

**DEFINICIÓN DE ESCENARIOS PARA LA PENETRACIÓN DE LAS CELDAS
DE COMBUSTIBLE EN EL SECTOR DE TRANSPORTE MASIVO DEL
VALLE DE ABURRÁ**

JUAN GUILLERMO MEJÍA ARANGO

**INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO
FACULTAD DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN GESTIÓN ENERGÉTICA INDUSTRIAL
MEDELLÍN**

2012

**DEFINICIÓN DE ESCENARIOS PARA LA PENETRACIÓN DE LAS CELDAS
DE COMBUSTIBLE EN EL SECTOR DE TRANSPORTE MASIVO DEL
VALLE DE ABURRÁ**

JUAN GUILLERMO MEJÍA ARANGO

**Trabajo de tesis para optar al título de Magister en Gestión Energética
Industrial**

Director

Ph.D Juan Manuel Montes Hincapié

Investigador • Ciencia, Tecnología y Sociedad + innovación (CTS+i)

Instituto Tecnológico Metropolitano

**INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO
FACULTAD DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN GESTIÓN ENERGÉTICA INDUSTRIAL
MEDELLÍN**

2012

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Ph.D Juan Manuel Montes Hincapié, por sus valiosos aportes tanto metodológicos como logísticos, para la realización de este proyecto.

Ph.D (c) Carlos Alberto Acevedo, por los aportes técnicos, para la estructuración de este proyecto.

Ingeniero Carlos Alberto López (QED), por ser gestor de esta tesis de Maestría.

A Diana Patricia Taborda mi esposa, Maria Camila Mejía mi hija y Juan Manuel Mejía mi hijo, por el acompañamiento y apoyo que me brindaron durante todo este tiempo que debí dedicar al desarrollo de este proyecto. Los amo.

ÍNDICE DE CONTENIDO	Pág.
1. Introducción.....	18
2. Planteamiento del problema.....	19
2.1 Panorama Mundial.....	19
2.1.1 Población y vehículos.....	19
2.1.2 Contaminación.....	19
2.1.3 Cuantificación de efectos provocados por el sector transporte.	21
2.1.4 CONSUMO ENERGÉTICO Y RENDIMIENTO DE AUTOMOTORES.....	23
2.1.5 Panorama en Medellín y Colombia	27
2.1.6 Contaminación en el Valle de Aburrá.....	28
2.1.7 Aspecto energético Colombiano	30
2.1.7.1 Precios de combustibles en Colombia	30
2.2 Síntesis del problema	31
3. Antecedentes y justificación	34
4. Hipótesis.....	38
5. Objetivos	39
5.1. OBJETIVO GENERAL.....	39
5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	39
6. Marco Teórico.....	40
6.1 Estado del Arte	40
6.1.1 hidrógeno	40
6.1.1.1 Generalidades.....	40
6.1.1.2 producción mundial de hidrógeno	42
6.1.1.3 Recursos y procesos para la producción de hidrógeno	42
6.1.1.4 Producción de hidrógeno por electrólisis	44
6.1.1.5 Producción de hidrógeno a partir del gas natural.....	48
6.1.1.6 Costos de producción de hidrógeno	49
6.1.1.7 Costo de electrolizadores.....	49
6.1.1.8 Costo de sistemas SMR para la producción de hidrógeno.....	52
6.1.1.9 Costos finales de producción de hidrógeno.....	54
6.1.1.10 Transporte y distribución del hidrógeno	57
6.1.1.11 Transporte de H ₂ líquido por carro tanque o barco.....	58
6.1.1.12 Almacenamiento del hidrógeno.....	59

6.1.1.13	Estaciones de suministro	60
6.1.1.14	Análisis de la producción de hidrógeno en Colombia	64
6.1.1.14.1	Producción nacional de hidrógeno por Electrólisis.....	64
6.1.1.14.2	Producción nacional de hidrógeno por SMR.....	65
6.1.2.	Celdas de combustible.....	66
6.1.2.1.	Principio de funcionamiento.....	66
6.1.2.2.	Costos de los vehículos con celdas de combustible	68
6.1.2.3.	Sistema de celda de combustible (PEMFC).....	70
6.1.2.4.	Costo de vehículos	73
6.1.2.5.	Penetración del mercado de las celdas de combustible	75
6.1.2.6.	Estado actual del mercado de las celdas de combustible.....	77
6.1.2.7.	Conclusiones del panorama de celdas de combustible en el mundo 80	
6.1.3.	Construcción de escenarios.....	81
6.1.3.1.	Definición de escenario.....	81
6.1.3.2.	Utilidad de los escenarios	81
6.1.3.3.	Construcción de un escenario.....	82
6.1.3.4.	Métodos para construcción de escenarios.....	83
6.1.3.5.	Técnicas para construir escenarios	84
7.	Metodología.....	87
8.	Resultados y discusión.....	90
8.1	Costo del hidrógeno en Colombia para el usuario final.....	90
8.1.1	Costo de energía eléctrica.....	90
8.1.2	Vertimientos de embalses.	93
8.1.3	Costo del gas natural.....	94
8.1.4	Simulaciones para Determinación del costo del hidrógeno producido en Colombia	95
8.1.4.1	Descripción del modelo	96
8.1.4.2	Proceso de la electrólisis.....	97
8.1.4.3	Por reformado de GN con vapor.....	98
8.1.4.4	Costo de transporte y distribución del hidrógeno en Colombia	100
8.1.4.5	Conclusiones de producción de hidrógeno en Colombia	101
8.1.4.6	Comparación con la estructura de precios de la gasolina en Colombia	101

8.2	Celdas de combustible en Colombia.....	103
8.2.1	Cálculo de costos para Colombia	104
8.2.2	Infraestructura Requerida en el Valle de Aburrá para una flota de 20 buses.	105
8.2.3	Estaciones de servicio.....	105
8.2.4	Análisis económico de una flota de 20 buses.....	107
8.2.5	Conclusiones del sistema de celdas de combustible	110
8.2.6	Impacto ambiental de las celdas de combustible.....	110
8.2.6.1	Conclusiones impacto ambiental e internalización de costos	111
8.3	Definición de escenarios para la penetración de las celdas de combustible en el sector de transporte masivo del valle de aburrá	113
8.3.1	Metodología empleada para la definición de escenarios	113
8.3.2	Identificación de variables Relacionadas con las celdas de combustible	114
8.3.3	Actores participantes e involucrados en el estudio	114
8.3.4	Análisis de la encuesta	116
8.3.4.1	Análisis de la Producción de hidrógeno	116
8.3.5	Uso y promoción del hidrógeno	123
8.3.5.1	Definición de escenarios básicos para la incorporación de celdas de combustible	130
8.3.6	Variables de poder y conflicto	138
8.3.6.1	Metodología MIC MAC para encontrar las variables más importantes	138
8.3.7	Definición de escenarios esenciales para implementar un sistema de transporte con celdas de combustible	146
8.3.8	Validación de escenarios	147
8.3.9	Trayectorias tecnológicas	153
9.	Conclusiones Generales	155
9.1	Conclusiones	155
9.2	Recomendaciones	157
9.3	Resultados encontrados	158
9.4	Sugerencias a futuros	160
9.5	Aportes generados a partir de esta investigación	160
9.6	Líneas futuras de investigación propuestas a partir del estudio realizado	162

Referencias	163
Anexos:	172
Lista de supuestos evaluaciones económicas.....	172
Datos para el Costo de flota de 20 buses	184
Formulario de la encuesta	185

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Emisiones y participación de GEI en el año 2004.	21
Tabla 2. Estudios para estimación de costos por contaminación.	22
Tabla 3. Costo por emisión de contaminantes en Suiza.	22
Tabla 4. Costos por daños a la salud provocada por las emisiones en Colombia.	23
Tabla 5. Matriz de la energía primaria en el mundo 2006.	24
Tabla 6. Consumo primaria por fuente y sector en Estados Unidos 2008.	24
Tabla 7. Emisiones de contaminantes por fuentes móviles en el Valle de Aburrá y los efectos para la salud.	28
Tabla 8. Emisiones y contaminantes en el municipio de Medellín 2005 ocasionada por el sector transporte.	29
Tabla 9. Factores de emisión de contaminantes para buses.	30
Tabla 10. Datos del hidrógeno donde se incluyen sus propiedades energéticas.	41
Tabla 11. Fuentes para la producción de hidrógeno, sectores y tecnologías para su uso.	43
Tabla 12. Reacciones para producir H ₂ de combustibles fósiles.	48
Tabla 13. Eficiencias para diferentes tecnologías de reformado.	49
Tabla 14. Fabricantes de electrolizadores, costos y especificaciones.	50
Tabla 15. Costos específicos para equipos de producción de hidrógeno tipo SMR año 2005.	53
Tabla 16. Costos corrientes y futuros para la producción de hidrógeno a partir del gas natural.	54
Tabla 17. Costos de producción de hidrógeno para varias tecnologías y fuentes proyectado para 2030.	55
Tabla 18. Costos de licuefacción del hidrógeno.	59
Tabla 19. Inversión para estaciones de suministro de H ₂ por tamaño.	61
Tabla 20. Inversión para estaciones de suministro de H ₂ líquido distribuido por carro tanque.	62
Tabla 21. Inversión en estaciones de suministro que producen su propio hidrógeno.	63
Tabla 22: Principales familias de pilas de combustible.	68
Tabla 23. Costos específicos de los componentes de una celda de combustible.	70
Tabla 24. Estimación de la composición de costos para un vehículo de 80 kW.	74
Tabla 25. Estimación al 2020 de costos para vehículos MCI, híbrido MCI, FCV e Híbrido FCV.	74
Tabla 26. Costo de buses según la tecnología.	78
Tabla 27. Datos técnicos de un bus Mercedes Benz Citaro.	79
Tabla 28: Resumen de aspectos claves de tipos de escenario [Hojer, 2008]. .	84
Tabla 29. Contribución de técnicas en las fases de desarrollo de escenarios.	85

Tabla 30: Dimensiones de variación de escenarios.	86
Tabla 31. Componente de la tarifa eléctrica para una empresa del mercado no regulado en agosto de 2010.....	92
Tabla 32. Componente de la tarifa eléctrica para una residencia del estrato 4 del mercado regulado en agosto de 2010	92
Tabla 33. Componente de la tarifa de gas natural para una residencia del estrato 4 en Medellín a octubre de 2010.	95
Tabla 34. Componente de la tarifa de gas natural para una industria típica en el valle del Aburrá a noviembre de 2010.....	95
Tabla 35. Estimación de las necesidades de producción de H ₂ para determinar costos de producción en Colombia.	97
Tabla 36. Costo del H ₂ al usuario final producido por electrólisis (USD/kg de H ₂).	100
Tabla 37. Costo del H ₂ al usuario final producido por SMR (USD/kg de H ₂)..	101
Tabla 38. Supuestos usados para determinar el costo de vehículos con PEMFC.....	104
Tabla 39. Costo estimado de buses y automóviles con celdas de combustible a 2020.	105
Tabla 40. Requerimiento de hidrógeno y de estaciones de suministro para atender parque automotor con celdas de combustible.....	106
Tabla 41. Costo anual del consumo de H ₂ para cada bus de celda de combustible.	108
Tabla 42. Costo total de buses en funcionamiento empleando celdas de combustible.	109
Tabla 43: Costo por kilómetro recorrido y por pasajero para una flota de 20 buses con celdas de combustible.....	109
Tabla 44. Importancia de los métodos de producción de hidrógeno	121
Tabla 45. Barreras para producir hidrógeno en Colombia.....	122
Tabla 46. Importancia de almacenar hidrógeno	122
Tabla 47. Matriz FODA para proyectos con celdas de combustible.	123
Tabla 48. Aplicaciones del hidrógeno.....	124
Tabla 49. Competencia del hidrógeno y las celdas de combustible.	126
Tabla 50. Ventajas de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá.	126
Tabla 51. Oportunidades para los vehículos que funcionan con celdas de combustible.	127
Tabla 52. Debilidades para los vehículos que funcionan con celdas de combustible.	127
Tabla 53. Fortalezas para los vehículos que funcionan con celdas de combustible.	128
Tabla 54. Amenazas para los vehículos que funcionan con celdas de combustible.	128
Tabla 55. Apoyo y desarrollos requeridos para impulsar las celdas de combustible en Colombia.	129

Tabla 56. Escenarios básicos para la penetración de las celdas de combustible en un 10%, 20% y 30%.	131
Tabla 57. Señales que potenciaría la introducción de las celdas de combustible en Colombia.	131
Tabla 58. Aspectos más importantes para la introducción de las celdas de combustible.	132
Tabla 59. Costo esperado del hidrógeno para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.	133
Tabla 60. Costo esperado de autos para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.	134
Tabla 61. Impuesto a la gasolina para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.	134
Tabla 62. Impuesto al gas natural para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.	135
Tabla 63. Subsidio al hidrógeno para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.	135
Tabla 64. Meta en disminución de CO ₂ para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.	136
Tabla 65. Meta en disminución de ruido para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.	137
Tabla 66. Meta en disminución morbilidad para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.	137
Tabla 67. Descripción de variables empleadas en el análisis MICMAC completo.	139
Tabla 69. Matriz de Influencias Directas (MID).	144
Tabla 69. Expertos Evaluadores de los escenarios.	149
Tabla 70. Probabilidades simples netas evaluada por todos los expertos.	150
Tabla 71. Probabilidades condicionales netas si realización.	150
Tabla 72. Probabilidades condicionales netas si no realización.	151
Tabla 73. Trayectorias tecnológicas para las celdas de combustible en el Valle de Aburrá.	154

Figura 1. Concentración de gases de efecto invernadero desde el año 0 a 2005.	20
Figura 2. Tendencia en la disponibilidad de petróleo en forma de campana. ..	25
Figura 3. Tendencias de descubrimientos y precios del petróleo.....	26
Figura 4. Pico de descubrimientos de petróleo y tendencia de producción (miles de barriles por día.	27
Figura 5. Precio histórico del petróleo en Colombia.	31
Figura 6. Átomo de hidrógeno	40
Figura 7. Molécula de H ₂	40
Figura 8. Fuentes y procesos para la producción de hidrógeno.....	44
Figura 9. Electrolizador alcalino.	45
Figura 10. Reacción en un electrolizador PEM.	46
Figura 11. Apariencia externa de electrolizadores HG MAX con salida de 0.5 a 30 Nm ³ /h de H ₂	47
Figura 12. Proceso de reformado de GN con vapor (SMR).	49
Figura 13. Curva de aprendizaje de electrolizadores.	51
Figura 14. Costo de producción de hidrógeno en función de la capacidad de producción y de las unidades vendidas.....	51
Figura 15. Costo específico de sistemas SMR.	53
Figura 16. Sistema de producción de hidrógeno por electrólisis empleando la energía del viento.....	56
Figura 17. Costo de la tubería para transportar hidrógeno en función del diámetro.	58
Figura 18. Estación de hidrógeno líquido.	62
Figura 19. Porcentaje de la energía consumida con respecto a la contenida en el hidrógeno para diferentes valores de presurización.	64
Figura 20. Principio de funcionamiento de una celda de combustible.....	67
Figura 21. Tendencia de costos de celdas de combustible.....	69
Figura 22. Comparativo de eficiencia de autos en carretera por tecnología. ...	72
Figura 23. Proyección del mercado de vehículos con hidrógeno en el mundo de 2010 a 2050.	76
Figura 24. Proyección de la demanda de hidrógeno para la flota que funciona con hidrógeno.....	76
Figura 25. Proyección de demanda eléctrica en el mundo 2010-2050.....	77
Figura 26. Tipologías de escenarios.	83
Figura 27. Fuentes parara la producción de hidrógeno.....	117
Figura 28. Fuentes parara la producción de hidrógeno por el proceso de la electrólisis.....	118
Figura 29. Existencia de excedentes de recursos hídricos para producir hidrógeno.	119

Figura 30. Existencia de infraestructura de energía eólica ociosa para producir hidrógeno.	119
Figura 31. Producción de hidrógeno a partir del gas natural.	120
Figura 32. Producción de hidrógeno a partir del carbón.	121
Figura 33. Uso de hidrógeno en el sector transporte.	125
Figura 34. Existencia de proyectos de H ₂ y celdas de combustible.	129
Figura 35. Existencia de políticas y regulaciones.	130
Figura 36. Matriz de entrada para influencias y dependencias	141
Figura 37. Plano de influencias y dependencias directas.	142
Figura 38. Plano de influencias / dependencias directas	144
Figura 39. Gráfico de influencias directas.	145
Figura 40. Histograma de probabilidad de los escenarios.	152

LISTA DE ABREVIATURAS

bar: Unidad de presión

BTU: Unidades térmicas británicas

CO: Monóxido de carbono

CO₂: Dióxido de carbono

COV: Carbono orgánico volátil

ϕ : Centavos

^oC: grados Celsius

ECOPETROL: Empresa colombiana de petróleos.

FC: celda de combustible

FCVs: Vehículos de celdas de combustible

g: gramos

GEI: Gases de efecto invernadero

GJ: Giga Julios

GN: Gas natural

h: Hora

HEV: Hybrid electrical vehicle

H₂: Hidrógeno

H₂O: Agua

IEA: Agencia internacional de Energía

kJ: Kilo Julios

kg: Kilogramo

km: Kilómetros

kPa: Kilo pascales

KOH: Hidróxido de Potasio

kW: kilo vatios

kWh: kilo vatios hora

l: Litros

MC: motor de combustión interna

MJ: Mega Julios

m³: Metro cúbico

MMSCFD: millones de pies cúbicos por día estándar

Nm³: Metros cúbicos normales

O₂: Oxigeno

P: Presión absoluta del gas

PCS: Poder calorífico superior

Pa: Pascales

PEM: Membrana de intercambio de protones

ppm: Partes por millón

PSI: Libras por pulgada cuadrada

PSIa: Libras por pulgada cuadrada absolutos

ρ: Densidad del gas

s: Segundo

st: Estándar

SMR: Reformado del metano con vapor

TPC: Tera Pies Cúbicos

USD: Dólares americanos

V: voltio

₱: Pesos colombianos

GLOSARIO

Hidrógeno: Elemento químico de número atómico igual a 1. Es el más abundante de la corteza terrestre y del universo. En la atmósfera se encuentra en su forma molecular H_2 , gas inflamable, incoloro e inodoro.

Celda de combustible: Una celda eléctrica utilizada para generar energía eléctrica a partir de la reacción de un número de sustancias químicas, sin necesidad de combustión y sin producir ruido o contaminación.

Electrólisis: Descomposición de una sustancia en disolución mediante la corriente eléctrica.

Reformado de vapor: Es un método para la obtención de hidrógeno a partir de hidrocarburos, y en particular gas natural.

Dióxido de carbono: (CO_2) es un gas incoloro, denso y poco reactivo. Forma parte de la composición de la tropósfera. Su ciclo en la naturaleza está vinculado al del oxígeno.

Externalidad: Perjuicio o beneficio experimentado por un individuo o una empresa a causa de acciones ejecutadas por otras personas o entidades.

Mercado regulado: En Colombia, franja del mercado de energía eléctrica y gas natural donde las tarifas están reguladas por un estamento del gobierno.

Mercado no regulado: En Colombia, franja del mercado de energía eléctrica y gas natural donde parte del componente de la fórmula tarifaria es negociada entre una empresa comercializadora y el cliente.

RESUMEN

Las condiciones bajo las cuales opera el sistema de transporte del Área Metropolitana del Valle de Aburrá hacen que este sea insostenible. El crecimiento de la población ligado al aumento de automotores, el crecimiento económico, la baja eficiencia de los automotores, los combustibles empleados por los motores de combustión interna, cantidad empleada, disponibilidad y precios de combustibles y la contaminación producto del uso de estos combustibles; son algunos de los factores que afectan la sostenibilidad este sector. Se deben proponer proyectos que se sumen a los que se están implementando en la actualidad para aliviar problemática. Las celdas de combustible trabajando con hidrógeno facilitan unas condiciones más adecuadas para que el sistema de transporte sea sostenible.

La introducción de las celdas de combustible funcionando con hidrógeno en el sector transporte del Valle de Aburrá puede llegar a tener a mediano y largo plazo unos costos asequibles al usuario final, facilitando la masificación de esta tecnología.

El proyecto de investigación desarrollado, tuvo como objetivo principal; definir los posibles escenarios con las condiciones estratégicas que se deben dar para que las celdas de combustible se usen en forma intensiva en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá. A esto se suma la determinación de los requerimientos de infraestructura, condiciones económicas, ambientales y de regulación; bajo los cuales se facilitará el desarrollo del mercado de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá.

Como metodología de trabajo, se realizó un análisis de la situación actual relacionada el sector transporte; energía, contaminación y hidrógeno y celdas de combustible. Se desarrolló un algoritmo en Excel que facilita encontrar los costos del hidrógeno para el usuario final y se definición los escenarios más probables para la penetración de las celdas de combustible en el sector transporte masivo del Valle de Aburrá

Los costos del hidrógeno al usuario final varían entre 1.8 USD/kg de H₂ y los 8.72 USD/kg de H₂ de acuerdo a la capacidad de producción y la energía utilizada. El costo por pasajero para el transportador puede oscilar entre los 0.3 USD/pasajero y 0.41 USD/pasajero. Las políticas para regular y limitar las emisiones de CO₂; soportan el escenario más probable que potenciaría la penetración de las celdas de combustible en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá.

Palabras clave

Celdas de combustible, hidrógeno, energía, transporte.

ABSTRACT

The conditions under which works the system of transport of the Área Metropolitana of the Valle de Aburrá make this unsustainable. The population growth linked to increased automotive, economic growth, low efficiency of vehicles, fuels used in internal combustion engines, consumption amount, availability and prices of fuels and pollution resulting from use of these fuels; are some of the factors that affecting the sustainability of this sector. Some projects must be proposed, additional to those who are currently implementing to mitigate the problems. Fuel cells works with hydrogen provide more suitable conditions for the transport system is sustainable.

The introduction of fuel cells works with hydrogen in the transport sector of the Valle de Aburrá can have in the medium and long term a prudential costs to the end user, facilitating the widespread use of this technology.

The research project developed; had as main objective, define the possible scenarios with the strategic conditions that must be taken so that fuel cells are used intensively in the Área Metropolitana del Valle de Aburrá. This is accompanied with the determination of requirements of infrastructure, economic costs, environmental and the regulation, under which will facilitate the development of the market for fuel cells in the Valle de Aburrá.

How methodology of work, an analysis related whit the current situation of the transport sector, energy, pollution and new technologies for work it. An algorithm was developed in Excel that allows finding the costs of hydrogen to the end user and defining the most likely scenarios for the penetration of the fuel cells in transportation massive of the Valle de Aburrá.

Hydrogen costs to the end user vary between 1.8 USD/kg H₂ and 8.72 USD/kg H₂ according to the production capacity and energy use. The cost per passenger for the carrier may be from 0.3 USD/passenger to 0.41 USD /passenger. Policies to regulate and limit CO₂ emissions support the most likely scenario that would enhance the penetration of fuel cells in the Área Metropolitana del Valle de Aburrá.

Keywords:

Fuel cells, hydrogen, energy, transportation.

1. INTRODUCCIÓN

Las celdas de combustible funcionando con hidrógeno son una alternativa para aplicar en el sector transporte. Esta tecnología promete tener una mejor eficiencia que los sistemas convencionales, un menor impacto ambiental y un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. En contra; las celdas de combustible en la actualidad son costosas por no tener un mercado maduro, además se requiere mejorar su desempeño en los nuevos proyectos que se implementen [IEA, 2005], [HIRC, 2008].

Un proyecto de celdas de combustible implementado en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá; puede traer muchos beneficios, pero no se disponen de estudios que estimen la factibilidad para ser desarrollados a mediano y largo plazo.

El proyecto de investigación aquí propuesto, tiene como objetivo principal; definir los posibles escenarios bajo los cuales las celdas de combustible se usarían en el sistema de transporte público del Área Metropolitana del Valle de Aburrá en el 2025. Se definirán las condiciones técnicas, económicas, ambientales y de regulación; bajo los cuales se desarrollaría el mercado de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá.

Un análisis prospectivo permite encontrar los escenarios con sus correspondientes probabilidades de ocurrencia, luego de pasar por una serie de metodologías que permiten encontrar las variables más representativas y estratégicas dentro de un proyecto de este tipo.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la sociedad actual los medios de transporte son fundamentales para el desarrollo económico y social de una región. Sin embargo, bajo las condiciones actuales de operación del sistema de transporte mundial; este es insostenible [Claus & Wietschel, 2008]. Algunas de estas condiciones están relacionadas con:

- El crecimiento de la población ligado al aumento de automotores.
- Crecimiento económico.
- Tecnología y eficiencia de los automotores.
- Combustibles empleados por los motores, cantidad empleada, disponibilidad y precios de combustibles.
- Contaminantes producto del uso de estos combustibles.

2.1 PANORAMA MUNDIAL

2.1.1 Población y vehículos

La población mundial está creciendo y de igual forma el número de automotores para suplir las necesidades de movilidad. La población mundial del año 2000 fue de 6.000 millones de personas [Kruger, 2006], se prevé que para el año 2050 la población total sea de 9.000 millones. Para el año 2000 se tenían 680 millones de vehículos en el mundo (cerca de 1 vehículo por cada 8 personas) [Claus & Wietschel, 2008]. Para el año 2003, se tienen 715 millones de vehículos y 6.270 millones de personas (cerca de 1 vehículo por cada 9 personas) [Moriarty & Damon, 2008].

2.1.2 Contaminación

El desarrollo actual del transporte tiene un impacto directo sobre la población y el medio ambiente. Estos efectos incluyen las muertes prematuras, las molestias y alteraciones para la salud causados por la exposición al ruido, los gases y partículas en suspensión emitidos al aire, las alteraciones del clima por la emisión de gases de efecto invernadero, contaminación del suelo y agua, así como el deterioro de los hábitats naturales y bióticos [Claus & Wietschel, 2008]. El CO₂ es uno de los gases de efecto invernadero y de calentamiento global que ayudan al deterioro de la capa de ozono [Chaparro & Cuervo, 2001] y [Kruger, 2006].

Según informe de la *International Energy Agency* (IEA) [IEA, 2003] las emisiones mundiales de CO₂ están estrechamente ligadas al consumo de energía, en el 2002 estas fueron de 22.500 millones de toneladas y se proyecta

que para los años 2010, 2030 y 2050 las emisiones de CO₂ sean de 27.500, 38.000 y 60.000 millones de toneladas respectivamente [IEA, 2005].

En el año 2000, el sector del transporte mundial fue la mayor fuente de emisiones antropogénicas de óxidos de nitrógeno (NOx) (37% del total de NOx emitido a la atmosfera), CO₂ de combustibles fósiles (21 % del total de CO₂ emitido), carbono orgánico volátil (COV) (19%) y CO (18%) y el negro de carbón (*Black carbon*) (14%) [Fuglestvedt & Shine, 2009], [Fuglestvedt et al, 2007] y [Claus & Wietschel, 2008].

En la Figura 1 se observa el crecimiento pronunciado de los gases efecto invernadero alrededor del año 1900.

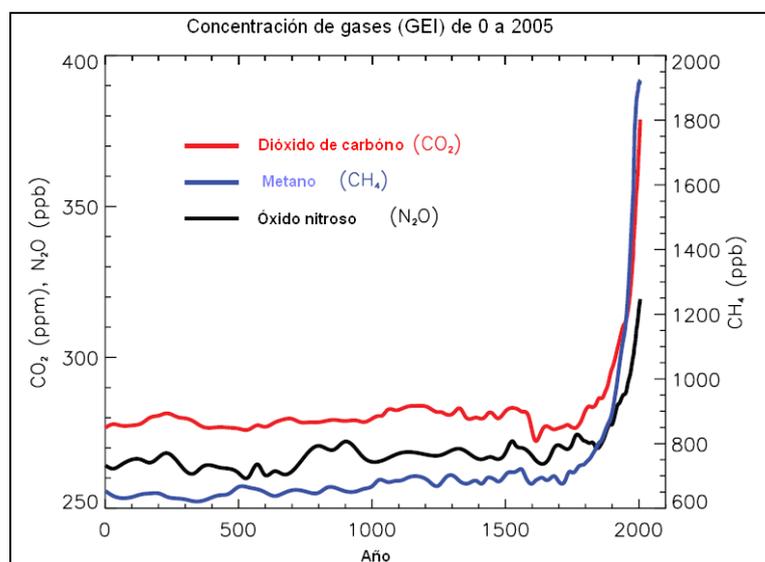


Figura 1. Concentración de gases de efecto invernadero desde el año 0 a 2005.

Fuente: [Foster & Ramaswamy, 2007].

En la Tabla 1 se presentan las emisiones de gases efecto invernadero en giga toneladas equivalentes de CO₂ y su correspondiente participación en el año 2004. Es apreciable la mayor participación que tiene el CO₂ proveniente de la utilización de los combustibles fósiles.

Tabla 1. Emisiones y participación de GEI en el año 2004.

Gases GEI año 2004	Gt CO₂ eq/año	Participación %
CO ₂ uso de combustibles fósiles	27,7	56,6
CO ₂ deforestación y degradación de la biomasa	8,5	17,3
CH ₄	7,0	14,3
N ₂ O	3,9	7,9
CO ₂ otros	1,4	2,8
Gases-F	0,5	1,1
Total	49	100

Fuente: [PNUMA, 2008].

2.1.3 Cuantificación de efectos provocados por el sector transporte.

A pesar de conocerse el impacto negativo ocasionado por el sector transporte; es difícil evaluar económicamente los costos causados por la emisión de gases y contaminantes liberados al medio ambiente [Díaz, 2004] y [Sun, 2010]. En este sentido se han realizado estudios de los cuales se mencionan algunos.

Teniendo en cuenta los certificados de emisión para los mecanismos de desarrollo limpio (MDL), con los cuales se pretende limitar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera por medio de incentivos entregados a aquellos proyectos que ayuden efectivamente a lograr este objetivo, las estimaciones actuales para estos certificados varían entre €5 y €140 por tonelada de CO₂. [Claus & Wietschel, 2008], [NU, 2009].

En [PNUMA, 2008] se estima que para un incremento de temperatura de 4 °C con respecto a los años 1980 - 1999, la media de pérdidas mundiales pueden estar entre 1% y 5% del producto interno bruto (PIB). El costo social del carbono es en promedio US\$ 12 por tonelada de CO₂, estando las estimaciones entre 3 USD y 95 USD por tonelada de CO₂.

En [IEA, 2005] se estima que para impulsar el mercado del hidrógeno y las celdas de combustible se podrían establecer incentivos de 50 USD/t evitada de CO₂, con miras a limitar la emisión de este gas por debajo de las 30 Gt/año. También se plantea la necesidad de incrementar el impuesto al uso de la gasolina hasta en un 100%.

En tres estudios realizados entre 1994 y 1996 acerca de las externalidades del consumo de energía, se obtiene el costo en USD/t de

contaminante para el SO₂, el NO_x y el material particulado. En la tabla 2 se presentan estos resultados, se observa como varían la cifras de cada estudio. Estas diferencias se deben principalmente a que en los gobiernos existen variados criterios de evaluación [IEA, 2001].

Tabla 2. Estudios para estimación de costos por contaminación.

Tres estudios para estimar el costo por daños por contaminación (1994 -2006) (US\$ por tonelada)				
Estudio		SO ₂	NO _x	Particulado
ExternE	Estimación Alta	6.050	12.610	16.060
	Estimación baja	4.140	0	16.060
ORNL/RFF Study Southeast	Estimación Alta	1.002	2.003	4.004
	Estimación media	60	120	1.900
	Estimación baja	10	90	850
New York State Externalities	Urbano	1.200	1.100	43.800
	Suburbano	800	900	7.700
	Rural	700	900	3.200

Fuente: [IEA, 2001].

En un estudio de 1997 realizado en Suiza se estima que los costos por emisiones de algunos compuestos contaminantes son los mostrados en la

Tabla 3. Según [Bengt, 1998] un impuesto de 200 USD/t de CO₂ debe ser aplicado.

Tabla 3. Costo por emisión de contaminantes en Suiza.

Contaminante	Costo por el daño ambiental (USD/kg)	Costos por efectos para la salud en la ciudad (USD/kg)
VOC diesel	2,5	36,6
NO _x	6.0	36,6
Partículas	0	1.256

Fuente: [Bengt, 1998].

El Banco Mundial dio a conocer un estudio en 2007 donde se estimaba el costo anual por los efectos en la morbilidad colombiana producto de las emisiones de gases contaminantes. Estos resultados se muestran en la

Tabla 4 [World Bank, 2007]. Si se parte que en Colombia en el 2008 circulaban unos 5.300.000 de vehículos [Jaramillo, 2009]¹; la valoración promedio del daño causado por cada automotor sería de \$70.000² (35 USD) al año.

Tabla 4. Costos por daños a la salud provocada por las emisiones en Colombia.

Categoría	Costo anual (billones de pesos)	%
Costo de tratamientos médicos (doctores, hospitales)	80	16
Costo del tiempo perdido durante enfermedades	245	47
Discapacidad (evaluada con respecto al PIB)	195	37
Total	520	100

Fuente: [World Bank, 2007].

2.1.4 CONSUMO ENERGÉTICO Y RENDIMIENTO DE AUTOMOTORES.

Los motores de combustión interna empleados en el sector transporte son máquinas térmicas que se caracterizan por tener una eficiencia muy baja, inferior al 25%, lo que significa que desperdician más del 75% de la energía suministrada [IEA, 2005]. Un vehículo tradicional está sujeto a las siguientes pérdidas: 6% en la transmisión, 11% por ociosidad³, 65% en el motor, y 2% en accesorios, y queda solo un 16% de energía útil [Osses, Montero, & KÜHN, 2001] y [Nada Zamel, 2006].

En la Tabla 5 se presenta la matriz de la canasta energética del mundo para el año 2006 de acuerdo a las fuentes y a los sectores de consumo. Se observa la participación del sector transporte con un 28% y como este sector depende en un 95% de los derivados del petróleo y en un 3% del gas natural.

¹ A diciembre de 2010 se registran en el RUNT (registro único nacional de tránsito) 6.958.726 vehículos incluyendo 3.380.811 motos [Mintransporte, 2010]

² Se Toma el costo anual reportado por el banco mundial y se aplica un factor de 0.7 correspondiente a la contaminación originada en el sector transporte [UPB, 2007], [IDEAM, 2006], [Sepúlveda Villada, 2007] y [Kruger, 2001].

³ Por ociosidad se entiende el tiempo transcurrido mientras el vehículo no se desplaza pero su motor si está en funcionamiento.

Tabla 5. Matriz de la energía primaria en el mundo 2006.

Energía primaria en el mundo por fuente y consumo por sector 2006 (cuadrillones de BTU)									%
Consumo	Carbón	Petróleo	Gas	Geotérmica	Renovables	Electricidad	Calor	Total	
Total	27.7	138.2	48.9	0.4	41.3	53.4	10.8	320.8	100%
	9%	43%	15%	0%	13%	17%	3%		
Industria	21.8	13.1	17.2	0.0	7.5	22.2	4.7	86.5	27%
	25%	15%	20%	0%	9%	26%	5%		
Transporte	0.1	83.5	2.8	0.0	0.9	0.9	0.0	88.4	28%
	0%	95%	3%	0%	1%	1%	0%		
Otros sectores	4.5	18.7	23.5	0.4	32.9	30.3	6.2	116.6	36%
Uso no energía	1.2	22.8	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0	29.4	9%

Fuente: [EIA, 2009].

En la Tabla 6, adaptada de un informe de la *International Energy Asotiation* [EIA, 2009] se observa como en el 2008 el sector del transporte de Estados Unidos participó con un 28% del consumo de energía por sector, es decir, de un consumo total de 99.304 trillones de BTU el transporte participa con 27.924 trillones de BTU. De este consumo 26.332 trillones de BTU (94.3%) provienen del petróleo, 677 (2.4%) del gas natural, 833 (3%) de la biomasa y 82 (0.3%) de la electricidad. El sector transporte depende principalmente de los derivados del petróleo.

Tabla 6. Consumo primaria por fuente y sector en Estados Unidos 2008.

Consumo de energía primaria por fuente y por sector 2008 (EU)										
Cuadrillones de BTU										
Sector	Transporte		Industrial		Residencial y comercial		Potencia eléctrica		Total	
	27,8		20,6		10,8		40,1		99,3	
	28,0%		20,7%		10,9%		40,4%		100%	
Fuente		% de la fuente	% del sector	% de la fuente	% del sector	% de la fuente	% del sector	% de la fuente	% del sector	
Petróleo	37,1	37,4%	71	95	23	42	5	16	1	1
Gas Natural	23,8	24,0%	3	2	34	40	34	76	29	17
Carbón	22,5	22,7%	0	0	8	9	<1	1	91	51
Energía renovable	7,3	7,4%	11	3	28	10	10	7	51	9
Nuclear (PE)	8,5	8,6%	0	0	0	0	0	0	100	21
Total	99,2	100%								

Fuente: [EIA, 2009].

A escala global se está presentando un problema de reserva energética, producto del crecimiento económico y del aumento de la población, lo que ocasiona mayor demanda de energía y más problemas ambientales [Kruger, 2006]. La demanda también está influenciada por el aumento de consumo de energía per cápita y el rápido crecimiento de economías en transición. A su vez, el aumento de la demanda incide en el aumento de los costos de los energéticos y también acorta el horizonte de disponibilidad de las principales fuentes primarias, como son el petróleo y el gas natural. Llama especial atención que en la actualidad un 87% de la energía que se consume es agotable, circunstancia que genera inseguridad con respecto al abastecimiento y volatilidad en los precios [UPME, 2007].

La disponibilidad del petróleo y sus derivados está disminuyendo en el mundo; algunas publicaciones hablan de que para el año 2100 este recurso ya estará agotado; otras hablan de un horizonte de 70 a 100 años [Klein, 2004]. En la figura 2, se aprecia cómo la disponibilidad real de petróleo sigue una trayectoria en forma de campana [Kruger, 2006], donde la parte creciente de la campana coincide con petróleo fácil de extraer, de buena calidad y precios bajos, mientras la parte decreciente de la campana se caracteriza por lo contrario.

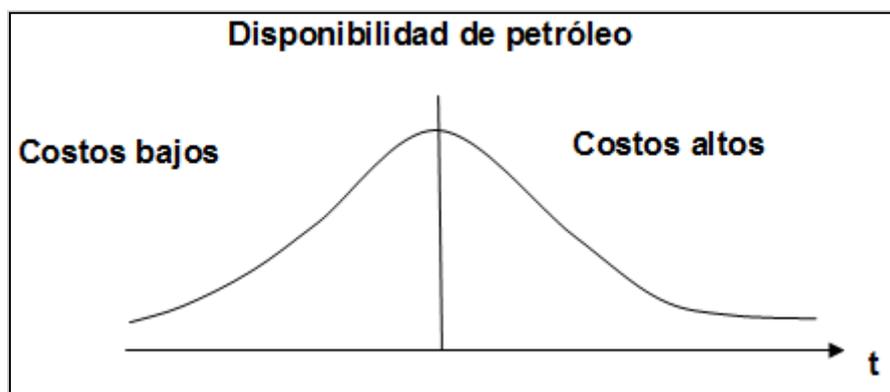


Figura 2. Tendencia en la disponibilidad de petróleo en forma de campana.

Adaptado de [Kruger, 2006].

La figura 3 presenta una tendencia decreciente de los descubrimientos de petróleo después de 1965, mientras que el precio del petróleo muestra una tendencia creciente.

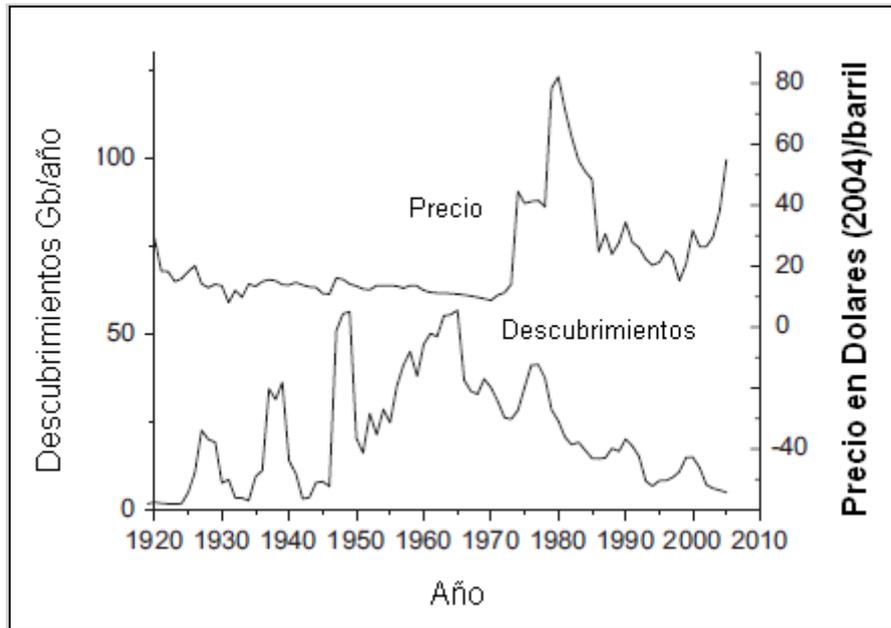


Figura 3. Tendencias de descubrimientos y precios del petróleo.

Fuente: [Bardi, 2009].

Estas tendencias también se pueden observar de la figura 4 donde se ve un pico máximo de descubrimientos de petróleo en 1962 y como a partir de este momento; cae drásticamente. La tendencia de producción mundial siempre va en aumento pero la tasa de crecimiento en la producción va decayendo conforme transcurre el tiempo.

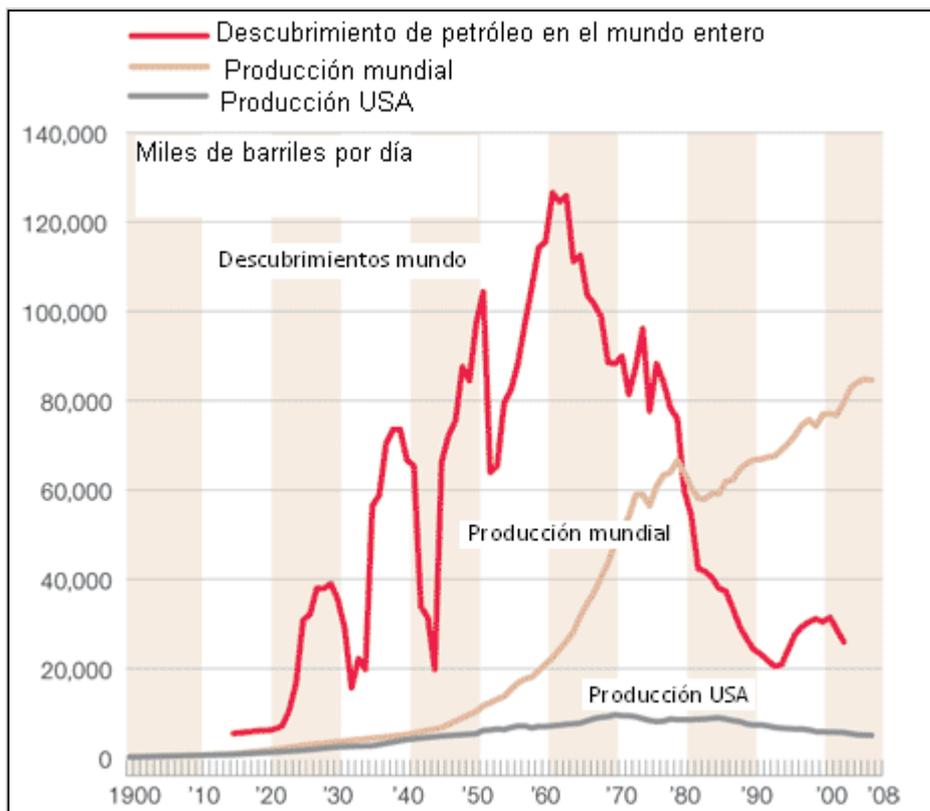


Figura 4. Pico de descubrimientos de petróleo y tendencia de producción (miles de barriles por día).

Fuente: [Duennebier, 2008].

2.1.5 PANORAMA EN MEDELLÍN Y COLOMBIA

El Área Metropolitana ha implementado una serie de estudios, especialmente en el Valle del Aburrá a través de las universidades Pontificia Bolivariana y la de Antioquia, relacionados con la contaminación atmosférica y la calidad del aire y los efectos para la salud. Entre estos estudios se destaca un diagnóstico de las fuentes móviles en el Área Metropolitana y se mencionan algunas políticas orientadas a reducir el impacto ambiental originado por el transporte masivo de pasajeros [UPB, 2007].

El Departamento de Planeación Nacional en los documentos CONPES “Lineamientos para la formulación de la política de prevención y control de la contaminación del aire” se hace un diagnóstico de la contaminación del aire, las entidades de regulación y las acciones en marcha para reducir la contaminación. Específicamente para el sector transporte se menciona la propuesta para el uso de combustibles más limpios como el gas natural y los biocombustibles, los sistemas integrados de transporte masivo, los planes integrales de movilidad, que incluyen sistemas no motorizados de transporte, la

chatarrización de vehículos obsoletos de transporte público y regulación sobre el tamaño y edad del parque automotor. Estos aspectos pueden contribuir al mejoramiento de la calidad del aire en las ciudades. Por otro lado el incremento de la congestión vehicular, el uso de tecnologías de alto consumo o la utilización de combustibles altamente contaminantes deben ser analizados para reducir las emisiones y por ende los impactos sobre la salud pública [DNP, 2005].

2.1.6 CONTAMINACIÓN EN EL VALLE DE ABURRÁ

En la Tabla 7 se presentan las principales emisiones de gases contaminantes provocadas por fuentes móviles en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá. En ella se evidencian los efectos para la salud de estos agentes contaminantes.

Tabla 7. Emisiones de contaminantes por fuentes móviles en el Valle de Aburrá y los efectos para la salud.

Componente	Cantidad toneladas año	Efectos para la salud
CO	109.266,80	Déficit de oxígeno en los tejidos, disminución de la función cardiaca, afecta la concentración de glóbulos rojos, deterioro visual, insensibilidad, disminuye capacidad laboral, dolor de cabeza, náuseas y vómito.
NOx	15.987,40	Irritación en los ojos, nariz y garganta. Falta de aliento, quemaduras, espasmos, oxigenación de los tejidos y líquido en los pulmones.
COT*	28.755,80	
PM10	2.011,20	Afecta el sistema respiratorio
SOx	1.037,70	Destruye cilios del epitelio del sistema pulmonar, tos, fiebre, asfixia, afecciones de la vista y piel, asma, alergias respiratorias, agrava padecimiento cardiovascular.

COT* Compuestos orgánicos

Fuente: [UPB, 2006], [Mártinez López & Quiroz, 2007] y [Sepúlveda Villada, 2007].

En el Valle de Aburrá se emiten en promedio 3.414.679,8 ton/año de CO₂. De esta cantidad el sector transporte es el de mayor aporte si se tiene en cuenta que del total de las emisiones, este sector participa con el 70% [UPB, 2007], [IDEAM, 2006], [Sepúlveda Villada, 2007] y [Kruger, 2001].

En el 2005 el parque automotor del Valle de Aburrá alcanzó los 550.619 vehículos [UPB, 2006]. En el 2006 ya se hablaba de más de 600.000 vehículos

y en 2009 se contabilizaron 855.000 vehículos (proyectando 936.000 para 2010) [Alcaldía de Medellín, 2010]. El Área Metropolitana está caracterizada por su alta densidad de población y su hábitat estrecho. Este parque automotor emplea como fuente de combustible la gasolina, el diesel (ACPM) y el gas natural principalmente [Mártinez López & Bedoya Vealásquez, 2007] y [Sepúlveda Villada, 2007], siendo la gasolina el mayor contaminante por la forma como es empleada. Si se relaciona esta cantidad de automotores con el informe presentado por el Banco Mundial [World Bank, 2007]; el daño a la salud ocasionada por la contaminación producida por el sector transporte; se podría valorar en 41 billones de pesos (20 millones de USD) anuales en el Área metropolitana.

En un estudio de transporte del municipio de Medellín en el 2005 [Alcaldía de Medellín, 2005], se muestra que por la ciudad circulan 62.843 vehículos de transporte de pasajeros (exceptuando taxis) que consumen en promedio 1.042.365 galones de combustible por día y un recorrido de 11.596.055 kilómetros día, deduciéndose un rendimiento de 11 km/galón y una emisión de 136 kg de CO₂/vehículo de pasajeros por día y un total anual de 8.6 t/CO₂, sin embargo en el mismo estudio estas emisiones son cuantificados como se muestra en la Tabla 8. La diferencia en las emisiones totales de CO₂ con respecto al análisis estequiométrico se puede explicar porque los motores de combustión interna no realizan una combustión completa por lo que se está produciendo más monóxido de carbono y se desperdicia combustible.

Tabla 8. Emisiones y contaminantes en el municipio de Medellín 2005 ocasionada por el sector transporte.

Contaminante Kg/día					
CO	CO ₂	NO ₂	SO ₂	HC	Solidos
112.492	4.512.025	31.309	24.816	7.769	8.071

Fuente: [Alcaldía de Medellín, 2005].

Según el estándar europeo EURO V, ciclo estacionario vigente desde 2008 [Lucas, 2004], las emisiones de CO deben ser 1.5 g/kWh para buses y vehículos pesados. Del estudio de [Alcaldía de Medellín, 2005], las emisiones promedio por vehículo de pasajeros son de 3 g/kWh; superando la norma europea. Como este resultado es un promedio de vehículos de pasajeros, los buses más antiguos pueden estar por encima de este valor.

En un informe de fuentes móviles [EPM, 2008]; se hace un estudio para evaluar las emisiones del sector transporte en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá para buses urbanos que trabajan con diesel según metodología europea. En él estudió se adoptan unos factores de emisión dados en la Tabla 9 y con los cuales se calculan algunas emisiones para una velocidad promedio de 30 km/h de los buses urbanos.

Tabla 9. Factores de emisión de contaminantes para buses.

Producto	Factor de emisión g/Km (velocidades entre 0 y 50Km/h)	Emisión para V=30Km/h (g/Km)
CO	$59,003V^{-0.7447}$	4,7
NOx	$89,174V^{-0.5185}$	15.3
COV	$43,647V^{-1.0301}$	1.3
PM	$7,8609V^{-0.7360}$	0.6

Fuente:[EPM, 2008].

2.1.7 ASPECTO ENERGÉTICO COLOMBIANO

Según la UPME [UPME, 2009]; el petróleo mueve la economía de Colombia. Con la explotación del petróleo se abastecen las necesidades nacionales y se exporta el resto. Sin embargo, la autosuficiencia energética y las exportaciones no se podrán mantener a largo plazo y para un futuro cercano se debe contar con el descubrimiento de nuevos yacimientos. En el informe de la UPME del plan energético nacional 2006-20025; se estima que el pico de producción de petróleo se puede dar hacia el año 2037.

La canasta energética tiene una fuerte dependencia de los derivados del petróleo [UPME, 2009]. El consumo de energía primaria en Colombia en el periodo 1990 – 2005 pasó de 230.660 Teracalorías a 285.950 Teracalorías, siendo el sector transporte el mayor demandante con un 39%, el cual depende en un 91% de la gasolina y el ACPM [UPME, 2007]. De 2003 a 2007 el consumo de gasolina pasó de 88.615 bd (barriles diarios) a 66.777 bd. Esto se explica por el programa de masificación de gas natural en el sector transporte y por la mezcla de gasolina con etanol. En este mismo periodo el ACPM pasó de 70.000 bd a 81.295 bd. La producción de alcohol desnaturalizado alcanzó en el año 2008 los 212 millones de litros.

2.1.7.1 PRECIOS DE COMBUSTIBLES EN COLOMBIA

Los precios de los distintos combustibles en Colombia han estado ligados al mercado internacional del petróleo (ver figura 5). En épocas en los que el precio internacional del petróleo aumentó; los precios internos del combustible aumentaron. Sin embargo para el primer trimestre del 2009 donde el precio internacional del petróleo baja a 40 USD/b [Clavijo, 2009] y el precio de la gasolina en EE.UU. llegó a un nivel de 1,78 USD/g (4.200 \$/g); en Colombia se mantuvo un valor de 7.548 \$/g; valor muy superior al que se paga en EE.UU.

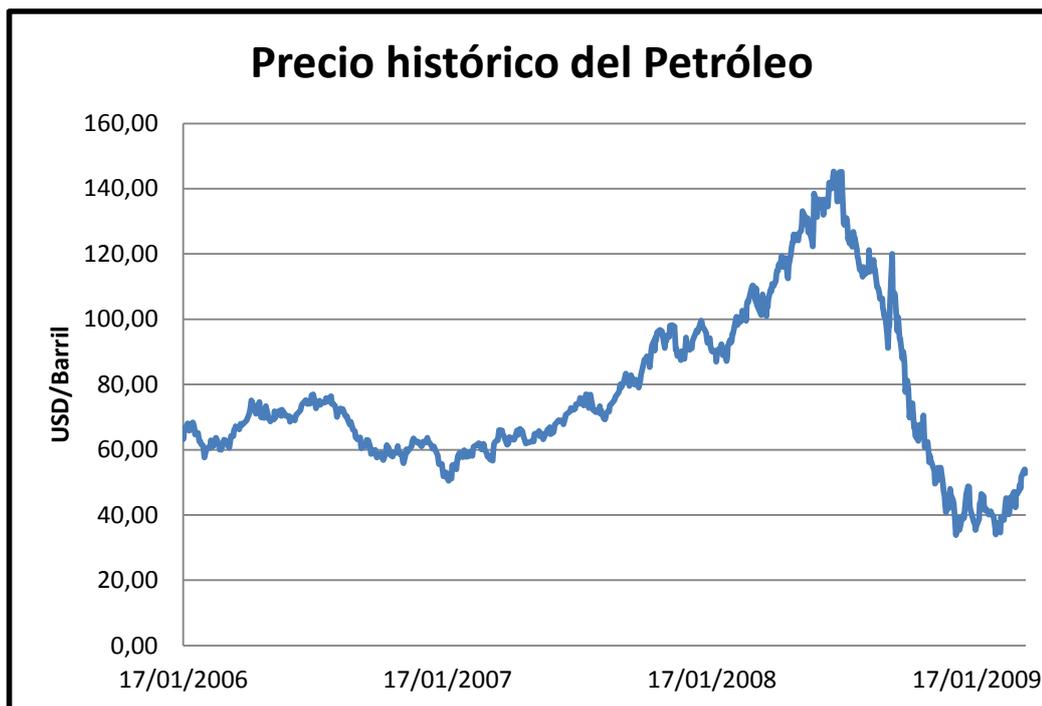


Figura 5. Precio histórico del petróleo en Colombia.

Fuente: Adaptado de [Ecopetrol, 2009].

Por toda la problemática anterior se deben investigar e implementar otras tecnologías de transformación energética, aplicables al sector transporte que sean menos contaminantes, más eficientes, menos dependientes de los derivados del petróleo y más sustentados en los recursos renovables. Se hace entonces necesario formular escenarios de penetración de otras fuentes de energía y tecnologías que permitan la sustitución progresiva de buena parte de los combustibles fósiles, para así tener criterios de decisión a la hora de implementar proyectos que permitan terminar con la dependencia exclusiva de los mismos y los efectos nocivos para la salud y el medio ambiente. En este sentido; la “economía del hidrógeno”⁴, se presenta como una alternativa para ayudar a solucionar el problema ambiental y energético [Nada Zamel, 2006].

2.2 SÍNTESIS DEL PROBLEMA

Aunque en la actualidad los medios de transporte son fundamentales para el desarrollo económico y social de una región; las condiciones bajo las cuales opera el sistema de transporte mundial; este es insostenible [Claus & Wietschel, 2008]. Algunas de estas condiciones están relacionadas con:

⁴ Se trata de un escenario futuro energético en el que el hidrógeno reemplazaría los combustibles fósiles. Para esto se requiere de toda una infraestructura para producir transportar, distribuir y utilizar el hidrógeno [Bravo, 2006].

- El crecimiento de la población ligado al aumento de automotores.
- Crecimiento económico.
- Tecnología y eficiencia de los automotores.
- Combustibles empleados por los motores, cantidad empleada, disponibilidad y precios de combustibles.
- Contaminantes producto del uso de estos combustibles en el sector transporte.

El Área Metropolitana del Valle de Aburrá no es ajena a esta problemática, es decir el sistema de transporte utilizado también depende de los derivados del petróleo, causando un impacto negativo para la salud y el medio ambiente. En Colombia el precio de combustibles depende de los precios que se dan en el mercado internacional y por esto también tienden al alza. Además se prevé que la disponibilidad del petróleo no se podrá sostener a largo plazo.

El aumento del parque automotor y la baja eficiencia de los motores de combustión interna usados en el sector transporte contribuyen a la insostenibilidad a futuro de este sector.

Aunque en Colombia se han implementado algunas estrategias que apuntan a aliviar la problemática, entre los cuales se pueden mencionar algunos: programas para aumentar la eficiencia de los motores, programa de chatarrización, medidas para mejorar el mantenimiento de los vehículos, campañas de pico y placa, desarrollo de proyectos de transporte masivo, incentivos a la producción de gasolinas verdes y mezclas de etanol con gasolina y programas para dar a conocer la tecnología de los carros eléctricos; se deben explorar otras alternativas que ayuden a solucionar el problema de una forma más eficiente.

En ese sentido en el mundo se están introduciendo nuevas tecnologías aplicables al sector transporte que posibilitan un menor impacto para el medio ambiente, la disminución de gases contaminantes, el uso más intensivo de las energías renovables, una menor dependencia de los derivados del petróleo, el aumento en la eficiencia de los recursos energéticos y una mayor posibilidad de fuentes energéticas.

En el desarrollo de esta investigación se realiza un acercamiento a la aplicación de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá. Para esto se realizó un análisis para determinar los costos en que se incurre para la producción, transporte y distribución de hidrógeno y los asociados a la implementación de una flota de 20 buses de servicio público funcionando con celdas de combustible.

Por medio de un trabajo con grupos de expertos se pudo determinar los diferentes escenarios bajo los cuales las celdas de combustible se pueden empezar a introducir en el Valle de Aburrá en el año 2020. En este aspecto se utilizaron y adaptaron herramientas de análisis prospectivo que permitieron encontrar, clasificar, priorizar las variables estratégicas en proyectos de este tipo.

Las preguntas de investigación que se responden con el desarrollo de este proyecto cubren los siguientes aspectos que aplican especialmente para el Valle de Aburrá:

- ¿Qué beneficios ambientales y para la salud trae el empleo del hidrógeno en lugar de los derivados del petróleo como combustibles para automotores en el Área Metropolitana del Valle del Aburrá?
- ¿Cuál es el punto de partida para la penetración de las celdas de combustible.
- ¿Qué infraestructura se requiere para usar el hidrógeno en el sector transporte?
- ¿Qué tecnologías de las celdas de combustible son aplicables al sector transporte?
- ¿Cuál será la evolución de costos asociados a la incorporación del hidrógeno en el sector transporte?
- ¿Cuáles son los requerimientos energéticos para la producción de hidrógeno?
- ¿Cuáles son las variables estratégicas para desarrollar un proyecto de celdas de combustible en el Valle de Aburrá.

3. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

El sector energético colombiano está afrontando un problema para la sostenibilidad de un sistema de movilidad limpia debido a la lenta evolución de la tecnología en el sector transporte y a las presiones de tipo ambiental en Colombia y en el mundo. El uso de Diesel y gasolina por parte del sector transporte, consumen el 82% de los derivados del petróleo en Colombia [Acevedo, 2003], lo que trae como consecuencia el deterioro del medio ambiente y la salud de los colombianos.

Ante esto, el gobierno de Colombia ha implantado algunas medidas y proyectos que pretenden enfrentar el problema:

- Impulsar programas de aumento de eficiencia en los motores para transporte público entre los que se encuentran los programas de chatarrización, importación de motores de última generación, ajuste de los periodos de mantenimiento de motores, obligación del certificado de emisiones, entre otros.
- Programas de pico y placa en las principales ciudades del país.
- Fomento a proyectos de transporte masivo (Metro, Metro cables, MÍO de Cali y Transmilenio).
- Incentivos a la producción y uso de biocarburantes en el transporte público del país entre los que se encuentran las gasolinas verdes y las mezclas de etanol con gasolina.

El gobierno nacional impulsó el programa de masificación de gas natural y la reconversión del parque automotriz a GNC (gas natural comprimido). Esta medida pretende disminuir el impacto ambiental, sin embargo, desmejora el desempeño de los vehículos (entre un 10% y 15%) causado por la existencia de diferentes pisos térmicos en Colombia que influyen notablemente en la cantidad de oxígeno necesario para que el motor desarrolle su potencia habitual, es decir la desarrollada antes de la conversión a gas natural [Castaño & Patiño, 2003]. Además se están presentando inconvenientes de contaminación por la combustión incompleta del combustible.

El uso del gas natural en el sector transporte ha tenido un crecimiento importante en los últimos años, sin embargo, no es tan claro que se disponga de suficiente oferta para atender la demanda, la UPME prevé un crecimiento anual del 3.5% de consumo de gas natural hasta el 2020, para un consumo final de 1.146 MPCD (millones de pies cúbicos día). Para esto se basa en la entrada en producción de nuevos campos y la importación de gas desde Venezuela [UPME, 2009]. En La proyección presentada en el 2011 y en un escenario medio se estima un crecimiento de 1.6% hasta el año 2021 y un

1.8% hasta el 2030 lo que representaría un consumo de gas natural de 1034 MPCD (millones de pies cúbicos día) [UPME, 2011]

El consumo de gas natural como combustible para el sector de transporte es el que más crecimiento ha desarrollado, al reportar un aumento en el consumo de 14 GBtu/día en el 2003 (29.922 vehículos) a 84 GBtu/día en el 2008 (261.458 vehículos y 450 estaciones). Clave importante de esta masificación obedece a los incentivos financieros otorgados por parte de las entidades del gremio del gas a las conversiones vehiculares. En el 2008, Medellín contaba con 29.593 vehículos funcionando con GNV atendido por 46 estaciones [UPME, 2009]. Para el 2009 la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia registra 592 estaciones en Colombia y 64 en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá. En cuanto las conversiones a gas natural; en el 2009 se cuentan con 397.075 vehículos en Colombia y 40.351 en Antioquia [UPME, 2011]

La participación del gas natural dentro de la canasta energética entre 1997 y 2008 pasa del 7% al 17%. Aunque ha caído la participación del petróleo y sus derivados; estos todavía tienen una participación importante dentro de la canasta energética total, esto también ocurre a nivel mundial [UPME, 2010]. Para el 2009 ya el gas natural cuenta con una participación del 23,6% [UPME, 2011].

El programa de masificación del gas natural está enmarcado dentro del programa de movilidad limpia que tiene como estrategia el reordenamiento del tráfico vehicular, el mejoramiento de la calidad de los combustibles y las mejoras tecnológicas de los motores [Acevedo, 2003]. No obstante, a pesar de las ventajas del gas natural existen algunas variables que inciden en su dinamismo e impacto en el sector automotriz colombiano como son:

- La no existencia de un esquema tarifario de combustible de mayor estímulo hacia el uso del gas natural vehicular.
- Mejoras a los programas de financiación para la conversión de vehículos.
- Mejoras a los incentivos y exención de impuestos por la utilización de tecnologías limpias.
- Falta de estudios detallados relacionados con la pérdida de potencia debido a la reconversión teniendo en cuenta las condiciones atmosféricas existentes en Colombia, como son: la altura sobre el nivel del mar, la temperatura y la humedad relativa.
- Faltan evaluaciones de la incidencia de la composición química de los principales gases colombianos como Guajira, Cusiana y Apiay en el desempeño mecánico de los motores reconvertidos a gas natural.
- Lentitud en el desarrollo del programa de masificación del Gas natural lo que ocasiono que muchos vehículos pesados de transporte público se pasaran a motor diesel en lugar de GNC.

El futuro de la ciudad con el transporte masivo es la tecnología eléctrica y está respaldado por la tradición histórica de Medellín como epicentro de empresas líderes en la generación eléctrica para el país y el mundo. El sistema integrado de transporte masivo de pasajeros en el Área Metropolitana del Valle de Abura ha venido trabajando con esta tecnología desde 1995 con la entrada en operación del sistema Metro. En el mundo ya están en circulación más de 50.000 vehículos eléctricos y se espera que el desarrollo de este mercado aumente considerablemente en los próximos años [BIRD, 2011].

Luego de la entrada en operación del sistema Metro, se han agregado al sistema de transporte masivo dos Metrocables en 2004 y 2008 que llegan hasta barrios altos de la ciudad. En la actualidad está en desarrollo el tranvía por la calle Ayacucho y se está realizando la ampliación del Metro hacia el sur y la instalación de dos nuevos cables hacia los barrios el Pinal y las Estancias. Para los próximos años se espera construir los corredores de la avenida 80, avenida Oriental hasta la 80, avenida 34, San Antonio de Prado, zona nororiental y quebrada la García y ampliar el Metro en la zona norte [BIRD, 2011].

Con el tiempo y gracias a las economías de escala se podrán obtener carros eléctricos menos costosos que los tradicionales de combustión interna, con menores costos de operación y mantenimiento y más confortables. Esta tecnología permite mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, ocasionando menor contaminación, menos ruido y dando un impulso al desarrollo industrial [BIRD, 2011].

Para que la tecnología de los vehículos eléctricos se pueda desarrollar en El Área Metropolitana del Valle de Aburrá y en las demás regiones de Colombia, se requiere del apoyo del gobierno nacional por medio de los ministerios del medio ambiente, vivienda y desarrollo territorial y la industria. Algunos de estos apoyos tienen que ver con la reducción arancelaria y el IVA para la importación de la tecnología, así como para la creación de incentivos para el apalancamiento de proyectos de esta tipo [BIRD, 2011].

La regulación para la protección del medio ambiente también es requerida. En este sentido el gobierno nacional adopto la normativa EURO 4 para reducir las emisiones de material particulado en un 87% asociado a la producción de diesel con menos de 50 ppm. Esto facilita la implementación sistemas con vehículos eléctricos, híbridos y con gas natural que producen menos contaminación [BIRD, 2011].

En el transporte público mundial están apareciendo las celdas de combustible como nueva estrategia para aumentar la eficiencia, disminuir la dependencia de los derivados del petróleo y disminuir el impacto ambiental. El presente estudio tiene como objetivo principal definir los posibles escenarios bajo los cuales las celdas de combustible se usarían en forma intensiva en el área Metropolitana del Valle de Aburrá.

4. HIPÓTESIS

En los escenarios a corto, mediano y largo plazo es posible económicamente la penetración de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá.

5. OBJETIVOS

5.1. OBJETIVO GENERAL

Establecer los escenarios para la penetración de las celdas de combustible en el sector de transporte masivo del Valle de Aburrá.

5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Definir aspectos técnicos y económicos, para que una parte de la flota de transporte público de pasajeros del Valle de Aburrá, opere con celdas de combustible.
- Definir aspectos ambientales derivados del empleo de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá.
- Definir las principales variables que posibiliten internalizar los costos externos debidos a los beneficios obtenidos en materia ambiental y para la salud al intensificar el uso de energías renovables para la obtención del hidrógeno.
- Identificar las señales que potencien la penetración de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá, específicamente en el sector de transporte público de pasajeros.

6. MARCO TEÓRICO

6.1 ESTADO DEL ARTE

6.1.1 HIDRÓGENO

6.1.1.1 GENERALIDADES

El hidrógeno es el elemento químico más ligero de la naturaleza y forma parte de cerca del 75% de la materia total del universo [López, 2009], siendo el más abundante. En su forma más común está formado por un protón y un electrón. En condiciones normales es un gas diatómico (H_2) ya que en forma monoatómica tiene una vida muy corta. Debido a su ligereza escapa fácilmente a la atmósfera por lo que es muy escaso en la tierra en forma pura [JLab, 2012].

La configuración electrónica del hidrógeno es $1S^1$ (ver figuras 6 y 7), por lo que se tiene que asociar con otro átomo de hidrógeno para formar la molécula H_2^5 . El hidrógeno puede formar compuestos con la mayoría de elementos. La molécula de hidrógeno H_2 , es en condiciones normales un gas incoloro, inodoro e inflamable [JLab, 2012].

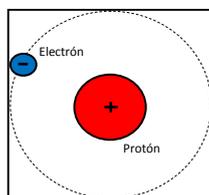


Figura 6. Átomo de hidrógeno
Fuente: Elaboración propia

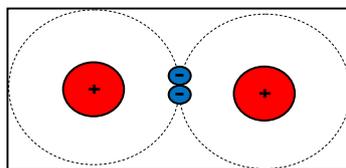


Figura 7. Molécula de H_2 .
Fuente: Elaboración propia.

⁵Existe una tendencia de los átomos a tener en su último nivel de energía ocho electrones propiciando enlaces con otros átomos para lograr tener este número de electrones. El átomo de hidrógeno tiene una vida muy corta, por lo que se debe unir con otro átomo de hidrógeno para formar la molécula de H_2 propiciando enlaces con otros átomos para lograr tener este número de electrones.

En la Tabla 10 se puede observar cómo el hidrógeno es el combustible que tiene la mayor energía específica por unidad de masa (125.000 kJ/kg) comparado con la gasolina (44.500 kJ/kg) y el gas natural (48.000 kJ/kg); Sin embargo, es el que tiene menor energía específica por unidad de volumen (10.400 kJ/m³), ocupando mucho más espacio que otros combustibles como la gasolina (32.000.000 kJ/m³) y el gas natural (37.300 kJ/m³). Ante esta desventaja se están desarrollando actualmente tecnologías para trabajar el hidrógeno a altas presiones o utilizarlo en forma líquida, aspectos que incrementan considerablemente los costos del sistema [Kruger, 2006]. En vista que la molécula de hidrógeno se encuentra asociada con otros elementos; este no puede ser considerado como una fuente energética primaria, sino como un vector energético⁶.

Tabla 10. Datos del hidrógeno donde se incluyen sus propiedades energéticas.

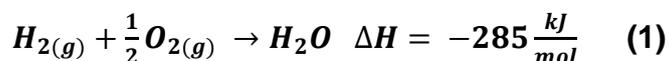
Configuración electrónica	1s ¹		
Número atómico	1		
Masa atómica	1,00794	g/mol	
Densidad (g)	0,0899	g/l	
Densidad (l)	71	g/l	
Energía específica	125.000	kJ/kg	
Energía volumétrica	10.400	kJ/m ³	Estado libre
Energía volumétrica	1.510.000	kJ/m ³	Gas a 2400 PSI
Energía volumétrica	8.520.000	kJ/m ³	Líquido
Punto de ebullición	-252,8	°C	
Temperatura crítica	-239,9	°C	
Presión crítica	190.8	PSIa	
Volumen específico	12.00	m ³ /kg	
Capacidad calorífica	6.89	BTU/lb mol °F	
Limites de inflamabilidad	4-75%		
Temperatura de ignición	585	°C	
Poder calorífico superior	142,5	MJ/kg	
Poder calorífico inferior	120	MJ/kg	

Fuente: [Kruger, 2006].

En un proceso de combustión, el hidrógeno reacciona con oxígeno desprendiendo energía y formando agua. La reacción que tiene lugar es la que se muestra en la EC.1. Esto indica que por cada 2 gramos de hidrógeno y 16 gramos de oxígeno sometidos a presión constante; se liberan 285 kJ de energía

⁶ Un vector energético es una energía que no se encuentra directamente en la naturaleza. Requiere de una energía primaria para producirla.

formándose 18 gramos de agua. De esto se desprende que el poder calorífico superior del hidrógeno es 142,5 MJ/kg y el inferior es de 120 MJ/kg.



6.1.1.2 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE HIDRÓGENO

La producción mundial actual de hidrógeno es de 45 millones de toneladas al año. La mayor parte es obtenida a partir del gas natural (96%), mientras que el valor restante (4%), se obtiene a partir de la disociación del agua mediante electrólisis. El 50% del hidrógeno producido se utiliza en la industria química para producir amoníaco empleado en la fabricación de fertilizantes y explosivos; un 37% se produce y utiliza en la industria del petróleo, un 8% en la fabricación de metanol y un 5% para procesos de metalurgia y aplicaciones químicas, analíticas y espaciales.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos estima que necesitarían unos 150 millones de toneladas de H₂ en el 2040, solo para las aplicaciones en el transporte vehicular. El consumo medio de un automóvil se estima en un kilogramo de hidrógeno cada 100 km, o unos 200 kg al año, suponiendo recorridos del orden de 20.000 km [Bravo, 2006].

6.1.1.3 RECURSOS Y PROCESOS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

La materia prima para la producción de hidrógeno proviene principalmente de los combustibles fósiles como gas, carbón y derivados del petróleo; los recursos renovables como el agua o la biomasa [Bravo, 2006] y el sol.

Dependiendo de la forma de producción, el uso de hidrógeno implica poca o cero emisiones de gases contaminantes y de CO₂ cuando se utiliza en celdas de combustible. Mientras que el uso de la gasolina por medio de los motores de combustión interna (MCI), entrega emisiones de 1,97 g de CO₂ equivalente/km; las celdas de combustible operando con hidrógeno producido a partir del GN producen 0,93 g CO₂ equivalente/km [Kruger, 2006].

Las tecnologías de producción actuales se encaminan a la electrólisis y el reformado de gas natural. También puede ser obtenido a partir de la gasificación del carbón y la biomasa, la separación del agua por calentamiento a alta temperatura, por foto electrólisis y por procesos biológicos [IEA, 2005].

La producción de hidrógeno requiere la utilización de fuentes primarias de energía como la electricidad, las energías renovables o la energía nuclear. También están en desarrollo otras tecnologías como el calor de alta temperatura de origen solar o nuclear [Bravo, 2006].

En la Tabla 11 se presentan las principales fuentes para la producción de hidrógeno, tecnologías de uso y los sectores que lo utilizan [CE, 2003].

Tabla 11. Fuentes para la producción de hidrógeno, sectores y tecnologías para su uso.

Suministro	Carbón	Gas natural	Energías renovables				Eléctrica	Termo nuclear
			Solar	Solar fotovoltaica	hidroeléctrica	Viento	Nuclear	
			Térmica Biomasa	Electrólisis				
Demanda	Motores de combustión interna	Motores con celdas de combustible	Celdas de combustible				Procesos de síntesis	Turbinas y máquinas de combustión interna
			Comercial	Residencial	Terciario	Poligeneración		
	Transporte							

Fuente: [CE, 2003].

En la Figura 8 se destacan las diferentes fuentes y procesos para la producción de hidrógeno. En ella se muestra como el hidrógeno puede ser obtenido a partir de energías renovables y no renovables a través de diferentes procesos entre los que se destacan la electricidad y el reformado del gas natural.

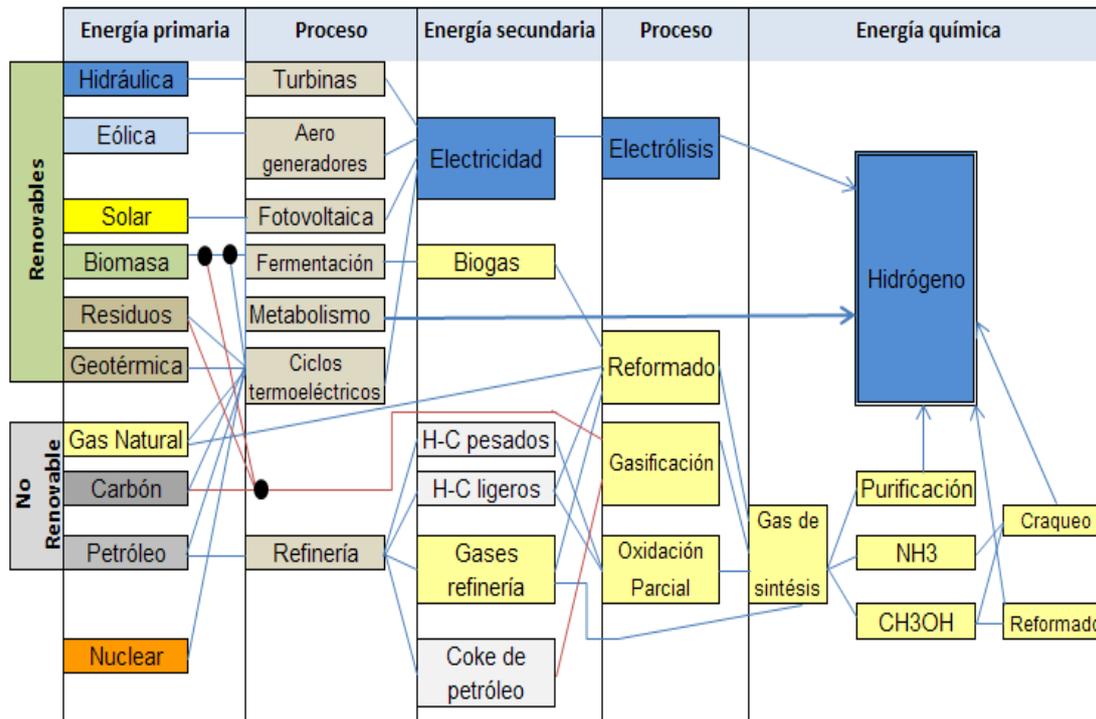
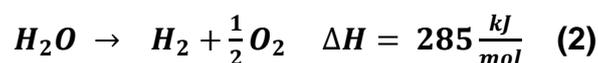


Figura 8. Fuentes y procesos para la producción de hidrógeno.
Fuente: [García, 2008].

La pureza del hidrógeno depende del uso de este; por ejemplo, para las celdas de combustible PEM debe ser de un 99,999%, mientras que para un motor de combustión interna puede ser de 99,8% [HIRC, 2006].

6.1.1.4 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ELECTRÓLISIS

En la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis, el agua se descompone⁷ [DOE, 2004] en hidrógeno y oxígeno al inyectarle energía eléctrica según la EC.2. La electrólisis es el método preferido en las centrales, debido a la disponibilidad de electricidad y a la posibilidad de modular la producción en función de la demanda de forma sencilla⁸.



Para la electrólisis del agua se tienen dos tipos de electrolizadores: el alcalino y el de polímero sólido.

⁷ Del análisis estequiométrico de la ecuación 2 se deduce que producir 100 Kg de H₂ por electrólisis requiere de 900 kg de H₂O (0.9 m³)

⁸ En las centrales hidroeléctricas tienen la posibilidad de producir hidrógeno en épocas de poca demanda de energía o en períodos donde los embalses están muy altos y no se requiere mucha producción de energía eléctrica.

Para el proceso de la electrólisis alcalina se requiere de un electrolizador que consiste de dos electrodos llamados cátodo y ánodo, sumergidos en una solución acuosa, comúnmente de hidróxido de potasio KOH (30%-40%) llamada electrolito cuya función es aportar los iones (hidroxilos OH^- y potasio K^+) encargados de la conducción en el interior de la celda electrolítica. El electrolito se usa para vencer la resistencia eléctrica del agua pura (100 Ohm/cm). Cuando por el par de electrodos se hace circular una corriente eléctrica; se forma hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo.

En medio de los electrodos también se debe disponer de un diafragma (puede ser amianto); que separe el compartimento anódico y catódico (ver Figura 9), de tal forma que solo se permita el paso de los iones que transmiten la carga del cátodo al ánodo y se impida la mezcla del hidrógeno y el oxígeno [Serrano García & Muciño, 2007].

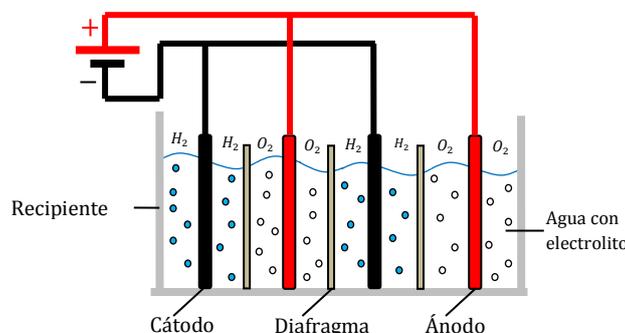
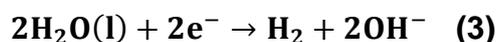
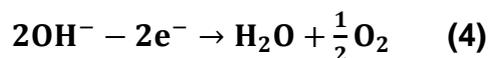


Figura 9. Electrolizador alcalino.
Adaptado de: [Ulleberg, 2003].

En el electrolizador el oxígeno se produce en el ánodo y el hidrógeno en el cátodo mediante las siguientes reacciones: En el cátodo el electrodo cede dos electrones de la terminal negativa de la fuente de voltaje lo que provoca que las dos moléculas de agua se disocien en una molécula de H_2 y dos iones OH^- (EC.3).



En el ánodo el electrodo recibe dos electrones con lo cual los iones OH^- se convierten en una molécula de agua y media de oxígeno (EC.4).



Los electrodos deben ser resistentes a la corrosión, tener buena conductividad y buenas propiedades catalíticas. Los catalizadores sirven para

acelerar el proceso de desprendimiento en las moléculas o aumentar la velocidad de las reacciones.

El tipo de electrolizador de polímero sólido incluye una membrana de intercambio de protones, también llamada PEM (*Polymer Electrolyte Membrane*) que hace las veces de separador y de electrolito (ver figura 10). En este caso el ion conductor es H^+ . La membrana en estado anhidro tiene baja conductividad pero cuando se hidrata es muy buena conductora de protones. Al no requerir un electrolito líquido, el diseño es más simple y son más seguras (el KOH ataca los materiales de los electrodos y se requiere de una bomba para la recirculación del electrolito), el peso y tamaño son menores. Los equipos de purificación son menos exigentes (se consiguen purezas de 99,999%), y requieren menos mantenimiento. Este tipo de electrolizador puede soportar presiones y temperaturas más altas y se pueden utilizar en aplicaciones estáticas y móviles. Tiene la desventaja del limitado tiempo de vida útil de las membranas cinco años [Soriano, 2010].

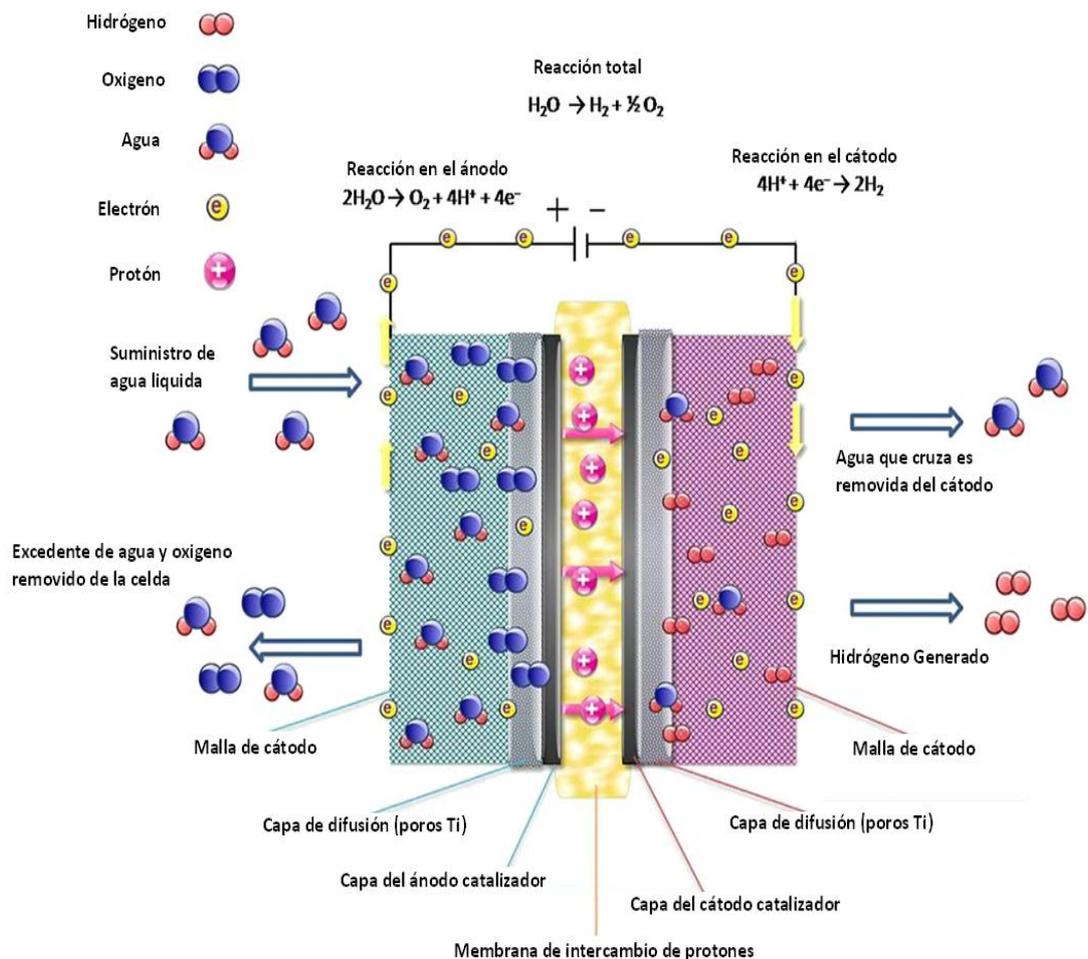


Figura 10. Reacción en un electrolizador PEM.

Fuente: [Faruk, Becerikli, & Mat, 20011].

El electrolito de membrana permite la transferencia de iones positivos H^+ del ánodo al cátodo y separa los gases de hidrógeno y oxígeno.

Una instalación electrolítica se compone principalmente de un rectificador de corriente, celdas electrolíticas, purificador de agua, unidad de preparación y bombeo del electrolito, unidad de refrigeración y bombeo de los gases, catalizadores para purificar el H_2 y el O_2 , unidad de secado y unidad de almacenamiento.

La presión y la temperatura influyen en la eficiencia del electrolizador. A más presión mejor eficiencia pero aumentan los costos. El rango de presiones que se pueden encontrar varía entre la presión atmosférica y 20 MPa. Con una eficiencia típica de un electrolizador del 65% se requieren entre 4.2 y 4.8 kWh/Nm³ de H_2 producido, a altas temperaturas la eficiencia puede ser cercana al 85% [Bravo, 2006].

En un caso particular del electrolizador *HYDROGENICS* [Hydrogenics, 2011] se tiene una capacidad de producción de 60 Nm³ H_2 /h a una presión de 363 PSI y requiere 4,8 kWh/Nm³ de H_2 . Si se quiere comprimir a 3.000 PSI se deben adicionar 1,2 kWh/Nm³ de H_2 , o sea que para tener hidrógeno listo para el consumo bajo estas condiciones se requieren 6 kWh/Nm³ de H_2 .

El contenido energético de un kilogramo de H_2 es de 39,6 kWh (PCS). La máxima eficiencia energética de un electrolizador es cerca del 85% [HIRC, 2006]. Para un electrolizador corriente que tenga una eficiencia del 75% el consumo de energía para producir este kilogramo de H_2 sería aproximadamente 53 kWh. Para producir un kg de H_2 ; se requieren 142.500 kJ de energía que equivalen a 39.6 kWh. En la figura 11 se muestra la apariencia externa de un electrolizador.



Figura 11. Apariencia externa de electrolizadores HG MAX con salida de 0.5 a 30 Nm³/h de H_2 . Fuente: [Claind, 2010].

6.1.1.5 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL GAS NATURAL

El gas natural es una fuente de producción de hidrógeno a través de los procesos de: Reformado del metano con vapor (SMR), oxidación parcial y el reformado auto térmico. Los procesos pueden incluir combinaciones de estas tecnologías con las cuales se puede conseguir pequeños intercambios de calor. En la Figura 12 se muestra un proceso de producción de hidrógeno a través de un proceso SMR con remoción de CO₂. Este proceso requiere la inyección de vapor al sistema y utiliza gas natural como materia prima.

El reformado con vapor es un proceso endotérmico con eficiencia hasta del 85% (en presencia de un catalizador para acelerar la reacción) que consiste en hacer reaccionar el metano con vapor de agua a temperaturas altas (entre 700 °C y 850 °C) y una presión entre 3 y 25 bar (43 a 362 PSI). Como producto se obtiene hidrógeno y monóxido de carbono. Para aprovechar el contenido energético del monóxido de carbono se somete a un proceso “*water-gas shift*” en presencia de un catalizador [Pilavach & Chatzipanagi, 2009] el cual consiste en la reacción exotérmica del monóxido de carbono con agua para obtener CO₂ e hidrógeno.

En el proceso de oxidación parcial, el oxígeno y el metano reaccionan para producir hidrógeno y monóxido de carbono (exotérmico). Luego el monóxido de carbono reacciona con vapor de agua para producir más H₂ y CO₂ (endotérmico).

El proceso de reformado auto térmico es una combinación balanceada del reformado de metano y la oxidación parcial a altas temperaturas (950 a 1.100°C) y una presión de 100 bar (1.450 PSI). En la tabla 12 se muestran las reacciones para producir H₂ de combustibles fósiles.

Tabla 12. Reacciones para producir H₂ de combustibles fósiles.

Proceso	Reacción	Entalpia (kJ/mol)
Reformado de vapor	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$	-206
	$C_nH_m + nH_2O \rightarrow nCO + (n + \frac{m}{2})H_2$	-1175
	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	41
Reformado de CO ₂	$CH_4 + CO_2 \rightarrow 2CO + 2H_2$	-247
Reformado auto térmico	$CH_4 + 3/2O_2 \rightarrow CO + 2H_2$	520
	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$	-206
	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	41
Oxidación parcial catalítica	$CH_4 + O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2$	38

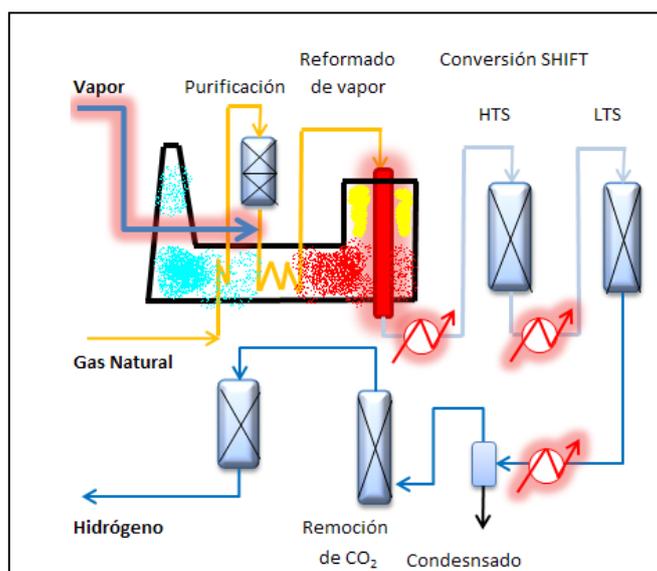
Fuente: [IEA, 2005].

En la Tabla 13 se pueden observar las eficiencias asociadas a las diferentes tecnologías de reformado.

Tabla 13. Eficiencias para diferentes tecnologías de reformado.

Tecnología	Eficiencia (LHV) %
Reformado de metano con vapor	71 a 76
Oxidación parcial	66 a 76
Reformado auto térmico	66 a 73
Potencial para nuevas tecnologías por reformado	>75

Fuente: [IEA, 2005].

**Figura 12. Proceso de reformado de GN con vapor (SMR). Adaptado de: [Mintz, 2002].**

6.1.1.6 COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

El costo de producción de hidrógeno depende principalmente del tipo de tecnología a utilizar, de la eficiencia de conversión de dicha tecnología, de la pureza del hidrógeno a obtener, del costo de la energía primaria necesaria para la producción y del costo de operación y mantenimiento de los procesos de producción.

6.1.1.7 COSTO DE ELECTROLIZADORES

Los Electrolizadores tienen en la actualidad costos muy variables debido a su limitado mercado (Ver tabla 14). Generalmente el suministro de los

electrolizadores se realiza de acuerdo a las necesidades del cliente. Los costos también dependen del fabricante, llegándose a encontrar hasta el 100% de diferencia de precio para electrolizadores de diferente fabricante pero de igual capacidad de producción. Cuando el mercado de los electrolizadores se desarrolle; los costos de los equipos bajaran considerablemente en la medida que se logren economías de escala y se obtenga una producción en serie de los electrolizadores [HIRC, 2006].

Para ilustrar estas diferencias; en la Tabla 14 se muestran los costos de electrolizadores alcalinos comerciales (precios entre 2003 y 2007), siendo este costo función del tamaño de la planta de H₂, de la presión de salida, de la eficiencia, de la pureza del producto y del fabricante. El costo del electrolizador también está en función del número de unidades producidas. Entre mayor sea la potencia del electrolizador y mayor las unidades producidas; menor será el costo específico de los electrolizadores.

Tabla 14. Fabricantes de electrolizadores, costos y especificaciones.

Variable	Unidad	Casale Chemicals S.A.	ErreDue	Hydrogen Systems	Hydrogen Systems	Norsk Hydro	Teledyne Energy Systems
Producción	Nm ³ /h	10	20	10	10	10	11,2
Pureza	%	99,8	99,7	99,8	99,999	99,8	99,999
Presión	bar	10	6	10	25	30	7
Consumo específica	kWh/Nm ³		6	4,2	4,2	4,8	6,1
Costo	Dólares	241.423	127.065	165.184	209.657	330.368	150.000
Potencia	kW	47	66	33	33	33	37
Costo específico	US\$/kW	5.121	1.925	5.006	6.353	10.011	4.058

Adaptada de: [HIRC, 2006], [Soriano Sastre, 2010].

En cotización realizada por el fabricante de electrolizadores “ILT tecnologías” en septiembre de 2010, se encontraron electrolizadores con capacidad de producción de 1 kg de H₂/h (12 Nm³/h), 5 bar de presión y una pureza del 99.5% con un precio de 1.321 USD/kW. Unidades de iguales características con el doble de capacidad de producción tienen un costo de 1.286 USD/kW. Estos valores reales son muy inferiores a electrolizadores de semejantes características reseñados en la Tabla 14 con precios de 2007. Sin embargo otra consulta realizada con la empresa ARIEMA, se obtuvieron costos específicos de 8.700 USD/kW para una unidad con capacidad de 1,7 kg de H₂/h y de 4.200 USD/kWh para una unidad de 8.3 kg de H₂/h.

En la Figura 13 se muestra la curva de aprendizaje para la producción de electrolizadores por parte de un fabricante. Para 2020 y con niveles de producción de 100.000 unidades/año se pueden conseguir electrolizadores de 1 kW a 1.000 euros.

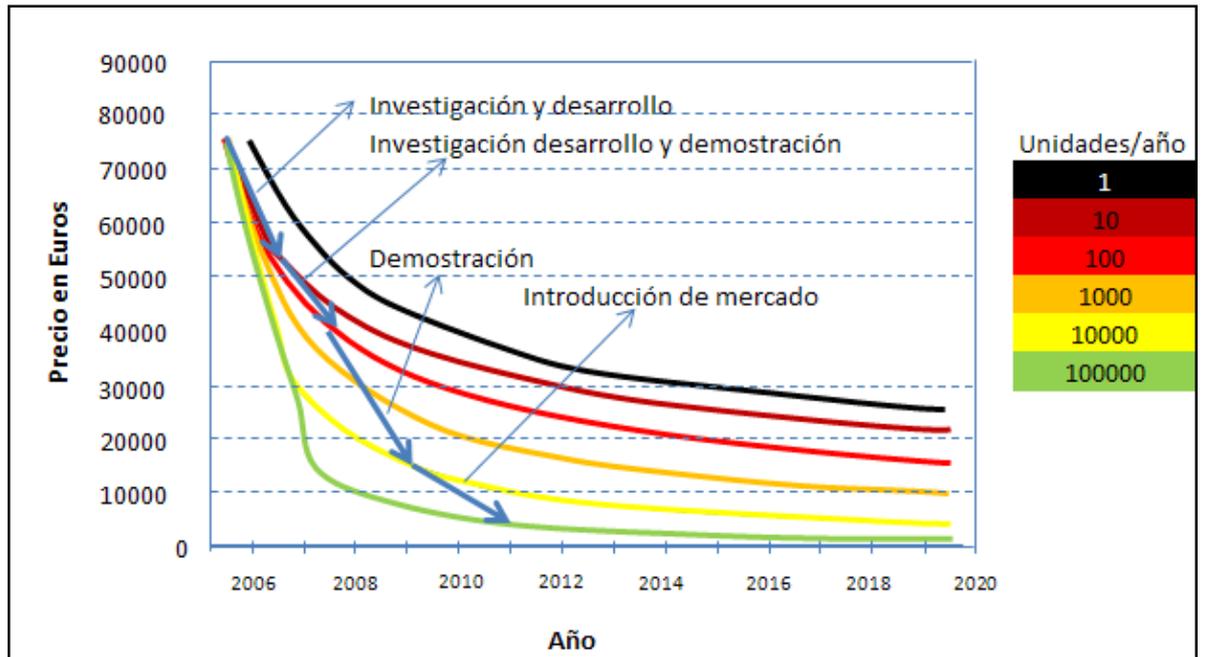


Figura 13. Curva de aprendizaje de electrolizadores.
Adaptada de: [Dantherm, 2008].

En la Figura 14 se muestra como el costo de producción del hidrógeno depende de la capacidad de producción y de las unidades vendidas de electrolizadores. El costo de producción disminuye pronunciadamente de acuerdo a las unidades comercializadas y el número de vehículos abastecidos por cada estación de suministro.

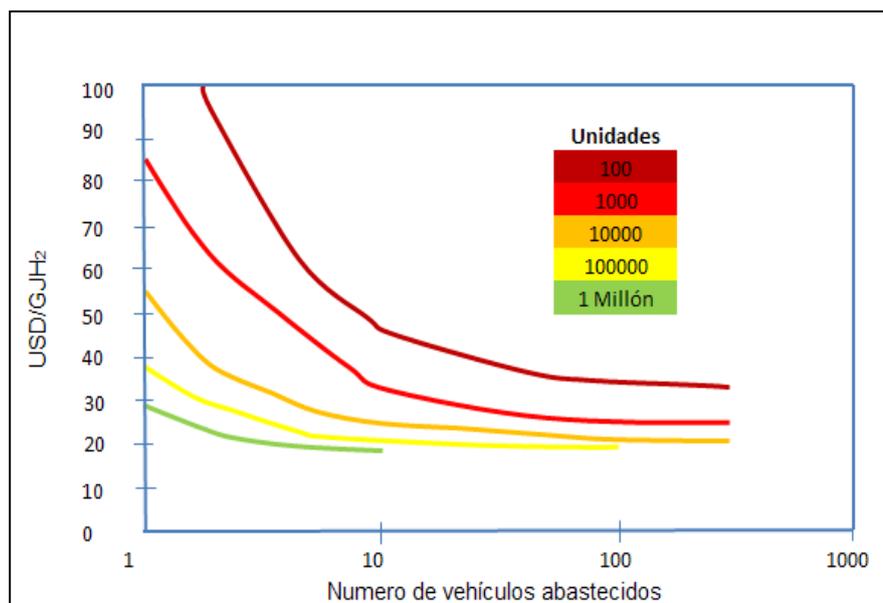


Figura 14. Costo de producción de hidrógeno en función de la capacidad de producción y de las unidades vendidas.
Adaptada de: [IEA, 2005].

El costo actual de un sistema de electrolizador en capacidad de realizar el llenado de 120 carros diariamente (un sistema de cerca 700 kW que suministra 20 kg/h de H₂) es de alrededor 1.000 USD/kW [IEA, 2005]. Este dato se encuentra dentro de los valores reportados en la Tabla 14. Se espera que el costo de electrolizadores basados en celdas de combustible operando en forma inversa⁹ disminuyan su costo a alrededor 125 USD /kW durante los próximos 15 o 20 años (2015 a 2020). De igual manera los costos de las celdas de combustible PEM para vehículos pueden caer hasta 50 USD /kW o 100 USD /kW. Esto también está de acuerdo con la escala de disminución de costos mostrado en la curva de aprendizaje de la Figura 13. En adelante se seguirán adoptando los valores recomendados por la IEA para determinar el costo de los electrolizadores a 2020.

El costo de operación y mantenimiento de un sistema electrolizador puede ser del 4% anual del costo de inversión [HIRC, 2008]. Sin embargo, este costo puede ser despreciable si se evita el uso de compresores que aumentan el costo del sistema a más de 760 USD /kW y un consumo eléctrico del 10%¹⁰.

6.1.1.8 Costo de sistemas SMR para la producción de hidrógeno

En la Figura 15 adaptada de [IEA, 2005] y de [Mintz, 2002], se puede observar la dependencia del costo de los sistemas de producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor; del tipo de producción y de la capacidad instalada. Los costos de sistemas descentralizados son hasta 10 veces más altos que sistemas centralizados. Los costos de los sistemas SMR disminuyen considerablemente al aumentar la capacidad de producción. La tecnología de producción de hidrógeno por reformado de metano es más madura que la de los electrolizadores, ya que la disminución de costos por mejoras en la tecnología no será tan pronunciada [IEA, 2005]. En este sentido se espera que la disminución de costos ocurra por mejoras en sistemas SMR de baja capacidad. Para una unidad con una potencia de 1.650 kW el costo del equipo es de 3.091 USD/kW (año 2002).

⁹ Sistema de celda al que se le aplica energía eléctrica para obtener hidrógeno.

¹⁰ Al aumentar la presión de trabajo del electrolizador; se evitan pérdidas por la compresión en otros equipos [HIRC, 2008].

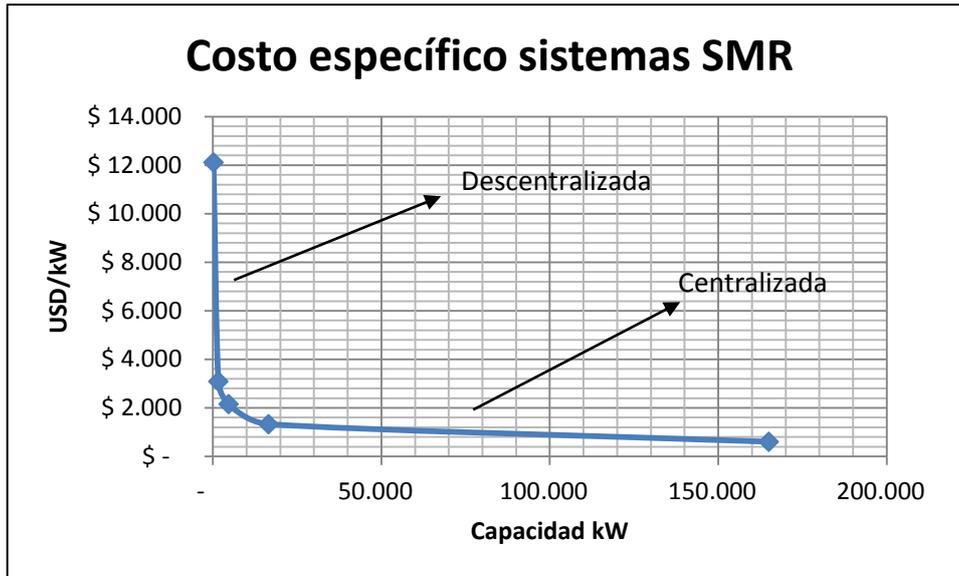


Figura 15. Costo específico de sistemas SMR.
Adaptado de: [IEA, 2005] y [Mintz, 2002].

En la Tabla 15 se muestra un comparativo de costos específicos para equipos de producción de hidrógeno tipo SMR en la industria [Weinert J., 2005]. Los valores son principalmente para el año 2004. Se nota una tendencia de disminución en el costo específico a medida que aumenta la capacidad de producción de H₂. Comparando la tabla 15 con los datos de la Figura 14; se observa como los costos de los sistemas SMR pueden estar disminuyendo con el tiempo debido a las mejoras tecnológicas.

Tabla 15. Costos específicos para equipos de producción de hidrógeno tipo SMR año 2005.

Capacidad kW	Costo USD	Costo específico	
		USD/(kg/h)	USD/kW
52	295.000	223.000	6.711
59	372.000	248.000	7.447
165	400.000	96.154	2.888
201	286.093	56.317	1.691
248	200.000	32.000	961
356	1.116.000	124.000	3.724
806	840.000	41.278	1.240
1310	900.000	27.215	817

Fuente: [Weinert J., 2005].

En la Tabla 16 se muestran los valores para el 2004 y proyectados para el futuro de sistemas SMR para la producción de hidrógeno con niveles de pequeña, mediana y gran escala, teniendo en cuenta si el proceso se realiza

con captura de CO₂ y la eficiencia térmica del proceso. De igual forma se tiene en cuenta si el hidrógeno es producido en forma gaseosa o líquida. Esta tabla es utilizada por la IEA (*International Energy Agency*) para realizar sus análisis y será tenida en cuenta para la proyección de costos de producción de hidrógeno en Colombia. De acuerdo a los datos mostrados; el costo de producción a futuro del hidrógeno puede oscilar entre 0,92 USD/kg y 3,51 USD/kg.

Tabla 16. Costos corrientes y futuros para la producción de hidrógeno a partir del gas natural.

Tamaño	Gran escala		Media escala		Pequeña escala	
kw	1.980.000		39.600		792	
	H2 Gaseoso		H2 Liquido		H2 Gaseoso	
	76 bar (1102 PSI)				405 bar (5873 PSI)	
	Actual	Futuro	Actual	Futuro	Actual	Futuro
Inversión sin CCS (USD/kW)	\$ 249	\$ 180	\$ 544	\$ 432	\$ 2.332	\$ 1.213
Inversión con CCS (USD/kW)	\$ 520	\$ 355	\$ 1.219	\$ 961		
Eficiencia térmica sin CCS (%)	72,3	77,9	46,1	53,1	55,5	65,2
Eficiencia térmica con CCS (%)	61,1	68,2	43,4	49		
Precio del GN (USD/GJ)	3	3	3	3	4	4
Costo del H2 sin CCS (USD/kg)	\$ 1,03	\$ 0,92	\$ 1,38	\$ 1,21	\$ 3,51	\$ 2,33
Costo del H2 con CCS (USD/kg)	\$ 1,22	\$ 1,02	\$ 1,67	\$ 1,46		

Fuente: [IEA, 2005].

6.1.1.9 Costos finales de producción de hidrógeno

El costo final del hidrógeno producido por electrólisis se ve afectado por los siguientes factores: costo de la electricidad, costo de la tecnología del electrolizador, longitud de la tubería de distribución y del valor de la disminución de la contaminación del aire. Algunos estudios que tienen en cuenta estos cuatro factores estiman un costo de 25 USD/GJ (3,125 USD/kg) [Kruger, 2006].

Para el año 2005 el costo de producción descentralizado de hidrógeno superaba los 50 USD/GJ H₂ (6,25 USD/kg H₂). Este costo puede caer a 20 USD/GJ H₂ (2,5 USD/kg H₂) para el 2030 a partir de la electrólisis y a 5 USD/GJ H₂ (1,875 USD/kg H₂) para el reformado de gas natural. La producción centralizada promete la producción a menos de 15 USD/GJ H₂ (1,875 USD/kg H₂). El costo a partir de la gasificación del carbón con captura de CO₂ puede ser menor a 10 USD/GJ H₂ (1,25 USD/kg H₂). A largo plazo los costos con separación de agua a alta temperatura puede ser 10 USD/GJ H₂ a 20 USD/GJ H₂ (1,25 USD/kg H₂ a 2,5 USD/kg H₂) usando energía nuclear y calentamiento solar respectivamente [IEA, 2005].

El costo de producción del hidrógeno generado a partir de electricidad por medio de la electrólisis o producido a partir de combustibles fósiles con

captura y almacenamiento de CO₂ tiene un costo similar al de la gasolina en Europa y Japón (entre 3 y 5 USD por kg de hidrógeno lo que equivale a un costo que oscila entre 0,8 y 1,30 USD por litro de gasolina). El alto costo del hidrógeno también es compensado con su eficiencia. Un auto de alta eficiencia (de 30 km a 40 km por litro de gasolina equivalente) operando con hidrógeno a 5 USD por kilogramo costaría entre 600 y 800 USD al año en combustible, que es similar al costo de países como México o Estados Unidos donde el combustible es más bajo que en otros países; [Berry & Aceves, 2006].

En la producción centralizada de hidrógeno los costos por transporte, distribución y tanqueo para los vehículos de transporte aumentan considerablemente el costo final de suministro de hidrógeno. Estos costos están en el rango de 5 a 10 USD/GJ H₂ (0,625 a 1,25 USD/kg H₂) para sistemas de suministro a gran escala. La inversión para transporte por tubería es el doble que el transporte de gas natural y requiere cinco veces más de energía [IEA, 2005].

En la Tabla 17 se resumen las tecnologías, fuentes, tipo de producción de hidrógeno y los costos proyectados para el año 2030. Se destaca que los costos de producción serán competitivos a mediano y largo plazo. A partir de los combustibles fósiles se pueden lograr los costos más bajos debido a que la materia prima es de más bajo precio. A partir de la electrólisis los costos de producción son más altos pero puede ser interesante reevaluarlos teniendo como base el costo de producción de la energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas.

Tabla 17. Costos de producción de hidrógeno para varias tecnologías y fuentes proyectado para 2030.

Tecnología		Producción	Costo US\$/kg
Electrolisis		Descentralizada	1,56 a 3,13
Combustibles fósiles	Gas natural sin captura de CO ₂	Descentralizada	1,25 a 1,88
		Centralizada	0,63 a 0,94
	Gas natural con captura de CO ₂	Centralizada	0,75 a 1
		Gasificación carbón CC	Centralizada
Disociación del agua a alta temperatura	Nuclear	Centralizada	0,94 a 2,5
	Calentamiento solar	Centralizada	2,5 a 3,75
Biomasa		Centralizada	1,5 a 2

Adaptado de: [IEA, 2005].

En análisis realizados para determinar las mejoras que se pueden realizar en los sistemas de electrólisis que obtiene su energía eléctrica del viento; se estima que el costo de producción del hidrógeno puede estar entre 5,83 USD/kg de H₂ a 6,25 USD/kg de H₂ [K.W, 2009]. En la Figura 16 se puede observar un sistema de producción de hidrógeno por electrólisis empleando la energía del viento.

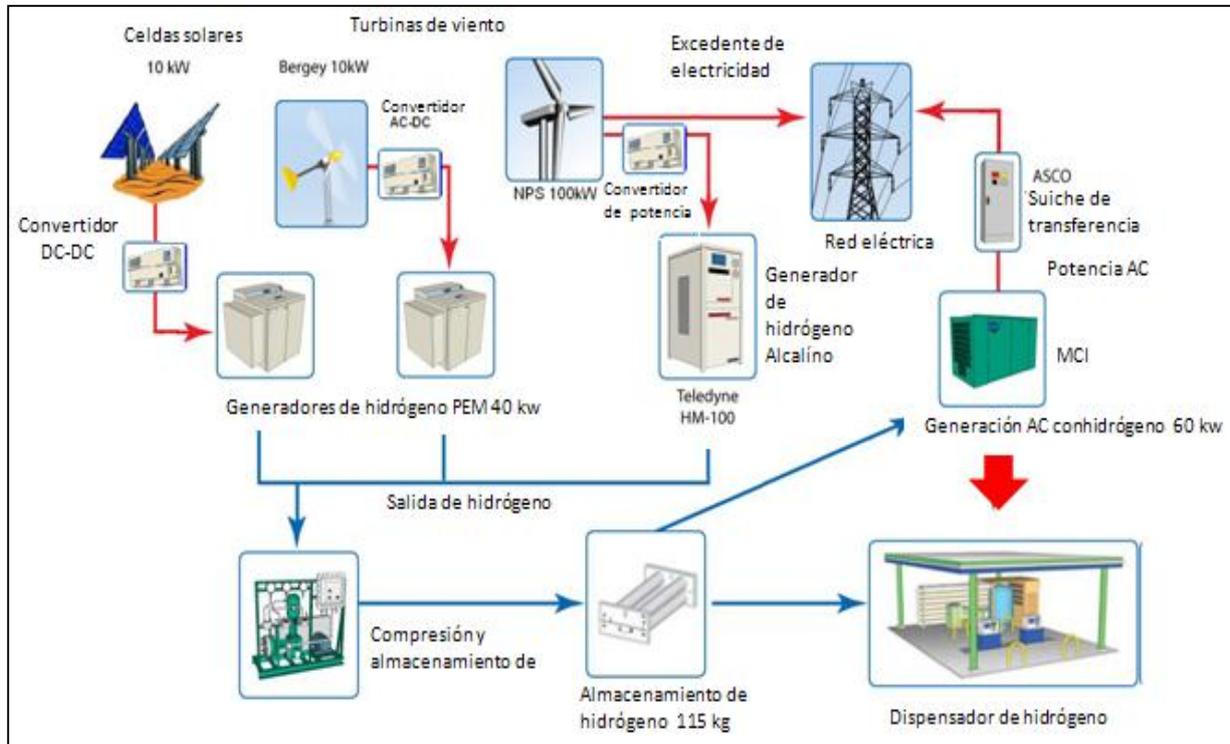


Figura 16. Sistema de producción de hidrógeno por electrólisis empleando la energía del viento.

Fuente: [K.W, 2009].

Según algunos estudios realizados para determinar los requerimientos de producción de hidrógeno a partir de las celdas solares estiman que los costos de producción de la energía eléctrica por esta tecnología están muy lejos de los costos requeridos para obtener hidrógeno a 2 USD/kg de H₂. Por ejemplo en [Pregger, 2009] se habla de la posibilidad de producir hidrógeno a un costo entre 14 y 17 euros/kg de H₂ cuando se emplean celdas solares. En [Rodríguez, 2000] se estima que en sistemas fotovoltaicos para la producción de energía eléctrica en zonas rurales de Colombia es de 1,1 USD/kWh, lo que resulta muy alto para la producción de hidrógeno destinado a consumirlo en las zonas urbanas. La generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica y de la energía solar como materia prima para la producción de hidrógeno para ser utilizado en el sector transporte puede requerir de áreas adecuadamente dimensionadas, siendo su mejor alternativa; la producción de hidrógeno descentralizado. De esta forma al costo de la producción de hidrógeno se tendría que adicionar el costo de transporte para llevarlo al usuario final. Para abonar a favor de la energía eólica y de las celdas solares se debe tener en cuenta que no contaminan, no producen emisiones de CO₂ y son energías

renovables aspectos que se traducen en mejores condiciones de vida para las personas.

6.1.1.10 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL HIDRÓGENO

Hasta este punto se ha analizado el costo de los principales sistemas de producción de hidrógeno a partir del gas natural y a partir de la energía eléctrica. El costo final del hidrógeno depende además del tratamiento que se deba dar hasta que sea entregado al usuario que consume. Para el usuario final no será lo mismo tener hidrógeno gaseoso a la presión atmosférica que tenerlo a 6.000 PSI, ó si se entrega como líquido. En este caso que se estudia el uso del hidrógeno en las celdas de combustible para el sector transporte; la tecnología que emplean los vehículos determinará las necesidades y características del hidrógeno a utilizar. Pensando en un vehículo con una autonomía de 100 km, se requiere aproximadamente de 1 kg de hidrógeno que en condiciones normales requiere de un tanque de 12 m³ o 3.175 galones, lo que lo hace impráctico para ser utilizado, sin embargo, si se almacena en un tanque a una presión de 2.400 PSI ocuparía un volumen de 22 galones, y si es líquido ocupa un volumen de 3,78 galones [Kruger, 2006].

A medida que se posibilita la disminución de volumen aumentan los requerimientos técnicos de los tanques de almacenamiento, haciéndolos más pesados y costosos.

El hidrógeno puede ser distribuido por tuberías, barcos, automotores y carro tanques. Como idea intermedia para suministrar hidrógeno es producirlo en los propios puntos de consumo mediante reactores químicos con reformado de vapor y pequeñas celdas de combustible que se abastecen con gas natural o metanol. Se pueden utilizar las actuales tuberías para distribución de gas natural o metanol (CH₃OH) [Kruger, 2006].

Típicamente el hidrógeno se distribuye en camiones que lo transportan en estado gaseoso a alta presión o en estado líquido. En 1997 se podía contar con *"tube trailers"* con capacidad de transportar hasta 460 kg de H₂ a 600 bar [NREL, 1998]. Los tanques para gas a alta presión son muy pesados limitando la capacidad de transporte y aumentando el costo de distribución. Los tanques para transporte de hidrógeno líquido son más livianos debido a que operan a presiones bajas (1 a 10 atmosferas). De acuerdo a esto un tanque que transporte hidrógeno líquido tiene 10 veces más hidrógeno que un tanque de hidrógeno gaseoso comprimido [Berry & Aceves, 2006].

Según [IEA, 2005] cuando la producción de hidrógeno es centralizada los costos de transporte y distribución aumentan considerablemente. Estos costos están en el rango de USD 5 a 10/GJ de H₂. La tubería para transporte de hidrógeno es por lo menos el doble de costosa que la de gas natural y consume cinco veces más energía (4,6 veces). En la figura 17 se muestra la

relación lineal entre el costo de la tubería por kilómetro y el diámetro de la tubería. El transporte y distribución de hidrógeno gaseoso resulta ser mucho más costoso. Las tuberías de gas natural no son aptas para transportar hidrógeno porque son muy porosas para este o porque en las tuberías de plástico este las puede permear. Para las proyecciones de sustitución se asume un costo de inversión de 44 USD/GJ de capacidad de hidrógeno. En 1.200 km puede haber una pérdida del 10% con respecto al poder calorífico inferior. Transportar hidrógeno a largas distancias no parece ser económicamente factible. El costo de transporte de hidrógeno para la distribución desde las estaciones de suministro es de 1 USD/GJ. El costo de comprimir el hidrógeno a la presión de llenado es incluido en la estación de abastecimiento. La presión en la tubería puede estar entre los 50 y los 100 bar (725 a 1450 PSI).



Figura 17. Costo de la tubería para transportar hidrógeno en función del diámetro.

Fuente: [IEA, 2005].

6.1.1.11 Transporte de H₂ líquido por carro tanque o barco

Llevar el hidrógeno de estado gaseoso a líquido es un proceso costoso. Según la IEA (*International Energy Agency*) este proceso puede consumir en forma teórica como mínimo 14,3 MJ/kg H₂ (3,97 kWh/kg H₂). Sin embargo las mejores plantas de producción a larga escala están consumiendo 36 MJ/kg H₂ (10 kWh/kg H₂), esto es un 25% de la energía contenida en el hidrógeno líquido con respecto al poder calorífico superior. Se espera que con las mejoras

tecnológicas se pueda llegar a valores de licuefacción de 25,2 MJ/kg H₂ (7 kWh/kg H₂), 17,6% de la energía contenida en el hidrógeno (PCS).

En una proyección realizada por la IEA (*International Energy Agency*) se estima que las inversiones para el proceso de licuefacción pueden disminuir de 4.730 USD/kW en 2005 a 1.572 USD/kW en 2030 para una planta con una capacidad 31.700 kW. (La energía eléctrica requerida para la licuefacción puede pasar de 0,34 GJ/GJ de H₂ en 2005 a 0,3 GJ/GJ de H₂ en 2030). El costo para transportar el hidrógeno líquido hasta las estaciones de suministro se estima en 0,3 USD/kg de H₂. En la tabla 18 se describen los costos de licuefacción de hidrógeno de acuerdo a la capacidad, el capital, la operación y mantenimiento y el consumo de energía.

Tabla 18. Costos de licuefacción del hidrógeno.

Capacidad	Capital	O y M	Energía	Costo total
kW	USD/Kg H ₂			
3.171	2,13	0,43	0,57	3,12
6.342	1,52	0,40	0,57	2,49
9.513	1,35	0,28	0,57	2,20
31.710	0,78	0,14	0,57	1,49
63.420	0,71	0,07	0,57	1,35
158.549	0,50	0,07	0,57	1,14
317.098	0,36	0,07	0,57	0,99
634.196	0,30	0,06	0,57	0,92
951.294	0,16	0,06	0,57	0,78

Adaptado de [IEA, 2005].

6.1.1.12 ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO

Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno tiene una mayor energía por unidad de peso entre los combustibles, pero debido a la baja densidad (0,0899 kg/m³ st que equivale a 11,1m³ st/kg) la energía por unidad de volumen es de las más pequeñas. Por ejemplo si se tiene en cuenta que un kilogramo de hidrógeno es aproximadamente igual a un galón de gasolina en el sector automotriz, un tanque de un auto de 15 galones puede requerir uno de 330 galones para un contenido equivalente de energía con hidrógeno gaseoso (a 2.400 PSI) [Kruger, 2006]. Por esto es preferible almacenarlo en estados más condensados para conseguir una buena relación entre la energía almacenada y el volumen y/o peso del sistema de confinamiento [Bravo, 2006].

En la actualidad existen tres formas de almacenamiento: almacenar el hidrógeno en estado gaseoso a alta presión, en estado líquido a temperaturas criogénicas y en asociación física o química con otros materiales (hidruros, materiales carbonosos, entre otros.) [Bravo, 2006].

El almacenamiento en forma gaseosa en el rango de 350 a 700 bar y en forma líquida a (-253°C) esta comercialmente disponible pero son opciones costosas. El costo de los tanques varía entre los 600 y los 800 USD/kg H₂ y se requiere de energía eléctrica para la compresión y la licuefacción que es más del 12% y 35% de la energía contenida en el hidrógeno. En la actualidad la opción más atractiva para el sector transporte es la compresión a 700 bar [IEA, 2005].

Para pasar la presión del hidrógeno de 1 a 800 bar se consumen 2,21 kWh/kg pero debido a que el proceso no es isotérmico este consumo puede ser mayor [Kruger, 2006].

La energía teórica para la licuefacción del hidrógeno es de 3,2 kWh/kg pero la energía actual es de 13 a 14 kWh/kg de H₂. Así la energía necesaria para producir hidrógeno por electrólisis a 800 bar es de 53 kWh/kg de H₂ y para la producción de hidrógeno líquido es de 64 kWh/kg de H₂. Esto quiere decir que si el costo de la energía eléctrica es de 5 ¢/kWh el costo de del hidrógeno gaseoso sería de 2,65 USD/kg de H₂ y el del líquido de 3,2 USD/kg de H₂ [Kruger, 2006].

6.1.1.13 ESTACIONES DE SUMINISTRO

Para el 2006 se tenían previstas cerca de 100 estaciones de hidrógeno instaladas en el mundo [IEA, 2005], el 90% de las estaciones de suministro de hidrógeno lo entregan en forma gaseosa (350 y 700 bar) y el resto en forma líquida. Las estaciones pueden producir su propio hidrógeno por el proceso de la electrólisis o el reformado de vapor o lo toman de la producción centralizada. En septiembre de 2010 se tienen registradas en el mundo 391 estaciones de suministro de H₂, de las cuales Estados Unidos tiene instaladas 160 y Europa otras 160, Asia viene teniendo un desarrollo importante en los últimos años contando con 61 estaciones [TUV, 2010].

En la tabla 19 se presentan los costos de las estaciones de suministro de acuerdo a la presión de trabajo, el tipo de presurización del producto y la capacidad de producción diaria. Para la instalación de una estación de suministro se deben tener en cuenta el compresor, el sistema de

almacenamiento y compresión, el sistema de abastecimiento y el costo de instalación. Se consideraron capacidades de producción de 50, 500 y 1.300 kg H₂ por día para atender vehículos con necesidades de abastecimiento de 4 a 5 kg H₂ con lo que se podrían abastecer 10, 100 o 300 vehículos por día. El sistema con presurización toma la presión de 35 bar y los convierte en una presión de 400 y 800 bar en el momento del abastecimiento. El sistema multi etapa que toma el hidrógeno de una producción descentralizada lo recibe a la presión de la red de distribución (350 bar).

Las estaciones de suministro de hidrógeno que se abastecen de hidrógeno líquido distribuido por carro tanques requieren alta inversión en equipos y materia prima en forma líquida. En la Tabla 20 se muestran las inversiones requeridas para estaciones de suministro de H₂ y que son abastecidas por carro tanques con H₂ líquido. En la Figura 18 se puede observar la configuración básica de una estación de suministro de hidrógeno que lo almacena en forma líquida. Este tipo de estaciones usan una bomba para hidrógeno criogénico con el fin de conservar la energía de compresión en lugar de comprimir un gas.

Tabla 19. Inversión para estaciones de suministro de H₂ por tamaño.

Venta diaria	35			35			70											
	MPa, multietapa			MPa, Presurización			MPa, Presurización											
kg H ₂ /día	50	500	1.300	50	500	1.300	50	500	1.300									
Compresor	USD*1000																	
Almacenamiento										39	195	458	255	510	764	371	926	1.112
Sistema de abastecimiento										30	181	469	25	125	328	25	125	328
Costo de instalación										57	114	229	57	114	229	82	164	328
Total										31	98	139	85	187	255	120	243	265
Costo compresor con producción descentralizada										157	588	1.295	422	936	1.576	598	1.458	2.033
	0	0	0	285	694	1.139	400	1.139	1.356									

Fuente: [IEA, 2005].

Tabla 20. Inversión para estaciones de suministro de H₂ líquido distribuido por carro tanque.

Ventas diarias	kg H ₂ /día	50		500		1300	
Presión de almacenamiento en forma gaseosa en el sitio	MPa	35	70	35	70	35	70
Tanque de carga de hidrógeno líquido	USD*1000	130	130	629	629	629	629
Bomba de alta presión del hidrógeno líquido		101	129	203	256	406	512
Vaporizador por aire caliente a alta presión		47	47	94	94	186	186
Almacenamiento intermedio de hidrógeno gaseoso		13	124	26	247	53	494
Sistema de abastecimiento		57	82	114	164	229	328
Costo de instalación		87	127	213	278	225	322
Total			435	639	1.279	1.668	1.728

Fuente: [IEA, 2005].

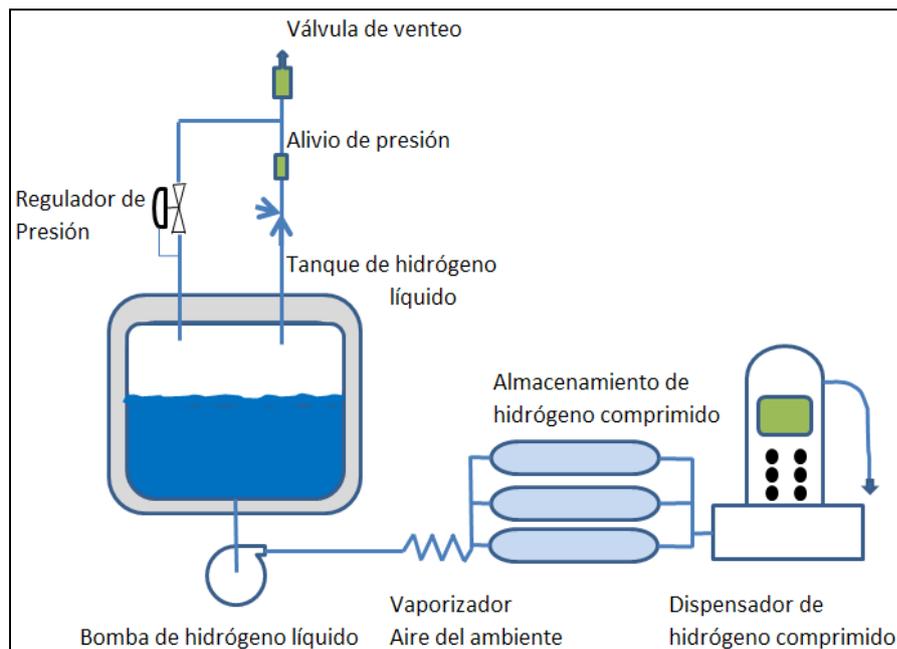


Figura 18. Estación de hidrógeno líquido.
Adaptado de [Weinert J. X., 2005].

Para las estaciones de suministro que producen su propio hidrógeno se presentan los valores mostrados en la Tabla 21 adaptada de [IEA, 2005] para diferentes tecnologías de reformado de vapor. Los resultados obtenidos tienen en cuenta una estación de suministro con una capacidad de producción de 115 kg de H₂/día (190 kW), a partir del cual se pueden abastecer 25 carros/día. Se

tomó como vida útil del proyecto un tiempo de 20 años que es un tiempo utilizado en proyectos similares [Yang & Zhou, 2008], [HIRC, 2008], [IEA, 2005]. La presión de almacenamiento es de 475 bar para una carga en el sitio de 350 bar. El almacenamiento de H₂ en la estación de suministro es de 475 bar para una carga en el sitio de 350 bar.

Tabla 21. Inversión en estaciones de suministro que producen su propio hidrógeno.

Tecnología	SMR/PSA	ATR/PSA	SMR/Membrana	ATR/Membrana
Inversión	(USD/kW)	(USD/kW)	(USD/kW)	(USD/kW)
Sistema de reformado	12.928	10.714	14.340	12.084
compresor de hidrógeno	2.177	2.177	2.661	2.661
Almacenamiento de hidrógeno	4.559	4.559	4.559	4.559
Surtidor	2.166	2.166	2.166	2.166
Otros costos	2.240	2.166	2.277	2.040
Contingencias (10%)	2.408	2.177	2.598	2.350
Total	26.477	23.958	28.601	25.860

Adaptada de [IEA, 2005].

A 2004 las estaciones de suministro de H₂ conectadas a tuberías pueden requerir una inversión de USD 160.000 con capacidad de servicio para 10 carros por día y USD 2.000.000 para estaciones con capacidad de 300 carros por día. Cuando el hidrógeno se produce en la propia estación, los costos pueden ser de USD 340.000 y USD 6.500.000 respectivamente (Con pesos colombianos de julio de 2011; una estación en Japón cuesta 13.000 millones de pesos pero se espera que este pueda reducir a 4.400 millones de pesos).

En la valoración económica también se deben incluir los costos de operación y de mantenimiento que puede ser considerado del 4% del costo del sistema [HIRC, 2008]. También se debe incluir el costo de la energía requerida para la presurización del hidrógeno en la estación de suministro. En la figura 19 se muestra la variación del porcentaje de energía requerida para comprimir hidrógeno con la presión requerida en Mpa. Por ejemplo para comprimir el hidrógeno a 80 MPa se requieren 0,14 GJ/GJ de H₂ [IEA, 2005].

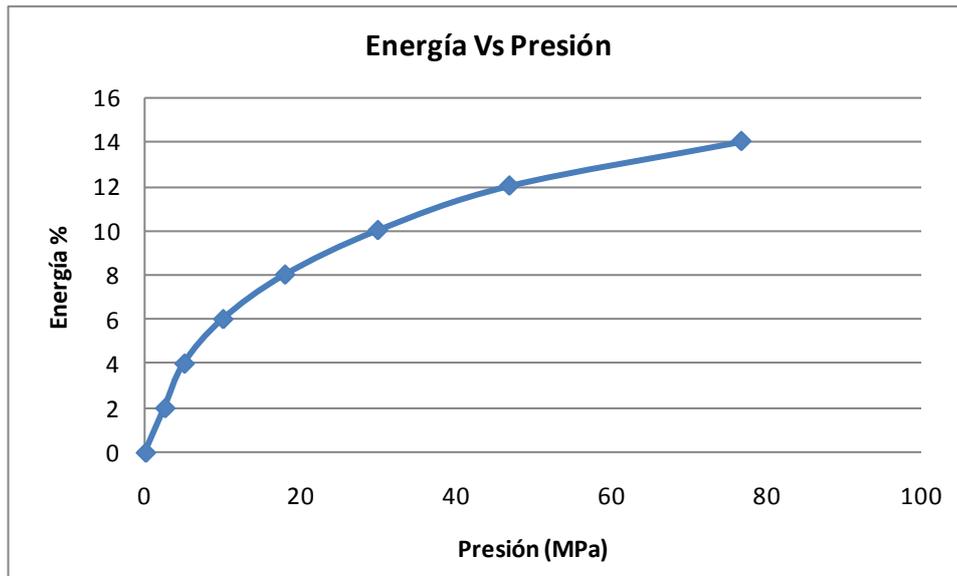


Figura 19. Porcentaje de la energía consumida con respecto a la contenida en el hidrógeno para diferentes valores de presurización. Adaptada de: [IEA, 2005].

6.1.1.14 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA

6.1.1.14.1 PRODUCCIÓN NACIONAL DE HIDRÓGENO POR ELECTRÓLISIS

No se tiene evidencia de producción a gran escala de hidrógeno comercial en Colombia. A Septiembre de 2010 existen tres empresas que distribuyen hidrógeno, AGA-FANO, OXIGENOS DE COLOMBIA y CRYOGAS.

En cotización realizada por la empresa CRYOGAS en agosto de 2010, pueden entregar hidrógeno gaseoso en recipientes con capacidad para 6 m³ (0.5 kg H₂) y producido a partir del proceso de la electrólisis. El peso aproximado de los cilindros llenos es de 58 kg. El costo del hidrógeno depende de la pureza del mismo, siendo 25.000 \$/m³ para una pureza de 99.9% y 52.000 \$/m³ para una pureza de 99.999%. Esto equivale aproximadamente a 300.000 \$/kg de H₂ y 624.000 \$/kg de H₂ respectivamente. Con la capacidad de este recipiente se podría tener una autonomía de 50 km en un vehículo equipado con celda de combustible. Las principales aplicaciones del hidrógeno producido por estas empresas se relaciona con la hidrogenación de alimentos y la industria farmacéutica [SIC, 2007].

6.1.1.14.2 PRODUCCIÓN NACIONAL DE HIDRÓGENO POR SMR

En septiembre de 2010 la empresa colombiana ECOPETROL en la refinería de Barrancabermeja puso en marcha una planta de hidrotreatmento que requiere la producción de hidrógeno para su funcionamiento. Se pretende que 19 mil barriles de gasolina sean hidrotatados diariamente. Los restantes 48 mil barriles que produce la refinería y que corresponden a las naftas vírgenes y livianas, no necesitarán ser tratados porque contienen bajos niveles de azufre [Ecopetrol, 2010].

En la actualidad, la refinería carga un 30% de crudos pesados y un 70% de crudos livianos. La mezcla de ellos logra cumplir con la norma vigente para los dos tipos de diesel que se consumen en el país: uno extra para Bogotá de máximo 1.200 ppm de azufre y otro diesel corriente para el resto del país de 4.500 ppm de azufre.

Se adiciona hidrógeno a los combustibles pesados para retirar la mayor cantidad de azufre posible. Con la planta se logra entregar diesel con menos de 100 partes por millón (ppm) de azufre, que al ser mezclado con otro diesel más liviano obtiene un combustible con menos de 50 ppm. Con la planta se evitará la emisión de 47,2 toneladas de azufre al día.

La unidad de producción de hidrógeno de ECOPETROL está compuesta por dos fuentes independientes: una planta de producción de hidrógeno por reformado de gas natural con vapor de agua y un sistema de recuperación de hidrógeno. La capacidad de diseño de hidrógeno de la unidad será de 19 MMSCFD (millones de pies cúbicos por día estándar) (538.020 m³ de H₂/día) (44.835 kg H₂/día) de hidrógeno a una presión de 325 PSI. La capacidad de la planta de recuperación de H₂ es 12.75 MMSCFD (30.085 kg H₂/día) a una presión de 325 PSI. La pureza del H₂ obtenido es del 99.9% y requiere entre 12.517 MMSCFD y 13.251 MMSCFD de gas natural según sea la procedencia del mismo [Ecopetrol, 2010].

El calor que requiere el proceso es obtenido principalmente por la combustión de hidrógeno gaseoso de purga y en segundo lugar por la combustión del gas combustible de la refinería o de gas natural.

Según lo explicado por un funcionario de Ecopetrol, los consumos reales de hidrógeno de las dos nuevas unidades de hidrotreatmento son del orden de 26 MMSCFD, esto significa que la refinería aprovecha otras fuentes de hidrógeno para completar las necesidades. Lo anterior significa que no existen excedentes para “vender” (hidrógeno) y además no está en el negocio de Ecopetrol, al menos por ahora. Explica el mismo funcionario que si en Colombia existe una necesidad cercana de hidrógeno para un proyecto de

transporte; es necesario pensar en producirlo, porque este producto no es de fácil consecución a nivel comercial.

6.1.2. CELDAS DE COMBUSTIBLE

Las celdas de combustible consisten en aparatos que en un proceso electroquímico y con la ayuda de un catalizador, transforman la energía química de un combustible que por lo general es el hidrógeno; en electricidad y agua. Esta transformación de energía química a eléctrica ocurre con un alto rendimiento (>50%), y no requiere partes móviles [Bravo, 2006], [M Bockris & Reddy, 2003] y [CONAE, 2001]. Las celdas de combustible tienen aplicación en la generación de energía eléctrica en sistemas portátiles y estacionarios y, también pueden reemplazar a los motores de combustión interna. Las ventajas incluyen: mayor eficiencia de conversión energética que los procesos de combustión, cero o muy baja emisión de gases contaminantes dependiendo del combustible de partida, flexibilidad en el combustible y ausencia de ruido [Bravo, 2006]. Estos dispositivos aparecen como uno de los principales medios que en el futuro disminuirán la presión medioambiental ocasionada por la dependencia de los combustibles fósiles en el sistema de transporte público en los grandes centros urbanos del mundo.

6.1.2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Con referencia a la Figura 20, el hidrógeno (H_2) ingresa a una cámara en contacto con el electrodo negativo que se llama ánodo; para disociarse en presencia de un catalizador, en iones positivos H^+ y electrones. Los electrones siguen un camino eléctrico hasta llegar al otro electrodo llamado cátodo. El cátodo está en contacto con una cámara por donde ingresa oxígeno (O_2) que viene del aire el cual también se disocia en presencia del catalizador en iones O^- . A través de un electrolito; los iones positivos del hidrógeno ven un camino para llegar al cátodo, se mezclan con los iones de oxígeno y se convierten en agua.

Las reacciones que tienen lugar en la celda de combustible se muestran en las ecuaciones 5 al 7 [Kruger, 2006]:



Las ventajas teóricas de las celdas de combustible son:

- Mayor eficiencia de conversión que los procesos de combustión.
- Cero o muy baja emisión de gases contaminantes, según el combustible de partida para su producción¹¹.
- Seguridad [IEA, 2005].

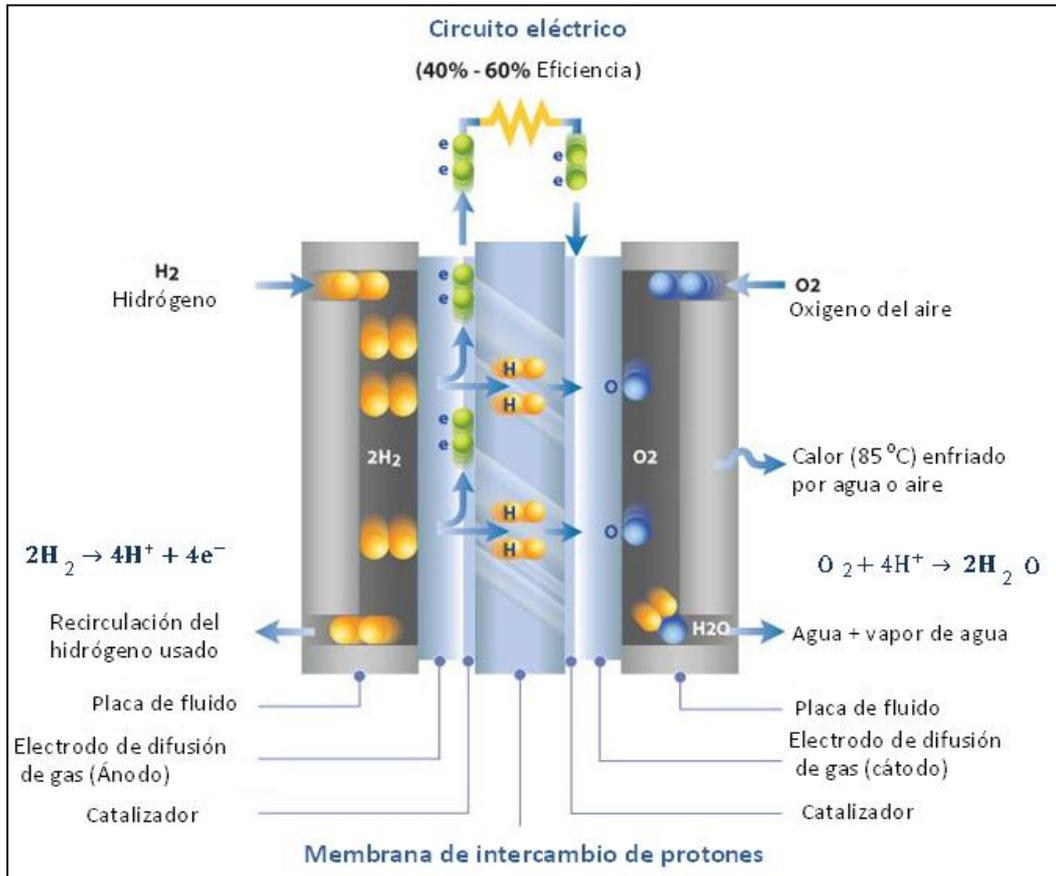


Figura 20. Principio de funcionamiento de una celda de combustible.
Adaptada de [Ballard, 2010] y [Kruger, 2006].

Existen diferentes tipos de celdas de combustible cuya diferencia radica específicamente en el electrólito que éstas utilicen, lo que a su vez determina la temperatura de operación. En la Tabla 22 se resumen las principales familias de celdas de combustible con sus principales características.

La celda de combustible de membrana de intercambio de protones PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) se perfila como la tecnología que se utilizará en los futuros vehículos equipados con celdas de combustible, su eficiencia es mayor de 40% [IEA, 2005] y [M Bockris & Reddy, 2003]. En una celda PEMFC con eficiencia del 55%, un kg de H₂ con un contenido energético de 120.1 MJ puede generar 18.5 kWh [Van Vliet, 2010].

¹¹ El uso de hidrógeno en las celdas de combustible produce cero emisiones de CO₂ a la atmósfera. Si el hidrógeno se produce a partir del gas natural se genera una emisión de CO₂ que depende del proceso a utilizar.

En las celdas PEMFC; es preferible trabajar con hidrógeno proveniente del proceso de la electrólisis. Si el hidrógeno es obtenido a partir del GN; se debe purificar, debido a que los catalizadores de platino empleados en las PEMFC tienen poca tolerancia a los compuestos de sulfuro o de monóxido de carbono y la descomposición de la membrana aumenta y la eficiencia de la celda disminuye con la aparición de impurezas.

Tabla 22: Principales familias de pilas de combustible.

Tipo	T °C	Electrolito	Ion de Conducción	*η %	Aplicaciones
Alcalina (AFC)	70-100	KOH	OH ⁻	35-40	De 10 a 100 kW (electricidad), militar, espacial, transporte, alta densidad de potencia, no tolera el CO ₂ .
Polimérica (PEMFC)	60-100	Polímero	H ⁺ (hidratado)	40-50	De algunos mW a 500kW (electricidad), calor y electricidad (residencial, industria), transporte, portátiles, alta densidad de potencia, se contamina con CO.
Conversión directa de Metanol (DMFC)	60-100	Polímero	H ⁺ (H ₂ O, CH ₃ OH)	40-50	De mW a menos de 10kW (electricidad), pequeña potencia portátil, militar, transporte, baja eficiencia, densidad de potencia media, alto contenido en platino.
Ácido Fosfórico	170-200	H ₃ PO ₄	H ⁺	40-50	Electricidad, calor y electricidad (hasta el 85% de eficacia), hasta 10 MW, densidad de potencia media, sensible al CO.
Carbonato Fundido (MCFC)	600-1000	Li ₂ CO ₃ / K ₂ CO ₃	CO ₃ ²⁻	50-60	Electricidad, calor y electricidad (hasta el 85% de eficacia), hasta 100 MW, baja densidad de potencia, necesita reciclar CO ₂ .
Oxido Solido (SOFC)	700-1000	YSZ (ZrO ₂ estabiliza con itria)	O ²⁻	45-55	Electricidad, calor y electricidad (hasta el 85% de eficacia), hasta 100 MW, media-alta densidad de potencia, acepta el CO como combustible.

Fuente: [Bravo, 2006].

6.1.2.2. COSTOS DE LOS VEHÍCULOS CON CELDAS DE COMBUSTIBLE

El costo de las celdas de combustible está asociado al desarrollo tecnológico y a la intensidad de producción de las unidades.

Existen múltiples estimaciones de lo que será el precio de las celdas de combustible hasta un horizonte del año 2050. Para el año 2005 el costo de las PEMFC supera los 2.000 USD/kW pero con la disminución de costos y economías de escala pueden llegar a 100 USD/kW, sin embargo para que sean consideradas como competitivas deberán caer por debajo de 50 USD/kW. Para el 2030 se estima que las celdas para vehículos estarán entre 35 USD/kW y los 75 USD/kW. De acuerdo a esto los vehículos con celdas de combustible podrían tener un sobrecosto de USD 2.200 a USD 7.600 por vehículo comparándolo con los motores de combustión interna. En consecuencia haciendo una proyección para el año 2050 en la sustitución de un 30% de los vehículos por celdas de combustible (cerca de 700 millones de carros) el costo incremental sería de 1 a 2.3 trillones de dólares [IEA, 2005].

Toyota plantea que ellos pueden producir celdas a 500 USD/kW (2005) [Weaber, 2002]. Por su parte Ballard estima que pueden producir celdas a USD 103/kW (2005) si la producción alcanza las 500.000 unidades anuales, otros fabricantes dicen que con esta misma cantidad de producción pueden sacar sus sistemas de celdas a 150 USD/kW [Weaber, 2002]. Para IEA; el costo de 100 USD/kW puede ser alcanzado [IEA, 2005].

Para el Departamento de Energía de Estados Unidos; un sistema de celda de combustible para un vehículo de 80 kW redujo el costo de 73 USD/kW en 2008 a 61 USD/kW en 2009 asumiendo volúmenes de fabricación de 500.000 unidades al año [DOE, 2010]. En [Sun, 2010] se determina una posible tendencia de costos de celdas de combustible de 2012 a 2025 alterna a la elaborada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (ver la Figura 21), los costos proyectados en este estudio son superiores las metas del US.DOE.

Según [Van Vliet, 2010]; en el 2010 los costos de celdas de combustible están entre 1.000 USD/kW y 1.800 USD/kW, pero en muchas evaluaciones que se han realizado; estos costos de producción pueden caer por debajo de los 35 USD/kW de acuerdo a los volúmenes de producción.

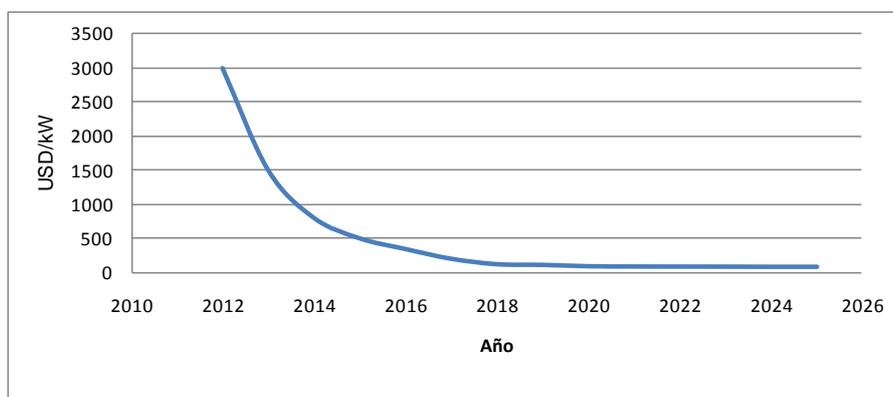


Figura 21. Tendencia de costos de celdas de combustible.
Adaptado de [Sun, 2010].

El costo de las celdas también depende de la densidad de potencia. Para una producción de 500.000 celdas de combustible al año, de 80 kW de potencia neta; los costos de producción pueden ser de 58 USD/kg para unidades de 1000 mW/cm² de densidad de potencia y 108 USD/kW para unidades de 600 mW/cm² [Mock, 2009].

El costo de un vehículo movido por celda de combustible es la suma de los costos de: el sistema de celda de combustible, el balance de la planta, los motores eléctricos, el tanque de almacenamiento de hidrógeno y los dispositivos de control.

6.1.2.3. SISTEMA DE CELDA DE COMBUSTIBLE (PEMFC)

El costo de un sistema de celda de combustible (PEMFC): incluye los costos individuales de la membrana, los electrodos, las placas bipolares, el catalizador de platino, materiales periféricos y el ensamblaje. Usualmente los costos de la celda de combustible PEMFC están dados por m² de superficie. Cada m² corresponde aproximadamente a una potencia de 2 kW.

Una barrera para la expansión del mercado de las celdas de combustible es el potencial de producción global de platino. Para la producción de 100 millones de vehículos se requieren 2 kt de platino, esto asumiendo que se requieren 0,2 g de platino por cada kW, o 20 g por vehículo. El precio del platino está entre 10 USD/g y 30 USD/g [IEA, 2005].

En la Tabla 23 se detallan los costos estimados para cada uno de los componentes del sistema de celdas de combustible. Se observa que el costo de 1.826 USD/kW está determinado principalmente por las placas bipolares y los electrodos, los cuales son fabricados manualmente. Cuando ocurra una producción a escala; estas partes serán fabricadas en procesos automatizados; entonces sus costos serán considerablemente más bajos.

Tabla 23. Costos específicos de los componentes de una celda de combustible.

Componente	2005 (2 kW/m ²)			Futuro (3 kW/m ²)		
	USD/m ²	USD/kW	%	USD/m ²	USD/kW	%
Membrana	500	250	14%	50	17	16%
Electrodo	1.423	712	39%	150	50	49%
Platos bipolares	1.650	825	45%	91	30	29%
Catalizador de platino	48	24	1%	8	3	3%
Accesorios	15	8	0%	4	1	1%
Ensamblaje		8	0%		2	2%
Total		1.826	100%		103	100%

Fuente: [IEA, 2005].

Para lograr estas disminuciones en los costos de 1.800 USD/kW a 100 USD/kW, deben ocurrir las siguientes condiciones [IEA, 2005]:

- Producción en masa de las membranas y la posibilidad de utilizar nuevos materiales (actualmente se utiliza el Nafion).
- Producción en serie de los electrodos con una nueva tecnología para la capa de difusión de gases.
- Producción en serie de las placas bipolares, recubiertas en plástico o acero.
- Incrementar la densidad de potencia de 2 kW/m² a 3 kW/m².
- Producción de 4.000 vehículos anuales con una potencia de 80 kW, lo que equivale a 100.000 m² de sistemas de celdas de combustible.

Posterior a esto se podrían dar mejoras tecnológicas en la producción de electrodos y celdas bipolares permitiendo en un escenario optimista, disminuir el costo de las celdas de combustible hasta un valor de 50 USD/kW.

- **Balance de planta**

Comprende los componentes electrónicos para los convertidores (DC/DC), inversores (DC/AC), motores eléctricos y control electrónico. Hay necesidad de controlar el suministro de aire, hidrógeno y la presión. Se debe disponer de un sistema de enfriamiento para disminuir la temperatura de la celda y supervisar el voltaje. Se requiere de una batería para mantener el voltaje y recuperar la energía de los frenos, si no se usa no se requiere el convertidor DC/DC.

El costo del motor eléctrico puede disminuir de 25 USD/kW a 15 USD/kW (en total de 2.000 USD a 1.200 USD para un vehículo de 80 kW). La batería actual empleada en autos híbridos son de “*Nickel-Metal Hydride*” (NMH) y tiene un costo aproximado de 2.500 USD para una capacidad de carga de 1,5 kWh, teniendo una autonomía de 20 km, pero en el futuro se pueden emplear las baterías de Li-ion que son más pequeñas, menos pesadas y tienen más densidad de potencia [IEA, 2001].

El costo corriente del sistema de balance de planta para un sistema FCV está en el rango de 1.000 USD/kW a 1.500 USD/kW, donde cerca del 50% está dedicada al convertidor de potencia. Se espera que en la producción a escala de sistemas de balance de planta se den importantes disminuciones en el costo, y podría pasar de 4.500 USD/auto a 1.350 USD/auto o de 56 USD/kW a 17 USD/kW [IEA, 2001].

Una variable a tener en cuenta para determinar el costo global de usar los sistemas de celdas de combustible; es el consumo de hidrógeno, lo que está ligado a la eficiencia de estos sistemas. La eficiencia de las celdas depende del voltaje generado y del porcentaje de carga de las celdas, siendo superior para porcentajes de carga pequeños.

Actualmente en los laboratorios; la densidad de corriente de las celdas este entre 0.3 A/cm² y 0.6 A/cm² para un voltaje entre 0.6 V y 0.7 V. Lo que

entrega una densidad de potencia entre 1.8 kW/m² y 4.2 kW/m². En condiciones reales; la densidad de pertenencia puede ser de 2 kW/m². Introduciendo mejoras tecnológicas se puede alcanzar valores de 3 kW/m². Sin embargo; aumentar la densidad de potencia, puede ocasionar pérdidas y disminuir la eficiencia si no se mejoran los materiales [IEA, 2001].

La eficiencia de los vehículos de celdas de combustible depende del sistema de la celda y de las características del sistema de accionamiento, siendo este último del 90% aproximadamente. Con las mejoras tecnológicas la eficiencia total del vehículo puede ser del 60% en el 2020.

Una comparación de la eficiencia promedio de los vehículos de combustión interna corrientes, vehículos eléctricos híbridos (batería y celdas de combustible) y vehículos con celdas de combustible se muestra en la Figura 22. Esta comparación se basa en un proyecto en demostración realizado en Japón en 2002 [IEA, 2005]. Se puede observar como la eficiencia de los vehículos de celda de combustible varía de acuerdo a la velocidad, pero conserva su superioridad con respecto a los motores de combustión interna (MCI). Con la mejoras tecnológicas; las eficiencias aumentaran para todas las tecnologías pero tendrán mayor incremento en las celdas de combustible.

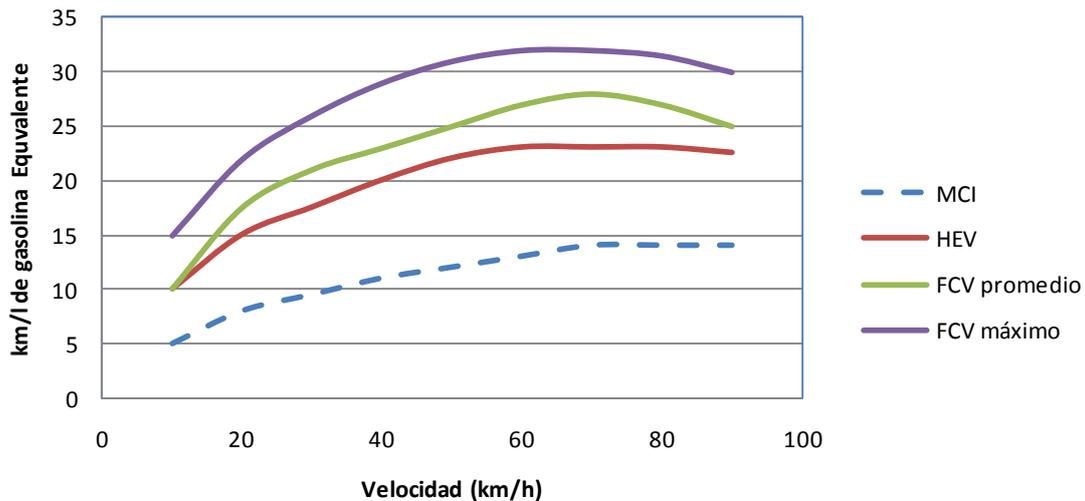


Figura 22. Comparativo de eficiencia de autos en carretera por tecnología. Adaptado de [IEA, 2005].

El rediseño de los vehículos de celdas de combustible (FCVs) puede lograr que estos sean 300 kg más livianos que los vehículos de combustión interna, esto significa un ahorro de combustible del 15%. Tomando esto en cuenta la eficiencia relativa¹² de los FCV's puede ser 2,27 veces la de los MCI para el 2010 y 2,95 veces en el 2050. Esto es una ganancia del 66% comparado con los MCI avanzados [IEA, 2005].

¹² La eficiencia relativa se refiere a la relación de kilómetros recorridos por cada tipo de vehículo con la misma cantidad de combustible equivalente suministrado.

La importancia de la eficiencia de los vehículos, en un análisis económico para la operación de estos, radica en que con las celdas de combustible se pueden obtener mayores recorridos para la misma unidad de combustible que los obtenidos con vehículos de combustión interna, esto se refleja directamente en una disminución del costo por kilometro recorrido cuando se mejora la eficiencia.

Se debe tener en cuenta que en la actualidad el ciclo de vida de la celda de combustible es más corto que el del mismo vehículo, por lo que se requiere cambiar entre dos y tres veces el sistema de las celdas durante este tiempo. Los análisis económicos que se realicen deben tener en cuenta el costo ocasionado por este recambio en las celdas de un vehículo.

La vida útil esperada para una celda de combustible es de 40.000 a 60.000 horas (5 a 8 años). Para aplicaciones móviles las celdas de combustible tienen una vida útil de 3.000 a 5.000 horas (menos de un año) para automóviles y 20.000 horas para buses (2.2 años). Sin embargo; en [DOE, 2010] se habla de una durabilidad para un recorrido de 120.000 km (6 años). El tiempo de durabilidad de las celdas de combustible puede afectar la viabilidad de un proyecto de masificación del uso de hidrógeno en celdas de combustible sí este es muy bajo.

6.1.2.4. COSTO DE VEHÍCULOS

En un estudio de la proyección del mercado de las celdas de combustible en Alemania, se parte de un precio sin subsidio de € 62.000 por vehículo con celda de combustible en 2013 (155 millones de pesos), para llegar a € 28.000 en 2014 con subsidios (70 millones de pesos) [Keles & Wietschel, 2008].

En [IEA, 2005] se estima que el costo de un FCV de 80 kW podría estar entre USD 22.000 y USD 27.000 en 2030, ver Tabla 24. Por esto, el costo de los FCV puede ser superior al de los vehículos convencionales en un rango que va de USD 2.200 a USD 7.625.

Del análisis de la Tabla 24 se puede deducir que el costo de la estructura para un vehículo de 80 kW con celda de combustible puede ser de 16.670 USD en el 2005 o 208 USD/kW. Este valor se conserva más o menos constante hasta el 2030. A 2005 el costo de la celda de combustible es aproximadamente el 85% del total del vehículo, pero esta participación irá disminuyendo hasta caer al 22% en 2030. Es de resaltar que estos precios son proyecciones realizadas con datos anteriores al 2005, sin embargo estos valores dependen del desarrollo del mercado de las celdas de combustible, así en consulta realizada en el 2009 a la empresa Ballard, los costos de las celdas estaban a 3.000 USD/kW.

Tabla 24. Estimación de la composición de costos para un vehículo de 80 kW.

FCV de 80 kW, 4 kg fe H ₂	Unidad	2005	2010	2030		
				Optimista	Medio	Pesimista
Sistema de celda de combustible PEM	USD/kW	1.800	500	35	65	75
Almacenamiento de H ₂ gaseoso a 700 bar	USD/kg	1.000	500	225	375	500
Reformador DME*	USD/kW	300	150	65	75	75
MCI a gasolina	USD/kW	30	30	30	30	30
Catalizador de 3 vías	USD/u	430	430	430	430	430
Almacenamiento de H ₂ gaseoso a 700 bar	USD	4.000	2.000	900	1.500	2.000
Almacenamiento de H ₂ en estado solido	USD			2.000	2.000	2.000
Tanque de almacenamiento DME	USD	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Sistema de celda de combustible PEM	USD	144.000	40.000	2.800	5.200	6.000
Motor eléctrico	USD	1.900	1.700	1.200	1.400	2.025
Reformador DME*	USD	24.000	12.000	5.200	6.000	6.000
Referencia vehículo convencional MCI	USD	19.450	19.450	19.450	19.450	19.450
Referencia vehículo sin motor	USD	17.050	17.050	17.050	17.050	17.050
Reformador a bordo DME	USD	188.450	72.250	27.750	31.150	32.575
Vehículo FCV de H ₂	USD	167.000	60.750	21.950	25.150	27.075
Costo sistemas vehículo FCV de H ₂	USD/kW	1.875	545	60	100	125

* En caso de incluir reformador de metanol para la producción de hidrógeno

Fuente:[IEA, 2005].

Los valores obtenidos en la Tabla 24 del 2010 al 2030, parten de una estimación de producción mundial de vehículos de celdas de combustible que empieza con algunos vehículos en el 2010 hasta llegar a 728 millones de unidades en el 2050, El incremento más pronunciado ocurre después del 2020.

En la Tabla 25 se hace una comparación de los costos estimados para vehículos MCI, híbrido MCI, FCV e Híbrido FCV al año 2020. Estos precios no tienen en cuenta la posible disminución de costos por el mejoramiento en la tecnología. Según esta tabla los vehículos con celdas de combustible podrían ser 52% más costosos que los vehículos convencionales de combustión interna, aspecto que debe ser tenido en cuenta para realizar el análisis económico para la incorporación de un proyecto con celdas de combustible.

Tabla 25. Estimación al 2020 de costos para vehículos MCI, híbrido MCI, FCV e Híbrido FCV.

USD/vehículo	MCI	Híbrido MCI	FCV	Híbrido FCV
	Gasolina	H ₂ 70 Mpa		
Línea base de vehículos	20.206	20.206	20.206	20.206
Tanque de combustible	156	5.391	3.379	3.019
Máquina y transmisión	2.888	2.888	10.500	10.500
Turbo	225	225	-	-
Stop y sistema de arranque	250	-	-	-
Exosto EURO IV después de tratamiento	375	-	-	-
Motor eléctrico AC ¿controlador	-	473	2.531	2.531
Batería (Li-Ion)	-	1.844	-	1.844
Costo total del vehículo	24.100	31.027	36.616	38.100

Fuente: [IEA, 2005].

6.1.2.5. PENETRACIÓN DEL MERCADO DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE

En la actualidad hay múltiples proyecciones para la incorporación de las celdas de combustible en diferentes países y en el mundo. Por ejemplo en [Berry & Aceves, 2006] se proyecta que en los Estados Unidos se van a introducir las celdas de combustible a gran escala a partir del año 2015, que todos los vehículos nuevos operaran con hidrógeno en el año 2040 y que todos los vehículos funcionaran con hidrógeno en el 2050.

En [Hollinshead, Eastman, & Etsell, 2005] se hace una proyección del mercado de las celdas de combustible, donde la comercialización del primer 10% se logra al eliminar las externalidades de la tecnología convencional y el mercado entre el 10% y el 90% se logra por la eficiencia y los costos evitados de la nueva tecnología.

En [Lombardi, 2010] se prevé que para 2020; Estados Unidos estará vendiendo 134.000 vehículos con celdas de combustible, China estará produciendo 129.000 vehículos y Alemania 129.000. En el mundo se estarán vendiendo 670.000 vehículos. En el 2015 el mercado de los buses podría estar creciendo a una tasa del 31,7%. Esto se puede dar porque en los próximos 10 años la tecnología de las celdas de combustible estará más estandarizada, será menos costosa y habrá más estaciones de suministro de hidrógeno.

Por otra parte en [Kruger, 2006], se estima que se requieren entre 15 y 20 años para que ocurra el crecimiento exponencial de vehículos con celdas de combustible y el suministro de celdas de combustible desde una producción inicial en busca de una reducción de la demanda de combustibles fósiles. En las figuras 23 a 25 se presentan los escenarios definidos por Kruger hasta el año 2050 para la penetración de las celdas de combustible, el consumo de hidrógeno y la demanda de energía eléctrica. En la figura 23 se muestra la proyección de penetración de las celdas de combustible en el mundo hasta el año 2050, se toma como año inicial el 2010, como producción inicial 10.000 vehículos livianos y 10.000 vehículos pesados y tres tasas de crecimiento anual del mercado; pesimista 20%, medio 30% y optimista 40%. En el escenario optimista se tienen 1.4 billones de vehículos trabajando con hidrógeno para el año 2050. En la figura 24 se muestra la proyección de demanda de hidrógeno para atender la flota de vehículos, pudiendo terminar el 2050 con una demanda de 250 billones de kg de H₂. En la figura 25 se muestra la demanda de energía eléctrica necesaria para producir el hidrógeno proyectándose para el 2050 una demanda de 70 PWh de energía.

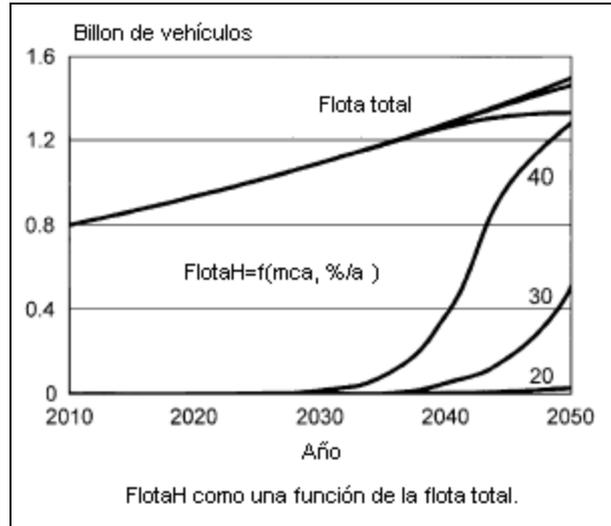


Figura 23. Proyección del mercado de vehículos con hidrógeno en el mundo de 2010 a 2050.
Fuente: [Kruger, 2006].

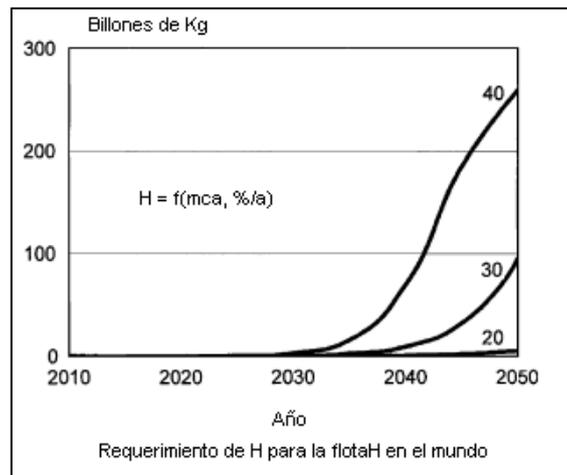


Figura 24. Proyección de la demanda de hidrógeno para la flota que funciona con hidrógeno.
Fuente: [Kruger, 2006].

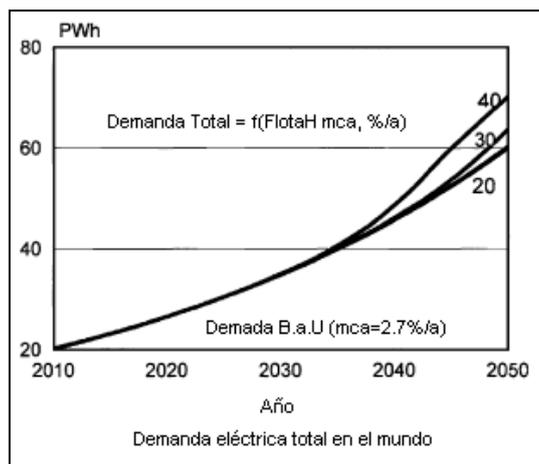


Figura 25. Proyección de demanda eléctrica en el mundo 2010-2050.
Fuente: [Kruger, 2006].

6.1.2.6. ESTADO ACTUAL DEL MERCADO DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE

En la actualidad las celdas estacionarias para aplicaciones de generación eléctrica tiene un mercado más desarrollado que las celdas de aplicaciones móviles [Bravo, 2006], estas son menos sensibles a las regulaciones gubernamentales y al desarrollo de la competencia, las celdas de óxido sólido (SOFC) y las de carbonato fundido (MCFC) pueden operar con GN para generar energía eléctrica [IEA, 2005]. En el 2003 el mercado de las celdas de combustible alcanzó las 2.800 unidades, donde cerca de 900 unidades fueron para aplicaciones estacionarias superiores a 0,5 kW, cerca de 1.700 unidades fueron para sistemas portables y 200 para sistemas móviles [Fuelcells, 2010].

A 2010 existen más de 400 proyectos piloto que emplean las celdas de combustible en vehículos. La mayoría de celdas utilizadas en este sector corresponden a las PEMFC [Fuelcells, 2010]. Los buses, los vehículos de reparto y los montacargas son el nicho de mercado donde los vehículos con celdas de combustible pueden ser competitivos frente a los tradicionales motores de combustión interna que operan con gasolina y diesel [DOE, 2010]. Para que los buses sean competitivos; el sistema de celdas de combustible debe bajar hasta los 200 USD/kW, para los camiones de reparto el sistema debe bajar hasta los 135 USD/kW y para los montacargas a 100 USD/kW [IEA, 2005], de no llegarse a estos valores se dificultaría el desarrollo del mercado de las celdas de combustible.

Los buses comerciales tienen más alta intensidad de utilización que los automóviles convencionales y por tanto representan el nicho de mercado más atractivo por su alta eficiencia, sin embargo son los vehículos más costosos [IEA, 2005].

En 2005 se tenía un inventario de por lo menos 80 buses de celdas de combustible funcionando en proyectos de transporte de diferentes partes del mundo [IEA, 2005]. Según [Fuelcells, 2010] de 1992 a 2009 cerca de 206 buses han sido incorporados para trabajar con celdas de combustible.

La mayoría de buses con celdas de combustible trabajan con tecnología que emplea las membranas de intercambio de protones (PEMFC), con potencias que van desde los 70 kW (híbridos con batería) hasta los 200 kW. La mayoría de estos buses emplean hidrógeno gaseoso comprimido [Bravo, 2006].

Un ejemplo de estos buses es el Daimler Chrysler Citaro, el cual tiene una autonomía de 200 km a 300 km, puede transportar entre 60 y 70 pasajeros y está equipado con una celda de PEM de 250 kW (200 kW de potencia en el eje) y tiene una capacidad de almacenamiento de combustible hasta de 44 kg de H₂ gaseoso comprimido a 350 bar. El precio de este vehículo es de 1,5 millones de dólares (6.000 USD/kW) que incluye el costo de mantenimiento por dos años. El costo incremental con respecto a vehículos convencionales de la misma potencia está entre 0,5 y 1,5 millones de dólares [Lucas, 2004]. En la Tabla 26 se puede observar la comparación de costos según la tecnología a emplear teniendo un volumen de producción de 100 buses al año que representa un incremento de al menos 10 veces con respecto a la producción de 2004.

Tabla 26. Costo de buses según la tecnología.

Tecnología	Costo	Sobrecosto
	USD/bus	
Diesel MCI	500.000	0
Híbrido diesel- eléctrico	600.000 a 630.000	100.000 a 130.000
Bus de gas natural	540.000 a 560.000	40.000 a 60.000
Celda de hidrógeno	1.000.000	500.000

Fuente: [IEA, 2005].

La flota de buses de Daimler ya cuenta con 32 unidades operando en varios países del mundo, con un recorrido de más de 2 millones de kilómetros y cerca de 7 millones de pasajeros a 2008 [DOE, 2010], [Daimler, 2011]. Estos buses cuentan con motores eléctricos de 205 kW, la presión en el tanque es de 350 bares y una velocidad de 80 km/h [IEA, 2005], [Weaber, 2002]. En cuanto automóviles; cuentan con la operación de cerca de 60 unidades, algunos con recorridos de 150.000 km, presiones de trabajo de 350 y 700 bares, celdas de 72 kW, motores de 65 kW, baterías de 6,5 Ah con autonomías de 177 km y velocidades de 140 km/h, consumos de 3.9 l (diesel equivalente).

Los 20 buses utilizados en los juegos olímpicos de Vancouver e impulsado por celdas de combustible fabricadas por Ballard, tuvieron un costo por unidad de cerca de 2,1 millones de dólares. Este precio es cuatro veces el de un bus de diesel convencional. Este tipo de buses pueden llevar 37 personas sentadas y 60 de pie y pueden ir hasta 90 km/h y una vida útil de 20

años [Canada, 2007]. El costo total del proyecto demostrativo que incluye la operación y mantenimiento hasta 2014 es de 89.5 millones de dólares [BCTransit, 2010].

Un automóvil Honda *Clarity* a enero de 2011 lo pueden entregar en un contrato de leasing a un costo de 600 USD/mes por 36 meses, lo que equivale a USD 21.600 (43,2 millones de pesos) el cual cubre el costo de servicio y mantenimiento [Honda, 2011]. Este automóvil tiene una celda con potencia de 100 kW que pesa 67 kg y ocupa 0,057 m³, motor eléctrico de 100 kW ,96 km/kg de H₂. Capacidad del tanque de 3.92 kg de H₂ a 5.000 psi.

En el 2002 Toyota produjo un vehículo semicomercial de 75 kW a un costo de arrendamiento de 10.000 USD/mes por 30 meses, lo que totaliza 300.000 USD o 600 millones de pesos. Para un vehículo de 75 kW el costo del sistema de la celda sería de 4.000 USD/kW) [Fuel Cells, 2002].

En un estudio de transporte urbano con hidrógeno en Valladolid España para 2005 a 2006; tasaron el costo de cada bus Mercedes Benz Citaro en 1,5 millones de dólares que incluye mantenimiento y operación [Lucas, 2004]. Las características de los buses propuestos en Valladolid se muestran en la Tabla 27.

Tabla 27. Datos técnicos de un bus Mercedes Benz Citaro.

Altura	3,7 m	Autonomía	200 km (5km/ Kg de H ₂)
Largo	12 m	Tanques	9 cilindros de 205 litros cada uno (46,125 l/kg de H ₂) (12 galones/kg de H ₂)
Ancho	2,55 m	Ruido	45 dB a 10m
Pasajeros	60 a 80	Motor eléctricos	205 kW
Potencia neta en el eje	190 kW a 2100 rpm	Celdas de combustible	2 celdas de 150 kW
Eficiencia	35 a 45 %	Corriente nominal	300 A
Presión	350 bar	Tensión de salida	280 VDC
Capacidad de almacenamiento	40 kg de H ₂ .	Peso de cada celda	96 kg
Velocidad	80 km/h		

Fuente: [Lucas, 2004].

6.1.2.7. CONCLUSIONES DEL PANORAMA DE CELDAS DE COMBUSTIBLE EN EL MUNDO

Las diferentes fuentes consultadas evidencian que en el mundo hay un gran interés por el desarrollo de las celdas de combustible. Este interés se manifiesta en intensidad de inversiones realizadas por gobiernos, empresas y organizaciones en el desarrollo de tecnología e investigación. Las celdas de combustible presentan una atractiva alternativa que posibilita el desarrollo de sistemas más eficientes y benignos con el medio ambiente y la disminución de la dependencia de combustibles derivados del petróleo.

El mercado de las celdas de combustible tiene un gran potencial en el sector transporte, existen bastantes proyecciones del desarrollo para este mercado. Las compañías que fabrican las celdas de combustible y vehículos que usan esta tecnología; están a la expectativa del lanzamiento comercial de sus productos pero ninguno se ha atrevido a hacerlo decididamente. Esto ocasiona que el inicio del desarrollo del mercado se prolongue ante las diferentes proyecciones que se han realizado.

Es claro que la utilización masiva de celdas de combustible requiere un proceso donde ocurran mejoras tecnológicas enmarcadas en la reducción de precios al aumentar la producción.

A la hora de evaluar un proyecto de celdas de combustible no se debe incluir solamente el costo de los automotores; se debe incorporar al estudio; los beneficios de tener por lo menos, el doble de la eficiencia de un vehículo convencional, lo que se traduce en un menor consumo de combustible para la misma distancia recorrida. Se recomienda hacer un estudio que abarque por completo la vida útil del vehículo. En este sentido se puede pensar en la ventaja de utilizar el hidrógeno como vector energético y el cual puede disminuir sus costos de producción sobre todo cuando se utilizan los excedentes de la materia prima para producirlo; tal es el caso de la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes hídricas o las turbinas de viento. En el inicio del mercado de las celdas de combustible es indispensable la definición de políticas gubernamentales que impulsen el desarrollo de nuevos proyectos. Estas políticas se pueden manifestar en inversión directa, expedición de leyes que incentiven la implementación de tecnologías limpias y otras que regulen el uso de tecnologías que contaminan y que son menos eficientes. Los beneficios directos a obtener por impulsar el desarrollo de las celdas de combustible son: disminución de impacto ambiental, disminución de la dependencia de recursos no renovables y desarrollo económico.

En la actualidad, muchos sectores de la industria están utilizando las celdas de combustible, en el mundo el mercado de esta tecnología está en continuo crecimiento, las empresas de diferentes sectores están aumentando las inversiones para incorporarlas como apoyo a los procesos que desarrollan. Las pilas de combustible están impulsando las empresas por que les está permitiendo ahorrar dinero, tiempo, y emisiones de CO₂, así como están facilitando la reactivación la industria. Se suma a esto el aumento en la

fiabilidad de producción, la eficiencia y la mejora de la imagen pública al reducir su huella de carbono en sus procesos productivos, estas compañías están ahorrando millones de dólares mientras reducen en miles de toneladas las emisiones a la atmósfera. Las celdas de combustible también están permitiendo que otras fuentes renovables sean aprovechadas con más intensidad, por ejemplo; facilitan almacenar la energía del sol y del viento. Las celdas de combustible se están masificando, incluso con el uso en el sector residencial lo que está permitiendo la obtención de economías de escala para disminuir los costos de producción de estas. Los gobiernos donde se tienen este tipo de proyectos están facilitando su desarrollo por medio de programas de financiación, regulación e incentivos [Fuelcell, 2011].

En diferentes tipos de proyectos, las principales empresas productoras de autos siguen introduciendo buses y vehículos que funcionan con celdas de combustible. A su vez, en las ciudades donde se introducen estos vehículos; se instalan estaciones de suministro de hidrógeno para atender la demanda. Los proyectos para el sector transporte se ven beneficiados por políticas gubernamentales y programas de incentivos [Fuelcell, 2011].

6.1.3. CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS.

6.1.3.1. DEFINICIÓN DE ESCENARIO

“Un escenario es una imagen o visión que describe una situación futura así como la secuencia de eventos que permiten llegar a esa situación. Este método, permite, entonces, transitar desde la situación actual hasta otra situación futura, deseable y posible, describiendo coherentemente dicho tránsito” [Tobar, 2007].

Los escenarios son “futuros alternativos posibles, cada uno se constituye en un ejemplo de lo que podría pasar bajo decisiones particulares. Son historias sobre el futuro con un desarrollo narrativo lógico dirigiendo la manera en la cual los eventos suceden” [Baena, 2009].

Los escenarios son historias o fotografías de lo que puede pasar. Los que toman las decisiones los evalúan para determinar que hacer ahora [Wollenberg, 1999].

6.1.3.2. UTILIDAD DE LOS ESCENARIOS

Facilitan la toma de decisiones basado en futuros diferentes [Wollenberg, 1999].

La construcción de escenarios permite analizar fenómenos originados por múltiples causas y permiten identificar la influencia relativa de los

diferentes factores que determinan un problema. De esta forma la construcción de escenarios permite explorar lo posibles futuros y permite prever las situaciones que se puedan presentar ante pruebas de sensibilidad [Hojer, 2008].

6.1.3.3. CONSTRUCCIÓN DE UN ESCENARIO

Un proceso propuesto para la construcción de escenarios cubre 5 etapas [Tobar, 2007]:

- La formulación del problema
- El inicio del análisis
- El cierre del análisis o momento de síntesis
- La identificación de las alternativas más representativas
- La deducción de las consecuencias de cada alternativa

El reto fundamental es estructurar el problema, se parte de una pregunta amplia y se plantean otras cuya respuesta sean concretamente más probables. Se debe ir de lo general a lo concreto por medio del debate. Finalmente se seleccionan un grupo limitado de variables explicativas. Al final se deben escoger máximo tres variables explicativas y se construyen los escenarios al hacer un cruzamiento de las mismas. Finalmente se determinan las consecuencias de cada escenario.

Para formular el problema se tiene que hacer una pregunta principal para empezar a analizarla y depurarla en torno a la necesidad de un proyecto o cambio. Para esto se deben seguir los siguientes pasos:

- Encontrar preguntas derivadas de la pregunta principal.
- Identificar los actores que se involucran en el problema.
- Encontrar las posiciones de estos actores con respecto al problema.
- Elaborar un cuestionario para los actores a partir de las variables explicativas del problema.

El siguiente paso que permite iniciar el análisis consiste en consultar a los actores involucrados en el problema. Para esto se puede utilizar un recurso como el de la tormenta de ideas. Los actores no se deben sentir intimidados por otros actores y se deben expresar libremente. Para esto se puede usar la técnica de consulta de expertos [Tobar, 2007].

La etapa de cerrar el análisis consiste en la estructuración del problema a una formulación sintética, escogiendo lo que es realmente importante. Esto se puede hacer aplicando pruebas de correlación de variables o aplicando técnicas de construcción de consenso. Para esto existen varios métodos para la construcción de consenso entre los que se destaca el método DELPHI.

Cuando se tienen identificadas las variables clave; se plantean diferentes situaciones producto del cruzamiento de las variables. Como resultado se obtiene los escenarios con hipótesis coherentes que muestran como evolucionara el problema [Tobar, 2007].

Por último se identifican las consecuencias de cada alternativa obteniendo los valores que pueden tomar las variables definidas [Tobar, 2007].

6.1.3.4. MÉTODOS PARA CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

Para la construcción de escenarios; más que modelos se habla de métodos, técnicas o procesos que pueden ser utilizados en el desarrollo escenarios [Hojer, 2008].

La figura 26 presenta las tipologías de escenarios y sus correspondientes categorías y en la Tabla 28 se hace un resumen de las características principales de estos tipos de escenario.

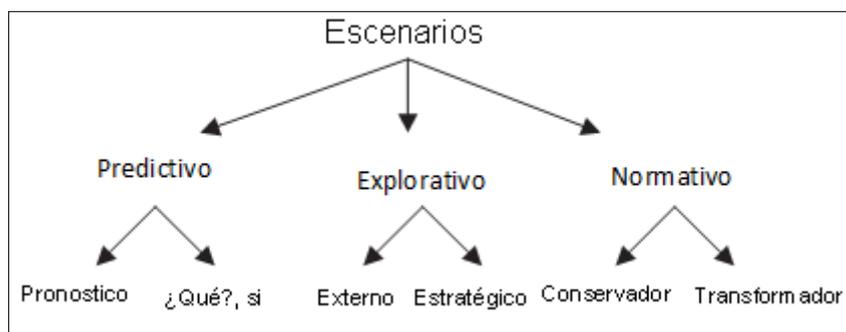


Figura 26. Tipologías de escenarios.

Fuente: [Hojer, 2008].

Existen muchas técnicas que posibilitan la construcción de escenarios con diferentes ventajas e inconvenientes. La misma técnica se puede utilizar para producir diferentes tipos de hipótesis, y diferentes técnicas se pueden utilizar para producir el mismo tipo de escenario [Hojer, 2008].

Tabla 28: Resumen de aspectos claves de tipos de escenario [Hojer, 2008].

Categoría / Tipo de escenario	Cuantitativo / Cualitativo	Tiempo de formulación	Foco en factores externos o internos
Predictivo	¿Qué pasará?		
Pronostico	Típicamente cuantitativo	Corto	Típicamente externa
¿Qué?, si	Típicamente cuantitativo	Corto	Externa y posiblemente interna
Exploratorio	¿Qué puede pasar?		
Externo	Típicamente cualitativo	Largo	Externa
Estratégico	Cualitativo y cuantitativo	Largo	Interna bajo influencia externa
Normativo	¿Cómo puede una meta ser alcanzada?		
Conservador	Típicamente cuantitativo	Largo	Externa e interna
Transformador	Típicamente cualitativo con elementos cuantitativos	Muy largo	No aplica

Fuente: [Hojer, 2008].

6.1.3.5. TÉCNICAS PARA CONSTRUIR ESCENARIOS

- **Generación de ideas**

Son las técnicas para recoger y estructurar ideas, conocimientos y puntos de vista de expertos o las partes interesadas. Ejemplos de estas técnicas son talleres, paneles, encuestas y grupos de reflexión.

El método DELPHI puede ser aplicado a este grupo. La idea principal de un estudio DELPHI es recoger y armonizar las opiniones de un panel de expertos sobre la cuestión en juego. Las preguntas en un estudio DELPHI tienen un efecto crucial en el resultado. Un DELPHI como proceso se inicia cuando a los expertos se les pide que evalúen los escenarios con respecto a su viabilidad y la coherencia con los objetivos definidos. La idea con varias rondas es proporcionar una oportunidad para la incorporación de las críticas y sugerencias nuevas en los escenarios, con lo que se espera mejorar los escenarios [Hojer, 2008].

- **Técnicas de modelización**

Son, por ejemplo, análisis de series de tiempo, la modelización y optimización de modelos de exploración. La idea central es la proyección de los

efectos de algún tipo de desarrollo con restricciones más o menos explícitos. Se pueden hacer supuestos simples, como un supuesto de continuidad, o un poco más complejo, como un supuesto de una relación causal entre algunos parámetros.

- **Técnicas de coherencia**

Estas técnicas se desarrollan con el fin de asegurarse que los escenarios que se desarrollan son coherentes internamente. El análisis de impacto es uno de esos métodos, donde se construye una matriz para mostrar las interdependencias entre los acontecimientos. La matriz lista una serie de acontecimientos o tendencias que pueden producirse a lo largo de las filas y las columnas de la matriz, generalmente los hechos son los mismos. Los encuestados dan su opinión sobre la probabilidad de ocurrencia de un elemento de la columna, dado que un elemento de la fila se ha producido.

En la Tabla 29 se enumeran las técnicas que se deben implementar para la construcción de diferentes tipos de escenarios.

Tabla 29. Contribución de técnicas en las fases de desarrollo de escenarios.

Tipos de escenarios	Técnicas		
	Generación de ideas	Integración	Consistencia
Predictivo			
Pronostico	Encuestas Talleres Método DELPHI	Análisis en series de tiempo Modelos explicativos Optimización de modelos	
¿Qué? - si		Modelos explicativos Optimización de modelos	
Exploratorio			
Externo	Encuestas Talleres Método DELPHI	Modelos explicativos Optimización de modelos	Análisis de campo Morfológico Impacto cruzado
Estratégico			Análisis de campo Morfológico
Normativo			
Conservador	Encuestas Talleres DELPHI retrospectivo	Optimización de modelos	Análisis de campo Morfológico
Transformador			
Todas las técnicas pueden ser usadas en varias fases pero solo su contribución principal es mencionada en esta tabla			

Fuente: [Hojer, 2008].

En la Tabla 30 se presenta como las variaciones en los rangos de los modelos tienen varias dimensiones que dependen de características como el método de construcción, las fuentes de información, características de los participantes, fines del escenario y complejidad del escenario.

Tabla 30: Dimensiones de variación de escenarios.

Dimensión en la que los escenarios varían	Rango de los extremos (1)	
Métodos de construcción y análisis	Cuantitativo, complicado Modelos: formales, pronóstico estadístico, tendencia, análisis de impacto	Cualitativo, sencillo. Métodos: visionario, lógico intuitivo
Fuente de información	Racional, observación científica	Juicio e intuición de los que toman las decisiones
Rol de los interesados	Objetos pasivos de análisis	Participantes activos en la construcción y evaluación
Uso de modelos de pronóstico o de predicción	Alto	Bajo
Selección de los temas del escenario	Normativo: los escenarios reflejan lo deseado y bueno o lo indeseado y malo	Descriptivo, no basado en preferencias sociales
Complejidad y detalle de los escenarios	Alto	Bajo
Reflejo de las condiciones corrientes	Reflejan lo inesperado, hipotético y extremo	Extrapolado de tendencias actuales
Duración de la tendencia del escenario	Corta	Larga: historia de eventos ligados al presente
Punto de partida	Futuro: utiliza inferencia hacia el pasado, deductivo	Presente: utiliza inferencia hacia el futuro, inductivo
(1): las dos columnas no representan pares coherentes		

Fuente: [Wollenberg, 1999].

7. METODOLOGÍA

Para lograr los objetivos planteados se desarrolló una metodología compuesta por los siguientes pasos.

- Se definieron los aspectos técnicos y los costos, para que una parte de la flota de transporte público de pasajeros del Valle de Aburrá, trabaje con celdas de combustible. En este sentido se identificaron los tipos y principios de funcionamiento de las celdas de combustible aplicables al sector transporte, las técnicas de producción, los sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de hidrógeno.

Luego se definieron los costos asociados a la cadena producción, transporte, distribución y uso final de hidrógeno. Para esto se realizó una proyección al 2020 de costos de equipos para la producción de hidrógeno por medio de la electrolisis y el reformado de metano con vapor, se determinaron las inversiones requeridas, los costos de operación y mantenimiento y los costos variables asociados a los requerimientos de energía eléctrica y gas natural. Igual procedimiento se realizó con las celdas de combustible y su aplicación en buses del sector público.

Para hallar los costos para el usuario final, los productores, transportadores y distribuidores de hidrógeno se empleó la técnica de costo anualizado utilizado en proyectos similares [Yang & Zhou, 2008], [Román, 2009]. El algoritmo para hallar los diferentes costos se corrieron en un archivo en Excel y las fórmulas empleadas se describen en el anexo 1 de este informe. En este anexo también se describen los principales supuestos tenidos en cuenta para encontrar los costos. El algoritmo permite realizar diferentes sensibilidades al cambiar el valor de algunas variables entre las que se destacan: tarifas de energía eléctrica y gas natural, producción centralizada y descentralizada del hidrógeno, vida útil del proyecto, tasa interna de retorno, margen de rentabilidad para el productor de hidrógeno, costos de operación y mantenimiento, número de buses y vehículos funcionando con celdas de combustible.

El modelo económico permite obtener el costo anualizado de producción del hidrógeno a partir de electrolizadores y sistemas por reformado de metano con vapor, tomando en cuenta los equipos requeridos, la energía utilizada, las capacidades de producción. Luego de determinar los costos de producción de hidrógeno se le agregan los costos de transporte y distribución para llegar al costo para el usuario final en \$/kg de H₂. Al determinar los requerimientos de producción de hidrógeno también se encuentran el número y capacidad de las estaciones de suministro requeridas para atender la demanda.

En el mismo modelo también se hace una evaluación para determinar los costos anualizados para una flota de 20 buses de servicio público funcionando en el valle de aburra. Esta parte también permite hacer sensibilidades ante la variación del número de buses y su potencia, el número de pasajeros que harán uso del servicio, la eficiencia de los buses, el recambio de las celdas de combustible y la vida útil de los vehículos. Finalmente se hallaron los costos por pasajero para cada bus y los costos por kilómetro recorrido.

- En la definición de los aspectos ambientales derivados del empleo de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá. Se realizó una valoración cualitativa del el impacto ambiental del uso de 20 buses con celdas de combustible y se realizaron algunas sensibilidades para incorporar en el análisis económico las externalidades por el uso de estas tecnologías en el sector transporte.
- Se identificaron las señales que potenciarán la penetración de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá, específicamente en el sector de transporte público de pasajeros. Se identificaron los temas claves a desarrollar con el hidrógeno y las celdas de combustible en el Valle de Aburrá y se obtuvieron los escenarios para la penetración de celdas de combustible.

Para esto se aplicó una encuesta a un grupo de expertos la cual permitió encontrar los aspectos más relevantes a tener en cuenta en proyectos con celdas de combustible. Con los resultados de esta encuesta se siguió el método estructurado de matrices de impactos cruzados para encontrar las variables influyentes, dependientes y esenciales que se deben trabajar para potencializar el mercado de las celdas de combustible [Godet, 2000]. Esta información se somete a consideración de un grupo de actores con conocimientos en asuntos energéticos, de regulación, ambiental y de mercado que analizan la información y proponen los escenarios base para la penetración de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá.

Finalmente estos escenarios son sometidos a un proceso de matriz de impactos cruzados probabilistas aplicado a un grupo de expertos que permite encontrar la probabilidad de ocurrencia de los mismos. Para el procesamiento de la información de las diferentes matrices se utilizó software especializado en el análisis prospectivo; El MICMAC y el SMIC-Prob-Expert.

La primera encuesta es realizada en línea a un grupo de personas pertenecientes a grupos de investigación, sector productivo, organismos de regulación y personas con conocimientos específicos en las celdas de combustible y la producción de hidrógeno. El análisis de la encuesta permite

determinar las variables involucradas en proyectos de celdas de combustible, encontrar las fortalezas, debilidades, amenazas y oportunidades de un proyecto de este tipo y evaluar algunos escenarios básicos para la introducción de las celdas de combustible en el sector transporte.

Por el método de MICMAC se determinan las variables de poder y conflicto que resultan clave para impulsar el proyecto de celdas de combustible. Este proceso se desarrolla a través de entrevistas personales y por correo electrónico donde los expertos tienen la oportunidad de alimentar una matriz.

Por medio de entrevistas personales, un grupo de actores analiza la información de los pasos anteriores y propone los escenarios base que permitirían el desarrollo de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá.

Por último se realiza la evaluación de la probabilidad de ocurrencia de los escenarios, aplicando el método de matriz de impactos cruzados. Este proceso también permite colocar en orden de probabilidad; la ocurrencia de las combinaciones de estos escenarios, las combinaciones con más alta probabilidad son las que se deben trabajar prioritariamente para aprovechar su valor estratégico. Esta evaluación es realizada por un grupo de expertos los cuales son entrevistados personalmente y a los cuales se les pide llenar una matriz especialmente elaborada. La matriz es llevada a un software basado en impactos cruzados y se obtienen todos los escenarios con sus probabilidades de ocurrencia.

8. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

8.1 COSTO DEL HIDRÓGENO EN COLOMBIA PARA EL USUARIO FINAL

El costo del hidrógeno para el usuario final depende de su costo de producción, transporte, distribución e impuestos que se puedan involucrar en la cadena de negocio.

El costo de producción está ligado a la tecnología empleada, costo de equipos, costo de instalación y costo de operación y mantenimiento. Las principales tecnologías utilizadas en el mundo son los electrolizadores y las plantas de producción por reformado de vapor. Se debe incluir también los costos variables que depende de la cantidad de producción de hidrógeno y los cuales corresponden al costo de la fuente de energía utilizada en el proceso de producción; energía eléctrica o gas natural. Ambas fuentes de energía en Colombia están bajo las condiciones de un mercado que las clasifica en mercado regulado y en mercado no regulado que depende de la capacidad de compra de los clientes.

El costo de distribución está ligado a la forma y condiciones bajo las cuales recibe o produce el hidrógeno. Se debe tener en cuenta el costo de transporte de hidrógeno desde el sitio de producción hasta el de distribución. En el sitio de distribución también se tiene que incluir el costo de proceso de adecuación del hidrógeno a las necesidades del usuario final.

Colombia depende tecnológicamente de los equipos que se producen en países que ya fabrican este tipo de equipos; pero en los costos de la energía utilizada para la producción de hidrógeno se debe tener en cuenta las condiciones locales del mercado de energía.

8.1.1 Costo de energía eléctrica

La producción de energía eléctrica en Colombia es predominantemente hídrica con una participación del 66.5% que corresponde a una capacidad instalada de 9.000 MW en el año 2009. Es seguida por las térmicas a gas con el 27.8% de participación o 3.759 MW de capacidad [UPME, 2010].

El costo de la energía eléctrica al consumidor final depende principalmente de los costos de generación, transporte, distribución y comercialización. El costo de la energía eléctrica de las hidroeléctricas es más bajo que el de las centrales térmicas, sin embargo para garantizar el suministro de electricidad en épocas de sequía se debe garantizar el sostenimiento y

viabilidad de las centrales térmicas para lo cual se incluyó un cargo por confiabilidad.

Entre enero de 2007 y diciembre de 2009 el precio de bolsa de la energía eléctrica ha tenido un valor promedio de 100 \$/kWh. En los últimos cuatro meses de 2009 este valor aumento hasta los 200 \$/kWh. El precio medio de los contratos despachados en pesos constantes de diciembre de 2009, presentado desde enero de 1997 a diciembre de 2008 fue de 79.08 \$/kWh, frente al de 2009 que fue de 103.81 \$/kWh. Según proyecciones de la UPME los precios en bolsa de la energía Eléctrica entre 2009 y 2018 pueden estar entre 64 \$/kWh y 100\$/kWh [UPME, 2010].

Otro aspecto que determina el costo de la energía eléctrica al usuario final es el tipo de mercado al que pertenece el usuario, distinguiéndose el mercado regulado y el mercado no regulado. El límite de capacidad o consumo mínimos para pertenecer al mercado no regulado es de 0,1 MW o 55 MWh/mes. Los clientes del mercado no regulado tienen la posibilidad de negociar algunos componentes de la tarifa con las empresas comercializadoras.

Para agosto de 2010 en una empresa de mercado no regulado se pagó por concepto de energía eléctrica un valor de 194 \$/kWh sin contribución y 233 \$/kWh con contribución. (Ver Tabla 31). Esta tarifa cubre los costos de generación, transporte, distribución comercialización y otros según la ecuación 5 [CREG, 2007].

$$\text{COSTO UNITARIO: } CU = Gm + Tm + D + C + PR + R \quad (8)$$

CU: costo unitario en \$/kWh

Gm: costo de generación

Tm: costo de transmisión \$/kWh

D: costo de distribución \$/kWh

C: costo de comercialización \$/kWh

PR: componente de perdidas \$/kWh

R: restricciones \$/kWh

La misma empresa del mercado no regulado ha tenido un incremento promedio mensual del 0.7% desde enero de 2008 a marzo de 2010.

Tabla 31. Componente de la tarifa eléctrica para una empresa del mercado no regulado en agosto de 2010.

Componente	%	\$/kWh
Generación	36	69
Transporte STN	8	16
Transporte SDL	36	70
Comercialización	11	21
Perdidas	7	14
Restrcciones	3	5
Total	100	\$ 194
Tarifa con subsidio		\$ 233

Fuente: Factura de servicios [EPM, 2010].

En el mercado regulado se da la tarifa mostrada en la Tabla 32, definida para el estrato 4 en agosto de 2010 en la ciudad de Medellín. Los estratos 5 y 6 deben adicionar un 20% por concepto de contribuciones, quedando en \$363/kWh.

Tabla 32. Componente de la tarifa eléctrica para una residencia del estrato 4 del mercado regulado en agosto de 2010

Componente	\$/kWh	%
Compra Generación	121,81	40
Transporte STN	21,18	7
Transporte SDL	96,63	32
Comercialización	29,73	10
Perdidas	24,26	8
Restrcciones	8,61	3
Total	302	100

Fuente: Factura de servicios [EPM, 2010].

En conclusión, La estructura tarifaria de la energía eléctrica en Colombia debe depender de regulaciones técnicas en los embalses y del aprovechamiento y respaldo de la canasta energética nacional.

Esto ocasiona que en condiciones normales de hidrología la tarifa resulte ser más alta. Se observa que además del costo de generación tiene gran impacto sobre la tarifa de energía eléctrica el transporte y distribución de la misma. El nivel de tensión a la cual recibe el cliente final su energía también determina el costo de la misma.

Estas características afectaran sensiblemente la producción de hidrógeno. Si se produce en forma descentralizada se tendrán que pagar altas tarifas de energía pero no se tendrán mayores costos en el transporte del hidrógeno.

Por el contrario si la energía es producida en lugares centralizados, especialmente cerca de centrales hidroeléctricas; se pueden obtener

importantes economías de escala para la producción de hidrógeno. En este caso el costo de producción no debería estar afectado por los cargos de transporte, distribución, pérdidas, cargo por confiabilidad y restricciones en caso de ser producido por el propio generador. También y dadas las características de funcionamiento del mercado de bolsa, es posible que para un generador le resulte más rentable generar hidrógeno en épocas de abundante hidrología que ofertar su energía en la bolsa a precios muy bajos. No obstante se tendrán que incluir en el precio final del hidrógeno el costo de transporte.

Es importante también considerar la posibilidad de definir un esquema tarifario especial de energía eléctrica destinada a la producción de hidrógeno y que se utilice en el sector transporte aplicable especialmente en periodos de buenas condiciones hidrológicas.

8.1.2 Vertimientos de embalses.

En Colombia La oferta de energía disponible es superior a la demandada, así de 1995 a 2003 la diferencia entre capacidad efectiva instalada y la demanda creció de 2.972 a 5.013 MW. Debido a esto y asociado con las condiciones hidrológicas de una región en épocas determinadas, es posible que se tengan que realizar en algunos embalses vertimientos de agua sin producción de energía eléctrica. Sería interesante evaluar estos vertimientos con miras a la producción de hidrógeno para hacer un aprovechamiento más eficiente de la energía disponible.

Por ejemplo, en el mes de septiembre de 2010 se vertieron 102 GWh [XM, 2010], si se considera que se puede generar 1kg de H₂ con 52 kWh de energía eléctrica; se pudo haber producido 1.955.910 kg de H₂, que se pueden utilizar para abastecer 117.355 vehículos en un mes, considerando un consumo por vehículo de 16.7 Kg de H₂ al mes. Si el costo de cada Kg de H₂ se toma de 4000 \$/Kg; el mercado de la generación de energía eléctrica le pudo haber representado cerca de 8.000 millones de pesos en ingresos adicionales frente a 10.000 millones en caso de no darse vertimiento (tomando un precio de venta de \$100/kWh).

En este mismo sentido en el periódico el Mundo de Colombia se habla sobre el proyecto hidroeléctrico Ituango, mostrando la posibilidad de aprovechar el excedente generado por esta central para la producción de hidrógeno. Se menciona textualmente en este documento lo siguiente: “El proyecto hidroeléctrico de Ituango con costos de generación de US \$ 0,025 kilovatio hora es una posibilidad para la producción de hidrógeno mediante el proceso electrolítico. Estudios de costos de producción de hidrógeno por el método electrolítico, con energía eléctrica a US\$ 0,050 kilovatio hora, indican valores de 25,7 US\$/GJ (3 USD/Kg). Si el costo de la energía se reduce a US\$0,030; dicho kilovatio hora, cifra comparable al costo de generación en el proyecto Ituango, se lograría precios para el hidrógeno del orden de 18,6 US\$/GJ (2,2 USD/Kg). Este costo sería comparable con el costo de producción de hidrógeno a partir del gas de carbón y solo aventajado con la producción del mismo hidrógeno, a partir del gas natural, a lo cual habría que agregar los

costos ambientales cuando se usan combustibles fósiles (carbón y gas natural)” [Ramírez, 2010].

8.1.3 Costo del gas natural

De acuerdo con la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), a 31 de diciembre de 2009 el país contaba con un total de reservas de gas natural de 8,45 Tera Pies Cúbicos (TPC), de las cuales 4,73 TPC corresponden a la categoría de reservas probadas y 3.72 TPC a las de reservas probables y posibles. Por el lado de la oferta a 2009 fue de 1.003 MPCD, registrándose una tasa de crecimiento promedio anual en los últimos 10 años del 5,8%. La capacidad de producción a junio de 2010 fue de 1093 MPCD y disminuirá hasta 725 MPCD en el año 2019, teniéndose un pico de producción entre 2011 y 2012. En cuanto a la demanda entre los años 2011 y 2020 se prevé en el escenario base una tasa de crecimiento media de 4,0% alcanzándose una demanda nacional de 1070 MPCD y 1200 MPCD. De esta forma se espera que habrá autoabastecimiento hasta 2015 y se agotaran las reservas probadas en el 2030 aproximadamente. La relación reserva producción caerá de 8,57 en 2010 a 1,14 en 2022. Para sostener la demanda se dan las siguientes alternativas:

- Reclasificación de reservas probables a probadas
- Adición de reservas a partir de nuevos descubrimientos (resultados no viables a mediano y corto plazo)
- Incorporación de gas no convencional (Poco viable en la actualidad)
- Importaciones gas natural de Venezuela (no están garantizadas)
- Importación de Gas Natural Licuado (El costo de compra estaría alrededor de 8.2 USD/MBTU faltando por incluir los costos de transporte en buques metaneros, regasificación y distribución interna) [UPME, 2010].

Lo anterior hace que el pronóstico de tarifas de gas natural a largo plazo sean inciertas y solo se podría esperar que estas tiendan a incrementar pero el valor de estos incrementos dependerá de los condiciones de disposición de gas natural en el territorio nacional y de la infraestructura disponible para su transporte y distribución. La situación de distribución de gas natural podría volverse más crítica en caso de ocurrencia de fenómenos del niño en vista de que la infraestructura actual no es suficiente para cumplir con los requerimientos normales de este combustible y de los picos requeridos para la producción de energía eléctrica en las termoeléctricas [UPME, 2010].

Para el mercado regulado del gas natural la formula tarifaria se desagrega según se muestra en la Tabla 33 que es tomada para una residencia del estrato 4 con facturación del mes de octubre en la ciudad de Medellín. Se observa que el costo de transporte y distribución representa el 60% del costo final del gas natural.

Tabla 33. Componente de la tarifa de gas natural para una residencia del estrato 4 en Medellín a octubre de 2010.

Componente	\$/m ³	%
Compra	261,53	41
Distribución	190,06	30
Transporte	190,04	30
Total	641,63	100
Comercialización	2540,18*	
*El costo de comercialización se cobra como un cargo fijo		

Fuente: Factura de servicios [EPM, 2010].

En el mercado no regulado al mes de noviembre de 2010 se estima una tarifa promedio de 621 \$/m³. Sin incluir la contribución. En la Tabla 34 se presenta la componente tarifaria para una empresa típica de este sector. Se observa que los costos de transmisión y distribución también participan con el 60% del costo total.

Tabla 34. Componente de la tarifa de gas natural para una industria típica en el valle del Aburrá a noviembre de 2010.

Componente	\$/m ³	%
Compra	236,86	37
Transporte	191,19	30
Distribución	190,06	30
Comercialización	20,97	3
Total	639,08	100
Contribución	56,88	9
Costo total	695,96	109

Fuente: Factura de servicios [EPM, 2010].

8.1.4 Simulaciones para Determinación del costo del hidrógeno producido en Colombia

Teniendo en cuenta lo planteado en anteriormente, el costo de venta actual del hidrógeno es muy elevado para ser utilizado en el sector transporte como combustible. Esto se debe a que en Colombia no existe una infraestructura que permita producir, transportar, distribuir y consumir hidrógeno destinado al sector transporte. Se suma a esto la estructura inadecuada de los diferentes motores de combustión interna para operar con hidrógeno y a la baja disponibilidad de talento humano especializado en montaje, calibración y operación de dichos motores. Además, del inexistente stock de repuestos para tal fin, es decir no hay un mercado desarrollado para el hidrógeno como combustible. Colombia depende de la tecnología desarrollada a nivel internacional para producción de hidrógeno, pero tiene la oportunidad para definir políticas en materia de formulación tarifaria de la energía eléctrica. En

cuanto a las tarifas del gas natural también se pueden adoptar políticas que estén adaptadas a la producción eficiente y oportuna de hidrógeno.

Se planteará entonces una situación para un evento futuro al 2020 de un mercado naciente en Colombia pero que según las proyecciones internacionales; ya tendrá un mayor grado de madurez y desarrollo. Para los costos de las fuentes energéticas se tendrá como referencia los precios y costos actuales y las tendencias de crecimiento desde años anteriores y las proyecciones realizadas por los entes de regulación y planeación energética colombiana.

8.1.4.1 Descripción del modelo

En el anexo 1 se muestran las fórmulas que componen el algoritmo para encontrar los costos anualizados para la producción y uso final del hidrógeno con celdas de combustible. Las simulaciones se realizaron en un programa en Excel que consta de las siguientes hojas de cálculo:

- **Capacidad de producción:** Se parte de la proyección para 20 buses. Los buses son de dedicación exclusiva a hidrógeno, 250 kW de potencia y capacidad para 75 pasajeros máximo. En el análisis se va amentando la cantidad de buses y de vehículos hasta cubrir aproximadamente el 10% de los automotores de este tipo en el Valle de Aburrá. Para uno de los casos se tiene en cuenta el número de buses alimentadores (156 alimentadores al Metroplús y más de 800 alimentadores al metro) con que funcionará el sistema METROPLÚS con una capacidad de 40 a 50 pasajeros cada uno [UPB, 2010].
- **Datos de Referencia:** En ella se ingresan los principales indicadores utilizados para hacer las evaluaciones: buses sistema Metroplús, flota de buses en el Valle de Aburrá¹³ [Díaz, 2004], distancia recorrida, consumo de hidrógeno de los automotores, horas de trabajo de electrolizadores, costo específico de electrolizadores, capacidad de los equipos, costo operación y mantenimiento del sistema y de los vehículos y el recambio de celdas en los vehículos¹⁴, eficiencia del electrolizador, costo de la energía eléctrica, costo específico de compresores, energía consumida por los compresores, costo de terrenos, costo impuestos, tasa interna de retorno, vida útil de los equipos, precio del dólar, margen para el productor de hidrógeno, costo del gas natural, costo de transporte y distribución del hidrógeno. En el anexo 1 se muestran los diferentes supuestos utilizados.

¹³ Buses de servicio público Valle de Aburrá: 8668 buses y busetas [Díaz, 2004]

¹⁴ El costo operación y mantenimiento electrolizadores (incluye compresores) se asume del 4% que es el costo estimado en proyectos similares [HIRC, 2008]. Para los vehículos se tiene en cuenta el cambio de celda de combustible cada 5 años.

- **Factores de conversión unidades de energía:** Tiene los diferentes factores de conversión que se utilizaron en las fórmulas.
- **Evaluación por electrólisis y evaluación por SMR:** Con ellas se encuentra el costo final de hidrógeno de acuerdo al tamaño de las plantas y al costo de los energéticos. Para esto se tiene en cuenta tanto los costos fijos como los costos variables. Los costos fijos dependen del costo de los equipos los cuales son anualizados y luego cargados a cada kilogramo de hidrógeno producido. Los costos variables están ligados básicamente al costo de la energía eléctrica y la del gas natural.

La fórmula para encontrar el costo anualizado de una inversión de un activo es la mostrada en la (Ec.9) ([Yang & Zhou, 2008], [Román, 2009]).

$$A = \frac{C \cdot i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (9)$$

C: Inversión en el activo

I: interés anual

N: Vida útil del proyecto.

8.1.4.2 Proceso de la electrólisis

Para la producción de hidrógeno se toman cinco sensibilidades para una capacidad de producción dada en Tabla 35.

Tabla 35. Estimación de las necesidades de producción de H₂ para determinar costos de producción en Colombia.

Tipo de vehiculo	Caso1	Caso2	Caso3	Caso4	Caso5	Unidades
Buses	20	120	200	400	4.272	u
Carros	0	0	24.750	49.500	85.447	u
Consumo de hidrógeno buses	960	5.760	9.600	19.200	205.074	kg/dia
Consumo de hidrógeno autos	-	-	13.562	27.123	46.820	kg/dia
Total consumo	960	5.760	23.162	46.323	251.894	kg/dia

Fuente: Elaboración propia.

En la hoja de cálculo en Excel se pueden hacer diferentes sensibilidades que consisten en evaluar los resultados al cambiar el valor de de las diferentes variables involucradas en las fórmulas del algoritmo. De esta forma se puede realizar análisis al cambiar entre otras variables; tarifas de energía eléctrica y gas natural, cantidad de automotores, tasas de interés y vida útil del proyecto.

En la primera sensibilidad se toma un precio de la energía eléctrica de 233 \$/kWh, que es tomado de una tarifa negociada para el mercado no regulado en agosto de 2010. Los costos estimados de suministro oscilan entre 8 y 7 USD/kg de H₂ a una presión de 800 bar. Este costo está muy por encima de los estimativos dados en la Tabla 17, donde se proyectan precios de producción de hidrógeno en forma descentralizada entre 1,56 y 3,13 USD/ kg de H₂. Esto se explica en parte porque el costo de 233 \$/kWh es superior al estimado en Norte América donde se supone de 70 \$/kWh.

Según se desprende de la formula tarifaria estructurada para Colombia, este precio sería alcanzable únicamente si se evitan los costos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Como se mostró anteriormente estos rubros son responsables de más del 60% del costo de la energía eléctrica en el mercado no regulado.

Tomando como segunda sensibilidad una producción centralizada en las mismas plantas de generación hidroeléctrica a un precio de mercado de 69 \$/kWh¹⁵, se obtiene costos de producción del hidrógeno entre 3 y 2 USD/ kg de H₂. Estos costos están por encima de los valores estipulados en la Tabla 17 para la producción de H₂ centralizada por electrólisis. A este costo adicionan los costos de transporte y distribución de H₂ hasta el usuario final. Los 69 \$/kWh de energía eléctrica representan el costo de mercado del kWh generado pero es superior al costo real de producción resultando el generador doblemente retribuido. Si se toma como costo de generación 50 \$/kWh¹⁶ que es superior al estimado en [Ramírez, 2010] para el proyecto Hidroituango, los costos del H₂ producido en las centrales de generación de energía eléctrica están entre de 2,2 y 1,7 USD/kWh. Este valor aunque inferior sigue siendo superior al reportado en la Tabla 17. Lo anterior se explica en parte por que las inversiones en Colombia se ven afectadas por los costos de importación y los impuestos [DIAN, 2011].

8.1.4.3 Por reformado de GN con vapor

En la primera sensibilidad se toma el precio de la energía eléctrica a 233 \$/kWh, que es la que se aplica para el mercado no regulado. El peor de los casos sería la tarifa de gas natural para mercado regulado de 642 \$/m³, que corresponde a la tarifa para una residencia del estrato 4 en el mes de noviembre de 2010. En este caso las tarifas del hidrógeno oscilan entre 5,32 USD/kg H₂ para las plantas con menos capacidad de producción y 2,43 USD/kg H₂ para las plantas más grandes. Comparando estos precios con los obtenidos con el proceso de la electrólisis se ve que son muy inferiores (8 y 7 USD/kg de H₂). Esto pasa aun encontrándose que las inversiones para sistemas SMR son más altas que sistemas para electrólisis proyectados para el

¹⁵ Si el hidrógeno se produce en las centrales de generación, no se incorporaría en la fórmula tarifaria los costos de distribución y transmisión de energía eléctrica. La producción de hidrógeno sería centralizada y su costo menor. Sin embargo al usuario final se le debe adicionar el costo de transporte y distribución de hidrógeno.

¹⁶ El costo de producción para el generador está por debajo de 50 \$/kWh [Ramírez, 2010]. Sí este mismo agente produce el hidrógeno los costos finales de producción de hidrógeno pueden beneficiarse de las economías de escala.

año 2020 lo que se puede explicar porque el costo de la inversión con respecto al costo total de producción de hidrógeno no es muy alto.

En la segunda sensibilidad se supone una tarifa para el mercado no regulado de 450 \$/kWh, con lo que se obtiene precios para el hidrógeno entre 4,66 y 1,95 USD/kg H₂ que solo sería comparable con la producción de hidrógeno por electrólisis en las centrales hidroeléctricas con grandes niveles de producción.

En la tercera sensibilidad se toma el precio de 255 \$/m³ que es el promedio del gas natural en las centrales termoeléctricas adoptado en plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural hasta el año 2018 en Colombia [UPME, 2009]. Como resultado se tienen costos del hidrógeno entre 3,98 y 1,46 USD/kg H₂. En este caso sigue siendo menos costoso producir el hidrógeno en bajas cantidades en las centrales hidroeléctricas, pero para grandes cantidades resultaría más económico el producido en las termoeléctricas.

Por último se supone una tarifa en boca de pozo de 118 \$/m³ tomado de la proyección de demanda de gas natural en Colombia para el periodo 2006 2025 [UPME, 2007] encontrándose costos del hidrógeno entre 3,51 y 1,1 USD/kg H₂ conservándose las conclusiones anteriores. Se debe recordar que cuando el hidrógeno sea producido en las centrales termoeléctricas o en lugares cercanos a la boca de pozo; se debe tener en cuenta los costos de transporte y distribución de hidrógeno al usuario final. Estos precios proyectados por la UPME fueron revisados en octubre de 2010 encontrándose que en términos reales se ha duplicado el precio de este energético en la última década lo que ocasiona que las estimaciones al año 2020 aumenten considerablemente [UPME, 2010]. El precio promedio en boca de pozo bajo estas consideraciones sería de 366 \$/m³ de gas natural.

Comparando con las proyecciones internacionales donde se obtuvieron tarifas ente 1,88 y 0,63 USD/kg de H₂ (ver tabla 17) se encuentra que a una tarifa de 642 \$/m³; los costos de producción de hidrógeno son mucho más altos en Colombia. Lo que se explica por haber tomado una tarifa de GN en Colombia tres veces mayor a la de utilizada en proyecciones internacionales. Con Tarifas del gas natural a 450\$/m³; el precio del hidrógeno producido en Colombia sigue siendo más alto que el reportado en la Tabla 17, lo que se puede explicar porque aún la tarifa de GN es muy alta (el doble) con respecto a lo utilizado en la proyección internacional y porqué las inversiones en Colombia se ven afectadas por los costos de importación y los impuestos.

Cuando la tarifa del gas natural es la de las centrales termoeléctricas de 255 \$/m³ de GN o de 118 \$/m³ de GN aplicables en boca de pozo; los precios de producción de hidrógeno en Colombia siguen superando los costos proyectados internacionalmente.

8.1.4.4 Costo de transporte y distribución del hidrógeno en Colombia

De acuerdo a lo definido anteriormente el Hidrógeno se puede distribuir por tuberías o por carrotanques. La distribución por tuberías requiere de la construcción de una infraestructura cuya construcción, operación y mantenimiento es mucho más costosa que la del gas natural y para largas distancias no parece ser económicamente factible en un futuro cercano. De otra forma la planeación y puesta en ejecución de este tipo de proyectos es demorada y no se prevé que para el año 2020 esté implementada.

Como alternativa al transporte de hidrógeno se cuenta con los carrotanques que en principio lo pueden hacer en forma gaseosa a presiones de 800 bar.

Siendo así, los costos de transporte y distribución estimados por la EIA pueden oscilar entre 0,7 y 1,4 USD/kg de H₂ para transporte gaseoso y líquido respectivamente. El solo transporte por carrotanque puede ser de 0,35 USD/kg de H₂¹⁷.

Si la producción de H₂ se hace en el mismo sitio; solo se debe tener en cuenta el costo adicional de distribución. Cuando la tarifa de la energía eléctrica empleada para los costos de producción de H₂ es la aplicada cuando se ha utilizado toda la infraestructura de transporte y distribución de la energía eléctrica no se incluyen costos de transporte de H₂. Caso contrario sucede cuando el hidrógeno se produce en las centrales de generación o en lugares cercanos a la boca de pozo de extracción de GN.

En la Tabla 36 y en la Tabla 37 se resumen el costo del hidrógeno para el usuario final de acuerdo a las tarifas de energía eléctrica y de gas natural.

Tabla 36. Costo del H₂ al usuario final producido por electrólisis (USD/kg de H₂).

Tarifa EE	Capacidad de producción (kg H ₂ /día)				
\$/kWh	960	5.760	23.162	46.323	251.894
233	8,72	7,29	7,25	7,23	7,20
69	3,18	2,68	2,64	2,61	2,59
50	2,54	2,14	2,11	2,08	2,05

Fuente: Elaboración propia.

¹⁷ Se considera Poder calorífico superior (PCS)

Tabla 37. Costo del H₂ al usuario final producido por SMR (USD/kg de H₂).

Tarifa GN \$/m ³	Capacidad de producción (kg H ₂ /día)				
	960	5.760	23.162	46.323	251.894
642	5,7	3,7	3,2	3,1	2,8
450	5,0	3,2	2,7	2,6	2,3
255	4,7	3,0	2,5	2,4	2,2
118	4,2	2,6	2,2	2,1	1,8

Fuente: Elaboración propia.

8.1.4.5 CONCLUSIONES DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA

El costo de producción de hidrógeno en Colombia es muy sensible a las tarifas de energía eléctrica y de gas natural, más que los costos de inversión. Una posible penetración de las celdas de combustible dependerá en gran medida de las políticas tarifarias de energía eléctrica y GN destinados a la producción de hidrógeno. Las sensibilidades realizadas para el gas natural pueden ser más desfavorables si se tiene en cuenta que la UPME ha realizado proyecciones donde la tarifa de este combustible prácticamente se duplica. El gas natural también presenta una incertidumbre con el abastecimiento. A diciembre de 2010 no es claro que en Colombia se tenga la capacidad de producción requerida para la demanda a partir del año 2018; según análisis realizados por la UPME, la alternativa de abastecimiento más viable para el caso colombiano, corresponde a la importación vía gasoducto desde el vecino país de Venezuela, y/o en caso contrario las importaciones de Gas Natural Licuado (GNL), mediante la construcción de una planta de regasificación.

Sumado a lo anterior; en Colombia no se dispone de una infraestructura para la producción, transporte y distribución de hidrógeno al usuario final, ni se tienen los conocimientos técnicos para la operación de estos sistemas, lo mismo que con los sistemas de transporte basados en celdas de combustible. En Colombia aún no hay una política que facilite y regule la producción, distribución, transporte y uso del hidrógeno en las celdas de combustible; no se han definido las medidas que permitan la incorporación de esta tecnología a mediano y largo plazo. Estas medidas y regulaciones tienen que ver entre otros aspectos con los incentivos que se le debe dar a este tipo de proyectos, las normas de seguridad que se deben adoptar, la planeación para la masificación y desarrollo del mercado del hidrógeno y las celdas de combustible, políticas ambientales que incentiven su uso, formulas tarifarios para la energía eléctrica y gas natural destinado la producción de hidrógeno, capacitación técnica para la operación y mantenimiento de los diferentes sistemas.

8.1.4.6 Comparación con la estructura de precios de la gasolina en Colombia

Para octubre de 2009 el precio máximo de venta al público de la gasolina fue de \$7.073,5/galón. Donde el 52,7% corresponde al precio del

productor, el 4,7% corresponde a transporte del combustible, 9,5% corresponde al margen para el mayorista y el minorista, 32.8% a impuestos y 0,4% para reconocimiento por pérdidas por evaporación [Rincón, 2010]. Los resultados encontrados para el hidrógeno muestran una participación entre el 15% y 28% de costo del hidrógeno dentro del costo total de entrega al usuario final. Ello se encuentra dentro lo esperado en vista de que transportar hidrógeno será más costoso que transportar gasolina.

Sí se incluyen los costos por sobretasa y por el IVA (impuesto al valor agregado) se esperaría que los costos para el usuario final aumentarían por lo menos en un 33% con respecto a los valores reportados con anterioridad. Así los valores máximo y mínimo pasarían de 8,72 y 1,81 USD/kg de H₂ a 11,6 y 2,4 USD/kg de H₂.

8.2 CELDAS DE COMBUSTIBLE EN COLOMBIA

En Colombia no ocurre una investigación que sea suficiente para producción comercial de celdas de combustible, por lo que depende del desarrollo logrado a nivel mundial. Esto quiere decir que en proyectos que dependan primordialmente de la variable económica; tendrán que esperar hasta el momento en que en el mundo sucedan las condiciones para hacerlo; es decir en que el desarrollo del mercado de las celdas de combustible y todo su entorno para su utilización estén en crecimiento. Cuando el aspecto ambiental y el de seguridad en la disponibilidad de recursos energéticos son predominantes; proyectos liderados por el gobierno pueden adelantarse al desarrollo pleno de este mercado en el mundo.

Según lo planteado, para implementar proyectos en el 2020 en el Valle de Aburrá, se tendrá que contar con el apoyo decidido de los entes gubernamentales y esperar que desde el punto de vista mercado de las celdas de combustible, se dé un desarrollo suficiente para mantenerlo.

A corto plazo se avisa la masificación de vehículos eléctricos en Colombia. Para los próximos meses se tiene provisto la incorporación de 50 taxis eléctricos con en la ciudad de Bogotá. Se prevé que cada vehículo de este tipo ahorre siete galones de combustible fósil al día, reduciendo de este modo en más de un 80 % los costos de operación y un 70 % las emisiones de gases de efecto invernadero. El proyecto está respaldado por una política nacional para imponer cero arancel en los vehículos eléctricos que entran en el país.

Renault, Empresas Públicas de Medellín y Codensa tienen en marcha un proyecto para poner en funcionamiento 250 vehículos totalmente eléctricos en Colombia en el año 2012. Cuatro de estos ya se incorporaron en el 2011. Este proyecto tiene la intención de poner los vehículos a prueba para analizar su comportamiento en las carreteras colombianas y el esquema de suministro de energía eléctrica. Los carros tienen una autonomía de 160 kilómetros, motor de 70kw de fuerza y el tiempo de carga completo será de ocho horas a 220 voltios. La velocidad máxima es de 135 kilómetros por hora con cero emisiones contaminantes para el ambiente. En otro proyecto la Universidad Pontificia Bolivariana está implementando un proyecto de investigación para introducir el primer Bus eléctrico moderno en Colombia [Portafolio, 2011], [Caracol, 2011]

En el año 2014 en la ciudad de Medellín se tiene previsto poner en funcionamiento el tranvía eléctrico de Ayacucho que contará con dos cables aéreos y estará articulado al sistema integrado de transporte. Así el sistema METRO tendrá la capacidad de movilizar 800.000 pasajeros. El tranvía tendrá una longitud de 4.3 km y contará con 8 estaciones [Alcaldía de Medellín, 2011]. También se está planeando construir un sistema de tranvía para la carrera 80, dividido en dos fases: de Colpisos a la Aguacatala y de Colpisos a zona de ferias.

8.2.1 Cálculo de costos para Colombia

En la Tabla 38 se presentan los supuestos para realizar la proyección de costos de vehículos y buses de celdas de combustible en Colombia, Estos resultan principalmente del análisis detallado de la bibliografía presentada anteriormente con respecto a proyección de precios de las celdas de combustible a mediano y largo plazo, de el desarrollo del mercado potencial y las mejoras tecnológicas.

Tabla 38. Supuestos usados para determinar el costo de vehículos con PEMFC.

Supuestos	Valor	Unidad	Sustentación
Costo celdas para automóv	100	USD/kW	Las proyecciones muestran que este valor puede ser alcanzado
Costo celdas para buses	200	USD/kW	Valor requerido para ser competitivo
Producción mundial de PEM	500.000	Unidades/año	Valor estimado para el desarrollo de mercado aprovechando economías de escala
Relación costo celda/vehículo	30	%	Del análisis de proyección de costos se hace la relación entre costos de las celdas de combustible y el valor total de los vehículos
Vida útil celda	5	años	Las Mejoras tecnológicas harán posible este valor
Vida útil FCV	15	años	Lo corriente en estudios similares
Rendimiento en vehículos	100	km/kg de H ₂	Datos de eficiencia
Rendimiento en buses	13	km/kg de H ₂	Análisis de proyecciones
Sobrecosto	30	%	Por importaciones, dependencia tecnológica y lentitud del mercado

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 39 se presenta el estimativo del costo correspondiente a los buses de 250 kW y los automóviles de 80 kW al año 2020 bajo los supuestos planteados.

Tabla 39. Costo estimado de buses y automóviles con celdas de combustible a 2020.

Tipo de vehículo	Potencia	Costo
	kW	USD
Buses	250	216.667
Automóviles	80	34.667

Fuente: Elaboración propia.

8.2.2 Infraestructura Requerida en el Valle de Aburrá para una flota de 20 buses.

Se requiere de una infraestructura que este en capacidad de atender las necesidades de operación y mantenimiento de los buses y automotores. La infraestructura básica está compuesta por las estaciones de suministro de hidrógeno, por la flota de buses y por los centros de mantenimiento de los vehículos.

De acuerdo a las ofertas del mercado y las necesidades de transporte se propone que cada bus tenga una autonomía de 200 km a 300 km, capacidad para transportar 75 pasajeros, cuente con dos celdas de combustible de 125 kW a 600 voltios de DC y corriente nominal de 210 amperios, tanques de almacenamiento para 45 kg de H₂ gaseoso a una presión de 700 bar, velocidad de 80 km/h, motor eléctrico de corriente alterna de 200 kw nominales. Las dimensiones aproximadas de cada bus son de 12 metros de largo, 2.55 m de ancho y 3.5 m de alto [Lucas, 2004], [Bravo, 2006].

Cada bus debe contar con los módulos que garanticen su buen funcionamiento: sistema de refrigeración, sistema de pilas de combustible para la generación de la energía eléctrica, sistema para control de la presión de hidrógeno, sistema para comprimir el aire que requiere la celda, sistema de conversión y control de energía eléctrica, sistema de tracción y servicios auxiliares sistema de interconexión de conductos [Lucas, 2004].

Una flota con buses y autos con celdas de combustible puede circular por el sistema normal de vías de las ciudades. Debido a sus cualidades para disminuir al impacto ambiental producido por el sector transporte, se pueden habilitar rutas especiales donde estos vehículos puedan reemplazar los medios de transporte de alto impacto ambiental en algunos sitios del valle de Aburrá. El sistema METROPLÚS que se está desarrollando en la ciudad resulta muy atractivo para la introducción de esta tecnología.

8.2.3 Estaciones de servicio.

Para el suministro de hidrógeno a una flota de buses se requiere de estaciones de abastecimiento ubicadas preferiblemente en el área de influencia

de funcionamiento de este sistema de transporte. En la medida que se empiece a desarrollar el mercado y se tenga que garantizar el suministro a nuevos automotores; se tendrá que ampliar el número y cobertura de las estaciones. Esta situación ocurre con el sistema de transporte de gas natural vehicular donde inicialmente se dio una infraestructura básica de estaciones y vehículos y luego se fue ampliando de acuerdo al desarrollo del mercado.

En la Tabla 40 aparece un estimativo de las estaciones de suministro de hidrógeno según los casos de requerimientos de transporte y la capacidad de abastecimiento. Para esto se parte de las necesidades de producción diaria de hidrógeno y se relaciona con las capacidades de la producción de equipos que se encuentran en el mercado.

Tabla 40. Requerimiento de hidrógeno y de estaciones de suministro para atender parque automotor con celdas de combustible.

Tipo de vehiculo	Caso1	Caso2	Caso3	Caso4	Caso5	Unidades
Buses	20	120	200	400	4.272	u
Carros	0	0	24.750	49.500	85.447	u
Consumo de hidrógeno buses	960	5.760	9.600	19.200	205.074	kg/dia
Consumo de hidrógeno autos	-	-	13.562	27.123	46.820	kg/dia
Total consumo	960	5.760	23.162	46.323	251.894	kg/dia
Capacidad de producción kg/dia	Estaciones requeridas					
50	19	115	463	926	5.038	u
500	2	12	46	93	504	u
1300	1	4	18	36	194	u

Fuente: Elaboración propia.

Las estaciones con capacidad de producción de 500 kg/día y 1.300 kg/día de H₂ resultan aceptables para atender una flota de 20 buses porque en un principio se facilita más la instalación y puesta en servicio de pocas estaciones sin sacrificar la atención de la demanda de hidrógeno requerida. Además, el servicio de los 20 buses se limita a un área determinada del Valle de Aburrá, lo que posibilita instalar uno o dos sitios de abastecimiento ubicadas en la zona de influencia para prestación del servicio. Para incrementos sustanciales del parque automotor con celdas de combustible; las estaciones de suministro con capacidad de 1300 kg/día resultan más recomendables en vista de limitar el número de estaciones a instalar en la ciudad. Con esta capacidad de suministro se deberían instalar entre 1 y 194 estaciones según sea el caso de análisis, cada estación debe adaptar el número de bahías de atención de tal forma que puedan atender la flota de buses y de carros. Para esto se relaciona el número de carros a atender con el número de estaciones determinadas. De esta forma, si se disponen de 85.500 carros trabajando con hidrógeno se necesitarían 36 estaciones, cada estación debe estar en

capacidad de atender 2.370 carros. Para atender 4.270 buses se requieren 158 estaciones con lo que cada estación puede atender 27 buses diariamente.

De acuerdo a este análisis y a la disposición del mercado se propone una estación con electrolizadores con capacidad de producir 1.300 kg de H₂/día para atender una flota de 20 buses. La capacidad de almacenamiento debe ser 2.000 kg de H₂ a 700 bar [Fuelcell, 2011]. Para este efecto la estación debe contar con 30 electrolizadores con capacidad individual de 50 kg de H₂ /día y presión de salida de 50 bar. Se debe disponer de una unidad eléctrica para conversión de CA a CD requerida para alimentar los electrolizadores.

En las estaciones también se deben disponer los compresores eléctricos que comprimen el hidrógeno hasta la presión de almacenamiento y el depósito de agua desionizada con una capacidad de 330 m³ mensuales en régimen nominal (cada electrolizador requiere 18 m³) [Lucas, 2004]. Para almacenar el hidrógeno a 700 bar se requieren de 30 tanques (cada tanque tiene una capacidad de almacenar 70 kg de H₂). El área requerida para producir, distribuir, parquear y hacerle mantenimiento a los 20 buses es aproximadamente 4.000 m² (adaptado de [Lucas, 2004]).

8.2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA FLOTA DE 20 BUSES

Según un informe de “The Research and Innovative Technology Administration (RITA)”, el consumo promedio de buses convencionales es de 10 km/galón [RITA, 2003]. En otras fuentes solo es de 5.5 km/galón. Como se mostró anteriormente; se espera que los vehículos de celdas de combustible dupliquen la eficiencia de los vehículos convencionales por las mejoras tecnológicas y por la producción en serie de esta tecnología, ya que la eficiencia de los buses con celda de combustible puede estar alcanzando los 20 km/kg de H₂ en 2020 [IEA, 2005], [López, 2009]. Para efectos de hacer el análisis de costos se tomará un valor de 13 km/kg más conservador que el proyectado pero es el doble de sistemas actuales (a 2010).

El cálculo del costo anual de cada bus al año 2020 es aproximadamente 46.000 USD (ver anexo 1 con los cálculos). El costo de consumo de H₂ por año, depende del precio de la energía eléctrica y del gas natural, los cuales se muestran en la Tabla 41. Con producción descentralizada; el GN presenta el costo más favorable con cerca de 35.000 USD año por bus, Con la producción descentralizada de hidrógeno la producción por el proceso de la electrólisis se obtiene el valor más bajo con 20.253 USD año por bus. Por ejemplo; se tenía un costo de producción de hidrógeno de 8.72 USD/kg de H₂ cuando la

producción es descentralizada por el proceso de la electrolisis, con una tarifa eléctrica de 233\$/kWh. Tomando un consumo de 24 kg de H₂ /día para hacer un recorrido de 320 km, cada bus consumiría al año 7.008 kg de H₂, lo que resultaría en un costo anual de 61.110 dólares por consumo de hidrógeno.

Tabla 41. Costo anual del consumo de H₂ para cada bus de celda de combustible.

Costo consumo H ₂		
Con EE a (\$/kWh)	USD/año	Producción H ₂
233	61.110	Descentralizada
69	24.738	Centralizada
50	20.253	Centralizada
Con GN a (\$/m ³)		
642	39.735	Descentralizada
450	35.110	Descentralizada
255	32.797	Centralizada

Fuente: Elaboración propia.

El costo total de funcionamiento de un bus, incluyendo: costo del bus, operación y mantenimiento y el combustible consumido; se muestra en la Tabla 42. Estos costos no incluyen la contratación de personal encargado de la administración del bus ni los impuestos por la operación del mismo. El costo del proyecto total para los 20 buses se estima en 1.619.218 USD/año cuando se toma en cuenta la producción descentralizada con GN y de 1.322.079 USD con producción centralizada a partir de la electrólisis. El proyecto total tiene un costo de 32.384.374 USD y 26.441.590 USD respectivamente. El peor de los casos se obtendría con la producción descentralizada de H₂ a partir de la electrólisis con tarifa de 233 \$/kWh donde el costo de proyecto es de 42.784.246 USD. El proyecto que se está desarrollando en Sao Pablo Brasil para 8 buses está estimado en un valor de 16 millones de dólares [Landirezo, 2009]. Para calcular el costo total de un bus en funcionamiento se suman el costo de consumo de hidrógeno al costo anualizado anual de un bus. El costo anualizado de cada bus se obtiene a partir del valor del bus, del costo de operación y mantenimiento, el costo anualizado por recambio de celdas. Para el caso de la tarifa de 233 \$/kWh se le suman a los 61.110 dólares correspondientes al consumo de hidrógeno, 45.851 dólares correspondientes al costo anualizado de cada bus, para un total de 106.961 dólares (ver anexo 1 con las fórmulas utilizadas).

Tabla 42. Costo total de buses en funcionamiento empleando celdas de combustible.

Costo total de cada bus en operación		
Con EE a (\$/kWh)	USD/año	Producción H2
233	106.961	Descentralizada
69	70.589	Centralizada
50	66.104	Centralizada
Con GN a (\$/m ³)		
642	85.586	Descentralizada
450	80.961	Descentralizada
255	78.648	Centralizada

Fuente: Elaboración propia.

Los costos por kilómetro recorrido y por pasajero del sistema en operación se muestran en la Tabla 43. Dependiendo del tipo de producción y del costo de la energía; estos costos pueden variar entre 478 \$/pasajero y 773 \$/pasajero. Si se supone que el precio de los buses es de 1.500.000 USD el costo por pasajero puede ser entre 1.452 \$/pasajero y 1.748 \$/pasajero. El costo de la energía eléctrica y del gas natural sigue teniendo un gran impacto dentro del sistema de costos de un sistema de transporte con celdas de combustible. Esto puede hacer que la participación del costo del combustible dentro del sistema integrado pueda tener ir desde 31% al 57%. Como ejemplo para encontrar el costo por kilómetro recorrido, se lleva el costo anual a un costo diario (dividiendo por 365 y aplicando un factor de utilización del bus) y se divide por los kilómetros recorridos diariamente. Se tiene entonces:

$$\text{Costo/km recorrido} = 106.961(\text{USD/año}) / (365 \text{ días} * 0.8 * 320 \text{ km/día})$$

$$\text{Costo/km recorrido} = 1.14 \text{ USD/km (ver fórmulas en el anexo 1)}$$

Tabla 43: Costo por kilómetro recorrido y por pasajero para una flota de 20 buses con celdas de combustible.

Costo por km recorrido y por pasajero				
Con EE a (\$/kWh)	USD/km	USD/pasajero	\$/pasajero	Produccion H ₂
233	1,14	0,41	773	Descentralizada
69	0,76	0,27	510	Centralizada
50	0,71	0,25	478	Centralizada
Con GN a (\$/m ³)				
642	0,92	0,33	619	Descentralizada
450	0,87	0,31	585	Descentralizada
255	0,84	0,30	569	Centralizada

Fuente: Elaboración propia.

8.2.5 CONCLUSIONES DEL SISTEMA DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

La inclusión en Colombia de una flota de transporte con celdas de combustible depende del desarrollo tecnológico logrado en otros países, del desarrollo del mercado a nivel mundial y de los precios establecidos a nivel interno para la energía eléctrica y el gas natural. Al día de hoy (febrero de 2010) la tarifa promedio para un pasajero es de \$1.500 para bus convencional y para el metro, la expectativa para el sistema METROPLÚS integrado al metro es de \$1.600. Los precios obtenidos en el análisis de las celdas de combustible parecen dar una factibilidad económica a la implementación de un sistema de este tipo. Sí al aspecto económico se le suman los beneficios ambientales, salud, calidad de vida y de seguridad energética al hacer una diversificación de la misma; el proyecto de las celdas de combustible puede ser potenciado introduciendo políticas ambientales y económicas que estimulen su implementación.

8.2.6 IMPACTO AMBIENTAL DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE

Dependiendo de la forma de producción; el uso del hidrógeno implica pocas o cero emisiones de gases contaminantes y de CO₂ cuando se utiliza en celdas de combustible. Si el hidrógeno se produce por medio del reformado del gas natural con vapor y tomando un rendimiento de 100 km/kg de H₂ para cada vehículo, se pueden estar emitiendo ente 70 y 120 g de CO₂/km; para un bus con celdas de combustible con rendimiento de 6,7 km/kg de H₂, puede estar emitiendo entre 1,1 kg de CO₂/km y 1,8 kg de CO₂/km [EREN, 2007], [Guerrero Lemus & Martínez Duart, 2010].

Haciendo un análisis estequiométrico y tomando un rendimiento de 40 km/galón de gasolina; un vehículo convencional puede estar emitiendo 205 g de CO₂/km y un bus con un rendimiento de 5,5 km/galón puede estar emitiendo 1,5 kg de CO₂/km. Mientras que la combustión de un galón de gasolina estequiométricamente puede dar una emisión de 8,2 kg de CO₂; el diesel puede dar una emisión de 11,5 kg de CO₂/galón.

Cuando se usan las celdas de combustible, no se producen emisiones de CO₂ y gases contaminantes, esto se puede observar en las curvas normalizadas para un motor *Ballard XCELLSIS HY-205* que muestran que las emisiones de CO, NO_x, HC, SO₂, partículas y CO₂; son nulas [Lucas, 2004].

La contaminación acústica es otro factor que se debe considerar, mientras el nivel de ruido en un sistema de gasolina es de 95 dB; un sistema con celda de combustible es de 80 dB [EREN, 2007].

8.2.6.1 CONCLUSIONES IMPACTO AMBIENTAL E INTERNALIZACIÓN DE COSTOS

Se evidencia que el aumento de población y el crecimiento económico conllevan a un aumento en el parque automotor. Con los sistemas convencionales; el sector transporte es causante de emisiones de gases y contaminantes a la atmósfera que afectan el medio ambiente y la salud de las personas. Existen estudios que tratan de valorar económicamente el impacto negativo provocado por la contaminación provocada por el sector transporte, en especial con lo que se refiere al uso de combustibles fósiles: [Claus & Wietschel, 2008], [NU, 2009], [PNUMA, 2008] y [IEA, 2001].

A partir de una fijación de metas para limitar la contaminación ambiental es posible involucrar en los estudios la internalización de costos provocados por los daños causados al medio ambiente y a la salud humana [Longo & Markandya, 2008], [Johansson, 1999], [HM TREASURY, 2007], [Rousse, 2008]. La producción del hidrógeno a partir de la electrólisis y su uso en celdas de combustible elimina al máximo los daños ocasionados en los factores mencionados. Si el hidrógeno se obtiene a partir del gas natural, también se ocurren importantes emisiones de CO₂ aunque su posterior uso en las celdas de combustible no genere ningún tipo de contaminante.

En la evaluación técnico-económica de nuevos sistemas de transporte se deben involucrar las externalidades provocadas por las tecnologías y las fuentes energéticas utilizadas [Caspary, 2009], [HIRC, 2006], [Rincón, 2010], [IEA, 2005], [Botero & Isaza, 2010], [Lucas, 2004], [DOE, 2004], [Guerrero Lemus & Martínez Duart, 2010] [Longo & Markandya, 2008] y [Johansson, 1999]. Estas se pueden dar en forma de impuestos para los sistemas que contaminan y en forma de subsidios para las que las disminuyen.

En el caso del Valle de Aburrá; estas externalidades pueden ser tenidas en cuenta para impulsar el desarrollo de proyectos que incorporen nuevas tecnologías basadas en fuentes renovables que a la fecha son más costosas que las convencionales. De una parte están las emisiones de CO₂ que son de afectación global y por la otra están las emisiones del resto de contaminantes que afectan la salud local.

Para las emisiones de CO₂, la valoración depende de acuerdos logrados ante la comunidad internacional, dependiendo de las metas que se propongan en los próximos años respecto a la acumulación total de este gas en la atmósfera. Una forma de hacer esta valoración es a través de certificados de emisión para los mecanismos de desarrollo limpio (MDL) los cuales están sujetos a las variaciones del mercado. Para tener un punto de referencia se puede tomar los 50 USD/t CO₂ empleados por la EIA en el planteamiento de

algunos de sus modelos para definir escenarios de producción de hidrógeno. Según la evaluación de producción de hidrógeno, la introducción de 20 buses funcionando con celdas de combustible e hidrógeno obtenido a partir de la electrólisis puede evitar que se emitan a la atmósfera cerca de 3.500 toneladas de CO₂ al año lo que económicamente se puede valorar en 175.000 USD/año (350 millones de pesos). Se puede obtener mejores resultados si por parte de los países en desarrollo se realiza una mayor presión internacional para que estas emisiones evitadas tengan una mayor valoración por parte de la comunidad internacional¹⁸. Con el reconocimiento de 50 USD/ton de CO₂ evitada se puede financiar entre un 8% y un 13% del costo total de cada bus en operación, ver Tabla 42.

Otra forma de involucrar los costos asociados a las emisiones de CO₂, sería la de fijar impuestos para el uso de los combustibles que generan este gas y establecer incentivos para la incorporación de combustibles y tecnologías que no los generan. Sin embargo, esta opción no sería equitativa si las mismas medidas no se toman en la comunidad internacional, en vista que las emisiones de CO₂ son de afectación global.

En cuanto a las emisiones que afectan la salud, dependen de la valoración que a nivel local se realice sobre los perjuicios ocasionados a la comunidad y se involucren factores como calidad de vida. En el Valle de Aburrá los efectos de las emisiones originados por el sector transporte están concentrados en su misma área debido a sus características topográficas.

Tomando como referencia el estudio del Banco Mundial [World Bank, 2007], y relacionando los rendimientos de los buses con respecto a los vehículos corrientes, se puede deducir que el daño causado por cada bus es valorado en cerca de 260 USD/año (\$510.000). Esta valoración no resulta ser lo suficientemente representativa frente a la evaluación económica para una flota de 20 buses.

Si se relacionan estudios internacionales donde se valoran económicamente los daños por los principales contaminantes de origen en el sector transporte con los índices de emisiones en el Valle de Aburrá presentados en las tablas 2 y 8; se pueden tener estimaciones de estos costos aplicados a la ciudad que están alrededor de los 35.000 USD/bus. Este valor puede comprender entre un 34% y un 54% del costo del proyecto para una flota de 20 buses. Teniendo en cuenta los costos por emisión de contaminantes del estudio realizado en Suiza, descritos en la tabla 3; los costos pueden ser hasta de 176.000 USD/bus lo que supera el valor definido para la inversión anual para una flota de transporte de 20 buses con celda de combustible.

¹⁸ Esta presión se puede dar a partir de debates dentro del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente donde tiene participación los países en desarrollo.

8.3 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS PARA LA PENETRACIÓN DE LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE EN EL SECTOR DE TRANSPORTE MASIVO DEL VALLE DE ABURRÁ

En este capítulo se definen los escenarios esenciales que se deben dar y que permiten crear las condiciones necesarias para que en el sistema de transporte masivo del Valle de Aburrá se incorpore la tecnología de las celdas de combustible trabajando con hidrógeno. Los escenarios no se darán por si solos, estos se deben adoptar como metas e implementar estrategias que faciliten su consecución.

Para realizar este trabajo se recurre a la prospectiva; la cual a través de los escenarios se convierte en un esfuerzo de integración analítica, conceptual y operativa, fundamentada en la teoría y la práctica. La prospectiva respalda la construcción del futuro, permitiendo otras representaciones y de esta forma interrumpir los círculos viciosos que en ocasiones impiden la solución de algún tipo de problema [Medina & Ortegón, 2006]. Los futuros posibles son la suma de las tendencias históricas, de los acontecimientos inesperados y de los propósitos u objetivos individuales y colectivos en la sociedad.

8.3.1 METODOLOGÍA EMPLEADA PARA LA DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para la definición de los diferentes escenarios de las celdas de combustible en el sistema de transporte público en el Valle de Aburrá; se hace una adaptación de la desarrollada por Michel Godet [Medina & Ortegón, 2006] y se tiene en cuenta la revisión de estudios de prospectiva de hidrógeno y celdas de combustible [Chacón & Pazos, 2010] y [Bravo, 2006].

La metodología utilizada comprende las siguientes etapas:

- Determinación de las variables involucradas en proyectos de celdas de combustible, internas y externas, haciendo uso de la retrospectiva y el análisis estructural, del análisis de estudios similares y por medio de un proceso de encuesta dirigida a un grupo de expertos.
- Encontrar las variables de poder y conflicto que son claves para la implementación de las celdas de combustible en el sector transporte, aplicando el método MICMAC (Matrices de Impactos Cruzados Multiplicación Aplicada para una Clasificación).
- Determinación de los escenarios fundamentales, con análisis de actores teniendo en cuenta las tendencias, amenazas, oportunidades y los riesgos.
- Evaluación de la probabilidad de ocurrencia de los escenarios, aplicando el método de matriz de impactos cruzados. Este proceso

también permite colocar en orden de probabilidad; la ocurrencia de las combinaciones de estos escenarios, las combinaciones con más alta probabilidad son las que se deben trabajar prioritariamente para aprovechar su valor estratégico.

8.3.2 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES RELACIONADAS CON LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE

Para la identificación de las variables se realizó un proceso de encuestas, dirigida a grupos de investigación de universidades y personas familiarizadas con el sector energético, el sector transporte, la sostenibilidad ambiental y la tecnología¹⁹, para el diseño de la encuesta se tuvieron en cuenta estudios prospectivos de las celdas de combustible [IEA, 2005], [Bravo, 2006],

8.3.3 ACTORES PARTICIPANTES E INVOLUCRADOS EN EL ESTUDIO

Se identificaron los grupos y organizaciones que están directa o indirectamente relacionados con las celdas de combustible, la producción de hidrógeno, las energías renovables, el sector energético y las nuevas tecnologías. Los integrantes de estos grupos fueron los invitados a analizar el problema, las dinámicas y reacciones de las variables identificadas.

En este apartado se identificaron las señales que potencien la penetración de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá, específicamente en el sector de transporte público de pasajeros, además de establecer las condiciones que permitan una participación del 10% al 30% respecto al total de vehículos de transporte de personas en el año 2025. Para esto se partió del planteamiento de un problema, la recopilación y análisis de información que facilitó la elaboración de la encuesta contestada por un grupo de expertos con conocimientos en las áreas energía, el medio ambiente y la movilidad.

- **Recopilación de información:** relacionada con la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno y costos asociados. Las celdas de combustible, eficiencia, vehículos y costos asociados. El impacto ambiental y externalidades del uso de las celdas de combustible. Esta información fue la base para la construcción de las encuestas.
- **Elaboración de encuestas:** parte del diseño de los cuestionarios, los cuales son socializados y perfeccionados con un grupo reducido de expertos (prueba piloto). Para realizar y administrar la encuesta en línea; se utilizó una plataforma disponible en la red que permite su uso luego de

¹⁹ Ver anexo con la base de datos de grupos de investigación y profesionales que fueron incluidos en el estudio.

hacer una suscripción. La plataforma se encuentra en la dirección <http://www.limesurvey.org/>²⁰. De igual forma la encuesta fue sometida a diferentes pruebas piloto para ajustar su funcionalidad a la hora de ser contestada por los encuestados y para determinar si los resultados obtenidos permitían responder a los cuestionamientos para la cual fue diseñada. La encuesta la conforman tres partes: señales y condiciones para la producción de hidrógeno, uso y promoción del hidrógeno, y definición de escenarios básicos para la incorporación de celdas de combustible.

- **Levantamiento de una base de datos de expertos:** se elaboró la base de datos con expertos en temas de energía, transporte y medio ambiente, a los cuales se envió la encuesta para su diligenciamiento. La lista se conformó con integrantes de grupos de investigación de universidades, autoridades ambientales y organismos de regulación, industria y empresas (Ver anexo 3).
- **Diligenciamiento de encuestas por parte del grupo de expertos:** las encuestas fueron enviadas en el mes de mayo de 2011 a 120 personas por medio de correo electrónico, repartidas en varios grupos para facilitar su administración. En el transcurso del mes se hizo labor de seguimiento y recordación por medio de llamadas telefónicas y correo electrónico. El 1 de junio se realizó la consolidación de información para su análisis, en total se recibieron 36 encuestas diligenciadas.
- **Análisis de la información:** Se hizo un análisis de la información y se sacaron las conclusiones para determinar los aspectos clave para impulsar las celdas de combustible y para determinar los diferentes escenarios.

Un sistema de vehículos de celdas de combustible funcionando con hidrógeno en el Valle de Aburrá es un tema que aún no ha sido suficientemente tratado por las comunidades de investigación de la región, por lo que la lluvia de ideas comúnmente utilizada en este tipo de investigaciones fue reemplazada por análisis de estudios previos realizados en otros lugares del mundo (ver capítulos anteriores los cuales permitieron formular los cuestionarios para ser aplicadas a un grupo de expertos).

²⁰ Ver anexo con el cuestionario

8.3.4 ANÁLISIS DE LA ENCUESTA

8.3.4.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

- **Señales y condiciones para la producción de hidrógeno:**

Se identificaron las siguientes señales, las cuales deben ser tenidas en cuenta a la hora de fomentar el desarrollo de proyectos para la producción de hidrógeno a escala industrial:

- **Eficiencia de los procesos de producción de hidrógeno:** Está ligada a la cantidad de energía que se debe suministrar al sistema. Para incorporar la tecnología más apropiada se debe hacer seguimiento a los desarrollos para la producción de hidrógeno en el mundo, los cuales evolucionan constantemente.
- **Costo de la energía requerida para la producción de hidrógeno:** En la medida que se consigan tarifas competitivas de las fuentes energéticas para producir hidrógeno se facilita el desarrollo de los proyectos.
- **Impacto ambiental:** El proceso de producción de hidrógeno debe tener un menor impacto que los convencionales para la producción energética. Cada vez hay más presión en el mundo para establecer políticas que desaceleren los efectos causados por la contaminación y la emisión de CO₂.
- **Dependencia de los derivados del petróleo:** Cuando las fuentes energéticas para el desarrollo de una sociedad están soportadas en una sola fuente y esta empieza a escasear o su disponibilidad está condicionada; la seguridad de esta región se hace vulnerable. Al diversificarse las fuentes energéticas; se potencializa la oportunidad para introducir proyectos de producción de hidrógeno. Los estados pueden definir políticas que propician el uso de otras fuentes de energía.
- **Desarrollo tecnológico:** La madurez del desarrollo tecnológico en el mundo puede hacer que los proyectos de producción de hidrógeno sean viables en un determinado momento. Hay una investigación muy importante en torno al hidrógeno y las celdas de combustible que hace que día a día se estén superando las diferentes barreras y se mejoren las condiciones técnicas y económicas.
- **Políticas gubernamentales:** Los proyectos se pueden hacer viables cuando se definen políticas de tipo económico, de regulación ambiental y de desarrollo. Se debe estar atento a impuestos que se puedan dar para el uso de combustibles, incentivos a otros, lo mismo que al impulso de proyectos que pretendan incorporar nuevas tecnologías más limpias y eficientes.

En cuanto al escenario básico para la producción de hidrógeno se ha identificado que este será obtenido principalmente por el proceso de la electrólisis pero no en una forma absoluta. En este sentido se muestra la preocupación por usar las diferentes fuentes energéticas disponibles en el país como el carbón, la biomasa, la energía solar, el gas natural y la energía eólica. Mientras sea posible esta energía será tomada principalmente de la infraestructura disponible en los centros de consumo, tal es el caso de la energía eléctrica y el gas natural. En gran parte, de los procesos en que se utilicen energías no renovables, tendrán que ser realizados principalmente con sistemas que capturen el CO₂.

Preguntas individuales producción de hidrógeno

H2 ¿Qué grados de participación en %, pueden tener los siguientes procesos de producción de hidrógeno en Colombia antes del 2025?

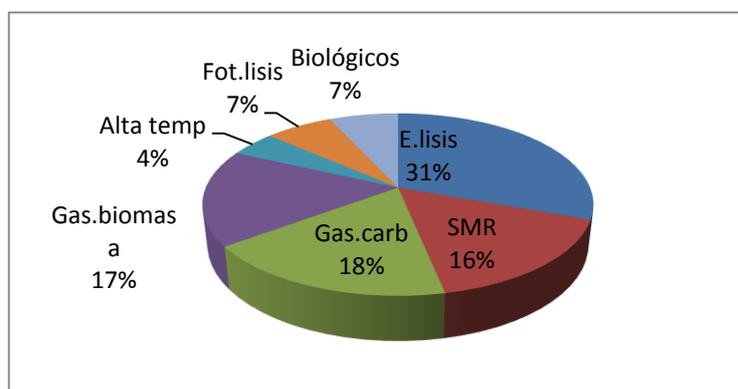


Figura 27. Fuentes para la producción de hidrógeno.
Fuente: Elaboración propia.

Elisis: Electrólisis del agua

SMR: Reformado de gas natural, oxidación parcial, reformado autotérmico

Gas.carb: Gasificación de carbón

Gas.biomasa: Gasificación, termólisis o fermentación de biomasa

Alta temp: Disociación del agua a alta temperatura

Fot.lisis: Fotoelectrólisis

Biológicos: Procesos biológicos

El 31% del hidrógeno será producido a partir de la electrólisis del agua, un 18% por gasificación del carbón, un 17% por la gasificación, termólisis o fermentación de biomasa y un 16% a partir del reformado del gas natural con vapor (Ver figura 27).

Siendo la energía eléctrica una de las principales fuentes para la producción de hidrógeno; se evidencia la preocupación por utilizar recursos que tengan un impacto menor hacia el medio ambiente y se piense en un mayor aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos disponibles en el país.

La explotación del carbón y el aprovechamiento de la biomasa como fuentes energéticas para la producción de hidrógeno pueden tomar gran importancia en Colombia. Esto ocasionará que el hidrógeno ayude a disminuir la dependencia de los derivados del petróleo y mejore el aprovechamiento energético disponible en el país. El aprovechamiento de estos recursos deben estar acompañados de medidas que capturen y realicen un adecuado tratamiento al CO₂ generado; además de evitar la producción de gases contaminantes.

H3 Estime en % la participación de cada fuente de energía eléctrica usada para los procesos de electrólisis en la producción de hidrógeno.

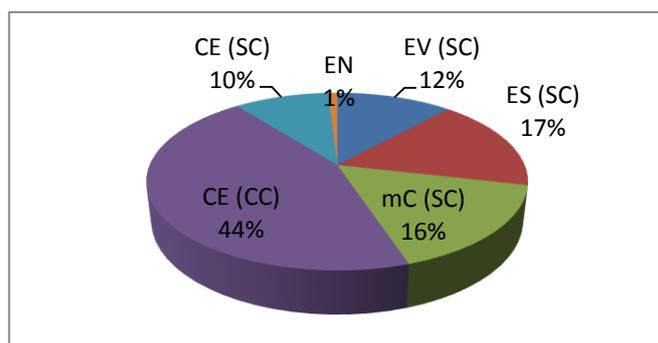


Figura 28. Fuentes para la producción de hidrógeno por el proceso de la electrólisis.

Fuente: Elaboración propia.

EV (SC): La energía del viento sin conexión a la red

ES (SC): La energía del sol por medio de las celdas solares (sin conexión a la red)

mC (SC): Pequeñas centrales eléctricas (sin conexión a la red)

CE (CC): De la red eléctrica (centrales hidroeléctricas, térmicas, aerogeneradores, celdas solares)

CE (SC): De centrales eléctricas (sin conexión a la red)

EN: Energía nuclear

Para el proceso de la electrólisis; la energía eléctrica será tomada principalmente de la red de distribución con un 44%, por las pequeñas centrales eléctricas con un 16% y la energía solar con un 17%. La producción de hidrógeno en forma aislada a partir de aerogeneradores alcanza un 12%. La producción de hidrógeno en las propias centrales eléctricas puede tener una participación del 10% (ver figura 28).

Casi la mitad del hidrógeno podría ser producido en forma descentralizada a partir de la energía eléctrica obtenida directamente de la red. De esta forma el costo de hidrógeno al usuario final puede ser mayor pero disminuye la presión en la instalación de una gran infraestructura para la producción, transporte y distribución de hidrógeno. Sin embargo se debe tener en cuenta la capacidad de la infraestructura para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica hasta los centros de consumo.

Los resultados también permiten determinar la confianza en la disponibilidad de energía solar y los adelantos tecnológicos para transformar su energía a través de las celdas solares. La energía del viento parece tener sus mejores posibilidades cuando estos sistemas están integrados a la red eléctrica.

H5: ¿Existe en Colombia excedente de recursos e infraestructura hídrica, que se podrían utilizar para la producción de hidrógeno a partir del proceso de la electrólisis?

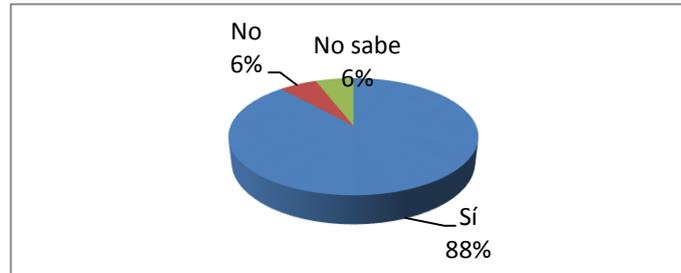


Figura 29. Existencia de excedentes de recursos hídricos para producir hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia.

Cerca del 88% de los encuestados coinciden que en Colombia existe excedente de infraestructura hídrica para la producción de hidrógeno por el proceso de la electrólisis (ver figura 29).

Se tiene confianza en el potencial hidroeléctrico de Colombia, incluso para utilizarlo como reemplazo de otras fuentes energéticas derivadas del petróleo. Se debe profundizar el estudio para determinar las exigencias del sistema hídrico para la producción de hidrógeno en las temporadas en que escasean las lluvias. Esto debería tener un impacto positivo en la fijación de tarifas eléctricas destinadas a la producción de hidrógeno.

H6 ¿Existe en Colombia infraestructura de producción de energía eólica ociosa, que se podría utilizar para la producción de hidrógeno por electrólisis?

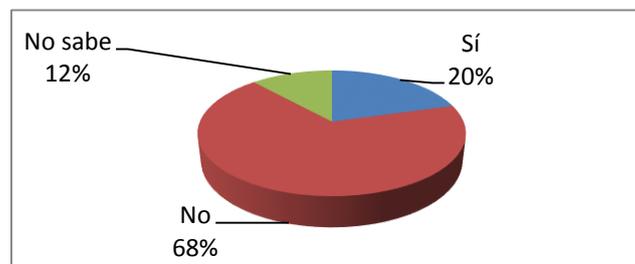


Figura 30. Existencia de infraestructura de energía eólica ociosa para producir hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia.

En un 68% de los encuestados se considera que en Colombia no existe suficiente infraestructura de energía eólica ociosa que pueda ser utilizada para la producción de hidrógeno (ver figura 30).

El desarrollo de la energía eólica en Colombia ha sido escasa y por tanto se considera que no existen excedentes de este tipo de energía para aprovecharlo en la producción de hidrógeno. Sin embargo es posible que la demanda de hidrógeno en un futuro potencialice la instalación de aerogeneradores para la producción de energía eléctrica, en especial para disminuir el impacto de las épocas de escasez de lluvia.

H7: Estimar el grado de participación en %, que pueden tener las siguientes formas de producción de hidrógeno a partir del gas natural en Colombia antes del 2025?

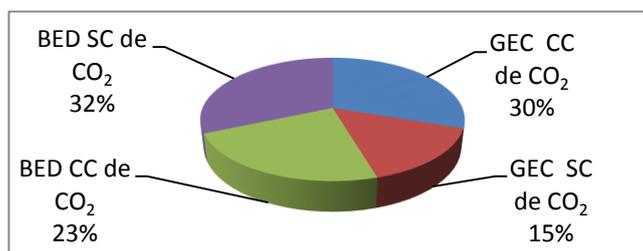


Figura 31. Producción de hidrógeno a partir del gas natural.
Fuente: Elaboración propia.

GEC CC de CO₂: A gran escala centralizada con captura de CO₂
 GEC SC de CO₂: A gran escala centralizada sin captura de CO₂
 BED CC de CO₂: A baja escala descentralizada con captura de CO₂
 BED SC de CO₂: A baja escala descentralizada sin captura de CO₂

El 32% del hidrógeno obtenido a partir del gas natural se produciría a baja escala en forma descentralizada sin captura de CO₂, el 30% se dará a gran escala centralizada con captura de CO₂, el 23% a baja escala descentralizada con captura de CO₂ (ver figura 31).

El 55% del hidrógeno producido a partir del gas natural se puede dar a baja escala, significando esto, al igual que en el proceso de la electrólisis; que la fuente de energía requerida será tomada de una infraestructura existente y que va hasta los centros de consumo de la misma. Nuevamente se muestra la preocupación por tener sistemas que sean más amigables con el ambiente al tenerse un 53% del hidrógeno producido a partir del gas natural con captura de CO₂.

H8 Estime el grado de participación en %, de las siguientes formas de producción de hidrógeno en Colombia a partir del carbón antes del 2025?

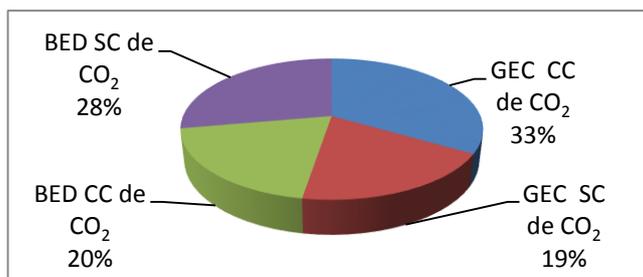


Figura 32. Producción de hidrógeno a partir del carbón.
Fuente: Elaboración propia.

GEC CC de CO₂: A gran escala centralizada con captura de CO₂
 GEC SC de CO₂: A gran escala centralizada sin captura de CO₂
 BED CC de CO₂: A baja escala descentralizada con captura de CO₂
 BED SC de CO₂: A baja escala descentralizada sin captura de CO₂

El 33% del hidrógeno obtenido a partir del carbón se produciría a gran escala en forma centralizada con captura de CO₂, el 28% a baja escala descentralizada sin captura de CO₂, el 20% a baja escala descentralizada con captura de CO₂ y el 19% a gran escala centralizada sin captura de CO₂ (ver figura 32).

Para la distribución del carbón no existe una red como la que se da con la energía eléctrica y el gas natural, por esto se dará una participación del 52% en forma descentralizada. La producción con captura de CO₂ será de un 53% conservándose esta tendencia que pretende controlar la emisión de gases.

H9 Califique según su importancia los siguientes aspectos que se deben tener en cuenta cuando se quiere seleccionar un método de producción de hidrógeno (escala de calificación de 0 a 5).

Tabla 44. Importancia de los métodos de producción de hidrógeno

Criterio	Calificación
Proceso eficiente	4,6
Hidrógeno económico	4,6
Evitar emisiones de CO ₂ y gases contaminantes	3,9
Disminuir la dependencia de los derivados del petróleo	3,8
Que incentive el uso de energías renovables	3,7

Fuente: Elaboración propia.

En el instante de seleccionar un método para la producción de hidrógeno todos los aspectos propuestos se consideraron importantes pero priman los criterios de eficiencia y economía frente a los de contaminación, seguridad energética y el uso de energías renovables. Se deja entrever aún el concepto de competitividad tomado tradicionalmente; lo económico con resultados a corto plazo frente a aspectos de calidad de vida y del medio ambiente que son características intangibles y de resultados a largo plazo (Ver tabla 44).

H10: ¿Qué barreras se tienen que superar a la hora de producir hidrógeno en Colombia para su utilización como fuente energética? (Opciones más seleccionadas por los encuestados)

Tabla 45. Barreras para producir hidrógeno en Colombia

Barreras	Sí %
La falta de tecnología para su producción	51
El precio de la energía necesaria para producirlo (GN, energía eléctrica, energía eólica, energía solar)	50
El precio de venta del hidrógeno frente a otros combustibles	41
Legislación gubernamental	39
La poca demanda del hidrógeno	35
Seguridad en el manejo del hidrógeno	25

Fuente: Elaboración propia.

Las principales barreras para la producción de hidrógeno son el desarrollo tecnológico para la producción y el precio de la energía requerida para su producción. Estas barreras serán definitivas en una etapa de introducción del hidrógeno, superada esta etapa y pasando a una fase de desarrollo y masificación; otras barreras como la legislación gubernamental y la seguridad en el manejo del hidrógeno tomarán más relevancia (Ver tabla 45).

H11 ¿Por qué puede ser importante el almacenamiento de hidrógeno en Colombia? (Opciones más seleccionadas por los encuestados).

Tabla 46. Importancia de almacenar hidrógeno

Razones para almacenar hidrógeno	Sí %
Para abastecer vehículos que funcionen con hidrógeno	65
Para aprovechar los excedentes de energía eléctrica	51
Para almacenar energía	51
Para llevar energía a zonas aisladas	24

Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar el hidrógeno debe ser almacenado para utilizarlo posteriormente en el abastecimiento de vehículos que funcionen con hidrógeno, lo que es consecuente con una de las potencialidades de este combustible como sustituto de los derivados del petróleo. Otras razones importantes son; aprovechar la los excedentes de energía eléctrica y la posibilidad de almacenar energía que permitirían un mejor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica y una forma de mejorar la disponibilidad de energía en el tiempo (Ver tabla 46).

8.3.5 USO Y PROMOCIÓN DEL HIDRÓGENO

- **Señales y condiciones de uso y promoción de hidrógeno por medio de las celdas de combustible**

El hidrógeno usado en el sector transporte se consumirá en vehículos con motores de combustión interna, vehículos con celdas de combustible y combinaciones de estos con baterías. Las ventajas de las celdas de combustible que se deben aprovechar para posibilitar su penetración son la no emisión de CO₂ y gases contaminantes, la posibilidad que brinda para que una región no dependa exclusivamente de los derivados del petróleo y el aumento de eficiencia con respecto a las tecnologías convencionales. Para impulsar proyectos de celdas de combustible en Colombia se requiere de un apoyo político que facilite el desarrollo tecnológico, económico y de regulación que requieren este tipo de proyectos.

Las celdas de combustible y el hidrógeno tendrán unos competidores fuertes que tienen un mercado más desarrollado en la actualidad, estos son los híbridos de motores a gasolina con batería, los motores con gas natural y los carros eléctricos con batería.

Al relacionar la información recopilada se puede construir la siguiente matriz FODA (fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas) con la cual se pueden definir diferentes estrategias para impulsar las celdas de combustible en el Valle de Aburrá (Ver tabla 47).

Tabla 47. Matriz FODA para proyectos con celdas de combustible.

Fortalezas	Oportunidades
No producen emisiones Sistemas de alta eficiencia Son sistemas silenciosos	Aprovechar la escasez de los derivados del petróleo Posibilidad de desarrollo investigativo Impulsar el desarrollo económico al introducir nuevas tecnologías Aprovechar el alto índice de contaminación causado por el transporte convencional
Debilidades	Amenazas
Altos costos de las celdas de combustible Altos costos del hidrógeno Poco desarrollo tecnológico Poca experiencia a nivel local	Percepción con respecto a la seguridad del hidrógeno No hay mercado suficiente para el hidrógeno La regulación actual favorece las energías contaminantes El costo de la energía eléctrica es muy alto en Colombia.

Fuente: Elaboración propia.

Algunas de las estrategias que se pueden recomendar a partir de esta matriz son:

- **(FO crecimiento)** El sistema de transporte actual es insostenible por su impacto ambiental y por su dependencia de un solo recurso energético que se deriva del petróleo. Con la introducción de las celdas de combustible no se producirán emisiones de contaminantes a nivel local, dándose un uso más eficiente al uso de la energía e impulsando el desarrollo económico de la región al introducir nuevas tecnologías.
- **(DO)** Al promover proyectos con celdas de combustible integrados a proyectos internacionales; se pueden lograr economías de escala que facilitarían el desarrollo tecnológico y la adquisición de experiencia local.
- **(FA evadir amenazas)** Se deben implementar campañas de promoción e investigación del hidrógeno y las celdas de combustible, concientizando acerca de sus bondades con el medio ambiente y su eficiencia energética, mostrando las aplicaciones que ha tenido el hidrógeno en otros países y sus tendencias de consumo.
- **(FA evadir amenazas)** se deben incorporar fórmulas tarifarias para la energía eléctrica que incentiven la producción de hidrógeno bajo argumentos como el poder almacenar energía, la producción limpia y la diversificación del uso de recursos energéticos.
- **(FA evadir amenazas)** También se deben promover normas que regulen en forma más drástica la contaminación producida por el consumo energético.
- **(DA para evitar renunciar)** Establecer un mecanismo que permita evaluar en igualdad de condiciones proyectos convencionales que contaminan frente a nuevas tecnologías que tienen un menor impacto para el medio ambiente al contaminar menos y ser más eficientes.
- **(DA para evitar renunciar)** implementar políticas para introducir las energía renovables.

- **Preguntas individuales sobre el uso y promoción del hidrógeno**

U1 ¿Qué aplicaciones de tipo energético tendrá el hidrógeno en Colombia antes del 2025. (Opciones más seleccionadas por los encuestados).

Tabla 48. Aplicaciones del hidrógeno.

Aplicaciones del hidrógeno	Sí %
Celdas de combustible para transporte	67
Celdas de combustible para generación de electricidad	44
Motores de combustión interna (MCI) para transporte	31
Turbinas para generación de electricidad	17

Fuente: Elaboración propia.

El hidrógeno en Colombia será utilizado en el sector transporte y en la generación de electricidad a través de las celdas de combustible, también tendrá aplicación en los motores de combustión interna y las turbinas para generación de electricidad (Ver tabla 48).

U4 ¿Qué grado de participación en % para los siguientes tipos de vehículos, pueden estar utilizando el hidrógeno en el sector transporte en Colombia?

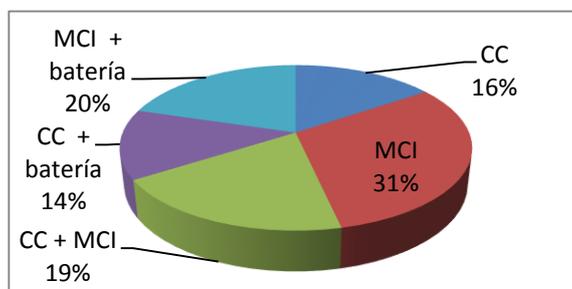


Figura 33. Uso de hidrógeno en el sector transporte.
Fuente: Elaboración propia.

CC: Sólo con celdas de combustible

MCI: Sólo motores de combustión interna

CC + MCI: Celdas de combustible combinado con motores de combustión interna

CC + batería: Celdas de combustible combinadas con batería

MCI + batería: Motores de combustión interna combinado con batería

En el sector transporte el hidrógeno será utilizado principalmente en los motores de combustión interna con un 31% y estos combinados con batería en un 20%, también se dará la combinación de celdas de combustible con motores de combustión interna con un 19%, solo celdas de combustible con un 16% y combinación de celda de combustible con batería con un 14% (Ver figura 33).

Se observa que no se da una concepción de un sistema de transporte sin la dependencia de los vehículos con motores de combustión interna. Hay tendencia a mezclar dos tecnologías para no dejarle la responsabilidad a una sola. Aún hay desconfianza en cuál será la más eficiente, económica y segura para garantizar el continuo funcionamiento de los automotores.

U6 Que energías y tecnologías estarán compitiendo con el hidrógeno y las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá. (Opciones más seleccionadas por los encuestados).

Tabla 49. Competencia del hidrógeno y las celdas de combustible.

Competencia del hidrógeno y las celdas de combustible	Sí %
Carros híbridos batería-motor de combustión interna con gasolina	57
Carros con motor de combustión interna con gas natural	54
Carros eléctricos con batería	46
Carros con motor de combustión interna con biocombustibles	35

Fuente: Elaboración propia.

En principio los carros híbridos batería con motor de combustión interna a gasolina y motor de combustión interna con gas natural serán los principales competidores para el hidrógeno y las celdas de combustible. Los carros eléctricos también se perfilan como un competidor teniendo en cuenta que estos ya se están introduciendo al mercado y por tanto ya le llevan una ventaja a las tecnologías con hidrógeno. También se empiezan a perfilar como competidores los buses que se conectan a la red eléctrica (Ver tabla 49).

U7 ¿Qué ventajas puede traer para el Valle de Aburrá la incorporación de las celdas de combustible al sistema de transporte? (Opciones más seleccionadas por los encuestados).

Tabla 50. Ventajas de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá.

Ventajas de las celdas de combustible	Sí %
Disminución de la emisión de gases contaminantes al medio ambiente	65
Disminuye la dependencia de los derivados del petróleo	49
Mejorar la eficiencia en el uso de la energía	22
Mejorar la salud de los habitantes	22
Mejorar la calidad de vida de sus habitantes	19
Disminuye la contaminación por ruido	19
Mejor aprovechamiento de los recursos renovables	11

Fuente: Elaboración propia.

Las principales ventajas de introducir las celdas de combustible al sector transporte son: la disminución de emisiones de gases contaminantes al medio ambiente, la disminución de la dependencia de los derivados del petróleo, mejorar la eficiencia en el uso de la energía y mejorar la salud de los habitantes (Ver tabla 50).

U9 ¿Qué oportunidades considera que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle de Aburrá? (Opciones más seleccionadas por los encuestados).

Tabla 51. Oportunidades para los vehículos que funcionan con celdas de combustible.

Oportunidades para los de vehículos con celdas de combustible en el Valle de Aburrá?	Sí %
Aprovechar la escasez de los derivados del petróleo	30
Posibilidad de desarrollo investigativo	30
Impulsar el desarrollo económico al introducir nuevas tecnologías	27
Aprovechar el alto índice por contaminación causado por el transporte convencional	27
Aprovechar que hay suficiente energía renovable disponible para la producción de hidrógeno	22
Se requieren proyectos para sistemas de transporte sostenible	22
Cada vez las leyes ambientales son más severas	11
Posibilidad de desarrollo industrial	11
Aumento del parque automotor contaminante	5
Medida de pico y placa para vehículos que contaminan	3

Fuente: Elaboración propia.

Hay varias oportunidades que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle de Aburrá. Las principales son: Cada vez es más complejo disponer de los derivados del petróleo, se da una posibilidad para Colombia de realizar investigación para el desarrollo tecnológico y el impacto negativo debido a los índices de contaminación causados por el sector transporte (Ver tabla 51).

U10 ¿Qué debilidades considera que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle de Aburrá? (Opciones más seleccionadas por los encuestados).

Tabla 52. Debilidades para los vehículos que funcionan con celdas de combustible.

Debilidades de la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible	Sí %
Altos costos de las celdas de combustible	54
Altos costos del hidrógeno	43
Poco desarrollo tecnológico	27
Poca experiencia a nivel local	27
Dependencia de la tecnología externa	19
Falta conocimiento del tema	16
Vida útil de las celdas de combustible demasiado corta	11
Poco desarrollo de las energías renovables	11
Falta de planes de movilidad sostenible	8
Falta de reglamentación en materia de emisión de gases	0

Fuente: Elaboración propia.

Los aspectos relacionados con los costos de las celdas de combustible y del hidrógeno, el poco desarrollo tecnológico y la poca experiencia a nivel local se convierten en las principales debilidades para un proyecto que pretenda introducir las celdas de combustible en el sector transporte (Ver tabla 52).

U11 ¿Qué fortalezas considera que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle de Aburrá? (Opciones más seleccionadas por los encuestados).

Tabla 53. Fortalezas para los vehículos que funcionan con celdas de combustible.

Fortalezas introducción de vehículos con celdas de combustible en el Valle de Aburrá	Sí %
No producen emisiones	59
Sistemas de alta eficiencia	41
Son sistemas silenciosos	35
Recurso humano capacitado en asuntos energéticos	16
Sistemas de confiabilidad	3

Fuente: Elaboración propia.

Las principales fortalezas de un sistema de celdas de combustible en el sector transporte tienen que ver con el poco o nulo nivel de emisiones de gases contaminantes, su alta eficiencia y que son sistemas silenciosos (Ver tabla 53).

U12 ¿Qué amenazas considera que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle de Aburrá?

Tabla 54. Amenazas para los vehículos que funcionan con celdas de combustible.

Amenazas para la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible	Sí %
Percepción con respecto a la seguridad del hidrógeno	51
No hay mercado suficiente para el hidrógeno	49
La regulación actual favorece las energías contaminantes	46
El costo de la energía eléctrica es muy alto en Colombia	19
No hay suficiente gas natural para producir hidrógeno	14
No hay suficiente energía eléctrica para producir hidrógeno	8
El costo del gas natural es muy alto en Colombia	3

Fuente: Elaboración propia.

Las principales amenazas para afrontar a la hora de implementar un sistema con celdas de combustible para el sector transporte tienen que ver con la seguridad del hidrógeno, el poco mercado del hidrógeno y la regulación actual que favorece las energías contaminantes (Ver tabla 54).

U13 ¿Conoce si en Colombia existe algún proyecto de producción de hidrógeno o un proyecto demostrativo de celdas de combustible encaminado al sector transporte? *

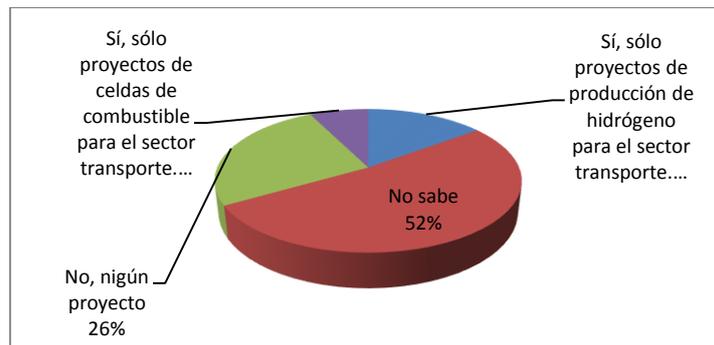


Figura 34. Existencia de proyectos de H₂ y celdas de combustible.
Fuente: Elaboración propia.

El 52% de quienes contestan esta pregunta no saben si existen proyectos con celdas de combustible e hidrógeno para el sector transporte, el 26% dice que no existen proyectos y el 22% conocen proyectos relacionados con celdas o de producción de hidrógeno para el sector transporte (Ver figura 34). Predomina el desconocimiento de este tipo de proyectos en Colombia y los que existen están enfocados principalmente a la investigación.

P4 ¿Qué tipos de apoyo y desarrollos se requieren para impulsar las celdas de combustible en Colombia? (Opciones más seleccionadas por los encuestados).

Tabla 55. Apoyo y desarrollos requeridos para impulsar las celdas de combustible en Colombia.

Apoyo y desarrollos requeridos para impulsar las celdas de combustible en Colombia	Sí %
Apoyo político y compromiso político	30
Apoyo económico	30
Desarrollo tecnológico	27
Enmarcar el uso de las energías renovables como una política de estado	24
Impulsar la investigación de punta	19
Desarrollar proyectos piloto en las principales ciudades del país	16
Apoyo a la inversión en nuevas tecnologías	14
Desarrollo de reglamentaciones para el uso del hidrógeno	11
Restringir la circulación de vehículos que consuman derivados del petróleo en zonas tradicionalmente con alta contaminación	8
Apoyo publicitario y de capacitación de la población para aumentar conciencia social	5
Aumentar los impuestos relacionados con el uso de los derivados del petróleo	5
Aumentar las exigencias en la reglamentación ambiental	5
Impulsar otras aplicaciones del hidrógeno	5
Eliminación de impuestos relacionados con la producción y utilización de hidrógeno	0
Exención de impuestos a los fabricantes nacionales de tecnología	0
Impulsar políticas de aumento de calidad de vida	0

Fuente: Elaboración propia.

Los principales apoyos para impulsar las celdas de combustible se deben dar desde el campo político e investigativo, desarrollar la tecnología e impulsar proyectos piloto (Ver tabla 55).

P5 ¿Existen políticas y regulaciones ambientales en Colombia y en el Valle del Aburra que posibiliten la incorporación de las celdas de combustible en el sector transporte?

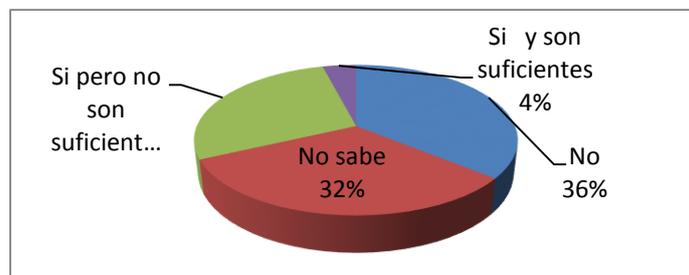


Figura 35. Existencia de políticas y regulaciones.
Fuente: Elaboración propia.

Un 36% de los encuestados coincide en que no hay políticas y regulaciones que posibiliten la incorporación de las celdas de combustible en el sector transporte, un 32% desconoce si existen estas políticas y un 28% considera que las que existen no son suficientes (Ver figura 35).

8.3.5.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS BÁSICOS PARA LA INCORPORACIÓN DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

- **Condiciones para la penetración de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá.**

En la Tabla 56 se resumen las condiciones básicas para tres grados de participación de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá; 10%, 20% y 30%. A medida que se pretenda aumentar la participación; crecen las exigencias competitivas del hidrógeno y las celdas de combustible en el aspecto económico, crecen las imposiciones a los combustibles que contaminan y aumentan las exigencias en metas para limitar las emisiones de CO₂, gases contaminantes, ruido e índices de morbilidad. Estos escenarios no se alcanzan por si solos, ellos se convierten en metas que deben estar acompañados por la ejecución de una serie de estrategias que faciliten su consecución. De acuerdo a lo que se ha mostrado, estas estrategias deben estar relacionadas con: la fijación de políticas de regulación que tengan como objetivo limitar la contaminación, incentivar el uso energías renovables, incentivar el uso de nuevas tecnologías, políticas económicas que permitan fijar unas tarifas de energía eléctrica y gas natural más competitivas para la

producción de hidrógeno, intensificar la investigación y emprender una estrategia de comunicación para promover los sistemas con hidrógeno y celdas de combustible.

Tabla 56. Escenarios básicos para la penetración de las celdas de combustible en un 10%, 20% y 30%.

Escenarios básicos para la incorporación de vehículos en el Valle de Aburrá, funcionando con celdas de combustible				
Variable	10%	20%	30%	Unidad
Precio H ₂	5	4	3	USD/Kg de H ₂
Precio vehículo	28	23	19	miles USD/Vehículo
Impuesto gasolina	23	27	32	%
Impuesto GN	22	24	28	%
Subsidio H ₂	25	34	40	%
Disminución CO ₂	19	21	25	%
Disminución ruido	20	23	27	%
Disminución morbilidad	20	25	30	%

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 57 se resumen las señales que potenciaría la introducción de las celdas de combustible en Colombia.

Tabla 57. Señales que potenciaría la introducción de las celdas de combustible en Colombia.

Económicas
Disminuye costo de la energía eléctrica
Disminuye costo del gas natural
Disminuye costo de las celdas de combustible
Disminución del costo de equipo para producir hidrógeno
Impuestos a los combustibles que contaminan
Aumentan precios de los derivados del petróleo
Ambientales
Fijar límites a las emisiones de CO ₂ , gases contaminantes y ruido
Insostenibilidad del Impacto ambiental
Metas para disminuir los índices de morbilidad
Tecnológicas

Aumento investigativo en tecnologías limpias Aumento en la eficiencia de los procesos de producción de hidrógeno Desarrollo tecnológico de tecnologías limpias Aumento de la eficiencia de las celdas de combustible
Energéticas
Crisis por la dependencia de los derivados del petróleo Disponibilidad de los derivados del petróleo Diversificación de las fuentes energéticas
Políticas
Incorporación de tecnologías limpias Incorporar las energías renovables Regulación ambiental Regulación de tarifas de EE y GN

Fuente: Elaboración propia.

- **Preguntas individuales a los escenarios básicos**

E1 Calificar la importancia de los siguientes aspectos a tener en cuenta para la introducción de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá.

Tabla 58. Aspectos más importantes para la introducción de las celdas de combustible.

Importancia de aspectos a tener en cuenta para la introducción de las celdas de combustible	Calificación
Desarrollo tecnológico para la producción de hidrógeno	4,5
Desarrollo tecnológico de las celdas de combustible	4,3
Fijar límites a las emisiones de gases contaminantes	3,9
Costos competitivos de la energía eléctrica	3,8
Fijar límites a las emisiones de CO ₂	3,8
Implementación de subsidios a la venta de hidrógeno	3,7
Costos competitivos del gas natural	3,6
Implementación de impuestos al uso de los derivados del petróleo	3,5
Implementación de subsidios para las celdas de combustible	3,5
Involucrar en los impuestos a la gasolina y los vehículos convencionales los daños ocasionados por la contaminación	3,5
Restringir la circulación de vehículos convencionales en zonas estratégicas	3,3
Establecer cuotas de importación de vehículos	2,6

Fuente: Elaboración propia.

Dentro los aspectos que se deben tener en cuenta para la introducción de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá; las más valoradas son:

Desarrollo tecnológico para la producción de hidrógeno y las celdas de combustible, fijar límites a las emisiones de gases contaminantes, costos competitivos de la energía eléctrica y fijar límites a las emisiones de CO₂. La implementación de impuestos al uso de los derivados del petróleo, la implementación de subsidios para las celdas de combustible e involucrar en los impuestos a la gasolina y los vehículos convencionales los daños ocasionados por la contaminación los cuales son también aspectos bien valorados (Ver tabla 58).

E2 ¿Qué costo de venta al público (en Dólares) debe tener el hidrógeno para los diferentes grados participación de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle del Aburra?

Tabla 59. Costo esperado del hidrógeno para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.

Costo hidrógeno			
Participación	10%	20%	30%
Variable	Precio en USD/Kg H ₂		
Promedio	5,1	4,0	2,9
Max	10	10	10
Min	1	1	1
Media geométrica	5	4	2
Moda	5	4	2
DE	2,7	2,2	2,1

Fuente: Elaboración propia.

En promedio el costo de venta del hidrógeno debe oscilar entre 5.1 USD/Kg H₂ para una participación del 10% de vehículos funcionando con celdas de combustible y 2.9 USD/Kg H₂ para una participación del 30%. Esto muestra que hay una fuerte exigencia con respecto a la competitividad del hidrógeno cuando quiera ganar participación como fuente energética en el sector transporte. Se deben estructurar fórmulas que permitan reflejar una correcta estructura de costos que involucre todo el ciclo de vida en las diferentes fuentes de energía que compiten incluyendo los costos asociados con sus respectivos impactos al medio ambiente y a la seguridad energética (Ver tabla 59).

E3 ¿Qué costo de venta al público (en Dólares) deben tener los automóviles de tipo convencional con celdas de combustible para alcanzar los diferentes grados de participación en el sector transporte del Valle de Aburrá?

Tabla 60. Costo esperado de autos para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.

costo vehículos			
Variable	10%	20%	30%
Precio en USD/vehículo			
Promedio	28.182	23.409	19.091
Max	50.000	50.000	50.000
Min	15.000	15.000	15.000
Media Geométrica	27.500	20.000	15.000
Moda	30.000	20.000	15.000
DE	10.970	9.048	8.949

Fuente: Elaboración propia.

En promedio el costo de vehículos con celdas de combustible debe oscilar entre 28.182 USD/vehículo para una participación del 10% de vehículos funcionando con celdas de combustible y 19.091 USD/vehículo para una participación del 30%. Se dan unas exigencias similares a las de vehículos convencionales de media y baja gama. Involucrando algunos conceptos de estructuración en las políticas de movilidad, los vehículos que funcionen con celdas de combustible pueden materializar algunas ventajas competitivas con respecto a los convencionales. Estos conceptos tienen que ver con la circulación de vehículos en zonas donde exista un precedente por la contaminación ocasionada por gases y ruido (Ver tabla 60).

*E4 ¿Qué impuesto en % se le debe imponer a la gasolina y al Fuel Oil en el sector transporte para que se den los siguientes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá? **

Tabla 61. Impuesto a la gasolina para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.

Impuesto a la gasolina			
Variable	10%	20%	30%
% del impuesto			
Promedio	23	27	32
Max	100	100	100
Min	0	0	0
Media Geométrica	10	20	30
Moda	10	20	30
DE	26	26	29

Fuente: Elaboración propia.

Se considera que a medida que se pretenda aumentar la participación de las celdas de combustible en el sector transporte; se debe dar un mayor impuesto al consumo de gasolina. Este impuesto se estima en promedio entre un 23% para una participación del 10% y un 32% para una participación del 30%. Respecto al valor más típico, estos impuestos pueden estar entre el 10%

y el 30%. El cobro de este impuesto a la gasolina hace que el precio del hidrógeno al consumidor final sea más competitivo (Ver tabla 61).

E5 ¿Qué impuesto en % se le debe imponer al gas natural usado en el sector transporte para que se den los siguientes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá?

Tabla 62. Impuesto al gas natural para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.

Impuesto al gas natural			
Variable	10%	20%	30%
% del impuesto			
Promedio	22	24	28
Max	100	100	100
Min	0	0	0
Media Geométrica	10	20	20
Moda	10	10	10
DE	27	27	30

Fuente: Elaboración propia.

Un impuesto al consumo del gas natural puede aumentar la participación de las celdas de combustible en el sector transporte. Este impuesto se estima en promedio entre un 22% para una participación del 10% y un 28% para una participación del 30%. Respecto al valor más típico estos impuestos pueden estar entre el 10% y el 20%. El impuesto al gas natural puede ser contraproducente dados los beneficios ambientales que este da respecto al uso de la gasolina. El cobro del impuesto al gas natural hace que el precio del hidrógeno al consumidor final sea más competitivo cuando se produce a partir de la electrólisis (Ver tabla 62).

E6 ¿Qué subsidio en % se le debe dar a la venta de hidrógeno destinado al sector transporte para que se den los siguientes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá?

Tabla 63. Subsidio al hidrógeno para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.

Subsidio al hidrógeno			
Variable	10%	20%	30%
% de subsidio			
Promedio	25	34	40
Max	100	100	100
Min	0	0	0
Media Geométrica	20	30	50
Moda	10	30	50
DE	24	26	31

Fuente: Elaboración propia.

Se considera que a medida que se pretenda aumentar la participación de las celdas de combustible en el sector transporte; se debe dar un mayor subsidio al consumo de hidrógeno. Este impuesto se estima en promedio entre un 25% para una participación del 10% y un 40% para una participación del 30%. Respecto al valor más típico el subsidio puede estar entre el 10% y el 50%. La asignación de este subsidio hace que el precio del hidrógeno al consumidor final sea más competitivo (Ver tabla 63).

E7 ¿Cuál debería ser la meta en % de disminución de CO₂ ocasionada por el sector transporte del Valle de Aburrá, que posibilite los diferentes grados de participación de las celdas de combustible en la ciudad?

Tabla 64. Meta en disminución de CO₂ para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.

Meta disminución CO ₂			
Variable	10%	20%	30%
	% Disminución CO ₂		
Promedio	19	21	25
Max	50	50	50
Min	0	0	0
Media Geométrica	20	20	30
Moda	20	20	50
DE	15	14	18

Fuente: Elaboración propia.

Para posibilitar la penetración de las celdas de combustible en el sector transporte; también se deben fijar unas metas de disminución de emisión de CO₂ a la atmosfera: Estas metas permitirán sumar a la justificación de implementar proyectos con celdas de combustible a la vez que permiten servir como indicadores de gestión para medir la efectividad de dichos proyectos (Ver tabla 64).

E8 ¿Cuál debería ser la meta de disminución de niveles de ruido en % ocasionado por el sector transporte, que posibilite los diferentes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá?

Tabla 65. Meta en disminución de ruido para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.

Meta disminución niveles de ruido			
Variable	10%	20%	30%
	% disminución niveles de ruido		
Promedio	20	23	27
Max	50	50	50
Min	0	0	0
Media Geométrica	15	20	30
Moda	5	15	30
DE	17	16	18

Fuente: Elaboración propia.

La disminución del ruido en sistemas con celdas de combustible es otro factor que se puede servir como meta y como indicador de desempeño en estos proyectos. Estas metas en disminución de ruido pueden ir desde un 20% para una penetración del 10% de las celdas de combustible en el sector transporte a un 27% para una penetración del 30%. Si se tiene en cuenta la moda en lugar de los promedios; estos índices pueden ser del 5% y 30% respectivamente (Ver tabla 65).

E9 ¿Cuál debería ser la meta de disminución en los índices de morbilidad en % causada por la emisión de gases del sector transporte, que posibilite los diferentes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá?

Tabla 66. Meta en disminución morbilidad para una participación del 10%, 20% y el 30% de vehículos funcionando con celdas de combustible.

Meta disminución niveles morbilidad			
Variable	10%	20%	30%
	% disminución niveles de morbilidad		
Promedio	20	25	30
Max	50	50	50
Min	0	0	0
Media Geométrica	20	23	30
Moda	10	30	50
DE	16	17	18

La disminución de los índices de morbilidad causada por la emisión de gases del sector transporte en sistemas con celdas de combustible es otro factor que se puede servir como meta y como indicador de desempeño en estos proyectos. Estas metas en disminución de la morbilidad pueden ir desde un 20% para una penetración del 10% de las celdas de combustible en el sector transporte a un 30% para una penetración del 30%. Si se tiene en

cuenta la moda en lugar de los promedios estos índices pueden ser del 10% y 50% respectivamente (Ver tabla 66).

8.3.6 VARIABLES DE PODER Y CONFLICTO

8.3.6.1 METODOLOGÍA MIC MAC PARA ENCONTRAR LAS VARIABLES MÁS IMPORTANTES

El método MICMAC (Matrices de Impactos Cruzados Multiplicación Aplicada para una Clasificación) consiste en hacer un análisis estructural sobre un conjunto de variables desde el punto de vista de un conjunto de expertos y actores [Godet, 2000]. Para esto se vale de una matriz que relaciona todos sus elementos constitutivos. Esta matriz es evaluada en un ordenador con el SOFTWARE MICMAC descargado de la red [Prospektiker, 2010]

El método permite obtener las variables: influyentes, dependientes y las esenciales para la evolución del sistema; de esta manera se puede actuar sobre las variables clave que afectan directa o indirectamente sobre las demás. Para esto hace una revisión de cada variable con respecto a las demás para encontrar las relaciones de influencia y dependencia de las mismas por medio de una matriz de relaciones directas que involucra todas las variables. La evaluación es realizada subjetivamente por cada experto en forma cualitativa. El análisis estructural no es la realidad, pero es un medio para verla [Godet, 2000], [Prospektiker, 2010].

En la matriz los nombres de filas (i) y columnas (j) son las mismas variables a evaluar, cada casilla evalúa la influencia de cada variable de la fila i sobre la variable de la columna j con una escala que va de 0 a 3. Donde 0 se aplica para indicar que no existe relación entre las variables, 1 indica que existe una relación débil, 2 relación media y 3 una relación fuerte.

En el análisis de la información aplicando el modelo permite obtener las variables clave, es decir las variables que posibilitan el desarrollo del sistema, en este caso las variables estratégicas para el desarrollo de los proyectos con celdas de combustible. El software MICMAC permite obtener primero una clasificación directa y luego una clasificación indirecta.

La clasificación directa toma en cuenta dos índices. Índice de motricidad, la sumatoria del total de valores por filas dividido por el número total de entradas; permite obtener el grado de influencia de cada variable sobre las demás. Índice de dependencia, la sumatoria de las columnas dividido por el número de entradas permite obtener el grado de dependencia de la variable con respecto a las demás [Prospektiker, 2010].

La clasificación indirecta se obtiene multiplicando la matriz resultante de la clasificación directa por ella misma tantas veces como sea necesario para mantener los porcentajes de motricidad y dependencia constantes. El resultado obtenido permite estudiar la jerarquización de las variables, por orden de influencia, teniendo en cuenta el número de variantes.

Del análisis resultan las variables más importantes llamadas de poder, que son las que tienen un índice de motricidad total por encima de la motricidad media y el índice de dependencia total que son las que están por debajo de la dependencia media. Cuando se actúa sobre las variables de poder se obtiene grandes efectos sobre las demás variables.

También están las variables de enlace, que son aquellas que tienen índices de motricidad y dependencia por encima de los valores medios. Estos problemas son muy influyentes y muy dependientes a la vez. La variación de estas variables afectan las variables de la zona de salida.

Para determinar las variables clave en los proyectos con celdas de combustible se siguieron dos etapas:

Primero se utilizaron todas las variables obtenidas de la etapa de encuestas y se aplicó la metodología MICMAC con un grupo reducido de expertos, los que además de lograr clasificar las variables según sus características de influencia y dependencia; recomiendan hacer un agrupamiento de las mismas para obtener una matriz que se pueda analizar más simplemente.

Luego con las variables agrupadas, se somete nuevamente a un proceso MICMAC de impactos directos ante un número mayor de expertos, lográndose encontrar definitivamente las variables más estratégicas para la incorporación de las celdas de combustible en el sector transporte.

En la Tabla 67 se describen las variables que alimentan el programa MICMAC en el primer análisis con todas las variables identificadas. Estas variables fueron identificadas en los estudios previos relacionados con la producción de hidrógeno, las celdas de combustible, su impacto ambiental y el análisis de las encuestas realizadas a los grupos de expertos.

Tabla 67. Descripción de variables empleadas en el análisis MICMAC completo.

Nº	TÍTULO LARGO	TÍTULO CORTO	DESCRIPCIÓN	TEMA
1	Disminuir los índices de morbilidad	Dis_morbi	Morbilidad causada por el sector transporte actual	Ambiental
2	Insostenibilidad del Impacto ambiental	Impac_amb	Impacto ambiental causada por el sector transporte actual es insostenible	Ambiental

N°	TÍTULO LARGO	TÍTULO CORTO	DESCRIPCIÓN	TEMA
3	Límites a las emisiones de CO ₂	Lím_CO ₂	Limitar las emisiones de CO ₂ pueden favorecer proyectos con celdas de combustible	Ambiental
4	Límites a las emisiones de gases contaminantes	Lím_Gases	Limitar las emisiones de gases contaminantes	Ambiental
5	Límites a las emisiones de ruido	Lim_Ruido	Limitar las emisiones de emisiones de ruido	Ambiental
6	Costo del H ₂	Cost_H ₂	Costo del hidrógeno como combustible	Económica
7	Impuestos a los combustibles que contaminan	Imp_Comb	Crear impuestos a los impuestos a combustibles que causan contaminación	Económica
8	Precio de la energía eléctrica	Precio_EE	Precio de la EE especialmente para la producción de hidrógeno	Económica
9	Precio de vehículos con celdas de combustible	Precio_Ve	Costo de vehículos con celdas de combustible	Económica
10	Precio del gas natural	Precio GN	Precio del gas natural especialmente para la producción de hidrógeno	Económica
11	Precios equipos de producción de hidrógeno	Precio_Eq	¿Qué influencia tiene el costo de los equipos de producción de hidrógeno	Económica
12	Subsidio a las celdas de combustible	Sub_Celdas	¿Qué influencia tiene el subsidio a los vehículos con celdas de combustible?	Ambiental
13	Subsidio al hidrógeno	Sub_H ₂	¿Qué influencia tiene un subsidio al hidrógeno para el sector transporte?	Económica
14	Dependencia de los derivados del petróleo	Dep_deriv	¿Qué influencia tiene la dependencia de los derivados del petróleo	Energético
15	Diversificación de las fuentes energéticas	Diver_fuen	Diversificación de las fuentes energéticas especialmente las renovables	Energético
16	Incorporación de tecnologías limpias	Tec_limp	¿Qué influencia tiene la incorporación de tecnologías limpias en el sector transporte.	Política
17	Incorporar las energías renovables	Inc_E Ren	¿Qué influencia tiene la incorporación de energías renovables?	Política
18	Regulación ambiental	Reg amb	Regulación ambiental para el sector transporte	Política
19	Regulación de tarifas de EE	Reg_TEE	¿Qué influencia tiene la regulación de tarifas de EE?	Política
20	Regulación de tarifas de GN	Reg TGN	¿Qué influencia tiene la regulación de tarifas de GN?	Política
21	Desarrollo tecnológico de tecnologías limpias	Dllo_Tec	Desarrollo de tecnologías limpias para el sector transporte	Tecnológico

Nº	TÍTULO LARGO	TÍTULO CORTO	DESCRIPCIÓN	TEMA
22	Eficiencia de las celdas de combustible	Ef_CC	¿Qué influencia tiene la eficiencia de las celdas de combustible?	Tecnológico
23	Eficiencia de los procesos de producción de hidrógeno	Ef_prod H2	¿Qué influencia tiene la eficiencia de los procesos de producción de hidrógeno?	Tecnológico
24	Investigación tecnologías limpias	Invest_TL	¿Qué influencia tiene la investigación en tecnologías limpias?	Tecnológico

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 36 se muestra la matriz de influencias directas (MID) desarrollada por varios expertos; ella describe las relaciones de influencias directas entre las variables que definen el sistema. Las influencias se valoran de 0 a 3, siendo 3 una influencia muy importante y 0 significa que no existe ninguna influencia.

	1 : Dis_morbi	2 : Impac_amb	3 : Lim_CO2	4 : Lim_Gases	5 : Lim_Ruido	6 : Cost_H2	7 : Imp_Comb	8 : Precio_EE	9 : Precio_Ve	10 : Precio_GN	11 : Precio_Eq	12 : Sub_Celdas	13 : Sub_H2	14 : Dep_deriv	15 : Diver_fuen	16 : Tec_limp	17 : Inc_ERen	18 : Reg_amb	19 : Reg_TEE	20 : Reg_TGN	21 : Dilo_Tec	22 : Ef_CC	23 : Ef_prod_H2	24 : Invest_TL
1 : Dis_morbi	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0
2 : Impac_amb	2	0	1	1	0	1	2	1	0	0	0	2	2	1	1	2	2	1	0	0	2	0	0	1
3 : Lim_CO2	2	2	0	1	0	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	0	0	2	1	1	2
4 : Lim_Gases	2	2	1	0	0	1	2	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	0	0	1	0	0	1
5 : Lim_Ruido	0	2	0	0	0	0	1	0	1	0	1	2	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1
6 : Cost_H2	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	1	1	2	2	1	1	1	1	2	1	2	0	0	2
7 : Imp_Comb	1	1	2	2	1	1	0	0	1	3	1	1	1	2	1	2	2	1	1	2	1	0	1	1
8 : Precio_EE	0	0	1	0	0	2	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	0	0	0
9 : Precio_Ve	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	2	0	0	2
10 : Precio_GN	0	0	1	0	0	2	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	2	2	1	0	0	0
11 : Precio_Eq	0	1	0	1	1	2	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	2	1	1	1
12 : Sub_Celdas	0	1	1	1	1	1	0	0	2	0	2	0	1	2	2	2	2	0	0	0	1	1	1	1
13 : Sub_H2	0	1	1	1	1	2	1	0	1	1	1	0	1	1	0	2	2	2	2	0	1	0	1	1
14 : Dep_deriv	1	2	1	2	1	1	2	1	1	2	1	2	2	0	1	1	1	2	1	2	2	0	1	2
15 : Diver_fuen	1	2	1	2	1	1	2	1	1	2	1	1	2	2	0	2	2	2	2	1	1	2	1	2
16 : Tec_limp	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	0	2	1	1	1	2	1	1	2
17 : Inc_ERen	1	2	1	2	1	1	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	0	2	1	1	2	1	1	2
18 : Reg_amb	2	2	2	2	2	1	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	0	0	1	1	1	1	1	1
19 : Reg_TEE	0	0	0	0	0	2	0	3	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	1
20 : Reg_TGN	0	0	0	0	0	2	0	1	0	3	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1
21 : Dilo_Tec	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	0	0	2
22 : Ef_CC	0	1	0	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1	1	2	2	1	1	0	0	1	0	0	1
23 : Ef_prod_H2	0	1	0	1	0	2	0	0	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	2	0	0	1
24 : Invest_TL	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	0	2	2	2	0

© LPSOR-EPITA-MICMAC

Figura 36. Matriz de entrada para influencias y dependencias
Fuente: Elaboración propia.

Al alimentar el programa MICMAC con la matriz de entrada de la figura 36 se obtiene plano de influencias y dependencias directas que se muestra en la figura 37.

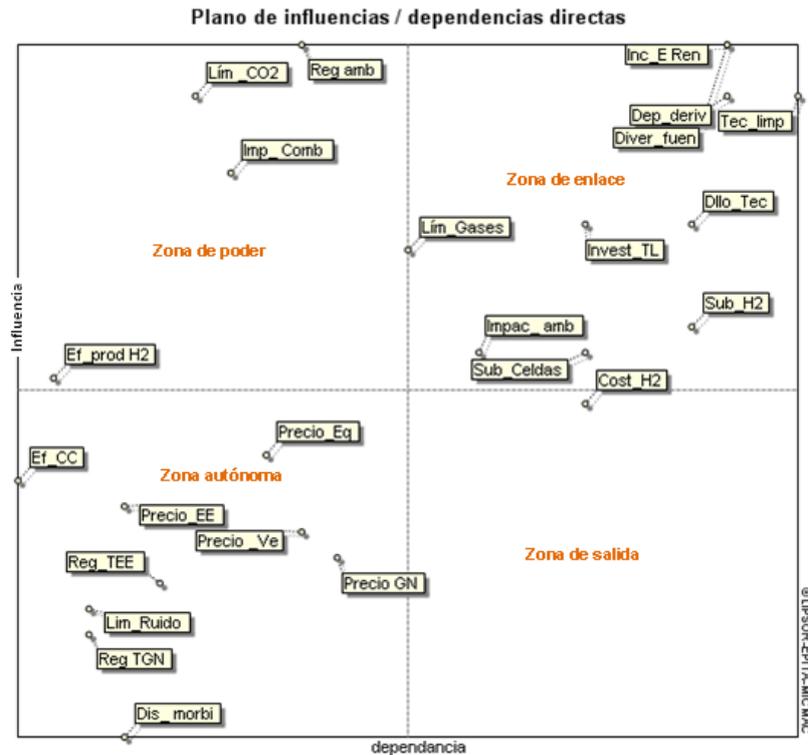


Figura 37. Plano de influencias y dependencias directas.
Fuente: Elaboración propia.

Del plano de influencias directas se destacan las variables que tienen que ver con la limitación de CO₂, la regulación ambiental, los impuestos a los combustibles, la limitación de gases contaminantes y la eficiencia en la producción de hidrógeno como variables de poder. De acuerdo a las sugerencias de los expertos, las variables se agrupan y se aplica nuevamente la metodología MICMAC a un grupo de expertos más amplio con las variables definidas a continuación:

- **Políticas y regulaciones gubernamentales (Políticas)**

Se refiere a las políticas y regulaciones para adoptar con el fin de promover la penetración de las celdas de combustible: límites a las emisiones de CO₂, límites a las emisiones de gases contaminantes, límites a las emisiones de ruido, impuestos a los combustibles que contaminan, subsidio al hidrógeno, subsidio a las celdas de combustible, incentivos para la producción de H₂ y uso de las celdas de combustible, incorporación de las energías renovables, regulación ambiental, regulación de tarifas de energía eléctrica y regulación de tarifas de gas natural.

- **Impacto ambiental (Impacto)**

Se refiere al impacto ambiental producido por los gases de efecto invernadero como el CO₂, los gases contaminantes y generación de ruido ocasionados por el sistema de transporte convencional. Los proyectos con celdas de combustible e hidrógeno disminuirían notablemente este impacto.

- **Eficiencia de las celdas de combustible y de los procesos de producción de hidrógeno (Eficiencia)**

Al mejorar la eficiencia de producción de hidrógeno y el de las celdas de combustible se favorece el desarrollo de este tipo de proyectos en nuestro medio; al hacer un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos y disminuir los costos al usuario final.

- **Desarrollo tecnológico (Tecnología)**

En la medida que se tenga un desarrollo tecnológico maduro y una investigación intensiva; se facilita la incorporación de tecnologías limpias que directamente favorecen el desarrollo de proyectos con celdas de combustible.

- **Costo de la energía requerida para la producción de hidrógeno (Costo energía)**

El costo de la energía es un factor que afecta toda la cadena de producción de hidrógeno y su utilización de las celdas de combustible, en este sentido es una variable que puede afectar el desarrollo de estos proyectos.

- **Costo del H₂ y de las celdas de combustible (Costo uso)**

El costo del hidrógeno al usuario final, los precios de los equipos de producción de hidrógeno y el precio de vehículos con celdas de combustible son determinantes a la hora adoptar esta tecnología.

- **Seguridad suministro energético (Disponibilidad de energética)**

Tener todo el suministro de energía requerida en el sector transporte; dependiendo tan solo de los derivados del petróleo puede afectar la seguridad energética de una región. Los proyectos con celdas de combustible favorecen la diversificación de fuentes energéticas y por tanto mejora la seguridad en el suministro de energía.

En la tabla 69 se muestra la matriz de entrada para aplicar la metodología MICMAC con las variables definidas y donde los expertos evaluaron la influencia de cada variable contra las demás. La Matriz de Influencias Directas (MID) describe las relaciones de influencias directas entre las variables que definen el sistema.

Tabla 68. Matriz de Influencias Directas (MID).

	1 : Políticas	2 : Impacto	3 : Eficiencia	4 : Tecnología	5 : Costo ener	6 : Costo uso	7 : Disponibil
1 : Políticas	0	2	2	3	3	2	3
2 : Impacto	2	0	1	3	2	2	2
3 : Eficiencia	1	3	0	2	2	2	2
4 : Tecnología	2	3	3	0	2	3	2
5 : Costo ener	2	1	2	3	0	2	2
6 : Costo uso	2	1	1	2	2	0	2
7 : Disponibil	2	2	1	2	2	2	0

© UPSOR-EPITA-MICMAC

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 38 se presenta el plano de influencias y dependencias directas, este plano se determinó a partir de la matriz de influencias directas MID de la Tabla 68.

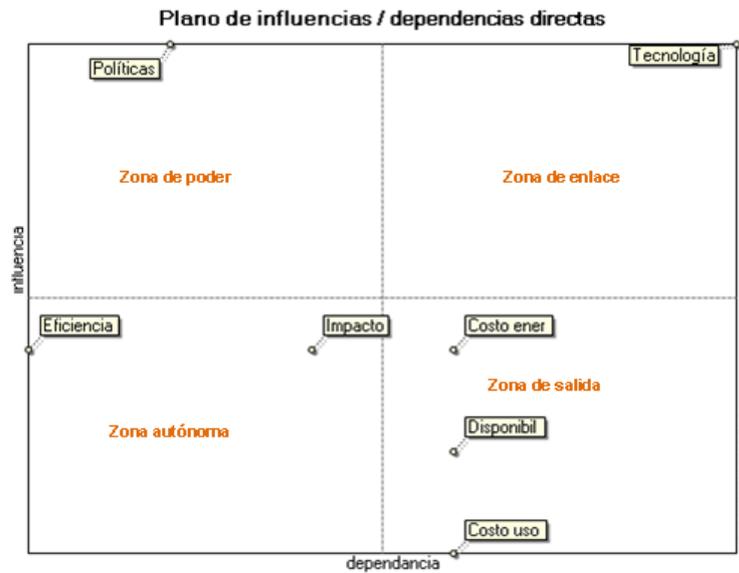


Figura 38. Plano de influencias / dependencias directas

Fuente: Elaboración propia.

La variable política quedó ubicada en la zona de poder, significando que ésta es la variable más estratégica a ser involucrada en la implementación de un proyecto con celdas de combustible. De acuerdo a la definición de esta variable se deben implementar estrategias que busquen formular políticas y regulaciones para limitar a las emisiones de CO₂ y gases contaminantes, crear impuestos a los combustibles que contaminan en el sector transporte, incentivar la producción de H₂ y el uso de las celdas de combustible e incorporar otras opciones de las energías renovables.

La variable tecnología quedó ubicada en la zona de enlace, siendo de esta forma un elemento de conflicto que puede afectar el comportamiento de las demás. Esta variable se considera como externa en vista de que depende directamente del desarrollo tecnológico, la investigación y el crecimiento del mercado que se dé en el ámbito internacional.

Las variables impacto ambiental y eficiencia se ubicaron en la zona de autonomía, lo que quiere decir que su efecto es muy bajo, sin embargo; estas variables no deben ser desechadas en vista de que dependiendo de la evolución del sistema; pueden tomar más importancia.

Las variables costo de la energía, disponibilidad energética y el costo de uso de las celdas de combustible se ubicaron en la zona de salida queriendo decir que dependen del resto de variables.

En la Figura 39 se muestra el gráfico de influencias directas, en ella se pueden apreciar las cadenas de influencia dependencia más fuertes que se dan entre las variables involucradas en el estudio. La variable política tiene una influencia fuerte sobre las variables tecnología, disponibilidad de recursos energéticos y costo de la energía. La tecnología influye fuertemente sobre la eficiencia, el impacto ambiental y la tecnología. El impacto sólo influye fuertemente sobre la tecnología, La eficiencia tiene influencia sobre el impacto ambiental, El costo de la energía influye sobre la tecnología.

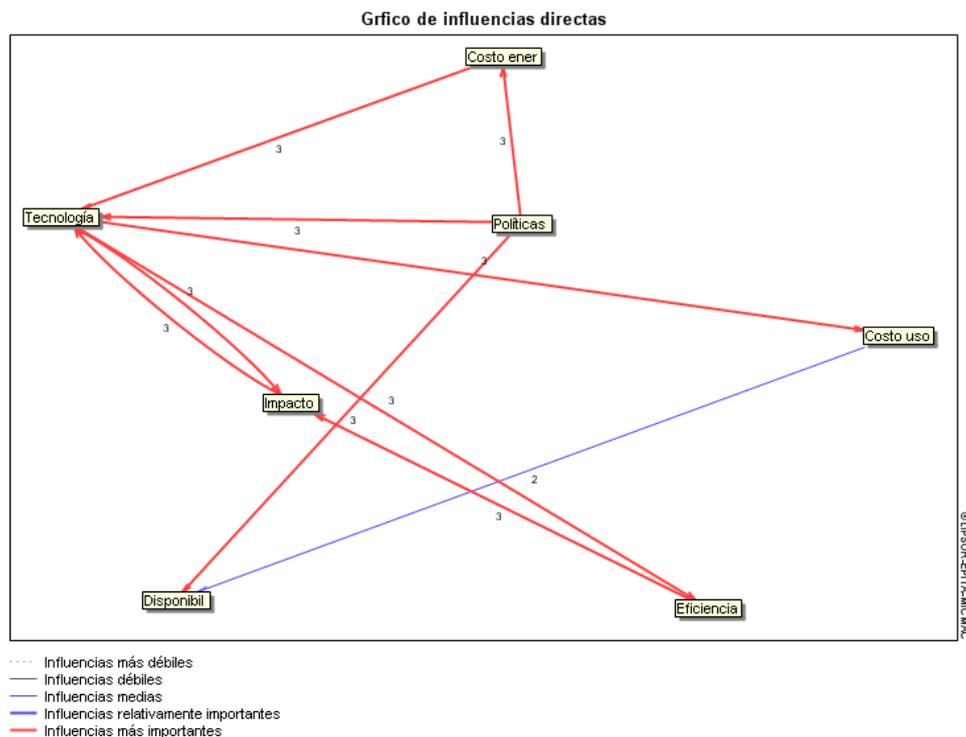


Figura 39. Gráfico de influencias directas.
Fuente: Elaboración propia.

8.3.7 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS ESENCIALES PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE TRANSPORTE CON CELDAS DE COMBUSTIBLE

Los Escenarios no pueden ser caprichosos, deben estar fundamentados en diagnósticos razonablemente consistentes de las fuerzas de cambio o claves que modelan el sistema bajo estudio [Medina & Ortegón, 2006].

Para definir los escenarios esenciales se toma en cuenta la información obtenida en la encuesta donde se identificaron las variables estratégicas que se deben involucrar en la implementación de un sistema de transporte con celdas de combustible y también se definieron unas condiciones básicas para alcanzar este propósito. También soportan la definición de los escenarios esenciales; las variables de poder y conflicto encontradas a partir del proceso MICMAC. Todo esto se someten a consideración de actores con conocimiento de asuntos energéticos, de regulación, ambiental y de mercados, que a partir del análisis y evaluación de la información; proponen los escenarios que se deben dar para la penetración de las celdas de combustible en el Valle del Aburra.

Se definieron seis escenarios principales:

- **Crear un impuesto a la gasolina del 27%** que facilite una participación del 20% de los vehículos con celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburra.
- **Crear un impuesto al gas natural del 24%** que facilite una participación del 20% de los vehículos con celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburra.
- **Fijar límites a las emisiones de CO₂** causadas por el sector transporte en el Área Metropolitana, para que estas disminuyan en un 21% respecto a las emisiones actuales (del 2011); facilita una participación del 20% de los vehículos con celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburra.
- **Establecer un subsidio al H₂** del 34 %, facilita una participación del 20% de los vehículos con celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburra.
- Se dispone de una **tecnología madura** de las Celdas de combustible y producción de hidrógeno, con eficiencia y precios razonables, que posibilita una participación del 20% de los vehículos con celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburra.
- **Penetración de carros eléctricos con batería**, debido al incremento desmesurado del precio del petróleo y a medidas adoptadas para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, se convierte por una parte en un competidor para los sistemas de celdas de combustible, pero a mediano

plazo; sería un puente de enlace con esta tecnología; buscando una mejor eficiencia, eficacia en el abastecimiento de los vehículos y mejor aprovechamiento de los recursos renovables. De esta forma se facilita una participación del 20% de los vehículos con celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburra. Por esto, la competencia de las celdas de combustible será integrada al estadio para medir sus efectos.

8.3.8 VALIDACIÓN DE ESCENARIOS

Los escenarios encontrados son sometidos a un proceso de matriz de impactos cruzados probabilistas aplicados a un grupo de expertos que permite determinar la probabilidad de ocurrencia de los mismos.

Con este proceso, la incertidumbre de las respuestas del experto son reducidas ya que se le pide apreciar la probabilidad de realización de una hipótesis con la ayuda de una probabilidad que va de 0 (probabilidad nula) a 1 (probabilidad del 100%) [Prospektiker, 2010]. También se le pide evaluar, bajo forma de probabilidades condicionales, la probabilidad de realización de una hipótesis en función de todas las otras. De esta forma, el experto revisa su opinión y se ve obligado a mantener la coherencia implícita de su razonamiento.

El método de impacto cruzado es una orientación analítica de las probabilidades [Gordon, 2004]. La aplicación del método debe ser coherente por lo que la gama de probabilidades debe estar dentro de cierto rango que se describe a continuación:

La probabilidad de ocurrencia de un evento está dada por la (Ec.10)

$$P(1) = P(2) \times P(1/2) + P(2c) \times P(1/2c) \quad (10)$$

Dónde:

P (1) = probabilidad que ocurra el evento 1;

P (2) = probabilidad que ocurra el evento 2;

P (1/2) = probabilidad que ocurra el evento 1 dada la ocurrencia del evento 2

P (2c) = probabilidad que no ocurra el evento 2

P (1/2c) = probabilidad que ocurra el evento 1 dada la no ocurrencia del evento 2.

La ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** puede modificarse para determinar P (1/2):

$$P(1/2) = \{P(1) - P(2c) \times P(1/2c)\} / P(2) \quad (11)$$

P(1) y P(2) ya son conocidas (la estimación de la probabilidad inicial dada por los evaluadores).

$$P(2c) = 1 - P(2) \quad (12)$$

Las probabilidades desconocidas son: $P(1/2)$ y $P(1/2c)$, Sabiendo que el mínimo valor que puede tomar $P(1/2c) = 0$, Entonces se puede calcular el máximo valor de $P(1/2)$.

$$P(1/2) \leq P(1)/P(2) \quad (13)$$

Ahora sabiendo que el valor máximo de para $P(1/2c)=1$, se puede calcular el valor mínimo de $P(1/2)$:

$$P(1/2)_{min} \leq \{P(1) - 1 + P(2)\}/P(2) \quad (14)$$

Los límites para la nueva probabilidad de que ocurra el evento 1 dada la ocurrencia del evento 2 son:

$$\{P(1) - 1 + P(2)\}/P(2) \leq P(1/1) \leq P(1)/P(2) \quad (15)$$

Esta metodología ya ha sido usada por M. GODET desde 1972 y se puede aplicar en un computador con el software SMIC-Prob-Expert desarrollado y difundido por la sociedad **Heurisco** [Prospektiker, 2010].

El método de impactos cruzados permite determinar las probabilidades de ocurrencia de los diferentes escenarios en forma simple y en forma condicionada con respecto a la ocurrencia de los otros escenarios. De esta forma este método permite además de encontrar los escenarios más probables; hacer un análisis de las combinaciones de estos escenarios, cosa que normalmente no se puede hacer con evaluaciones simples como las arrojadas por un **DELPHI**. No obstante se debe tener en cuenta que las probabilidades obtenidas son subjetivas, es decir, no se basan en frecuencias observadas sino en opiniones [Prospektiker, 2010].

Los resultados netos respetan las siguientes condiciones:

- a) $0 < P(i) < 1$
- b) $P(i/j).P(j) = P(j/i).P(i) = P(i.j)$
- c) $P(i/j).P(j) + P(i/ noj).P(noj) = P(i)$

El método **SMIC** corrige las opiniones brutas expresadas por los expertos, de manera que se obtengan resultados netos coherentes, satisfaciendo los problemas clásicos sobre las probabilidades.

El Sistema de Matrices de Impactos Cruzados (SMIC) permite analizar un grupo de N hipótesis, tomando en cuenta la información entregada por expertos, y presenta un grupo de 2^N combinaciones de escenarios con su probabilidad de ocurrencia.

Una vez determinados los escenarios se seleccionan 20 expertos de la base de datos conformada, a los cuales se les pidió evaluar la probabilidad de ocurrencia de los mismos con las siguientes consideraciones.

- Evaluar la probabilidad simple de ocurrencia de cada escenario, donde 0 corresponde a la ausencia de la probabilidad y 1 a una probabilidad total.
- Evaluar la probabilidad condicional de ocurrencia de una hipótesis de acuerdo a la ocurrencia o no de las demás. De esta forma el experto se ve obligado a dar unas respuestas lo más coherentemente posible.

Inicialmente el programa SMIC-PROB-EXPERT obliga la introducción de los escenarios definidos anteriormente y a la conformación del grupo de expertos que hará la evaluación la cual se muestra en la Tabla 69.

Tabla 69. Expertos Evaluadores de los escenarios

Nº	Apellido	Nombre	Grupo	Peso
1	Ramos	Elisa	EPM	1
2	Taborda	Diana	Industria	1
3	Gómez	Jorge	U de A	1
4	Toro	Mauricio	UPB	1
5	García	Carlos	U de A	1
6	Trejos	Adriana	ITM	1
7	Pareja	Román	Empresario	1
8	Narváez	Gonzalo	ITM	1
9	Álvarez	Marcos	Empresario	1
10	Madrigal	Juan	ITM	1
11	Sanchez	Carlos	UN	1
12	Isaza	Cesar	UPB	1
13	Patiño	Gustavo	ITM	1
14	Bula	Antonio	U Norte	1
15	Parra	Cristian	U de A	1
16	Carlos	Velásquez	ITM	1
17	Mejía	Maria	Industria	1
18	Botero	Oscar	Empresario	1
19	Sanchez	Mario	U de A	1

Fuente: Elaboración propia.

Se presentan las probabilidades simples de ocurrencia de cada escenario. Los valores están comprendidos entre 0 y 1, donde 1 es la máxima probabilidad.

En la Tabla 70 se consolidan las probabilidades simples netas resultado de la evaluación de todos los expertos. Se le da un porcentaje alto de factibilidad de ocurrencia a los escenarios de tecnología disponible de vehículos eléctricos, con una probabilidad del 78%, limitar las emisiones de

CO₂ con un 76% y que se disponga de una tecnología para implementar las celdas de combustible con una probabilidad del 75%. El escenario menos probable es el de crear un impuesto al gas natural con un 30%. En probabilidades intermedias están El subsidio al hidrógeno con un 53% y el impuesto a la gasolina con un 44%.

Tabla 70. Probabilidades simples netas evaluada por todos los expertos.

	Probabilidades
1 – Impuesto a la gasolina	0,437
2 - Impuesto la gas natural	0,295
3 – Limitar el CO ₂	0,762
4 – Subsidiar el H ₂	0,53
5 – Tecnología celdas disponible	0,748
6 - Tecnología de vehículos eléctricos disponible	0,782

Fuente: Elaboración propia.

Los Expertos valoran las probabilidades condicionales de los diferentes escenarios, es decir, si se da la realización de cada uno de los demás.

En la Tabla 71 se consolidan las probabilidades netas de acuerdo a la calificación de cada experto donde se evaluó la probabilidad de ocurrencia de un escenario dado que se cumpla la ocurrencia de todos los demás. También se evaluó la probabilidad de ocurrencia de los escenarios dado que los otros no se den (Ver Tabla 72).

Tabla 71. Probabilidades condicionales netas si realización.

	Imp Gasoli	Imp GN	Limit CO2	Sub H2	Tec Celdas	Elec y bat
1 : Imp Gasoli	0,437	0,629	0,465	0,501	0,452	0,448
2 : Imp GN	0,424	0,295	0,312	0,349	0,303	0,288
3 : Limit CO2	0,811	0,807	0,762	0,774	0,79	0,795
4 : Sub H2	0,606	0,628	0,538	0,53	0,525	0,488
5 : Tec Celdas	0,774	0,768	0,775	0,742	0,748	0,775
6 : Elec y bat	0,801	0,765	0,816	0,721	0,811	0,782

© LPSOR-EPITA-PROB-EXPERT

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 72. Probabilidades condicionales netas si no realización.

	Imp Gasoli	Imp GN	Limit CO2	Sub H2	Tec Celdas	Elec y bat
1 : Imp Gasoli	0	0,357	0,348	0,366	0,393	0,4
2 : Imp GN	0,194	0	0,24	0,233	0,271	0,318
3 : Limit CO2	0,725	0,744	0	0,749	0,682	0,645
4 : Sub H2	0,47	0,488	0,503	0	0,542	0,679
5 : Tec Celdas	0,728	0,74	0,663	0,755	0	0,651
6 : Elec y bat	0,768	0,79	0,675	0,852	0,699	0

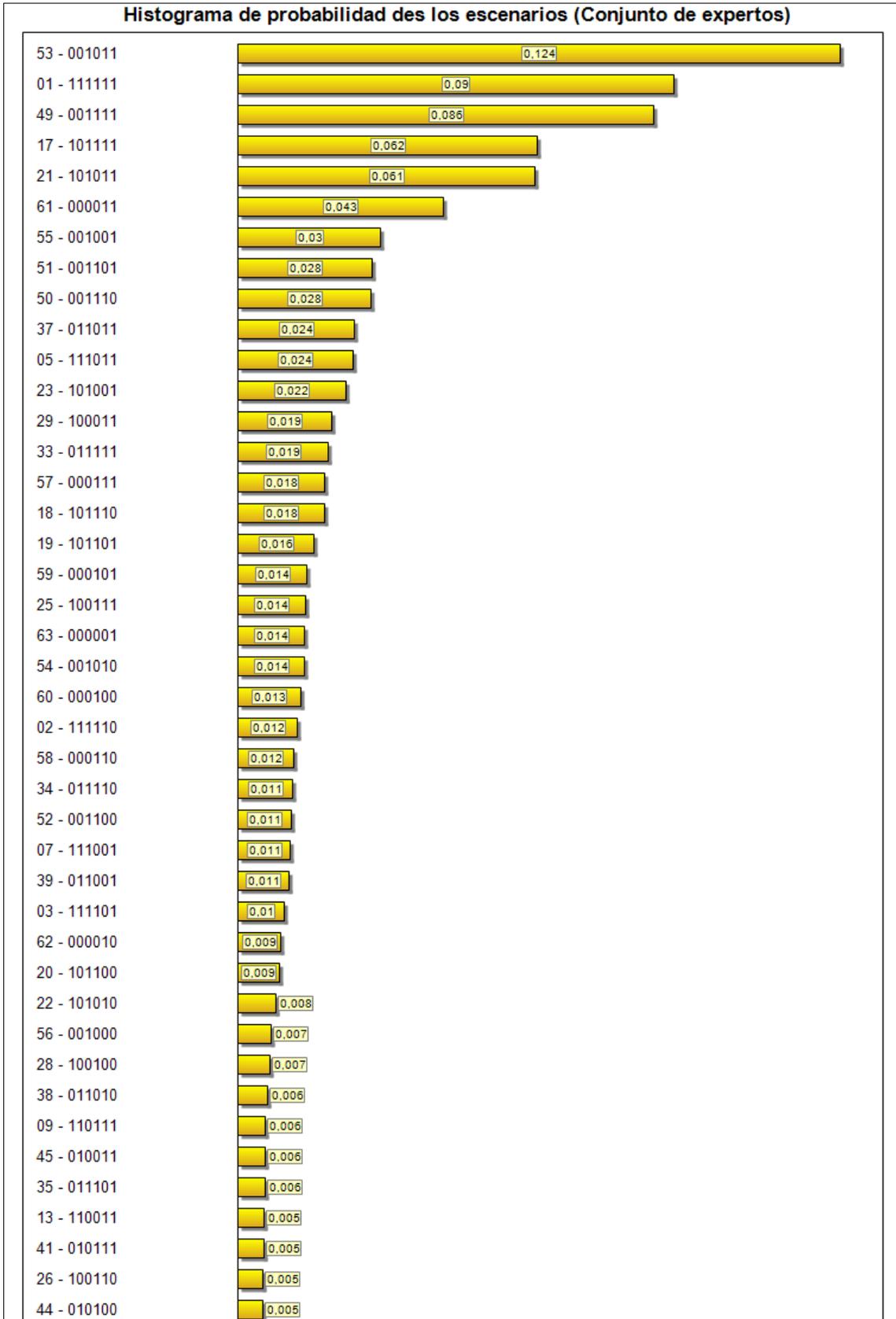
© UPSOR-EPITA-PROB-EXPERT

Fuente: Elaboración propia.

Con los escenarios evaluados por cada experto; el programa SMIC-PROB-EXPERT arroja la probabilidad de ocurrencia para cada una de las posibles combinaciones. El sistema presentado dispone de 6 escenarios independientes, lo que da la posibilidad de obtener 64 combinaciones; tal como se muestra en la Figura 40. Se trata de una solución mediana determinada a través de un programa de minimización cuadrática.

La Figura 40 muestra las combinaciones de escenarios ordenados por probabilidad de ocurrencia. Cada combinación tiene un número que lo identifica, un número en notación binaria que determina la ocurrencia de cada escenario involucrado en la combinación y la probabilidad de ocurrencia de la combinación. En la notación binaria; un 1 significa que el escenario si se cumpliría y un 0 simboliza que el escenario no se efectuaría para esa combinación específica. El número binario está conformado por seis dígitos que pertenecen a cada uno de los escenarios descritos. El primer dígito corresponde al escenario de impuesto a la gasolina y le siguen en orden; impuesto al gas natural, limitar el CO₂, subsidiar el hidrógeno, tecnología de celdas de combustible y competencia de carros eléctricos con batería. De esta forma; para que la combinación describa la ocurrencia de todos los escenarios el número binario correspondiente sería 111111. La probabilidad está calificada de 0 a 1; donde 1 significa el 100%.

Conservando el orden de los escenarios definidos; la combinación de escenarios más probable es la 53 (ver Figura 40), que corresponde al dato binario 001011 con un 14,4%, indicando la “si” ocurrencia de los escenarios: implementar políticas para disminuir el CO₂, la disponibilidad de un mercado maduro para las celdas de combustible y un sistema de vehículos eléctricos con batería funcionando dentro del sistema de transporte del Valle de Aburrá y la no ocurrencia de los escenarios de impuestos a la gasolina y al gas natural y subsidiar el hidrógeno.



**Figura 40. Histograma de probabilidad de los escenarios.
Fuente: Elaboración propia.**

Le sigue en orden de probabilidad de ocurrencia; con un 9%, la “si” ocurrencia de todos los escenarios planteados, es decir el 111111. Esto se puede explicar por lo encontrado en la matriz de la Tabla 71, donde se muestra que de darse la ocurrencia de los escenarios: limitación de CO₂ y tecnología de las celdas de combustible, aumenta la probabilidad de ocurrencia de los escenarios: impuestos a la gasolina, impuesto al gas natural y subsidio al hidrógeno. A su vez, de darse la ocurrencia del impuesto a la gasolina; se aumenta la probabilidad de ocurrencia de los demás escenarios.

Las primeras 6 combinaciones organizadas en orden de probabilidad; acumulan un 47% de las probabilidades y las 12 primeras combinaciones acumulan el 62%, obteniéndose así el grueso más probable. Se concluye entonces de acuerdo a los resultados de la Tabla 70, la Tabla 71 y la Figura 40, que los escenarios para fijar limitaciones a las emisiones de CO₂, y la disponibilidad de tecnologías de celdas de combustible tienen una alta probabilidad (superior al 76%) de ocurrencia individual, como consecuencia de esto, se incrementa la probabilidad de ocurrencia individual de los escenarios que fijan impuestos a la gasolina, al gas natural y subsidio al hidrógeno.

El desarrollo tecnológico de las celdas de combustible no tiene dependencia de lo que se pueda realizar en el área local, sin embargo según lo analizado con anterioridad; existe el interés, la investigación y la inversión requerida; que permite estimar que para el año 2025 se tendrá una tecnología desarrollada y lo suficientemente madura como para ser incorporada en la región. La limitación de emisiones de CO₂ ocasionadas por el sector transporte depende de las regulaciones y políticas adoptadas a nivel local. Esto quiere decir que las acciones a nivel local encaminadas a incorporar nuevas tecnologías para el sector transporte como las celdas de combustible; se deben dirigir hacia el logro de políticas y regulaciones para limitar el CO₂ emitido a la atmósfera ocasionado por el sector transporte.

8.3.9 TRAYECTORIAS TECNOLÓGICAS

En la Tabla 73 se proponen las trayectorias y estrategias tecnológicas para la incorporación de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá. En ella se plantea toda la cadena de producción de hidrógeno, la incorporación de las celdas de combustible, las acciones a desarrollar por parte de los grupos de investigación de las universidades y las políticas y regulaciones que se tendrían que adoptar para que los diferentes eventos se den en el tiempo presentado.

Tabla 73. Trayectorias tecnológicas para las celdas de combustible en el Valle de Aburrá.

Trayectorias tecnológicas para las celdas de combustible					
Tema	Etapa	2012	2015	2020	2025
Hidrógeno	Producción	Investigación para producción de hidrógeno a partir de las energías renovables.	El 31% del hidrógeno producido procederá de las energías renovables.		
		ECOPETROL produce hidrógeno a partir del GN para ser utilizado en los proyectos demostrativos de celdas de combustible.	Se produce hidrógeno a partir del GN para ser utilizado en el sector transporte combustible.		
	Almacenamiento	Se comprime el hidrógeno a 350 bar.	Se comprime el hidrógeno a 700 bar.		
		Investigación para almacenar hidrógeno en forma líquida.			
		Investigación para almacenar hidrógeno con hidruros metálicos.			
	Transporte	Investigación para almacenar hidrógeno utilizando nuevas tecnologías.			
Se dispone de una red de transporte con carrotaques desde los centros de producción hasta las estaciones de suministro.					
Distribución	Se dispone de una red de distribución para entregar el hidrógeno al usuario final (2 estaciones).				
Celdas de combustible	Uso Final	Se usa el hidrógeno en pequeñas aplicaciones del sector transporte.	Se usa el hidrógeno en un proyecto de 20 buses.		
	Investigación para mejorar la eficiencia, aumentar la durabilidad y disminuir costos de las				
	Investigación para desarrollar nuevos catalizadores, con menos costo y mejor eficiencia.				
	Investigación para mejorar la eficiencia en los sistemas de conversión de energía en vehículos con celdas de combustible.				
	Investigación para utilizar motores de CD en vehículos con celdas de combustible.				
	Se tiene un mercado maduro de vehículos con celdas de combustible, con precios y eficiencia aceptables.				
	Se tiene vehículos con celdas de combustible en proyectos aislados y de investigación.				
	Se conforma una flota de 20 buses para el transporte público				
	La universidad toma como estrategia crear líneas de investigación relacionadas con la producción de hidrógeno a partir de las energías renovables, fabricación de componentes para las celdas de combustible y la conversión de energía.				
	Políticas y regulaciones	La universidad desarrolla un programa educativo para mostrar a los entes reguladores y a la comunidad en general la necesidad de introducir las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá.			
La universidad establece convenios para desarrollar proyectos piloto para producción de hidrógeno y su utilización en vehículos con celdas de combustible.					
Los entes de control definen un plan para reducir en un 30% las emisiones de CO ₂ ocasionadas por el sector transporte.					
Los entes de control definen un plan para subsidiar las tecnologías limpias destinadas al sector transporte.					
Los entes de control definen un plan para crear impuestos a la gasolina debido a la contaminación causada en su utilización.					
Se define un proceso para certificación de vehículos con celdas de combustible, carrotaques para transporte de hidrógeno y estaciones de suministro.					
Definir un plan de seguridad para todo del proceso de producción distribución y utilización del hidrógeno.					

Fuente: Elaboración propia.

9. CONCLUSIONES GENERALES

9.1 CONCLUSIONES

La dependencia del sistema de transporte mundial y local de los derivados del petróleo pone en peligro su sostenibilidad debido a que no está garantizado el suministro indefinido de petróleo y cada vez resulta más costo adquirirlo, además de enfrentar la volatilidad de los precios. Por otro lado, la producción de hidrógeno se puede realizar a partir de energías renovables y se puede almacenar, lo que beneficia directamente la sostenibilidad del sector transporte al mejorar oferta energética con unos costos más regulares.

La sostenibilidad ambiental de los sistemas de transporte también está en peligro. Este sector tiene un aporte importante a la contaminación, la emisión de gases efecto invernadero y al calentamiento global que afectan la salud de las personas, el ecosistema y la economía. A pesar de que los vehículos de combustión interna que se están ofertando en el mercado están mostrando un mejor desempeño; el aumento de la utilización de estos hace que los problemas ambientales generados por este sector también estén aumentando en forma descontrolada. La contaminación causada por el sector transporte afecta directamente las economías de los países, la valoración de estos costos se ha realizado en diferentes estudios. Las celdas de combustible trabajando con hidrógeno no producen gases contaminantes ni gases de efecto invernadero; ayudando a mantener la sostenibilidad ambiental del sector transporte.

La situación del sistema de transporte en el Valle de Aburrá pasa por una problemática similar a la registrada en el mundo. Contaminación, dependencia, precio y disponibilidad de los derivados del petróleo, eficiencia de los vehículos de combustión interna; son variables que tornan insostenible este sector. Aunque se han adoptado algunas medidas que pretenden afrontar la problemática, estas no son suficientes debido principalmente al aumento acelerado por la demanda de vehículos en los últimos años.

En el transporte público mundial están apareciendo las celdas de combustible como nueva estrategia para aumentar la eficiencia, disminuir la dependencia de los derivados del petróleo y disminuir el impacto ambiental. Las celdas de combustible trabajan principalmente con hidrógeno el cual se puede obtener a partir de las energías renovables como la eólica la solar y la hidráulica a partir del proceso de la electrolisis.

La introducción de las celdas de combustible y la producción de hidrógeno requieren un importante desarrollo tecnológico para masificar el

mercado. Esta situación convierte en una oportunidad para el desarrollo económico de las regiones.

Actualmente la producción de hidrógeno y su utilización por medio de las celdas de combustible tiene costos altos comparados con la gasolina y su uso por medio de los motores de combustión interna. Sin embargo, diferentes estudios prevén a mediano y largo plazo una reducción sustancial de los costos, fundamentados principalmente en las mejoras tecnológicas apoyadas por la intensificación de la investigación enfocada a esta tecnología y por el desarrollo del mercado que facilitará las economías de escala. Se suma a esto que las celdas de combustible empleadas en los vehículos están en la capacidad de duplicar la eficiencia de los motores de combustión interna resultando en un mejor aprovechamiento energético y en una disminución global de costos.

Colombia tiene un gran potencial de recursos hídricos que se pueden utilizar para la producción de hidrógeno. Los proyectos de energía solar y eólica se pueden ver beneficiados al utilizar el hidrógeno como medio para almacenar energía.

Para masificar el uso del hidrógeno por medio de las celdas de combustible en el sector transporte se requiere de una infraestructura para producir, transportar, almacenar y distribuir el hidrógeno. Para un proyecto piloto el hidrógeno podría ser producido en las mismas estaciones de suministro. El costo al usuario final de hidrógeno es muy sensible a las tarifas de energía eléctrica y gas natural requerido para producirlo.

Proyectando y haciendo sensibilidades de costos del hidrógeno en el Valle de Aburrá para el 2020; se obtuvieron valores que pueden variar entre 1.8 USD/kg de H₂ y los 8.72 USD/kg de H₂ de acuerdo a la cantidad de producción y al tipo de energía utilizada. En un proyecto piloto para una flota de 20 buses con celdas de combustible; El costo por pasajero para el transportador puede oscilar entre los 0.3 USD/pasajero y 0.41 USD/pasajero de acuerdo a los datos suministrados. El costo por kilómetro recorrido para el transportador puede oscilar entre los 0,84 USD/pasajero y los 1,14 USD/pasajero. El algoritmo desarrollado en Excel permite encontrar los costos anualizados para la producción de hidrógeno y su uso en celdas de combustible. En él se pueden hacer diferentes sensibilidades al cambiar el valor de las diferentes variables involucradas en el algoritmo.

Un trabajo de análisis prospectivo realizado con grupos de expertos permitió definir los escenarios más probables para facilitar el desarrollo del

mercado de las celdas de combustible en el Valle de Aburrá. Se encontró que el escenario más probable consiste en fijar límites a las emisiones de CO₂ causadas por el sector transporte en el Área Metropolitana, para que estas disminuyan en un 21% respecto a las emisiones actuales (del 2011); facilita una participación del 20% de los vehículos con celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburra. También se encontró que de darse este escenario los otros escenarios planteados aumentan su probabilidad de ocurrencia.

De acuerdo al estudio, los esfuerzos más estratégicos para impulsar este las celdas de combustible en el Valle de Aburrá deben estar encaminados a fijar una limitación de las emisiones del CO₂, en especial las provocadas en el sector transporte de la ciudad. De darse esta condición, las demás variables se podrían dar en forma más natural. No obstante, hay otra variable externa que es requisito importante, consistente en la disposición a nivel mundial de un mercado maduro de las tecnologías involucradas para la producción de hidrógeno y su uso por medio de las celdas de combustible en el transporte.

La metodología para realizar análisis prospectivo queda definida para repetir el estudio bajo otras condiciones de desarrollo del mercado, o la aparición de otros factores que puedan afectar el comportamiento de los escenarios o que permitan la aparición de otros.

9.2 RECOMENDACIONES

Para incorporar en el sistema de transporte del Valle de Aburrá la tecnología de las celdas de combustible funcionando con hidrógeno; se debe partir de una política clara y decidida por parte de los gobiernos nacional y local encaminada a regular todo lo relacionado con la cadena de producción de hidrógeno y su utilización en el sector transporte. No basta con las buenas intenciones de quienes trabajan en la investigación, en proyectos que buscan soluciones energéticas con los mínimos impactos posibles para el medio ambiente. Sin embargo, estas comunidades pueden diseñar estrategias para mostrarle y convencer a la sociedad y los organismos de regulación; los beneficios y necesidad de implementar este tipo de proyectos.

La universidad no puede ser tímida ante esta situación, en lugar de esto, debe ser proactiva, intensificando la investigación en nuevas tecnologías y el uso de otras fuentes energéticas. La universidad tampoco puede trabajar sola; debe unir esfuerzos y trabajar en forma conjunta con la comunidad local e internacional.

Los métodos de análisis prospectivos pueden ser aplicados a las problemáticas de tipo energético, ayudando a determinar las estrategias a

seguir para impulsar este sector de una forma más eficiente, con menor impacto para el medio ambiente y propiciando condiciones de desarrollo sostenible.

9.3 RESULTADOS ENCONTRADOS

Los resultados de la investigación realizada se enmarcan en los siguientes aspectos.

Revisión de la situación energética mundial en cuanto a los principales energéticos empleados y los sectores de demanda. Se pone de manifiesto por medio de la matriz de energía primaria en el mundo que el sector transporte demanda más del 25% de esta energía primaria el cual depende en más de un 90% de los derivados del petróleo. En este mismo sentido se muestra como la disponibilidad de petróleo está disminuyendo su precio está aumentando debido a que se hace más difícil su extracción, lo que pone en peligro la seguridad energética de varias regiones.

En este sentido se deja de manifiesto los efectos que para la salud y el medio ambiente mundial y local: tiene el uso de los derivados del petróleo, especialmente en el sector transporte. Lo anterior pone en peligro la sostenibilidad ambiental de este sector en el mediano y largo plazo.

Se proponen las celdas de combustible funcionando con hidrógeno en el sector transporte como parte de solución del problema de sostenibilidad; en un mediano y largo plazo. Para esto se estudia la cadena de producción, transporte, almacenamiento, y uso final del hidrógeno en el sector transporte a nivel mundial, tratando tanto aspectos técnicos como económicos. Este estudio facilita la proyección de costos de inversión para el año 2020.

En la parte de desarrollo del proyecto, se logra proyectar los costos de hidrógeno en el Valle de Aburrá al 2020 a partir de un algoritmo que permite hacer diferentes sensibilidades de acuerdo entre otras variables a las tarifas de la energía eléctrica y el gas natural, los volúmenes de producción, la vida útil del proyecto, tasas de interés y costos de operación y mantenimiento. Todos los costos son hallados en función de los costos anualizados de las diferentes inversiones. Igual procedimiento se utiliza para hallar los costos asociados a la implementación de una flota de 20 buses funcionando con celdas de combustible en el Valle de Aburrá, llegando hasta el nivel de detalle de costo por pasajero transportado y costo por kilómetro recorrido. Las diferentes fórmulas utilizadas en este algoritmo son llevadas a un archivo en Excel que facilita el cálculo inmediato al hacer el cambio del valor de las variables principales. Los costos del hidrógeno al usuario final varían entre 1.8 USD/kg de H₂ y 8.72 USD/kg de H₂ de acuerdo a la capacidad de producción y la

energía utilizada. El costo por pasajero para el transportador puede oscilar entre los 0.3 USD/pasajero y 0.41 USD/pasajero de acuerdo a los datos suministrados. El costo por kilómetro recorrido para el transportador puede oscilar entre los 0,84 USD/km y los 1,14 USD/km.

Otro resultado de la investigación consiste en la identificación de las variables principales que se deben tener en cuenta para la implementación de un proyecto de celdas de combustible, además de la elaboración de una matriz de fortalezas, debilidades, amenazas y oportunidades con sus correspondientes estrategias para potencializar este tipo de proyectos. Se identificaron las Variables de poder y conflicto que permite determinar cuáles son las más estratégicas y relevantes. Fundamentado en esta información se propusieron los escenarios y se determina su probabilidad de ocurrencia para la penetración de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle de Aburrá. En este sentido queda descrita una metodología para proponer y evaluar escenarios para proyectos del sector transporte a través del análisis prospectivo y del uso de software especialmente diseñado para facilitar la recopilación y procesamiento de información suministrada y evaluada por grupos de expertos y de actores involucrados en los diferentes proyectos. Según el estudio realizado, las políticas para regular y limitar las emisiones de CO₂ a la atmosfera ocasionadas por el sector transporte; soportan el escenario más probable que potenciaría la penetración de las celdas de combustible en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá.

Estos productos tienen un impacto directo para el Valle de Aburrá y su entorno, al servir como herramientas para la planeación del sistema de transporte a mediano y largo plazo, permitiendo evaluar económica y cualitativamente; sistemas más convenientes y estratégicos para procurar una mayor sostenibilidad del sistema de transporte, especialmente desde el punto de vista ambiental.

9.4 SUGERENCIAS A FUTUROS

La universidad debe realizar varias tareas que le permitirían ser protagonista en la promoción y desarrollo de proyectos relacionados con las celdas de combustible y la producción de hidrógeno.

- Iniciar campañas para concientizar a los organismos de regulación y a la sociedad en general; acerca de la necesidad de adoptar medidas busquen poner freno al crecimiento desproporcionado de concentración de CO₂ en la atmosfera. Esto se puede lograr desarrollando diferentes eventos académicos como foros, seminarios y congresos donde se trate la situación ambiental y energética y mostrando las celdas de combustible como una alternativa que ayudaría a solucionar el problema.
- Buscar acercamientos con los organismos de planeación del Valle de Aburrá para fomentar proyectos de transporte con celdas de combustible en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá.
- Implementar proyectos de investigación para la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno, elaboración de nuevos materiales para la fabricación de membranas usadas en las celdas de combustible y sistemas de conversión energética destinados a impulsar los vehículos eléctricos.
- Buscar un acercamiento con la industria y el estado para facilitar una integración que permita impulsar el mercado de las celdas de combustible en la región. Se le debe mostrar al sector productivo que esto constituye una oportunidad para el desarrollo económico de la región y no deben permanecer como simples espectadores a la espera de importar tecnología. El estado por su parte debe preparar el camino en lo que tiene que ver con la normatividad para el desarrollo de un sistema con celdas de combustible y la definición de políticas económicas que faciliten su penetración.

9.5 APORTES GENERADOS A PARTIR DE ESTA INVESTIGACIÓN

Los aportes de este trabajo de investigación comprenden los siguientes aspectos:

- Se pone de manifiesto una problemática para la sostenibilidad ambiental del sistema de transporte actual.
- Se propone una tecnología basada en las celdas de combustible como parte de la solución del problema.
- Se propone una nueva fuente energética en el medio local que puede ser obtenida a partir de las energías renovables o de otras fuentes energéticas de poco aprovechamiento en la actualidad.

- Con esta investigación se descubre un camino para promover el desarrollo económico de la región al incluir tecnologías que aún se están estudiando para la producción y utilización del hidrógeno.
- Se define la infraestructura requerida para poner en funcionamiento un sistema de celdas de combustible en el Valle de Aburrá. Se colocan de manifiesto aspectos técnicos, económicos y ambientales.
- Se muestra la necesidad de internalizar costos para evaluar económicamente los proyectos de celdas de combustible; bien sea teniendo en cuenta los daños ambientales ocasionados por los combustibles fósiles o por los beneficios para el medio ambiente y la seguridad energética al incluir proyectos con celdas de combustible.
- Se desarrolla un algoritmo para encontrar el costo anualizado de inversiones realizadas para proyectos de producción de hidrógeno y celdas de combustible. Con este algoritmo se puede encontrar el costo del hidrógeno al usuario final dadas unas necesidades de producción y las tarifas de la energía requerida para producirlo. También permite encontrar el costo para el transportador por cada usuario del sistema. Se pueden hacer sensibilidades para evaluar los efectos al cambiar el valor de alguna de las variables involucradas en el algoritmo.
- Se muestra que los proyectos de celdas de combustible serán técnica y económicamente viables antes del año 2025.
- Se demuestra la pertinencia de desarrollar nuevas líneas de investigación relacionadas con las celdas de combustible y la producción de hidrógeno.
- Se comprueba y propone la utilidad del análisis prospectivo para determinar las variables clave en un sistema con celdas de combustible y para definir y evaluar la probabilidad de ocurrencia de escenarios para la penetración de estos sistemas el transporte local.
- Se definieron los escenarios para que una parte del sistema de transporte del Valle de Aburrá trabaje con celdas de combustible.
- Se encontraron las variables estratégicas que se deben trabajar con mayor prioridad para impulsar proyectos de celdas de combustible en el Valle de Aburrá.
- Los escenarios definidos dan elementos de juicio a las autoridades competentes para la toma de decisiones en materia de planeación del sector transporte en el sentido de incorporación de combustibles más limpios y confiables en cuanto a su abastecimiento.
- Al concluir esta investigación es probable que el hidrógeno empiece a ser tenido en cuenta como vector energético en las proyecciones de demanda del sector energético. El hidrógeno dará un nuevo equilibrio a la canasta energética colombiana, dando más participación a otras fuentes energéticas distintas a los derivados del petróleo. Este nuevo equilibrio estará determinado por criterios económicos, de eficiencia, de impacto ambiental y de oportunidad.

- Los escenarios definidos muestran un camino para el desarrollo económico y social con menor impacto ambiental. El sistema de movilidad en el Valle de Aburrá se verá positivamente afectado por la implementación de las celdas de combustible al disminuir las emisiones de gases contaminantes como: NO_x, CO, PM10 y SO_x y la emisión de gases de efecto invernadero como el CO₂.

9.6 LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN PROPUESTAS A PARTIR DEL ESTUDIO REALIZADO

Se recomienda que la universidad desarrolle investigación en las siguientes áreas que son clave en la cadena de producción y utilización del hidrógeno.

- Producción de hidrógeno a partir de las energías renovables
- Producción de hidrógeno a partir del carbón y la biomasa con captura de CO₂
- Técnicas de almacenamiento y distribución de hidrógeno
- Diseño y fabricación de materiales empleados en las celdas de combustible
- Diseño de aparatos electrónicos de potencia para controlar el flujo de energía en los vehículos con celdas de combustible
- Diseños de nuevos motores eléctricos para impulsar los vehículos
- Realizar análisis prospectivos para direccionar las investigaciones más importantes en el campo de la energía y los recursos renovables.
- Realizar análisis prospectivos para direccionar los programas de pregrado y posgrado de la institución.

También se recomienda unir a la comunidad científica en torno a la definición de políticas estatales que propicien una diversificación de las fuentes energéticas con menos dependencia de los derivados del petróleo.

REFERENCIAS

ABC Digital. (1 de Julio de 2009). *ABC Digital*. Recuperado el 1 de Enero de 2012, de <http://archivo.abc.com.py/2009-07-01/articulos/536140/sao-paulo-presenta-el-primer-autobus-a-hidrogeno-de-america-latina>

Acevedo, C. A. (2003). *Estudio sobre la influencia de la composición química de los principales gases naturales colombianos sobre el rendimiento y la conversión y el desempeño mecánico de los motores a gas en Colombia*. Trabajo de grado, Universidad de Antioquia, Antioquia.

Alcaldía de Medellín. (2011). *Listo crédito para el Tranvía de Ayacucho: Alcalde de Medellín y Agencia Francesa de Desarrollo firmaron convenio por 250 millones de dólares*. Boletín No.0340, Medellín.

Alcaldía de Medellín. (18 de Febrero de 2005). *medellin.gov.co*. Recuperado el 18 de febrero de 2011, de http://www.medellin.gov.co/alcaldia/jsp/modulos/N_admon/obj/documentos/asivamos/resumenlineabase.pdf

Alcaldía de Medellín. (2010). *Movilidad y espacio público*. Medellín.

Baca Urbina, G. (1994). *Fundamentos de ingeniería económica*. México: Mc Graw Hill.

Baena, G. (08 de 2009). Recuperado el 23 de Febrero de 2010, de http://ciid.politicas.unam.mx/semprospectiva/dinamicas/ponencias/monterrey_escenarios_08_2009

Ballard. (27 de Febrero de 2010). Recuperado el 27 de Febrero de 2010 http://www.ballard.com/About_Ballard/Resources/How_Fuel_Cells_Work.htm.

Bardi, U. (2009). Peak oil: The four stages of a new idea Energy. *SCIENCE DIRECT*, Renewable Energy, ELSEVIER. 2009. 4 p 34.

BCTransit. (10 de Septiembre de 2010). *Hydrogen Fuel Cell Demonstration Project*. Obtenido de <http://www.bctransit.com/fuelcell/>

Bengt, J. (1998). The economy of alternative fuels when including the cost of air pollution. *Transportation Research* (Part D 4), 91-108.

Berry, G. D., & Aceves, S. M. (2006). La economía del hidrógeno como solución al problema de la estabilización del clima mundial. (U. d. Guanajuato, Ed.) *Acta universitaria*, 16 (1), 5-14.

BIRD. (2011). *Electromovilidad nuevos tiempos para el transporte sostenible*. BIRD Antioquia.

Botero, S., & Isaza, F. (2010). Evaluation of methodologies for remunerating wind power's reliability in Colombia. (Elsevier, Ed.) *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 2049–2058.

Bravo, J. (2006). *Hidrogeno y pilas de combustible, Estudio de Prospectiva*. Estudio, Fundación OPTI, Madrid.

Bravo, J. (2006). *Hidrogeno y Pilas de Combustible, Estudio de Prospectiva*. Madrid: Fundación OPTI, CIEMAT e INASMET-TECNALIA. <http://www.opti.org>.

Canada. (14 de Noviembre de 2007). *Hydrogen and Fuel Cell Progress*. Recuperado el 10 de Septiembre de 2011, de <http://www.hydrogeneconomy.gc.ca/sces/index-eng.htm>

Caracol. (1 de Diciembre de 2011). *Caracol radio*. Recuperado el 18 de Febrero de 2012, de <http://www.caracol.com.co/noticias/tecnologia/presentan-los-carros-electricos-que-rodaran-en-colombia/20111201/nota/1586397.aspx>.

Casparry, G. (2009). Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia. (Elsevier, Ed.) *Energy Economics* , 31, 443–449.

Castaño, D. A., & Patiño, G. A. (2003). *Estudio de los factores que inciden en el desempeño de motores de encendido provocado (MEP) convertidos a gas natural*. Trabajo de grado, Universidad de Antioquia, Facultad de Ingeniería departamento de Mecánica, Medellín.

CE. (2003). *Hydrogen energy and fuel Cells a vision of our future directorate-general for energy and transport*. Final report of the high level group, Comunidad Europea, Directorate-General for Energy and Transport, Bélgica.

Chacón, E., & Pazos, L. (2010). *Plataforma para Promover la Economía del Hidrógeno en el Sudoeste Europeo*. Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial.

Chaparro, L. R., & Cuervo, M. P. (2001). Emisiones al ambiente en Colombia. En IDEAM, *El medio ambiente en Colombia* (2 ed., págs. 531- 543). Bogotá, Colombia.

Claind. (2010). *Gas generator and purificador*. Recuperado el 02 de 12 de 2010, de <http://www.claind.it/sito/hydrogen-generators/hg-max-high-output-and-up-to-15-bar-pressure-for-industrial-applica.html>

Claus, D., & Wietschel, M. (2008). Externalities of the transport sector and the role of hydrogen in a sustainable transport visión. *Energy Policy* (36), 4069-4078.

CONAE. (2001). <http://www.cleanairnet.org/infopool/1411/article-35656.html>. Recuperado el 27 de Febrero de 2010

Copeland, ,. M. (14 de Octubre de 2009). *Fortune*. Recuperado el 20 de Enero de 2011, de http://money.cnn.com/2009/10/13/technology/hydrogen_car.fortune/index.htm

CREG. (2007). *Definición de la fórmula tarifaria de energía eléctrica, para el próximo periodo tarifario*. Documento CREG -043 21 de junio de 2007, Comisión de regulación de energía y gas, Bogotá.

Daimler. (2011). *Daimler*. Recuperado el 19 de Enero de 2011, de <http://www.daimler.com/dccom/0-5-1228970-1-1230986-1-0-0-1228995-0-0-135-7165-0-0-0-0-0-0.html>

- Dantherm. (2008). Workshop – Fuel Cell Market. Skive, Denmark.
- DIAN. (2011). *Tabla de Consultas Arancelarias en Colombia*. Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.
- Díaz, C. (Mayo de 2004). *Universidad Politécnica de Cataluña*. Recuperado el 27 de Enero de 2012, de <http://upcommons.upc.edu/pfc/handle/2099.1/3401>
- DNP. (2004). *Documento CONPES 3307*. Departamento Nacional de planeación, Medellín.
- DNP. (2005). *Lineamientos para la formulación de la política de prevención y control de la contaminación del aire*. Documento Conpes: .
- DOE. (2010). *2009 FUEL CELL MARKET REPORT*. Reporte, U.S. Department of Energy.
- DOE. (2004). *Fuel Cell Handbook*. Recuperado el 18 de Abril de 2011, de The National Energy Technology Laboratory (NETL):
<http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/fuelcells/seca/pubs/FCHandbook7.pdf>
- Duennebier, F. K. (2008). *Are we running on empty. It's critical for Hawaii to identify another source of energy beyond the usual suspects*. Obtenido de [honoluluadvertiser.com](http://www.honoluluadvertiser.com):
<http://www.honoluluadvertiser.com/apps/pbcs.dll/article?AID=2008809280305>
- Ecopetrol. (25 de Marzo de 2009). *Ecopetrol energía para el futuro*. Recuperado el 25 de Marzo de 2009, de <http://portal.ecopetrol.com.co/>
- Ecopetrol. (2010). *Unidad de generación de hidrógeno*. Documento, Ecopetrol.
- EIA. (2009). *Annual Energy Review 2008*. Energy Information Administration.
- EPM. (Agosto de 2010). Factura de servicios agosto de 2010. *Factura energía eléctrica mercado regulado* . Medellín.
- EPM. (Agosto de 2010). Factura de servicios mercado no regulado. *Factura energía eléctrica* . Medellín.
- EPM. (Noviembre de 2010). Factura de servicios mercado no regulado 2010. *Factura Gas natural MNR* . Medellín.
- EPM. (Octubre de 2010). Factura de servicios mercado regulado 2010. *Factura gas natural* . Medellín.
- EPM. (2008). *Modelo de inventario de emisiones MODEMED version 2, inventario de emisiones de fuentes móviles ETROME*. Empresas Públicas de Medellín, Grupo de investigaciones ambientales línea de estudios atmosféricos, Medellín.
- EREN. (2007). *El hidrógeno y las pilas de combustible*. Junta de Castilla y León.

Faruk, Ö., Becerikli, F., & Mat, M. (2011). Development and testing of a highly efficient proton exchange membrane (PEM) electrolyzer stack. (Elsevier, Ed.) *International Journal of Hydrogen Energy* , 36, 1399-1403.

Foster, P., & Ramaswamy, V. (2007). *Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge University, New York, USA.

Fuel Cells. (2002). *El centro de información en línea de celdas de combustible.*

Recuperado el 13 de Febrero de 2012, de

http://worldwide.fuelcells.org/sp_base.cgim?template=sp_goingon

Fuelcell. (2011). *State of the states: fuel cells in america.* Fuelcells2000.

Fuelcell. (2011). *The business case for fuel cells 2011: Energizing America's Top Companies.* Reporte, Fuel Cells 2000.

Fuelcells. (Octubre de 2010). *Fuelcells.org.* Recuperado el 19 de Enero de 2011, de <http://www.fuelcells.org/info/charts/buses.pdf>

Fuglestedt et al. (2007). Climate forcing from the transport sectors. *Center for International Climate and Environmental Research (CICERO)* .

Fuglestedt, J., & Shine, K. (2009). Transport impacts on atmosphere and climate. *ScienceDirect* , 30.

García, A. G. (2008). Hidrógeno y Pilas de Combustible, Situación y Expectativas. *Las energías Renovables en España: Estado actual y perspectivas de futuro*, (pág. 57). Madrid.

Gnatzy, T., & Warth, J. (2011). Validating an innovative real-time Delphi approach - A methodological comparison between real-time and conventional Delphi studies. (Elsevier, Ed.) *Technological Forecasting & Social Change* (17418), 14.

Godet, M. (2000). The Art of Scenarios and Strategic Planning: Tools and Pitfalls. (Elsevier, Ed.) *Technological Forecasting and Social Change* (65), 3-22.

Gordon, T. J. (2004). Método de impacto cruzado. Argentina, Argentina.

Guerrero Lemus, R., & Martínez Duart, J. M. (2010). Updated hydrogen production costs and parities for conventional and renewable technologies. (Elsevier, Ed.) *international journal of hydrogen energy* , 35, 3929 – 3936.

HIRC. (2008). *Regional markets of RES-fuel cell systems for households.* CENER CIEMAT, Hydrogen Innovation & Research Centre, Herning, Denmark.

HM TREASURY. (2007). *Stern Review, la economía del cambio climático.* Review.

Hojer, M. (2008). Scenarios in selected tools for environmental systems analysis. (ELSEVIER, Ed.) *Journal of cleaner production* , 13.

Hollinshead, M. J., Eastman, C. D., & Etsell, T. H. (2005). Forecasting performance and market penetration of fuel cells in transportation. *Fuel cells bulletin*, 2005 (12), 10-17.

Honda. (24 de Enero de 2011). *automobiles.honda.com*. Recuperado el 24 de Enero de 2011, de <http://automobiles.honda.com/fcx-clarity/drive-fcx-clarity.aspx>

Hydrogenics. (Abril de 2011). *Hydrogen Stations*. Recuperado el 19 de Abril de 2011, de http://www.hydrogenics.com/hydro/hystat_a

IDEAM. (2006). *Estrategias de reducción de incertidumbre de las variables básicas en la estimación de gases de efecto invernadero (GEI) (módulos cambio en el uso de la tierra y silvicultura, Energía-sector transporte y agricultura)*. Bogotá: Cargraphics S.A.

IEA. (2005). *Prospects for hydrogen and fuel cells*. (E. I. Agency, Ed.) Paris, Francia: Stedí Média.

IEA. (2001). *Toward a sustainable energy future*. (I. E. Agency, Ed.) Paris.

IEA. (2003). *The utilisation of CO₂, zero emissions technologies for fossil fuels*. Reporte, International Energy Agency, Paris.

Jaramillo, C. (2009). *Incremento del parque automotor y su influencia en la congestión de las principales ciudades colombianas*.

JLab. (25 de Febrero de 2012). *Jefferson Lab*. Recuperado el 2012 de 25 de 2012, de <http://education.jlab.org/itselemental/ele001.html>

Johansson, B. (1999). The economy of alternative fuels when including the cost of. (Elsevier, Ed.) *Transportation Research Part D 4*, 91- 108.

K.W, H. (2009). *The Wind-to-Hydrogen Project: Operational Experience, Performance Testing, and Systems Integration*. Reporte técnico, National Renewable Energy Laboratory.

Keles, D., & Wietschel, M. (2008). Market penetration of fuel cell vehicles – analysis based on agent behaviour. (Elsevier, Ed.) *International Journal of Hydrogen Energy*, 33 (16), 4444-4455.

Klein, B. (2004). *Reservas de petróleo*. Upstream Geociencias-Producción-Reservorios. Sólo Energía Cursos Oil & Gas, <http://www.soloenergia.com.ar/aprendamas/petroleo/reservas.html>.

Kruger, P. (2006). *Alternative energy resources, the quest for sustainable energy* (1 ed.). USA: John Wiley & Sons.

Kruger, P. (2006). *Alternative energy resources, the quest for sustainable energy*. USA: Wiley.

Kruger, P. (2001). Electric power requirement for large-scale production of hydrogen fuel for the world vehicle. *Science Direct*, 11.

- Landirezo. (8 de Julio de 2009). *BRASIL: En las calles primer bus a hidrógeno de la región*. Recuperado el 20 de Febrero de 2012, de http://www.landirezo.com.br/es/?target=noticias_interno&cid=15
- Lombardi, C. (16 de Junio de 2010). *Green tech*. Recuperado el 20 de Enero de 2011, de http://news.cnet.com/8301-11128_3-20007919-54.html
- Longo, A., & Markandya, A. (2008). The internalization of externalities in the production of electricity: Willingness to pay for the attributes of a policy for renewable energy. (Elsevier, Ed.) *Ecological economics* , 67, 1 4 0 – 1 5 2.
- López, G. (2009). *Producción de hidrógeno por reformado de etanol sobre catalizadores Ni-SBA-15 preparados por síntesis directa*. Trabajo fin de carrera.
- Lucas, F. J. (2004). *Propuesta de una acción en el transporte urbano de Valladolid basada en el uso de hidrógeno electrolítico obtenido mediante energía eólica*. Informe.
- M Bockris, J. O., & Reddy, A. K. (2003). *Electroquímica moderna* (Vol. 2). Barcelona, España: Reverté.S.A.
- Mártinez López, E., & Bedoya Vealásquez, J. (2007). *Contaminación atmosférica y efectos en la salud de la población de Medellín y su Área Metropolitana (documento 2)*. Centro de Investigaciones, Facultad Nacional de salud Pública. Medellín: Área Metropolitana.
- Mártinez López, E., & Quiroz, C. M. (2007). *Contaminación atmosférica y efectos en la salud de la población de Medellín y su Área Metropolitana*. Centro de Investigaciones, Facultad Nacional de salud Pública. Medellín: Área Metropolitana.
- Medina, J., & Ortegón, E. (2006). *Manual de prospectiva y decisión estratégica: bases teóricas e instrumentos para América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile, Chile: Publicación de las Naciones Unidas.
- Mintransporte. (31 de 12 de 2010). *Consejería RUNT S.A.* Recuperado el 20 de 02 de 2012, de http://www.runt.com.co/portel/libreria/php/p_estadisticas.php
- Mintz, M. (2002). *Cost of Some Hydrogen Fuel Infrastructure Options*. presentación, Transportation Research Board.
- Mock, P. (2009). Fuel cells for automotive powertrains—A techno-economic assessment. *Journal of Power Sources* (190), 133–140.
- Morales Acevedo, A. *Análisis del costo de producción de hidrógeno*.
- Moriarty, P., & Damon, H. b. (2008). The prospects for global green car mobility. *Journal of cleaner production* (16), 1717 - 1726.
- Nada Zamel, X. L. (2006). Life cycle analysis of vehicles powered by a fuel cell and by internal combustion engine for Canada. Department of Mechanical Engineering, University of Waterloo. (U. o. Department of Mechanical Engineering, Ed.) *Journal of Power Sources* , 155, 297-310.

NREL. (1998). *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*. Técnico, National Renewable Energy Laboratory, Colorado.

NU. (2009). *Informe de la reunión de expertos sobre comercio y cambio climático: oportunidades y desafíos de comercio e inversión en el marco del mecanismo para un desarrollo limpio (MDL), Celebrada en el palacio de las naciones, , los días 27 a 29 de abril*. Reunión de expertos, Naciones Unidas, Ginebra.

Osses, M., Montero, C., & KÜHN, R. (2001). Vehículos Híbridos. *Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile. Santiago de Chile* , 9.

Pilavach, P. A., & Chatzipanagi, A. (2009). Evaluation of hydrogen production methods using the Analytic Hierarchy Process. *international journal of hydrogen energy* 34 (2009) 5294 – 5303 (34), 5294 – 5303.

PNUMA. (2008). *Cambio climático 2007:informe del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático*. Informe de síntesis, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, Ginebra.

PNUMA. (2008). *Cambio climático 2007:informe del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático informe de síntesi*. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, Ginebra.

Portafolio. (22 de Febrero de 2011). *Portafolio.co*. Recuperado el 18 de Febrero de 2012, de <http://www.portafolio.co/economia/carros-electricos-colombia-0>

Pregger, T. (2009). Prospects of solar thermal hydrogen production processes. *international journal of hydrogen energy* , 4256-4267.

Prospektiker. (2010). *La prospective*. (2010, Productor) Recuperado el 22 de Junio de 2011, de <http://es.lapropective.fr/Metodos-de-prospectiva.html>

Ramírez, E. (10 de 06 de 2010). *el Mundo.com*. Recuperado el 09 de 12 de 2010, de http://www.elmundo.com/sitio/noticia_detalle.php?idcuerpo=1&dscuerpo=Secci%F3n%20A&idseccion=3&dsseccion=Opini%F3n&idnoticia=150983&imagen=051021081038evelioramirezmartinez.jpg&vl=1&r=noticia_detalle.php&idedicion=1766

Rincón, H. (2010). *Precios de los combustibles e inflación*. Resumen, Banco de la República.

RITA. (2003). *Research and Innovative Technology Administration* . Recuperado el 19 de Abril de 2011, de http://www.bts.gov/publications/national_transportation_statistics/2003/html/table_04_15.html

Rodriguez, H. (2000). *Portafolio Colombiano de proyectos para el MDL-sector energía*. Resumen, Academia Colombiana de ciencias.

Román, L. F. (2009). *Manual básico de matemáticas financieras*. Medellín: Instituto Tecnológico Metropolitano.

Rousse, O. (2008). Environmental and economic benefits resulting from citizens' participation in CO2 emissions trading: An efficient alternative solution to the voluntary compensation of CO2 emissions. (Elsevier, Ed.) *Energy Policy* , 36, 388–397.

Sepúlveda Villada, L. A. (2007). “Sostenibilidad ambiental en el sector transporte”, *transporte más limpio, caso: clúster corredores viales jurisdicción CORANTIOQUIA. Subdirección de calidad ambiental*. Medellín: CORANTIOQUIA.

Serrano García, J., & Muciño, D. (2007). *Producción de hidrógeno por electrólisis del agua con energía eoloeléctrica*. Recuperado el 1 de Diciembre de 2010, de http://132.248.59.12/cu_1_17/Datos/trabajoGHV.pdf

SIC. (Marzo de 2007). *Superintendencia de Industria y comercio*. Recuperado el 9 de 12 de 2010, de RESOLUCIÓN 7805 DE 2007: <http://www.sic.gov.co/index.php?idcategoria=11672>

Soriano Sastre, I. (2010). *Aplicación de la energía eólica para la producción de hidrógeno mediante electrólisis*. Escola Universitària d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona. Universitat Politècnica de Catalunya.

Sun, Y. (2010). Societal lifetime cost of hydrogen fuel cell vehicles. *international journal of hydrogen energy* , 11932-11946.

Tobar, F. (2007). Análisis de tendencias y construcción de escenarios. *Revista Isalud Numero 9 Año II.* , 23-28.

TUV. (9 de 12 de 2010). *TÜV SÜD Industrie Service GmbH* . Recuperado el 9 de 2010, de <http://www.netinform.net/H2/H2Stations/Default.aspx>

Ulleberg, I. (2003). Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. (Elsevier, Ed.) *International Journal of Hydrogen Energy* , 28, 21-33.

UPB. (2006). *Estudio de emisión y dispersión de contaminantes para condiciones de cambio de combustible*. Medellín: Área Metropolitana del Valle del Aburrá y Universidad Pontificia Bolivariana.

UPB. (Marzo de 2010). *METROPLÚS*. Recuperado el 27 de Enero de 2012, de p://www.metroplus.gov.co/metroplus/index.php?sub_cat=41

UPB. (2007). *Universidad Pontificia Bolivariana. Convenio 289 de 2006. Actualización de Inventarios de emisiones atmosféricas 2007 MODEAM*. Medellín: Área Metropolitana de Valle de Aburrá.

UPME. (2011). “*PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA*”, *Revisión, Diciembre de 2011*. Documento UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

UPME. (2011). *Actualización y Revisión de los Balances Energéticos Nacionales de Colombia 1975 - 2009*. Informe final Tomo 1, Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá.

UPME. (2007). *Análisis y evaluación técnico y económica de la producción de combustibles líquidos a partir del carbón para el caso colombiano*. Ejecutivo, Unidad de planeación minero energética, Bogotá.

UPME. (2010). *Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de Gas Natural Documento Temprano versión 2010*. Documento Temprano, Bogotá.

UPME. (2009). *Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural (preliminar)*. Preliminar, Bogotá.

UPME. (2010). *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010 - 2024*. Unidad De Planeación Minero Energética, Bogotá.

UPME. (2010). *Proyección de demanda de energía en Colombia, revisión de octubre de 2010*. Revisión documento, Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá.

UPME. (2007). *Proyección de demanda gas natural PEN 2006-2025*. Documento, Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá.

UPME. (6 de Febrero de 2011). *Sistema de información de petróleo y gas colombiano*. (Unidad de Planeación Minero Energética) Recuperado el 10 de Febrero de 2011, de http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=3&tipoSerie=95&FechaInicial=01/01/1900&FechaFinal=31/12/2010

Van Vliet, O. P. (2010). Techno-economic comparison of series hybrid, plug-in hybrid, fuel cell and regular cars. *Journal of Power Sources* (195), 6570–6585.

Weaber, G. (2002). *World fuel cells an industry profile with market prospects to 2010*. Fuel cell bulletin.

Weinert, J. (2005). *A Near-Term Economic Analysis of Hydrogen Fueling Stations*. UNIVERSITY OF CALIFORNIA. California: Institute of Transportation Studies.

Weinert, J. X. (2005). *A Near-term Economic Analysis of Hydrogen Fueling Stations*. Tesis, Institute of Transportation Studies, UC Davis.

Wollenberg, E. (1999). Using scenarios to make decisions about the future: anticipatory learning for the adaptive co-management of community forests. *Landscape and urban planning*, 13.

World Bank. (2007). *Environmental priorities and poverty reduction. A Country environmental analysis for Colombia*. The International Bank for Reconstruction and Development, Washington.

XM. (9 de 2010). *Los Expertos en mercados XM*. Recuperado el 9 de 2010, de <http://www.xm.com.co/Pages/default.aspx>

Yang, H., & Zhou, W. (2008). Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. (Esevier, Ed.) *Solar Energy*, 354-367.

ANEXOS:

Anexo 1: Evaluaciones económicas

LISTA DE SUPUESTOS EVALUACIONES ECONÓMICAS.**Datos de referencia para realizar las evaluaciones**

En el desarrollo del algoritmo para hallar los costos de producción de hidrógeno se tuvieron en cuenta los siguientes referentes:

Vida útil de los proyectos: 20 Años. Se deduce de sensibilidades realizadas a proyectos de características similares [Weinert J. , 2005], [Yang & Zhou, 2008], [IEA, 2005], [NREL, 1998], [HIRC, 2008].

Datos Sistema Metroplús

Usuarios beneficiarios con Metroplús: 200.000 Personas/día [UPB, 2010]

Usuarios beneficiados con el sistema integrado (SIT- VA): 800.000 (54% de la demanda de transporte público del Valle de Aburrá

Buses padrones Metroplús: 116

Buses Articulados Medellín: 22

Alimentadores Metroplús: 156

Capacidad buses alimentadores: 40-50 Personas

Capacidad buses padrones Metroplús: 90-100 Personas

Capacidad buses articulados: 150-160 personas

Flota de vehículos Valle de Aburrá

Flota circulando en Medellín y el Valle de Aburrá: 855.000 Vehículos en 2009 (936.000 en 2011, 55% carros) [Alcaldía de Medellín, 2010]

Buses de servicio público Valle de Aburrá: 8668 buses y busetas [Díaz, 2004].

Distancia troncales: 33 km [DNP, 2004]

Vehículos transporte público en Medellín: 7015 vehículos [DNP, 2004]

Distancia media de viaje: 8,75 km [DNP, 2004]

Tiempo medio por viaje: 35 minutos [DNP, 2004]

Costo de un bus a hidrógeno en 2004: 1,5 millones de dólares [Lucas, 2004]

Consumo de hidrógeno buses: 15 Kg/100 km [ABC Digital, 2009], [RITA, 2003]

Consumo de hidrógeno de un auto: 1 Kg/100 km [Honda, 2011]

Recorrido diario de un bus: 320 Km/día Se toma un recorrido de 20 km por viaje de ida que está dentro los 33 km de una troncal de Metroplús.

Recorrido diario de un automóvil: 55 Km/día, se toma el recorrido promedio de un auto de 20.000 km/año [Bravo, 2006]

Producción de hidrógeno con Electrolizadores

Horas de trabajo: 16 h/día

Costo específico electrolizador: 125 USD/kw Proyectados para 2020 [IEA, 2005]

Costo Específico electrolizador: 50 USD/kw Proyección estimada según las curvas de tendencia de 2007

Capacidad base electrolizadores: 700 kw. Proyectados para 2020

Costo específico electrolizador para un equipo de 1000 kW: 93 USD/kw. Valor encontrado respecto a la tendencia tomada en 2007 y la relación de variación con respecto a 2020 [IEA, 2005], [Dantherm, 2008].

Costo operación y mantenimiento electrolizadores (incluye compresores): 4% Costo estimado en proyectos similares [HIRC, 2008]

Eficiencia del electrolizador: 80% Es el promedio entre lo que hay ahora y lo que se puede obtener como máximo [IEA, 2005]. Corriente 75%, máximo 85%

Costo EE: 233 \$/kwh Precio referencia de octubre de 2010 para una empresa del mercado no regulado

Costo compresores: 800 USD/kg H₂ [IEA, 2005]. Para sistemas SMR los requerimientos para comprimir son menores por lo que se aplica un factor de 0.8. Para cada capacidad de producción de hidrógeno se aplica un factor con respecto a la producción base.

Energía eléctrica compresor: 10%. Comprimir de 1 a 800 bar requiere 14% de la energía del H₂. De 15 a 800 bar consume 7% [IEA, 2005]

Terreno: 10% Porcentaje para aplicar al costo de los equipo.

Impuestos: 20% Porcentaje para aplicar al costo de los equipo por aranceles a las importaciones. [DIAN, 2011]

Costo de instalación: 20% del costo de los equipos [Weinert J. X., 2005]

Vida útil proyecto: 20 Años [Yang & Zhou, 2008], [HIRC, 2008], [IEA, 2005]

TIR: 5% anual: [Yang & Zhou, 2008], [Weinert J. X., 2005], [UPME, 2007]

Valor de salvamento: 10% [Román, 2009]

Valor del dólar: 1900 \$/USD

Margen productor de hidrógeno por electrólisis: 20%, adaptado de [UPME, 2007]

Costo transporte H₂: 0,35 USD/kg de H₂ [IEA, 2005]

Costo de distribución H₂: 0,35 USD/kg de H₂ [IEA, 2005]

Fórmulas empeladas en el algoritmo de cálculo:

Abreviaturas

A: Valor anual del capital
 AVSF: Costo anualizado del valor del activo al final del proyecto
 CAComp: Costo anualizado en la inversión de los compresores (USD)
 CAElec: Costo anualizado en la inversión de los electrolizadores (USD)
 CAimp: Costo anualizado en los impuestos (USD)
 CAinstal: Costo anualizado en la inversión en la instalación de equipos (USD)
 CAn: Costo anualizado de capital teniendo en cuenta el valor de salvamento
 CAOpmtoBus: Costo total anualizado por operación y mantenimiento (USD)
 Cappas: Capacidad de pasajeros de cada bus
 CARECCel: Costo total anualizado por recambio de celdas (USD)
 CASMR: Costo anualizado en la inversión SMR (USD)
 CATbus: Costo total anualizado por bus (USD)
 CATerr: Costo anualizado en la inversión en los terrenos (USD). Se tiene en cuenta que el terreno no pierde valor al final del proyecto
 Cauto: Consumo hidrógeno de flota de autos (kg/día)
 CB: Costo de buses (USD)
 CBkm: Costo por kilómetro recorrido de cada bus (USD/km)
 CBPasj: Costo por pasajero de cada bus (USD/pasajero)
 CBus: Consumo hidrógeno de flota de buses (kg/día)
 CBusOpaño: Costo de un bus en operación anualizado (USD/año)
 CCCB: Costo de celdas de combustible para bus (USD/ UkW)
 CCCV: Costo de celdas de combustible para vehículo (USD/ UkW)
 CCE: Costo específico electrolizador (USD/kW)
 CCH₂Busaño: Costo consumo hidrógeno en el año por bus (USD/año)
 CCOMP: Costo de los compresores (USD)
 CCOMP= Costo de los compresores (USD)
 CDis: Costo de distribución de H₂ (USD/kg de H₂)
 CE: Costo electrolizador (USD)
 CEC: Costo específico de los compresores (USD/kg H₂)
 CEEComp: Consumo energía eléctrica compresor (kWh/día)
 CEEE: Consumo diario de energía eléctrica para producción de H₂ (kWh/día)
 CEEE: Consumo energía eléctrica electrolizador kWh/kg de H₂
 CESMRA: Costo estimado planta SMR a 2004 (USD/kW)
 CESMRF: CESMRA*Fap
 CESMRF: Costo estimado planta SMR a 2020 (USD/kW)
 CFDiario\$: (TID+COMdía)*VD
 CFDiario\$: Costos fijos diarios en pesos
 Cflotaño: Costo flota año (USD/año)
 CH₂Bus: Consumo de hidrógeno por cada bus (kg H₂/día)
 CHB: Consumo de hidrógeno por cada bus (kg/km)
 COM: Costo de operación y mantenimiento anual (USD)
 COMdía: Costo de operación y mantenimiento diario (USD)

COMSMR: Costo de operación y mantenimiento anual (USD)
 ConGN: Consumo gas natural SMR (m^3)
 CosEEComp: Costo consumo eléctrica compresores (\$/día)
 CosprodH₂\$: Costo de producción de hidrógeno (\$/kg de H₂)
 CostceldB: costo celdas para bus (USD)
 CostEE: Costo energía eléctrica para la producción de de H₂ (\$/día)
 CostGN: Costo del gas natural para la producción de H₂ (\$/día)
 CostInst: Costo por la instalación de equipos (USD)
 CP: Capacidad de producción de cada estación (kg/día)
 CSMR: Costo Sistema SMR (USD)
 CT: Consumo total de hidrógeno (kg/día)
 CTdía\$: Costos totales día para producción de H₂ en pesos
 CTerr: Costo terreno (USD)
 CTT : Costo de transporte de H₂ (USD/kg de H₂). Si la producción es centralizada este valor es 0.
 CV: Costo de vehículo (USD)
 EFE: Eficiencia electrolizador
 EFSMR=Eficiencia de sistemas SMR
 ES: Número de estaciones
 ESB: Número de estaciones buses
 ESC: Número de estaciones carros
 F: Valor del activo al final del proyecto
 FAp: Factor de disminución de costos a futuro
 FC: Factor de carga
 FCEC:Factor de consumo de energía eléctrica de compresores
 Fcga: Factor de carga (0.6)
 FImp: Factor impuesto equipos
 Finst: Factor para costo de instalación
 FOMbus: Factor operación y mantenimiento Bus
 FS: Factor de sobre costo
 FTerr: Factor del costo de terreno
 FUB: Factor de utilización de un bus anualmente
 H₂Busaño: Consumo anual de hidrógeno en un año (kg H₂/año)
 HF: Horas de funcionamiento del electrolizador
 HT: Horas de trabajo día (16)
 i: Tasa de rentabilidad
 Icomp: Inversión en compresores (USD)
 Imp: Impuestos por los equipos (USD)
 Mprod\$: Margen para el productor de H₂ (\$/kg de H₂)
 n: Número de períodos del proyecto
 NA: Número de autos
 NB: Número de buses
 NB: Número de buses que componen la flota
 NE: Número de electrolizadores
 Pasdía: Pasajeros día
 PasMaxDía: Máximo de pasajeros (Personas/día)
 PasVje: pasajeros por viaje (Personas/día/viaje)

PB: Potencia del Bus (kW)
 PCS: Poder calorífico superior del hidrógeno (39,6 kWh/kg de H₂)
 PCSG: Poder Calorífico superior = 3.83 (M³ GN/kg H₂)
 PE: Potencia de electrolizador (kW)
 PH₂\$: Precio de entrega del hidrógeno (\$/kg de H₂)
 PH₂USD: Precio de entrega del hidrógeno (USD/kg de H₂)
 PH₂USDF: Precio del hidrógeno al usuario final (USD/kg de H₂)
 PH₂USDF: Precio del hidrógeno al usuario final (USD/kg de H₂)
 PPE: Potencia por cada electrolizador disponible comercialmente
 PSMR: Potencia sistema SMR (kW)
 PV: Potencia del vehículo(kW)
 RA: Recorrido diario de un automóvil (km)
 RB: Recorrido diario de un bus (km)
 RBC: Relación entre costo bus/celda de combustible
 RBdía: Recorrido bus diario (km/día)
 RBE: Relación buses por estación
 RCE: Relación carros por estación
 RECCel: Recambio de celdas en la vida útil del bus
 TEE: Tarifa de la energía eléctrica (\$/kWh)
 TGN: Tarifa del Gas natural (\$/m³)
 TIA: Total Inversiones Anualizadas (USD)
 TIASMR: Total Inversiones SMR Anualizadas (USD)
 TID: Total inversión día (USD)
 TIDSMR: CASMR/365
 TIDSMR: Total inversión día SMR (USD)
 V*E: Vehículos por cada estación
 VD: Precio del dólar en pesos
 Vjesdía: Viajes por día de un bus

Consumo de hidrógeno

$$\mathbf{C_{Bus} = NB * CHB * RB \quad (1)}$$

CBus: Consumo hidrógeno de flota de buses (kg/día)
 NB: Número de buses
 CHB: Consumo de hidrógeno por cada bus (kg/km)
 RB: Recorrido diario de un bus (km)

$$\mathbf{CAuto = NA * CHA * RA \quad (2)}$$

Cauto: Consumo hidrógeno de flota de autos (kg/día)
 NA: Número de autos
 RA: Recorrido diario de un automóvil (km)

$$\mathbf{CT = C_{Bus} + Cauto \quad (3)}$$

CT: Consumo total de hidrógeno (kg/día)

Estaciones de suministro de hidrógeno

$$\mathbf{ES = CT / CP = ESB + ESA \quad (4)}$$

ES: Número de estaciones

CP: Capacidad de producción de cada estación (kg/día)

ESB: Número de estaciones buses

ESC: Número de estaciones carros

Estaciones de suministro buses

$$ESB = C_{Bus} / CP \quad (5)$$

Estaciones de suministro carros

$$ESC = C_{Auto} / CP \quad (6)$$

Relación buses por estación

$$RBE = NB / ESB \quad (7)$$

RBE: Relación buses por estación

Relación carros por estación

$$RCE = NC / ESC \quad (8)$$

RCE: Relación carros por estación

Vehículos por estación (buses y carros)

$$V^*E = RCE + RBE \quad (9)$$

(Considerando las estaciones con igual capacidad de producción)

V*E: Vehículos por cada estación

Potencia electrolizador

$$PE = CT * PCS / 24 * FC \quad (10)$$

PE: Potencia de electrolizador (kW)

PCS: Poder calorífico superior del hidrógeno (39,6 kWh/kg de H₂)

FC: Factor de carga

$$FC = HF / 24 \quad (11)$$

HF: Horas de funcionamiento del electrolizador

Costo de los electrolizadores

$$CE = PE * CEE \quad (12)$$

CE: Costo electrolizador (USD)

CCE: Costo específico electrolizador (USD/kW)

Número de electrolizadores

$$NE = PE / PPE \quad (13)$$

NE: Número de electrolizadores

PPE: Potencia por cada electrolizador disponible comercialmente

Costo de operación y mantenimiento anual (Electrolizadores + Compresores)

$$COM = (CE + CCOMP) * FOM \quad (14)$$

COM= Costo de operación y mantenimiento anual (USD)

CCOMP= Costo de los compresores (USD)

Consumo energía eléctrica

$$CEEE = PCS * EFE \quad (15)$$

CEEE: Consumo energía eléctrica electrolizador kWh/kg de H₂

EFE: Eficiencia electrolizador

$$\text{CEEP} = \text{CT} * \text{CEEE} \quad (16)$$

CEEE: Consumo diario de energía eléctrica para producción de H₂ (kWh/día)

$$\text{CostEE} = \text{CEEP} * \text{TEE} \quad (17)$$

CostEE: Costo energía eléctrica para la producción de de H₂ (\$/día)

TEE= Tarifa de la energía eléctrica (\$/kWh)

Inversión compresores

$$\text{Icomp} = \text{CT} * \text{CEC} \quad (18)$$

Icomp: Inversión en compresores (USD)

CEC: Costo específico de los compresores (USD/kg H₂)

$$\text{CEECComp} = \text{FCEC} * \text{PCS} \quad (19)$$

CEECComp: Consumo energía eléctrica compresor (kWh/día)

FCEC: Factor de consumo de energía eléctrica de compresores

$$\text{CosEEComp} = \text{CEECComp} * \text{TEE} \quad (20)$$

CosEEComp: Costo consumo eléctrica compresores (\$/día)

Costo de instalación impuesto y terreno

$$\text{CostInst} = (\text{CE} + \text{Icomp}) * \text{FInst} \quad (21)$$

CostInst: Costo por la instalación de equipos (USD)

FInst: Factor para costo de instalación

$$\text{Imp} = (\text{CE} + \text{Icomp}) * \text{FImp} \quad (22)$$

Imp: Impuestos por los equipos (USD)

FImp: Factor impuesto equipos

$$\text{CTerr} = (\text{CE} + \text{Icomp}) * \text{FTerr} \quad (23)$$

CTerr: Costo terreno (USD)

FTerr: Factor del costo de terreno

Costo anualizado

$$A = (C * i * [(1 + i)^n] / [(1 + i)^n - 1]) \quad (24)$$

A: Valor anual del capital

i: Tasa de rentabilidad

n: Número de períodos del proyecto

Costo anualizado con valor de salvamento

$$\text{CAn} = A - \text{AVSF} \quad (25) \quad [\text{Román, 2009}]$$

CAn: Costo anualizado de capital teniendo en cuenta el valor de salvamento

AVSF: Costo anualizado del valor del activo al final del proyecto

$$\text{AVSF} = (F * i) / [(1 + i)^n - 1] \quad (26)$$

F: Valor del activo al final del proyecto

Total Inversiones Anualizadas

$$\text{TIA} = \text{CAElec} + \text{CAComp} + \text{CAinstal} + \text{CAimp} + \text{CATerr} \quad (27)$$

TIA: Total Inversiones Anualizadas (USD)

CAElec: Costo anualizado en la inversión de los electrolizadores (USD)

CAComp: Costo anualizado en la inversión de los compresores (USD)

CAinstal: Costo anualizado en la inversión en la instalación de equipos (USD)

CAimp: Costo anualizado en los impuestos (USD)

CATerr: Costo anualizado en la inversión en los terrenos (USD). Se tiene en cuenta que el terreno no pierde valor al final del proyecto

Total inversión día

$$\text{TID} = \text{TIA} / 365 \quad (28)$$

TID: Total inversión día (USD)

$$\text{COMdía} = \text{COM} / 365 \quad (29)$$

COMdía: Costo de operación y mantenimiento diario (USD)

CFDiario\$: $(\text{TID} + \text{COMdía}) * \text{VD}$

CFDiario\$: Costos fijos diarios en pesos

VD: Precio del dólar en pesos

$$\text{CTdía\$} = (\text{CostEE} + \text{CosEEComp} + \text{TID}) \quad (30)$$

CTdía\$: Costos totales día para producción de H₂ en pesos

Relación Inversión costos totales

$$\text{RelIC} = \text{CFDiario\$} / \text{CTdía\$} \quad (31)$$

Costo de producción de hidrógeno

$$\text{CosprodH}_2\$ = \text{CTdía\$} / \text{CT} \quad (32)$$

CosprodH₂\$: Costo de producción de hidrógeno (\$/kg de H₂)

Margen productor

$$\text{Mprod\$} = \text{CosprodH}_2\$ * \text{Prod} \quad (33)$$

Mprod\$: Margen para el productor de H₂ (\$/kg de H₂)

Precio de entrega del hidrógeno

$$\text{PH}_2\$ = \text{CosprodH}_2\$ + \text{Mprod\$} \quad (34)$$

PH₂\$: Precio de entrega del hidrógeno (\$/kg de H₂)

$$\text{PH}_2\text{USD} = \text{PH}_2\$ / \text{VD} \quad (35)$$

PH₂USD: Precio de entrega del hidrógeno (USD/kg de H₂)

Precio del hidrógeno al usuario final

$$\text{PH}_2\text{USDF} = \text{PH}_2\text{USD} + \text{CTT} + \text{CDis} \quad (36)$$

PH₂USDF: Precio del hidrógeno al usuario final (USD/kg de H₂)

CTT: Costo de transporte de H₂ (USD/kg de H₂). Si la producción es centralizada este valor es 0.

CDis: Costo de distribución de H₂ (USD/kg de H₂)

Potencia sistema SMR

$$\text{PSMR} = \text{CT} * \text{PCSG} / 24 * \text{FC} \quad (37)$$

PSMR: Potencia sistema SMR (kW)

PCSG:Poder Calorífico superior = 3.83 (M³ GN/kg H₂)

Costo Sistema SMR

$$\text{CSMR} = \text{PSMR} * \text{CESMRF} \quad (38)$$

CSMR: Costo Sistema SMR (USD)

CESMRF: Costo estimado planta SMR a 2020 (USD/kW)

CESMRF: CESMRA*FAp

CESMRA: Costo estimado planta SMR a 2004 (USD/kW)

FAp: Factor de disminución de costos a futuro

Costo de operación y mantenimiento anual (Sistemas SMR + Compresores)

$$\text{COMSMR} = (\text{CE} + \text{CCOMP}) \text{FOM} \quad (39)$$

COMSMR: Costo de operación y mantenimiento anual (USD)

CCOMP: Costo de los compresores (USD)

Consumo gas natural SMR

$$\text{ConGN} = \text{CT} * \text{PCSG} / \text{EFSMR} \quad (40)$$

ConGN= Consumo gas natural SMR (m³)

EFSMR=Eficiencia de sistemas SMR

Costo del gas natural

$$\text{CostGN} = \text{ConGN} * \text{TGN} \quad (41)$$

CostGN: Costo del gas natural para la producción de H₂ (\$/día)

TGN: Tarifa del Gas natural (\$/m³)

Total Inversiones Anualizadas SMR

$$\text{TIASMR} = \text{CASMR} + \text{CAComp} + \text{CAinstal} + \text{CAimp} + \text{CATerr} \quad (42)$$

TIASMR: Total Inversiones SMR Anualizadas (USD)

CASMR: Costo anualizado en la inversión SMR (USD)

Costo total de producción de H₂ por sistema SMR

$$\text{CTdíaSMR} = \text{CostGN} + \text{CosEEComp} + \text{TIDSMR} \quad (43)$$

TIDSMR: Total inversión día SMR (USD)

$$\text{TIDSMR} = \text{CASMR} / 365 \quad (44)$$

Vehículos y flota de buses

Bases de cálculo

Costo celdas para automóviles: 100 USD/kW. Las proyecciones muestran que este valor puede ser alcanzado

Costo celdas para buses: 200 USD/kW [IEA, 2005] Valor requerido para ser competitivo

Producción mundial de PEMFC: 500.000 Unidades/año. Valor estimado para el desarrollo de mercado

Relación costo celda/vehículo: 30% Del análisis de proyección de costos

Vida útil celda de combustible: 5 años

Vida útil FCV: 15 años [Bravo, Hidrogeno y Pilas de Combustible, Estudio de Prospectiva, 2006], [HIRC, 2008] [IEA, 2005] [Keles & Wietschel, 2008]

Rendimiento en vehículos: 100 km/kg de H₂ [IEA, 2005]

Rendimiento en buses: 13 km/kg de H₂

Sobrecosto: 30 %. Por importaciones, dependencia tecnológica y lentitud del mercado

Costo de operación y mantenimiento: 4% del costo de inversión [IEA, 2005].

Costo de un Bus de hidrógeno

$$CB=PB*CCCB*RBC*FS \text{ (45)}$$

CB: Costo de buses (USD)

PB: Potencia del Bus (kW)

CCCB: Costo de celdas de combustible para bus (USD/ UkW)

RBC: Relación entre costo bus/celda de combustible

FS: Factor de sobrecosto

Costo de un vehículo de hidrógeno

$$CV=PV*CCCV*RBC*FS \text{ (46)}$$

CV: Costo de vehículo (USD)

PV: Potencia del vehículo(kW)

CCCV: Costo de celdas de combustible para vehículo (USD/ UkW)

Costos para una Flota de buses

Número de Buses: 20 Unidades

Recorrido: 320 km/día

Consumo esperado bus: 13 km/kg de H₂

Vida útil bus: 15 años

Recambio celda: 2 veces en su vida útil

Capacidad de pasajeros: 75 Personas [Lucas, 2004]

Viajes por día: 8 viajes de ida y vuelta

Pasajeros día

$$Pasdía= Cappas*Fcga*HT \text{ (47)}$$

Pasdía: Pasajeros día

Cappas: Capacidad de pasajeros de cada bus

Fcga: Factor de carga (0.6)

HT: Horas de trabajo día (16)

$$PasVje= Pasdía/Vjesdía \text{ (48)}$$

PasVje: pasajeros por viaje (Personas/día/viaje)

Vjesdía: Viajes por día de un bus

$$PasMaxDía= Cappas* Vjesdía*2 \text{ (49)}$$

PasMaxDía: Máximo de pasajeros (Personas/día)

Costo celdas

$$CostceldB= CCCB*PB*RECCel \text{ (50)}$$

CostceldB: costo celdas para bus (USD)

RECCel: Recambio de celdas en la vida útil del bus

Costo total anualizado por bus

$$\text{CATbus} = \text{CABus} + \text{CARECCel} + \text{CAOpmtBus} \quad (51)$$

CATbus: Costo total anualizado por bus (USD)

CARECCel: Costo total anualizado por recambio de celdas (USD)

CAOpmtBus: Costo total anualizado por operación y mantenimiento (USD)

$$\text{CAOpmt} = \text{CATbus} * \text{FOMbus} \quad (52)$$

FOMbus: Factor operación y mantenimiento Bus

Consumo H₂ buses

$$\text{CH}_2\text{Bus} = \text{RBdía} / \text{CEspBus} \quad (53)$$

CH₂Bus: Consumo de hidrógeno por cada bus (kg H₂/día)

RBdía: Recorrido bus diario (km/día)

$$\text{H}_2\text{Busaño} = \text{CH}_2\text{Bus} * \text{FUB} \quad (54)$$

H₂Busaño: Consumo anual de hidrógeno en un año (kg H₂/año)

FUB: Factor de utilización de un bus anualmente

Costo consumo hidrógeno en el año por bus: Este costo depende de la forma como se produzca; centralizada o descentralizado y de si este se produce a partir de la energía eléctrica o del gas natural.

$$\text{CCH}_2\text{Busaño} = \text{H}_2\text{Busaño} * \text{PH}_2\text{USDF} \quad (55)$$

CCH₂Busaño: Costo consumo hidrógeno en el año por bus (USD/año)

PH₂USDF: Precio del hidrógeno al usuario final (USD/kg de H₂)

Costo total de cada bus en operación

$$\text{CBusOpaño} = \text{CCH}_2\text{Busaño} + \text{CATbus} \quad (56)$$

CBusOpaño: Costo de un bus en operación anualizado (USD/año)

Costo total de una flota de buses

$$\text{Cflotaaño} = \text{CBusOpaño} * \text{NB} \quad (57)$$

Cflotaaño: Costo flota año (USD/año)

NB: Número de buses que componen la flota

Costo por kilómetro recorrido

$$\text{CBkm} = \text{CBusOpaño} / (\text{RBdía} * 365 * \text{FUB}) \quad (58)$$

CBkm: Costo por kilómetro recorrido de cada bus (USD/km)

Costo por pasajero

$$\text{CBPasj} = \text{CBusOpaño} / (365 * \text{Pasdía}) \quad (59)$$

CBPasj: Costo por pasajero de cada bus (USD/pasajero)

Apariencia de las diferentes hojas de cálculo en Excel para introducir y obtener las diferentes variables

Datos de referencia para realizar las evaluaciones

Vida útil de los proyectos	20	Años	Se deduce de sensibilidades realizadas a proyectos de características similares
Pasajeros	226.000	Personas/día	meta de metroplus
Cantidad de buses articulados	4	u	14
Capacidad BA	155	Personas	114
Buses padrones	54	u	
Capacidad BP	95	Personas	
Capacidad Busetas	45	Personas	
Flota en Medellín 2009	855.000	Vehiculos	http://www.medellincomovamos.org/bitcache/3c95ff380896a7cf33c35bbbc4f58bec5ef83e78?vid=658&disposition=inli
Buses	8550	u	
Distancia troncales	33	Km	http://www.dnp.gov.co/PortalWeb/Portals/0/archivos/documentos/Subdireccion/Conpes/3307.pdf
vehiculos transporte publico en m	7015	vehiculos	http://www.dnp.gov.co/PortalWeb/Portals/0/archivos/documentos/Subdireccion/Conpes/3307.pdf
Distancia media de viaje	8,75	km	http://www.dnp.gov.co/PortalWeb/Portals/0/archivos/documentos/Subdireccion/Conpes/3307.pdf
Costo de un bus a hidrogeno	1,2	millones de dolares	
Consumo de hidrogeno buses	15	Kg/100 km	
Consumo de hidrógenode un auto	1	Kg/100 km	
Recorrido diario de un bus	320	Km/día	Se supone un recorrido de 20 km por vije de ida (por ejemplo centro estrella. Esta dentro los 33 km de una troncal de metroplux
Recorrido diario de un auto	55	Km/día	se supone el recorrido promedio de un auto de 20000 km/año
Electrolizadores			
Horas de trabajo	16	h/día	
Costo Especifico electrolizador	125	USD/kw	Proyectados para 2020
Capacidad	700	kw	Proyectados para 2020
Costo Especifico electrolizador	50	USD/kw	Proyeccion estimada según las curvas de tendencia de 2007
Capacidad	100000	Kw	Sin embargo no es claro que se puedan fabricar electrolizadores de tamaños tan grandes. Solución: tomar el tamaño mximo de cada electrolizador de 1000KW e interpolar los valores con respecto al de 700KW.
Costo Especifico electrolizador	93	USD/kw	Valor encontrado respecto a la tendencia tomada en 2007 y la relación de variación con respecto a 2020
Capacidad	1000	Kw	
Costo operación y mantenimiento	4%		Costo estimado en proyectos similares
Eficiencia del electrolizador	80%		Es el promedio entre lo que hay ahora y lo que se puede obtener como máximo
			Máximo
			75
			85
costo EE	233	\$/kwh	Precio referencia de octubre de 2010 para una empresa del mercado no regulado (2334/kwh)
Compresores	800	USD/kg H2	Costo estimado de EIA
EE compresor	10%		Estimado de datos de EIA
Terreno	10%		% para aplicar al costo de los equipo (supuesto)
Impuestos	20%		% para aplicar al costo de los equipo (supuesto)
Instalacion	20%		% para aplicar al costo de los equipo (supuesto)
Vida util proyecto	20	Años	En EIA lo hacen con 15 años, en otras fuentes lo hacen con 20 años
Vida util compresores	20	Años	Se asumio 20 años
TIR	5%	Anual	
Valor final de periodo	-10%		Supuesto
Valor del dólar	1900	\$/USD	
Margén productor de hidrógeno	20%		Supuesto
Para plantas SMR			
Precio GN	255	\$/m3	Suponer los precios de la tabla de calculos
Costo transporte H2	0,35	USD/kg de H2	Indicador de EIA
Costo de distribución H2	0,35	USD/kg de H3	Indicador de EIA
Tipo de producción	Centralizada		Entrar Centralizada o Descentralizada

Costo de Vehículos para evaluaciones económicas.

Supuestos	Valor	Unidad	Sustentación
Costo celdas para automóviles	100	USD/kW	Las proyecciones muestran que este valor puede ser alcanzado
Costo celdas para buses	200	USD/kW	Valor requerido para ser competitivo
Producción mundial de PEMFC	500.000	Unidades/año	Valor estimado para el desarrollo de mercado
Relación costo celda/vehículo	30	%	Del análisis de proyección de costos
Vida útil celda	5	años	Mejoras tecnológicas
Vida útil FCV	15	años	Lo corriente
Rendimiento en vehículos	100	km/kg de H ₂	Datos de eficiencia
Rendimiento en buses	13	km/kg de H ₂	Proyecciones
Sobrecosto	30	%	Por importaciones, dependencia tecnológica y lentitud del mercado

Tipo de vehículo	Potencia	Costo
	kW	USD
Buses	250	216.667
Automóviles	80	34.667

DATOS PARA EL COSTO DE FLOTA DE 20 BUSES

Bases de cálculo

Número de Buses	20	Unidades
Costo por bus	216.667	USD
Recorrido	320	km/día
Consumo actual	15	kg/100 km
Rendimiento actual	6,7	km/kg de H ₂
Consumo esperado	13	km/kg de H ₂
Vida Útil	15	años
Recambio celda	2	veces
Capacidad de pasajero	75	Personas
Pasajeros día	720	Personas/día
Pasajeros por viaje	45	Personas/día
Máxim0 de pasajeros	1.200	Personas/día
Costo celdas	\$ 100.000	USD

Anualidad bus	(21.878)	USD
Anualidad recambio ce	(23.097)	USD
Operación y mantenim	(875)	USD
Costo anual del bus	(45.851)	USD

Consumo de H ₂	24	kg de H ₂ /día
Factor de utilización	80%	
Consumo de H ₂	7.008	kg de H ₂ /año

Anexo 2: Encuesta

FORMULARIO DE LA ENCUESTA

1. Definición de escenarios para la penetración de las celdas de combustible en el sector de transporte masivo del Valle de Aburrá

Las Celdas de combustible pueden ser utilizadas para impulsar los motores eléctricos de los vehículos empleados en el sector transporte. Ellas son más eficientes que los motores de combustión interna y no producen contaminación por emisión de gases. Funcionan principalmente con hidrógeno, el cual puede ser producido a partir de fuentes renovables de energía como la eólica, la solar y la electricidad de origen hídrico. También se puede producir a partir de combustibles fósiles. Al día de hoy tanto las celdas de combustible como el proceso de producción de hidrógeno son costosos. En muchos países se están haciendo importantes investigaciones para mejorar la tecnología. El desarrollo del mercado de las celdas de combustible y de producción de hidrógeno puede lograr economías de escala que facilitarían la masificación de ambas.

Al elaborar esta encuesta usted puede ayudar a encontrar las condiciones requeridas para que en el Valle del Aburrá se empiecen a incorporar las celdas de combustible en el sector transporte.

Hay 29 preguntas en esta encuesta

Producción de hidrógeno

Identificar las formas de producción de hidrógeno que se pueden dar en Colombia.

1 [H2]

¿Qué grados de participación en %, pueden tener los siguientes procesos de producción de hidrógeno en Colombia antes del 2025?

* El total de todas las entradas debe ser igual a 100

Por favor, escriba su(s) respuesta(s) aquí:

Electrólisis del agua

Reformado de gas natural, oxidación parcial, reformado autotérmico

Gasificación de carbón

Gasificación, termólisis o fermentación de biomasa

Disociación del agua a alta temperatura

Fotoelectrólisis

Procesos biológicos

Indicar el porcentaje de participación

En la casilla restantes, aparece lo que falta para alcanzar el 100%

2 [H3]

Estime en % la participación de cada fuente de energía eléctrica usada para los procesos de electrólisis en la producción de hidrógeno.

Sólo conteste esta pregunta si se cumplen las siguientes condiciones:

° La respuesta fue mayor que en la pregunta '1 [H2]' (¿Qué grados de participación en %, pueden tener los siguientes procesos de producción de hidrógeno en Colombia antes del 2025? (Electrólisis del agua))

* El total de todas las entradas debe ser igual a 100

Por favor, escriba su(s) respuesta(s) aquí:

La energía del viento (sin conexión a la red)

La energía del sol por medio de las celdas solares (sin conexión a la red)

Pequeñas centrales eléctricas (sin conexión a la red)

De la red eléctrica (centrales hidroeléctricas, térmicas, aerogeneradores, celdas solares)

De centrales eleléctricas (sin conexión a la red)

Energía nuclear

Indicar el porcentaje de participación

En la casilla restantes, aparece lo que falta para alcanzar el 100%

3 [H5]

¿Existe en Colombia excedente de recursos e infraestructura hídrica, que se podrían utilizar para la producción de hidrógeno a partir del proceso de la electrólisis?

*Por favor seleccione **sólo una** de las siguientes opciones:

si

no

no sabe

Seleccionar solo una opción

4 [H6]

¿Existe en Colombia infraestructura de producción de energía eólica ociosa, que se podría utilizar para la producción de hidrógeno por electrólisis? *

Por favor seleccione **sólo una** de las siguientes opciones:

- Si
- No
- No sabe

5 [H7] Estimar el grado de participación en %, que pueden tener las siguientes formas de producción de hidrógeno a partir del gas natural en Colombia antes del 2025? *

Sólo conteste esta pregunta si se cumplen las siguientes condiciones:

° La respuesta fue mayor que en la pregunta '1 [H2]' (¿Qué grados de participación en %, pueden tener los siguientes procesos de producción de hidrógeno en Colombia antes del 2025? (Reformado de gas natural, oxidación parcial, reformado autotérmico))

* El total de todas las entradas debe ser igual a 100

Por favor, escriba su(s) respuesta(s) aquí:

A gran escala centralizada con captura de CO2

A gran escala centralizada sin captura de CO2

A baja escala descentralizada con captura de CO2

A baja escala descentralizada sin captura de CO2

Indicar el porcentaje de participación

En la casilla restantes, aparece lo que falta para alcanzar el 100%

6 [H8]

Estime el grado de participación en %, de las siguientes formas de producción de hidrógeno en Colombia a partir del carbón antes del 2025? *

Sólo conteste esta pregunta si se cumplen las siguientes condiciones:

° La respuesta fue mayor que en la pregunta '1 [H2]' (¿Qué grados de participación en %, pueden tener los siguientes procesos de producción de hidrógeno en Colombia antes del 2025? (Gasificación de carbón))

* El total de todas las entradas debe ser igual a 100

Por favor, escriba su(s) respuesta(s) aquí:

A gran escala centralizada con captura de CO2

A gran escala centralizada sin captura de CO2

A baja escala descentralizada con captura de CO2

A baja escala descentralizada sin captura de CO2

Indicar el porcentaje de participación.

En la casilla restantes, aprece lo que falta para alcanzar el 100%

7 [H9] Califique según su importancia los siguientes aspectos que se deben tener en cuenta cuando se quiere seleccionar un método de producción de hidrógeno.*

Por favor, seleccione la respuesta apropiada para cada concepto:

	1	2	3	4	5
Que sea un proceso eficiente	<input type="radio"/>				
Que el hidrógeno producido sea económico	<input type="radio"/>				
Evitar emisiones de CO2 y gases contaminantes	<input type="radio"/>				
Que disminuya la dependencia de los derivados del petróleo	<input type="radio"/>				
Que incentive el uso de energías renovables	<input type="radio"/>				

Calificar según la importancia

5: Muy importante

1: Es poco importante

8 [H10]

¿Qué barreras se tienen que superar a la hora de producir hidrógeno en Colombia para su utilización como fuente energética?

*Por favor seleccione **a lo sumo** 3 opciones:

- La legislación gubernamental
- El precio de la energía necesaria para producirlo (GN, energía eléctrica, energía eólica, energía solar)
- El precio de venta del hidrógeno frente a otros combustibles.
- La poca demanda del hidrógeno.
- La falta de tecnología para su producción.
- Seguridad en el manejo del hidrógeno
- Otro:

Seleccionar máximo 3 opciones que considere más importantes

9 [H11]

¿Por qué puede ser importante el almacenamiento de hidrógeno en Colombia? *

Por favor, marque las opciones que correspondan:

- Para aprovechar los excedentes de energía eléctrica
- Para llevar energía a zonas aisladas
- Para abastecer vehículos que funcionen con hidrógeno
- Para almacenar energía
- Otro:

Señalar los que considere correctos

Uso final del hidrógeno

Determinar las principales aplicaciones del hidrógeno en Colombia

10 [U1] ¿Qué aplicaciones de tipo energético tendrá el hidrógeno en Colombia antes del 2025.

*

Por favor, marque las opciones que correspondan:

- Motores de combustión interna (MCI) para transporte.
- Turbinas para generación de electricidad.
- Celdas de combustible para transporte.
- Celdas de combustible para generación de electricidad.
- Otro:

11 [U4] ¿Qué grado de participación en % para los siguientes tipos de vehículos, pueden estar utilizando el hidrógeno en el sector transporte en Colombia antes del 2025? *

* El total de todas las entradas debe ser igual a 100

Por favor, escriba su(s) respuesta(s) aquí:

Sólo con celdas de combustible

Sólo motores de combustión interna

Celdas de combustible combinado con motores de combustión interna

Celdas de combustible combinadas con batería

Motores de combustión interna combinado con batería

Indicar el valor en % en cada opción

En la celda restantes se muestra lo que falta para completar el 100%

12 [U6]

Qué energías y tecnologías estarán compitiendo con el hidrógeno y las celdas de combustible en el sector transporte del Valle del Aburrá antes del 2025. (Señalar los que piensa que son correctos)

*Por favor, marque las opciones que correspondan:

- Carros eléctricos con batería
- Carros híbridos batería-motor de combustión interna con gasolina
- Carros con motor de combustión interna con gas natural
- Carros con motor de combustión interna con biocombustibles
- Otro:

13 [U7]

¿Qué ventajas puede traer para el Valle del Aburrá la incorporación de las celdas de combustible al sistema de transporte?

*Por favor seleccione **a lo sumo** 3 opciones:

- Mejorar la calidad de vida de sus habitantes
- Disminución de la emisión de gases contaminantes al medio ambiente
- Mejorar la eficiencia en el uso de la energía
- Disminuye la dependencia de los derivados del petróleo
- Mejor aprovechamiento de los recursos renovables
- Disminuye la contaminación por ruido
- Mejorar la salud de los habitantes
- Otro:

Seleccionar como máximo 3 opciones que considere más importantes.

14 [U9]

¿Qué oportunidades considera que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle del Aburrá?

Por favor seleccione **a lo sumo** 3 opciones:

- Aprovechar que el mercado de vehículos eléctricos esta en desarrollo.
- Aprovechar la escasez de los derivados del petróleo.
- Aprovechar que hay suficiente energía renovable disponible para la producción de hidrógeno.
- Impulsar el desarrollo económico al introducir nuevas tecnologías.
- Aprovechar el alto índice por contaminación causado por el transporte convencional.
- Se requieren proyectos para sistemas de transporte sostenible.
- Cada vez las leyes ambientales son más severas
- Posibilidad de desarrollo industrial
- Medida de pico y placa para vehículos que contaminan
- Posibilidad de desarrollo investigativo
- Aumento del parque automotor contaminante
- Otro:

Seleccionar como máximo tres opciones más importantes

15 [U10]

¿Qué debilidades considera que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle del Aburrá?

*Por favor seleccione **a lo sumo** 3 opciones:

- Altos costos del hidrógeno.
- Altos costos de las celdas de combustible.
- Vida útil de las celdas de combustible demasiado corta.
- Poco desarrollo tecnológico.
- Poca experiencia a nivel local.
- Falta de planes de movilidad sostenible.
- Falta conocimiento del tema.
- Falta de reglamentación en materia de emisión de gases.
- Poco desarrollo de las energías renovables.
- Dependencia de la tecnología externa.

Otro:

Seleccionar máximo tres opciones más importantes.

16 [U11]

¿Qué fortalezas considera que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle del Aburrá? *

Por favor, marque las opciones que correspondan:

Son sistemas silenciosos

No producen emisiones

Sistemas de alta eficiencia

Sistemas de confiabilidad

Recurso humano capacitado en asuntos energéticos

Otro:

Seleccionar máximo tres opciones más importantes.

17 [U12] **¿Qué amenazas considera que puede tener la introducción de vehículos que funcionen con celdas de combustible en el Valle del Aburrá? ***

Por favor seleccione **a lo sumo 3** opciones:

La regulación actual favorece las energías contaminantes

No hay mercado suficiente para el hidrógeno

No hay suficiente energía eléctrica para producir hidrógeno

No hay suficiente gas natural para producir hidrógeno

El costo de la energía eléctrica es muy alto en Colombia

El costo del gas natural es muy alto en Colombia

Percepción con respecto a la seguridad del hidrógeno

Otro:

18 [U13] **¿Conoce si en Colombia existe algún proyecto de producción de hidrógeno o un proyecto demostrativo de celdas de combustible encaminado al sector transporte? ***

Por favor seleccione **sólo una** de las siguientes opciones:

Sí, sólo proyecto de producción de hidrógeno para el sector transporte.

- Sí, sólo proyecto de celda de combustible para el sector transporte.
- Sí, tanto para la producción de hidrógeno como para la celda de combustible en el sector transporte.
- No, ningún proyecto
- No sabe

Comente su elección aquí:

Si lo conoce, indicar en el cuadro de que proyecto se trata

Promoción del hidrógeno

Describir las variables y políticas que impulsarían el uso del hidrógeno en el sector transporte

19 [P4]

¿Que tipos de apoyo y desarrollos se requieren para impulsar las celdas de combustible en Colombia?

Por favor seleccione **a lo sumo** 3 opciones:

- Apoyo político y compromiso político.
- Apoyo económico.
- Apoyo publicitario y de capacitación de la población para aumentar conciencia social.
- Desarrollo tecnológico.
- Eliminación de impuestos relacionados con la producción y utilización de hidrógeno.
- Aumentar los impuestos relacionados con el uso de los derivados del petróleo.
- Apoyo a la inversión en nuevas tecnologías.
- Impulsar la investigación de punta.
- Exención de impuestos a los fabricantes nacionales de tecnología.
- Restringir la circulación de vehículos que consuman derivados del petróleo en zonas tradicionalmente con alta contaminación.
- Desarrollo de reglamentaciones para el uso del hidrógeno.
- Aumentar las exigencias en la reglamentación ambiental.
- Enmarcar el uso de las energías renovables como una política de estado.
- Desarrollar proyectos piloto en las principales ciudades del país.
- Impulsar políticas de aumento de calidad de vida.

Impulsar otras aplicaciones del hidrógeno.

Seleccionar máximo 3 opciones más importantes

20 [P5]

¿Existen políticas y regulaciones ambientales en Colombia y en el Valle del Aburra que posibiliten la incorporación de las celdas de combustible en el sector transporte? *

Por favor seleccione **sólo una** de las siguientes opciones:

- Si y son suficientes
- Si pero no son suficientes
- No
- No sabe

Comente su elección aquí:

Si existen políticas, mencionarlas en el cuadro de comentarios

Definición de escenarios

Construir los escenarios para la introducción de las celdas de combustible en la ciudad

21 [E1] Calificar la importancia de los siguientes aspectos a tener en cuenta para la introducción de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle del Aburrá. *

Por favor, seleccione la respuesta apropiada para cada concepto:

	1	2	3	4	5
Costos competitivos de la energía eléctrica	<input type="radio"/>				
Costos competitivos del gas natural	<input type="radio"/>				
Desarrollo tecnológico para la producción de hidrógeno	<input type="radio"/>				
Desarrollo tecnológico de las celdas de combustible	<input type="radio"/>				
Implementación de impuestos al uso de los derivados del petróleo	<input type="radio"/>				
Implementación de subsidios a la venta de hidrógeno	<input type="radio"/>				
Implementación de subsidios para las celdas de combustible	<input type="radio"/>				
Fijar límites a las emisiones de CO2	<input type="radio"/>				
Fijar límites a las emisiones de gases contaminantes	<input type="radio"/>				

1 2 3 4 5

Restringir la circulación de vehículos convencionales en zonas estratégicas

Establecer cuotas de importación de vehículos

Involucrar en los impuestos a la gasolina y los vehículos convencionales los daños ocasionados por la contaminación

5: Muy importante

1: Poco importante

22 [E2]¿Qué costo de venta al público (en dólares) debe tener el hidrógeno para los diferentes grados de participación de las celdas de combustible en el sector transporte del Valle del Aburrá? *

Por favor, introduzca un número entre 1 y 10 para cada elemento:

Seleccionar el valor del hidrógeno en USD/kg

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 20% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 30% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Indicar el precio en USD/kg de H₂
(1kg de H₂ es equivalente a 1 galón de gasolina)

23 [E3]¿Qué costo de venta al público (en dólares) deben tener los automóviles de tipo convencional con celdas de combustible para alcanzar los diferentes grados de participación en el sector transporte del Valle del Aburrá? *

Por favor, escriba un múltiplo de 5000 entre 15000 y 50000 para cada elemento:

Estimar el costo en USD/vehículo

Hasta el 10% del total de vehículos

Hasta el 20% del total de vehículos

Estimar el costo en USD/vehículo**Hasta el 30% del total de vehículos**

Estimar el valor del vehículo en USD

24 [E4] ¿Qué impuesto en % se le debe imponer a la gasolina y al Fuel Oíl en el sector transporte para que se den los siguientes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle del Aburrá? *

Por favor, escriba un múltiplo de 10 entre 0 y 100 para cada elemento:

**Seleccionar un
valor en %**

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 20% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 30% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Seleccionar un valor entre el 0% y el 100%

25 [E5]

¿Qué impuesto en % se le debe imponer al gas natural usado en el sector transporte para que se den los siguientes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle del Aburrá?

*

Por favor, escriba un múltiplo de 10 entre 0 y 100 para cada elemento:

**Seleccionar un
valor en %**

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 20% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 30% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Seleccionar un valor entre el 0% y el 100%

26 [E6]

¿Qué subsidio en % se le debe dar a la venta de hidrógeno destinado al sector transporte para que se den los siguientes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle del Aburrá?

Por favor, escriba un múltiplo de 10 entre 0 y 100 para cada elemento:

**Seleccionar un
valor en %**

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 20% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 30% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Seleccionar un valor entre el 0% y el 100%

27 [E7]¿Cuál debería ser la meta en % de disminución de CO₂ y gases contaminantes ocasionada por el sector transporte de Valle del Aburrá, que posibilite los diferentes grados de participación de las celdas de combustible en la ciudad? *

Por favor, escriba un múltiplo de 5 entre 0 y 50 para cada elemento:

**Seleccionar un
valor en %**

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 20% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 30% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Seleccionar un valor entre el 0% y el 50%

28 [E8]¿Cuál debería ser la meta de disminución de niveles de ruido en % ocasionado por el sector transporte, que posibilite los diferentes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle del Aburrá? *

Por favor, escriba un múltiplo de 5 entre 0 y 50 para cada elemento:

**Seleccionar un
valor en %**

**Seleccionar un
valor en %**

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Indicar un valor entre el 0% y el 50%

29 [E9]

¿Cuál debería ser la meta de disminución en los índices de morbilidad en % causada por la emisión de gases del sector transporte, que posibilite los diferentes grados de participación de las celdas de combustible en el Valle del Aburrá?

Por favor, escriba un múltiplo de 5 entre 0 y 50 para cada elemento:

**Seleccionar un
valor en %**

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Para alcanzar hasta el 10% del total de vehículos en el Valle del Aburrá, funcionando con celdas de combustible.

Seleccionar un valor entre el 0% y el 50%

Muchas gracias por la información suministrada por usted.

01.01.1970 – 01:00

Enviar su encuesta.

Gracias por completar esta encuesta.

Anexo 3: Listado de personas a los que se les envió la encuesta

Nombre	Email	Institución
Julian Uribe Botero	juribo8@hotmail.com	UdeA
John Alexander Pareja	jhonpa667@gmail.com	UdeA
Mario Alejandro Sanchez	masanchez@udea.edu.co	UdeA
Andres Felipe Colorado	andresc380@gmail.com	UdeA
Hugo Javier Burbano Martinez	hburbano@gmail.com	UdeA
Juan Carlos Gonzalez	jcgonzale@gmail.com	UdeA
Francisco Cadavid	fcadavid@udea.edu.co	UdeA
Daniel Andres Lopez E	daniel.lopezeusse@gmail.com	UdeA
Ivan Dario Bedoya	ibedoyac@udea.edu.co	UdeA
Fanor Mondragon	fmondra@quimbaya.udea.edu.co	UdeA
Diana Lopez	diana_lopez@yahoo.com	UdeA
Wilson A. Ruiz Machado	w.a.ruiz@quimbaya.udea.edu.co	UdeA
Juan Fernando Espinal	jfel75@hotmail.com	UdeA
Alexander Santamaria	alex.santamar@gmail.com	UdeA
John Jairo Fernandez	jfernan@quimbaya.udea.edu.co	UdeA
Andres Moreno	jamoreno@matematicas.udea.edu.co	UdeA
Gloria Restrepo	gloma@udea.edu.co	UdeA
Luis Alberto Rios	larios@udea.edu.co	UdeA
Fernando Cardeno	efecl797@yahoo.com	UdeA
David Echeverri Zapata	edaez212@udea.edu.co	UdeA
Andres Felipe Guzman	afga175@hotmail.com	UdeA
Gemay Giovanni Bonilla	geboar@yahoo.com	UdeA
Maria Isabel Mejia	mismeco@udea.edu.co	UdeA
Biviana A. Llano Agudelo	ebala482@udea.edu.co	UdeA
Felix Echeverria	fecheve@udea.edu.co	UdeA
Jorge Calderon	jcalder@udea.edu.co	UdeA
Jaime Valencia	jvalenci@udea.edu.co	UdeA
Fernando Villada	fvillada@udea.edu.co	UdeA
John Ramiro Agudelo	jragude@jaibana.udea.edu.co	UdeA
German Moreno	gmoreno@jaibana.udea.edu.co	UdeA
Juan Fernando Perez	juanpb@udea.edu.co	UdeA
Edwin Garcia	eduin.garcia@gmail.com	UdeA
Diego R. Cadavid	dcadavid@udea.edu.co	UdeA
Juan Carlos Saldarriaga	jcsalda@udea.edu.co	UdeA
Aquileo Velez	aquileo1986@yahoo.es	ITM
Jose Leonardo Ramirez	joseramirez@itm.edu.co	ITM
Henry Copete	henrycopete@itm.edu.co	ITM
Yuly Andrea Ocampo	yuliocampo@itm.edu.co	ITM
Whady Felipe Florez Escobar	whady.florez@upb.edu.co	UPB
Cesar Isaza	cesar.isaza@upb.edu.co	UPB
Cesar Nieto	cesar.nieto@upb.edu.co	UPB
Mauricio Giraldo	mauricio.giraldo@upb.edu.co	UPB

Ana Escudero	ana.escudero@upb.edu.co	UPB
Zulamita Zapata	zulamita.zapata@upb.edu.co	UPB
Erika Arenas	erika.arenas@upb.edu.co	UPB
Carlos Andres Bustamante	carlos.bustamante@upb.edu.co	UPB
Mauricio Carmona	mauricio.carmona@upb.edu.co	UPB
Alberto Posada	alberto.posada@upb.edu.co	UPB
Mauricio Toro	mauricio.toro@upb.edu.co	UPB
Hugo Cardona	hugo.cardona@upb.edu.co	UPB
Idi Amin Isaac	idi.isaac@upb.edu.co	UPB
Gabriel J. Lopez	gabriel.lopez@upb.edu.co	UPB
Andres Emiro Diez	andresediez@yahoo.com	UPB
Luis Benigno Gutierrez	lbgutie@ieee.org	UPB
Diego Andres Florez	diego.florez@upb.edu.co	UPB
Marisol Osorio	marisol.osorio@upb.edu.co	UPB
Manuel Betancur	manuel.betancur@upb.edu.co	UPB
Ivan Dario Mora orozco	ivan.mora@upb.edu.co	UPB
Juan Miguel Vasquez C	juan.vasquez@upb.edu.co	UPB
Ana Maria Cardenas S.	ana.cardenas@upb.edu.co	UPB
Roberto Carlos Hincapie	roberto.hincapie@upb.edu.co	UPB
Claudia Carmona Rodriguez	claudia.carmona@upb.edu.co	UPB
Margarita Enid Ramirez	margarita.ramirez@upb.edu.co	UPB
Mauricio Perez M	mauricio.perez@upb.edu.co	UPB
Jorge Ivan Garcia S.	jorge.garcia@upb.edu.co	UPB
Omar Hazbon	omar.hazbon@upb.edu.co	UPB
German Urrea Quiroga	german.urrea@upb.edu.co	UPB
Juan Pablo Alvarado	juan.alvarado@upb.edu.co	UPB
Juan Alberto Velez	alberto.velez@upb.edu.co	UPB
Luis Javier Cruz	luis.cruz@upb.edu.co	UPB
Piedad Ganan	piEDAD.ganan@upb.edu.co	UPB
Vladimir Martinez	hader.martinez@upb.edu.co	UPB
Juan Meza	juan.meza@upb.edu.co	UPB
Natalia Parra	natalia.parra@upb.edu.co	UPB
Jorge Alberto Velasquez J.	jorge.velasquezj@upb.edu.co	UPB
Luis Alejandro Forero G.	forerogaviria@yahoo.com	UPB
German Camilo Quintana	german.quintana@upb.edu.co	UPB
Beatriz Garces	beatriz.garces@upb.edu.co	UPB
Andrea Mancera	andrea.mancera@upb.edu.co	UPB
Hader H. Alzate	hader.alzate@upb.edu.co	UPB
Edgar Botero	edgar.botero@upb.edu.co	UPB
Gabriel fernando Velez P	gabriel.velez@upb.edu.co	UPB
Tatiana Pineda	tatiana.pineda@upb.edu.co	UPB
Carlos Andres Naranjo	carlos.naranjo@upb.edu.co	UPB
Maria Victoria Toro	victoria.toro@upb.edu.co	UPB
Isabel Cristina Alzate	isabel.alzate@upb.edu.co	UPB
Mariluz Betancur	mariluz.betancur@upb.edu.co	UPB

John Wilder Zartha	jhon.zartha@upb.edu.co	UPB
Sandra M. Bedoya	sandra.bedoya@upb.edu.co	UPB
Santiago Ruiz	santiago.ruiz@upb.edu.co	UPB
Bibiana Arango	bibiana.arango@upb.edu.co	UPB
Andres Amell Arrieta	anamell@udea.edu.co	UDEA
Sergio Agudelo FLOREZ	seragude@udea.edu.co	UDEA
Lucía Atehortúa G.	latehor@gmail.com	UDEA
Jorge Hernán Flórez Acosta	jhflores@gmail.com	UDEA
Whady Florez	whady.florez@upb.edu.co	UPB
Jorge Wilson Gonzalez	jorgew.gonzalez@upb.edu.co	UPB
Luis Benigno Gutierrez	lbgutie@ieee.org	UPB
Ana Maria Cardenas S.	ana.cardenas@upb.edu.co	UPB
Jaime Ignacio Velez	jivelezu@unalmed.edu.co	UNALMED
Andres Fdo Osorio Arias	afosorioar@unalmed.edu.co	UNALMED
Farid Chejne	fchejne@unalmed.edu.co	UNALMED
Dr. Hernán Darío Álvarez Zapata:	hdalvare@unalmed.edu.co	UNALMED
Dr. Isaac Dyer Rezonzew	idyner@unalmed.edu.co	UNALMED
Clara Rojo	crrojo@unalmed.edu.co	UNALMED
Pedro Nel Benjumea	pbenjume@unalmed.edu.co	UNALMED
Sergio Botero Botero	sbotero@unalmed.edu.co	UNALMED
Sergio Hernando Lopera Castro	shlopera@unal.edu.co	UNALMED
Jairo Espinoza	jairo.espinosa@ieee.org	UNALMED
Del valle Arango Jorge Ignacio	jidvalle@unalmed.edu.co	UNALMED
María Claudia Diez Gómez	mcdiez@unalmed.edu.co	UNALMED
Osorio Gallego José Gildardo	gosorio@unalmed.edu.co	UNALMED
Sebastián Reynaldi	sreynaldi@gmail.com	UNALMED
Dyer Rezonzew, Isaac	idyner@unalmed.edu.co	UNALMED
Juan Diego León Peláez	jdleon@unalmed.edu.co	UNALMED
Dora Patricia Restrepo Restrepo	dprestre@unalmed.edu.co	UNALMED
Carlos Alberto Acevedo	carlosacevedo@itm.edu.co	ITM
Gonzalo Narvaez	gonzalonarvaez@itm.edu.co	ITM
MARCO TULIO CALDERÓN	marcocalderon@terra.com.co	UMANIZALES
LEONARDO DE J. MESA P.	Leomesa2@hotmail.com	
GUSTAVO PEÑUELA	gpenuela@udea.edu.co	
DANIEL ZAPATA P.	danielzapata@epm.net.co	
Alejandro Molina Ochoa	doctominas_med@unal.edu.co	
Miguel A. Gutiérrez O.	migutie@gmail.com	
Gilberto Carrillo Caicedo	gilberto@uis.edu.co	UIS
Bibian A. Hoyos	bahoyos@unal.edu.co	
Carlos Ignacio Sánchez Sanes	cisanche@perseus.unalmed.edu.co	
Javier González Ocampo	jgonzale@perseus.unalmed.edu.co	
Rubén Jesús Camargo Amado	rcamargo@univalle.edu.co	
Claudio Raúl Bernal Bustos	claudio.bernal@profesores.uamerica.edu.co	
José David Jiménez	jdjimenezd@hotmail.com	
Nilson Marriaga	nilson.marriaga@correounivalle.edu.co	

Sergio Adolfo Montoya Mejía		EPM
Raul Cardona	Raul.cardona@metropol.gov.co	
Ricardo Smith Quintero	rasmith@unalmed.edu.co	UNAL
ALEJANDRO GONZALEZ VALENCIA	alejandro.gonzalez@metropol.gov.co	Area Metropolitana
JUAN MANUEL PATIÑO MARIN	juan.patino@metropol.gov.co	Area Metropolitana
BEATRIZ ELENA RAVE HERRERA	beatriz.rave@metropol.gov.co	Area Metropolitana
MARTHA LUCIA SUÁREZ GÓMEZ	martha.suarez@metropol.gov.co	Area Metropolitana
Germán Camilo Calle	gcalle@sofasa.com.co	SOFASA
Luis Carlos Romero Romero	luiscarlos.romero@upme.gov.co	UPME
Javier Andrés Martínez Gil	javier.martinez@upme.gov.co	UPME
Beatriz Herrera Jaime	beatriz.herrera@upme.gov.co	UPME
Enrique Garzón Lozano	enrique.garzon@upme.gov.co	UPME
Marco Antonio Caro Camargo	marco.caro@upme.gov.co	UPME
Raul Gil Naranjo	raul.gil@upme.gov.co	UPME
Carmen Andrea Rojas Castellanos	andrea.rojas@upme.gov.co	UPME
Dora Liliam Castaño Ramírez	dora.castano@upme.gov.co	UPME
Haider Enrique Amaranto Sanjuan	haider.amaranto@upme.gov.co	UPME
Nohora Amparo Niño Candil	nohora.nino@upme.gov.co	UPME
Adolfo León Pérez Henao	Adolfo.Perez@ecopetrol.com.co	ECOPETROL
ANDRES ENRIQUE TABOADA VELASQUEZ	aetaboada@minminas.gov.co	Minminas
HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA	hdcerquera@minminas.gov.co	Minminas
JULIO CESAR VERA DIAZ	jcvera@minminas.gov.co	Minminas
PLINIO ENRIQUE BUSTAMANTE ORTEGA	pebustamante@minminas.gov.co	Minminas