electricity from fuel cells. The Amoyá's hydroelectric plant, at Chaparral, Tolima, was selected a prototype for H<sub>2</sub> production by electrolysis. Five electrolyzing cells, each consuming 53.4 kWh/kg of H<sub>2</sub> were selected from commercial offers. For the H<sub>2</sub> energy supply, two transport alternatives were compared: a 313 km H<sub>2</sub>-gas pipeline, or the transmission through the national grid the equivalent electricity for H<sub>2</sub> to be produced near the customer. Electricity transportation resulted more favorable, but more expensive if the electricity cost is higher than \$67 per kWh. An electrolyzer and fuel cell set, to be installed inside the plant as a demonstration unit, was included to supply electricity to the auxiliary systems. Neither H<sub>2</sub> applications nor safety measures were considered.

**Keywords:** Hydrogen, Hydrogen production, Electrolysis, Hydroelectricity, Hydrogen Economy, Alternative energies.

## 1. Introducción

El Hidrógeno ( $H_2$ ) se presenta actualmente como nueva alternativa en el campo de la energía, llegándose a considerar por sus ventajas, como un vector energético capaz en el futuro de sustituir gran parte los combustibles convencionales. Esto se presenta muy oportunamente ante la situación energética actual de no sostenibilidad por el empleo poco racional de la energía y los inconvenientes medioambientales que presenta el uso intenso de los combustibles fósiles, principales causantes del calentamiento global. Es así como ya se plantea una próxima Economía de Hidrógeno basada en el uso extendido de este elemento como energético, tanto para el transporte vehicular, el principal consumidor de petróleo, como para generar electricidad, junto con otras aplicaciones (Rifkin, 2002; Hoffman, 2002).

El hidrógeno, el elemento más abundante del Universo, al no encontrarse libre en la naturaleza, es necesario producirlo a partir de sustancias hidrogenadas, principalmente agua e hidrocarburos. La fácil disponibilidad y abundancia de los materiales de donde se puede obtener el hidrógeno, así como la diversidad de medios para su obtención, le proporcionan gran potencial como alternativa energética. Esto, aunado al hecho de que la utilización del  $H_2$  deja sólo agua como único residuo, lo hace muy favorable al medio ambiente, más si produce con fuentes de energía renovables, como solar, eólica, hidráulica, entre otras. Estas características impulsarán una economía energética basada en abundante hidrógeno, la denominada Economía de Hidrógeno.

Colombia presenta condiciones muy favorables a dicho propósito (Carvajal-Osorio, 2007; 2008), principalmente por la riqueza en recursos hidráulicos (ver Sección 1.3). Esto, junto con las ventajas del  $H_2$  como energético (Sección 1.2), da fundamento al proyecto que sobre el tema viene desarrollando el Grupo de Investigaciones en Energías Alternativas IENA de la Universidad de América, Bogotá, Colombia. Se quiere establecer con certeza la potencialidad del País para sustentar una futura Economía de Hidrógeno, incluso, avizorando la Nación como exportador de energía en forma de  $H_2$ , para cuando se presente una

demanda internacional importante en un futuro cercano, a partir de finales de la próxima década.

Se presentan aquí los resultados más importantes de los estudios técnicos y económicos hechos sobre la producción de  $H_2$  por electrólisis, con escogencia de una central hidroeléctrica prototipo como fuente de energía primaria, junto con la estimación de costos e impacto ambiental de la transmisión de la energía hasta un centro de distribución de  $H_2$ , con selección técnica de los equipos necesarios, con el fin de contar con las condiciones para una utilización amplia del  $H_2$ . Para hacer los cálculos, como cifra a ser producida, se tomó la cantidad calculada en otro proyecto del mismo Grupo IENA, donde se consideró abastecer a una ciudadela ficticia modelada el  $H_2$  requerido para atender parcialmente, por medio de celdas de combustible, la demanda de electricidad (Pinzón & Segura 2007). No se hacen aquí consideraciones sobre la utilización del  $H_2$ , ni sobre la seguridad en su manejo.

Otro aspecto importante de este trabajo es querer aprovechar la alianza que el  $H_2$  puede hacer con las energías renovables en beneficio de su aprovechamiento, ya que siendo un elemento para almacenar energía, contribuye a solventar uno de los inconvenientes principales de la mayoría de dichas energías: su carácter de intermitencia. Dependiendo del régimen de operación que se adopte para la planta generadora, por ejemplo, es posible utilizar los excesos de electricidad de la central hidroeléctrica para producir  $H_2$  cuando esté baja la demanda, para posteriormente usarlo en el momento que se requiera más electricidad o para otra aplicación. Esto se tuvo en cuenta como uno de los criterios para la escogencia de la central, que fuese a 'filo de agua', es decir, sin embalse de almacenamiento de la energía potencial del agua, siendo el tipo de plantas que más está sujeta a las altas variaciones normales del caudal hidráulico.

En la utilización del  $H_2$  para generar electricidad, se considera hacerlo por medio de celdas de combustible porque presentan altas eficiencias de conversión electroquímica, del 50% al 70%, valor que puede subir a 80-90% (NRC, 2004) cuando se aprovecha también el calor producido en la celda, eficiencia que se mantiene, contrario a otros sistemas energéticos, para cuando se reducen

tamaños, otra gran ventaja de las celdas. Esta alta eficiencia en parte compensa el gasto de energía requerido para producir el  $H_2$ .

En la investigación de antecedentes se analizaron varios trabajos nacionales e internacionales sobre producción y utilización del  $H_2$ , destacando entre los primeros los realizados en diferentes universidades y entidades colombianas (Gutiérrez, 2004; Guerrero, 1995; Vargas & Quiceno, 2000; Ordóñez, 2001), con contenidos muy importantes que indican el interés en el tema, pero todavía con esfuerzos dispersos y de poca continuidad. Los estudios en otros países (NRC, 2004; Wietschel, 2006) indican la proximidad de la Economía del Hidrógeno, mostrándose importantes avances en la preparación de varios países para dicho escenario. Esto es reflejo en buena medida de la actual preocupación por el medio ambiente y la realidad de combustibles fósiles finitos, que obligan a la consideración y al desarrollo de alternativas energéticas, donde el  $H_2$  se convierte en favorito por sus propiedades especiales.

Es interesante anotar que ya desde 1874 el visionario Julio Verne (1974, p. 38; Rifkin, 2002, p.176), hacía referencia al potencial del  $H_2$  como elemento energético, al expresar: *“...Creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor”*.

### 1.1 El hidrógeno, base de un modelo de economía energética

El  $H_2$  forma parte de compuestos hidrogenados como el agua, el metano y otros hidrocarburos, así como es componente importante de la materia orgánica o biomasa y desechos orgánicos. Su principal ventaja en el campo energético es la más alta densidad de energía por unidad de masa, 120 MJ/kg, poder calorífico inferior, y 142 MJ/kg poder calorífico superior (Chang & College, 2002); pero con el inconveniente de ser muy liviano, con densidad del gas a condiciones normales de  $0.0899 \text{ kg/m}^3$  (relativa al aire: 0.075); por lo tanto, con muy baja concentración de energía en forma gaseosa. Para obtener su estado líquido se

requieren temperaturas extremadamente bajas, de 20 K (-253 °C) o menos, lo cual dificulta su utilización al requerir sistemas criogénicos especiales. Por esto, es usado generalmente como gas comprimido a muy altas presiones, con valores usuales de 15 MPa para uso industrial, 35 a 70 MPa para vehículos (NRC, 2004). Si bien este aspecto del almacenamiento es crítico para aplicaciones del  $H_2$  en el transporte, por requerirse mayor autonomía de los vehículos, no es limitante para las aplicaciones industriales, comerciales y residenciales. Se adelantan investigaciones para desarrollar medios más convenientes de almacenamiento en forma de hidruros metálicos o en estructuras de nanotubos de carbono. También se considera almacenar su energía en forma de líquidos con alto contenido de  $H_2$ , como metanol, etanol y otros.

La producción del  $H_2$  se hace por descomposición de sustancias hidrogenadas abundantes y ampliamente disponibles, como el agua, el metano, derivados del petróleo y, también, por reformado del carbón, para lo cual existe variedad de tecnologías suficientemente desarrolladas, basadas principalmente en la electrólisis (ver Sección 1.2) y en procesos termoquímicos, como la gasificación (Higman & Burgt, 2008). Actualmente se produce  $H_2$  en cantidades importantes, por ejemplo, para preparar amoníaco y urea, ambos materia prima para abonos, así como para refinerías de petróleo, para producir fracciones livianas y la desulfurización de crudos; también se emplea en las industrias electrónica y alimentaria (Hoffman, 2002).

En el campo energético, el  $H_2$  puede aprovecharse de variadas formas, directamente o mezclado con combustibles fósiles en motores y turbinas de gas, o también, en un proceso electroquímico en las celdas de combustible para generar electricidad (Daza & Hotañón, 2001). Estas comienzan a ser utilizadas para mover vehículos prototipo, iluminación, o para alimentar aparatos electrónicos, a la vez permitiendo hacer uso práctico del calor que se produce en la celda (Carvajal-Osorio, 2007). En el campo de la termoelectricidad hoy en día, en lugar de quemar directamente el carbón, este se gasifica primero para obtener una mezcla de  $H_2$  y monóxido de :

carbón, o gas de síntesis, en plantas integradas de ciclo combinado, IGCC (por sus siglas en inglés: *Integrated Gasification Combine Cycle*) de mayor eficiencia y menos contaminante (Quintero & Rocha, 2008). Alternativamente, dicho gas de síntesis es procesado para producir sustancias sintéticas, como metanol y sus derivados, combustibles líquidos, y plásticos, en plantas denominadas de poligeneración, varias ya en operación en países como Estados Unidos, China, España y Suráfrica; (Carvajal-Osorio, 2008; Higman & Burgt, 2008).

La amplia producción y uso industrial que actualmente tiene el  $H_2$ , confirma con gran experiencia su manejo seguro, con riesgos equiparables, aunque de características diferentes, a los asociados con los combustibles convencionales. El  $H_2$  es altamente reactivo, pudiendo formar mezclas explosivas en presencia de oxidantes, pero su extrema ligereza en forma gaseosa, desventaja en su densidad energética, se convierte en ventaja de seguridad, ya que en caso de fuga se disipa muy rápidamente en el ambiente, no permitiendo, tratándose de recintos cerrados, acumulaciones suficientes para una explosión, como sí ocurre con otros combustibles. No es

tóxico y sus otras propiedades indican ausencia de riesgos adicionales importantes para el medio ambiente en las aplicaciones mencionadas.

## 1.2 Producción de hidrógeno por electrólisis

Las dos tecnologías actualmente más desarrolladas para la electrólisis se basan, una, en membranas poliméricas o de intercambio de protones PEM (por sus siglas en inglés: *proton exchange membrane*) y, otra, la de electrolito líquido, como el hidróxido de potasio, también trabajándose con electrolitos sólidos o gelatinosos (Aguer & Miranda, 2005). En ambos casos, se produce la disociación de la molécula de agua por acción de una corriente eléctrica aplicada a dos electrodos separados por el electrolito o una membrana que permite sólo el paso de los iones positivos, produciéndose hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo (Figura 1). El electrolizador tipo PEM es prácticamente una celda de combustible funcionando en forma inversa, con las mismas reacciones electroquímicas pero ocurriendo en sentido contrario; por lo tanto, se aplican indistintamente las mismas ecuaciones de balance energético (Tabla 1), como se detalla a continuación.

La descomposición del agua requiere, en a la

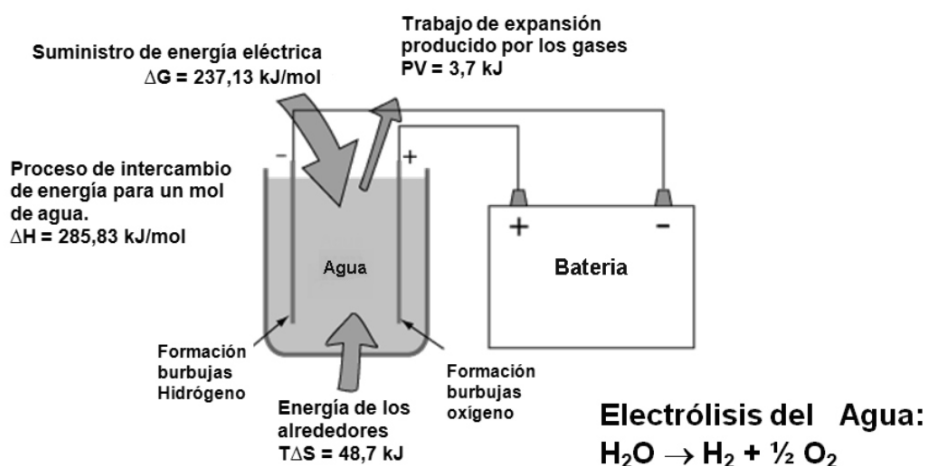


Figura 1. Electrólisis del agua y balance energético. Fuente: Carl, 2005.

Tabla 1. Propiedades termodinámicas del agua y sus componentes (hidrógeno y oxígeno), en condiciones normales de presión y temperatura.

Elemento (1 mol H <sub>2</sub> O)	H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CAMBIO
Entalpía (h) (kJ/mol)	-285.83	0	0	$\Delta h = 285.83$
Entropía (s) (kJ/K)	69.91	130.68	205.14 / 2	$\Delta s = 48.7$
Cambio Energía de Gibbs :	$\Delta g \text{ (a } T = 298 \text{ K)} = \Delta h - T \Delta s = 237.1 \text{ kJ/mol}$			

Fuente: Wark (1991)

condiciones ideales y a temperatura y presión constantes, una cantidad de energía dada por el cambio de la energía libre de Gibbs ( $\Delta G$ ) de los reactantes (Wark, 1991, pp.770-778), valor que resulta casi igual al poder calorífico del combustible, (LHV o HHV, del inglés: “low” o “high heating value”) (Fay & Golomb, 2002, p. 58). La Tabla 1 indica estos valores para el agua, y el cálculo necesario para obtener un valor de  $\Delta G = 237 \text{ kJ/mol H}_2$ . Esta cifra puede aumentar hasta en 50% al incluir las pérdidas inevitables del sistema, como las ocasionadas por la resistencia eléctrica del electrolito y los electrodos, así como por efectos de polarización. Dicha cifra, hecha la conversión de unidades, equivale a un consumo ideal de electricidad de 33 kWh por cada kilogramo de H<sub>2</sub> producido; valor que aumenta con la densidad de corriente eléctrica que circula a través de la celda debido al incremento de las pérdidas. Para el caso en consideración, se tomó el valor real dado para celdas comerciales de 53 kWh/kg H<sub>2</sub>, cifra a relacionar con el HHV, según recomendación del NREL (2004), para obtener la eficiencia energética de la celda electrolítica ( $\eta_{ce}$ ), así:

$$\begin{aligned}\eta_{ce} &= \text{HHV} / (\text{consumo real por unidad de masa}) \\ &= (39/53)100 \\ &= 73.6 \%\end{aligned}$$

cifra que ha venido mejorando sustancialmente con el desarrollo de las celdas.

### 1.3 La Hidroelectricidad en Colombia, favorable a la Economía de Hidrógeno

La investigación sobre la cual trata este artículo está fundamentada en el hecho de contar en Colombia con abundantes recursos hidráulicos, estableciendo condiciones muy favorables para una economía de H<sub>2</sub>; se trata de energía renovable y de fácil disponibilidad en el País, con amplia distribución en la geografía nacional, buena parte en la zona andina, precisamente donde se concentra la mayor parte de la población, potencialmente consumidora del H<sub>2</sub>.

Los recursos hidroeléctricos en el País se estiman en 96 GW, con 20 GW adicionales para pequeñas y medianas centrales (de menos de 100 MW) (UPME, 2009). Tan sólo en seis Departamentos se ha identificado un potencial de 3.6 GW, principalmente en Huila y Tolima (UPME, 2008, Secc. 4.4.2). La capacidad nacional de generación actual (a diciembre 2008) es de 13,440 MW, con el 67%, o sea, 8,994 MW de hidroelectricidad, incluidos 420 MW instalados en las zonas no interconectadas, 90 % hidroeléctricos (UPME, 2009).

Aplicando uno de los criterios principales de este estudio para la producción de H<sub>2</sub>, de sistemas más favorables al medio ambiente, y en concordancia con últimas tendencias hacia la generación distribuida, requiriendo plantas de mediano tamaño, en este estudio se seleccionaron sólo plantas hidroeléctricas medianas a filo de agua, las



esto es, sin embalse. Además, actualmente estas son de mayor interés en el país por su instalación menos onerosa y más simple que las convencionales, de menor exigencia financiera, a la vez haciendo posible la atención de demandas progresivas y más localizadas, con disminución de pérdidas de transmisión y evitando el impacto ambiental de las represas. Adicionalmente, la explotación económica de este tipo de centrales puede verse también beneficiada por el almacenamiento de la energía en forma de  $H_2$ , ya que las plantas a filo de agua están más sujetas a las oscilaciones permanentes de caudal, no solamente estacionales sino también diarias, no coincidentes con variaciones de la demanda eléctrica. Esto le da una operación más firme y confiable, produciendo el  $H_2$  con electricidad en exceso, por lo que resultaría más económico.

Otro punto importante a resaltar es la oportunidad de exportar el  $H_2$ . Ante una posible demanda futura interna del  $H_2$  no muy alta en Colombia, como resultado, según criterio de los autores, de las condiciones especiales del país de climas benignos y su baja intensidad de consumo eléctrico per cápita, se explotarían así en gran escala los abundantes recursos hidroeléctricos nacionales convirtiéndolos en  $H_2$  para mercados externos, avizorando la posible gran demanda futura internacional, con el agregado de la de agua

ventajosa localización estratégica del país. Un aspecto adicional surge relacionado con el posible aprovechamiento de múltiples ríos para producir  $H_2$ , y es que Colombia se obligaría al cuidado y conservación de las cuencas hidrográficas, lo cual se traduciría en resguardo de las fuentes de agua para poblaciones y para la agricultura, adicionalmente protegiendo los recursos forestales y la biodiversidad.

#### 1.4 Central de Amoyá

La central de Amoyá, de propiedad mayoritaria de ISAGEN S.A., fue escogida por sus características especiales, como planta prototipo para los propósitos de este estudio, según se explica en la Sección 2. Metodología. Esta planta, iniciando construcción en el Departamento del Tolima, está situada en la parte alta del Municipio de Chaparral, sobre la vertiente oriental de la Cordillera Central, dentro del Parque Natural de las Hermosas. Diseñada a 'filo de agua', para un salto neto de 517 m y caudal nominal de operación de  $18,4 \text{ m}^3/\text{s}$ , con capacidad instalada de 78 MW, producirá 510 GWh de electricidad al año. Estará conectada al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) por medio de la subestación Tuluní situada cerca de Chaparral, a 17 km de la planta (ISAGEN, 2007). Desde aquí se conectaría la planta productora de  $H_2$ , según muestra la Figura 2.

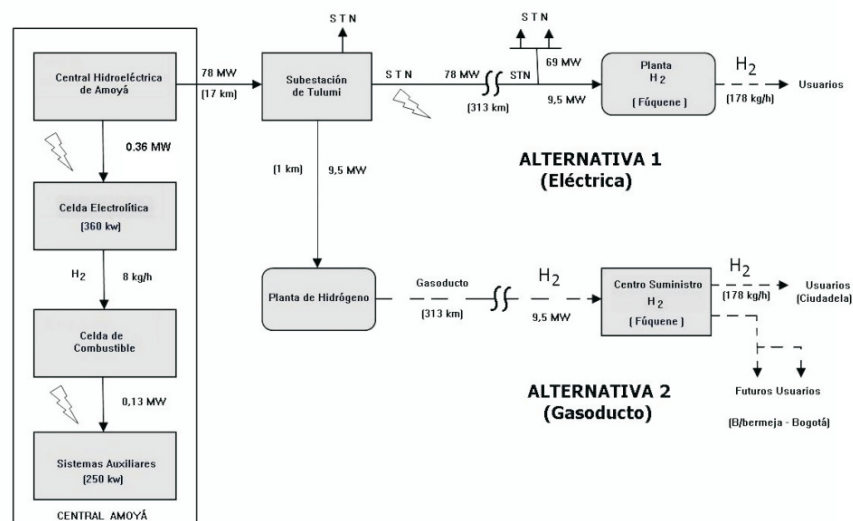


Figura 2. Esquema y balance energético del sistema de generación de  $H_2$  con hidroelectricidad de la central de Amoyá.

Parte de la capacidad de generación de la central (12%; ver Sección 3.) estaría dedicado a la producción de  $H_2$ . Adicionalmente, los sistemas auxiliares de la planta serían alimentados parcialmente, como un sistema que a manera de demostración sería instalado en el sitio, consistente en una celda de combustible acoplada a un electrolizador productor del  $H_2$  que se necesitaría para este propósito.

La central de Amoyá, por su diseño especial en consideración al medio ambiente, aspecto que se tuvo en cuenta como criterio en este estudio, recibió el premio *Energy Globe Award* (Austria) en el año 2003. Adicionalmente, el ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero que representará su funcionamiento, le permitirá negociar certificados MDL (mecanismos de desarrollo limpio) por contribuir a la reducción de emisiones.

## 2. Metodología

Inicialmente se efectuó un análisis del sistema hidroeléctrico colombiano, determinando su situación actual y desarrollo, y las características afines con el propósito de la producción de  $H_2$  en proyección hacia una economía de  $H_2$  en el futuro a mediano plazo. Se consideraron: comportamiento y crecimiento de la demanda energética, suplencia con hidroelectricidad, tamaños y tipos de plantas en funcionamiento y previstas para los próximos años, diferenciando pequeñas y medianas centrales. Se consideró conveniente para el propósito de este trabajo escoger una planta real prototipo, para lo cual se aplicaron como criterios: centrales sólo a filo de agua, nivel medio-bajo de potencia (20-100 MW), de reducido impacto ambiental, y conectividad al SNT. No contó su localización específica.

Para los cálculos, se tomó la producción de  $H_2$  establecida en proyecto anterior del Grupo IENA (Pinzón & Segura, 2007), en la cantidad de 178 kg  $H_2$ /h ó 1,980 Nm<sup>3</sup>/h. Esta cifra resultó de los requerimientos de electricidad de una ciudadela ficticia que se modeló en dicho proyecto, la cual constaría de 3,950 unidades habitacionales con 15,800 habitantes, con demanda eléctrica residencial de 2.4 MW, para un consumo de 239

promedio mensual por vivienda de 190 kWh; más un centro comercial mediano de 324 locales demandando 239 kW eléctricos, un hotel con 247 habitaciones (214 kW), y una clínica de 80 camas (462 kW). Además, se consideró abastecer la carga térmica del hotel y la clínica (para calentar agua y para la cocina y lavandería), en potencias de 150 kW y de 100 kW, respectivamente; energía que sería suministrada aprovechando el calor excedente producido en la operación de las celdas de combustible, por lo que no suma a la demanda de electricidad para producir el hidrógeno.

Seguidamente, se hizo la selección de las celdas electrolíticas según oferta comercial en el exterior (NREL, 2004), bajo los criterios de nivel de potencia y capacidad de producción, eficiencia energética y vida de la celda. Se trata de las celdas de producción del  $H_2$  requerido por la ciudadela, y otra celda electrolizadora menor para ser instalada junto con una celda de combustible dentro de la central, para suministrar 130 kW como parte de la demanda eléctrica de los sistemas auxiliares (de 250 kW), correspondiente a 8.1 kg/h de  $H_2$  para ser producidos en el sitio.

Para el transporte de la energía a la ciudadela, se consideraron dos opciones (Figura 2): transportar el  $H_2$  por gasoducto desde la central hasta el punto de suministro a la ciudadela, cerca de Bogotá (en Fúquene, sitio determinado en el trabajo de Segura & Pinzón, 2007), o, como alternativa, transmitir por el SNT la electricidad producida en la central hasta el punto donde se instalaría la planta para producir  $H_2$  en cercanía a la ciudadela modelo. En esta segunda opción, bastaría tomar en compra de la red la electricidad equivalente para producir la misma cantidad de  $H_2$ ; por tanto, no habiendo necesidad de construir línea, por lo que tampoco hubo diseño de ésta. Se anota como positivo en esta segunda opción que la regulación nacional de comercialización de electricidad permite negociar la compra de electricidad directamente con el generador, independiente del sitio donde se tome la electricidad de la red nacional.

Para el gasoducto se estimó una longitud de 313 km (Babativa & Alonso, 2008), desde la subestación de Tuluní, cerca de Chaparral, a 18 km de la central de Amoyá, hasta Fúquene, a 116 km



de la Capital. Para el trazado, el único criterio que se tuvo en cuenta fue la facilidad de comunicación y de transporte de tubería y materiales para la construcción, por lo que se escogió un recorrido prácticamente paralelo a la carretera principal. El diseño se hizo en base a cálculos hidráulicos tradicionales para tuberías y sus accesorios (Babativa & Alonso, 2008, Anexo J), sin incluir cálculos mecánicos ni requerimientos de la propia instalación, tampoco considerando estaciones de bombeo.

Para el estudio del impacto ambiental del transporte de energía, se aplicó el método de la Matriz de Leopold, sirviéndose del modelo aplicado por ISAGEN (2004) para la central de Amoyá. Se parte desde el análisis de los componentes del proyecto, su identificación, clasificación y jerarquización, determinando los impactos con diferentes grados de afectación según tres grandes componentes: geoambiental, biótico y socioeconómico. En la matriz, las columnas representan las acciones que tienen efectos sobre el ambiente, y las filas a los factores o características del medio. Donde se cruzan, se hace una valoración tanto de la magnitud como de la importancia del factor ambiental dentro del proyecto, con lo cual, se calculan los promedios ponderados que indicarán cuán beneficiosa o dañina es la acción. En el estudio no se incluyeron planes de manejo ambiental ni sus implicaciones económicas.

Luego, se estimaron los costos para producir y transportar el  $H_2$ , incluyendo las celdas electrolizadoras, además de la celda combustible para la central, así como el costo de instalación, operación y mantenimiento del gasoducto, en comparación con la alternativa del transporte de la electricidad hasta el sitio cercano al usuario donde se produciría el  $H_2$ . Para esta opción, como ya se indicó, se simplificó el cálculo de costo al considerar comprar a la red la electricidad necesaria para la planta productora de  $H_2$ , a un costo del kWh determinado en base al comportamiento histórico de la bolsa de energía. Se hizo flujo de caja, su relación con el costo de la electricidad y cálculo de TIR para la producción y las dos alternativas de transporte de la energía hasta el sitio de suministro del  $H_2$ .

### 3. Resultados y discusión

La central de Amoyá (Sección 1.4), de acuerdo a los criterios ya indicados en Metodología, fue escogida como planta prototipo para este estudio. La consideración de su fácil conexión al SIN facilitaría la entrega de electricidad en casi cualquier sitio de la red donde se quisiera producir el  $H_2$ . Fue determinante también el hecho de contar oportunamente con toda la información suministrada por ISAGEN. Presenta el inconveniente de su relativa lejanía de Bogotá (313 km), donde estaría localizada la ciudadela del modelo, lo cual haría costosa la transmisión de la energía, pero introduciendo un aspecto de análisis interesante. En un caso real, se buscaría una central de características similares más cercana al consumidor.

Para las celdas electrolíticas de producción de  $H_2$ , una vez estudiados los diferentes tipos (Daza & Hotañón, 2001), en aplicación de los criterios ya indicados, se llegó a considerar las celdas de membrana PEM, por ser las de mayor rendimiento y promisorias actualmente, pero para ser operadas en forma inversa como celda de combustible preferidas para uso en vehículos. Sin embargo, para su utilización en este estudio, dicho tipo de celda presenta limitaciones de corriente eléctrica y temperatura de operación, a la vez que todavía no se comercializa para niveles altos de potencia, también necesitando reducir su costo. A cambio, se seleccionaron la celda de óxido sólido y la de carbonato fundido, las más tradicionales y confiables, prefiriéndose esta última por su mayor eficiencia y menor temperatura de operación, aunque de vida más corta por manejar electrolitos corrosivos.

La celda escogida fue la Norsk Atmospheric 5040 (5,150 Ampere), de vida útil 7-10 años, con una producción de  $H_2$  en el rango de 27 a 43.6 kg  $H_2$ /h, y potencia máxima de 2,328 kW, según catálogo dado por el NREL (2004). Tiene un consumo energético por celda de 53.4 kWh/kg  $H_2$ , y presentan una eficiencia de producción del 80% y eficiencia energética del 73% (NREL, 2004). Tomando para este estudio un valor intermedio de producción constante de 35.6 kg/h, se necesitarían 5 celdas para producir los 178 kg/h que requiere la

ciudadela, demandando 9.5 MW de electricidad para su operación, o sea, el 12% de la potencia nominal de la central. Así, el consumo anual de energía sería:  $9.50 \text{ MW} \times 8640 \text{ h} = 83.2 \text{ GWh}$ ; esto corresponde al 16 % de los 510 GWh anuales que generará la central. No se incluye la potencia que se necesitaría para comprimir el  $\text{H}_2$  a la salida del electrolizador.

Para producir  $\text{H}_2$  dentro de la central, para los sistemas auxiliares, se escogió la celda Stuart IMET 1000, de buena eficiencia del 70%, con producción máxima de  $8.1 \text{ kg H}_2/\text{h}$  ( $90 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ) y potencia demandada de 360 kW (NREL, 2004). La celda de combustible compañera, para generar la electricidad para los sistemas auxiliares, podría ser de óxido sólido (SOFC) o la de carbonato fundido, con eficiencias energéticas de 50% (Babativa & Alonso, 2008), ambas con características favorables a este propósito.

Para obtener la potencia neta (Pot) a suministrar a la ciudadela, partiendo de su demanda de  $\text{H}_2$  en su equivalente de potencia (9.5 MW, indicado arriba para su producción de  $178 \text{ kg/h}$ ), interviene la eficiencia total del sistema electrolizador-celda de combustible calculada según la eficiencia energética de la celda electrolizadora ( $\eta_{\text{ee}}$ ) de 73% y la de la celda combustible ( $\eta_{\text{ce}}$ ) de 50%, así:

$$\begin{aligned} \text{Pot eléctrica a ciudadela} &= 9.50 \text{ MW} \times \eta_{\text{ee}} \times \eta_{\text{ce}} \\ &= 9.50 \times 0.73 \times 0.50 = 3.5 \text{ MW} \end{aligned}$$

A la cifra anterior de demanda eléctrica se le añadirían 0.25 MW de potencia térmica útil lograda de las celdas de combustible (ya incluida en el valor de eficiencia). Nótese que la eficiencia total del sistema electrolizador-celda de combustible ( $\eta_{\text{ee}} \times \eta_{\text{ce}} = 37 \%$ ), da un valor comparable a las eficiencias altas en generación convencional térmica, con tendencia a mejorar al desarrollarse más las celdas y, más importante aún, sin afectarse dichas eficiencias al reducir tamaño de la celda, otra ventaja más.

El gasoducto de  $\text{H}_2$  de 313 km se diseñó, en un compromiso de pérdidas versus número de estaciones de bombeo, con tubería de 0.1524 m (6 pulgadas) de diámetro, en acero al carbono, calibre 40 (ASTM), para presión de 400 kPa (igual al gas

natural), y temperatura ambiente. Por las pérdidas calculadas, serían requeridas 21 estaciones de bombeo (Babativa & Alonso, 2008, Anexo E). En relación al material expuesto al  $\text{H}_2$ , se hizo consulta para comprobar que no hay dificultad con el acero al carbono, pues es comúnmente utilizado en otros gasoductos de  $\text{H}_2$ .

En el estudio ambiental del caso, para el medio de transporte de la energía por gasoducto, se establecieron como acciones agresivas: adquisición de predios, movilización de equipos y personal, operación de maquinaria y equipos, construcción de campamentos, talleres y depósitos; habiendo determinado, como los impactos mayores: apertura y uso de accesos, remoción de cobertura vegetal, conformación de taludes y terraplenes, explotación asociada de materiales de construcción, así como la disposición de los materiales sobrantes y desechos. Para la otra opción de transporte de electricidad a través del STN, como no habría que construir línea nueva, prácticamente no existiría un impacto significativo, por lo que resultaría ser la mejor alternativa desde el punto de vista ambiental. Más detalles pueden verse en los Anexos G, H, I de Babativa & Alonso (2008).

El estudio ambiental dio como resultado que se trataría de un proyecto Categoría B, por lo que sus efectos ambientales no logran magnitudes tales que pudiera hacer inviable el proyecto. Como este estudio no incluye aplicaciones finales del  $\text{H}_2$ , no hubo análisis costo-beneficio. Sí se resalta en el subcomponente sociocultural el riesgo de conflictos sociales por irrupción en la cotidianidad de la región; pero, de otro lado, la instalación del gasoducto impactaría de forma positiva con la generación de empleos aunque temporales, en comercio, hoteles, empresas de alquiler de equipos y vehículos, entre otros.

La Tabla 2 Presenta la inversión calculada para el gasoducto, la celda combustible interna a la central, y las celdas electrolizadoras. Los costos de construcción del gasoducto son bastante elevados como era de esperarse, más costos de operación y mantenimiento estimados en \$ 1,260 millones de pesos anuales.

Tabla 2. Costos totales del sistema de celdas y del gasoducto de H<sub>2</sub>

Sistema	Costo <sup>1</sup> (millones de pesos)
Celdas electrolizadoras (5), Norsk 5040, 2,348 kW (máx. c/u), (\$ 104,932,120 c/u)	524.7
Celda electrolizadora interna (1), Stuart IMET 1000, 360 kW, (a 25 USD/kW) <sup>2</sup>	16.1
Celda combustible de carbonato fundido (1), 250 kW, (25 USD/kW) <sup>2</sup>	11.2
<b>Subtotal : Costo Celdas:</b>	<b>551.9</b>
Gasoducto de H <sub>2</sub> , 313 km (sin incluir estaciones de bombeo)	58,675.4
<b>Total (gasoducto más celdas):</b>	<b>59,254.6</b>

1. La conversión a pesos col. fue hecha con una T.R.M. de \$ 1787.6 peso col. / USD a la fecha de realización de este proyecto, mediados del año 2008.(USD:Dólar de EUA)

2. Costo de celdas proyectado al 2015, tomado de NREL (2004).

En la opción de transmisión eléctrica, el pago total de la electricidad requerida del SIN para la producción del H<sub>2</sub> (83,2 GWh) sería de \$ 6,430 millones de pesos al año, calculada al precio en bolsa de \$ 77.3 pesos/ kWh, con proyección estable. Asumiendo un precio de venta del H<sub>2</sub> para el 2015 de 2 USD/kg proyectado por el NRC (2004), (hoy costando tres veces más), se obtendría un ingreso anual de \$ 5,575 millones. Por tanto, en estas condiciones, la venta de H<sub>2</sub> no cubriría el costo de la electricidad para producirlo, calculándose como punto de equilibrio \$ 67 pesos/kWh; cifra, de todos modos no difícil de alcanzar en abundancia de hidroelectricidad. Se favorecería la producción de H<sub>2</sub> en Colombia si se aplicase un mejor precio de venta del H<sub>2</sub>, ya que la cifra dada de 2 USD/kg (hoy cuesta tres veces más), corresponde a una meta fijada en los EUA para competir con la gasolina en aplicación futura en transporte (1 kg H<sub>2</sub> equivale aproximadamente en energía a 1 galón americano de gasolina), cuando en la generalidad de los países la gasolina es más costosa.

El análisis de tasa de retorno (TIR) favorece la opción de transmisión de electricidad, esta con un TIR del 12% versus un 2% para la alternativa con gasoducto. Sin embargo, como se indicó, se haría inviable la opción eléctrica para precios más altos de la energía. Es importante saber que para el escenario de exportación de energía a distancias alejadas, otros estudios (Hoffmann, 2002) han

determinado que para distancias grandes (mil kilómetros o más) el transporte de energía por gasoductos de H<sub>2</sub> podría ser más económico que transportar electricidad.

Por último, otro análisis que resulta al considerar los precios de venta de la hidroelectricidad, en caso de lleguen a ser muy bajos en Colombia, esto podría conducir a una situación antagónica entre consumo interno y exportación del H<sub>2</sub>: en presencia de hidroelectricidad abundante y barata, cualquier otro método de generar energía eléctrica difícilmente podría competir (situación actual), por lo que se desestimularía el empleo futuro de celdas de combustible en el país; de otro lado, el almacenamiento de energía en forma de H<sub>2</sub> estaría contribuyendo a una operación más beneficiosa del sistema hidroeléctrico de alta variabilidad, por lo que permitiría producir un H<sub>2</sub> más competitivo para el exterior.

#### 4. Conclusiones

Se puede concluir como resultado de este estudio que existen, en esta primera aproximación, indicaciones positivas de la viabilidad técnica, económica y ambiental para el aprovechamiento en un futuro cercano de abundante H<sub>2</sub> producido en Colombia con los suficientes recursos hidroeléctricos con que cuenta el país, como contribución a un desarrollo sostenible dentro de una Economía de Hidrógeno globalizada. El caso

estudiado se presenta acorde con tendencias recientes en el campo energético, de aprovechamiento de alternativas energéticas, en este caso el  $H_2$ , basada su producción en una energía renovable como la hidroeléctrica, utilizando una central de mediano tamaño de bajo impacto ambiental, acorde, a la vez, con la tendencia hacia la generación distribuida. Se abre, además, la posibilidad para el país de exportar energía en forma de  $H_2$ . Es importante, por tanto, continuar los estudios para completar los elementos necesarios para establecer la factibilidad del proyecto que se propone.

En relación con la transmisión de la energía para las distancias consideradas, dentro de las dos opciones, de conducción del  $H_2$  por gasoducto o el transporte de electricidad para producir el  $H_2$  en sitio cercano al consumidor, se demostró que aún siendo bastante costoso el gasoducto y de mayor impacto ambiental, esta alternativa sería la más indicada en caso de no contar electricidad suficientemente barata para la transmisión de la energía por el sistema eléctrico.

La otra variable importante, el precio de venta del  $H_2$ , se tomó aquí a un precio relativamente bajo por la oportunidad a futuro de exportar  $H_2$  a precios internacionales aquí proyectados al 2015 pero en condiciones de cierto país (los EUA). Ante el hecho de precios de la gasolina usualmente mayores en otros países, precios tomados como referencia para proyectar los precios del  $H_2$ , se da la posibilidad cierta de obtener precios mejores en la venta del  $H_2$ , más aún con el aumento paulatino que experimenta el precio de los combustibles fósiles.

Frente a las frecuentes variaciones de los precios de la electricidad en bolsa y otras condiciones propias de la hidroelectricidad, la central que decida producir adicionalmente  $H_2$  tendría que estar permanentemente tomando decisiones ajustadas a condiciones cambiantes entre producir el  $H_2$  o vender electricidad a la red, destacándose cómo el  $H_2$  puede ser aprovechado para mejorar la explotación de la hidroelectricidad al proporcionar almacenamiento energético, contribuyendo así a la optimización de operación de la central y la reducción de costos de producción.

Dado el peso del costo de la electricidad en la producción del  $H_2$ , las perspectivas de un proyecto como el propuesto cambiarían favorablemente con las mejoras tendientes al aumento de las eficiencias que se vienen logrando en las tecnologías de las celdas electroquímicas.

Por último, los resultados de este estudio son indicativos de un punto de partida para realizar investigaciones de mayor alcance, más si se tienen en cuenta los avances que se están produciendo asociados al  $H_2$ , todo en búsqueda del beneficio de un desarrollo sostenible.

## 5. Agradecimientos

Se agradece la colaboración desinteresada y oportuna de ISAGEN, S.A., al facilitar información detallada sobre la central de Amoyá.

## 6. Referencias bibliográficas

Aguer-Hortal, M. & Miranda, Á. (2005). *El Hidrógeno: Fundamento de un Futuro Equilibrado*. Madrid, España: Ed. Díaz de Santos.

Babativa, J. H. & Alonso, J. A. (2008). *Evaluación técnica del proceso de producción de hidrógeno a partir de la hidroelectricidad, con visión a una economía de hidrógeno en Colombia*. Proyecto de coinvestigación, en Monografía, Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad de América, Bogotá, Colombia.

Carl, N. R. (2005). *Electrolysis of water*. Atlanta, Georgia:HyperPhysics©.  
<http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/Hbase/thermo/electrol.html>.

Carvajal-Osorio, H. (2008). *Condiciones y oportunidades en Colombia para una economía de hidrógeno*. En Memorias del Congreso Internacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, CIUREE2008, nov. 13-15, Medellín, Colombia.

Carvajal-Osorio, H. (2007). La economía de hidrógeno en Colombia, *Innovación y Ciencias* XIV (4), 46-61.

- Chang, R. & College, W. (2002). *Química*, 7ªed., México, D.F.: McGraw - Hill Editores.
- Daza, L. & Hotañón, E. (2001). Pilas de Combustible. In: García-Ybarra, P.L. (editor), *Tecnologías Energéticas e Impacto Ambiental*, Madrid, España: McGraw-Hill Int., (Chapter 23).
- Fay, J. A. & Golomb, D. S. (2002). *Energy and the Environment*, Oxford, Ma., USA: Oxford Univ. Press, p. 58.
- Guerrero, J. C. (1995). *Evaluación económico ambiental de aplicación de tecnologías basadas en hidrógeno como respuesta al problema efecto el Niño en la energía colombiana*. Monografía Ingeniería Eléctrica, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.
- Gutiérrez, M. A. (2004). *Evaluación de electro-catalizadores para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis del agua*. Monografía Ingeniería Química, Universidad de los Andes. Bogotá, Colombia.
- Higman, C. & Burgt, M. (2008), *Gasification*, 2nd Ed., Burlington, Ma., USA.: Elsevier.
- Hoffmann, P. (2002). *Tomorrow's Energy*. Cambridge, Ma., USA: The MIT Press.
- ISAGEN. (2007). *Energía productiva. Proyectos de generación - Proyecto hidroeléctrico del Río Amoyá Sur del Tolima*. Medellín Colombia. <http://www.isagen.com.co/metaInst.jsp?rsc=informproyectoRioAmoya>>.
- NRC (National Research Council). (2004). *The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs*. <http://www.nap.edu/catalog/10922.html>>
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). (2004), *Summary of Electrolytic Hydrogen Production, September* [online, mar. 6, 2007]. <http://www.nrel.gov/documents>>.
- Ordoñez, S. & Iván, D. (2001). *Diseño básico de un reformador de gas natural para el suministro de hidrógeno en celdas de combustible*. Monografía de Ingeniería Química, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Pinzón, R. & Segura, S. (2007). *Diseño del sistema de almacenamiento y suministro de hidrógeno para la generación de energía eléctrica mediante celdas de combustible en Colombia*. Proyecto de coinvestigación, en Monografía, Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- Quintero, A. & Rocha, J. (2008). *Diseño de una planta piloto experimental para la producción de hidrógeno a partir de la gasificación del carbón*, Proyecto de coinvestigación, en Monografía, Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- Rifkin, J. (2002), *The Hydrogen Economy*, New York, NY, USA: J.P. Tarcher/Putnam.
- UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). (2009). *Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2009-2023*, Bogotá, Colombia.
- UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). (2008). *Plan de expansión de referencia 2008 2022*, Bogotá, Colombia. [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Exp\\_Refer\\_2008\\_2022.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Exp_Refer_2008_2022.pdf)>
- Vargas, L. & Quiceno, C. (2000). *Diseño y Construcción de un Generador Prototipo de Energía mediante Paneles Solares Hidrógeno Celda de Combustible*, Universidad Distrital, Bogotá, Colombia, Editorial Gente Nueva.
- Verne, J. (1974). *La Isla Misteriosa*. Barcelona, España: Editorial Norma.
- Wark, K. (1991). *Termodinámica*, 5ª Ed.. México D.F., McGraw-Hill Interamericana, pp 770-780.
- Wietschel, M, Hasenauer, U. & Groot, A. (2006). Develop of European Hydrogen Infrastructure Scenarios, *Energy Policy* 34, 1284-1298.