



Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C.

Posgrado en Ciencias en Energía Renovable

**VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL
HIDRÓGENO EN EL SECTOR DEL TRANSPORTE
PÚBLICO URBANO EN LA ZONA
METROPOLITANA DE MÉRIDA, YUCATÁN**

Tesis que presenta

ALDO BALTAZAR CONTRERAS TERÁN

En opción al título de

MAESTRO EN CIENCIAS EN ENERGÍA RENOVABLE

Mérida, Yucatán. Enero 2013

DECLARACIÓN DE PROPIEDAD

Declaro que la información contenida en la sección de Materiales y Métodos Experimentales, los Resultados y Discusión de este documento proviene de las actividades de experimentación realizadas durante el período que se me asignó para desarrollar mi trabajo de tesis, en las Unidades y Laboratorios del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., y que a razón de lo anterior y en contraprestación de los servicios educativos o de apoyo que me fueron brindados, dicha información, en términos de la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, le pertenece patrimonialmente a dicho Centro de Investigación. Por otra parte, en virtud de lo ya manifestado, reconozco que de igual manera los productos intelectuales o desarrollos tecnológicos que deriven o pudieran derivar de lo correspondiente a dicha información, le pertenecen patrimonialmente al Centro de Investigación Científica, A.C., y en el mismo tenor, reconozco que si derivaren de este trabajo productos intelectuales o desarrollos tecnológicos, en lo especial, estos se registrarán en todo caso por lo dispuesto por la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, en el tenor de lo expuesto en la presente Declaración.

Mérida Yucatán, México.

Enero de 2013



I.I. Aldo Baltazar Contreras Terán

El trabajo de tesis titulado “Viabilidad técnico-económica de la implementación de la tecnología del hidrógeno en el sector del transporte público urbano en la zona metropolitana de Mérida, Yucatán”, fue desarrollado por el estudiante Aldo Baltazar Contreras Terán en el laboratorio de la Unidad de Energía Renovable del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., bajo la dirección de la Dra. Mascha Afra Smit, en el programa de Maestría en Ciencias en Energía Renovable de este Centro.



Dr. Felipe Augusto Vázquez Flota

Coordinador de Docencia

Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C.

DEDICATORIA

A Dios

Con todo mi cariño a mis queridos padres Baltazar y Estelita

A mi hermana Oyuky,

A mi hermano Samy,

A mi hermano Oliver y a mi cuñada Rosita

A mis queridos sobrinos Oliver Jr, Gaby y Frida

Todos ustedes mi amada familia que son mi fortaleza y motivación en la vida.

AGRADECIMIENTOS

Al CONACYT por la beca otorgada número 59242.

A CICY y en especial a toda la Unidad de Energía Renovable por el apoyo, servicios e instalaciones prestadas.

Especialmente a la Dra. Mascha Afra Smit por la dirección, apoyo incondicional, conocimientos y enseñanzas para la realización de este trabajo, gracias también por sus valiosas observaciones, críticas, sugerencias y recomendaciones, las cuales han sido vitales para la realización de esta tesis.

Al Ing. Javier Fortuna Espinosa por su amistad, gran apoyo incondicional, conocimientos, enseñanzas, revisiones y recomendaciones para la realización de este trabajo.

Al Dr. Donny Víctor Ponce Marbán por sus enseñanzas, conocimientos y el sobre todo por el valioso aporte y apoyo incondicional en el desarrollo de la parte económica de este proyecto.

A mis revisores de tesis Dr. Inocencio Higuera Ciapara y Dr. G. Romeli Barbosa Pool por sus comentarios, observaciones y recomendaciones que permitieron un mejor desarrollo en la elaboración de esta tesis.

Al Ing. Jorge Iván Espadas Arnábal por sus conocimientos y apoyo con las clases de Ingeniería Económica.

A todos mis amigos de los diferentes posgrados y departamentos del Centro de Investigación Científica de Yucatán, gracias por su amistad, apoyo y experiencias vividas a lo largo de este tiempo, las cuales me han ayudado a crecer personal y profesionalmente.

A mis padres, hermanos y familia por creer siempre en mí y brindarme su apoyo incondicional en todo momento para poder realizar este logro en mi vida.

¡Muchas gracias!

ÍNDICE

ÍNDICE	i
ÍNDICE DE TABLAS.....	vi
INDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT	xvi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1.....	2
1. ANTECEDENTES.....	2
1.1 El hidrógeno.....	2
1.1.2 Propiedades del hidrógeno en estado gaseoso y líquido.....	3
1.1.3. Normas para el manejo del hidrógeno.....	5
1.2. Economía del hidrógeno.....	6
1.3. Tecnología del hidrógeno.....	6
1.3.1. Tecnologías de producción del hidrógeno.....	8
1.3.1.1. Métodos de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles.....	8
1.3.1.2. Producción de hidrógeno mediante electrolisis del agua.....	9
1.3.1.3. Gasificación de biomasa con posterior conversión.....	14
1.3.1.4 Otros métodos en desarrollo.....	14
1.3.1.4.1 Foelectrolisis.....	14
1.3.1.4.2. Producción fotobiológica.....	15
1.4. Escalas de producción de hidrógeno.....	15
1.4.1. Producción centralizada de hidrógeno.....	16
1.4.2. Producción distribuida de hidrógeno.....	16

1.5. Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno	17
1.5.1. Almacenamiento en forma gaseosa	17
1.5.2. Almacenamiento en forma líquida	17
1.5.3 Almacenamiento en sólidos (hidruros metálicos).....	18
1.5.4. Adsorción en sólidos porosos (nanoestructuras de carbono).....	18
1.5.5. Otros métodos de almacenamiento de H ₂ en desarrollo	18
1.6. Compresión del H ₂	19
1.7. Transporte de H ₂	20
1.8. Tecnologías de conversión del hidrógeno.	21
1.8.1. Celdas de combustible	22
1.8.2. Funcionamiento de las celdas de combustible.....	23
1.8.3. Tipos de celdas de combustible.....	23
1.8.4 Celdas de combustible tipo PEM	24
1.8 5. Ventajas de la utilización del hidrógeno en celdas de combustible	26
1.8.6. Barreras actuales	28
1.9. Proyectos demostrativos de la tecnología del hidrógeno	28
1.9.1. Unión Europea: proyecto HyFleet CUTE	29
1.9.2. Brasil	30
1.9.3. Otros proyectos demostrativos alrededor del mundo.....	31
1.10. Características de la Zona Metropolitana de Mérida, Yucatán.....	33
1.10.1. El sistema de transporte público urbano en la ZMM	35
1.10.2 .Estadísticas del transporte en Yucatán.....	37
1.10.3 Características de movilidad de la población en la ZMM	37
1.10.4. Infraestructura carretera en la ZMM.....	38
1.11. Oferta tecnológica de electrolizadores.....	39
1.12. Oferta tecnológica de autobuses de hidrógeno.....	40

1.13. Potencial del recurso eólico en Yucatán	42
1.14. Potencial del recurso solar en Yucatán.....	44
1.15. Producción de energía por centrales eléctricas en Yucatán	45
1.16. Producción de hidrógeno en el estado de Yucatán a partir de fuentes renovables de energía.....	47
Planteamiento del problema.....	49
Justificación.....	49
Hipótesis	50
Objetivo general	50
Objetivos específicos	50
CAPITULO 2.....	51
2. METODOLOGÍA.....	51
2.1 Descripción general de la metodología.....	51
2.2 Esquema de la metodología.....	52
2.3 Definición del proyecto y estudio de factibilidad económica	54
2.3.1 Estudio técnico.....	54
2.3.1.1. Estrategia de implementación y selección de la ruta de transporte.....	55
2.3.1.2 Estrategia de suministro energético y agua	56
2.3.1.3 Selección de capacidad de planta de producción de H ₂	57
2.3.1.4. Características suministro de hidrógeno.....	58
2.3.1.5. Criterios de selección del autobús a implementar en el STPU de la ZMM	59
2.3.1.6 Análisis de reducción de emisiones.....	59
2.3.2. Estudio de mercado.....	62
2.4 Análisis financiero	64
2.4.1 Valor del dinero en el tiempo.....	64
2.4.2 Tasas evaluación financiera	65

2.4.3. Inflación.....	66
2.4.4. Tipos de cambio	67
2.5. Inversión inicial producción –suministro.....	69
2.6 Costos sistema de producción-suministro de hidrógeno mediante electrolisis del agua en sitio con diferentes fuentes de energía eléctrica	71
2.7. Costo de autobuses de hidrógeno.....	77
2.8. Inversiones iniciales totales y costos totales.....	78
2.9. Ingresos	80
2.10. Flujo neto de efectivo	82
2.11. Evaluación económica.....	83
2.11.1. Índices de Rentabilidad	83
2.11.2. Valor Presente Neto	83
2.12. Análisis de sensibilidad	84
CAPITULO 3.....	86
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	86
3.1. Actores principales para la implementación de la tecnología del hidrógeno en el STPU en la ZMM.....	86
3.2. Propuesta de los componentes de la cadena de producción, suministro y aplicación de la tecnología del hidrogeno	88
3.2.1. Selección de la ruta.....	89
3.2.2. Fuente primaria de energía eléctrica	91
3.2.3. Sistema de producción de H ₂	92
3.2.4. Sistema de suministro de H ₂	95
3.2.5 Modelo del autobús	97
3.3. Estrategia de implementación	98
3.3.1. Escenario 1	99
3.3.2. Escenario 2	99

3.3.3. Escenario 3	99
3.4. Demanda, producción y remanente de H ₂	100
3.5. Requerimientos de agua y energía eléctrica.....	102
3.6 Reducción de emisiones por la implementación de la tecnología del hidrógeno en el STPU de la ZMM.....	105
3.6.1 Reducción de emisiones por la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.....	107
3.7. Resultado análisis económico	109
3.7.1. Inversión inicial escenarios	109
3.7.2 Costo de producción-suministro H ₂	113
3.7.3 Ingresos	122
3.7.4 Flujos netos de efectivo (ingresos- egresos)	127
3.8 Valor Presente Neto	131
3.9 Resultados análisis de sensibilidad	131
Conclusiones.....	137
Perspectivas.....	139
Referencias.....	141
Apéndice 1	146

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Contenido energético por unidad de masa para diversos combustibles [4]	4
Tabla 1.2. Características más importantes de los tipos de celdas de combustible [15]...	24
Tabla 1.3. Otros proyectos demostrativos alrededor del mundo [20].....	32
Tabla 1.4. Características de la población en la ZMM basado en INEGI, 2010 [22]	34
Tabla 1.5. Número de rutas y unidades del STPU en la ZMM [24].....	36
Tabla 1.6 Motivos de viaje teniendo como origen o destino el hogar [19].....	36
Tabla 1.7. Porcentaje de movilidad poblacional por medio de transporte [28]	38
Tabla 1.8. Características de infraestructura carretera en la ZMM [29]	39
Tabla 1.9 Características técnicas de electrolizadores comerciales [30]	39
Tabla 1.10 Balance energético y económico de los diferentes combustibles [32]	40
Tabla 1.11. Características técnicas autobuses de celdas de combustible de hidrógeno [31]	41
Tabla 1.12. Coordenadas geográficas y alturas de medición para cada estación [33].	42
Tabla 1.13 Características de velocidades promedio del viento en Yucatán [33].	44
Tabla 1.14 Características de generación de electricidad mediante energía solar en Yucatán [36].	45
Tabla 1.15 Características de las centrales eléctricas en Yucatán [37]......	46
Tabla 1.16 Estimación de la producción de hidrógeno por plantas eólicas y fotovoltaicas en Yucatán [40].....	48
Tabla 2.1 Principales supuestos técnicos de la cadena de producción-suministro-conversión de hidrógeno.....	54
Tabla 2.2.Principales supuestos para la cuantificación de emisiones contaminantes de los diferentes gases de escape de las unidades móviles.....	59
Tabla 2.3. Principales supuestos económicos de mercado de la cadena de producción-suministro-conversión de hidrógeno	63
Tabla 2.4 Valores históricos y estimados de la inflación y los tipos de cambio en México.	68
Tabla 3.1. Valor Presente Neto de los diferentes sistemas de producción suministro y conversión de hidrógeno por electrolisis en sitio con diferentes fuentes de energía eléctrica	131

Tabla 3.2. Análisis de sensibilidad del escenario 1 para la producción, suministro y conversión del H ₂ por los diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica.	132
Tabla 3.3. Análisis de sensibilidad del escenario 2 para la producción, suministro y conversión del H ₂ por los diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica.	132
Tabla 3.4. Análisis de sensibilidad del escenario 3 para la producción, suministro y conversión del H ₂ por los diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica.	132
Tabla 3.5. Valor Presente Neto de los diferentes sistemas de producción suministro y conversión de hidrógeno por electrolisis en sitio con diferentes fuentes de energía eléctrica dadas la reducción de costos para los diferentes escenarios analizados.....	136

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema de un electrolizador alcalino [13]	11
Figura 1.2 Esquema de un electrolizador PEM [13]	13
Figura 1.3 Esquema celda de combustible con electrolito de membrana polimérica [17].	26
Figura 1.4 Esquema de producción-distribución del hidrógeno del programa HyFleet:CUTE [18].....	30
Figura 1.5. Localización de los municipios que conforman la Zona Metropolitana de Mérida [21]	33
Figura 1.6. Proyección poblacional del Estado de Yucatán elaborado con información de CONAPO [23]	34
Figura 1.7. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación en Yucatán [26]	37
Figura 1.8. Localización de los sitios de medición representados sobre mapa de elevación de digital de la península de Yucatán. Los sitios de medición están representados con pequeñas estrellas sobre las coordenadas geográficas [33].	43
Figura 1.9. Características del recurso eólico en la Península de Yucatán [34]	43
Figura 1.10 Mapa de radiación solar en la republica Mexicana [35].....	45
Figura 1.11.Producción de energía eléctrica por centrales en Yucatán.....	46
Figura 1.12.Porcentaje de contribución por centrales eléctricas en el estado de Yucatán.	47
Figura 2.1.Esquema de la metodología para estudio de viabilidad técnico-económico en el STPU de la ZMM.	53
Figura 2.2. Comportamiento histórico de los precios medios de energía eléctrica por kWh en México periodo 2004-2012.....	63
Figura 2.3.Comportamiento histórico de la inflación en México periodo 2004-2012 [47].	66
Figura 2.4.Comportamiento histórico de los tipos de cambio de dólares y euros a Pesos Mexicanos en México periodo 2004-2012 [48].....	68
Figura 3.1. Diagrama de bloques de los componentes propuestos en el proyecto producción-suministro-conversión del H ₂ en el STPU de la ZMM.....	89
Figura 3.2. Características de recorrido de la ruta circuito metropolitano, Mérida, Yucatán [52]	90

Figura.3.3. Características de recorrido de la ruta circuito Turibus, Mérida, Yucatán [53].	91
Figura 3.4. Muestra la estación de servicio HySTAT™ 60 [54]	97
Figura 3.5. Diseño del autobús Citaro FuelCell Hybrid [56].....	98
Figura 3.6. Escenarios de implementación plantas - autobuses de H ₂ a implementar en Mérida, Yucatán.....	100
Figura 3.7. Demanda, producción y remanente anual de hidrógeno escenario 1.....	101
Figura 3.8. Demanda, producción y remanente anual de hidrógeno escenario 2.....	101
Figura.3.9. Demanda, producción y remanente anual de hidrógeno escenario 3.....	102
Figura 3.10. Demanda anual de agua para los diferentes escenarios de implementación.	103
Figura.3.11.Demanda anual de energía eléctrica para los diferentes escenarios de implementación.....	103
Figura 3.12.Porcentaje de utilización de la planta Mérida III por planta de producción y suministro de hidrógeno a implementar.	104
Figura 3.13. Emisiones mitigadas de CO para los diferentes escenarios de implementación.....	105
Figura 3.14. Emisiones mitigadas de HC para los diferentes escenarios de implementación.....	106
Figura.3.15. Emisiones mitigadas de NO _x para los diferentes escenarios de implementación.....	106
Figura 3.16. Emisiones mitigadas de CO ₂ por autobuses de celdas de combustible de hidrógeno para los diferentes escenarios de implementación.	107
Figura 3.17. Emisiones mitigadas de CO ₂ eq por la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía para los diferentes escenarios de implementación ...	108
Figura 3.18. Total de emisiones mitigadas de CO ₂ eq autobuses de celdas de combustible de hidrógeno y fuentes renovables de energía para los diferentes escenarios de implementación.....	108
Figura 3.19. Inversión inicial necesaria para la implementación de la tecnología del H ₂ de acuerdo a los escenarios y fuente primaria de energía eléctrica.....	110
Figura 3.20. Distribución porcentual de la inversión inicial de producción y suministro del H ₂	111

Figura 3.21. Distribución porcentual de la inversión inicial de una planta de producción-suministro de hidrógeno y un autobús de H ₂ para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional.....	111
Figura.3.22. Distribución porcentual de la inversión inicial de una planta de producción-suministro de hidrógeno y un autobús de H ₂ para un sistema de fuente de energía eólica.	112
Figura 3.23. Distribución porcentual de la inversión inicial de una planta de producción-suministro de hidrógeno y un autobús de H ₂ para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaico.	112
Figura 3.24. Reducción del costo de producción y suministro de H ₂ para diferentes fuentes de energía eléctrica MXN/kg H ₂	114
Figura 3.25 Distribución porcentual del costo unitario de producción-suministro por kg de hidrógeno para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional.....	116
Figura.3.26.Distribución porcentual del costo unitario de producción-suministro por kg de hidrógeno para un sistema de fuente de energía eólica.....	116
Figura 3.27. Distribución porcentual del costo unitario de producción-suministro por kg de hidrógeno para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaica.....	117
Figura.3.28. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional del escenario 1.	118
Figura 3.29. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 1.	118
Figura 3.30. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 1.....	118
Figura 3.31. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional del escenario 2.	119
Figura 3.32 .Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 2.	119
Figura 3.33 Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 2.	120

Figura 3.34. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional del escenario 3.	121
Figura 3.35. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 3.	121
Figura 3.36. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 3.	121
Figura 3.37. Comportamiento del costo unitario de energía eléctrica por kWh para la producción hidrógeno mediante electrolisis del agua en sitio por diferentes sistemas de fuentes de energía.	122
Figura 3.38. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía conectado al a red eléctrica convencional del escenario 1.	124
Figura 3.39. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 1.	124
Figura 3.40. Distribución porcentual del ingreso para un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 1.	124
Figura 3.41. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía conectado al a red eléctrica convencional del escenario 2.	125
Figura 3.42. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 2.	125
Figura 3.43. Distribución porcentual del ingreso para un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 2.	125
Figura 3.44. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía conectado al a red eléctrica convencional del escenario 3.	126
Figura 3.45. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 3.	126
Figura 3.46. Distribución porcentual del ingreso para un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 3.	126
Figura 3.47. Flujo neto de efectivo del escenario 1 considerando un sistema conectado a la red eléctrica convencional.	127
Figura 3.48. Flujo neto de efectivo del escenario 1 considerando un sistema con energía eólica.	127

Figura 3.49. Flujo neto de efectivo del escenario 1 considerando un sistema de energía solar fotovoltaica.....	128
Figura 3.50. Flujo neto de efectivo del escenario 2 considerando un sistema conectado a la red eléctrica convencional.....	128
Figura 3.51. Flujo neto de efectivo del escenario 2 considerando un sistema con energía eólica.....	129
Figura 3.52. Flujo neto de efectivo del escenario 2 considerando un sistema de energía solar fotovoltaica.....	129
Figura 3.53. Flujo neto de efectivo del escenario 3 considerando un sistema conectado a la red eléctrica convencional.....	130
Figura 3.54. Flujo neto de efectivo del escenario 3 considerando un sistema con energía eólica.....	130
Figura 3.55. Flujo neto de efectivo del escenario 3 considerando un sistema de energía solar fotovoltaica.....	130
Figura 3.56. Diagrama de sensibilidad tela de araña (variación de la VPN) para las diferentes opciones tecnológicas de generación eléctrica para la producción de H ₂ para el escenario 1.....	133
Figura 3.57. Diagrama de sensibilidad tela de araña (variación del VPN) para las diferentes opciones tecnológicas de generación eléctrica para la producción de H ₂ para el escenario 2.....	134
Figura 3.58 Diagrama de sensibilidad tela de araña (variación de la VPN) para las diferentes opciones tecnológicas de generación eléctrica para la producción de H ₂ para el escenario 3.....	134
Figura A.1. Líneas de tendencia reducción inversiones iniciales para plantas de producción-suministro de H ₂ mediante electrólisis del agua a causa de la madurez de la tecnología para diferentes sistemas de fuente de energía eléctrica.....	146
Figura A.2. Línea de tendencia por la reducción de costos a causa de madurez tecnológica para la producción de hidrógeno vía electrólisis del agua mediante un sistema conectado a la red eléctrica.....	147
Figura A.3. Línea de tendencia por la reducción de costos a causa de madurez tecnológica para la producción de hidrógeno vía electrólisis del agua mediante un sistema con fuente de energía eólica.....	148

Figura A.4. Línea de tendencia por la reducción del costos de producción a causa de madurez tecnológica para la producción de hidrógeno vía electrolisis del agua mediante un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica	149
Figura A.5. Línea de tendencia por la reducción de costos a causa de madurez tecnológica de la etapa de suministro de hidrógeno.....	150

RESUMEN

Hoy en día a pesar de los recursos energéticos con que cuenta México, éste requiere seguridad energética futura, mejorar la calidad del aire, disminuir gases de efecto invernadero y mejorar en la competitividad industrial y tecnológica. Para esto, el hidrógeno se visualiza como un prometedor vector de energía limpia.

En el caso de la Zona Metropolitana de Mérida (ZMM), según la Dirección de Transporte del Gobierno del Estado de Yucatán en el documento del programa de modernización del transporte público de la ciudad de Mérida, el sistema de transporte público urbano se compone de una flota de aproximadamente 1,700 unidades con tecnología basada en combustibles fósiles, el sistema realiza aproximadamente 750,000 viajes que mueven a 352,262 habitantes cada día [24]; además aproximadamente el 34.3% de la movilidad de la ZMM se realiza en transporte público [27]. Como consecuencia, el sistema de transporte público local es una de las principales causas de las emisiones de NO_x , HC, CO y CO_2 . Por esta razón, es importante mejorar la eficiencia del sistema de transporte local con alternativas tecnológicas más limpias.

Este trabajo es un primer paso hacia un mapa de ruta donde ha realizado un estudio de los diferentes aspectos técnicos, ambientales y económicos relacionados con la implementación de la tecnología del hidrógeno en el sector del transporte público en la ciudad de Mérida, Yucatán. Se definieron 3 escenarios para la implementación de un sistema de producción de H_2 mediante electrolisis del agua a partir de 3 diferentes fuentes de energía eléctrica (red eléctrica convencional, eólica y solar fotovoltaica) basada en el potencial de los recursos de la ZMM, para plantas distribuidas con capacidad de producción de H_2 de 432 kg de H_2 al día, almacenamiento del H_2 en estado gaseoso en tanques de acero inoxidable y la compresión mediante compresor recíprocante con una salida de 35 MPa suficientes para alimentar los tanques de hidrógeno del autobús CITARO Fuel Cell Hybrid aquí propuesto.

Además, se analizaron los problemas y barreras que se deben superar a lo largo de la aplicación de la tecnología del hidrógeno. Bajo los supuestos técnicos y ambientales de este trabajo se tiene que se podría lograr una reducción de CO_2 de hasta 47 kton por año

mediante la implementación de autobuses de celdas de combustible a hidrógeno y producción de hidrógeno con fuentes renovables de energía. Asimismo, bajo los supuestos económicos se ha estimado que los costos producción y suministro por kg de H₂ en el periodo 2012-2025 para un sistema de electrólisis en sitio con suministro de la red eléctrica va de 84.85 a 77.23 MXN/kg H₂ es decir se reduce en un 8.98%; con energía eólica de 112.52 a 58.22 MXN/kg H₂ donde la reducción es del 50.07%, y para un sistema con energía solar fotovoltaica de 289.70 a 117.36 MXN/kg H₂ donde la reducción es del 59.49%.

También se ha analizado el comportamiento de distribución porcentual de costos para los tres diferentes fuentes de energía, para el caso de un sistema conectado a la red eléctrica convencional en 2013 se tiene que el mayor costo para la producción y suministro por kilogramo de hidrógeno se concentra en el costo de la energía eléctrica que representa el 60.39% seguido por el costo de capital que representa el 26.01%; para el caso de sistema con fuente de energía eólica el costo de la energía eléctrica representa el 33.9% seguido por el costo de capital que representa el 49.48% y para el caso sistema con fuente de energía solar fotovoltaica el costo de energía eléctrica representa el 62.13% seguido por el costo de capital que representa el 29.18%. Ambos costos representan más del 80% del costo de producción y suministro de hidrógeno, Aunque con diferentes valores porcentuales respecto a 2013 dicho comportamiento de costos de distribución se sigue mostrando para los años subsecuentes hasta 2025.

Finalmente, mediante el Valor Presente Neto (VPN) y un análisis de sensibilidad se determinó la viabilidad económica de la implementación de la tecnología del hidrógeno en el sistema de transporte público urbano en la ZMM.

ABSTRACT

Today in spite of the energy resources available to Mexico, this requires future energy security, improve air quality, reduce greenhouse gases and improve industrial competitiveness and technology. For this, hydrogen is seen as a promising clean energy vector.

In the case of the metropolitan area of Mérida (MAM), according to the Department of Transportation of the Yucatán State Government in the program for modernization of public transport in the city of Merida the urban public transport system consists approximately of a fleet of 1,700 units based on fossil fuel technology, with approximately 750.000 trips that move 352.262 people every day [24], besides approximately 34.3% of the mobility is done by public transport [27]. The local public transport system is one of the major cause of emissions of NO_x, HC, CO and CO₂. For this reason, it is important to improve the efficiency of the local transport system with cleaner technology alternatives.

This work is a first step towards a roadmap, a study of the various technical, environmental and economic issues related to the implementation of hydrogen technology in the public transport sector in the city of Merida, Yucatan has been done,. Three scenarios were defined for the implementation of H₂ production system by water electrolysis from three different sources of electricity (conventional power grid, wind and solar PV) based on the potential resource of MAM, in distributed plants with H₂ production capacity of 432 kg of H₂ per day, H₂ storage in gaseous stainless steel tanks and compression by reciprocating compressor with an output of 35 MPa sufficient to feed hydrogen tanks of the CITARO Fuel Cell Hybrid bus here proposed .

In addition, the problems and barriers that must be overcome along the implementation of hydrogen technology has been analyzed. Under the technical and environmental assumptions of this work, a reduction of 47 kton of CO₂ per year could be achieved by the implementation of hydrogen fuel cells buses and hydrogen production from renewable energy sources. Furthermore, under the economic assumptions has been estimated that the production and supply costs per kg of H₂ in the period 2012-2025 for an onsite electrolysis system connected to the conventional grid power is from 84.85 to 77.23 MXN/kg H₂ where the reduction is 8.98%, with wind power system from 112.52 to 58.22 MXN/

kg H₂ where the reduction is of 50.07%, and for a solar PV system is from 289.70 to 117.36 MXN/kg H₂ where the reduction is 59.49%.

Also it has been analyzed the behavior of costs percentage distribution for the three different energy sources, for the case of a system connected to the conventional grid power in 2013 the higher cost to produce and supply hydrogen per kilogram is concentrated in the cost of electrical energy representing 60.39% followed by the capital cost representing 26.01%; for the case of wind power supply system the cost of electrical energy represents 33.9% followed by capital cost representing 49.48%, and for the case of solar photovoltaic power system the electricity cost represents 62.13% followed by the capital cost which represents 29.18%. Both costs account for over 80% of hydrogen production costs and supply. Although with different percentages compared to 2013 such behavior of distribution cost continues to be shown for the subsequent years until 2025.

Finally, through the Net Present Value (NPV) and sensitivity analysis the economic feasibility has been determined for the implementation of hydrogen technology in urban public transport system in the MAM.

INTRODUCCIÓN

Actualmente se tiene una necesidad por reducir el nivel de contaminantes presentes en la atmósfera, ya que son los principales causantes de problemas como el efecto de invernadero, la variación de los regímenes climatológicos, problemas que están afectando seriamente a todos los seres vivos.

Como consecuencia de lo anterior surge la necesidad de buscar soluciones que contribuyan al mejoramiento de estos problemas sin recurrir a limitaciones en la producción de energía, lo cual implicaría un retraso tanto en el desarrollo económico, cultural, tecnológico como en el investigativo de nuestro país.

A pesar de los recursos energéticos con que cuenta el País, México tiene que empezar a buscar la seguridad energética futura, mejorar la calidad del aire, disminuir los gases de efecto invernadero, combatir el cambio climático global y mejorar en la competitividad industrial y tecnológica. Por consiguiente, en las décadas que vienen, México necesitará nuevos suministros de energía y un aumento de infraestructura de ésta para cubrir las demandas crecientes de energía eléctrica y combustibles para transporte.

El hidrógeno proporciona un prometedor vector de energía limpia y renovable, ya que se puede producir de una variedad de recursos nacionalmente disponibles, y su conversión en energía útil resulta en cero emisiones de agentes contaminantes y gases de efecto invernadero. A pesar de que el hidrógeno se postula como un portador importante de energía, la implementación de éste requerirá soluciones a muchos desafíos a un mediano y largo plazo sobre todo en las áreas de las legislaciones energéticas y fiscales, infraestructura, tecnología y economía

En esta investigación se realizara el análisis de reducción de emisiones y costos para la implementación de la tecnología de hidrógeno en el estado de Yucatán, México, para su uso como vector energético aplicado a la industria del transporte público. La investigación se centra en la determinación de las cadenas de producción, suministro y conversión del hidrógeno como combustible alternativo para una ruta específica del transporte público urbano así como sus impactos ambientales y económicos.

CAPITULO 1

ANTECEDENTES

En este capítulo se describen las generalidades del hidrógeno, el estado del arte respecto a sus diferentes formas de producción, compresión, almacenamiento y aplicaciones en materia de transporte, se abordan los temas de oferta tecnológica de los diferentes componentes para la aplicación del hidrógeno como vector energético, se mencionan algunos de los proyectos piloto alrededor del mundo con enfoque en el transporte urbano ,además se define las características de movilidad y transporte de la zona metropolitana de Mérida, y finalmente se describe la capacidad de producción eléctrica convencional y el potencial del recursos eólico y solar con que cuenta el estado de Yucatán.

1.1 El hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más ligero, con una masa atómica de 1,00794, y es, también, el elemento más abundante, constituyendo aproximadamente el 75% de la materia visible del universo [1]. A nivel del mar, un pie cúbico de hidrógeno (H_2) pesa tan sólo 2.55 gramos. Tiene el número atómico 1 en la tabla periódica de los elementos [1]. La mayoría de los átomos del hidrógeno están unidos con otros átomos de carbono y/o oxígeno, si queremos tener solo átomos de hidrógeno tendremos que separarlos y para ello necesitaremos gran cantidad de energía.

En nuestro planeta el hidrógeno se encuentra principalmente como agua (líquida, vapor, hielo) o combinado con otros elementos formando compuestos como el metano o gas natural (CH_4), metanol (CH_3OH), etanol (CH_3CH_2OH) o hidrocarburos (C_nH_m). En condiciones normales de presión y temperatura, es un gas diatómico (H_2) incoloro, inodoro, insípido, no metálico y altamente inflamable [1, 2]. El hidrógeno molecular es muy escaso y es producido industrialmente a partir de hidrocarburos como, por ejemplo, el metano que está presente en el gas natural o el propano. La mayor parte del hidrógeno se obtiene "*in situ*", es decir, en el lugar y en el momento en el que se necesita. El hidrógeno puede obtenerse a partir del agua por un proceso de electrólisis, pero resulta un método mucho más caro que la obtención a partir del gas natural [3, 4].

Las principales aplicaciones industriales actuales del hidrógeno son, el refinado de combustibles fósiles, producción de metanol, producción de diesel bajo en azufre y la producción de amoníaco (usado principalmente para fertilizantes). Además, existen otras aplicaciones como en procesos alimenticios, para producción de vidrio, acero, medicamentos, resinas, fibras sintéticas, componentes electrónicos [1]. Una de sus propiedades más importantes es su alto poder calorífico específico con un valor promedio de 120 MJ/kg en comparación con 50 MJ/kg del gas natural o con 44,6 MJ/kg del petróleo (gasolina y/o diesel) [2]. Es importante mencionar que debido a la baja densidad que presenta tanto como gas o como líquido resultan las dificultades de almacenamiento. Así también, cabe destacar que la densidad energética por unidad de volumen puede aumentarse al aumentar la presión o disminuir la temperatura [2, 3].

1.1.2 Propiedades del hidrógeno en estado gaseoso y líquido

El hidrógeno gaseoso es más ligero que el aire y se disipa rápidamente (3.8 veces más rápido que el gas natural) aproximadamente a 20m/s. Sin embargo, es recomendable que las instalaciones donde se maneje tengan cuartos ventilados para disipar posibles fugas [4].

Los sentidos humanos no pueden detectar una fuga de hidrógeno. En la práctica industrial y durante 40 años de uso, se han empleado sensores electrónicos que actúan mucho más rápido y de mejor manera ante una fuga [4].

Para que una explosión por hidrógeno se presente, se debe encontrar en presencia de un oxidante como el oxígeno puro en concentraciones de al menos 10 % o 41% de aire. El hidrógeno es explosivo en concentraciones de 18.3 - 59% mientras que el riesgo de explosión de la gasolina se da en concentraciones mucho más pequeñas 1.1 - 3.3%. El hidrógeno requiere de una temperatura mayor que la requerida por combustibles comunes para su ignición [4].

El hidrógeno no es tóxico ni venenoso, no contamina el agua, los mantos freáticos, ni el aire. Bajo condiciones atmosféricas estándar (20 °C y 1 atm), se presenta en estado gaseoso. (Sin embargo, las condiciones normales son llamadas NTP y se consideran a 0°C y 1 atmósfera) [4].

En el caso del hidrógeno líquido (cualquier líquido criogénico, el hidrógeno se licua por debajo de los $-252\text{ }^{\circ}\text{C}$), puede causar graves quemaduras si entra en contacto con la piel. Por tal motivo, el manejo de hidrógeno criogénico requiere el uso de tanques extra-reforzados y perfectamente aislados de doble pared, donde en situaciones de fuga, la primera reacción que sufre el hidrógeno es gasificarse, lo cual disminuye, en cierta medida, las lesiones por contacto.

Todo combustible es capaz de liberar una cantidad determinada de energía cuando reacciona con el oxígeno. La tabla 1.1 muestra valores comparativos entre distintos combustibles. El valor calorífico representa la cantidad de energía disponible de cada combustible por unidad de masa.

Tabla 1.1. Contenido energético por unidad de masa para diversos combustibles [4].

Combustible	Valor calorífico máximo (kJ/g)	Valor calorífico mínimo (kJ/g)
Hidrógeno	141.86	119.93
Metano	55.53	50.02
Gasolina	47.5	44.5
Diesel	44.8	42.5

La densidad de energía del hidrógeno es baja, lo que implica que para almacenar grandes volúmenes de hidrógeno se necesitan tanques de mayor tamaño en comparación con los que necesitan otros combustibles para almacenar la misma energía. Sin embargo, su contenido energético por unidad de masa es mucho mayor que cualquier otro combustible ya que es muy ligero, es por esta razón que se utiliza como combustible para vuelos espaciales [4].

1.1.3. Normas para el manejo del hidrógeno

En México no se han desarrollado normas en materia de hidrógeno, sin embargo en la práctica, las empresas que manejan hidrógeno en México utilizan normas internacionales

Las normas dictan los lineamientos a seguir para el diseño y construcción de instalaciones seguras. Actualmente, el Comité de Hidrógeno de la Organización Internacional de Normalización (ISO) trabaja con el fin de desarrollar normas referentes a sistemas y dispositivos de producción, almacenaje, transporte, medida y manejo del hidrógeno. Este comité es reconocido mundialmente como una entidad responsable del desarrollo de normas, códigos y guías generales en el campo de las tecnologías del hidrógeno.

Algunas de las normas ISO que se tienen respecto al uso del hidrógeno son [4]:

ISO/DIS 13985.3 referente al hidrógeno líquido. Tanques para vehículos terrestres.

ISO/CD 13986 referente a tanques de transporte multimodal para hidrógeno líquido

ISO/DIS 17268 referente al hidrógeno gaseoso. Conectores para carga de combustible para vehículos terrestres.

ISO/DIS 15869. 1/2/3/4/5 referente al hidrógeno gaseoso y mezclas. Tanques de combustibles para vehículos terrestres

ISO/WD 20012 referente al hidrógeno gaseoso. Estaciones de abastecimiento, generadores de hidrógeno usando tecnologías de procesamiento de combustible.

ISO/CD 16110.1/2 referente a generadores de hidrógeno usando tecnologías de procesamiento de combustible

ISO/CD 22734 referente a generadores de hidrógeno que emplean procesos de electrolisis del agua

ISO/WD 16111 Dispositivos transportables para almacenamientos de gas. Absorción reversible de hidrógeno en hidruros metálicos.

ISO/14687:1999/AWI Amd.1 referente a hidrógeno combustible. Especificación del producto.

Conocer los principios generales de seguridad en el manejo de hidrógeno y los riesgos que implica el diseño de instalaciones y proyectos es muy importante, sobre todo en lo referente a los nuevos usos del hidrógeno. El conocimiento de las variables relacionadas a la contribución de posibles contingencias potenciales es el punto de partida en la seguridad, en el manejo y uso del hidrógeno en cualquier instalación.

1.2. Economía del hidrógeno

Se apunta de forma insistente desde las administraciones públicas a la necesidad de preparar una transición controlada hacia una nueva forma de producción y consumo energético que sea limpio, seguro y fiable [5, 7].

Una de las respuestas es el uso de hidrógeno como fuente de energía y su transformación en electricidad por medio de las llamadas celdas de combustible formando la denominada economía del hidrógeno. La economía de hidrógeno es un modelo económico energético, en la cual se contempla al hidrógeno como generador de energía, para su uso básico, sobre todo, en aplicaciones estacionarias y de medios de transporte [5, 7].

Así el término responde a una visión de futuro donde este gas, generado de forma limpia y económica, serviría para alimentar el grueso de las necesidades energéticas de la sociedad. Esta propuesta reduciría la dependencia actual sobre los combustibles fósiles, ya que el hidrógeno podría ser generado a partir de otras fuentes primarias como las renovables o la nuclear llevando a una mayor independencia y autonomía energética de las diferentes regiones del mundo y una mayor equidad. Igualmente, se disminuiría la contaminación atmosférica y la emisión de gases de efecto invernadero, puesto que el único residuo generado por una celda de combustible es el vapor de agua [5].

1.3. Tecnología del hidrógeno

Los principales elementos que contempla la tecnología de hidrógeno son [6]:

Producción

Almacenamiento

Distribución

Aplicaciones tecnológicas

Normas estándares y educación

Estos elementos básicos en conjunto y debido a su estrecha relación forman el concepto de la tecnología del hidrógeno.

Un diseño efectivo de la implementación de los sistemas de energía basada en el hidrógeno requiere un enfoque de un “sistema integrado” ya que la compleja dependencia entre los diversos componentes del sistema producción, almacenamiento, distribución y aplicación final. Estos aspectos determinarán cuales son los asuntos que deberán recibir prioridad y especial atención [6].

Todos los segmentos individuales de la tecnología del hidrogeno así como el sistema integrado de la economía del hidrógeno involucran muchos retos intersectoriales. Estos retos incluyen la seguridad, construir las relaciones gobierno-industria para la demostración y comercialización de la tecnología, mantener fuertes programas de investigación y desarrollo en la áreas de ciencia y tecnología, e implementar políticas públicas efectivas [6].

La coordinación entre el gobierno y la industria sobre los sistemas de producción del hidrógeno deberán estar enfocados sobre todo a la reducción de costos de producción y al mejoramiento de la eficiencia de los sistemas de producción existentes. Inicialmente los esfuerzos deberán estar enfocados sobre el mejoramiento de los procesos comerciales existentes, como la reformación del metano o la electrólisis. Y el desarrollo deberá ser continuo conforme avancen las técnicas de producción con algunas otras tecnologías como los métodos biológicos y a la producción a partir de fuentes de energía renovables como la solar, eólica o la biomasa [6, 9].

También existe la necesidad de crear una enorme infraestructura de distribución para soportar el desarrollo esperado de la producción, almacenamiento y aplicación del hidrógeno. Los esfuerzos iniciales deberán estar enfocados sobre el desarrollo de mejores componentes de los existentes sistemas de distribución, como sensores de hidrógeno, materiales para las líneas de distribución, compresores, mangueras de alta presión. Los problemas de costos seguridad y confiabilidad deberán influir en la

planeación, diseño y desarrollo de las centrales de producción y los sistemas de distribución, es decir los componentes de la infraestructura de producción y suministro deberán también estar relacionados con las aplicaciones de uso final del hidrógeno, estaciones de abastecimiento y parques de producción [6].

El almacenamiento del hidrógeno es un punto clave en el desarrollo de la tecnología del hidrogeno. La coordinación del gobierno y la industria deberán enfocar los esfuerzos sobre la reducción de costos, el mejoramiento de las tecnologías comerciales existentes y el desarrollo de materiales avanzados, incluyendo la compresión del hidrógeno gaseoso y líquido así como la exploración de las tecnologías de almacenamiento que involucran los materiales avanzados como son los hidruros metálicos de peso ligero y los nanotubos de carbono [6].

Finalmente se deberá desarrollar el plan de tal forma que los consumidores puedan utilizar el hidrógeno como fuente de energía ya sea para transportación, energía eléctrica o para cualquier otra aplicación tecnológica que se logre desarrollar. Los problemas de costo y desempeño asociados a los sistemas de energía del hidrógeno deberán ser tratados en conjunto con la conciencia y aceptación del cliente. Los puntos clave de las demandas del cliente incluyen, seguridad, asequibilidad y la amigabilidad con el ambiente [6].

1.3.1. Tecnologías de producción del hidrógeno

El hidrógeno puede ser producido por una variedad de fuentes, incluyendo combustibles fósiles como el gas natural, carbón. o fuentes de energía renovables (biomasa, solar, eólica, hidroeléctrica). Hay una gran variedad de procesos tecnológicos que se pueden utilizar en la producción de hidrógeno: químico, biológico, electrolítico, foto electrolítico, termoquímico. El grado de desarrollo para cada tecnología de producción es diferente, y cada una ofrece diferentes oportunidades y beneficios [7, 11].

1.3.1.1. Métodos de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles

Los métodos para la obtención de hidrógeno mediante combustibles fósiles se realizan mediante procesos químicos del gas natural y/o carbón [7, 11, 12].

El hidrógeno se puede producir a partir de gas natural por tres procesos químicos diferentes: El reformado de vapor, la oxidación parcial de gas natural y el reformado autotérmico [12].

También se puede producir hidrógeno a partir de carbón a través de una variedad de procesos de gasificación. La conversión del carbón en gas se ve favorecida a altas temperaturas. El hidrógeno producido a partir de carbón es comercialmente viable, pero es más complicado que a través de gas natural. El costo de producción es también superior, pero como el carbón es bastante abundante en muchas partes del mundo, se ha investigado en el desarrollo de esta tecnología [11, 12].

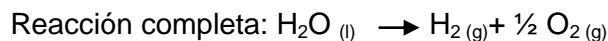
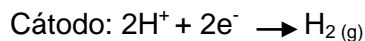
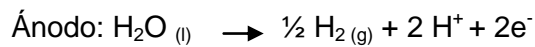
1.3.1.2. Producción de hidrógeno mediante electrolisis del agua

La electrólisis del agua es un proceso en el cual la molécula del agua o de un electrolito que se encuentra en una solución conductora se separa o fragmenta en hidrógeno y oxígeno a través de la aplicación de la energía eléctrica proveniente de una fuente externa a través de electrodos llamados cátodo y ánodo.

En la electrólisis alcalina la energía total que se necesita para la electrólisis del agua aumenta lentamente con la temperatura, mientras que la energía eléctrica requerida disminuye.

Este método de producción de hidrógeno es uno de los procesos alternativos más convenientes ambientalmente [7, 13]. Un importante factor a considerar son los recientes desarrollos en energías primarias a la electrolisis del agua, como la fotovoltaica o la eólica [3, 8].

Un electrolizador es una celda electrolítica donde se lleva a cabo una reacción química no espontánea, en estos ocurre una reacción electroquímica a medida que se alimenta energía eléctrica por una fuente externa, esto con el fin de separar la molécula del agua en sus dos elementos que son hidrógeno y oxígeno [13]. Las reacciones electroquímicas que ocurren en el electrolizador son las siguientes [13]:



Los electrolizadores alcalinos son los más utilizados comercialmente, y emplean como electrolito una disolución alcalina, que regularmente son disoluciones de hidróxido de potasio (KOH). Las recientes investigaciones sobre la electrolisis se dirigen al desarrollo de electrolizadores de membrana de intercambio protónico [7]; aunque también existen líneas de investigación sobre métodos electrolíticos no convencionales como la electrolisis de vapor a alta temperatura (900- 1000 °C). Otro método que está en desarrollo y en el que existe un especial interés es la producción mediante la fotoelectroquímica, que es capaz de dividir la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno, usando sólo la luz solar, sin cableado o convertidores externos como es el caso de la fotovoltaica [7].

En el caso de electrolitos alcalinos, la reacción bruta, se puede representar por:



Para que el proceso se produzca a concentración constante de electrolito, se debe bombear constantemente electrolito nuevo a la celda. El cátodo y el ánodo se encuentran separados por un diafragma que es permeable a los iones, pero impermeable a los gases. Los gases que se producen se conducen para su purificación y almacenamiento fuera del espacio de los electrodos, en la figura 1.1 se muestra el esquema de un electrolizador alcalino [13].

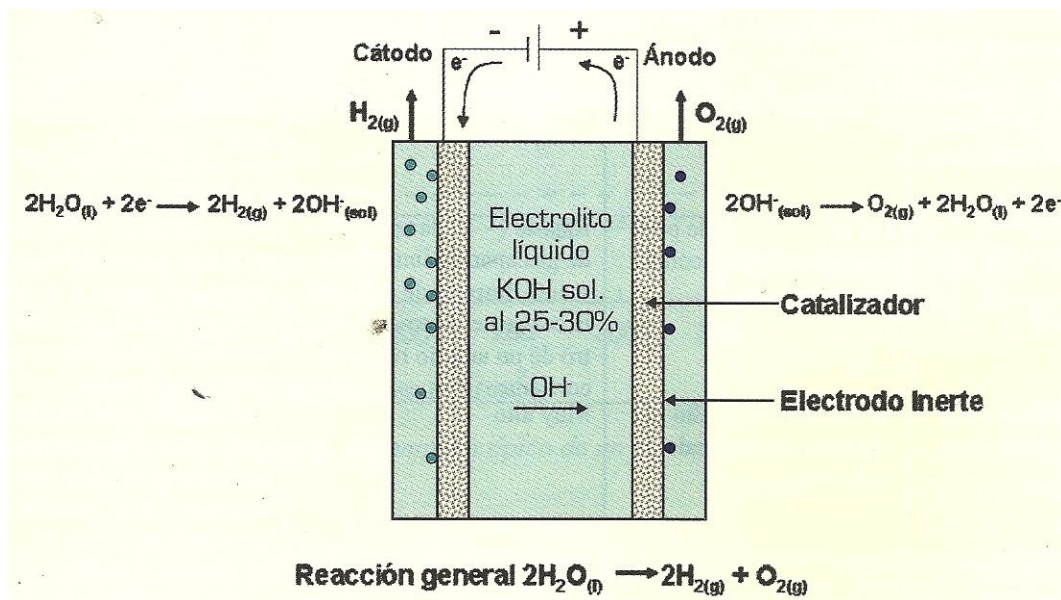


Figura 1.1 Esquema de un electrolizador alcalino [13].

1.3.1.2.1. Electrolizadores comerciales

Los electrolizadores comerciales están conformados como un stack o apilamiento de celdas electrolíticas técnicamente optimizadas e interconectadas para obtener hidrógeno gaseoso y oxígeno a partir del agua (H_2O) por el fenómeno de electrólisis. Los productos de salida son gases y calor, sin ningún residuo contaminante. Estos dispositivos son capaces de utilizar cualquier fuente de energía eléctrica (solar, viento, red eléctrica) para producir hidrógeno y oxígeno.

Una instalación electrolítica para la producción industrial de hidrógeno consta principalmente de:

- Una instalación rectificadora de corriente alterna para la obtención de corriente continua

- Un bloque de celdas electrolíticas interconectadas.

- Instalaciones para purificar el agua.

- Instalaciones para preparar y bombear constantemente el electrolito.

Instalaciones para la refrigeración y el lavado de los gases.

Los catalizadores para purificar el H₂ y el O₂

Las instalaciones de secado y almacenamiento.

Muchos de los fabricantes de electrolizadores consideran todos estos requerimientos técnicos y los colocan en sus productos finales, ofreciendo de este modo, sistemas completos de producción de hidrógeno en el mercado.

Actualmente se emplean tres tipos de electrolizadores industriales. Dos de los cuales requieren el uso de una solución acuosa, de hidróxido de potasio (KOH), que se emplea por su alta conductividad. Este tipo de electrolizadores se conoce como electrolizadores alcalinos. Estos pueden ser monopolares o bipolares [4,13].

El electrolizador monopolar presenta una estructura parecida a la de un tanque, cuenta con varias celdas cuyos electrodos se conectan en paralelo. Se coloca una membrana entre el ánodo y el cátodo que separa al hidrógeno y al oxígeno como gases de producto pero permite el paso de los iones formados.

En el diseño bipolar las celdas se conectan en serie, de este modo el hidrógeno se produce en un extremo de la celda y el oxígeno en el extremo opuesto, también es necesaria una membrana que separe los electrodos.

El tercer tipo de electrolizador es del tipo (Solid Polymer Electrolyte-SPE) cuyos componentes y funcionamiento se muestran en la figura 1.2, o también conocido como Membrana de Intercambio Protónico (PEM), del inglés Proton Exchange Membrane. En esta unidad, el electrolito es una membrana sólida conductora de iones, a diferencia del medio acuoso que usan los electrolizadores alcalinos. La membrana sólida también permite la transferencia de iones H⁺ desde el ánodo hacia el cátodo que es donde se obtiene el hidrógeno, también separa a los gases de hidrógeno y oxígeno formados para poder almacenarlos por separado externamente [4,13].

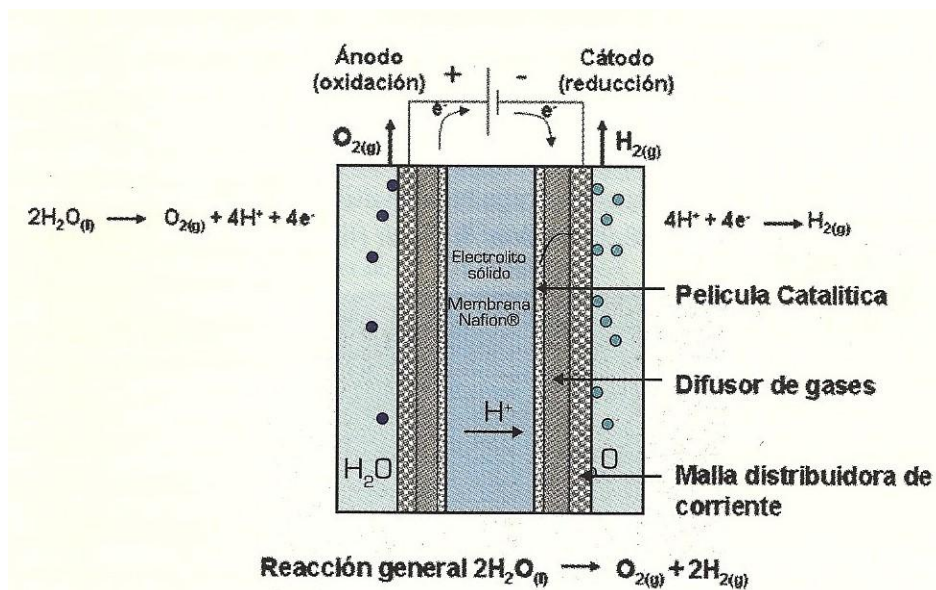


Figura 1.2 Esquema de un electrolizador PEM [13].

La electrólisis alcalina del agua es la tecnología más utilizada en la producción de grandes cantidades de hidrógeno. En un electrolizador alcalino, el hidrógeno producido tiene una pureza de casi 100% a bajas presiones. Pero si aún contiene humedad u oxígeno mezclados, estos deben ser removidos antes de almacenarlo. El inconveniente de este sistema es el limitado tiempo de vida de las membranas y sus principales ventajas son su mayor seguridad, un diseño más compacto y operar a presiones y temperaturas mayores [13].

En un proceso ideal, el consumo de energía que se requeriría para producir hidrógeno con un 100% de eficiencia eléctrica es aproximadamente de 39.37 kWh/kg (con base en el valor calorífico mínimo). Uno de los retos actuales en la producción de hidrógeno vía electrólisis es lograr que las eficiencias totales de los procesos se acerquen a un 80%, incluyendo la compresión del gas hasta al menos 6000 psig (413 bar o 41.3 Mpa) con consumos promedio de 50 kWh/kg [4].

1.3.1.3. Gasificación de biomasa con posterior conversión

En el proceso de conversión de biomasa, el hidrógeno se produce de manera similar que a partir de carbón por gasificación. No existen plantas comerciales que produzcan hidrógeno a partir de biomasa.

La biomasa, al ser renovable, es una de las fuentes más prometedoras debido a que la biomasa tiene un mayor contenido en volátiles (70-86% en base seca) que el carbón (hasta un 30%). “Los estudios más avanzados se basan en su gasificación combinada con conversión basada en la reacción de desplazamiento de monóxido de carbono, la primera etapa consiste en la pirolisis de la gasificación, la cual juega un papel muy importante con la biomasa, además se realiza un craqueo térmico en la fase gaseosa formada, el cual reduce los niveles de alquitrán, y que gasifica en la segunda etapa del proceso mediante reacciones con oxígeno, vapor e hidrógeno, y parte del alquitrán sin convertir puede quemarse para liberar el calor necesario para las reacciones de pirolisis endotérmicas” [3, 7].

1.3.1.4 Otros métodos en desarrollo

Existen también, algas y bacterias fotosintéticas que son capaces de producir hidrógeno bajo determinadas condiciones. Los pigmentos en las algas absorben la energía del sol y las enzimas de la célula actúan como catalizadores para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno [7].

1.3.1.4.1 Fotelectrolisis

Los sistemas fotovoltaicos ofrecen una mayor flexibilidad, produciendo energía desde las celdas fotovoltaicas e hidrógeno desde el electrolizador. La fotelectrolisis directa representa una alternativa avanzada a la anterior, uniendo los dos sistemas en un único aparato [3].

Los esfuerzos fundamentales y aplicados de la investigación y desarrollo en lo referente a la ciencia e ingeniería de los materiales y a la ingeniería de sistemas para las células foto-electroquímicas se están emprendiendo por todo el mundo. Estas celdas emplean los dispositivos de películas finas de cristal sumergidos en agua y en el uso de los catalizadores fotosensibles del polvo suspendidos en agua.

Para avanzar en la tecnología de las celdas fotoelectroquímicas es necesario un progreso en la ciencia e ingeniería de los materiales semiconductores dopados. Es muy importante mejorar los materiales de los fotoelectrodos para mejorar la eficiencia y resistencia a la corrosión.

1.3.1.4.2. Producción fotobiológica

Esta producción de hidrógeno está basada en dos etapas: fotosíntesis y la producción catalizada de hidrógeno por hidrogenasas (enzimas) en las algas verdes por ejemplo. las algas y bacterias fotosintéticas son capaces de producir hidrógeno bajo determinadas condiciones. Los pigmentos en las algas absorben la energía del sol y las enzimas de la célula actúan como catalizadores para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno, aún se necesitan muchos estudios en esta área [3, 7].

1.4. Escalas de producción de hidrógeno

Respecto a las capacidades de las plantas de producción de hidrógeno se tiene la clasificación de tres escalas diferentes, las cuales son, plantas de estación central, plantas de mediano tamaño, y plantas distribuidas (semejantes a una gasolinera). Plantas de estación central se supone que tienen una capacidad de producción de hidrógeno de 1, 200, 000 kg por día (kg/día) y para operar con un 90 por ciento o más alto factor de capacidad, por lo tanto producen en promedio 1,080, 000 kg/día; las plantas de mediano tamaño se supone que tienen una capacidad de producción de hidrógeno de 24,000 kg / día; operando con un factor de capacidad del 90 por ciento, que producen un promedio de 21,600 kg/día, finalmente las plantas distribuidas tienen diferentes capacidades de producción correspondientes a los diferentes factores de capacidad[43]. Las que operan con un factor de capacidad de 90 por ciento se supone que tienen una capacidad de producción de 480 kg H₂/día, produciendo en promedio 432 kg H₂/día. Aquellos que operan con factores de menor capacidad se supone que tienen la capacidad de producción más grandes, de modo que cada unidad distribuida produce un promedio de 432 kg de H₂ [8].

1.4.1. Producción centralizada de hidrógeno

La producción industrial a gran escala de hidrógeno a partir de recursos de energía fósil es una tecnología comercial para propósitos industriales, pero aún sin utilidades debido a la falta de un mercado masificado de este producto. El potencial de la producción a gran escala es que tiene un relativo bajo costo por unidad, no obstante, las de tamaño mediano pueden reducir sus costos hacia las de gran tamaño. Las opciones de captura y almacenamiento de CO₂ no están técnica y comercialmente desarrolladas. Es importante reducir el costo, incrementar la eficiencia de la planta y flexibilidad de las operaciones [4, 8].

Se necesita investigación y desarrollo para la purificación de hidrógeno y la separación de gases. Esto implica el desarrollo de la catálisis, adsorción de materiales y membranas de separación de gases para la purificación de hidrógeno. El hidrógeno y la energía pueden ser producidos en plantas con ciclos combinados de gasificación. Estas plantas son la solución más avanzada y eficaz, donde se elimina el carbón del combustible y el hidrógeno se produce en un proceso de pre-combustión.

La producción centralizada de hidrógeno requiere una gran demanda del mercado, así como la construcción de una nueva transmisión de hidrógeno e infraestructura de distribución [4].

1.4.2. Producción distribuida de hidrógeno

La producción distribuida de hidrógeno se basa en la electrolisis del agua y en el proceso del gas natural. El beneficio puede ser que se reduce la necesidad de transportar hidrógeno combustible y de la construcción de nuevas infraestructuras. La producción distribuida puede utilizar las infraestructuras existentes como la de gas natural o agua y energía eléctrica. El costo de producción es mayor para una pequeña capacidad y la eficacia es probablemente menor que para las plantas centralizadas [4, 8].

1.5. Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno

En la actualidad existen distintas formas de almacenar hidrógeno, tanto para aplicaciones estacionarias como para el sector del transporte las cuales son: en forma gaseosa, líquida o mediante adsorción en sólidos porosos, su elección depende de diferentes factores como el uso final de la densidad energética requerida la cantidad a almacenar y la duración del almacenamiento, además de los costos de mantenimiento y operación de la instalación [4, 7].

Para conseguir que se generalice el uso del hidrógeno como vector energético, se debe lograr su transporte y almacenamiento de forma económica. Esto supone un considerable cambio con respecto al transporte y almacenamiento de los combustibles fósiles convencionales, debido a la baja densidad energética del hidrógeno [4, 7].

1.5.1. Almacenamiento en forma gaseosa

El gas comprimido es la solución más simple de almacenamiento, ya que solo se requiere de un compresor y contenedores a presión. Su desventaja es la baja densidad de energía en su almacenamiento si no se cuenta con contenedores a alta presión. A mayores presiones mayor densidad de energía almacenada, lo cual implica sistemas más robustos y mayores costos de operación.

1.5.2. Almacenamiento en forma líquida

El almacenamiento de hidrógeno en estado líquido se realiza en recipientes criogénicos, en esos requiere alcanzar temperaturas muy bajas (21.2 °K), haciendo inevitable su pérdida por volatilización incluso empleando las mejores técnicas de aislamiento [7].

Además, el alto consumo energético asociado al enfriamiento, hace que esta opción no resulte viable en la práctica, sobre todo desde el punto de vista económico, no así, en aquellas aplicaciones donde el costo de hidrógeno no sea un factor crítico y éste sea consumido en cortos periodos de tiempo como en aplicaciones aeroespaciales [7].

El mayor reto del almacenamiento líquido es evitar el calentamiento y cualquier calentamiento mínimo puede provocar su evaporación. Debido a esto, se debe prestar particular atención a las fuentes de calor a las que pueda quedar expuesto, que van desde procesos mecánicos hasta el propio medio ambiente.

1.5.3 Almacenamiento en sólidos (hidruros metálicos)

Numerosos metales de transición, y sus aleaciones, pueden ser utilizados para almacenar hidrógeno en forma de hidruros metálicos (sólidos). Estos hidruros se forman por reacción con hidrógeno, siendo éste absorbido en la estructura metálica, y pudiendo ser desorbido gracias a pequeñas variaciones de presión [7].

Además, de la dificultad que supone el intentar reducir la temperatura y presión de desorción de los hidruros, esta alternativa presenta un serio problema respecto a el elevado peso del sistema de almacenamiento como consecuencia de los bajos niveles de retención de hidrógeno que se consiguen [7].

1.5.4. Adsorción en sólidos porosos (nanoestructuras de carbono)

Se ha planteado la posibilidad del almacenamiento de hidrógeno mediante adsorción en un sólido porosos, es decir en nanoestructuras de carbono con elevada superficie específica (fibras, nanotubos y carbones activos), lo que presentaría la ventaja de ser una forma más segura y sencilla de manejar el hidrógeno, reduciéndose drásticamente la presión necesaria para su almacenamiento [7].

1.5.5. Otros métodos de almacenamiento de H₂ en desarrollo

Además, se están desarrollando estudios con dos familias de nuevos materiales con potenciales aplicaciones en procesos de separación y almacenamiento de hidrógeno: estructuras organometálicas porosas isoreticulares (IRMOFs) y materiales organosilíceos periódicos mesoestructurados (PMOs). Así también, se trabaja en la predicción de las

propiedades relacionadas con el almacenamiento de hidrógeno de estos materiales mediante estudios de simulación molecular, y su verificación mediante la obtención de los datos experimentales respecto a la cinética y el equilibrio de adsorción de hidrógeno [7].

La densidad de energía del H₂ es una consideración importante en este aspecto. Por ejemplo, si el hidrógeno debe entregarse lejos de la fuente de producción (hasta 100 km), su estado líquido sería tal vez la mejor opción. La mayor densidad de energía como líquido implica el uso de un solo tráiler en lugar de 20 llevando gas comprimido.

La cantidad a ser almacenada es la consideración más importante puesto que los costos de operación por kg de H₂ son generalmente menores para una mayor cantidad de unidades de almacenamiento. Para hidrógeno líquido, los niveles de evaporación por calentamiento son inversamente proporcionales al tamaño del tanque de almacenaje, por lo que los tanques mayores tendrán menores niveles de evaporación. Para pequeñas cantidades de almacenamiento es recomendable usar gas comprimido.

No es recomendable el empleo de hidrógeno líquido o gaseoso por largos periodos de almacenamiento debido a las pérdidas y costos de operación, previamente señalados, en los que se incurre. Es recomendable utilizar el H₂ generado, lo más rápidamente posible, reduciendo al máximo la necesidad de almacenarlo. En el peor de los casos, es mejor no producirlo.

1.6. Compresión del H₂

Al comprimir un gas, este reduce su volumen de acuerdo al recipiente de almacenamiento, de este modo es posible almacenar una mayor cantidad de energía por unidad de volumen. Es decir, el proceso de compresión permite utilizar eficientemente los volúmenes de almacenaje con que se cuente, lo cual representa una ventaja, ya que se reduce el espacio necesario para el almacenamiento, aumentando a su vez la propiedad del gas en cuanto a su contenido energético lo cual da un valor agregado al producto y reduce costos de operación.

Existen compresores tipo estándar axial, radial y de pistón recíprocante, los empaques son el elemento más delicado debido a la fricción a la que son sometidos y a las propiedades ya mencionadas de dispersión del H₂ [4].

Los compresores de pistón recíprocante pueden ser de capacidades mayores a 11,200 kW (15,000 hp) y pueden manipular flujos de 890 kg/h a presiones arriba de 25 MPa (3,600 psig). Los compresores axiales se utilizan para 6,400-89,000 kg/h. Una ventaja de estos es que se pueden acoplar en una sola flecha mecánica, pero tienen eficiencias solo hasta del 50%. Una alternativa es la compresión electroquímica, la cual conlleva una reducción en costos y mayor seguridad por ser un sistema no mecánico [4].

El almacenamiento de gas comprimido presenta dos riesgos intrínsecos. Primero, cualquier sustancia almacenada a altas presiones implica un riesgo, no importa si se trata de un gas inerte o hidrógeno. Segundo, si un tanque de presión presenta una fuga, el hidrógeno se esparcirá rápidamente en gran cantidad, sin embargo, la posibilidad de que se concentre en cantidad suficiente para ser peligroso es menor. [7].

Para estaciones de llenado, se puede utilizar 2 tipos de llenado de vehículos. El rápido por medio de despachadores y compresión. El lento, para llenado durante toda la noche, tomando el hidrógeno desde el almacenamiento y sin utilizar compresores. Esto implica ahorro de energía y es ideal para flotillas de reparto. Pueden combinarse ambos métodos.

1.7. Transporte de H₂

Se puede transportar H₂ como gas comprimido o como líquido criogénico. El método más barato de transporte depende de la cantidad que se entregue y la distancia requerida. Así, los métodos más usados para transportación son: trailer, tren, barco y tubería.

El gas comprimido se puede transportar usando cilindros de alta presión, trailers con tanque o tuberías. Si se requiere transportar hidrógeno como gas, se debe comprimir a grandes presiones para maximizar las capacidades de los tanques de transporte. Los cilindros para gas a altas presiones son del orden de 40 MPa (5,800 psig) y pueden llevar 38 kg de hidrógeno cada uno. Sin embargo, la utilización de estos cilindros resulta cara y de difícil manejo.

Los trailers o remolques para tanques cuentan con varios cilindros de acero montados en una estructura, los cuales pueden transportar desde 63 hasta 460 kg de hidrógeno, dependiendo de su capacidad. Las presiones de operación para este caso son: 20-60 MPa (2,900-8,700 psig). Dado que el hidrógeno es producido en forma gaseosa y sus aplicaciones suelen requerir que se encuentre en este estado, la vía más simple podría ser su almacenamiento a alta presión. Este tipo de almacenamiento (presiones superiores a 20 MPa; por ejemplo, en México, el H₂ se almacena a no más de 3,000 PSIG, para distribución en la industria), requiere que los depósitos sean pesados y voluminosos [7].

Es importante mencionar que en México, es la única manera en la que actualmente se transporta. Cuando se compara esta alternativa frente al empleo de otros combustibles, el almacenamiento de hidrógeno gaseoso en recipientes a alta presión no resulta competitivo debido a su baja densidad y al elevado costo de los contenedores a presión (cilindros o tubos) y del propio proceso de compresión del hidrógeno.

1.8. Tecnologías de conversión del hidrógeno

La etapa de conversión del hidrógeno considera y se refiere al componente tecnológico y su aplicación dentro de alguna actividad humana referente al uso de energía como medios de transporte y aplicaciones domésticas. En la actualidad, esta tecnología tiene muchas aplicaciones, ya que las celdas de combustible pueden utilizarse en cualquier situación en la que se requiera de una fuente eléctrica (la naturaleza de la corriente producida por las celdas de combustible, no representa dificultad, ya que puede utilizarse la electrónica de potencia para convertir la corriente directa en corriente alterna), independientemente de la escala de la aplicación.

Para el caso de este proyecto la etapa de conversión se refiere a la aplicación de celdas de combustibles de hidrógeno en autobuses en el transporte público.

Por último mencionaremos que la tecnología del hidrógeno aplicada a las celdas de combustible ha llegado para darle un nuevo impulso a la renovada industria de la energía alterna. Esto debido a que el gran problema de dicha industria era la intermitencia del sol o del viento, problema que pretendió resolverse mediante el uso de bancos de baterías

para su carga y recarga, solución que por razones obvias resulta inviable a gran escala, no así la producción de hidrógeno, que combinado con la tecnología de las celdas de combustible resulta ser la solución para los problemas de intermitencia de los sistemas de gran escala.

1.8.1. Celdas de combustible

La primera celda de combustible fue construida en 1839 por Sir William Groove, un juez y científico galés que demostró que la combinación de hidrógeno y oxígeno generaba electricidad además de agua y calor [2, 10]. El verdadero interés por la utilización de celdas de combustible como un generador de energía fue a comienzos de los años sesentas , cuando el programa espacial de los Estados Unidos seleccionó las celdas de combustible para proporcionar electricidad y agua a las naves espaciales Gemini y Apollo [10].

Una celda de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química de una reacción directamente en energía eléctrica. Consiste en la producción de electricidad mediante el uso de elementos químicos, que usualmente son hidrógeno y oxígeno, donde el hidrógeno actúa como combustible, y el oxígeno es obtenido directamente del aire [10].

Estas celdas no se agotan como lo haría una batería, ni precisan recarga, ya que producirán energía en forma de electricidad y calor mientras se les provea de combustible (hidrógeno). En la práctica, la corrosión y la degradación de materiales y componentes de la celda pueden limitar su vida útil [10].

La corriente eléctrica que se genera en la celda de combustible es directa, o sea que es una corriente similar a la de las baterías. Las celdas de combustible tienen un tiempo de vida de aproximadamente 40,000 horas.

1.8.2. Funcionamiento de las celdas de combustible

La manera en que opera una celda electroquímica consistente en dos electrodos, un ánodo y un cátodo, separados por un electrólito. El oxígeno proveniente del aire pasa sobre un electrodo y el hidrógeno gas pasa sobre el otro [10].

Cuando el hidrógeno es ionizado en el ánodo se oxida y pierde un electrón; al ocurrir esto, el hidrógeno oxidado (ahora en forma de protón) y el electrón toman diferentes caminos migrando hacia el segundo electrodo llamado cátodo. El hidrógeno lo hará a través del electrólito mientras que el electrón lo hace a través de un material conductor externo. Al final de su camino ambos se vuelven a reunir en el cátodo donde ocurre la reacción de reducción o ganancia de electrones del oxígeno gas para formar agua junto con el hidrógeno oxidado. Así, este proceso produce agua, corriente eléctrica y calor [10].

También pueden ser usados otros tipos de combustibles que contengan hidrógeno en su molécula, tales como el gas metano, metanol, etanol, gasolina o diesel entre otros [10].

Debido a que las celdas no tienen partes en movimiento son muy silenciosas. Sumado a todo esto hay que agregar que la celda de combustible no usa la combustión como mecanismo de generación de energía, lo que la hace prácticamente libre de contaminación [10].

1.8.3. Tipos de celdas de combustible

Las celdas de combustible se clasifican según el tipo de medio conductor de la carga iónica (electrolito) dentro de la celda. También se pueden clasificar según la temperatura de trabajo a la que funcionen [10, 14]. Los tipos de celdas de combustible son Celda de combustible con electrolito de membrana polimérica. (PEMFC), Celda de combustible alcalina. (AFC), Celda de combustible de ácido fosfórico. (PAFC), Celda de combustible de óxido sólido. (SOFC), Celda de combustible de carbonatos Molten. (MCFC), Celdas de combustible de alcohol directo. (DAFC), Celdas de combustible aire-zinc. (ZAFC), Celdas de combustible cerámicas. (PCFC), Celdas de combustible biológicas (BFC), en la tabla 1.2 se muestran las principales características de los tipos de celdas de combustibles [13].

Existen otros tipos de celdas de combustible que no tienen electrolito acuoso. Ellas son las celdas de ácido fosfórico (PAFC) que utilizan el ácido concentrado, las celdas de carbonato fundido (MCFC), que utilizan como electrolito una mezcla eutéctica de carbonatos de sodio, litio y potasio y las celdas de óxido sólido (SOFC), en donde el electrolito es un cerámico conductor de iones óxido. Este tipo de celdas de combustible sobre todo las que trabajan a alta temperatura se utilizan mas para la generación estacionaria de electricidad, o sea, estaciones de generación eléctrica para suministro de edificios de todo tipo y otros servicios [10, 14, 15].

Tabla 1.2. Características más importantes de los tipos de celdas de combustible [15].

Celda	PEMFC	DAFC	SOFC	AFC	PAFC	MCFC	ZAFC	PCFC	BFC
Combustible	H ₂	CH-OH + H ₂ O	CO, H	H ₂	H ₂	H ₂ /CO	ZnO	CO,H ₂	Carbohidratos
Oxidante	O ₂	O ₂	O ₂	O ₂	O ₂ ,CO ₂	O ₂	O ₂	O ₂	O ₂
Electrolito	Nafion	Nafion	YSZ	KOH	H ₃ PO ₄	Li ₂ CO ₃ , Na ₂ CO ₃	KOH	BCY10	Fosfato
Espesor del electrolito (µm)	50-175	50-175	25-250	N/A	N/A	500-1000	N/A	460	50-1000
Ion	H ⁺	H ⁺	O ₂ ⁻	OH	H ⁺	CO ₃ ²⁻	OH ⁻	O ²⁻	H ⁺
Catalizador en ánodo	Pt	Pt/Ru	Ni/YSZ	Pt Ni	Pt	Ni	Zn	Pt, Ni	Enzima
Plato bipolar	Grafito,	Grafito	LaCrO ₃	N/A	Grafito, titanio, acero inoxidable	Acero inoxidable	N/A	Acero inoxidable	Grafito, titanio, acero inoxidable
Temperatura °C	20-100	20-100	600-1000	20-250	150-220	620-660	700	500-700	20-25
Eficiencia %	58	40	65	64	42	50	60	55-65	40

1.8.4 Celdas de combustible tipo PEM

Estas celdas cuentan con un electrolito de membrana polimérica que además tiene características de aislante eléctrico, evitando un corto circuito entre los dos electrodos. Tienen una temperatura de operación baja, en el rango de 60 a 80 °C, esto permite que el tiempo de puesta en marcha sea rápido. El sistema de sellos, ensamble y operación es menos complicado que otros tipos de celdas.

Las celdas PEM generan altas densidades de energía, característica que las hace atractivas para su aplicación en dispositivos portátiles. Estos sistemas consisten en un electrodo negativo (ánodo), un electrodo positivo (cátodo) y una membrana polimérica que los separa, como se muestra en la figura 1.2.

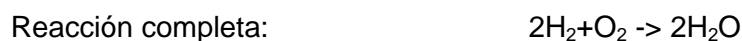
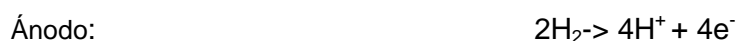
El material del electrolito más empleado en las celdas tipo PEM es el Nafion®, producido por DuPont para aplicaciones espaciales en 1960. Consiste en una membrana de polímero fluorado que tiene alta estabilidad química y térmica y que permite la conducción de iones H⁺. Los electrodos se fabrican de papel o tela de carbón pintados con catalizador y Nafion® líquido [10, 14].

El esqueleto del Nafion es similar al del polímero neutro conocido como teflón y, como este, posee una alta resistencia química y térmica. Las cargas móviles positivas (M⁺) son protones que pueden moverse por el agua que absorbe el polímero y esto hace que la conductividad de la membrana sea similar a la de un ácido concentrado [10]. El Nafion se usa desde entonces como electrolito en electrolizadores y en celdas de combustible. Estas últimas se denominan celdas de combustible de “membrana de intercambio protónico” (PEM) que regularmente son utilizadas en vehículos [15].

Existen además otros materiales similares al Nafion®, como el XUS13204.10, pero con la longitud de las cadenas poliméricas más cortas, con menor resistencia a la conducción de protones y mayor densidad de corriente, sin embargo aún se encuentran en desarrollo.

Existe otro polímero conductor denominado Triazol® que facilita el transporte de protones en condiciones de baja humedad, puede trabajar a una temperatura de 120 °C y tiene alta estabilidad electroquímica. Este tipo de membrana permite desarrollar celdas de combustible para aplicaciones en dispositivos electrónicos portátiles [15,16].

Las reacciones electroquímicas que se llevan a cabo en las celdas tipo PEM son las siguientes [10, 13]:



Esta operación se puede hacer de manera continua si los suministros de componentes se hacen en forma constante y a un régimen de flujo estable. La figura 1.3 muestra el esquema interno de funcionamiento, así como los componentes de una celda tipo de membrana de intercambio protónico (PEM) [17].

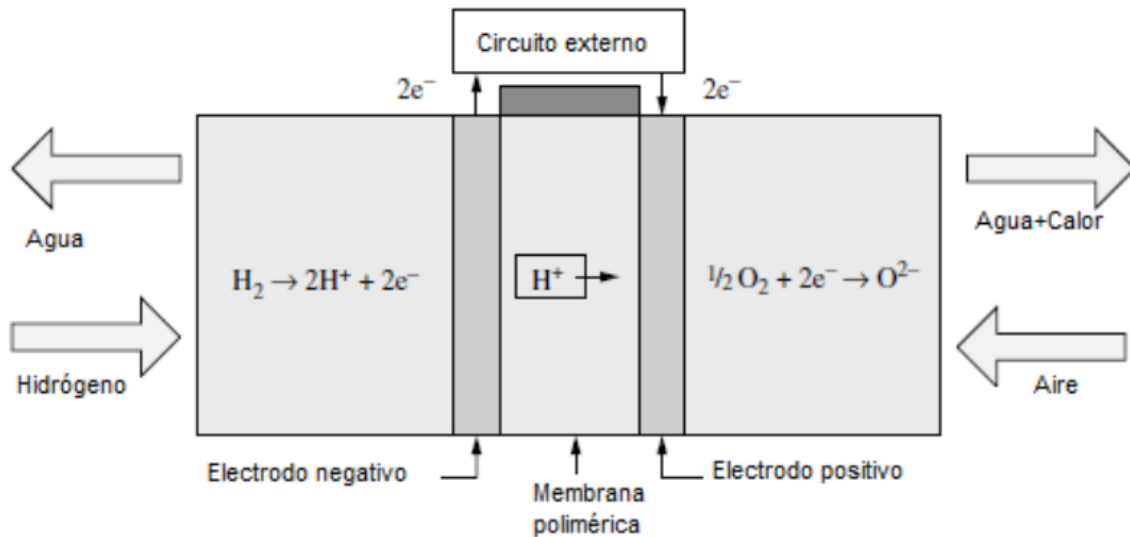


Figura 1.3 Esquema celda de combustible con electrolito de membrana polimérica [17].

1.8 5. Ventajas de la utilización del hidrógeno en celdas de combustible

El uso del hidrógeno como combustible conlleva importantes ventajas comparado con el uso de combustibles fósiles:

No produce contaminación ni requiere necesariamente el consumo de recursos naturales. En el caso ideal el hidrógeno se toma del agua, se oxida y luego vuelve a formar agua. No hay productos secundarios ni tóxicos de ningún tipo que puedan producirse en este proceso [10].

Seguridad. Los sistemas de hidrógeno tienen una historia de seguridad muy impresionante. En muchos casos el hidrógeno es mucho más seguro que el combustible que está siendo reemplazado. Además de dispersarse

rápidamente en la atmósfera, si se fuga, el hidrógeno no es tóxico en absoluto en contraste con otros combustibles.

Eficiencia. Las celdas de combustible convierten la energía química directamente en electricidad con mayor eficiencia que otros sistemas de energía.

Funcionamiento silencioso. Al no tener partes móviles los artefactos impulsados por celdas de combustible casi no generan ruidos.

Larga vida y poco mantenimiento. Aunque todavía no se ha comprobado la extensión de su vida útil, se prevé que tendrán una durabilidad significativamente mayor a la de las máquinas que reemplazan.

Modularidad. Se pueden elaborar celdas de combustible en cualquier tamaño: tan pequeñas como para ser utilizadas en telefonía celular, o tan grandes como para generar energía para abastecer a una comunidad entera. Esta modularidad permite aumentar la energía de los sistemas según los crecimientos de la demanda energética reduciendo drásticamente los costos iniciales.

Las características que brindan a la celda de combustible la ventaja sobre otros sistemas son: muy silenciosa, eficiente y limpia. La celda de combustible no cuenta con partes móviles, de manera que no existe fricción entre sus piezas, por lo tanto es casi completamente silenciosa, característica que en estos días ha resultado revalorada en su importancia [10].

Como ya se señaló, la eficiencia de una celda de combustible resulta muy superior a la de otros sistemas transformadores de energía, actualmente dicha eficiencia en modelos comerciales es del 50% (aunque día con día aparecen nuevos modelos experimentales que presentan eficiencias cada vez más elevadas), cuando la eficiencia de un motor de combustión interna es de 25 a 35 % de eficiencia [2,10]. Los únicos subproductos, resultantes de la generación de electricidad a partir de hidrógeno y oxígeno en una celda de combustible resultan ser únicamente agua pura y calor.

1.8.6. Barreras actuales

Aunque se están realizando importantes avances tecnológicos, la implantación de la tecnología del hidrógeno no es inmediata y requiere aún dar respuesta a importantes retos tecnológicos, económicos y sociales [6, 7].

Desde el punto de vista de la producción del hidrógeno, hay que considerar que los métodos actuales resultan costosos y se basan principalmente en la utilización de combustibles fósiles a altas presiones y temperaturas. Los procesos basados en el uso de fuentes de energía renovable o energía alterna como la nuclear no se encuentran suficientemente desarrollados y a nivel industrial su costo es aún mayor.

Por otro lado, para dar respuesta a una demanda global de este tipo de energía, se necesitaría el desarrollo de un sistema de distribución de hidrógeno similar al que existe hoy en día para los combustibles fósiles [7].

El almacenamiento supone otro reto aún por resolver ya que, debido a su baja densidad energética, se necesitan grandes volúmenes de hidrógeno para alimentar procesos con alta demanda energética. En la actualidad se investiga en el desarrollo de tanques de alta presión, adsorbentes porosos y materiales sólidos como los hidruros metálicos que permitan almacenar cantidades suficientes de este compuesto en espacios reducidos [7, 10].

El precio actual de las celdas de combustible y su fiabilidad supone otra barrera a la aplicación masiva de esta tecnología. El uso de electrodos con catalizadores de metales nobles como el paladio y el platino, con un elevado precio en el mercado, y los problemas de envenenamiento, sobre todo en procesos que utilizan hidrógeno de menor pureza, también son objeto de investigación y por tanto son una fuerte barrera a superar [7].

1.9. Proyectos demostrativos de la tecnología del hidrógeno

Debido a que este es un tema de relevancia actual existen proyectos alrededor del mundo referentes a la implementación del hidrógeno como vector energético alternativo aplicado a la industria del transporte público, en los siguientes apartados se describen dos casos

interesantes, una es el mayor programa de implementación de tecnología del hidrógeno en Europa y el otro es el Brasil como primer país latinoamericano en este tipo de programas.

1.9.1. Unión Europea: proyecto HyFleet CUTE

Tal vez el programa de mayor relevancia a nivel mundial es el proyecto HyFleet:CUTE un programa de la Unión Europea. En este proyecto se pusieron en funcionamiento 47 autobuses alimentados por hidrógeno en 10 ciudades del mundo en tres continentes. Entre estas ciudades se encuentran Madrid, Barcelona, Amsterdam, Berlín, etc. En este participan 31 fabricantes de la industria, gobiernos y la Comisión Europea. La figura 1.3 muestra las diferentes cadenas de producción-distribución y suministro de H₂ del programa.

El proyecto CUTE no sólo abarca la puesta en circulación de estos autobuses, sino también la creación de la infraestructura necesaria para hacerlo una realidad [18]. Los objetivos del programa HyFleet fueron los siguientes [18]:

Desarrollo de la tecnología de los autobuses alimentados por hidrógeno con el fin de reducir el consumo de hidrocarburos en el sistema de transporte actual

Desarrollar sistemas de producción de hidrógeno respetuosos con el medio ambiente

Investigación y desarrollo de nuevas infraestructuras que permitan el repostaje de hidrógeno

Informar a la comunidad del potencial de la tecnología del hidrógeno y cómo podemos ayudar a su desarrollo

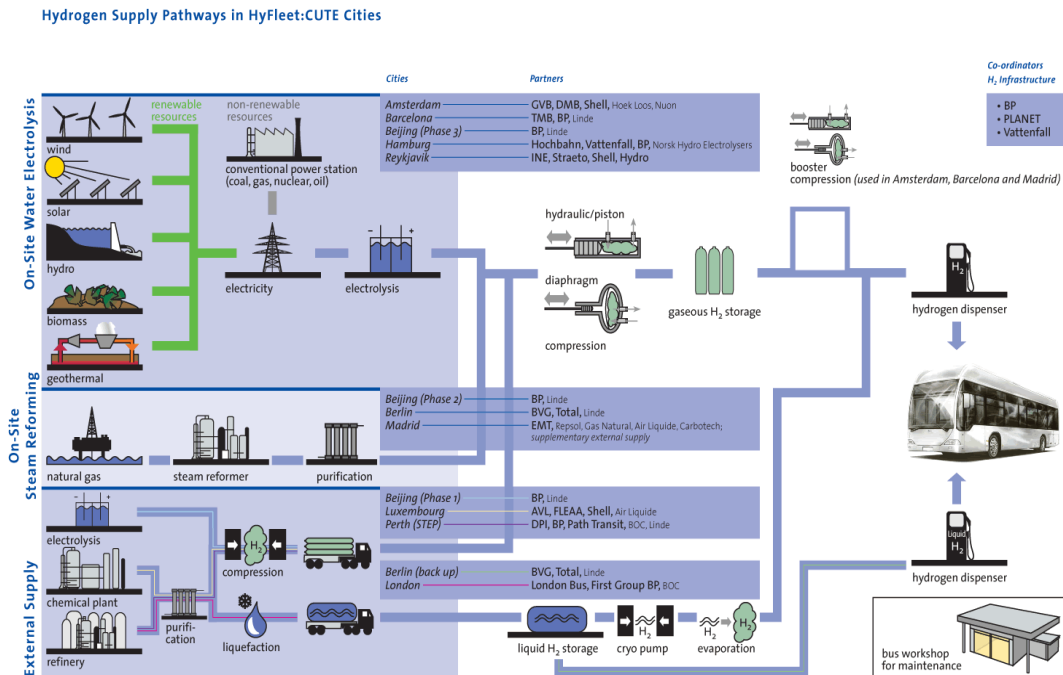


Figura 1.4 Esquema de producción-distribución del hidrógeno del programa HyFleet:CUTE [18].

1.9.2. Brasil

En el proyecto de autobuses de hidrógeno de Brasil, la agencia de tránsito Brasileña EMTU anunció que pronto operará tres nuevos autobuses híbridos de celda de combustible, suministrados por el integrador brasileño Tuttotrasporti. Los autobuses se basan en una plataforma de Marcopolo y estará propulsado por el FC Ballard velocity-HD6. El proyecto está siendo apoyado por el Gobierno brasileño y mundial del PNUD al programa para el Medio Ambiente. Desde finales de 2009, EMTU han estado operando un autobús de pila de combustible híbrido (desarrollado por el mismo consorcio) en Sao Paulo. Otras actividades de autobuses en Brasil se prevé que el país se prepara para acoger la Copa del Mundo de 2014 y los Juegos Olímpicos de 2016 [19].

El autobús tiene la capacidad para llevar a 45 kg de hidrógeno en nueve tanques, además de tener tres baterías de alto rendimiento. El consumo medio de hidrógeno es de 15 kg/100 km, la capacidad es de 40 pasajeros, son de tipo de piso bajo y de 12.6 metros de

longitud. El electrolizador por Hydrogenics, es capaz de producir 120 kg/día de hidrógeno para celdas de combustible de alta calidad de 10 bar de presión, el compresor comprime el hidrógeno que se almacena en los depósitos a 430 bar. La unidad de almacenamiento se compone de seis tanques de hidrógeno certificado por ASME (American Society of Mechanical Engineers), configurado en un sistema de cascada de tres bancos, con capacidad para almacenar 72 kg de hidrógeno. Dispensador de hidrógeno producido en Canadá por Hydrogenics, es capaz de un llenado rápido y terminar de forma automática en función de la presión de los tanques [19].

1.9.3. Otros proyectos demostrativos alrededor del mundo

Existen aproximadamente otros 9 programas alrededor del mundo en diferentes países y diferentes continentes, en la tabla 1.3 se resumen las principales características de estos programas.

Tabla 1.3. Otros proyectos demostrativos alrededor del mundo [20].

Pais/ciudades	Empresa/proyecto	Año	No de autobuses	Capacidad de planta de H ₂
Argovia, Bolzano, Londres, Milan y Oslo	The Clean Hydrogen for European Cities (CHIC)	2010	26	
Canada/British Columbia	BC-Transit	2010	20	
Alemania/Hamburgo	Hamburgo Hochbahn	2010	10	750 kg/dia
Inglaterra/Londres	ISE Corporation -Wrightbus y Ballard	n/d	8	350 kg/dia
Holanda/Amsterdan y Alemania/Colonia	Phileas FC, Advanced Public Transport Systems BV (APTS) Vossloh GmbH con HOPPECKE y FC Ballard	n/d	4 (2 por ciudad)	100 kg/dia
Noruega/Oslo	Ruter AS y HBA (Hydrogen Bus Alliance)	2010		250 kg/dia
E.U.A/San Francisco Baja California	AC Transit. y Van Hool (empresa Belga suministradora de los autobuses)	n/d	12	
Japón	Toyota e Hino	2010	1	
China	PNUD-SAIC-Ballard	2010	50	

1.10. Características de la Zona Metropolitana de Mérida, Yucatán

La Zona Metropolitana de Mérida (ZMM), se localiza en la parte noroeste del estado de Yucatán, México y está conformada oficialmente por cinco municipios, de los cuales tres son considerados como municipios centrales: Mérida, Kanasín y Umán, los otros dos municipios son: Conkal y Ucú que son considerados como municipios exteriores pertenecientes a la zona metropolitana [21].

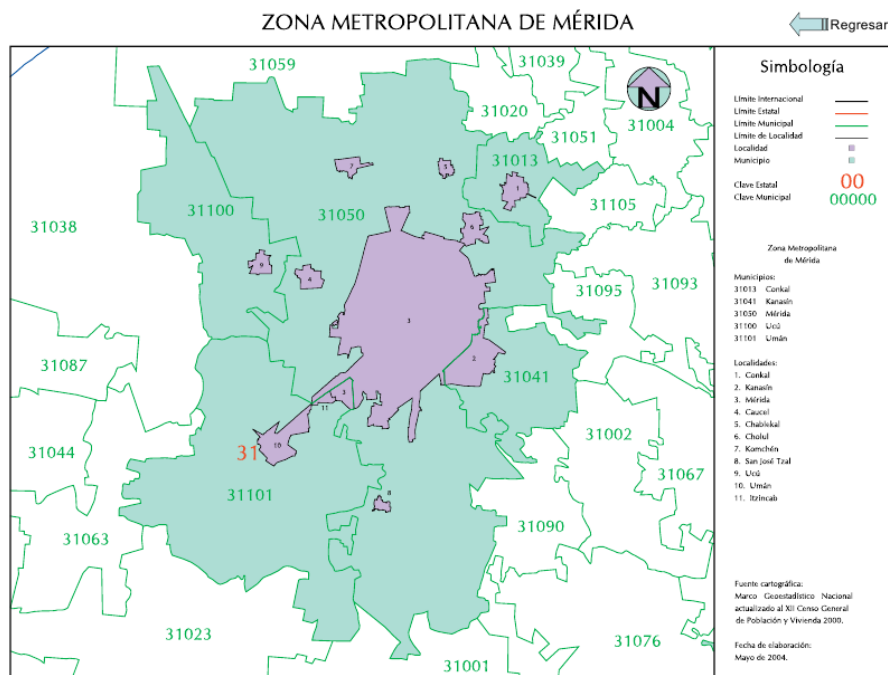


Figura 1.5. Localización de los municipios que conforman la Zona Metropolitana de Mérida [21].

La ZMM representa el 52.5 % de la población total del estado de Yucatán, y cuya característica es que la población se encuentra concentrada en las áreas urbanas. En la figura 1.5 muestra la distribución y localización geográfica de la ZMM y en tabla 1.4 se resumen las características de población y superficie de la ZMM.

Tabla 1.4. Características de la población en la ZMM basado en INEGI, 2010 [22].

Región	Población	Hogares	Promedio de habitantes en los hogares	Superficie (km ²)	Promedio de población (hab/km ²)
Mérida	830,732	226,524	3.66	883.40	940
Umán	50,993	12,737	4.00	349.56	145
Kanasín	78,709	19,893	3.95	102.15	770
Conkal	9,143	2,369	3.85	63.18	144
Ucú	3,469	907	3.82	130.02	26
Progreso	53,958	14,348	3.76	430.32	125
Total ZMM	1,027,004	276,778	3.84	1958.63	358
Total Yucatán	1,955,577	503,106	3.87	39612.15	262

Una proyección del incremento poblacional al 2030 se ha realizado con base en los datos del Consejo Nacional de Población (CONAPO) [23] con el fin de estimar cuantos habitantes habrá en el periodo de análisis del proyecto y así tener una noción respecto a si factor demográfico puede ser un factor a considerar o un factor despreciable respecto a los posibles cambios de movilidad o estructuración del transporte público. La figura 1.6 muestra un incremento de la población del estado de Yucatán del 21 % para el año 2030 con respecto a la población actual.

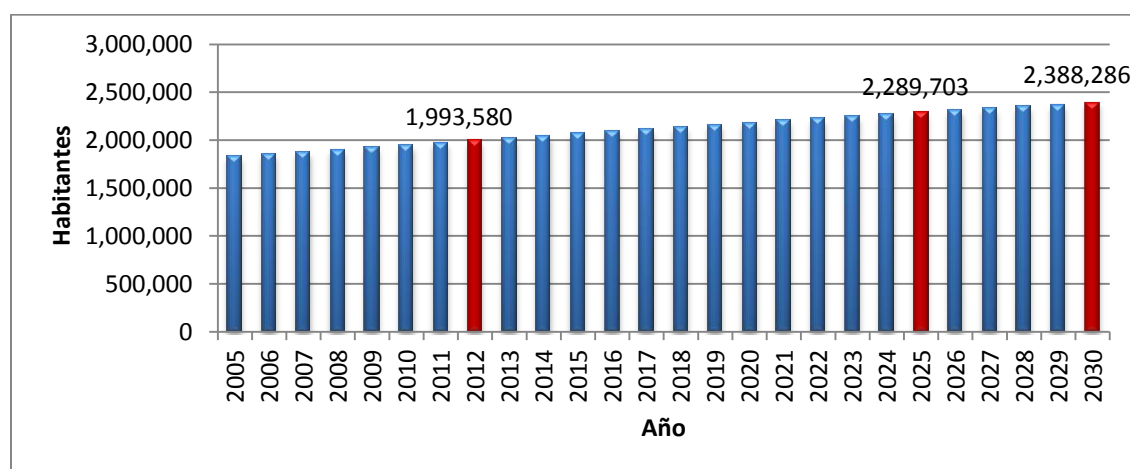


Figura 1.6. Proyección poblacional del Estado de Yucatán elaborado con información de CONAPO [23].

1.10.1. El sistema de transporte público urbano en la ZMM

El sistema de transporte público de pasajeros de la ZMM a la fecha es concesionado con un subsidio de 100, 000, 000 MXN a los permisionarios con el fin de evitar el aumento en las tarifas, opera con 238 rutas dentro del municipio de Mérida y 9 rutas que extienden el servicio a Kanasin y Umán, ver la tabla 1.5. El resto de las poblaciones que conforman la ZMM están conectadas por el servicio de transporte foráneo. La mayor parte de estas rutas son relativamente largas y tiene un diseño radial, concentrando paraderos y transbordos en el centro histórico de Mérida, produciendo obstrucciones en la vialidad del centro de la ciudad. También se tienen 4 rutas que son circuitos con desplazamiento lateral: circuito metropolitano, circuito colonias y hospitales, circuito comfort, circuito poniente y plazas [24].

En 2010 el sistema realizó aproximadamente 750,000 viajes diarios, dando servicio aproximadamente a 352,262 usuarios, es decir cada persona que utiliza el sistema de transporte público realiza aproximadamente 2 viajes al día. La característica del sistema permite tener conectados todos los puntos de la ciudad y su área metropolitana, sin embargo se empieza a ver rebasado por la dinámica urbana. Los usuarios suelen requerir transbordos que los conecten con su destino [24].

El servicio de transporte público en Yucatán tiene una serie de deficiencias derivadas de la falta de una política pública que proponga e incentive sus soluciones. Entre otras situaciones, el servicio de transporte presenta las siguientes características [24, 25].

“Baja inversión en infraestructura para el transporte público de pasajeros”

“Servicio de transporte desordenado, sin visión de integralidad”

“Alto costo social por tiempo de traslado y precio de tarifa”

“Mala imagen del servicio del transporte entre la ciudadanía”

“No cuenta con un sistema ágil y eficiente de cobro”

“Congestión vehicular”

“Accidentes viales”

“Mal estado de unidades”

Debido al panorama actual de la situación del transporte público en la ZMM, es importante proponer un programa de modernización en materia de transporte el cual debe consistir en un conjunto de acciones que tengan como objetivo la implementación de formas de desplazamiento mas sostenibles en la ZMM, es decir el desarrollo de un transporte que hagan compatibles el desarrollo económico, cohesión social y defensa al medio ambiente, garantizando, de esta forma, una mejor calidad de vida para los ciudadanos.

Tabla 1.5. Número de rutas y unidades del STPU en la ZMM [24].

	Tipo de Unidad	Rutas	Unidades
Mérida	Autobús	153	1247
	Colectivo	85	328
Total Mérida		238	1575
Umán	Autobús	1	28
	Colectivo	3	82
Total Umán		4	110
Kanasín	Autobús	4	64
	Colectivo	1	15
Total Kanasín		5	79
Total área conurbada de la ZMM		247	1764

La tabla 1.6 muestra los motivos de viaje de la población en la ZMM e indica que el mayor porcentaje de movilización se utiliza para actividades productivas, es decir para ir del hogar al trabajo y/o a la escuela. [25].

Tabla 1.6 Motivos de viaje teniendo como origen o destino el hogar [19].

Propósito	Porcentaje
Hogar-Trabajo	43.1 %
Hogar-Escuela	23.2 %
Hogar-Otro punto	33.7 %
Total	100%

1.10.2 .Estadísticas del transporte en Yucatán

El número de autobuses para el año 2009 representaba aproximadamente el 23 % del parque vehicular total en circulación en el estado de Yucatán correspondiente a 7,270 unidades aproximadamente, aunque el mayor porcentaje se concentra en automóviles particulares con un 75%. En la figura 1.7 se muestra el número de vehículos de motor en circulación según la clase de vehículo, registrados en el periodo 1980- 2009.

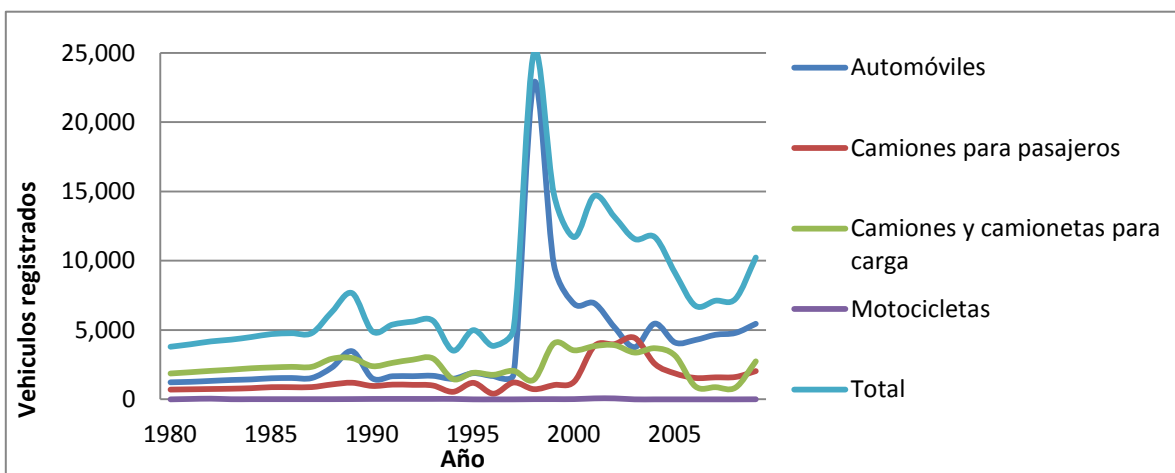


Figura 1.7. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación en Yucatán [26]

1.10.3 Características de movilidad de la población en la ZMM

Es importante hacer referencia a un estudio previo que existe respecto a la movilidad de la población de la ZMM el cual nos indica la dinámica de la población por diferentes medios de transporte. Este indicador reporta el porcentaje total de viajes realizados en los distintos medios de transporte de la ciudad de ZMM en el año 2002. Los datos fueron tomados del Estudio Integral de Vialidad y Transporte Urbano para la ciudad de Mérida, Yucatán, realizado en 2002 por la empresa Hueltron, S.A. de C. V. En la tabla 1.7 se muestra el porcentaje por tipo de transporte en la ZMM [27].

Tabla 1.7. Porcentaje de movilidad poblacional por medio de transporte [28].

Medios de transporte	% de población que utiliza el medio de transporte
Vehículo particular	36.90%
Autobús, microbús, combi	34.30 %
Taxi	0.20 %
Transporte escolar	0.60 %
Transporte de personal	0.40 %
Camión (transporte pesado)	3.70 %
Motocicleta o bicicleta	6.30 %
A pie	17.30 %
Otro	0.10 %
Total	100 %

También es importante mencionar que la ZMM cuenta con aproximadamente 29 empresas privadas dedicadas al servicio transporte público que operan en los municipios de Mérida, Motul, Progreso, Kanasín principalmente y las cuales distribuyen el servicio en las diferentes rutas [28].

1.10.4. Infraestructura carretera en la ZMM

la infraestructura carretera de la ZMM se muestra en la tabla 1.8, cabe mencionar que de los caminos rurales se descartaron los caminos de terracería, puesto que los puntos conectados entre las diferentes áreas conurbadas solo se consideran las arterias principales utilizadas para transporte público [29].

Tabla 1.8. Características de infraestructura carretera en la ZMM [29].

Municipio	Subtotal (km)	Troncal (km pavimentada)	Federal	Alimentadoras Estatales (km pavimentada)	Caminos Rurales (km pavimentada)
Conkal	44.1	23.4		0.0	20.7
Kanasín	52.2	27.3		20.6	4.3
Mérida	253.0	30.2		120.9	101.9
Progreso	90.1	35.7		31.1	23.3
Ucú	13.9	7.0		0.0	6.9
Umán	126.8	50.2		15.4	61.2
Total ZMM (km)	580				

1.11. Oferta tecnológica de electrolizadores

Respecto a la oferta de electrolizadores existentes en el mercado se tiene la tabla 1.9, en la cual se muestran sus principales características técnicas [30].

Tabla 1.9 Características técnicas de electrolizadores comerciales [30].

Modelo de electrolizador	Energía requerida por el sistema kWh/Nm ³	Producción de hidrógeno kWh/kg	Producción de hidrógeno Nm ³ /hr	Requerimiento de potencia del sistema kW
Stuart (Hydrogenics HySTAT 60):IMET 1000	4.8	53.4	60	288
Teledyne:EC-750	5.6	62.3	42	235.2
Proton :HOGEN 380	6.3	70.1	10	63
Norsk Hydro: Atmospheric Type No.5040 (5150 Amp DC)	4.8	53.5	485	2330
Avalence: Hydrofiller 175	5.4	60.5	4.6	25

1.12. Oferta tecnológica de autobuses de hidrógeno

Así también, existen varias alternativas para la implementación de autobuses con un menor costo ambiental. En un primer paso se compara el impacto de cada uno de ellos tanto ambiental como económico.

Existen alrededor del mundo aproximadamente 107 autobuses referentes a la tecnologías del hidrógeno, pero en este estudio solo se analizaron los que se encuentran en algunos programas recientes de implementación o proyectos piloto, además de toda esa oferta solo el 17% son autobuses recientes en programas a partir de 2009 [31].

Resulta interesante hacer un análisis del comparativo de consumo energético, impacto medioambiental y balance económico de las diferentes alternativas bajo las mismas condiciones, por ello, dado que tienen diversas capacidades y autonomía, se estudian los datos comentados por kilómetro, en la tabla 1.10 se muestra el balance energético y económico de estas alternativas [32].

Tabla 1.10 Balance energético y económico de los diferentes combustibles [32].

	Balance Energético			Balance Económico			
	Autonomía (km)	Consumo /100km	€ /unidad consumida	Consumo €/km	Mantenimiento (€/km)	Total (€/km)	Costo adquisición (€)
Diesel	500-550	55L	0,8135 €/L	0,45	0,18	0,63	200,000
Biodiesel	500-550	55 L	0,8545 €/L	0,47	0,18	0,65	200,000
GNC	250-300	60 Kg	0,0275 €/kg GNC	0,25	0,225	0,475	240,000
H₂	200-250	17.5 Kg	10 €/kg H2	3	50	53	1,250,000

Respecto a la oferta de autobuses de hidrógeno la empresa canadiense Hydrogenics ha realizado un catalogo de autobuses con celdas de combustible que se tienen en el mercado internacional, cuyas características técnicas se muestran de la tabla 1.11 [31].

Tabla 1.11. Características técnicas autobuses de celdas de combustible de hidrógeno [31].

Características técnicas/autobús	Fuel Cell Rampini ZEV ALÉ	FC NeoPlan (MAN group)	Proterra Fuel Cell HFC35	New Flyer Fuel Cell Hybrid Bus	U. Glamorgan FC Hybrid FIAT Iveco	Fuel Cell Tecnobus	Hickam Air Force Base Fuel Cell Bus	Citaro Fuel Cell Hybrid (Daimler-Chrysler)
Tamaño (largo)	7.57 m	12 m	10.7 m	12 m	5.3 m	5.3 m	9.1 m	12 m
Tipo	Piso bajo		Piso bajo	Piso bajo		Piso bajo	Piso alto	Piso bajo
Pasajeros	44	22	37	39	16	22	23	70
Maxima velocidad	55 km/h	70 km/h	90 km/h	60 km/h	55 mph	33 km/h	33 km/h	80 km/h
Autonomía	170-190 km	180 km	480 km	400 km	150 km	200 km	200 km	250 km
Celda de combustible	16 kW PEM	-	32 kW PEM	180 kW	70 kW DC motor	12 kW PEM	24 kW PEM	200 kW (stacks PEM)
Motor eléctrico	70/140 kW	80 kW	150 kW	170 kW		25 kW	120 kW	120 kW (160 hp)
Combustible	H ₂ (99.99 %)	H ₂ (99.99 %)	H ₂ (99.99 %)	H ₂ (99.99 %)	H ₂ + electricidad	H ₂ (99.99 %)	H ₂ (99.99 %)	H ₂ (99.99 %)
Almacenamiento de H ₂	9.6 kg @ 350 bar	320 L @ 200 bar	30 kg	45 kg	200 bar H ₂	5.8 kg	10 kg @ 5000 psi	10 kg @ 5000 psi
Almacenamiento de energía	Ferrito de Litio	-	Baterías Li Titanato	Ultracapacitores y NaNiCl Baterías	Batería Plomo acido	Batería NiCd	Baterías de acido-plomo	Baterías Ion –Litio

1.13. Potencial del recurso eólico en Yucatán

La energía eólica es una de las opciones más efectivas y prometedoras de fuentes de energía amigables con el ambiente. México es uno de los países con grandes posibilidades del desarrollo de energía eólica gracias al potencial de ciertas regiones como el Istmo de Tehuantepec en Oaxaca en donde ya se produce actualmente electricidad. Entre otras regiones con potencial para de generación energía eléctrica se encuentran Baja California, Veracruz y la Península de Yucatán [33].

La península de Yucatán está localizada en el Sureste de México dentro de la región tropical norte la figura 1.8 muestra su localización geográfica. Se cuenta con seis estaciones de medición cuya posición se encuentra señalada en la figura 1.8 [33]. Las coordenadas geográficas y las alturas de medición para cada estación están enlistadas en la tabla 1.12, la cual también contiene el nombre completo de la estación y sus siglas de identificación [33].

Tabla 1.12. Coordenadas geográficas y alturas de medición para cada estación [33].

Nombre de la estación	ID de la estación	Coordenadas Geograficas	Alturas de medición (m)	
			Baja	Alta
Dzilam Bravo	DZM	21°23' N, 88°53' W	20	40
Telchac puerto	TCP	21°19' N, 89°23' W	20	50
Chelem	CHM	21°16' N, 89°44' W	20	40
Tizimin	TZM	21°09' N, 88°08' W	20	50
Facultad de ingenieria-UADY	FIUADY	21°02' N, 89°38' W	20	50
Celestun	CEL	20°52' N, 90°23' W	20	50



Figura 1.8. Localización de los sitios de medición representados sobre mapa de elevación de digital de la península de Yucatán. Los sitios de medición están representados con pequeñas estrellas sobre las coordenadas geográficas [33].

En la figura 1.9 el laboratorio nacional de energía renovable de los Estados Unidos (NREL) muestra el mapa con las características del viento en la península de Yucatán con velocidades promedio del viento de entre 4 y 6 m/s a 30 m de altura [34]. De acuerdo a esta información se puede observar que el estado de Yucatán cuenta con un potencial medio del recurso del viento.

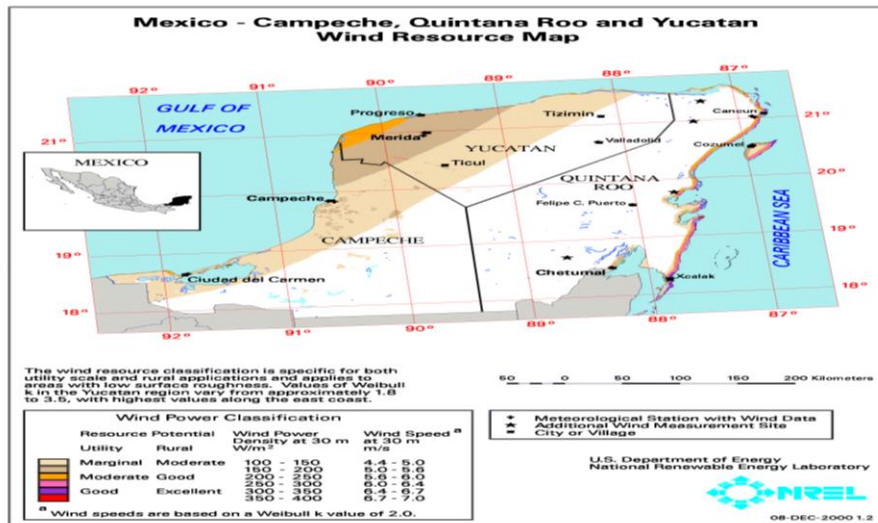


Figura 1.9. Características del recurso eólico en la Península de Yucatán [34].

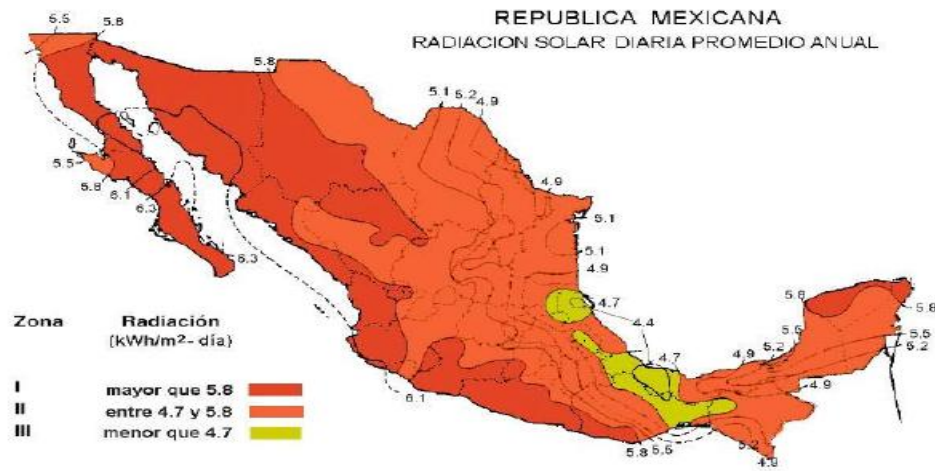
Recientemente se tiene un estudio previo de la evaluación del recurso eólico en diferentes localidades y a diferentes alturas del estado de Yucatán, realizado por la facultad de ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán (UADY), en la tabla 1.13 se muestra el resumen de las velocidades promedio del viento en dichas zonas de estudio [33].

Tabla 1.13 Características de velocidades promedio del viento en Yucatán [33].

Promedio de velocidad del viento registrada sobre el periodo completo de estudio			
Estaciones	Promedio de velocidad del viento (m/s)		
	Baja (20 m)	Alta (40 m)	Alta (50 m)
FIUADY	3.30		4.57
CELESTUN	5.01		5.98
CHELEM	5.12	5.98	
TELCHAC PUERTO	5.62		6.57
DZILAM BRAVO	5.24	6.23	
TIZIMIN	3.80		5.31

1.14. Potencial del recurso solar en Yucatán

El Instituto de Investigaciones Eléctricas cuantificó el recurso solar a nivel nacional a través del mapa de radiación solar. Se estima que el recurso solar en territorio mexicano alcanza unos valores diarios de radiación comprendidos entre 4,4 kWh/m² y 6,3 kWh/m² [35]. Se considera que la península de Yucatán cuenta con un potencial de radiación solar promedio mayor de 5.6 kWh/m²-día como se muestra en la figura 1.10 la cual refiere el mapa de radiación solar de la República Mexicana, lo cual indica que se podría aprovechar de manera eficiente el recurso para la generación de electricidad mediante paneles fotovoltaicos [35].



Mapa de radiación solar en México (Fuente: IIE).

Figura 1.10 Mapa de radiación solar en la republica Mexicana [35].

Así mismo basado en el estudio previo de caracterización de un modulo fotovoltaico en la zona norte de Mérida realizado por Aguilar Fraga Alain [36], en la tabla 1.14 se muestra la generación de electricidad promedio que se puede obtener a diferentes condiciones ambientales.

Tabla 1.14 Características de generación de electricidad mediante energía solar en Yucatán [36].

Tipo de Día	Radiación Promedio	Generación de Energía
Día Soleado	6.65 kWh/m ² /día	1,495.08 Wh/día
Día Mixto	5.07 kWh/m ² /día	1244.59 Wh/día
Día Nublado	3.22 kWh/m ² /día	367.022 Wh/día

1.15. Producción de energía por centrales eléctricas en Yucatán

El estado de Yucatán cuenta con un buen soporte del servicio eléctrico, pues tiene 4 centrales eléctricas cuyas características se muestran en la tabla 1.15. El factor de planta promedio de las centrales eléctricas en Yucatán es de 52.2 % lo cual significa que se está utilizando la mitad de su potencial, esta situación ayudaría a soportar de manera eficiente la demanda de electricidad requerida por los electrolizadores, logrando de esta manera el suministro eléctrico constante así como la producción de hidrógeno [37].

Tabla 1.15 Características de las centrales eléctricas en Yucatán [37].

No	Central	Unidades generadoras	Tecnología	Combustible	Capacidad efectiva instalada (MW)	Energía MWh (Producción anual)	Factor de planta (%)	Ubicación
37	Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)	5	TC/CC	COM GAS	295	275,000	10.6	Valladolid, Yucatán
64	Mérida III	3	CC	GAS	484	2,927,000	68.9	Mérida, Yucatán
87	Valladolid III	3	CC	GAS	525	3,646,000	79.1	Valladolid, Yucatán
35	Mérida II	3	TC/TG	COM GAS	198	873,000	50.2	Mérida, Yucatán
Tot al		17			1502	7,721,000	52.2	

En la figura 1.11 se muestra la producción anual de energía eléctrica por las diferentes centrales existentes en el estado de Yucatán, la cuales van de 275 GWh hasta 3,636 GWh.

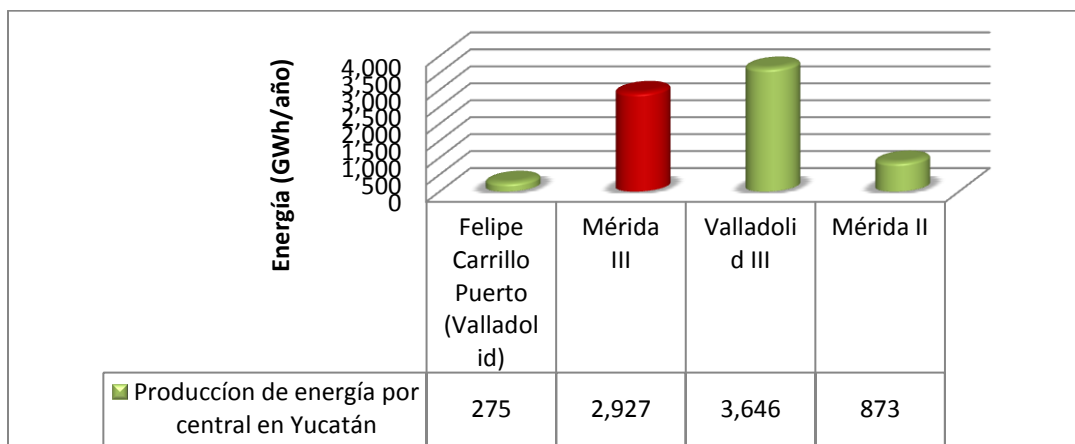


Figura 1.11. Producción de energía eléctrica por centrales en Yucatán.

En la figura 1.12 se muestra el porcentaje de contribución por las diferentes centrales eléctricas del estado de Yucatán, y se puede ver que la planta Valladolid III es la de mayor contribución seguida por la planta Mérida III, esta última localizada en la ciudad de Mérida lo cual es de gran importancia para desarrollo de proyectos como el propuesto en este trabajo, debido a que se tendría un aporte continuo de energía eléctrica sin afectar las necesidades de la población.

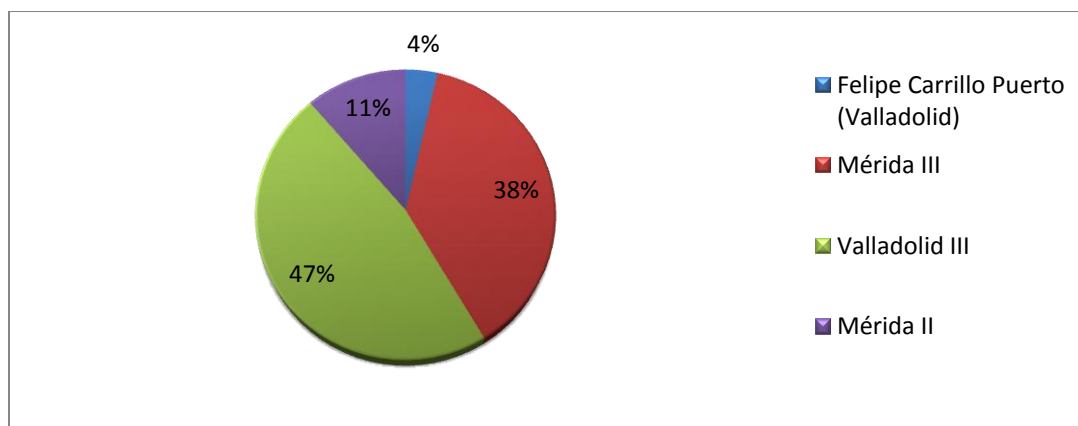


Figura 1.12. Porcentaje de contribución por centrales eléctricas en el estado de Yucatán.

1.16. Producción de hidrógeno en el estado de Yucatán a partir de fuentes renovables de energía

El potencial de producción de hidrógeno a partir de recursos renovables en el estado de Yucatán ya ha sido previamente estudiado, aunque se esperan estudios más completos para tener una noción más acertada sobre el tema.

Los requerimientos de energía típicos para electrolizadores oscilan en un rango desde 53 hasta 70 kWh por kilogramo de hidrógeno, con un promedio de 58,8 kWh/kg H₂. [38] se ha utilizado un valor de eficiencia de 50 kWh/kg H₂ y un factor de capacidad del 98 % para las plantas de producción de hidrógeno en sitio mediante electrolisis del agua.

Además de los requisitos de energía para la electrólisis del agua, es necesaria una cantidad adicional de energía si se utiliza hidrógeno para estaciones de servicio en los sistemas de transporte. Cerca del 72 kWh por kilogramo de hidrógeno producido se considera para una pequeña estación de llenado, con un adicional aproximado de 3 kWh/kg H₂ para la compresión, el almacenamiento y el despacho [39]. Estos valores

fueron considerados para estimar la capacidad de producción de hidrógeno de las plantas eléctricas analizadas a partir del recurso eólico y solar en diferentes escenarios para las diferentes regiones del estado de Yucatán [40]. La Tabla 1.16 presenta una estimación de hidrógeno producido con energía eléctrica de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas en Mérida, Telchac, Chelem y Sisal [40].

Si se utiliza un autobús de pasajeros impulsado por hidrógeno con una eficiencia (autonomía) de aproximadamente 6.43 km por kilogramo de hidrógeno, es posible calcular la distancia que podría recorrer cada día de acuerdo a capacidad de producción de la estación de combustible de hidrógeno [40].

Tabla 1.16 Estimación de la producción de hidrógeno por plantas eólicas y fotovoltaicas en Yucatán [40].

Planta	Región	Energía transformada (GWh/año)	Producción de H₂ (kg/año)	Producción de H₂ (kg/día)	Distancia recorrida por autobús (km/día)
Eólica	Sisal	1.940	25,867	70.9	455.887
Eólica	Telchac	1.882	25,093	68.7	441.741
Eólica	Chelem	1.574	20,987	57.5	369.725
Fotovoltaica	Chelem	1.016	13,574	37.1	238.553
Fotovoltaica	Sisal	1.011	13,480	36.9	237.267
Fotovoltaica	Telchac	0.988	13,173	36.1	232.123
Fotovoltaica	Mérida	0.860	11,467	31.4	201.902

Planteamiento del problema

Las actuales preocupaciones con respecto a la disponibilidad a largo plazo de los combustibles fósiles y el calentamiento global debido a las emisiones de gases de efecto invernadero han dado lugar a una búsqueda de un generador de energía alternativo a los combustibles fósiles que no tenga estos problemas. El sector transporte, por ser uno de los principales contribuyentes a las emisiones de CO₂ y un gran consumidor de energía es de interés especial.

Justificación

El hidrógeno se ha propuesto como sustituto de los combustibles fósiles como la gasolina y el diesel. Una de las razones es que las emisiones resultantes de su conversión en energía útil es solamente agua mientras que las emisiones resultantes con otros combustibles fósiles son monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, partículas suspendidas de hidrocarburos no quemados, los cuales son los causantes de la contaminación del aire y provocan fenómenos como la lluvia ácida y el calentamiento global además de afectar seriamente la salud de los seres vivos [1].

El hidrógeno está reconocido como un vector energético flexible y respetuoso con el entorno y su potencial no se encuentra únicamente en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y en la mejora de la calidad del aire, pero también puede llevar a un sistema de suministro energético seguro en particular en el sector transporte. Asimismo, los combustibles que contienen hidrógeno se pueden emplear en sistemas estacionarios de celdas de combustible, proporcionando una amplia flexibilidad en sistemas combinados de producción de calor y electricidad [10, 11].

Su desarrollo proporcionará, además, una vía para la estabilización de los precios de la energía y la creación de importantes oportunidades para el crecimiento económico a través del desarrollo de un nuevo y sustitutivo negocio así como el equipamiento en las industrias. Esto significa la creación de nuevas oportunidades de negocio para la transferencia de las tecnologías a otros países industrializados que permita anticiparse al crecimiento previsto de la demanda energética, permitiendo un desarrollo sin su correspondiente aumento en las emisiones [6, 7].

Hipótesis

La implementación de tecnología del hidrógeno en el sistema de transporte público urbano en la Zona Metropolitana de Mérida, Yucatán, permitirá mejorar la sustentabilidad del transporte y es técnica y económicamente viable.

Objetivo general

El objetivo de este trabajo es generar una perspectiva técnico-económica para la implementación de la tecnología del hidrógeno en el sector transporte público urbano en la Zona Metropolitana de Mérida, Yucatán.

Objetivos específicos

Definir el estado actual y los actores principales en el sector del transporte público, en la Zona Metropolitana de Mérida, Yucatán.

Proponer cadenas potenciales de producción, almacenamiento, distribución y conversión del hidrógeno en el estado de Yucatán, basado en fuentes de energía renovable, para el transporte público en el estado de Yucatán.

Analizar los impactos ambientales y la viabilidad técnico - económica respecto a la implementación de la tecnología del hidrógeno en el sistema de transporte público en la Zona Metropolitana de Mérida, Yucatán.

CAPITULO 2

METODOLOGÍA

El desarrollo de este proyecto fundamenta todos los aspectos técnicos y económicos en la bibliografía y consulta de bases de datos de las dependencias relacionadas con este tema de investigación, como pueden ser SENER (Secretaría de Energía), INEGI (Instituto Nacional de Geografía y Estadística), SCT (Secretaría de Comunicaciones y Transportes), SEDUMA (Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Urbano), así también se consultaran datos de PEMEX (Petróleos Mexicanos), y CFE (Comisión Federal de Electricidad), como SIE (Sistema de Información Energética) entre otras dependencias del Gobierno federal y/o estatal además de empresas privadas dedicadas a la fabricación de productos relacionadas con la tecnología de hidrógeno.

2.1 Descripción general de la metodología

Para definir quienes son los actores principales (gobierno, empresas, asociaciones, etc.) para la implementación de la tecnología del hidrógeno en el sector del transporte público en el estado de Yucatán, México, se realizara un estudio de acuerdo a las funciones y sectores gubernamentales, privados y sociales que estén directamente relacionados con el tema en materia de energéticos y tecnología en energías renovables y de celdas de combustible.

Para establecer la cadena de producción - suministro de hidrógeno se realizara una revisión de la oferta las tecnologías del hidrógeno así como de los recursos en materia de energía con los que cuenta la zona descartando la producción de hidrógeno mediante combustibles fósiles, así también descartando los métodos que se encuentran en etapas de investigación, es decir se descartan aquellos métodos con que aun no se cuente con la comercialización de dichas tecnologías.

Para la parte de determinación de los aspectos de sustentabilidad y costos, se aplicara un análisis de reducción de emisiones contaminantes tanto de la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables tanto como de la implementación de autobuses. y

para la viabilidad económica se utilizara el método del valor presente neto, que el que se puede determinar si un proyecto es viable ya que se pueden relacionar las variables de costos teóricos de producción- suministro del hidrógeno con las diferentes tecnologías existentes, además se tomaran en cuenta algunos supuestos como, ingresos por bonos de carbono y por venta del hidrógeno remanente, la parte de costos está basada en el apéndice E referente a costos del hidrógeno del libro Hydrogen and Fuel Cells a comprehensive guide por Rebecca L. Busby [11], los costos están estimados en el periodo de 2005-2025, por lo cual se realizan líneas de tendencia tomando el cuenta el valor de los costos de hidrógeno entre esos años y así poder estimar los valores económicos de los años intermedios de este intervalo.

2.2 Esquema de la metodología

Con base en los antecedentes de movilidad y oferta tecnológica de los componentes de las cadena de producción-suministro y conversión del hidrógeno se procede a establecer un esquema general de la metodología el cual se muestra en la figura 2.1 en la cual se muestra los factores a cuantificar y evaluar, el esquema muestra el sistema integrado técnico económico para posteriormente poder analizar los diferentes escenarios que se propongan.

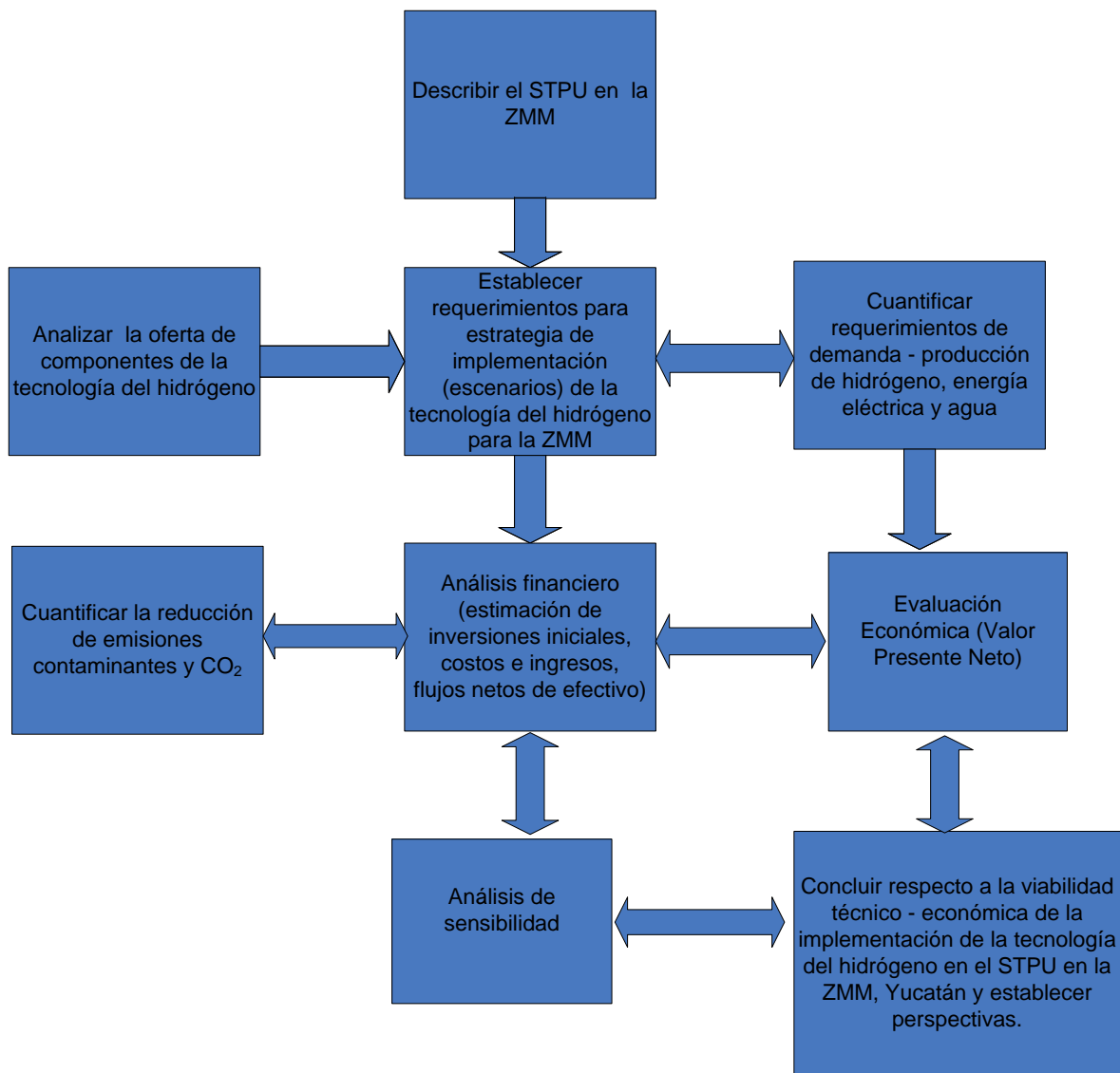


Figura 2.1. Esquema de la metodología para estudio de viabilidad técnico-económico en el STPU de la ZMM.

Para la integración de datos y parametrización del modelo técnico - económico de las cadenas de producción-suministro y conversión del hidrógeno se utiliza Microsoft Excel 2007 (Microsoft Corporation).

2.3 Definición del proyecto y estudio de factibilidad económica

Un proyecto implica, desde el punto de vista económico, proponer la producción de un bien o la prestación de un servicio mediante el empleo de cierta técnica para obtener un determinado resultado o beneficio económico o social. Es toda la unidad de actividades que permiten materializar un plan de desarrollo [4].

El estudio de factibilidad o viabilidad de un proyecto de inversión está integrado por varios estudios específicos: el estudio de mercado, el estudio técnico y la evaluación económica y financiera del proyecto. El objetivo de esta etapa es evaluar la conveniencia de realizar el proyecto, y en su desarrollo tiene particular importancia el análisis de los costos y beneficios asociados al proyecto [4, 48].

2.3.1 Estudio técnico

Se aplica para determinar aspectos como: tamaño, proceso, localización, tipo y dimensiones de las obras físicas, necesidades y disponibilidad de bienes y servicios para la ejecución del proyecto y su ubicación, organización para la producción, programa para la realización del proyecto, las estimaciones de costos, y todos aquellos aspectos de índole tecnológica relacionados con el proyecto, deberá considerar las posibles mejoras que puedan implantarse en virtud del avance técnico actual y esperado en el futuro [4], en la tabla 2.1 se muestran los supuestos técnicos que se consideran en este trabajo.

Tabla 2.1 Principales supuestos técnicos de la cadena de producción-suministro-conversión de hidrógeno.

Parámetro	Nomenclatura	valor	unidades
tasa de conversión de agua por kg de hidrógeno	<i>tca</i>	0.0118	m ³ /kg H ₂
tasa de conversión de electricidad por kilogramo de hidrógeno	<i>tcele</i>	52.49	kWh/kg H ₂
Días al año	<i>da</i>	365	días
autonomía del autobús	<i>autah</i>	6.43	km/kg de H ₂
número de viajes al día por autobús circuito metropolitano	<i>nvidau</i>	6	

número de viajes al día por autobús Turístico		7	
capacidad producción de hidrógeno por planta al día	<i>caprohpland</i>	480	kg H ₂ /día
Factor de producción planta de H₂	<i>faplan</i>	90	%
factor de conversión gramos toneladas	<i>fcton</i>	1/1000000	gr/ton
km recorridos al día por autobús	<i>krdau</i>	378	km
jornada de trabajo autobuses	<i>jtau</i>	18	horas
tiempo de recorrido autobús por derrotero	<i>trede</i>	3	horas

2.3.1.1. Estrategia de implementación y selección de la ruta de transporte

La estrategia de implementación del hidrógeno para la ZMM, consta en realidad de un programa piloto en un horizonte de tiempo de 2012 a 2025, que permita determinar y evaluar los beneficios y retos que esto implica. En esta estrategia se definen los componentes de las cadenas de producción-suministro-conversión del hidrógeno de acuerdo al estudio técnico y las características del sistema de transporte público en la ZMM. Con base en lo anterior se propone seleccionar las rutas de transporte en las que se pueda evaluar un sistema integrado técnico económico mediante diferentes escenarios de implementación.

Para poder elegir las rutas de transporte se necesitan como datos básicos las variables que se aplican en la fórmula 1 con la cual se puede calcular el número de viajes al día por autobús y aunado a estos datos se utiliza la fórmula 2 utilizada para el cálculo de la demanda de hidrógeno por autobús que es la base y el criterio para cálculo y selección de los componentes y variables para establecer la cadena de producción – suministro y conversión.

$$nvidau=(jtau)/(trede) \quad (1)$$

nvidau= número de viajes al día por autobús [viajes/autobús]

jtau = jornada de trabajo autobuses [hrs]

trede = tiempo de recorrido por derrotero [hrs]

Para la demanda de hidrógeno por autobús se puede escribir:

$$dehau=autah*krdau*da \quad (2)$$

dehau= demanda anual de hidrógeno por autobús [kg/año]

autah= autonomía del autobús de H₂*[km/kg H₂]

krdau =km recorridos al día por autobús [km/día/autobús]

2.3.1.2 Estrategia de suministro energético y agua

La estrategia de suministro energético está basada en las características de las fuentes potenciales de generación de electricidad con que cuenta el estado de Yucatán, es decir infraestructura existente de generación eléctrica por la Comisión federal de Electricidad, y el potencial eólico y solar, así como la infraestructura y recurso hídrico. Para el cálculo de la demanda del recurso energético e hídrico se tienen las ecuaciones 3 y 4 en las cuales se consideran la variables necesarias las cuales están ligadas a los supuestos técnicos de la tabla 2.1.

La demanda de agua se describe por:

$$demag = nplanproh * caprohpland * tca * da \quad (3)$$

demag=demanda agua [m³/kg H₂]

nplanproh= número de plantas producción de H₂ operando [unidades]

caprohplan= capacidad producción de hidrógeno por planta [kg H₂/día]

tca= tasa de conversión agua [m³/kg H₂]

La demanda de electricidad se describe por:

$$demelec = nplanproh * caprohpland * tcele * da \quad (4)$$

demelec= demanda de electricidad [MWh/año]

nplanproh= número de plantas producción de hidrógeno operando [unidades]

caprohpland= capacidad producción de hidrógeno por planta al día [kg/día]

tcele= tasa de conversión electricidad [kWh/día]

2.3.1.3 Selección de capacidad de planta de producción de H₂

Para la selección de la capacidad de planta de producción – suministro de hidrógeno se considera el parámetro de demanda de hidrógeno requerida por los autobuses, lo cual es de gran importancia debido a que la estimación de costos son de procedencia teórica y los cuales están directamente relacionados a la escala considerar, para que la naturaleza del análisis técnico y económico sean lo más adecuados posibles.

Los formulas 5 contiene las variables necesarias para la cuantificación de la cantidad de hidrógeno a producir la cual es de vital importancia puesto que representa uno de los principales componentes a la hora de proponer la cadena potencial, además la fórmula 6 se refiere al remanente de hidrógeno el cual será un dato vital puesto que en este estudio se considera el supuesto de venta del hidrógeno sobrante lo cual será una entrada en la parte de ingresos dentro la parte de análisis financiero.

$$prohplan = caproplan * faplan * da \quad (5)$$

prohplan = producción anual de hidrógeno por planta [kg/año]

caproplan = capacidad de producción por planta [kg/día]

faplan = factor de planta [%]

$$remh = prohplan - dehau \quad (6)$$

remh = Remanente hidrógeno [kg/año]

prohplan = producción de hidrógeno por planta [kg/año]

dehau = demanda de hidrógeno por autobús al día [kg/año]

2.3.1.4. Características suministro de hidrógeno

Las bases de diseño de la estación de suministro de hidrógeno se basa en una capacidad de suministro promedio diario de 114 kg/hr trabajando 22 horas lo cual daría la capacidad de llenado de vehículos de hasta 2,740 kg de H₂/día, mediante 5 abastecedores [11].

Existen otra formas de suministro de hidrógeno hacia las estaciones de servicio pero depende de la escala de la planta de producción, por ejemplo el hidrógeno a partir de plantas de estación central el hidrógeno debe ser transportado a estaciones de servicio/recarga por conductos (infraestructura de tuberías) y en el caso de las plantas de mediano tamaño el hidrógeno puede ser transportado mediante pipas (camiones con capacidad de almacenamiento de hidrógeno).

Selección de método de almacenamiento depende de varios factores como son:

La aplicación (estado físico y presión requeridos), la densidad de energía requerida, la cantidad a producir, periodo de almacenamiento, disponibilidad de energía para el

proceso, geología del área, necesidades futuras de expansión, requerimientos de mantenimiento y costos de capital [4].

2.3.1.5. Criterios de selección del autobús a implementar en el STPU de la ZMM

Para el autobús de hidrógeno se realiza la selección con base en los parámetros de autonomía del autobús (relación de kilómetros recorridos por cantidad de combustible), capacidad de pasajeros, si contiene sistema de aire acondicionado el cual es necesario en el servicio de transporte público esto debido a las características ambientales de temperatura de la ZMM son muy altas alcanzando los 42 °C en el mes de Mayo , si es de piso bajo (integración social) que se encuentre en funcionamiento en algún proyecto de aplicación de tecnologías del hidrógeno alrededor del mundo y que tenga perspectivas de desarrollo tecnológico y comercialización en el mercado, además de ser producido por una empresa seria que maneje estándares de calidad y seguridad en sus productos.

2.3.1.6 Análisis de reducción de emisiones

Para poder determinar el número de emisiones que se arrojan al ambiente por la aplicación de autobuses de hidrógeno y producción de energía mediante fuentes renovables de energía, contar con factores de emisiones por tipo de gas y supuestos técnicos, los cuales se muestran en la tabla 2.2 [41, 42].

Tabla 2.2.Principales supuestos para la cuantificación de emisiones contaminantes de los diferentes gases de escape de las unidades móviles.

Parámetro	Nomenclatura	valor	unidades
Número de pasajeros autobús H₂	<i>npau</i>	70	Unidades
Factor de emisiones de CO	<i>freco</i>	1	gr/pasajero por km
Factor de emisiones de HC	<i>frehc</i>	0.5	gr/pasajero por km
Factor de emisiones de NO_x	<i>frenox</i>	0.9	gr/pasajero por km
Factor de emisiones de CO₂	<i>freco2</i>	70	gr/pasajero por

Factor eléctrico de conversión CO₂ equivalente por MWh	<i>faeleco2equi</i>	0.4698	km CO ₂ equi/MWh
Factor de conversión de gramos a toneladas	<i>fcton</i>	1000000	ton

Las formulas 7, 8, 9, 10 y 11 contienen las variables necesarias para la cuantificación de reducción de emisiones contaminantes y de efecto invernadero por implementación de autobuses de celdas de combustibles a hidrógeno, los cuales son monóxido de carbono (CO), hidrocarburos (HC), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de carbono (CO₂) respectivamente. Además mediante la fórmula 11 se cuantifica la reducción de CO₂ por la generación de electricidad mediante fuentes renovables de energía.

$$reco=(npau*naopa*da*krdau*freco)/(fcton) \quad (7)$$

reco= reducción emisiones de CO [ton/año]

npau= pasajeros por autobús [individuos]

naopa= autobuses operando al año*[unidades]

krdau= km recorridos al día por autobús [km/día/autobús]

freco= factor de reducción de emisiones de CO [gr/km/pasajero]

$$rehc=(npau*naopa*da*krdau*frehc)/(fcton) \quad (8)$$

rehc= reducción emisiones de HC [ton/año]

npau= pasajeros por autobús [individuos]

naopa = autobuses operando al año *[unidades]*

krdau = km recorridos al día por autobús [km/día/autobús]

frehc = factor de reducción de emisiones de HC [gr/km/pasajero]

$$renox=(npau*naopa*da*krdau*frenox)/(fcton) \quad (9)$$

renox= reducción emisiones de NO_x [ton/año]

npau= pasajeros por autobús [individuos]

naopa = autobuses operando al año*[unidades]*

krdau = km recorridos al día por autobús [km/día/autobús]

frenox = factor de reducción de emisiones de NO_x [gr/km/pasajero]

$$reco2auh=(npau*naopa*da*krdau*freco2)/(fcton) \quad (10)$$

reco2auh=reducción emisiones de CO₂ por autobuses de hidrógeno [ton/año]

npau= pasajeros por autobús [individuos]

naopa= autobuses operando al año*[unidades]

krdau = km recorridos al día por autobús [km/día/autobús]

freco2 = factor de reducción de emisiones de CO₂ [gr/km/pasajero]

$$reco2prohre= demelec* faeleco2equi \quad (11)$$

reco2prohre=reducción emisiones de CO₂ por producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables de energía [ton/año]

demelec= demanda de electricidad [MWh/año]

faeleco2equi= factor eléctrico de conversión CO₂ equivalente (ton CO₂ equi/MWh)

2.3.2. Estudio de mercado

El hidrógeno, representa una fuente de energía y un mercado de gran potencial a explotar, es en la industria del transporte, también se le puede destinar para uso como combustible industrial, ya sea para generación de potencia para requerimientos de electricidad o como fuente de calor a través de celdas de combustible, como combustible de aeronaves y vehículos espaciales. En este sentido, el aspecto que resulta importante para poder desarrollar una diversificación energética importante a través del hidrógeno, es el desarrollo de la infraestructura necesaria a través de implementación tecnológica que permita crear una economía basada en el hidrógeno [4].

En este se definen las características de la oferta del bien o servicio que se vaya a producir o proporcionar mediante el proyecto, se analizan los precios vigentes en el mercado. [4, 43].

Por otro lado, siendo el hidrógeno un producto orientado para su consumo como combustible en autobuses del transporte público, es necesario hacer notar que en este momento no existe un desarrollo regional que permita la utilización de vehículos a hidrógeno, por lo que no existe un cliente o mercado real en este momento, sin embargo, el proyecto aquí desarrollado plantea supuestos de la posibilidad de satisfacer una naciente demanda de hidrógeno como combustible [4].

Mediante la fórmula 12 se estiman los precios medios energía eléctrica en México a futuro (a partir de 2013 a 2025), La línea de tendencia está basada en los precios medios históricos del costo de electricidad por kWh del periodo 2004 a 2012 la cual se muestra en la figura 2.2 [44].

$$premenelmxpcfe=0.0647*x-128.94 \quad (12)$$

premenelmxpcfe= precios medios energía eléctrica en México CFE [MXN/kWh

x= año a calcular

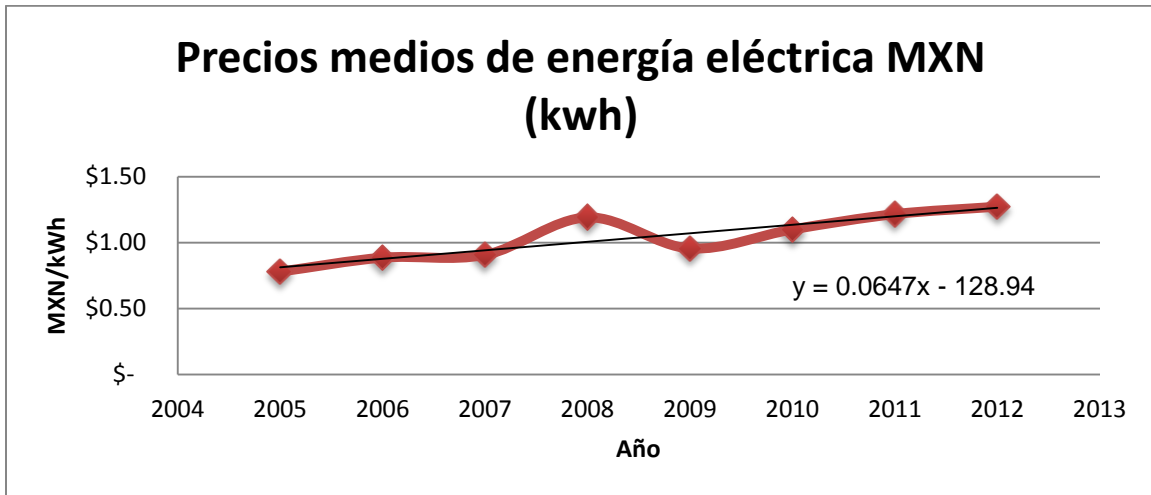


Figura 2.2. Comportamiento histórico de los precios medios de energía eléctrica por kWh en México periodo 2004-2012.

Cabe aclarar que estos precios no son comprometedores para los distribuidores, ya que, en el momento de realizar la transacción, algunas características de realización como pueden ser embarque, transporte, desembarque, seguros, colocación e incluso las características físicas del emplazamiento, pueden ser factores que alteren el precio final de venta, sin embargo, estas variaciones fluctuaran en un rango no mayor de +- 10% de los precios tomados en cuenta [4]. En la tabla 2.3 se muestran los supuestos económicos que se consideran en este trabajo.

Tabla 2.3. Principales supuestos económicos de mercado de la cadena de producción-suministro-conversión de hidrógeno

Parámetro	Nomenclatura	valor	unidades
Tasa de evaluación económica CETES		4.20	%
Tasa anual de operación y mantenimiento autobuses	<i>pomancosauh</i>	5	%
Tasa anual de incremento salarial	<i>taaninsa</i>	2	%
Tasa de reducción de costos de autobús de H₂		3.88	%

Precio del pasaje por servicio de transporte publico	<i>prepassetrapu</i>	6	MXN
Precio del pasaje por servicio de transporte turístico	<i>prepassetrapu</i>	120	MXN
costo autobús de H₂	<i>coauhpmx</i>	21,220,211.52	MXN
Porcentaje valor de salvamento autobuses de hidrogeno	<i>tavasalaah</i>	10	%
Salario mensual operación autobuses de hidrógeno	<i>samopau</i>	3500	MXN
Precio tonelada de CO₂	<i>pretonco2</i>	66.45	MXN/ton CO ₂
Precio de venta hidrógeno	<i>prehidro</i>	62	MXN/kg H ₂
Precio de agua	<i>preag</i>	12.05	MXN/m ³

2.4 Análisis financiero

Se ocupa de analizar las posibles fuentes de los recursos necesarios para realizar el proyecto y la forma en que se aplicarán dentro del mismo, esto es, se analiza el origen y destino del financiamiento. Se revisa la capacidad de pago del proyecto y se estudia la relación del proyecto y los recursos disponibles, con la capacidad de pago y las condiciones financieras del individuo, empresa o institución que realizará el proyecto de inversión [4, 43].

2.4.1 Valor del dinero en el tiempo

En el proyecto es necesario estimar algunos valores futuros dado que se tienen valores presentes de costo o precios es por eso que se considera la formula 13 denominada cantidad compuesta pago único, por ejemplo para la estimación de los egresos e ingresos en donde se consideran algunas tasa de incremento como la salarial o incrementos de precios en los que se necesita incorporar la inflación para tener tendencias lógicas y así generar un comportamiento más acertado para la evaluación económica [43, 45].

$$F=P (1+i)^n \quad (13)$$

F = valor futuro

P = valor presente

i = tasa porcentual

n = periodo de evaluación en años

2.4.2 Tasas evaluación financiera

El proyecto ha sido evaluado con una tasa real de CETES (Certificados de la Tesorería de la Federación) a 28 días, los CETES están a cargo del Gobierno Federal. Los CETES son papel en dinero que se pueden convertir rápidamente sin perder mucho de su valor. Por otro lado son considerados como tasa de referencia en el mercado ya que muchos de los préstamos están basados en la tasa de CETES, de esta forma se puede evaluar un proyecto tomando como referencia la tasa de CETES, por ejemplo, si el proyecto no es viable económicamente entonces el inversionista podría optar por la decisión de invertir en CETES en lugar del proyecto. En la tabla 2.3 de supuestos económicos se encuentra el valor de los CETES (4 de octubre del 2012) considerado en la evaluación económica [46].

En otras palabras los CETES se utilizan como la tasa de descuento del proyecto o tasa de capital, y es el precio que se paga por fondos requeridos para cubrir la inversión. representa una medida que se exigirá al proyecto, según su riesgo, de manera tal que el entorno esperado permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de la operación, los interés que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada con préstamo y la rentabilidad que el inversionista le exige a su propio capital invertido [46].

2.4.3. Inflación

La inflación es el aumento sostenido y generalizado de los precios de los bienes y servicios de una economía a lo largo del tiempo. Ante la imposibilidad de dar seguimiento a todos los precios de la economía, se selecciona una canasta con productos representativos que consumen los hogares de una sociedad. Con base a dicha canasta y a la importancia relativa de sus productos, se calcula un indicador que representa a los precios de todos los productos y servicios de una economía. A este indicador se le conoce como índice de precios, cuya variación porcentual sirve para medir la inflación [47].

Mediante la fórmula 14 se estiman los valores futuros de la inflación en México de 2013 a 2025, la línea de tendencia está basada en el históricos de la inflación en México del periodo 2004 a 2012 la cual se muestra en la figura 2.3 [47].

$$\text{inflat}x=0.00002*x \quad (14)$$

*inflat*x=inflación en México [%]

x=año a calcular

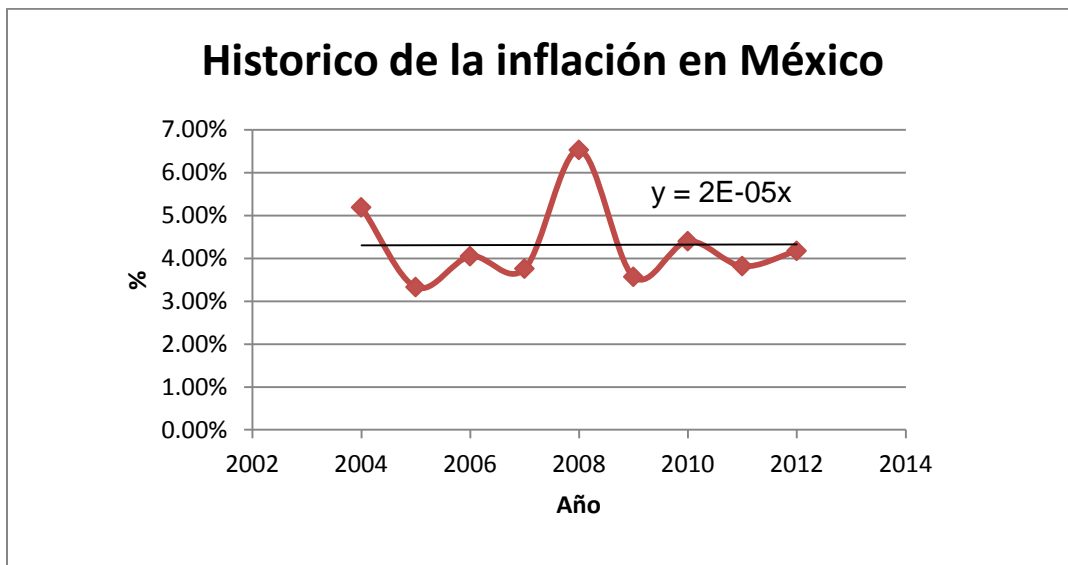


Figura 2.3. Comportamiento histórico de la inflación en México periodo 2004-2012 [47].

2.4.4. Tipos de cambio

El tipo de cambio es determinado por el Banco de México con base en un promedio de cotizaciones del mercado de cambios al mayoreo para operaciones liquidables el segundo día hábil bancario siguiente y que son obtenidas de plataformas de transacción cambiaria y otros medios electrónicos con representatividad en el mercado de cambios. El Banco de México da a conocer los tipos de cambio en el Diario Oficial de la Federación (DOF). En este proyecto se ha optado por la unificación de los montos de dinero a Pesos Mexicanos cuya abreviatura es MXN [48] (norma ISO 42) entonces ha sido necesario estimar los valores futuros del tipo de cambio de dólares americanos (USD) y euros (EUR) a partir de los valores históricos del 2004 al 2012 según el Banco de México [48]. Las formulas 15 y 16 se utilizan para estimar los valores de los tipos de cambio para el periodo 2013-2025 a partir de la líneas de tendencia generadas de acuerdo a los valores históricos de 2004-2012 cuyas ecuaciones se muestran en la figura 2.4, así mismo en la tabla 2.4 se muestran los valores futuros estimados de los tipos de cambio.

El tipo de cambio de dólares Americanos a pesos Mexicanos se describe por:

$$cousdpmx=0.3082*x - 606.97 \quad (15)$$

$cousdpmx$ = conversión de dólares americanos a pesos mexicanos [MXN]

x = año a calcular

El tipo de cambio de Euros a pesos Mexicanos se puede estimar con:

$$coeurpmx=0.5456*x - 1079.8 \quad (16)$$

$coeurpmx$ = conversión de Euros a Pesos Mexicanos [MXN]

x = año a calcular

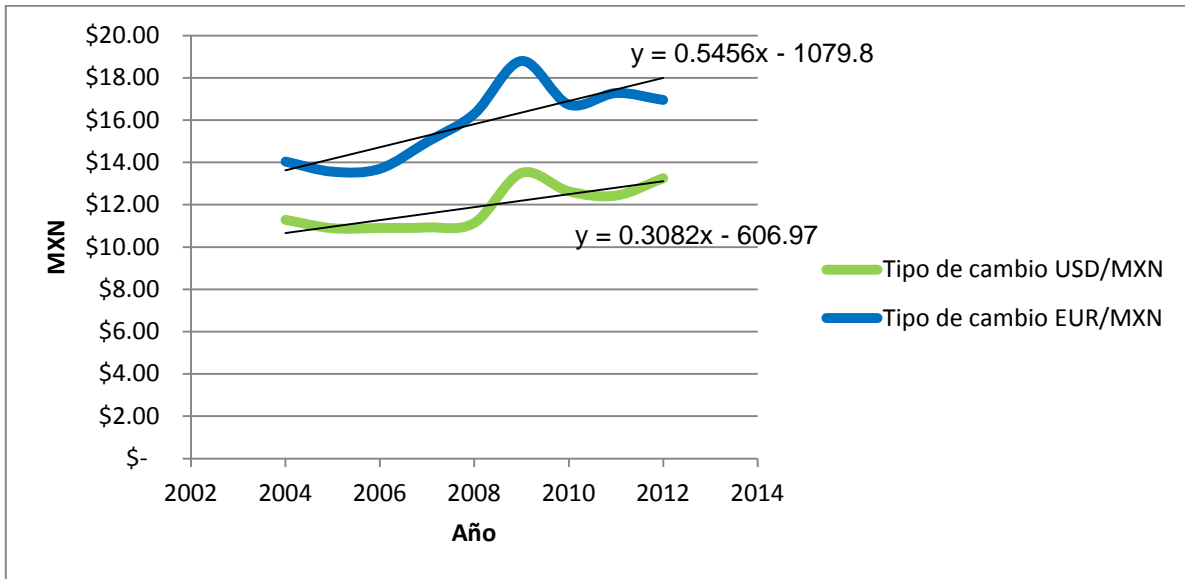


Figura 2.4. Comportamiento histórico de los tipos de cambio de dólares y euros a Pesos Mexicanos en México periodo 2004-2012 [48].

Tabla 2.4 Valores históricos y estimados de la inflación y los tipos de cambio en México.

Año	Inflación México	Tipo de cambio USD/MXN	Tipo de cambio EUR/MXN
2004	5.19%	\$ 11.29	\$ 14.04
2005	3.33%	\$ 10.89	\$ 13.56
2006	4.05%	\$ 10.90	\$ 13.70
2007	3.76%	\$ 10.93	\$ 14.97
2008	6.53%	\$ 11.14	\$ 16.30
2009	3.57%	\$ 13.50	\$ 18.80
2010	4.40%	\$ 12.63	\$ 16.73
2011	3.82%	\$ 12.43	\$ 17.28
2012	4.18%	\$ 13.25	\$ 16.95
2013	4.03%	\$ 13.44	\$ 18.49
2014	4.03%	\$ 13.74	\$ 19.04
2015	4.03%	\$ 14.05	\$ 19.58
2016	4.03%	\$ 14.36	\$ 20.13

2017	4.03%	\$ 14.67	\$ 20.68
2018	4.04%	\$ 14.98	\$ 21.22
2019	4.04%	\$ 15.29	\$ 21.77
2020	4.04%	\$ 15.59	\$ 22.31
2021	4.04%	\$ 15.90	\$ 22.86
2022	4.04%	\$ 16.21	\$ 23.40
2023	4.05%	\$ 16.52	\$ 23.95
2024	4.05%	\$ 16.83	\$ 24.49
2025	4.05%	\$ 17.13	\$ 25.04

2.5. Inversión inicial producción –suministro

La inversión inicial se refiere al dinero necesario para llevar a cabo el proyecto, gasto por concepto de financiamiento, que se cubrirá a lo largo del periodo de operación del proyecto. Es un factor que determina el tiempo que tardará en amortizarse la inversión inicial, y que porcentaje de ella debe ser tomada en cuenta para cuestiones de contabilidad y flujo de efectivo. Dentro de la inversión inicial, generalmente encontramos los siguientes motivos de erogación: terreno, construcción, tecnología, capital de trabajo.

Las formulas 17,18,19 y 20 se utilizan para calcular la inversión inicial necesaria para la cadena de producción y suministro de H₂, la estimación de las inversiones para los diferentes años está basada en costos teóricos en los cuales se considera el valor de 2005 y la estimación a 2025 por lo cual dichos valores se han utilizado para generar una línea de tendencia de reducción de la inversión inicial a causa de la madurez tecnológica, dichas tendencias se han generado para el caso de producción de H₂ vía electrolisis en sitio para plantas distribuidas considerando diferentes fuentes tecnológicas de energía eléctrica, las cuales contempla un sistema conectado a la red, energía eólica y energía solar fotovoltaica, las ecuaciones de dichas líneas de tendencia se muestran en la figura A-1 del apéndice 1.

Adicionalmente se considera el tipo de cambio de dólares a pesos y la inflación calculada esto aplica para la estimación de los valores intermedios a partir del 2013-2015. Asi mismo en la figura A-1 del apéndice 1 se muestra la línea de tendencia para el caso de la

parte del suministro de hidrógeno en la cual se condirá la infraestructura necesaria para las etapas de almacenamiento compresión y despacho del H₂.

La inversión inicial planta producción hidrógeno con fuente de energía eléctrica de la red esta descrita por:

$$inplaprohred=(-98500*x+200032500) * (cousdpmx)*(1+ inflamx) \quad (17)$$

nplanprohred= inversión inicial planta producción hidrógeno sistema conectado a la red [MXN]

La inversión inicial planta producción hidrógeno con fuente de energía eólica se describe por:

$$inplaproheolica=(-298500*x+605352500) * (cousdpmx)*(1+ inflamx) \quad (18)$$

Inplanproheolica= Inversión inicial planta producción hidrógeno con fuente de energía eólica [MXN]

La inversión inicial planta producción hidrógeno con fuente de energía solar fotovoltaica esta descrita por:

$$inplaprohfoto=(-425500*x+863067500) * (cousdpmx)*(1+ inflamx) \quad (19)$$

inplanprohfoto= inversión inicial planta producción hidrógeno con fuente de energía solar fotovoltaica [MXN]

La inversión inicial de infraestructura de suministro de hidrógeno contempla los compresores, los tanques de almacenamiento, los despachadores, permisos, la puesta en marcha, capital de trabajo, misceláneos.

La inversión inicial de suministro de hidrógeno se da por:

$$insumh=(-23500*x+48747500) * (cousdpmx)*(1+ inflamx) \quad (20)$$

insumh= inversión inicial suministro de hidrógeno [MXN]

Para el caso de la inversión inicial de autobuses de H₂ a implementar se tiene la formula 21 con la cual se estima el costo futuro del autobús de H₂ en pesos mexicanos tomando en cuenta el tipo de cambio de euros a pesos mexicanos y la inflación dependiendo del año que se quiera saber, además se considera una tasa de reducción de costos por madurez de la tecnología cuyo valor se encuentra en la tabla 2.3, dicha tasa está determinada con base en la tasa de decremento de las plantas de producción.

$$coauhpmx=(coauheu) * (coeurpmx)*(1+ inflamx)^n \quad (21)$$

coauheu= costo autobús hidrógeno Euros [EUR]

coauhpmx= costo autobús de hidrógeno Pesos Mexicanos [MXN/kg H₂]

n= periodo [año]

2.6 Costos sistema de producción-suministro de hidrógeno mediante electrolisis del agua en sitio con diferentes fuentes de energía eléctrica

El costo de producción es el costo asociado a la producción del bien o servicio que se está ofertando, este debe ser analizado con el fin de realizar los ajustes correspondientes para que la empresa se mantenga en un estado económico aceptable. [4, 43, 45].

El costo del agua se considera que es 12.05 MXN/m³ en 2012 y el cual es calculado mediante la fórmula 22 [49].

En general, este trabajo se toma en cuenta, los costos fijos teóricos basados en un 5 % de la inversión de capital los cuales son referentes a la operación y mantenimiento de la infraestructura de las instalaciones y equipos de la planta, los costos variables de operación y mantenimiento los cuales se refieren a estimados en un 1 % anual del la inversión de capital los cuales se refieren a los procesos secundarios para la producción de H₂ estos son, desmineralización del agua, enfriamiento de agua y gases inertes), los

gases inertes son necesarios para los instrumentos del sistema inicial de presurización. Y finalmente los costos de capital están estimados con base en un 18 % anual de la inversión de capital [8, 11]. Adicionalmente se consideran como costos variables los costos por agua y energía eléctrica los cuales están basados en la capacidad de producción de la planta de hidrógeno [8, 11].

Al igual que la inversión inicial se considera el valor de 2005 y la estimación a 2025 de la fuente teórica por lo cual dichos valores se han utilizado para generar una línea de tendencia de reducción de costos para la producción de hidrógeno mediante plantas distribuidas en sitio con diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica que son, sistema conectado a la red, eólico y solar fotovoltaico, las tendencias se muestran en las figuras A.2, A.3, A.4 del apéndice 1 y en la figura A.5 se refieren las líneas de tendencia de reducción de costos para la etapa de suministro del apéndice 1, en estas se consideran los costos de electricidad, costos variables de operación y mantenimiento, costos de capital, costos fijos y los costos totales unitarios.

Las ecuaciones de cada línea de tendencia se utilizan para la estimación de los costos de cada variable para la estimación de los años intermedios esto agregando el tipo de cambio de USD a MXN y la inflación estimada correspondiente a cada año, las formulas utilizadas para esta estimación de las diferentes fuentes de energía eléctrica siguiendo el mismo orden, sistema conectado a la red, eólico y solar fotovoltaico, son las siguientes entonces se tiene para el costo de electricidad se utilizan las formulas 23, 28 y 33, para los costos variables de operación y mantenimiento en las formulas 24, 29 y 34, para los costos de capital en las formulas 25, 30 y 35; para los costos fijos en las formulas 26, 31, 36; y para los costos totales unitarios en las formulas 27, 32 y 37, de igual forma la estimación de costos para cada año para la etapa de suministro está dada de la siguiente manera, para el costo de electricidad la fórmula 38, para los costos variables de operación y mantenimiento fórmula 39, para los costos de capital fórmula 40; para los costos fijos fórmula 41; y para los costos totales unitarios fórmula 42. Las estimaciones de los costos se basan en el costo unitario teórico dado en unidades de USD/kg H₂ [8, 11].

$$coagua = preagua * (1 + inflamx) \quad (22)$$

preagua = precio de agua [MXN/m³]

La estimación de costos para sistema de producción de hidrógeno mediante electrolisis del agua en sitio con fuente de energía de la red convencional son dados por:

El costo de energía eléctrica para un sistema de producción de hidrógeno mediante electrolisis del agua con fuente de energía eléctrica de la red se estima con:

$$coelprohred = (-0.0265 * x + 56.973) * (cousdpmx) * (1 + inflamx) \quad (23)$$

coelprohred = costo electricidad producción de hidrógeno sistema conectado a la red [MXN/kg H₂]

Los costos variables para un sistema de producción de H₂ conectado a la red se estima con:

$$covaomprohred = (-0.006 * x + 12.19) * (cousdpmx) * (1 + inflamx) \quad (24)$$

covaomprohred = costos variables operación y mantenimiento sistema. conectado a la red [MXN/kg H₂]

El costo de capital es la tasa de interés que los inversionistas, tanto propietarios como acreedores, desean que se les pague para poder conservar e incrementar sus inversiones en la empresa. La importancia del costo de capital radica en que, a través de su conocimiento se pueden trazar estrategias de crecimiento, arrendamiento y políticas de capital de trabajo [43,45].

El costo de capital para la producción de H₂ con fuente de energía de la red se describe por:

$$\text{coscaprohred} = (-0.0875 * x + 177.7) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (25)$$

coscaprohred = costo de capital producción de hidrógeno sistema conectado a la red [MXN/kg H₂]

Los costos fijos de producción de H₂ para un sistema conectado a la red eléctrica se describe por:

$$\text{cosfiprohred} = (-0.0125 * x + 25.383) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (26)$$

cosfiprohred = costos fijos producción de hidrógeno sistema conectado a la red [MXN/kg H₂]

El costo total unitario de producción de H₂ con un sistema conectado a la red eléctrica convencional se da por:

$$\text{costoprohred} = (-0.1325 * x + 272.24) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (27)$$

costoprohred = costo total unitario de producción de hidrógeno mediante un sistema de electrolisis del agua conectado a la red eléctrica convencional [MXN/kg H₂]

La estimación de costos para sistema de producción de hidrógeno mediante electrolisis del agua en sitio con fuente de energía eólica son estimados mediante:

$$\text{coelproheolica} = (-0.0695 * x + 142.64) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (28)$$

coelproheolica = costo electricidad producción de hidrógeno sistema energía eólica [MXN/kg H₂]

$$\text{covaomproheolica} = (-0.019 * x + 38.535) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (29)$$

covaomproheolica = costos variables operación y mantenimiento sistema. energía eólica [MXN/kg H₂]

$$\text{coscaproheolica} = (-0.265 * x + 537.42) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (30)$$

coscaproheolica = costo de capital producción de hidrógeno sistema energía eólica [MXN/kg H₂]

$$\text{cosfiproheolica} = (-0.038 * x + 77.06) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (31)$$

cosfiproheolica = costos fijos producción de hidrógeno sistema energía eólica [MXN/kg H₂]

$$\text{costoproheolica} = (-0.3915 * x + 795.65) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (32)$$

costoproheolica = costo total unitario producción de hidrógeno sistema energía eólica [MXN/kg H₂]

La estimación de costos para sistema de producción de hidrógeno mediante electrolisis del agua en sitio con fuente de energía solar fotovoltaica son estimados mediante:

$$\text{coelprohfoto} = (-0.642 * x + 1304.7) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (33)$$

coelprohfoto = costo electricidad producción de hidrógeno sistema energía solar fotovoltaica [MXN/kg H₂]

$$\text{covaomprohfoto} = (-0.027 * x + 54.765) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (34)$$

covaomprohfoto = costos variables operación y mantenimiento sistema. energía eólica [MXN/kg H₂]

$$\text{coscaprohfoto} = (-0.3775 * x + 765.71) * (\text{cousdpmx}) * (1 + \text{inflamx}) \quad (35)$$

coscaprohfoto= costo de capital producción de hidrógeno sistema energía solar fotovoltaica [MXN/kg H₂]

$$\text{cosfiprohfoto} = (-0.054 \cdot x + 109.53) \cdot (\text{cousdpmx}) \cdot (1 + \text{inflamx}) \quad (36)$$

cosfiprohfoto= costos fijos producción de hidrógeno sistema energía solar fotovoltaica [MXN/kg H₂]

$$\text{costoprohfoto} = (-1.1005 \cdot x + 2234.7) \cdot (\text{cousdpmx}) \cdot (1 + \text{inflamx}) \quad (37)$$

costoprohfoto= costo total unitario producción de hidrógeno sistema energía solar fotovoltaica [MXN/kg H₂].

La estimación de costos para un sistema suministro de hidrógeno son dados por:

$$\text{coelsumh} = (-0.0015 \cdot x + 3.1475) \cdot (\text{cousdpmx}) \cdot (1 + \text{inflamx}) \quad (38)$$

coelsumh= costo electricidad suministro de hidrógeno [MXN/kg H₂]

$$\text{covaomsumh} = (-0.0015 \cdot x + 3.0975) \cdot (\text{cousdpmx}) \cdot (1 + \text{inflamx}) \quad (39)$$

covaomsumh= costos variables operación y mantenimiento suministro de hidrógeno [MXN/kg H₂]

$$\text{coscasumh} = (-0.0035 \cdot x + 7.2675) \cdot (\text{cousdpmx}) \cdot (1 + \text{inflamx}) \quad (40)$$

coscasumh= costo de capital suministro de hidrógeno [MXN/kg H₂]

$$cosfismh = (-0.0005 * x + 1.0525) * (cousdpmx) * (1 + inflamx) \quad (41)$$

cosfismh = costos fijos suministro de hidrógeno [MXN/kg H₂]

$$costosumh = (-0.0075 * x + 15.578) * (cousdpmx) * (1 + inflamx) \quad (42)$$

costosumh = costo total suministro de hidrógeno [MXN/kg H₂]

2.7. Costo de autobuses de hidrógeno

Para la parte de los autobuses de hidrógeno la estimación de costos se dan mediante las siguientes formulas en las cuales se aplican los supuestos correspondientes a este rubro los cuales están dados en la tabla 2.3 de principales supuestos económicos.

Los costos fijos de autobús de hidrógeno se refieren a la operación y mantenimiento de los autobuses y se estiman mediante:

$$CF_{autobush2} = coauhpmx * pomancosauh \quad (43)$$

coauhpmx = costo autobús de hidrógeno Pesos Mexicanos [MXN]

pomancosauh = porcentaje mantenimiento costo autobús de hidrógeno

Los costos variables del autobús de hidrógeno se refieren a la mano de obra por la operación de los autobuses y se estiman por:

$$CV_{autobush2} = samopau * naopa * taaninsa * da \quad (44)$$

CV_{autobush2} = costos variables autobús de hidrógeno [MXN]

samopau = salario mensual operadores autobuses [MXN]

naopa = autobuses operando al año [unidades]

taaninsa = tasa anual incremento salarial [%]

2.8. Inversiones iniciales totales y costos totales

Las inversiones iniciales totales para cada año se refieren a la sumatoria de la inversión en plantas de hidrógeno para las diferentes fuentes de energía y autobuses de hidrógeno a implementar esto de acuerdo a los diferentes escenarios que se propongan, en las formulas 45,46 y 47 .De igual forma para la estimación de los costos totales se tienen las formulas 48,49 y 50, además otra forma de calcular los costos totales se tiene las formulas 51,52 y 53 en donde se considera el costo total unitario que ya es la suma de los costos fijos y variables en el caso de las plantas de hidrógeno.

$$INVTred=((inplanprohred+insumh)*(nplanimpleaño))+((coauhpmx*nauthimpleaño)) \quad (45)$$

$$INVTeolica=((inplanproheolica+insumh)*(nplanimpleaño))+((coauhpmx*nauthimpleaño)) \quad (46)$$

$$INVTfoto=((inplanprohfoto+insumh)*(nplanimpleaño))+((coauhpmx*nauthimpleaño)) \quad (47)$$

donde:

$nplanimpleaño$ = número de plantas a implementar por año

$nauthimpleaño$ = número de autobuses de H₂ a implementar por año

El costo total para los diferentes sistemas de producción-suministro y conversión del hidrógeno se da por:

$$CTred=((nplanproh*caprohpland)*(\sum(cosfiprohred+cosfisumh))+(coagua+coelprohred+covaomprohred+coscaprohred+coelsumh+covaomsumh +coscasumh))+(\sum(CFautobush2+CVautobush2)) \quad (48)$$

$$CTeolica = ((nplanproh * caprohpland) * \quad (49)$$

$$(\sum(\cosfiproheolica + \cosfisumh) + (coagua + coelproheolica + covaomproheolica + \coscaproheolica + coelsumh + covaomsumh + \coscasumh)) + (\sum(CFautobush2 + CVautobush2))$$

$$CTfoto = ((nplanproh * caprohpland) * \quad (50)$$

$$(\sum(\cosfiprofoto + \cosfisumh) + (coagua + coelprofoto + covaomprofoto + \coscaprofoto + coelsumh + covaomsumh + \coscasumh))) + (\sum(CFautobush2 + CVautobush2))$$

También, con las siguientes formulas se puede estimar el costo total de los diferentes sistemas de producción – suministro – conversión del H₂ considerando el costo total unitario que practicante es la suma de todos los costos fijos y variables del sistema de producción y suministro de H₂.

$$CTred = (nplanproh * caprohpland) * (costoprohred) + (\sum(CFautobush2 + CVautobush2)) \quad (51)$$

$$CTeolica = (nplanproh * caprohpland) * (costoproheolica) + \quad (52)$$

$$(\sum(CFautobush2 + CVautobush2))$$

$$CTfoto = (nplanproh * caprohpland) * (costoprofoto) + (\sum(CFautobush2 + CVautobush2)) \quad (53)$$

2.9. Ingresos

Los ingresos se refieren a los beneficios esperados por la venta de producto o el préstamo de un servicio. en este proyecto se consideran los ingresos por la venta del remanente de hidrógeno, el préstamo del servicio de transporte, la venta de bonos de carbono debido a las emisiones de CO₂ evitadas por la generación de energía eléctrica para la producción de H₂ mediante fuentes renovables de energía y por la implementación de autobuses de H₂ [50] y finalmente el valor de salvamento de la planta de hidrógeno y el autobús de celdas de combustible a hidrógeno, cuyos cálculos se realizan mediante la formulas 54,55,56,57 y 58 respectivamente.

$$ivenreh=(remh*nplanproh*proplan*prehidro)*(1+inflamx)^n \quad (54)$$

ivenreh= ingresos por venta remanente de hidrógeno [MXN]

remh= remanente hidrógeno [kg H₂]

nplanproh= número de plantas producción de H₂ operando

prohplan= producción de hidrógeno por planta [kg H₂]

prehidro= precio del hidrógeno [MXN]

n= periodo (año)

$$ingserau=naopa*npau*nvidau*prepassetrapu*da*(1+inflamx)^n \quad (55)$$

inserau= ingresos por servicios de autobús [MXN]

naopa= numero autobuses operando al año

npau= pasajeros por autobús

nvidau= número de viajes al día por autobús

prepassetrapu= precio pasaje servicio transporte público [MXN]

$$inbocaemevprohre = reco2prohre * pretonco2 * (1 + inflamx)^n \quad (56)$$

inbocaemevprohre = Ingresos bonos de carbono emisiones CO₂ evitadas producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables de energía

reco2prohre = reducción emisiones de CO₂ por producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables de energía [ton]

pretonco2 = precio por tonelada de CO₂ [MXN]

$$inbocaemevauh = emco2ev * nplanproh * proplan * prehidro * (1 + inflamex)^n \quad (57)$$

inbocaemevauh = ingresos por venta de bonos de carbono emisiones evitadas por autobuses de hidrógeno

reco2auh = reducción emisiones de CO₂ por autobuses de hidrógeno [ton]

pretonco2 = precio por tonelada de CO₂ [MXN]

$$vasalplanh = (100 - (nuautplanh * tavalplan / viutplanh) * 10) \% \quad (58)$$

vasalplanh = valor de salvamento planta de hidrógeno [MXN]

viutplanh = vida útil planta hidrógeno [años]

nuautplanh = número de años utilización de planta de hidrógeno

tavalplan = tasa valor de salvamento plantas [%]

Para los valores de salvamento para la planta de hidrógeno se calculo mediante el método de la depreciación en línea recta el cual es el más utilizado, este método consiste en recuperar el valor del activo en una cantidad que es igual a lo largo de cada uno de los año de vida fiscal. El valor de salvamento es aquel que obtiene la empresa al momento de

vender determinado activo en cualquier momento de su vida útil o al final de ella, el valor base de salvamento es considerado como el 10 % sobre la inversión inicial [43, 45].

$$valsalauh=coauhpmx*tavasalauh \quad (59)$$

vasalauh= valor de salvamento de autobús de H₂ [MXN]

coauhpmx= costo autobús de H₂ (pesos Mexicanos) [MXN]

tavasalauh= tasa valor de salvamento autobuses H₂ [%]

2.9.1. Ingresos totales

Los ingresos totales para cada año se refieren a la sumatoria de los ingresos especificados en el apartado anterior 2.9, entonces los ingresos totales son calculados mediante la fórmula 60. Además es importante decir que los ingresos van a variar de acuerdo a los escenarios de implementación y no así a causa de las diferentes fuentes renovables de energía.

$$IT=(\sum(inbocaemevprohre+inbocaemevauh+ivenreh+vasalplanh+inserau+vasalauh)) \quad (60)$$

2.10. Flujo neto de efectivo

El enfoque del flujo neto de efectivo es cuando se transfiere dinero de una organización o individuo a otro, así un flujo neto de efectivo representa los efectos económicos de una alternativa en términos del dinero que se da y del que se recibe. El flujo neto de efectivo para una alternativa de inversión es la diferencia entre todas las entradas de dinero (ingresos) y las salidas (costos) en cada periodo [43,45] con la fórmula 61 se estima el flujo neto de efectivo para las diferentes fuentes energía eléctrica respecto a la producción de hidrógeno de acuerdo a los diferentes escenarios que se tengan que evaluar.

En la evaluación de este proyecto se tiene flujos netos de efectivo antes de impuestos ya que no se han considerado los impuestos como el IVA o el impuesto por transferencia de tecnologías. Sin embargo, es importante aclarar que para el estudio realizado, no se han

considerado diversos factores que sin lugar a dudas deben tomarse en cuenta para este estudio, como lo son: el impuesto por concepto de importación de equipos, el Impuesto Sobre la Renta (ISR).

$$FNE=INVT+CT+IT \quad (61)$$

FNE= flujo neto de efectivo

INVT= inversión inicial total

CT= costo totales

IT= ingresos totales

La fórmula 61 se aplica para los FNE de los diferentes sistemas de fuente de energía eléctrica.

2.11. Evaluación económica

En este estudio se deben tratar los factores relacionados con el comportamiento de los costos y beneficios que se espera obtener, así como revisar la interrelación del proyecto y lo que lo rodea, contemplando la evaluación de los impactos económicos y ambientales, incluidos los efectos sobre los recursos naturales y la sociedad.

2.11.1. Índices de Rentabilidad

Dentro de los parámetros básicos más conocidos que sirven como indicadores de la rentabilidad de un proyecto, utilizando el criterio de hacer una comparación costo, se encuentran los siguientes:

2.11.2. Valor Presente Neto

El valor presente neto (VPN) o simplemente valor presente (VP) es la diferencia entre los beneficios actualizados con una tasa de descuento a una fecha dada y los costos actualizados con la misma tasa de descuento y en la misma fecha. O bien, es el valor monetario del flujo descontado de ingresos menos egresos [39, 40]. La fórmula 62 describe el cálculo del VPN [43, 45]:

$$VPN = I - \sum_{t=1}^n \frac{(Bt - Ct)}{1 + i} \quad (62)$$

donde:

I = Inversión inicial [MXN]

Bt = Beneficio en el año t [MXN]

Ct = Costo en el año t [MXN]

i = tasa de descuento (CETES) [4.20 %]

t = tiempo en años

Si $VPN < 0$ Los costos son menores a los beneficios y no es rentable [48].

$VPN = 0$ Ni se pierde ni se gana.

$VPN > 0$ El proyecto es rentable.

2.12. Análisis de sensibilidad

En el análisis económico de la mayor parte de los proyectos de ingeniería, resulta útil determinar cuan sensible es la situación a los distintos factores que entran en juego, de manera que se les toma en cuenta en forma apropiada en el procesos de decisión [43, 45]. En general sensibilidad significa la magnitud relativa del cambio en la medición de la ventaja (tal como el VPN) que ocasiona uno o más cambios en los valores estimados de los factores del estudio [43, 45].

También así como se menciona en libro de ingeniería económica de DeGarmo, a veces, la sensibilidad se define de manera más específica como la magnitud relativa del cambio en uno o más factores que revertiría la decisión entre las alternativas de un proyecto o decisión acerca de la aceptación económica de un proyecto, como se sabe existen varias fuentes potenciales que contribuyen al aumento de la incertidumbre en las estimaciones del flujo de efectivo de un proyecto de ingeniería [43].

En un análisis de sensibilidad de ingeniería económica, por lo general se incluyen varias técnicas. Aquí se realiza el análisis mediante la técnica de gráfico de sensibilidad (de tela de araña) considerando el parámetro del Valor Presente Neto (VPN), este enfoque se emplea si dos o más factores del proyecto generan preocupación y se necesita una comprensión de la sensibilidad de las mediciones de la ventaja económica ante los cambios de cada uno de ellos. Además este enfoque hace explícito el impacto de la incertidumbre en las estimaciones de cada factor en estudio sobre la medición de la ventaja económica, en este estudio se realizó una variación del 50 % en los valores de las diferentes variables, aunque cabe destacar que en la bibliografía se recomienda realizarlo con un 10 % en la variación de las diferentes parámetros [43, 45]

CAPITULO 3

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Finalmente, en este apartado se especifican los componentes de la cadena de producción, suministro y conversión del hidrógeno, también se describen los escenarios de estrategia de implementación basados en los datos técnicos de los componentes propuestos y finalmente se analizan los resultados económicos sobre dichos escenarios. Cabe destacar que la finalidad de este trabajo de tesis en lo que respecta al estudio económico y financiero, es el de hacer un análisis sencillo, pero que sea representativo en cuanto a la viabilidad del proyecto, se recomienda llevar a cabo un estudio más riguroso en este aspecto, en caso se pretenda llevar a cabo el proyecto de forma real.

3.1. Actores principales para la implementación de la tecnología del hidrógeno en el STPU en la ZMM

Como ya se ha mencionado anteriormente en diversas partes del mundo se han presentado avances respecto a las tecnologías aplicables al hidrógeno. En muchos países desarrollados ya se fomenta el uso del hidrógeno como combustible para auto transporte, desafortunadamente eso no sucede aún en México, donde existen diversas empresas e instituciones relacionadas con el tema, ya sea en el área de producción, investigación y difusión; sin embargo, el uso del hidrógeno en México solo se limita en procesos industriales, no como combustible. En este sentido, diversas instituciones trabajan para promover el uso del hidrógeno más allá de los procesos industriales, entre ellas se encuentran:

Sociedad Mexicana del Hidrógeno (SMH₂): Asociación civil que realiza cursos, promueve conferencias, talleres, etc, orientadas a la sociedad como a diversas instituciones [4].

Red Nacional del Hidrógeno (RNH₂) para reunir a los organismos que podrían beneficiarse y trabajar con el hidrógeno, organismos como: UNAM-FI, IMP, SENER, CIE, PEMEX, Daimler Chrysler, IIE y ADO [4]

La RNH₂ tiene como finalidad plantear las acciones y estrategias a seguir para lograr que el hidrógeno tenga una participación importante en el mercado energético de México. Se promueve a su vez el desarrollo de proyectos de investigación en colaboración con la academia, a fin de desarrollar tecnologías propias.

De esta manera, se dan las primeras iniciativas en la utilización del hidrógeno como combustible alternativo en el país. El fin de estos esfuerzos es poder estar a la altura de los grandes cambios que se vienen presentando a nivel mundial referentes a la utilización de combustibles fósiles, al plantear la posibilidad de introducir el hidrógeno como combustible alternativo [4].

Se han determinado los principales grupos de interés que potencialmente pueden jugar un papel en la ejecución del proyecto piloto, los actores principales son las secretarías del gobierno federal como la SENER (Secretaría de Energía) y SCT (Secretaría de Comunicaciones y Transportes), secretarías de Estado del gobierno tales como SEDUMA (Secretaría de Desarrollo Urbano y Medio Ambiente) y DTEY (departamento de transporte del estado de Yucatán), empresas locales de negocio de transporte de la ZMM, las instituciones de investigación, como el CINVESTAV (Centro de Investigación y Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional), CICY (Yucatán Centro de Investigación Científica), la UADY (Universidad Autónoma de Yucatán) e ITM (Instituto Tecnológico de Mérida) y por último las empresas de energía nacionales, tales como CFE (Comisión Federal de Electricidad), PEMEX (Petróleos Mexicanos).

Algunas de las posibles responsabilidades de las diferentes instituciones podrían ser: CFE, empresa Mexicana, distribuidora de electricidad México. Hydrogenics - empresa canadiense reconocida como un líder mundial en el desarrollo, la producción de hidrógeno por electrólisis y las estaciones de combustible, Hydrogenics con PEMEX podrían participar en la preparación e instalación de la estación de servicio, puesta en marcha y capacitación, lo que garantizaría un funcionamiento seguro y de calidad. Daimler Chrysler, productora de autobuses de celdas de combustible a hidrógeno, su capacidad de la infraestructura y producción en México facilitaría la importación de autobuses, y ayudaría con apoyo técnico para el seguimiento de los autobuses, mantenimiento, suministro de refacciones, esto sería posible gracias a su experiencia en proyectos de demostración de autobuses en todo el mundo.

Al llevar a cabo estas funciones, se debe buscar la cooperación, según sea apropiado, de instituciones nacionales e internacionales, así como con fuentes públicas y privadas, que aporten capital de inversión.

3.2. Propuesta de los componentes de la cadena de producción, suministro y aplicación de la tecnología del hidrogeno

De acuerdo a las características de la ZMM y la oferta en el mercado de métodos de producción de hidrógeno, se propone una cadena de producción y suministro de hidrógeno en sitio (plantas distribuidas) teniendo en consideración tres fuentes primarias de energía, las cuales son, sistema conectado a la red eléctrica, sistema con fuentes renovables de energía, eólica y solar. El método utilizado para la producción de hidrógeno es la electrólisis del agua, proceso silencioso, confiable, seguro y totalmente libre de emisiones. A continuación se realiza una descripción de los procesos involucrados en la planta de hidrógeno.

Se tiene contemplado que el agua a utilizar en el proceso se obtenga en parte del Sistema de Aguas Nacionales en este caso de la infraestructura de la red de agua del estado de Yucatán, la cual está administrada por la junta de agua potable y alcantarillado (JAPAY).

Antes de suministrar el agua al electrolizador, esta debe pasar por un sistema de purificación, ya que uno de los requerimientos de la celda de combustible del autobús es que el agua utilizada en el proceso se encuentre libre de sales minerales y residuos orgánicos, en teoría debe presentar las características del agua destilada.

Se deben cubrir diversos requisitos de seguridad en lo referente a equipo eléctrico, electrónico y alambrado para todas las áreas donde pueda existir peligro de incendio o explosión debido a gases o vapores inflamables dispersos en el aire.

La distribución espacial de los equipos se realiza de acuerdo a lo establecido por el artículo 500 de la NOM SEDE 001-1999 y lo especificado en la NFPA 50A (National Fire Protection Association) en cuanto a los aspectos de seguridad necesarios en instalaciones donde se maneja hidrógeno gaseoso en centros de despacho.

Las características de producción y suministro se especifican en los apartados 3.2.3.y 3.2.4 respectivamente, en la figura 3.1 se muestra el diagrama de bloques de los componentes propuestos para dicha aplicación de la tecnología del hidrógeno. Una vez analizada las diferentes rutas del transporte público en la ZMM se propone analizar dos rutas de transporte, publico y turístico, cuyas características se especifican en el apartado 3.2.1, todo esto partiendo del supuesto de la sustitución de autobuses diesel por autobuses de celdas de combustible a hidrógeno, la propuesta de modelo de autobús se describe en el apartado 3.2.5 de este escrito.



Figura 3.1. Diagrama de bloques de los componentes propuestos en el proyecto producción-suministro-conversión del H₂ en el STPU de la ZMM.

3.2.1. Selección de la ruta

Se considera el análisis de los casos específicos de la ruta del Circuito Metropolitano y de la ruta del circuito turístico de Turibus dentro de la ciudad de Mérida, Yucatán; se

proponen estas rutas debido a que son de las más organizadas, además de contar con los datos técnicos necesarios para realizar el análisis de viabilidad técnico-económico. Las características del recorrido ruta del circuito metropolitano se muestra en la figura 3.2 [52] tiene un recorrido relativamente largo, pues esta recorre los cuatro puntos cardinales de la ciudad, llegando a puntos clave para los usuarios como los centros comerciales o paradas donde los usuarios pueden transbordar de manera organizada.



Figura 3.2. Características de recorrido de la ruta circuito metropolitano, Mérida, Yucatán [52].

La ruta del Circuito Metropolitano cuenta con 2 derroteros y una flota de 40 camiones (20 por derrotero) cada derrotero tiene una distancia de 63 km por lo cual cada camión recorre 3.15 km cada 9 minutos que es la frecuencia de salida entre cada camión a una velocidad promedio de aproximadamente 21 km/hr, con estas características cada camión

tarda en recorrer un derrotero en 3 hrs aproximadamente, si tomamos en consideración una jornada laboral de 18 hrs (5:00 am a 23:00 pm en operación, aunque los trabajadores entran 30 minutos antes y se van 30 minutos después) entonces cada camión realiza 6 viajes durante dicha jornada calculo basado en la fórmula 1, por lo cual un camión recorre aproximadamente 378 km al día [52].

La ruta del circuito de Turibus tiene una distancia de 20 km por derrotero y cada derrotero consta de 2 camiones, cada camión tarda en recorrer un derrotero en 1:45 hrs a una velocidad promedio de aproximadamente 11.42 km/hr, esta ruta tiene una jornada laboral de 12 hrs (9:00 am a 9:00 pm) entonces cada camión realiza 7 viajes durante dicha jornada calculo basado en la fórmula 1, por lo cual un camión recorre aproximadamente 140 km al día [53], En la figura 3.3 se muestra la ruta del recorrido del Turibus, el cual cuenta con 7 estaciones (plaza grande, museo de antropología, Itzimna, gran plaza, monumento a la bandera, parque de las Américas, zona hotelera) en las cuales se puede bajar o transbordar [53].



Figura.3.3. Características de recorrido de la ruta circuito Turibus, Mérida, Yucatán [53].

3.2.2. Fuente primaria de energía eléctrica

Para satisfacer la demanda de energía para la producción de hidrógeno, se considera la infraestructura eléctrica con la que cuenta la ZMM por medio de la Comisión Federal de

Electricidad (CFE), además se considera alto potencial de radiación solar y un moderado potencial eólico del estado de Yucatán. Basándose en la tabla 1.16 en donde se estima la capacidad de producción de hidrógeno por diferentes regiones del estado de Yucatán, se puede observar que las mejores condiciones de los recursos se encuentran fuera de la ciudad de Mérida, sin embargo se podría optar por sistemas interconectados a la red, es decir que las plantas de hidrógeno sean suministradas mediante la infraestructura de la red eléctrica convencional, y las granjas eólicas o fotovoltaicas se pongan en los sitios con mayor potencial del recurso para que sea aprovechado lo mejor posible.

Se puede optar por poner las granjas en Sisal dado su potencial de producción de energía eléctrica, aunque en Chelem se tiene un mejor desempeño para el sistema fotovoltaico este es solo del 0.5% lo cual no es representativo en términos de optar por poner ambas granjas en un solo sitio en este caso Sisal [40].

Las características del escenario en que fue analizado el resultado para la granja de Sisal está basado en modelo de turbina Endurance Wind E-3120, con 50 kW de capacidad y un diámetro de rotor de 9.2 m, altura del eje a 80 m, el total de superficie de la granja es de 9,600 m², para el caso del sistema fotovoltaico en Sisal las características del escenario son para 500 kW planta, convertidor de DC-AC con 77% de eficiencia, el arreglo de los paneles de un eje de rastreo (seguimiento del sol), una superficie total de 10,417 m² [40].

Entonces un dimensionamiento adecuado de estas granjas debe ser analizado de tal forma que se suministre al menos la energía eléctrica requerida por la planta de producción de hidrógeno que se propone en la siguiente sección 3.2.

3.2.3. Sistema de producción de H₂

La disponibilidad local de las fuentes, la maduración de la tecnología, las aplicaciones del mercado y la demanda, los costos, etc. influyen en la elección de las diferentes opciones de producir hidrógeno.

A largo plazo será posible hablar de una producción a gran escala. En un corto y medio plazo, las opciones de producción de hidrógeno están basadas en la electrolisis del agua o en el reformado de gas natural o carbón.

En este trabajo se proponen plantas de producción de hidrógeno distribuida debido a que son las de menor escala de producción y las adecuadas tomando en consideración nuestra demanda de hidrógeno al día por autobús la cual es de 58.8 kg de hidrógeno. Las plantas tienen una capacidad de producción de 480 kg de hidrógeno por día y operan con un factor de capacidad de 90% produciendo en promedio 432 kg de hidrógeno al día, el periodo de construcción es de un año, la vida útil es de 20 años y ocupan una superficie de 1500 m². Para el análisis en este proyecto el electrolizador propuesto necesita 52.49 kWh/kg es decir tiene un 75% de eficiencia eléctrica el electrolizador o 63.5 % de eficiencia respecto al poder calorífico mínimo del hidrógeno [8, 31].

En la actualidad debido a la falta de tecnología aplicada del H₂ en todas sus variantes en México y específicamente en la ZMM en Yucatán, se puede optar por la importación de tecnología para su implementación. De este modo se propone importar un sistema integrado de producción-suministro, como ejemplo se considera la estación HySTAT de la empresa Hydrogenics; proveedor líder mundial de infraestructura y productos de hidrógeno limpio) quien lleva acabo la manufactura de sistemas integrados para aplicaciones de movilidad como es el caso de transporte público [54, 55].

Se ha proporcionado una descripción del desarrollo potencial de la producción del hidrógeno a partir de combustibles fósiles y de la ruptura del agua, así como las lagunas restantes de la investigación y desarrollo que deben ser superados. Para todos los procesos de producción del hidrógeno, hay una necesidad de la mejora significativa en eficacias de la planta, de costes de capital reducidos y de una fiabilidad mayor y de la flexibilidad de funcionamiento. La producción distribuida del hidrógeno puede ser competitiva con el hidrógeno centralmente producido, dependiendo de la distancia del transporte. Por ejemplo, el transporte del gas de hidrógeno comprimido para 100 millas agregará 15-20 USD/GJ al costo.

Las estaciones de servicio de hidrógeno son sistemas a gran escala con un enfoque modular y flexible, plantas de producción distribuidas cuyas características más similares en el mercado son las ofrecidas por las estaciones de servicio Hystat de Hydrogenics y de las cuales se hace referencia con motivo de información general. la estación de hidrógeno Hystat 60 de la compañía Canadiense Hydrogenics, cuyas características se muestran en la tabla 3.1 [54].

Tabla 3.1. Especificaciones técnicas la estación HySTAT- 60 [54].

Electrolizador Alcalino HySTAT-60 (IMET 1000)		
Producción de Hidrógeno	Numero de Electrolizadores (cell stacks)	4
	Rango de flujo	24 – 60 Nm ³ /hr
	Presión de funcionamiento (después de HPS)	150 PSI (10 Barg)
	Pureza estándar	>99.998% (99.999% como alternativa después de HPS)
Producción de oxígeno	Rango de flujo	50 % del flujo de H ₂
	Máxima presión de salida	115 PSI
Eficiencia de conversión	Eficiencia del HySTAT 60	5.2 Kwh/Nm ³
Suministro de potencia eléctrica	Voltaje	X 400 / 480 / 575 VAC
	Frecuencia	50 / 60 Hz
	Potencia instalada	480 KVA
Suministro de agua	Consumo	< 1 litro / Nm ³ de H ₂ (1.33 litros/Nm ³ de H ₂)
Electrolito	Tipo	H ₂ O + 30 % wt. KOH
	Cantidad	Aproximadamente 650 litros
Condiciones de operación	Localización	Área protegida, propósito general uso externo
	Rango de temperatura ambiente	2 °C a 40 °C
Eficiencia de conversión		80%
Vida útil		10 años
Normas (estándares)	Certificados	ISO 9001, 14001, OSHA

El sistema tiene un rango de operación de 380–600 VAC. Cuenta con módulos integrados para rectificar el voltaje a 2 VDC, voltaje necesario para la disociación del agua en el proceso de electrólisis, siendo la presión del hidrógeno a la salida del electrolizador es de 360 psi.

Como resultado de la electrólisis del agua, otro de los productos que se obtienen a la salida del electrolizador es oxígeno gaseoso, dicho oxígeno también tiene aplicaciones y utilidad industrial después de ser sometido a procesos semejantes a los del hidrógeno.

Sin embargo, para el planteamiento de este proyecto no se considera la posibilidad de procesarlo y utilizarlo, debido a la consideración del equilibrio de entropía en el ambiente, ya que una vez que el hidrógeno es utilizado como combustible en vehículos, este necesita tomar oxígeno del ambiente para dar como producto, a través de celdas de combustible. De modo que, si se procesa el oxígeno, obviamente en una escala mucho mayor, se tendería a ocasionar una descompensación al medio ambiente como la que se presenta actualmente, lo cual traería como consecuencia un desequilibrio ambiental a largo plazo.

3.2.4. Sistema de suministro de H₂

La etapa de suministro para el tipo de plantas propuestas se refiere a la compresión, almacenamiento y despacho del hidrógeno. En lo que respecta a México, las presiones más altas de compresión que se manejan para la producción de hidrógeno por medio de electrólisis son del orden de 1,800 a 2,100 psi. Las presiones mayores a 150 psi se consideran altas, de modo que a un sistema a 5000 psi de presión se considera de extra alta presión [4].

Se tiene contemplado contar con dos etapas de almacenamiento, la primera a la presión de salida del electrolizador (360 psi) 24.8 bar o 2.48 Mpa, y la segunda por encima de la presión de despacho (5000 psi) 350 bar o 35 Mpa.

Es de suma importancia que durante las diferentes etapas que componen el proceso (producción, almacenamiento y compresión), las características de los elementos que componen cada proceso deben estar coordinadas para que exista un flujo adecuado de hidrógeno.

La siguiente etapa al almacenamiento a 360 psi consiste en la compresión del hidrógeno a 5000 psi. El compresor contemplado para la planta, es un compresor reciprocante, cuyas características técnicas son: 2.3 kW por kg de hidrógeno. Este sistema permite un

flujo constante o de paros programados del gas, esto es necesario debido a la crítica operación a altas presiones y grandes volúmenes del compresor.

El sistema de almacenamiento a extra alta presión consta de tres tanques interconectados en una configuración de cascada, la cual consiste en un sistema que a través de un panel de prioridad determina que tanque puede recibir el gas para llenarlo hasta que la presión se equilibra, una vez llenado un tanque el otro comienza su llenado y así sucesivamente.

Para entregar el hidrógeno bajo esta configuración, se entrega el gas gradualmente hasta llegar a cierta presión límite en cada tanque y entonces entra en operación el siguiente tanque y así sucesivamente, este proceso permite un llenado rápido de los autobuses que utilicen el hidrógeno.

La unidad de almacenamiento se compone de tanques de hidrógeno certificado por ASME (American Society of Mechanical Engineers), configurado en un sistema de cascada de tres bancos, con capacidad para almacenar 72 kg de hidrógeno [4]. El dispensador de hidrógeno producido en Canadá por Hydrogenics, es capaz de un llenado rápido y terminar de forma automática en función de la presión de los tanques [54].

Un ejemplo de una estación de hidrógeno se muestra en la figura 3.4 que es la solución ideal para los autobuses de gran tamaño. A modo de ejemplo, esta estación cuenta con 4 puntos de llenado rápido y todo el equipamiento e interconexiones que permitan entregar el combustible de alta presión de la celda de combustible [54, 55].

El tiempo de recarga por autobús es de 7 minutos, a las presiones mencionadas anteriormente [32].



Figura 3.4. Muestra la estación de servicio HySTAT™ 60 [54].

Con la producción y suministro de hidrógeno en sitio se creará un escenario de oferta integrada. También, el sistema de llenado rápido debe estar basado en el protocolo de alimentación de combustible bajo la norma SAEJ 2601 y hidrógeno de grado 99,999%, debe estar basado en las normas SAE J2719, ISO 14687 [54].

Para realizar el despacho de hidrógeno de una manera ordenada, se debe hacer de acuerdo a horarios preestablecidos, de manera que se logre un despacho eficiente.

3.2.5 Modelo del autobús

Con base en una comparación de las características de selección mencionadas en el capítulo 2 respecto a la selección de autobuses se encuentra como la mejor opción para implementar en las rutas propuestas el Citaro FuelCell Hybrid de Daimler-Chrysler, el cual está disponible en el mercado debido a su gran aplicación en diferentes proyectos como los 3 Citaros que operan en la ciudad de Milán a partir del 2011 o los 10 implementados en la ciudad de Hamburgo en 2010, entre otros, además el 28 de septiembre de este año 2012 Citaro FuelCELL Hybrid ganó el “EBUS Award”, que es un reconocimiento ambiental para el sistema de transporte público, en Colonia, Alemania, el Citaro ha tenido en los últimos dos años un rápido desarrollo e innovaciones tecnológicas, no obstante su implementación se considera como un supuesto dado que cada vez existe una mayor oferta respecto a los autobuses de celdas de combustible a hidrógeno .

Las principales características del autobús Citaro FuelCELL Hybrid son las siguientes [56]: chasis: de piso bajo 12 metros de longitud, 2,55 m de ancho y 3,7 metros de altura; 3 puertas (delantera-intermedia- trasera), capacidad de 70 pasajeros; autonomía: de 200 a 250 km por 35 kg de hidrógeno, tiempo de vida: de seis años, velocidad máxima: 80 km/hr, tren motriz: parte trasera (motor eléctrico-transmisión-eje), potencia de salida de la unidad de celdas de combustible 200 kW (2 stacks de celdas tipo PEM), banco de almacenamiento de H₂: de 7 tanques de hidrógeno comprimido a una presión nominal de 350 bar (35 Mpa) y 35 Kg de capacidad de almacenamiento (476 Nm³), baterías Ion-Litio, cero emisiones contaminantes, unidad de aire acondicionado y peso de 18 toneladas. La figura 3.5 muestra la ubicación de los componentes, el flujo del hidrógeno y el flujo de energía eléctrica la cual provoca el movimiento del autobús.

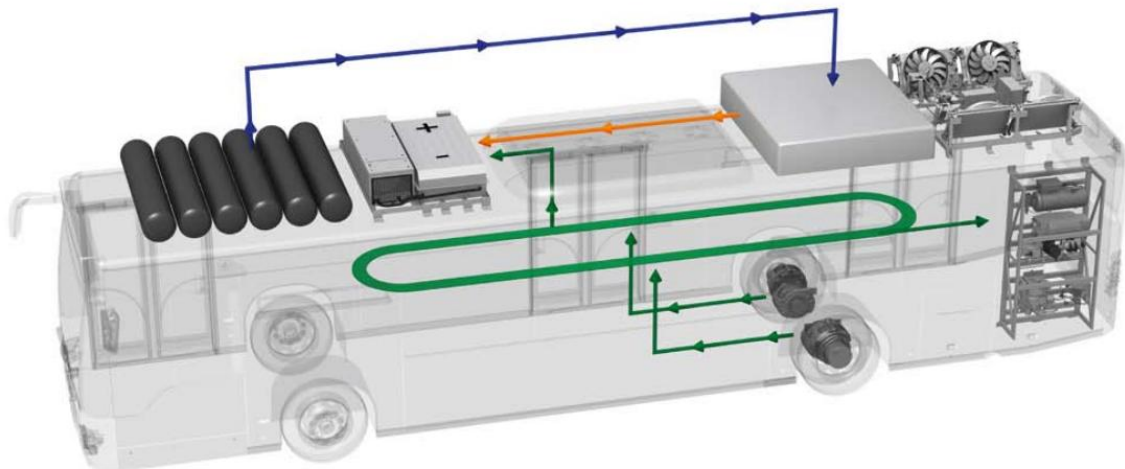


Figura 3.5. Diseño del autobús Citaro FuelCell Hybrid [56].

3.3. Estrategia de implementación

Aquí se describen los diferentes escenarios de implementación que han sido analizados, los cuales están basados tomando en consideración las características técnicas de la ruta del Circuito Metropolitano y del Turibus en la ciudad de Mérida. Los escenarios están

basados en el número de autobuses a sustituir en las rutas seleccionadas y la vida útil del autobús de esta forma se tiene que del número mínimo de autobuses a sustituir por año, en el caso de la ruta del circuito metropolitano se considera la sustitución de los 40 autobuses entonces se divide entre los 6 años de la vida útil del autobús lo cual arroja que se deben sustituir 6.66 autobuses por año, a partir de este dato se generaron los escenarios 1 y 2, en el caso del escenario 3 se considero la opción adicional de analizar la implementación en el sector del servicio turístico de Mérida.

3.3.1. Escenario 1

El escenario 1 de implementación de plantas distribuidas y autobuses de hidrógeno se refiere a la implementación gradual de 1 planta de hidrógeno cada año a partir del año 2012 hasta llegar a 6 plantas en 2017, y por parte de los autobuses implementar 7 autobuses en 2013, 7 en 2014, 8 en 2015, 7 en 2016 , 7 en 2017 y 4 en 2018 año en el que se alcanza a sustituir la flota de 40 camiones de la que consta el circuito metropolitano, lo cual implica que en el año 2024 se termina la vida útil de los últimos autobuses adquiridos en 2018. Para el año 2025 solo se considera la venta del hidrógeno puesto que ya no hay autobuses en operación, y así cerrar el periodo de análisis del proyecto.

3.3.2. Escenario 2

El escenario 2 se refiere a la implementación de 6 plantas de hidrógeno en 2012 y mantenerlas en funcionamiento hasta 2025, y por parte de los autobuses implementar 5 autobuses en 2013, 5 en 2014, 5 en 2015, 5 en 2016 , 5 en 2017 , 5 en 2018 y 10 en 2019, año en el que se alcanza a sustituir la flota de 40 camiones de la que consta el circuito metropolitano, lo cual implica que en año 2025 se termina la vida útil de los últimos autobuses adquiridos en 2019.

3.3.3. Escenario 3

El escenario 3 se refiere a la implementación de 1 planta de hidrógeno en 2012 manteniéndola en funcionamiento de 2013 hasta 2025, y dos autobuses en ruta del autobús turístico o Turibus de la ciudad de Mérida, Yucatán a partir de 2013 los cuales terminarían su vida útil en 2019, en ese año se vendería la planta de hidrógeno.

La implementación de plantas de hidrógeno y adquisición de autobuses de H₂ se muestra en la figura 3.6 para los diferentes escenarios propuesto

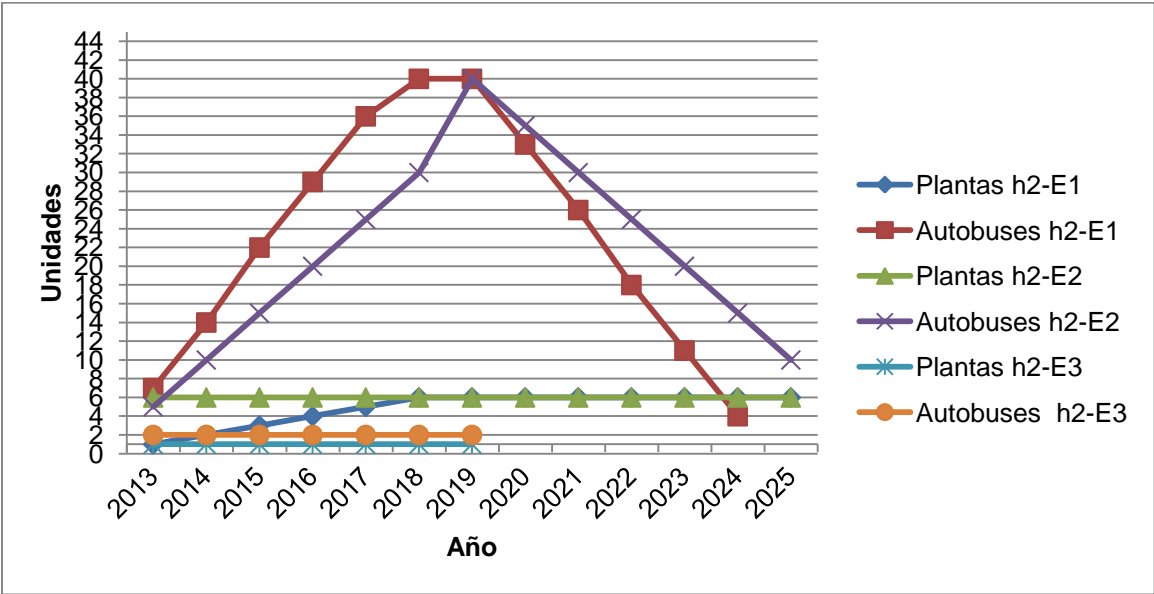


Figura 3.6. Escenarios de implementación plantas - autobuses de H₂ a implementar en Mérida, Yucatán.

3.4. Demanda, producción y remanente de H₂

Para los diferentes escenarios de implementación se han calculado los requerimientos de demanda, producción y remanente de H₂ con las ecuaciones 4, 5 y 6. A forma de conglomerado de la información en las figuras 3.7, 3.8 y 3.9 se muestran los diferentes comportamientos de estos tres indicadores básicos en la cadena de producción, suministro y conversión del hidrógeno.

A modo de análisis se tiene para el escenario 1 que la distribución de la demanda y producción son variables a lo largo del tiempo al igual que el remanente de hidrógeno situación que afecta el sistema económico en los primeros años de implementación puesto que el remanente se vende, además se deja de tener demanda en el año 2025 lo cual provoca que todo el hidrógeno producido se venda.

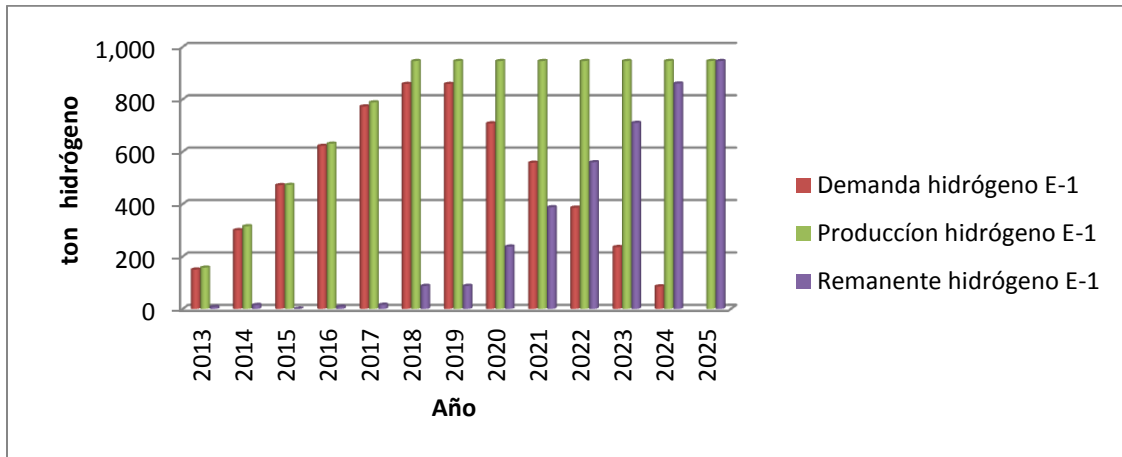


Figura 3.7. Demanda, producción y remanente anual de hidrógeno escenario 1.

En el escenario 2 referido en la figura 3.8 se tiene una producción constante debido a que se implementan las 6 plantas de hidrógeno necesarias desde un principio, lo cual provoca que la relación entre demanda y remanente de hidrógeno sean directamente inversas y dependientes de la implementación gradual de los autobuses.

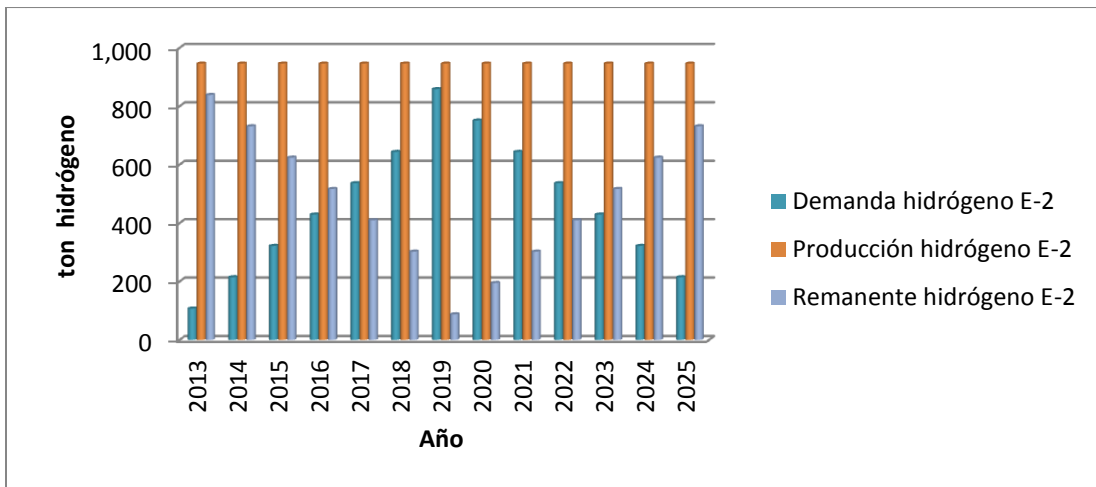


Figura 3.8. Demanda, producción y remanente anual de hidrógeno escenario 2.

Finalmente para el escenario 3 tanto la demanda, producción y remanente se mantienen constantes a lo largo del tiempo como se muestra en la figura 3.9, puesto que solo se implementa una planta de producción de hidrógeno y dos autobuses los cuales empiezan a trabajar a la par.

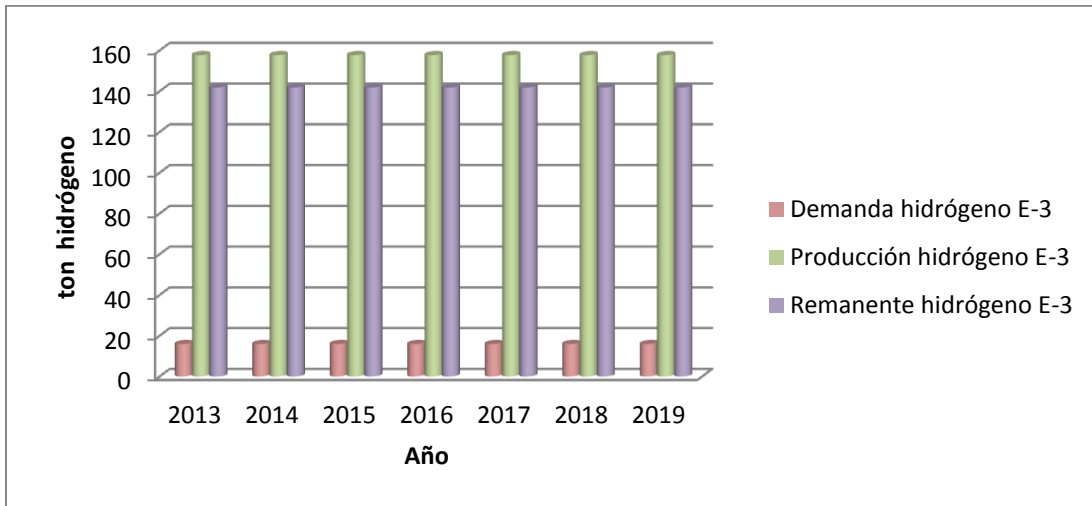


Figura.3.9. Demanda, producción y remanente anual de hidrógeno escenario 3.

3.5. Requerimientos de agua y energía eléctrica

Del estudio realizado respecto a la operación diaria y las características técnicas de la planta de hidrógeno, se determinó mediante la ecuación 3 la cantidad anual de agua al necesaria para operar la planta y producir hidrógeno para los diferentes escenarios de implementación la cual se muestra en la figura 3.10. Se considera una tasa de conversión de utilización de agua $0.0118 \text{ m}^3/\text{kg H}_2$.

De acuerdo con datos de la Comisión Nacional del agua, el volumen concesionado para la producción de energía eléctrica en el estado de Yucatán es de $9,100,000 \text{ m}^3/\text{año}$ por lo que la cantidad máxima de agua requerida por la plantas de producción de H_2 es de $11,164 \text{ m}^3/\text{año}$ lo cual representa un 0.122% , lo que significa que la cantidad de agua para esta aplicación tiene una mínima participación sin afectar el sistema de suministro de este recurso [57].

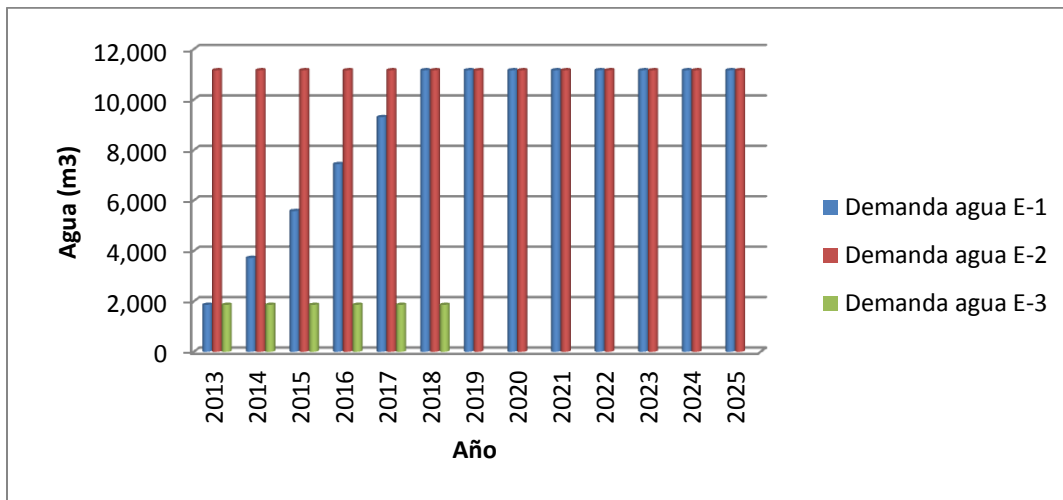


Figura 3.10. Demanda anual de agua para los diferentes escenarios de implementación.

La demanda de energía eléctrica requerida por el sistema ha sido calculada mediante la ecuación 4 para los diferentes escenarios. En la figura 3.11 muestra el comportamiento de la demanda de energía por parte de las plantas de producción de H₂, para el escenario 1 se tiene una variación del requerimiento de este rubro dado que se implementan plantas cada año, la demanda mínima requerida es de 8.28 GWh/año para una planta de H₂ a implementar como es el caso del escenario 3 donde esta cantidad se mantiene constante y la máxima es de 49.66 GWh/año para seis plantas de H₂ en el caso del escenario 2.

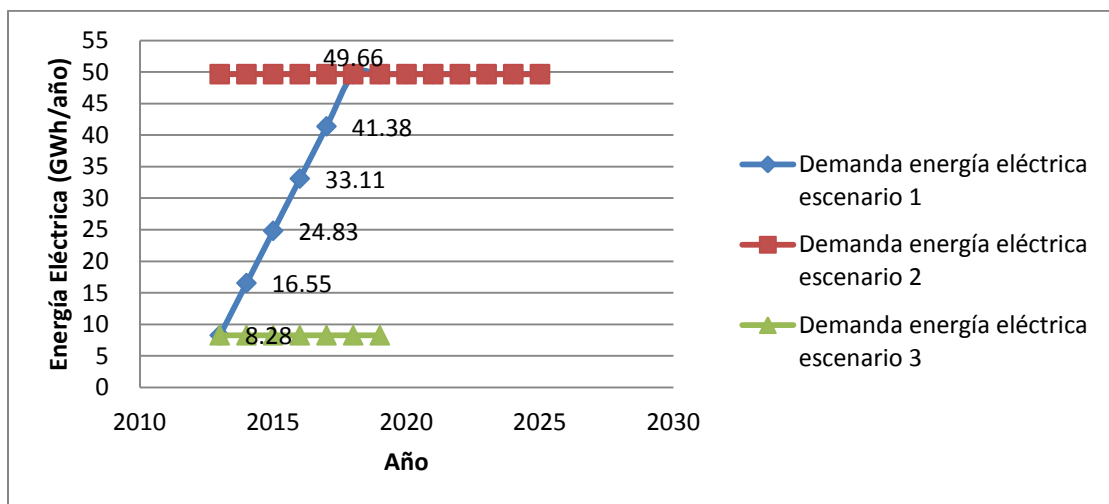


Figura.3.11.Demanda anual de energía eléctrica para los diferentes escenarios de implementación.

Con el fin de hacer una comparación de la energía eléctrica demanda por la producción de H₂, se ha calculado el porcentaje de utilización por planta de Hidrógeno implementada con respecto a la capacidad de energía producida en la planta Mérida III, como se puede observar en la figura 3.12 que el porcentaje máximo de utilización sería de 1.70% para seis plantas de hidrógeno a implementar, lo cual no implica un fuerte impacto en caso se tome la energía eléctrica de la red convencional la cual está contemplada y forma parte de del análisis en este proyecto.

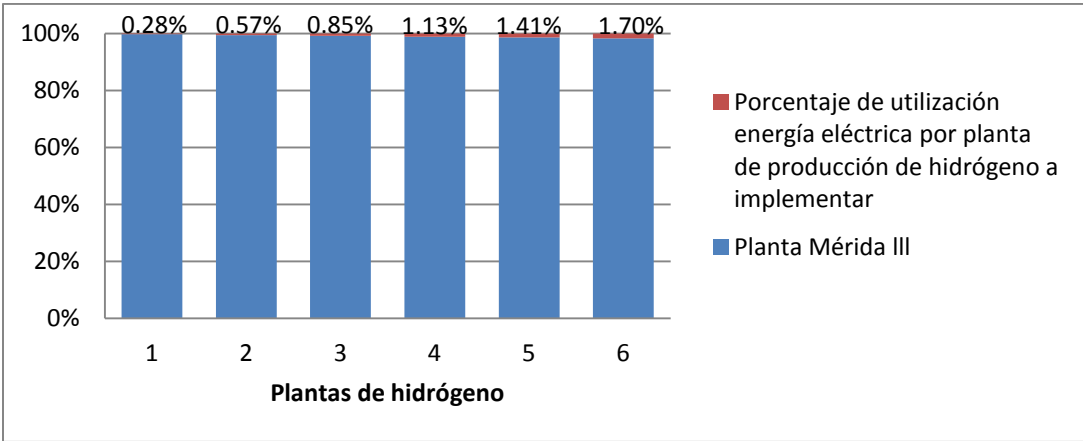


Figura 3.12. Porcentaje de utilización de la planta Mérida III por planta de producción y suministro de hidrógeno a implementar.

Una vez calculada la demanda de energía eléctrica y la selección y especificación de los diferentes componentes de la cadena es importante complementar que bajo el caso hipotética de poner la granja eólica y fotovoltaica en Sisal se requieren para satisfacer la demanda de energía de una planta de hidrógeno aproximadamente 4 granjas eólicas una superficie de aproximadamente 4.1 hectáreas y para la demanda máxima de energía eléctrica que está dada por la implementación de 6 plantas de hidrógeno se requerirían aproximadamente 26 granjas eólicas lo que representa 24.96 hectáreas; y para el caso de las granjas fotovoltaicas se requerirían 8 y una superficie de 8.53 hectáreas para una planta de hidrógeno y finalmente se requerirían 49 granjas fotovoltaicas que ocuparían una superficie aproximada de 51.17 hectáreas para 6 plantas de hidrógeno.

Cada planta de hidrógeno es capaz de abastecer a 7 de los autobuses de celdas de combustible propuestos en este proyecto y entonces el número de granjas eólicas o fotovoltaicas así como las hectáreas necesarias son determinadas de acuerdo a los diferentes escenarios de implementación.

3.6 Reducción de emisiones por la implementación de la tecnología del hidrógeno en el STPU de la ZMM.

La calidad del aire en las ciudades, está principalmente determinada por el transporte urbano, con una tendencia clara a seguir aumentando debido en muchas ocasiones por la falta de un sistema integral y eficiente de transporte público [51]. Debido a que el modelo de autobús a implementar no emite ningún tipo de gas contaminante, pues el subproducto de las celdas de combustible es solamente vapor de agua [56], habrá una reducción de emisiones considerable tanto de gases de efecto invernadero (CO₂) así como de otros gases contaminantes (HC, CO, NO_x) que no se consideren de efecto invernadero pero que perjudican seriamente la salud humana y el medio ambiente.

Entonces tomando las características del transporte público y los factores de emisiones se puede estimar la cantidad de emisiones en el STPU en la ZMM por camión.

Para la estimación de emisiones de monóxido de carbono (CO) mitigadas se ha utilizado la fórmula 7 y en la figura 3.13 se muestra la cantidad de CO mitigado para los diferentes escenarios, el valor máximo de mitigación es de aproximadamente 386 ton de CO dado en el escenario uno y dos, dicha cantidad se alcanzaría en el año 2018 y 2019 y después tendería a reducir.

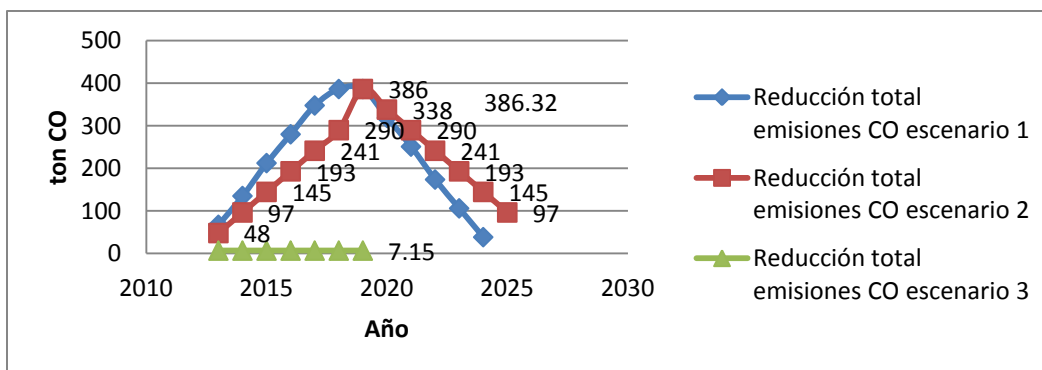


Figura 3.13. Emisiones mitigadas de CO para los diferentes escenarios de implementación.

Para la estimación de emisiones de hidrocarburos (HC) mitigadas se ha utilizado la formula 8 y en la figura 3.14 se muestra la cantidad de HC mitigado para los diferentes escenarios, el valor máximo de mitigación es de aproximadamente 193 ton de HC dado en el escenario uno y dos, dicha cantidad se alcanzaría en el año 2018 y 2019 y después tendería a reducir.

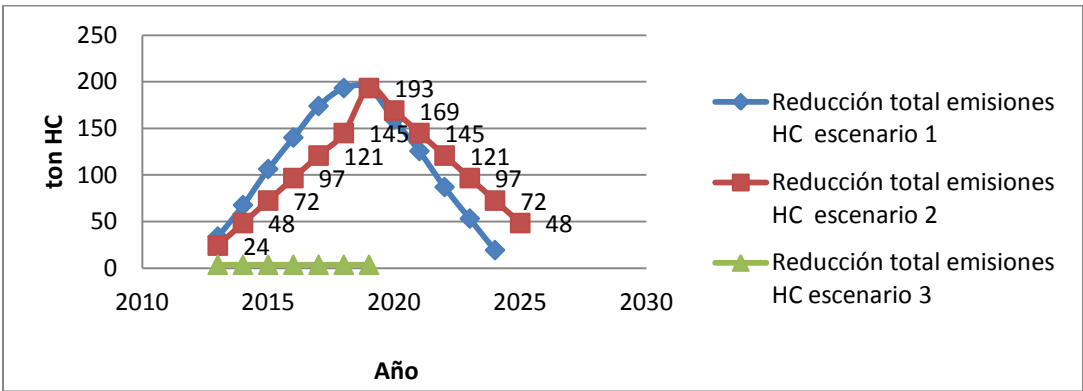


Figura 3.14. Emisiones mitigadas de HC para los diferentes escenarios de implementación.

Para la estimación de emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) mitigadas se ha utilizado la formula 9 y en la figura 3.15 se muestra la cantidad de NO_x mitigado para los diferentes escenarios, el valor máximo de mitigación es de aproximadamente 348 ton de NO_x dado en el escenario uno y dos, dicha cantidad se alcanzaría en el año 2018 y 2019 y después tendería a reducir.

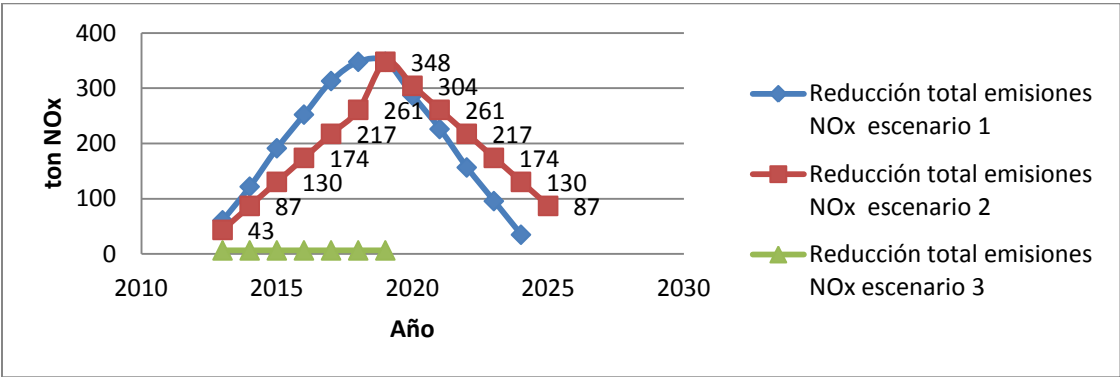


Figura.3.15. Emisiones mitigadas de NO_x para los diferentes escenarios de implementación

Para la estimación de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) mitigadas se ha utilizado la formula 10 y en la figura 3.16 se muestra la cantidad de CO₂ mitigado para los diferentes

escenarios, el valor máximo de mitigación es de aproximadamente 27.04 kton de CO₂ dado en el escenario uno y dos, dicha cantidad se alcanzaría en el año 2018 y 2019 y después tendería a reducir.

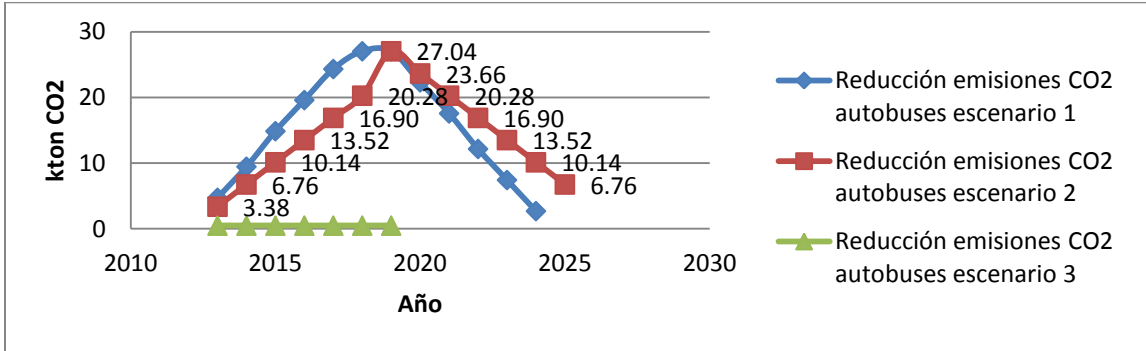


Figura 3.16. Emisiones mitigadas de CO₂ por autobuses de celdas de combustible de hidrógeno para los diferentes escenarios de implementación.

Finalmente como se puede visualizar la reducción de emisiones obedece a la estrategia de implementación gradual de autobuses según cada escenario propuesto, pero aunque el comportamiento de las graficas es similar se tienen diferentes cantidades para los diferentes gases ya que tienen diferentes factores de emisión y además diferentes potenciales de riesgos para la salud y el medio ambiente.

3.6.1 Reducción de emisiones por la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

La reducción máxima de las emisiones por uso de energía renovable en lugar de energía fósil para la producción de H₂ y calculada por la fórmula 11 es de alrededor de 23.33 kton de CO₂eq/año. En la figura 3.17 se muestran las emisiones de CO₂eq que se pueden evitar por la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía para los diferentes escenarios, la reducción de emisiones por energía eléctrica a partir de renovables obedece a la estrategia de implementación gradual de plantas de producción de hidrógeno y su demanda de energía según cada escenario propuesto.

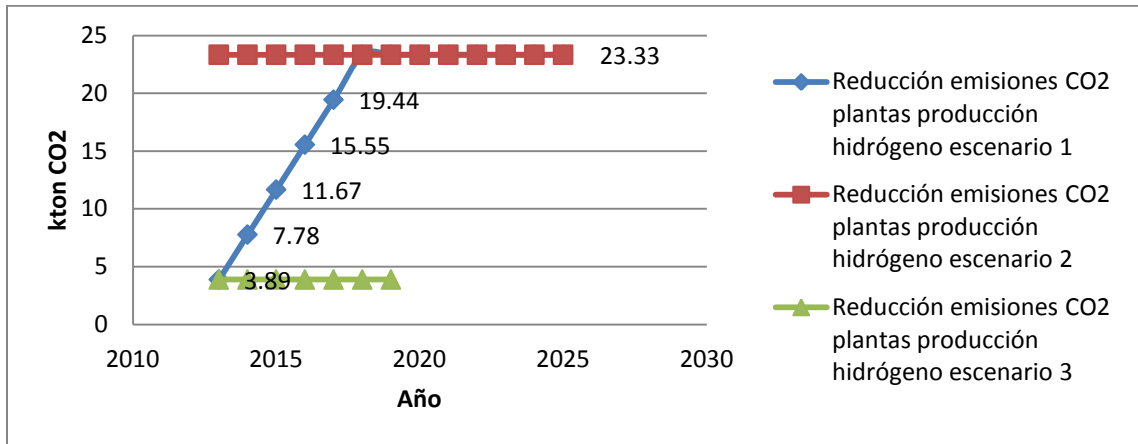


Figura 3.17. Emisiones mitigadas de CO₂eq por la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía para los diferentes escenarios de implementación.

Finalmente en la figura 3.18 se muestra el total de emisiones de CO₂eq que pueden ser evitadas por la utilización del hidrógeno en el STPU y la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía. Por lo tanto, puede lograrse una reducción total por año de 47 kton de CO₂eq.

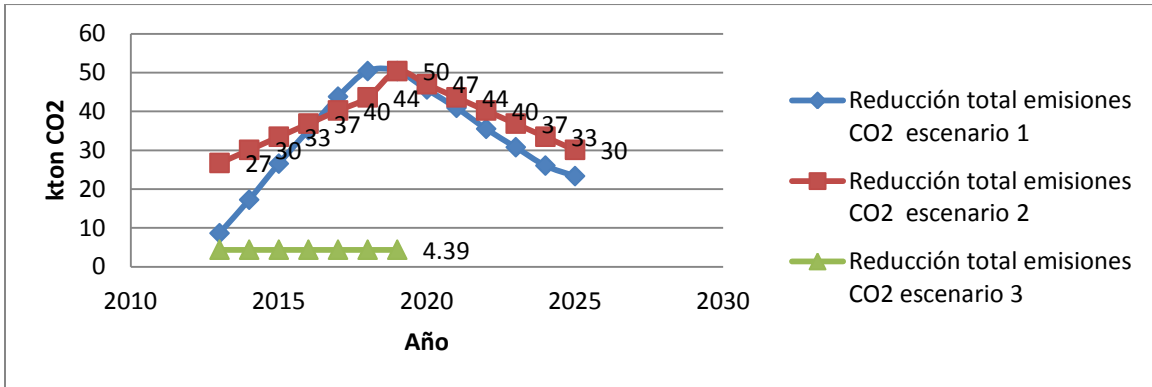


Figura 3.18. Total de emisiones mitigadas de CO₂eq autobuses de celdas de combustible de hidrógeno y fuentes renovables de energía para los diferentes escenarios de implementación.

Finalmente si comparamos las emisiones de CO₂ anuales del sistema de transporte en la ZMM que son de aproximadamente 543,140.98 ton de CO₂ contra las emisiones máximas que se podrían mitigar que son en el orden de aproximadamente 27,042.12 ton de CO₂ al sustituir los 40 autobuses de la ruta del metropolitano actuales por los autobuses de celdas de hidrógeno propuestos, entonces esto representaría un solo 4.98% del total, lo

cual no implica un porcentaje representativo en términos de efectos de mitigación de CO₂, aunque si representaría un beneficio para la ruta dado que tendría mucha aceptación por parte de los usuarios debido a la tendencia actual sobre los servicios a partir de energías limpias, además se estaría incentivando el uso del hidrógeno como combustible limpio en la ZMM lo cual podría motivar el desarrollo de la aplicación de la tecnología del hidrógeno en diversas aplicaciones.

3.7. Resultado análisis económico

Una vez que los requisitos de producción de H₂, la demanda eléctrica, gases de efecto invernadero y la reducción de contaminantes se han podido estimar. Un análisis económico se llevó a cabo con el fin de determinar cuáles son las variables más sensibles y las necesidades económicas para esta aplicación de la tecnología. Las estimaciones incluyen las inversiones iniciales, los costos fijos y variables de producción y suministro del hidrógeno, los costos fijos y variables correspondientes al servicio de los autobuses, así también se han estimado los ingresos para los diferentes escenarios.

3.7.1. Inversión inicial escenarios

De acuerdo a los diferentes escenarios de implementación en la figura 3.19 se tienen los diferentes comportamientos de la inversión inicial, como se puede observar la inversión inicial para la cadena de P-S-C del hidrógeno se tiene en las plantas con fuente de sistemas conectados, seguida de la eólica y finalmente para energía solar fotovoltaica las cuales han sido calculadas mediante las formulas 45,46 y 47. El comportamiento de los escenarios se da básicamente de acuerdo a las diferentes implementaciones de los componentes de la cadena a lo largo del tiempo de análisis. Por ejemplo el comportamiento del escenario 1 se incrementa con el tiempo debido a aunque año con año se implementan plantas de hidrógeno hasta llegar a 6 además de la implementación de autobuses que llegan a ser 40 en el año 2018, en este año se tiene la mayor inversión para el escenario 1 siendo necesarios 275,634,672.78 MXN. En lo que respecta al escenario 2 se tiene una fuerte inversión inicial en el año 2012 puesto que las 6 plantas

de producción de hidrógeno se implementan desde el principio entonces la mayor inversión es para el sistema fotovoltaico con aproximadamente 697, 824,347.38 MXN y finalmente para el escenario 3 la mayor inversión es para el sistema con fuente de energía solar fotovoltaica con un monto de aproximadamente 116, 304, 057.90 MXN.

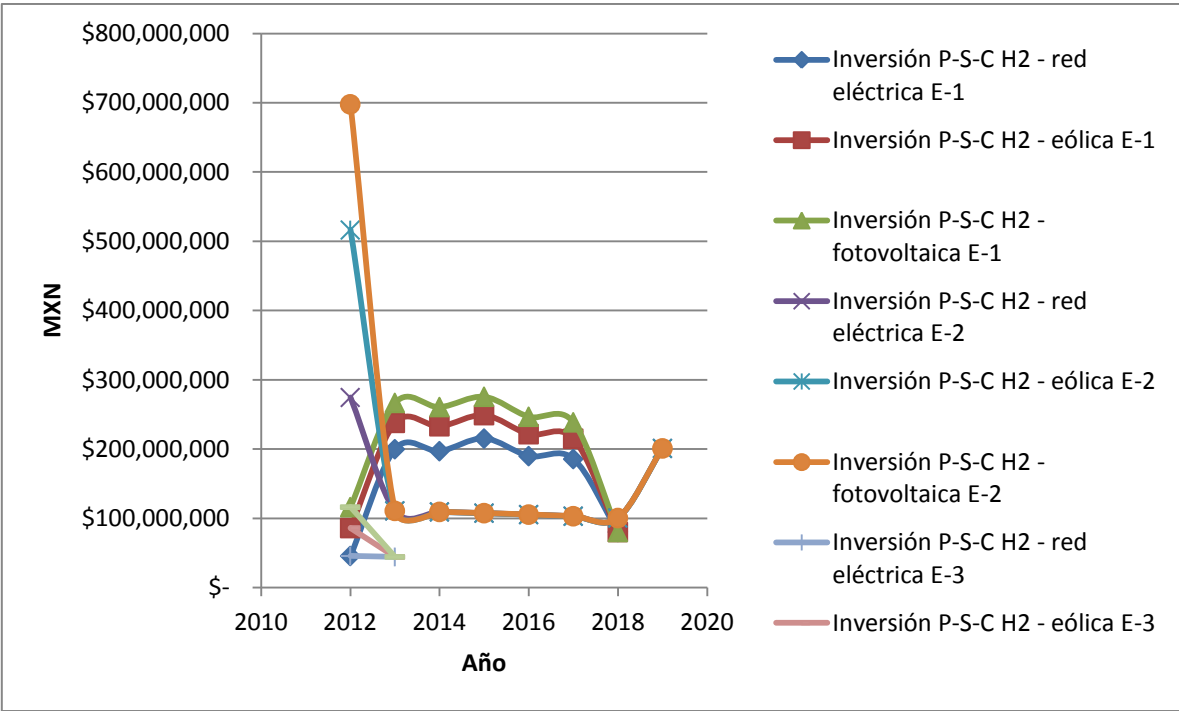


Figura 3.19. Inversión inicial necesaria para la implementación de la tecnología del H₂ de acuerdo a los escenarios y fuente primaria de energía eléctrica.

Se ha realizado una distribución porcentual de los rubros necesarios en lo que se tiene que invertir respecto a las plantas de producción-suministro de hidrógeno, como se puede visualizar en la figura 3.20 la inversión inicial necesaria para la producción de hidrógeno mediante electrolisis de agua para un sistema con fuente de energía eléctrica proveniente de la red convencional representa el 56% y cuyo principal componente tecnológico son los electrolizadores, seguida por el 15% que representan los compresores y en tercer lugar el 12% que representan los tanques de almacenamiento, estos costos de inversiones iniciales se concentran sobre los componentes principales en el proceso de obtención de hidrógeno, teóricamente se puede decir que el elevado costo de estos componentes se debe a los materiales con que están fabricados algunos de sus componentes, por ejemplo electrodos de platino o algún otro metal noble, membranas de intercambio protónico cuyo

estudio sigue en desarrollo, materiales aislantes, todo esto aunado a la dificultad que presenta tratar de domesticar el hidrógeno como combustibles para aplicaciones de transporte.

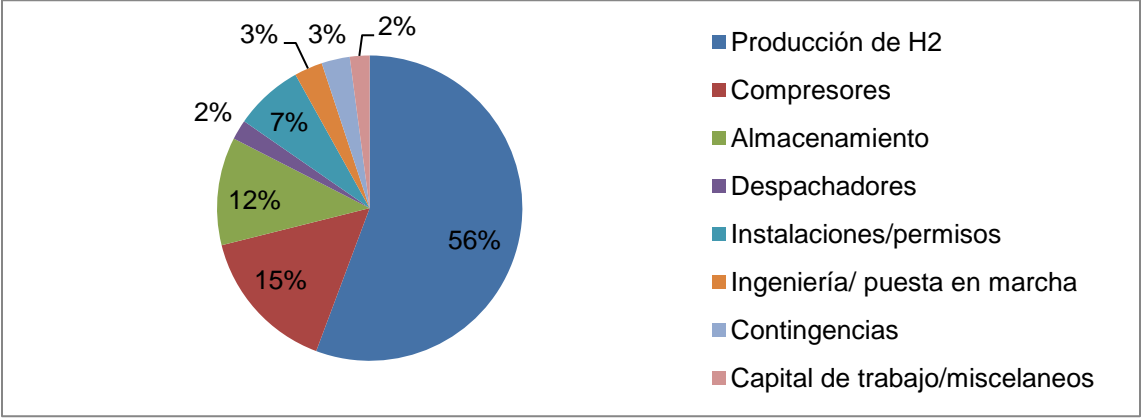


Figura 3.20. Distribución porcentual de la inversión inicial de producción y suministro del H₂

Se ha determinado la variación porcentual respecto a las inversiones iniciales en este caso se considera el caso hipotético de comparar la inversión inicial de la infraestructura necesaria para la etapa de producción, suministro y conversión con la adquisición de una sola unidad, es decir una planta producción-suministro para diferentes fuentes renovables de energía y un autobús las cuales se muestran en las figuras 3.21, 3.22 y 3.23.

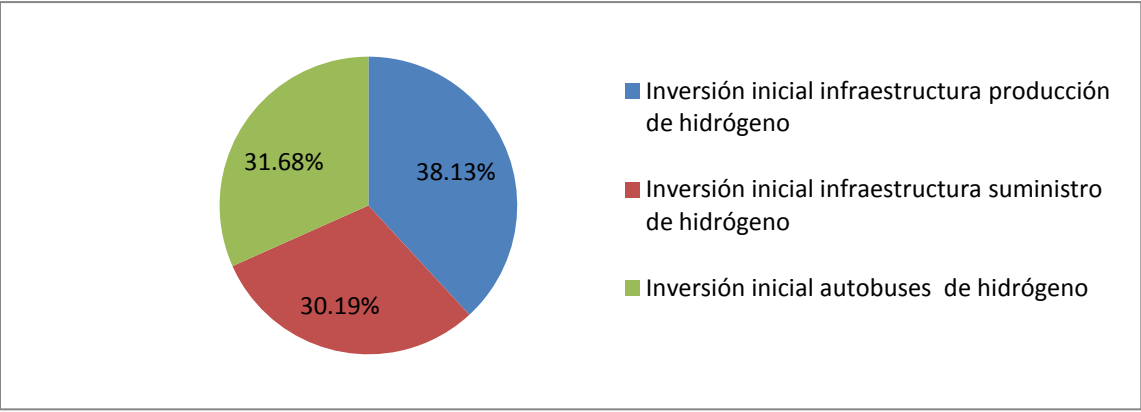


Figura 3.21. Distribución porcentual de la inversión inicial de una planta de producción-suministro de hidrógeno y un autobús de H₂ para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional.

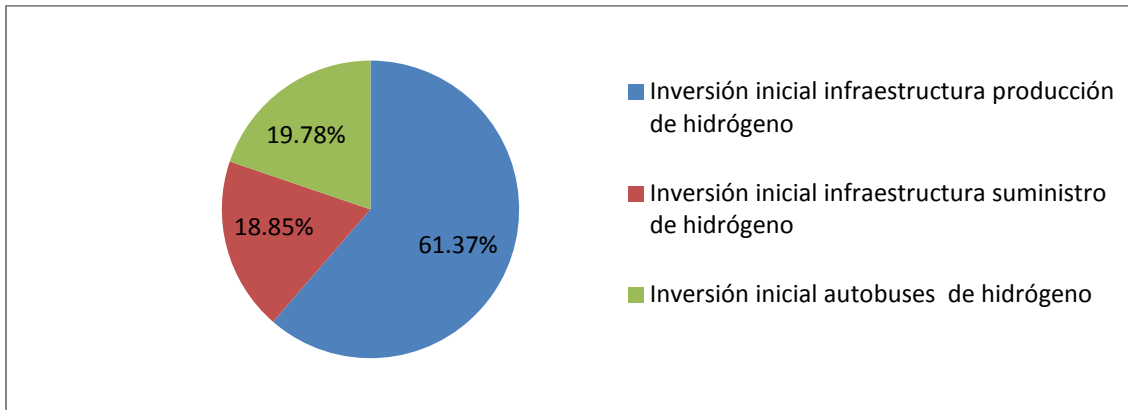


Figura.3.22. Distribución porcentual de la inversión inicial de luna planta de producción-suministro de hidrógeno y un autobús de H₂ para un sistema de fuente de energía eólica.

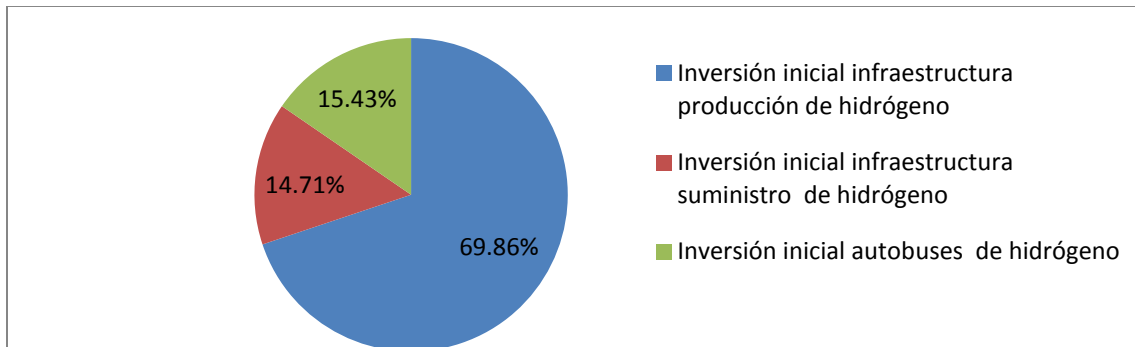


Figura 3.23. Distribución porcentual de la inversión inicial de una planta de producción-suministro de hidrógeno y un autobús de H₂ para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaico.

La estimación de la inversión inicial requerida para una planta de producción y suministro de hidrógeno para el año 2012 con un sistema de energía conectado a la red eléctrica es de 45,765,308.65 MXN, para un sistema con fuente de energía eólica de \$86,065,278.87 MXN y para un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica de 116,304,057 MXN y el costo del autobús con celdas de combustibles a hidrógeno es de 21,220,211.52 MXN.

Entonces la inversión inicial de un planta de producción suministro de hidrógeno de un sistema de con fuente de energía de la red convencional representa un 53% con respecto a una planta con fuente de energía eólica y un 39% respecto a un sistema con fuente de energía fotovoltaica, y la inversión inicial de un planta de producción de hidrógeno con sistema de fuente de energía eólica representa un 74% con respecto a un sistema con fuente de energía fotovoltaica.

Así mismo la comparación de la inversión inicial del autobús de H₂ representa el 46.37% del costo de una planta de producción suministro de hidrógeno con fuente de energía eléctrica de la red convencional, un 24.66% con respecto a una planta de hidrógeno con sistema eólico y un 18.25% respecto a un sistema con respecto a un sistema solar fotovoltaico.

Se hace una comparación de las inversión necesaria para la cadena de producción suministro y conversión del hidrógeno respecto al PIB (Producto Interno Bruto) del estado de Yucatán el cual es de aproximadamente 175,000,000,000 MXN en 2010 [58], bajo la hipótesis de optar por la implementación de 6 las plantas de producción y suministro de hidrógeno y una flota de 40 autobuses a sustituir para el caso de la ruta del circuito metropolitano, la inversión para los 40 camiones es de 848,808,461 MXN, la inversión para 6 plantas de hidrógeno con energía proveniente de la red es de 274,591,852 MXN, la suma de la inversión por las plantas más la inversión de los camiones es de 1,123,400,313 MXN lo cual representa un 0.64% del PIB de Yucatán, el costo de las 6 plantas con fuente de energía eólica es de 516,391,673.23 MXN mas el costo de los camiones da un total de inversión de 1,365,200,134 MXN lo cual representa un 0.78% del PIB y la inversión inicial para 6 plantas de producción de hidrógeno con fuente de energía solar fotovoltaica es de 697,824,347.38 MXN mas la cantidad de inversión de los 40 autobuses de hidrógeno da un total de 1,546,632,808 MXN lo cual representa un 0.88% del PIB de Yucatán, siendo aun más específicos la inversión inicial para las cadenas de producción, suministro y conversión de hidrógeno son menores del 1%, haciendo la comparación con el PIB de Yucatán [58].

3.7.2 Costo de producción-suministro H₂

Se estima que el costo de producción unitario por kg de hidrógeno se reduzca con el tiempo como resultado de la investigación y desarrollo de la tecnología, esta reducción de costos puede se centra precisamente en la reducción de costos de los componentes principales de la cadena de producción suministro y conversión del hidrógeno es decir, electrolizadores, compresores, tanque de almacenamiento y celdas de combustibles tenderán a reducir sus costos en cuanto la tecnología empiece a madurar y masificarse; sin embargo no significa que precisamente tenga que suceder de esta manera en la realidad. La estimación de reducción de costos se ha estimado mediante las ecuaciones

48,49 y 50 o también mediante las ecuaciones 51, 52 y 53 que son un conglomerado de todos los costos fijos y variables de toda la cadena de producción, suministro y conversión del H₂ que han sido previamente estimados y basados en las ecuaciones 22 a 44.

En la figura 3.24 se muestran los costos por kg de H₂ a partir de diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica del periodo 2013-2025 [8,11] Para el caso de producción y suministro el costo estimado de hidrógeno va de 84.85 a 77.23 MXN / kg H₂ es decir se reduce en un 8.98% para un sistema de electrólisis en sitio con suministro de la red eléctrica, de 112.52 a 58.22 MXN/kg H₂ donde la reducción es del 50.07% para un sistema de electrólisis en sitio con energía eólica, y de 289.70 a 117.36 MXN/ kg H₂ donde la reducción es del 59.49% para un sistema de electrólisis sitio con energía solar fotovoltaica.

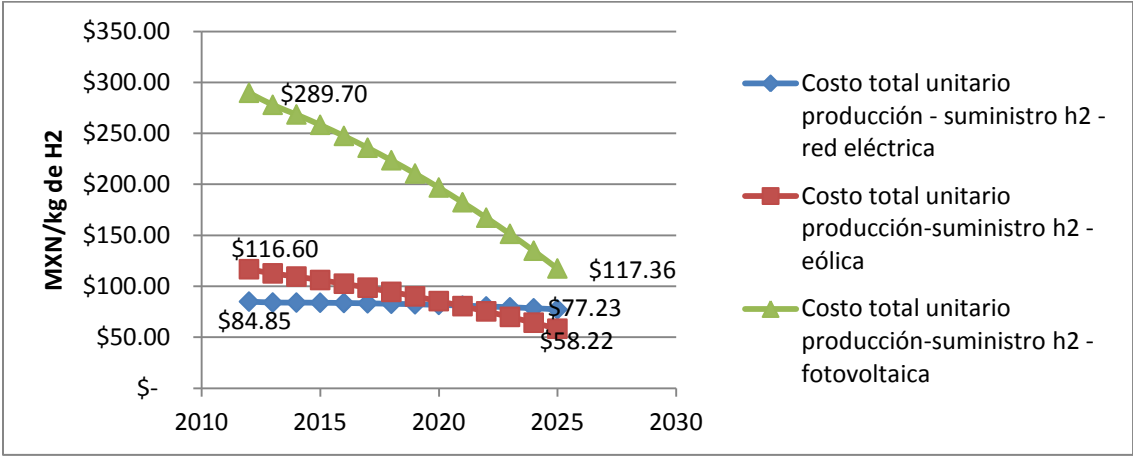


Figura 3.24. Reducción del costo de producción y suministro de H₂ para diferentes fuentes de energía eléctrica MXN/kg H₂.

Aun más específicamente se ha estimado la distribución porcentual de los diferentes componentes del costo unitario por kilogramo de producción y suministro de hidrógeno mediante electrólisis del agua en plantas distribuidas (pequeña escala) para las diferentes fuentes de energía y en el periodo 2013-2025.

En las figuras 3.25, 3.26 y 3.27 se muestran las fluctuaciones de de la distribución porcentual en el periodo de 13 años, estas fluctuaciones están dadas porque se tiene en consideración por una parte la disminución del costo para cada uno de los diferentes componentes del costo unitario del hidrógeno y por otra parte se tiene las fluctuaciones

del tipo de cambio e inflación los cuales se han considerado en las estimaciones para pasar de USD a MXN.

A pesar de eso el comportamiento de distribución porcentual se mantiene constante para los tres diferentes fuentes de energía, sin embargo cada una tiene una variación específica del porcentaje y esto se debe a que los costos para cada sistema son diferentes, para el caso de un sistema conectado a la red eléctrica convencional se tiene que la mayor aportación al costo de producción y suministro por kilogramo de hidrógeno se concentra en el costo de la energía eléctrica en la etapa de producción de hidrógeno que va de 60.39% en 2013 a 76.43% en 2025, seguidos por el costo de capital que va de 26.01% a 11.83%, para el caso de sistema con fuente de energía eólica el costo de la energía eléctrica en la etapa de producción de hidrógeno que va de 33.9% en 2013 a 58.26% en 2025, seguidos por el costo de capital que va de 49.48% a 24.35% y para el caso sistema con fuente de energía solar fotovoltaica el costo de la energía eléctrica en la etapa de producción de hidrógeno que va de 62.13% en 2013 a 70.64% en 2025, seguidos por el costo de capital que va de 29.18% a 19.33%.

Ambos costos representan más del 80% del costos de producción y suministro de hidrógeno por lo cual habría que concentrarse en ellos, en el caso del costo de electricidad para producción de hidrógeno se tienen electrolizadores de aproximadamente 75% de eficiencia como es el caso de la tecnología propuesta en este proyecto, lo cual se esperaría que se alcancen mayores eficiencias de producción es decir que se requiera una menor cantidad de energía eléctrica para obtener una mayor producción de hidrógeno.

Además de la disminución del precio de energía eléctrica por kWh y sobre todo con énfasis en los sistemas con fuentes de energía renovable en el caso de de los costos de capital (intereses) es un comportamiento normal en las economías de escala puesto que en escalas de producción pequeñas el costo o los cargos de capital son mas riesgosos que en escalas mayores, por lo cual se debe analizar la producción de hidrógeno para diferentes escalas de producción, en este proyecto no se consideran este análisis puesto que la aplicación aquí expuesta es de menor escala y con fines de una estrategia de implementación piloto.

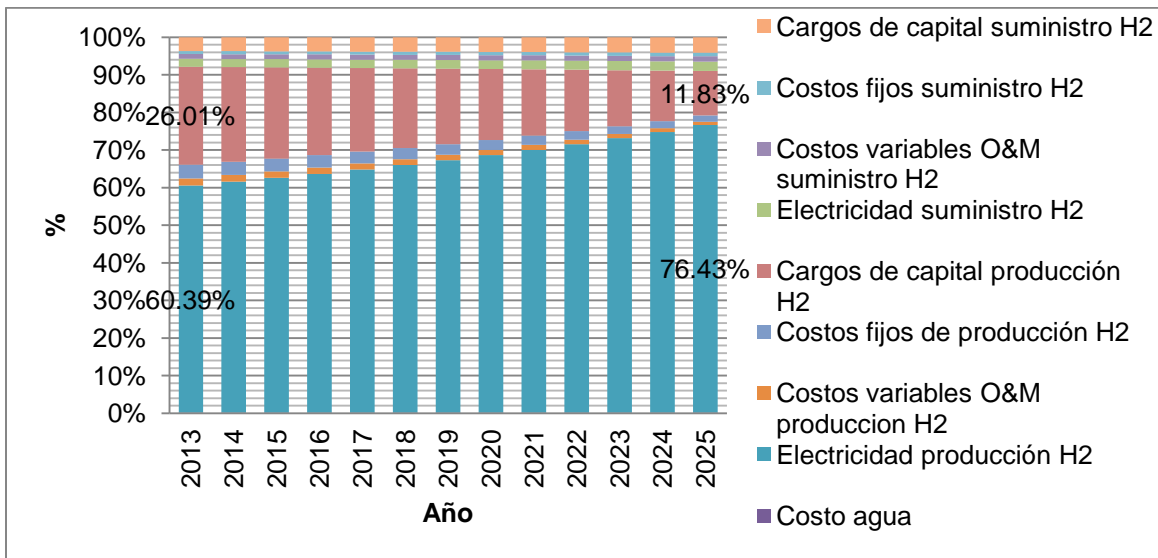


Figura 3.25 Distribución porcentual del costo unitario de producción-suministro por kg de hidrógeno para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional.

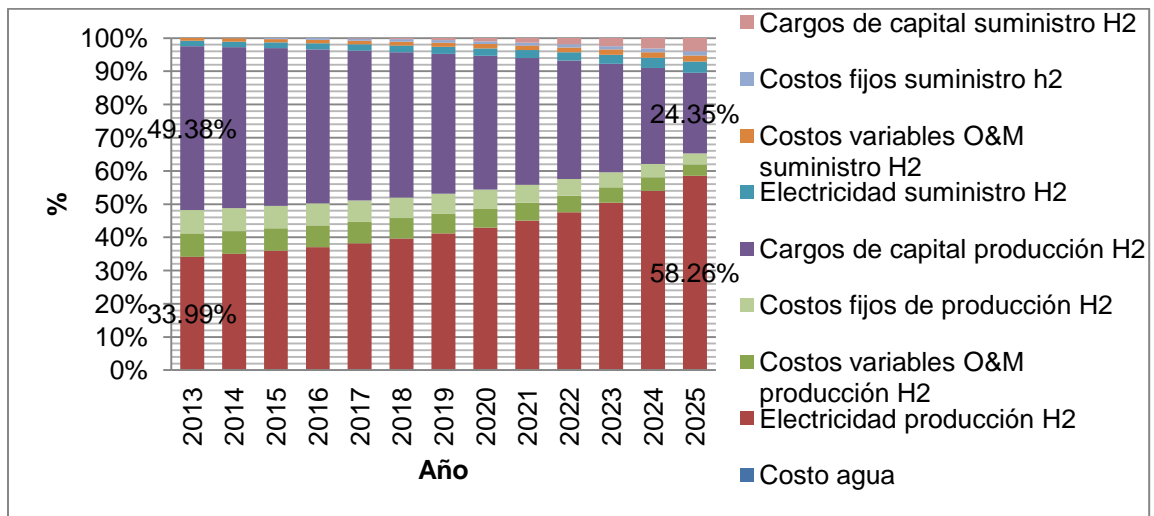


Figura.3.26.Distribución porcentual del costo unitario de producción-suministro por kg de hidrógeno para un sistema de fuente de energía eólica.

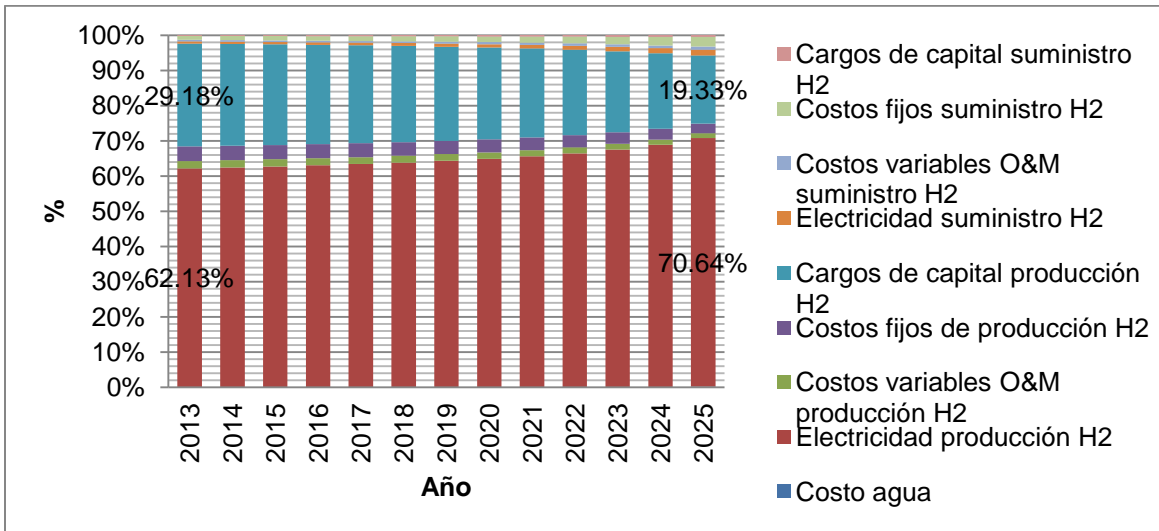


Figura 3.27. Distribución porcentual del costo unitario de producción-suministro por kg de hidrógeno para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaica.

Para efectos de saber el comportamiento de la distribución porcentual de egresos para los diferentes escenarios y fuente de energía eléctrica, en este análisis se contemplan los egresos totales por producción y suministro de hidrógeno calculados con la ecuación 48, 49 y 50; los egresos de acuerdo a los costos fijos y variables en la parte de conversión del hidrógeno referente a los autobuses han sido estimados con las ecuaciones 43 y 44, se tienen las figuras 3.28, 3.29 y 3.30 de la cadena de producción suministro y conversión del hidrógeno, para el escenario 1, la distribución porcentual sigue un mismo comportamiento y en todos los casos el mayor egreso del sistema económico está dado por la producción y suministro del hidrógeno seguido por los egresos por costos variables respecto al servicio de transporte los cuales son básicamente la mano de obra y finalmente los costos fijos de operación y mantenimiento de los autobuses.

En el caso del escenario 1 se tiene que en el año 2025 se tendría un egreso del 100% por la producción del hidrógeno ya que para ese año ya no habría autobuses en operación, la variación del porcentaje de contribución varía de acuerdo a los costos de producción de H₂ por fuente de energía, es importante mencionar que cuando se tiene el máximo número de autobuses en operación los costos de producción de hidrógeno son para el escenario 1 en el siguiente orden, en el caso de sistema conectado a la red eléctrica se

tiene un 64.1 en el caso de fuente de energía eólica se tiene un 66.1 % y en el caso de la fuente de energía solar fotovoltaica se tiene un 82%.

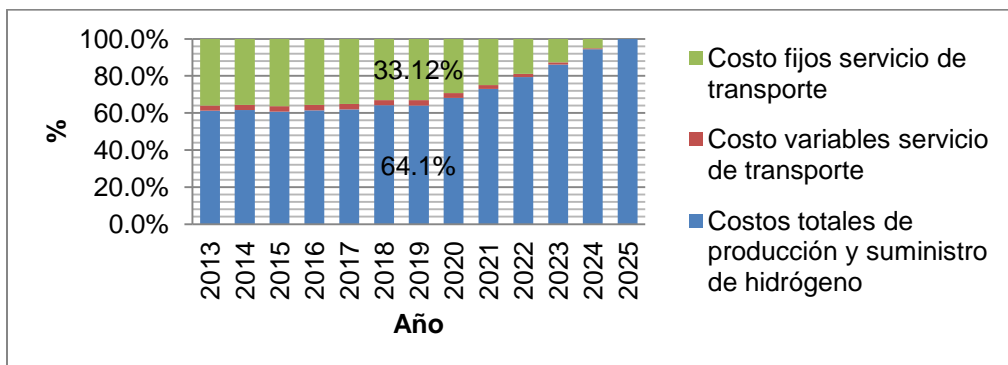


Figura.3.28. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional del escenario 1.

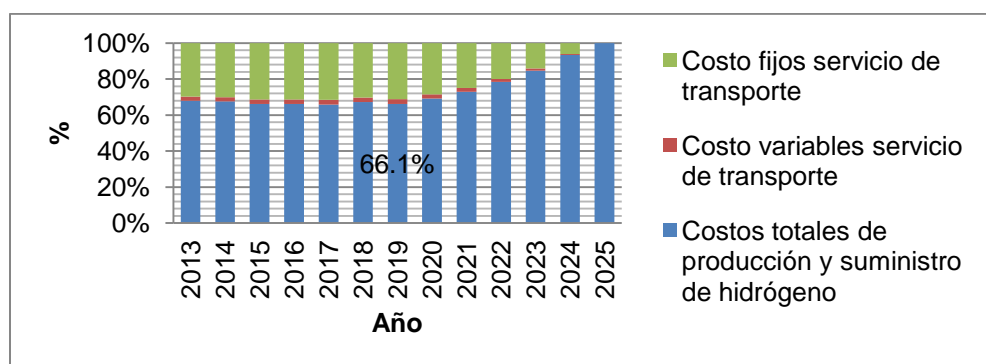


Figura 3.29. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 1.

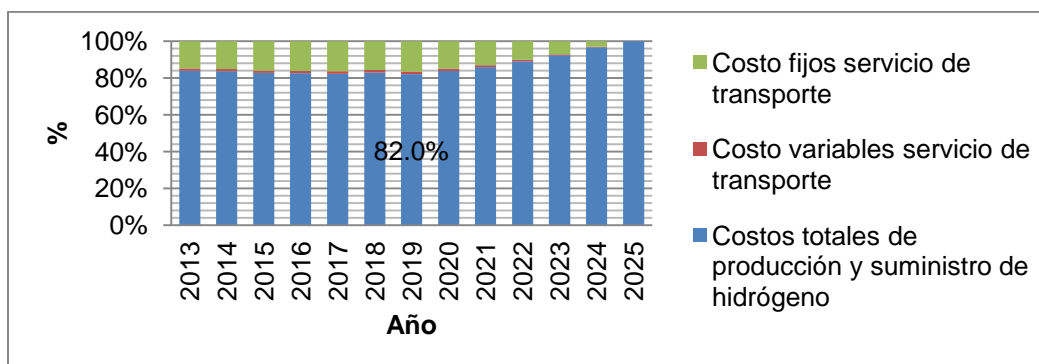


Figura 3.30. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 1.

En el caso del escenario 2 se tiene que la distribución del egreso dado en las figuras 3.31, 3.32 y 3.33 se concentra de igual forma en la producción y suministro del hidrógeno cuando se alcanza el máximo número de autobuses en operación con 64.1% para la red eléctrica, 66.7% para eólica y 82.4% para fotovoltaica, esta pequeña variación entre el escenario 1 y 2 está dada porque en el escenario 2 los costos fijos de operación y mantenimiento disminuyen dado que en el año 2019 se implementan los últimos 10 autobuses con un costo de 19,524,908.13 MXN y como el costo de operación y mantenimiento se basa en el 5% del costo del autobús entonces ahí es donde se encuentra es reducción, en el caso del escenario 1 en el año 2018 se implementan los últimos autobuses con un costo de todavía 20,105,310.48 MXN.

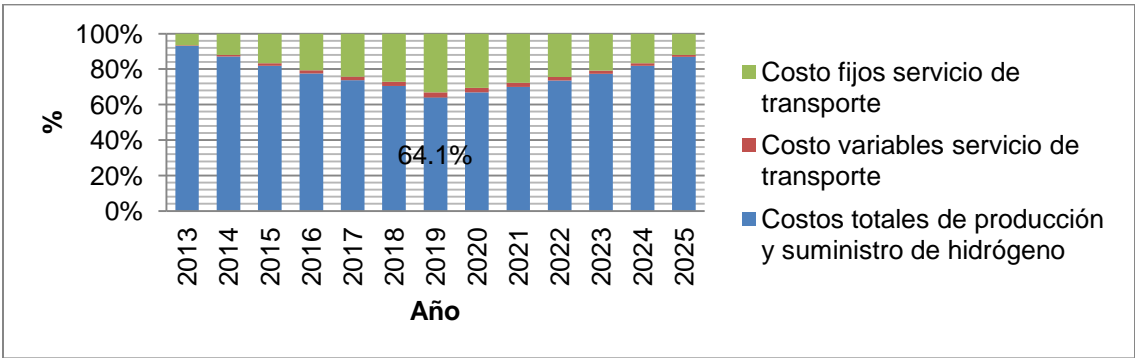


Figura 3.31. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional del escenario 2.

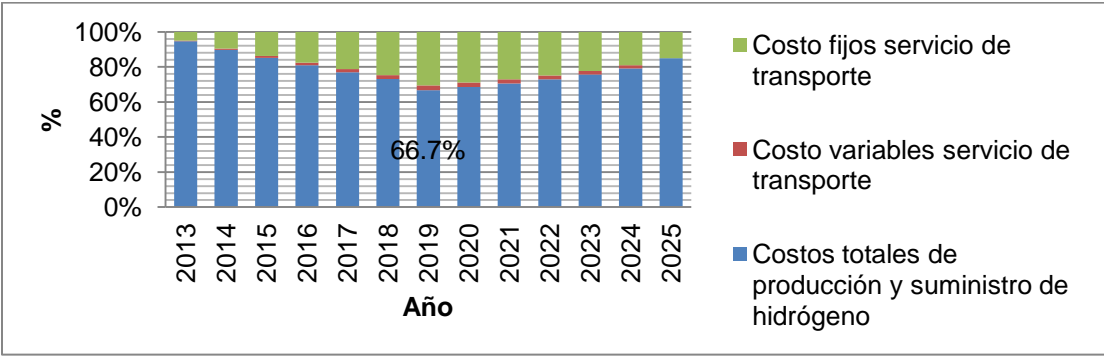


Figura 3.32 .Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 2.

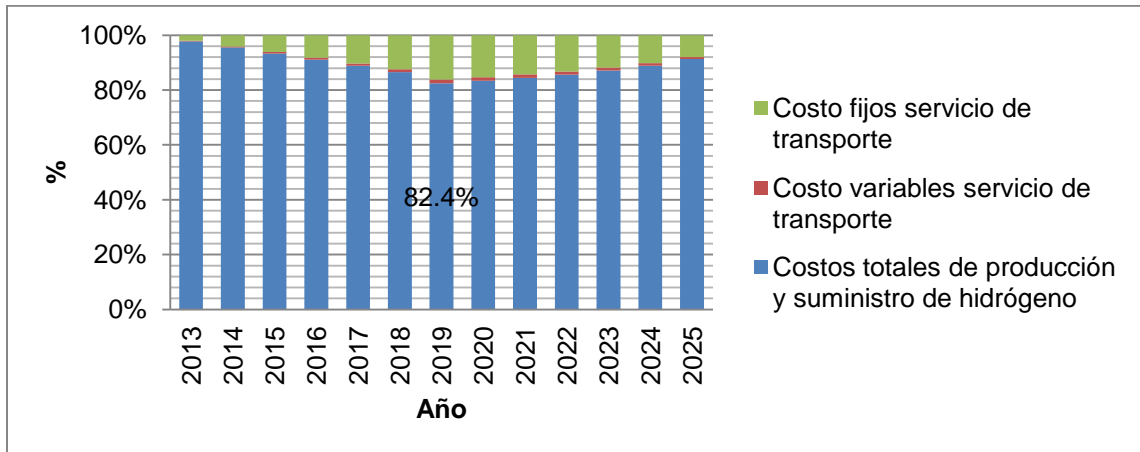


Figura 3.33 Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 2.

En el caso del escenario 3 se tiene que la distribución del egreso dado en las figuras 3.34, 3.35 y 3.36 se concentra de igual forma en la producción y suministro del hidrógeno representa el mayor porcentaje de contribución con una variación de 84.7% en 2013 a 85.9% en 2019 para la red eléctrica, 88.1% a 87% para eólica y 94.83% a 93.99% para fotovoltaica, en esta caso se observa que la fluctuación del precio de energía eléctrica indica este comportamiento, como se puede ver el costo de hidrógeno para sistemas conectados a la red tiende a incrementarse, el costo con sistema eólico tiene a disminuir al igual que el costo por energía fotovoltaica.

A pesar de que el costo por kWh para el sistema fotovoltaico tiende a disminuir, se tiene que para 2019 es de 2.714 MXN/kWh sigue siendo un 74% más alto respecto a un sistema eólico cuyo valor es 0.703 MXN/kWh, un 61% más alto respecto a un sistema conectado al a red con valor de 1.051 MXN/kWh, y mayor en un 40% para el precio estimado para CFE con valor de 1.62 MXN/kWh de la figura 3.38 se han extraído estos datos que muestra .la tendencia de los costos de electricidad para diferentes sistemas de fuentes energía.

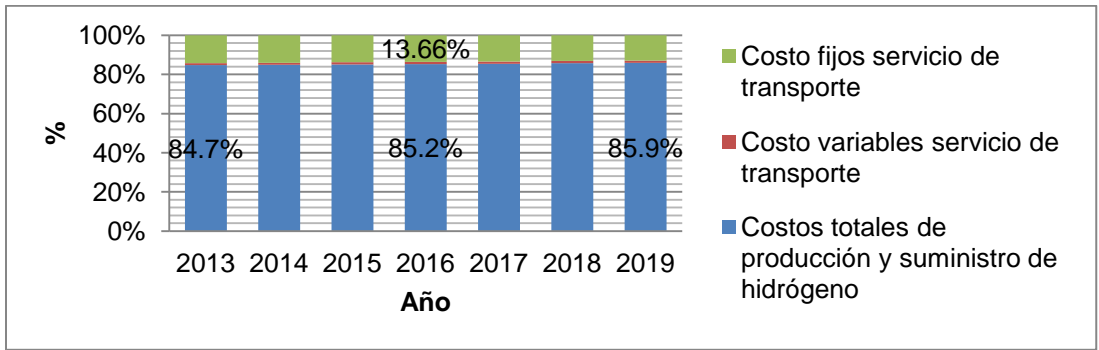


Figura 3.34 Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional del escenario 3.

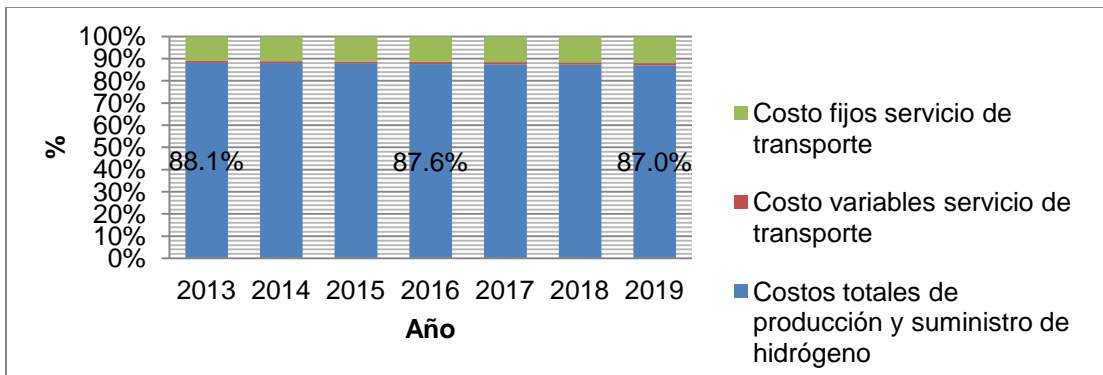


Figura 3.35. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 3.

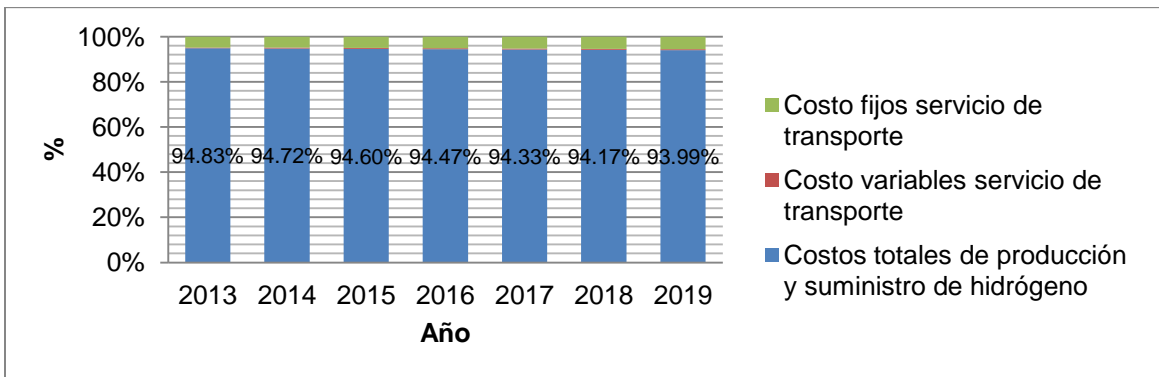


Figura 3.36. Distribución porcentual de costos de producción-suministro y conversión del hidrógeno para un sistema de fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 3.

El comportamiento del costo por kWh para las diferentes fuentes de energía para la producción de hidrógeno vía electrolisis del agua derivados del sistema que en este trabajo se analiza y que se muestra en la figura 3.37, nos da un indicador importante respecto a la tendencia del costo futuro que tiene la energía eólica y fotovoltaica, de dicho comportamiento se puede deducir que la producción de energía eléctrica a partir de energía proveniente del viento tiene un mayor potencial que la fotovoltaica a pesar de la reducción sustancial de esta última, aunado y con respecto al potencial de viento de que se tiene en el estado de Yucatán como ya se ha analizado, se podría optar por una cadena de producción de hidrógeno con fuente de energía eólica, ya que el costo por kWh de esta fuente es también menor que la tendencia del costo por sistemas interconectados a la red eléctrica convencional.

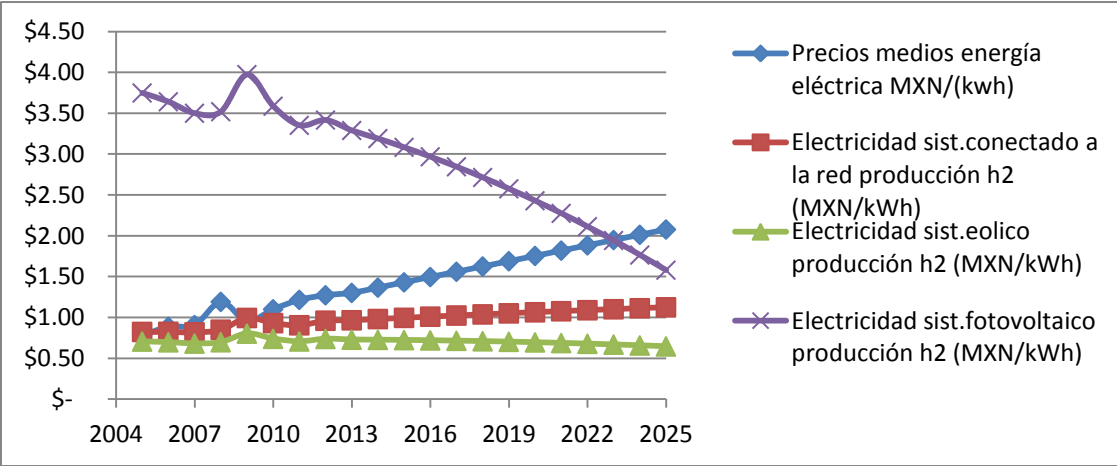


Figura 3.37. Comportamiento del costo unitario de energía eléctrica por kWh para la producción hidrógeno mediante electrolisis del agua en sitio por diferentes sistemas de fuentes de energía.

3.7.3 Ingresos

Los ingresos considerados en el análisis de este proyecto son por los supuestos de venta del remanente de hidrógeno que se tiene durante la operación de las plantas y autobuses el cual ha sido calculado con la ecuación 54, la venta de bonos de carbono por las emisiones de CO₂ mitigadas a causa de la utilización de fuentes renovables de energía, es importante mencionar que en los sistemas con electricidad a partir la red eléctrica convencional no se considera este rubro puesto que la electricidad producida en Yucatán

proviene de la quema de combustibles fósiles, el cálculo de este rubro se realizó con la ecuación ; el valor de salvamento de las plantas de producción-suministro de hidrógeno el cual ha sido calculado con la ecuación 55, 56, 57 y 58, los ingresos por el servicio de transporte, los ingresos por venta de bonos de carbono por las emisiones de CO₂ mitigadas por los autobuses de celdas de combustible de hidrógeno; y finalmente se considera el valor de salvamento de los autobuses de hidrógeno. En las figuras 3.38 a 3.46 se muestra la distribución porcentual de los ingresos para los diferentes escenarios y diferentes sistemas de fuente de energía eléctrica.

En lo referente al escenario 1 se tiene que el mayor aporte por ingresos está dado por el servicio de transporte independiente de la fuente de energía de donde provenga el H₂, y este ingreso está íntimamente relacionado con el número de autobuses en operación durante el periodo de análisis, el segundo aporte de ingresos está dado por la venta del remanente de hidrógeno sin embargo se tiene que tener en cuenta que aunque se pueda vender el hidrógeno este ingreso no es representativo en el sistema económico debido a que el precio de venta por kg de hidrógeno es de 62 MXN y como ya se analizó los costos de producción de hidrógeno son mayores y aun más si se considera la fuente de energía eléctrica con la cual se produzca, seguidamente el tercer ingreso que se considera son los valores de salvamento de las plantas de autobuses esto es que se venden al término de su ciclo de vida al igual que las plantas.

Es importante mencionar que aunque las plantas de producción tienen una vida útil de 20 años estas pueden seguir produciendo hidrógeno más allá del periodo de análisis del proyecto, en este estudio se considera venderlas al final del término del periodo en que el sistema económico se analiza para los diferentes escenarios.

Para el caso de los rubros por venta de bonos de carbono por la reducción de emisiones se tiene un ingreso muy pequeño, sin embargo este puede ser un incentivo para la promoción de la implementación de las tecnologías del hidrógeno en aplicaciones de transporte.

En el caso de los sistemas con fuentes renovables de energía para la producción de hidrógeno se agregan los ingresos por venta de bonos de carbono por la reducción de emisiones de CO₂.

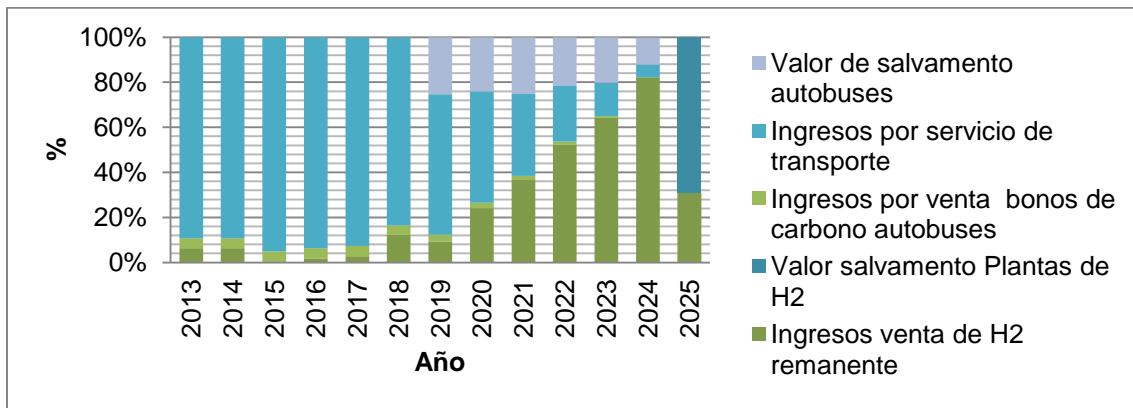


Figura 3.38. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional del escenario 1.

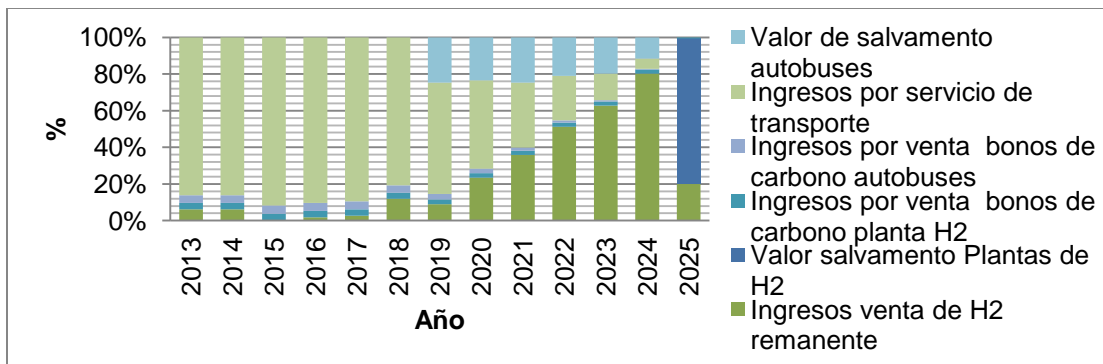


Figura 3.39. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 1.

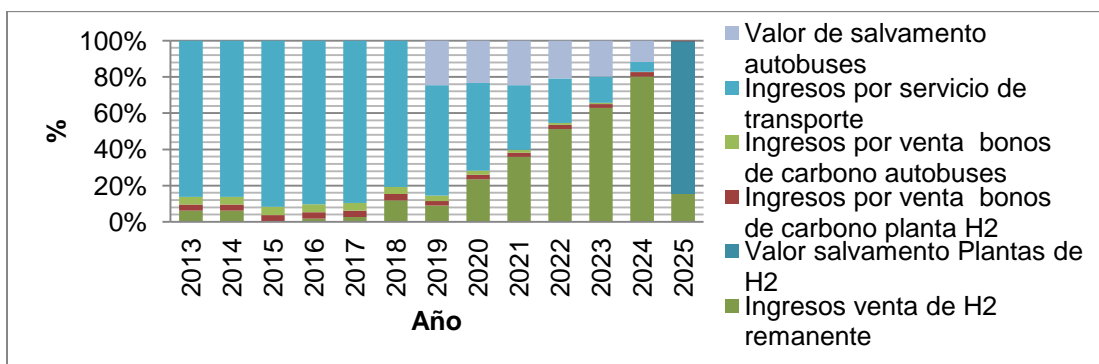


Figura 3.40. Distribución porcentual del ingreso para un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 1.

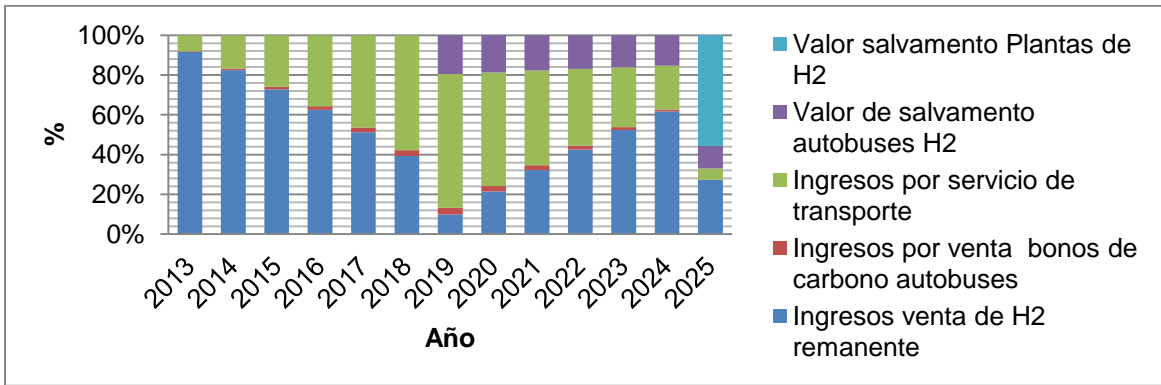


Figura 3.41. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía conectado al a red eléctrica convencional del escenario 2.

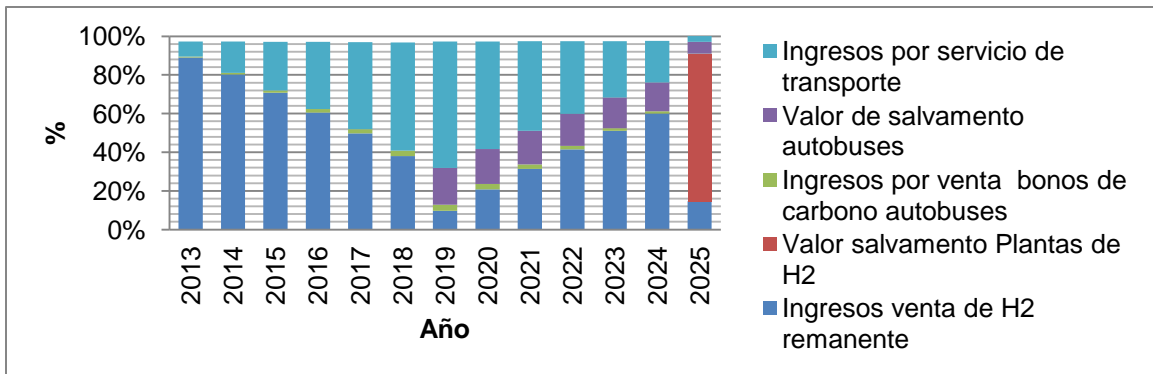


Figura 3.42. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 2.

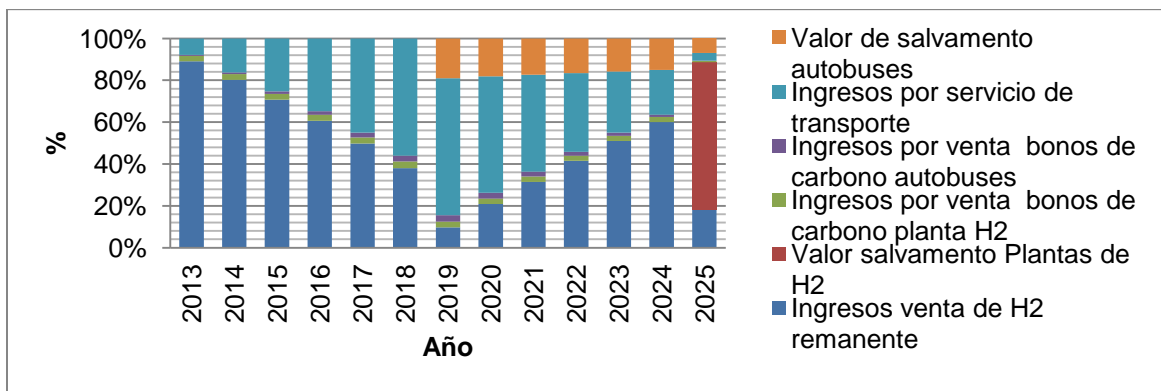


Figura 3.43. Distribución porcentual del ingreso para un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 2.

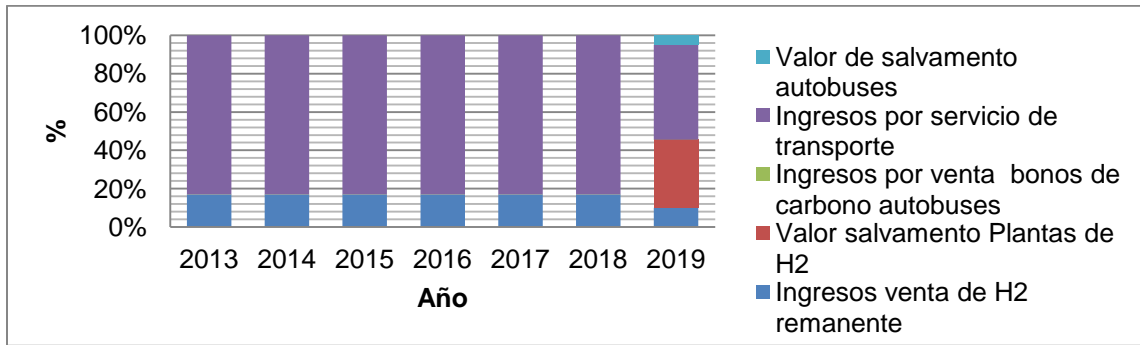


Figura 3.44. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía conectado a la red eléctrica convencional del escenario 3.

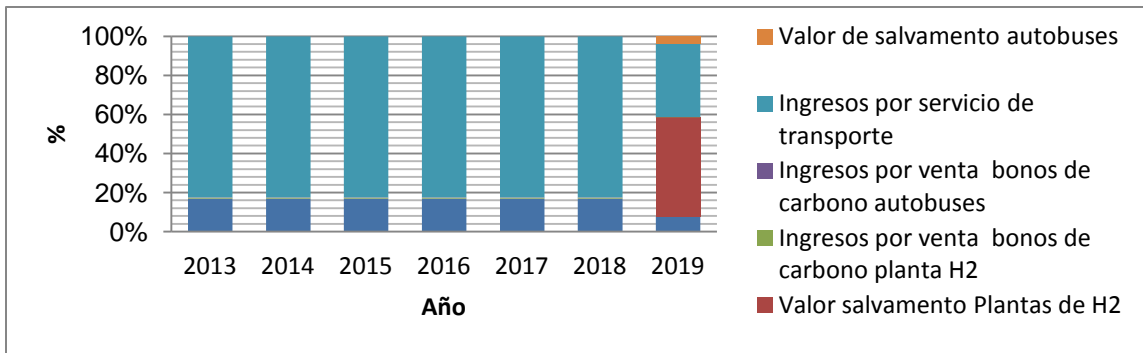


Figura 3.45. Distribución porcentual del ingreso para un sistema de fuente de energía eólica del escenario 3.

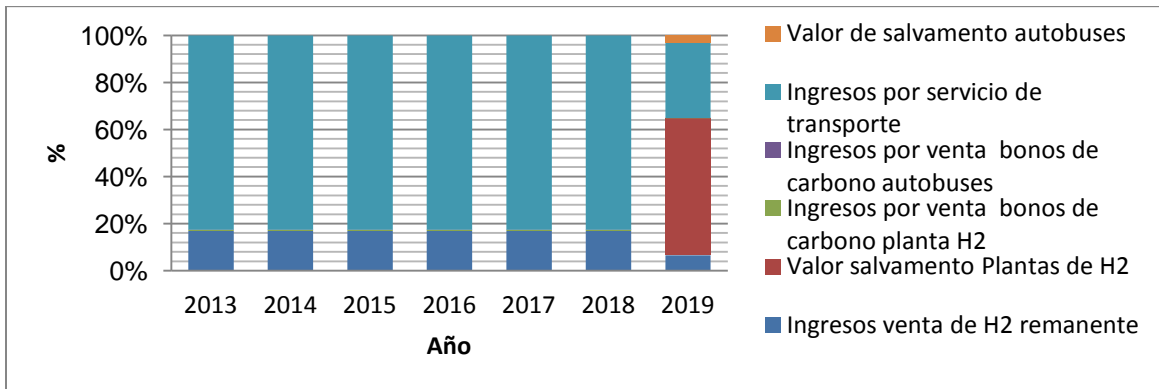


Figura 3.46. Distribución porcentual del ingreso para un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica del escenario 3.

3.7.4 Flujos netos de efectivo (ingresos- egresos)

Las estimaciones de los flujos netos de efectivo (FNE) están basadas en las formulas 61, para las diferentes fuentes de energía. Como se puede observar los FNE muestran comportamiento financiero para las diferentes tecnologías y escenarios considerados. Los resultados de los FNE correspondientes al escenario 1 se tienen las figuras 3.47, 3.48 y 3.49 correspondientes a los diferentes sistemas de fuentes de energía, como se puede observar para el escenario 1 los ingresos totales nunca superan a los egresos totales en el periodo de tiempo de análisis sin importar la fuente de energía, esto nos indica que el escenario 1 no es económicamente viable. Aunque el comportamiento del flujo de dinero en el tiempo es similar para las diferentes fuentes de energía el comportamiento de las pérdidas se intensifica cuando va del sistema conectado a la red a un sistema con fuente eólica o fotovoltaica y lo cual está directamente relacionado con el costo de producción del hidrógeno.

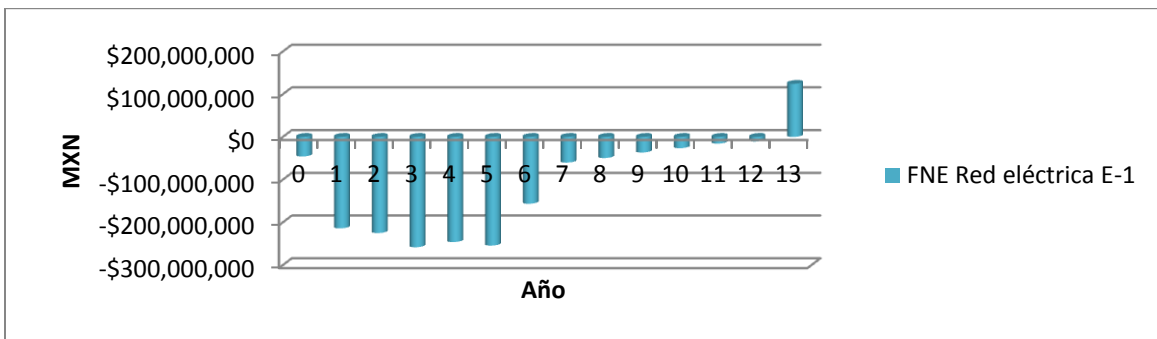


Figura 3.47. Flujo neto de efectivo del escenario 1 considerando un sistema conectado a la red eléctrica convencional.

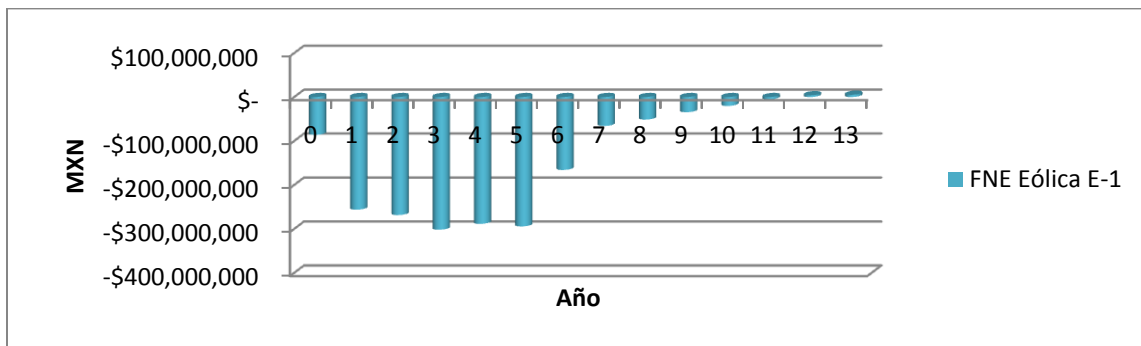


Figura 3.48. Flujo neto de efectivo del escenario 1 considerando un sistema con energía eólica.

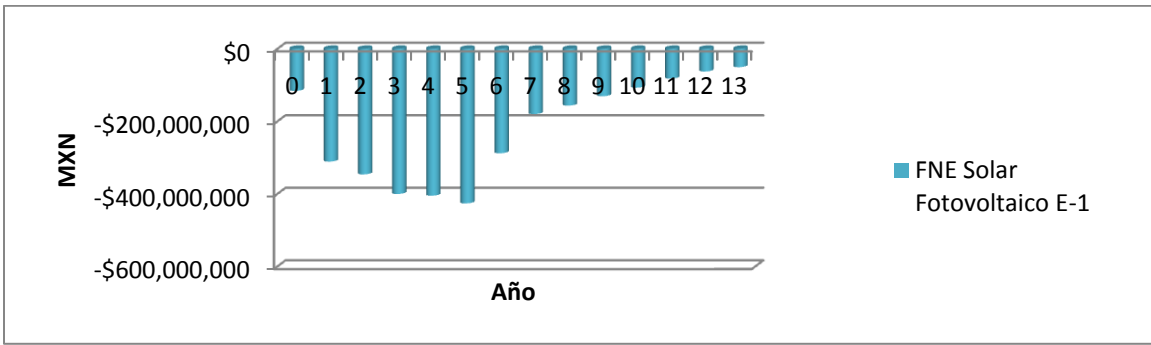


Figura 3.49. Flujo neto de efectivo del escenario 1 considerando un sistema de energía solar fotovoltaica.

Los resultados de los FNE correspondientes al escenario 2 se tienen las figuras 3.50, 3.51 y 3.52 correspondientes a los diferentes sistemas de fuentes de energía, como se puede observar para el escenario 2 de forma similar que en el escenario 1 los ingresos totales nunca superan a los egresos totales en el periodo de tiempo de análisis sin importar la fuente de energía, esto nos indica que el escenario 2 no es económicamente viable. Aunque el comportamiento del flujo de dinero en el tiempo es muy parecido para las diferentes fuentes de energía, las pérdidas se intensifican cuando va del sistema conectado a la red a un sistema con fuente eólica o fotovoltaica lo cual está directamente relacionado con el costo de producción del hidrógeno.

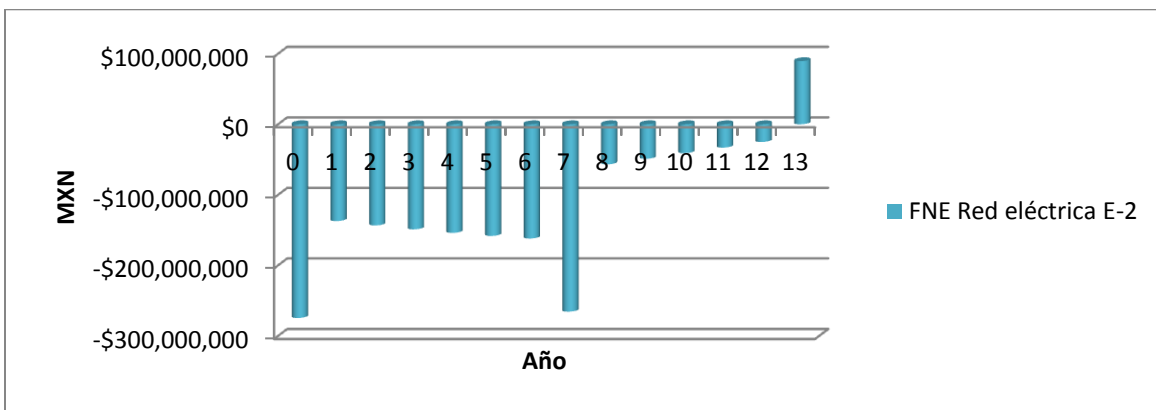


Figura 3.50. Flujo neto de efectivo del escenario 2 considerando un sistema conectado a la red eléctrica convencional.

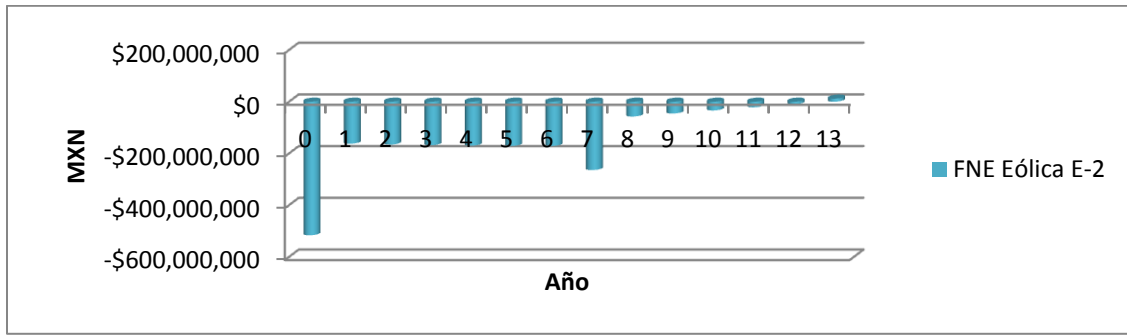


Figura 3.51. Flujo neto de efectivo del escenario 2 considerando un sistema con energía eólica.

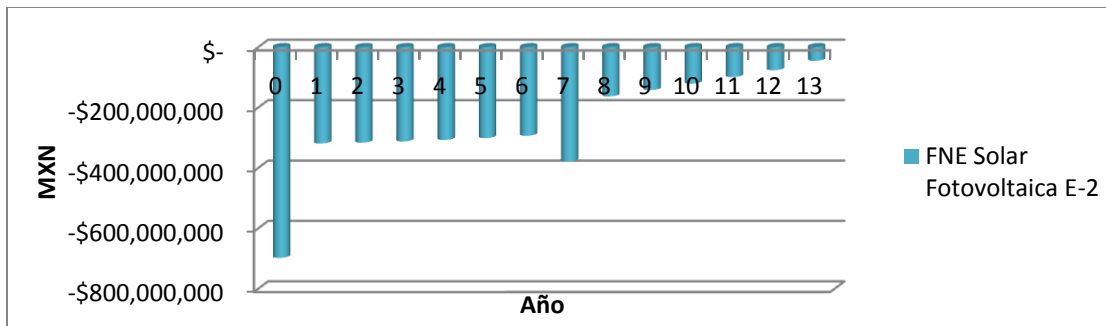


Figura 3.52. Flujo neto de efectivo del escenario 2 considerando un sistema de energía solar fotovoltaica.

Los resultados de los FNE correspondientes al escenario 3 se tienen las figuras 3.53, 3.54 y 3.55 correspondientes a los diferentes sistemas de fuentes de energía, como se puede observar para el escenario 3 los ingresos totales superan a los egresos totales a partir el tercer año en el periodo de tiempo de análisis, esto nos indica que el escenario 3 es posiblemente económicamente viable y sobre todo para un sistema conectado a la red eléctrica y sistema fuente de energía eólico para la producción de hidrógeno. Aunque el comportamiento del flujo de dinero en el tiempo es el mismo para las diferentes fuentes de energía el comportamiento de las ganancias disminuye considerablemente cuando va del sistema conectado a la red a un sistema fotovoltaico fenómeno relacionado directamente con el costo de producción del hidrógeno con diferentes fuentes de alimentación de energía.

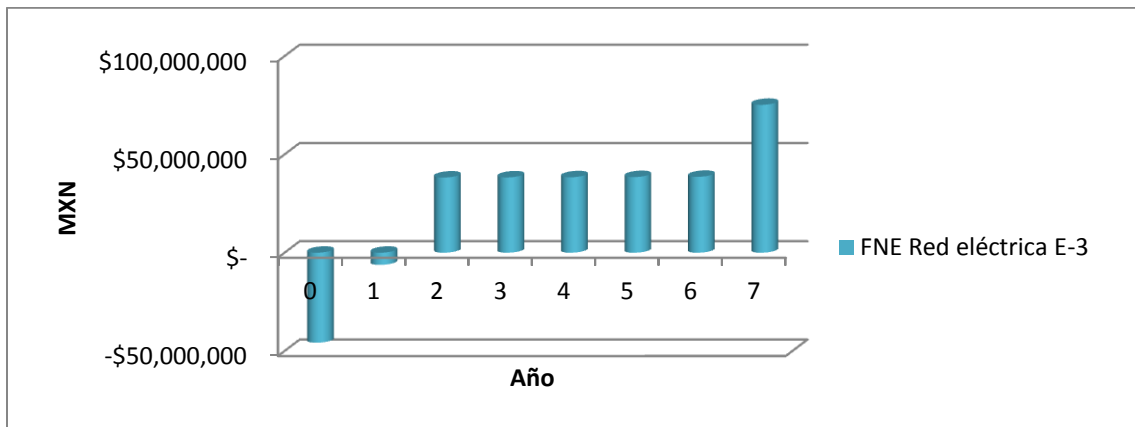


Figura 3.53. Flujo neto de efectivo del escenario 3 considerando un sistema conectado a la red eléctrica convencional

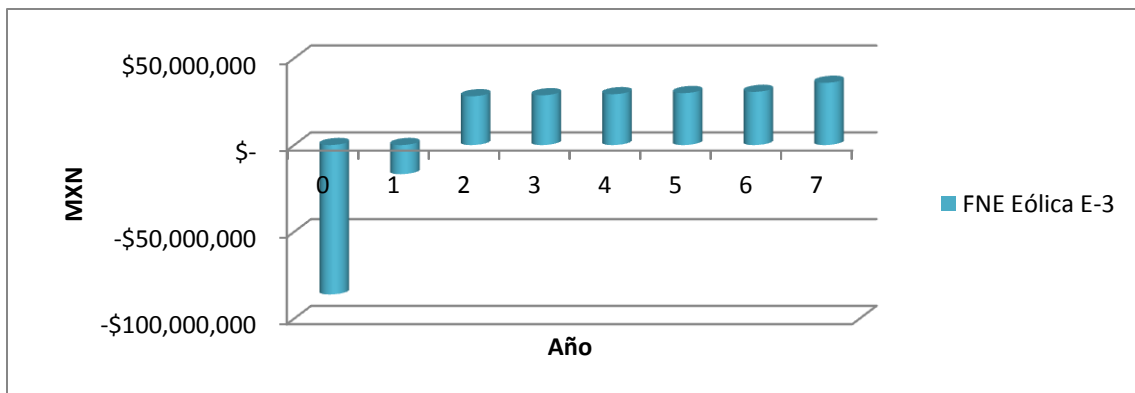


Figura 3.54. Flujo neto de efectivo del escenario 3 considerando un sistema con energía eólica.

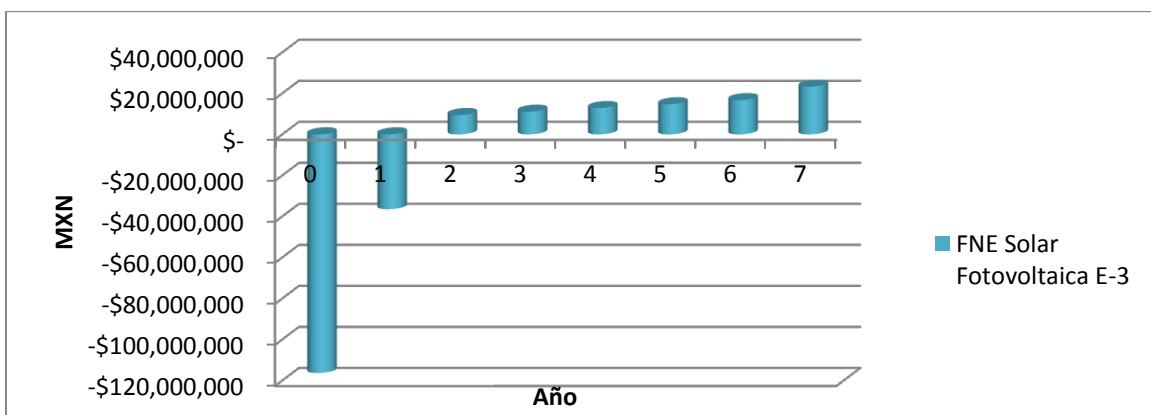


Figura 3.55. Flujo neto de efectivo del escenario 3 considerando un sistema de energía solar fotovoltaica.

Los flujos netos de efectivo nos para los diferentes escenarios nos han dado una guía sobre el comportamiento financiero de los diferentes escenarios y con los cuales se ha podido deducir de forma general sobre la viabilidad económica del proyecto, sin embargo en el siguiente apartado se utiliza la herramienta adecuada para corroborar la deducciones generalizadas que se realizaron hasta aquí.

3.8 Valor Presente Neto

Los resultados del VPN para cada escenario y tipo de tecnología de fuente de energía se pueden ver en la tabla 3.1. Tanto el escenario 1 como el escenario 2 no son viables económicamente y tampoco el arreglo en el escenario 3 respecto al sistema con fuente de energía solar fotovoltaica.

Tabla 3.1. Valor Presente Neto de los diferentes sistemas de producción suministro y conversión de hidrógeno por electrolisis in sitio con diferentes fuentes de energía eléctrica

	red eléctrica	eólica	fotovoltaica
Parametro	VPN (MXN)	VPN (MXN)	VPN (MXN)
Escenario 1	-\$1,239,982,509.22	-\$1,517,860,750.01	-\$2,431,254,868.95
Escenario 2	-\$1,286,623,987.99	-\$1,630,110,297.56	-\$2,900,651,137.27
Escenario 3	\$161,089,005.86	\$47,172,040.22	-\$76,396,763.44

3.9 Resultados análisis de sensibilidad

Con base en la metodología respecto al análisis de sensibilidad, en la tabla 3.2, 3.3 y 3.4 se resumen e indican los resultados del VPN para los diferentes escenarios, teniendo en orden descendente las variables que tienen una situación financiera más sensible, el costo del autobús es la variable más sensible, seguido por el costo de producción por kg de hidrógeno, el precio del kg de hidrógeno, el costo por planta de producción suministro de H₂, el costo de operación y mantenimiento del autobús de H₂ y el precio del servicio de transporte, es la variable menos riesgo.

Tabla 3.2. Análisis de sensibilidad del escenario 1 para la producción, suministro y conversión del H₂ por los diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica.

Escenario 1 (Variación de 50%)	Red eléctrica (VPN en MXN)	Eólica (VPN en MXN)	Fotovoltaica (VPN en MXN)
costo autobús H₂ 50%	-\$779,404,060.86	-\$1,057,282,301	-\$1,970,676,420
costo producción kg H₂ 50%	-\$959,774,590.69	-\$1,223,303,854	-\$1,750,769,983
precio del kg de hidrógeno	-\$1,132,679,575	-\$1,410,557,816	-\$2,323,951,935
costo plantas-suministro H₂	-\$1,140,217,353	-\$1,418,095,594	-\$2,331,489,713
costo operación y mantenimiento autobuses H₂	-\$1,162,086,591	-\$1,440,632,555	-\$2,354,026,674
precio servicio de transporte	-\$1,164,732,766	-\$1,312,815,294	-\$2,155,440,344

Tabla 3.3. Análisis de sensibilidad del escenario 2 para la producción, suministro y conversión del H₂ por los diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica.

Escenario 2 (Variación de 50%)	Red eléctrica (VPN en MXN)	Eólica (VPN en MXN)	Fotovoltaica (VPN en MXN)
costo autobús H₂ 50%	-\$810,245,948	-\$1,219,660,735	-\$2,490,201,574
costo producción kg H₂ 50%	-\$919,894,941	-\$1,223,721,751	-\$1,946,292,820
precio del kg de hidrógeno	-\$1,136,127,763	-\$1,480,130,322	-\$2,750,671,162
Costo plantas-suministro H₂	-\$1,181,875,362	-\$1,382,321,586	-\$2,565,802,602
costo operación y mantenimiento autobuses H₂	-\$1,184,446,527	-\$1,529,606,530	-\$2,800,147,370
precio servicio de transporte	-\$1,191,015,550	\$1,534,501,860.43	-\$2,805,042,700

Tabla 3.4. Análisis de sensibilidad del escenario 3 para la producción, suministro y conversión del H₂ por los diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica.

Escenario 3 (Variación de 50%)	Red eléctrica (VPN en MXN)	Eólica (VPN en MXN)	Fotovoltaica (VPN en MXN)
precio servicio de transporte	\$288,751,816.38	\$211,309,939.46	\$51,266,047.08
costo producción kg H₂ 50%	\$198,670,749.15	\$129,854,903.08	\$35,322,986.15
precio del kg de hidrógeno	\$187,233,345.91	\$109,791,468.99	-\$50,252,423
costo autobús H₂ 50%	\$185,944,236.53	\$103,502,034.97	-\$51,541,532
costo plantas-suministro H₂	\$171,523,749.40	\$124,945,247.40	-\$20,588,674
costo operación y mantenimiento autobuses H₂	\$167,110,805.45	\$89,668,928.53	-\$70,374,963

Más específicamente analizando la variación de VPN se puede ver en el diagrama de araña figuras 3.56, 3.57 y 3.58 para los diferentes escenarios que las variables que son más sensibles son las mismas ya explicadas previamente aunque en dichos diagramas se puede observar el comportamiento de las variables sometidas a análisis, de esto se puede corroborar que para las mismas variables se tiene una diferente magnitud de ellas para las diferentes sistemas de fuentes de energía eléctrica para la producción de hidrógeno en sitio vía electrolisis del agua. Es decir esto significa que entre más costosa sea la fuente de energía eléctrica para la producción de hidrógeno el grado de sensibilidad aumenta en las variables medidas. Entonces podemos ver en orden de sensibilidad y riesgo las variables de la siguiente manera: la más sensible para el escenario 1 es el costo del autobús Citaro Fuel Cell Hybrid, el costo de producción de H₂ seguido del costo de operación y mantenimiento del autobús, precio del servicio de transporte, precio del kg de hidrógeno y el costo de plantas de producción suministro.

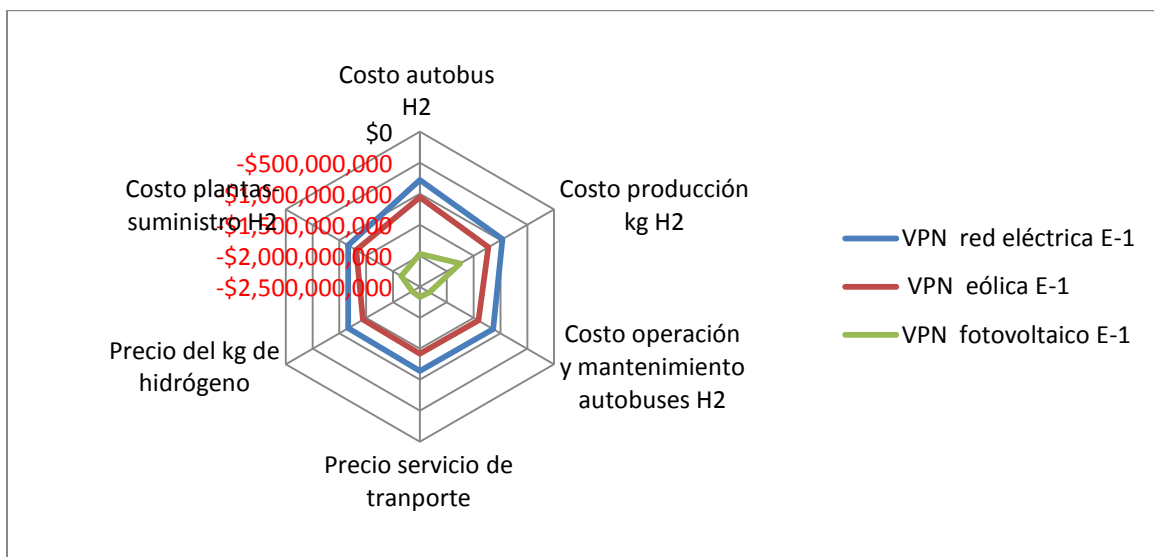


Figura 3.56. Diagrama de sensibilidad tela de araña (variación de la VPN) para las diferentes opciones tecnológicas de generación eléctrica para la producción de H₂ para el escenario 1.

Para el escenario 2 se tiene el costo del autobús representa la variable más sensible, seguido por el costo de producción por kg de H₂, el precio del kg de H₂, costos de las plantas de producción suministro, el costo de producción de H₂ seguido del costo de operación y mantenimiento del autobús y el precio del servicio de transporte.

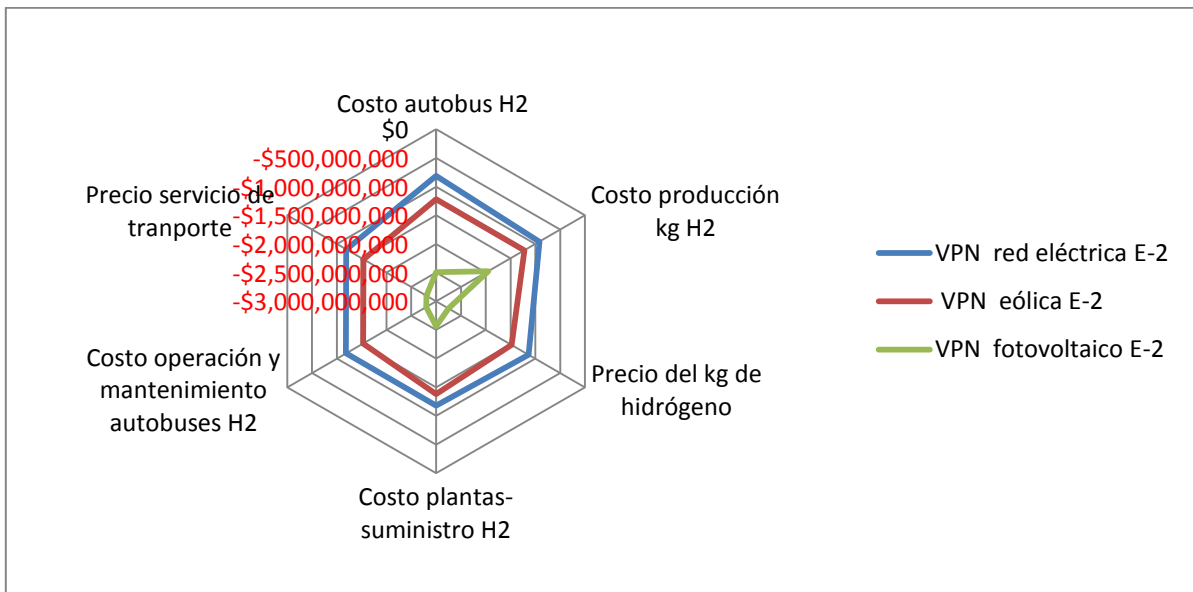


Figura 3.57. Diagrama de sensibilidad tela de araña (variación del VPN) para las diferentes opciones tecnológicas de generación eléctrica para la producción de H₂ para el escenario 2.

Las variables más sensibles para el escenario 3 son: el precio del servicio de transporte, el costo de producción por kg de H₂, el precio del kg de H₂, el costo del autobús, el costo de las plantas de producción suministro, el costo de operación y mantenimiento del autobús.

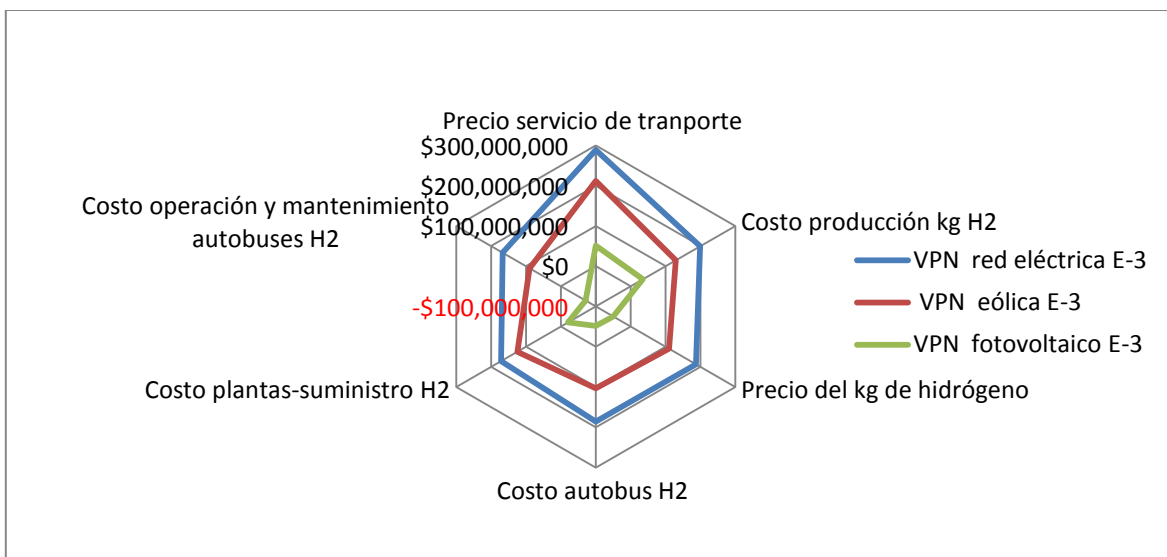


Figura 3.58 Diagrama de sensibilidad tela de araña (variación de la VPN) para las diferentes opciones tecnológicas de generación eléctrica para la producción de H₂ para el escenario 3.

Finalmente una vez realizado el análisis de sensibilidad y definir las variables más sensibles, para estas se debe realizar un estudio mas específico para el análisis de reducción de costos futuros en dichas variables. Por otro lado se ha optado por combinar dichas variables de tal forma que se alcancen los mínimos requerimientos para los diferentes escenarios y para los diferentes sistemas de fuente de energía eléctrica de tal forma que se obtengan ganancias a partir del sexto año en la implementación para los escenarios 1 y 2, y partir del segundo año para el escenario 3, en la tabla 3.5 se tiene los valores del VPN dado la reducción de costos en las diferentes variables analizadas.

Para el caso de energía proveniente de la red en el escenario 1 se contempla la reducción de costos de un 50% en el costo de inversión inicial de las plantas de hidrógeno, 50% de reducción del costo de los autobuses de hidrógeno, 50% en el costo unitario de producción y suministro de hidrógeno 50% de aumento en el precio de venta del hidrógeno (de 62 a 93 MXN), 50% de aumento en el precio del pasaje (de 6 a 9 MXN) sin la combinación de la reducción de costos para los diferentes rubros el costo de pasaje debe ser de al menos 43 MXN por persona para el caso de la ruta del circuito metropolitano y de 144 MXN para el circuito del Turibus con producción de hidrógeno con fuentes de energía solar fotovoltaico para que el proyecto sea económicamente viable. y el autobús de hidrógeno debe alcanzar al menos una autonomía de 12.43 km/kg de hidrógeno (435 km/35 kg de H₂ para el mismo escenario pero para fuente de energía eólica se mantienen las misma reducción de costos con excepción de que el costo de producción de hidrógeno tiene que reducirse en un 61% y el para el caso de energía solar fotovoltaica el costo de producción de hidrógeno tiene que reducirse en un 87%.

Para el análisis el escenario 2 se mantiene los mismo rubros para la reducción de costos, con la única diferencia de que tendría que disminuir el costo de producción y suministro de hidrógeno en un 35% para un sistema con fuente de energía de la red eléctrica, un 55% de reducción del costo de producción para un sistema con fuente de energía eólica y un 84% de la reducción de producción para un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica.

Para el escenario 3 dados que de forma normal el proyecto es económicamente viable para el caso del sistema con fuente de energía eléctrica proveniente de la red y eólica,

solo se considero variar el precio del pasaje por servicio del Turibus en un 50% de (120 a 180 MXN) para el caso de fuente de energía solar fotovoltaico.

Tabla 3.5. Valor Presente Neto de los diferentes sistemas de producción suministro y conversión de hidrógeno por electrolisis en sitio con diferentes fuentes de energía eléctrica dadas la reducción de costos para los diferentes escenarios analizados.

	red eléctrica	eólica	fotovoltaica
Parametro	VPN (MXN)	VPN (MXN)	VPN (MXN)
Escenario 1	\$734,064.65	\$1,782,725.43	\$7,452,601.73
Escenario 2	\$29,094,134.84	\$18,045,458.61	\$9,189,318.78
Escenario 3	\$160,948,840.17	\$126,856,480.81	\$33,108,436.35

Dada la reducción de costos con la combinación de diferentes los diferentes rubros se tendría un recuperación de la inversión a partir del año 6 para los escenarios 1 y 2 y para el escenario 3 a partir del año 2, con un margen de utilidad total del proyecto para los años subsecuentes indicado por el VPN de la tabla 3.6 para los diferentes escenarios de implementación.

Conclusiones

Se ha realizado un estudio de los diferentes aspectos técnicos, ambientales y económicos relacionados a la implementación de la tecnología del hidrógeno en el sistema de transporte público de la Zona Metropolitana de Mérida. Se definieron 3 escenarios para la implementación de un sistema de producción de H₂ mediante electrolisis del agua a partir de 3 diferentes fuentes de energía eléctrica, para plantas distribuidas con capacidad de producción de 432 kg de H₂ al día, almacenamiento del H₂ en estado gaseoso en tanques de acero inoxidable y la compresión mediante compresor recíprocante con una salida de 35 MPa suficientes para alimentar los tanques de hidrógeno del autobús CITARO Fuel Cell Hybrid aquí propuesto.

Un factor favorable es que la ciudad de Mérida, Yucatán cuenta con diversas instituciones de educación con enfoque en el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y energías renovables además de empresas que pueden participar en el desarrollo de este tipo de proyectos.

Las tecnologías de producción de hidrógeno, especialmente de la electrólisis, desempeñarán un papel crucial en la ZMM. Con interconexión a la red de CFE, se puede integrar la producción de H₂ en Yucatán a partir de la energía eólica y fotovoltaica, esto con el objetivo de suministrar de electricidad constantemente la planta electrolizadora de la cual se requiere producción constante de hidrógeno a raíz de la aplicación en el transporte.

Según los resultados los sistemas eólicos tienen ventaja económica sobre el sistema solar fotovoltaico en los costos de energía eléctrica. Sin embargo, el uso de la tierra para el establecimiento de granjas eólicas debe ser revisado con más detalle. Más escenarios pueden ser revisados teniendo en cuenta los intereses específicos de los actores principales considerados en este proyecto.

Existe una variación en el costo de producción de hidrógeno respecto a un sistema con fuente de energía eléctrica de la red convencional en el siguiente orden, es más cara en un 43.71% la implementación de la tecnología del H₂ si la energía eléctrica proviene de paneles fotovoltaicos, por otro lado resulta más barato en un 20.08% si la energía eléctrica proviene de fuentes de energía eólica.

En términos de emisiones, se podría lograr una reducción de CO₂ de hasta 47 kton por año mediante la implementación de autobuses de celdas de combustible a hidrógeno en rutas como la del Circuito Metropolitano y producción de hidrógeno con fuentes renovables de energía.

Aunque existen varios impactos positivos y directo, económicos y sociales, tales como la generación de empleo, promoción de la investigación y desarrollo de tecnologías limpias, y el impacto ambiental, se tiene la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, gases contaminantes y reducción de ruido debido a la utilización de combustible y tecnologías limpias, se necesitaría masificar la implementación de la tecnologías del hidrógeno para obtener los beneficios sobre todo ambientales lo cual no es posible en este momento debido a los altos costos de producción, suministro y conversión del hidrógeno esto a causa las características técnicas de eficiencia de los equipos, su corto tiempo de vida y la desventaja frente a la madurez de la tecnologías basadas en combustibles fósiles.

Cabe destacar que en la actualidad, en México no existen las bases legales, normativas y reguladoras para llevar a cabo un proyecto de esta modalidad, bajo el esquema de generación renovable. Sin embargo, debido a la visible apertura del sector eléctrico nacional hacia las energías renovables esta modalidad no debe ser descartada.

Se puede concluir que en este momento la aplicación de la tecnología del hidrógeno con enfoque en el sistema de transporte público en Mérida no es económicamente viable dados los altos costos en la cadena de producción, suministro y conversión del hidrógeno.

Aunque debido a la ventaja de ser Mérida un destino turístico existen las condiciones favorables para implementar la tecnología del hidrógeno mediante proyectos piloto en rutas turísticas pequeñas como el Turibus, ya que de acuerdo a los resultados económicos la implementación en esta ruta es económicamente viable para los casos de la producción de hidrógeno mediante sistemas conectados a la red eléctrica convencional y fuente de energía eólica y a un corto plazo.

Así mismo, posiblemente en el lapso de 2025 a 2030 la tecnología del hidrógeno ya haya superado muchas de las barreras actuales como los altos costos y las bajas eficiencias de los equipos y tecnologías necesarias para la producción- suministro y conversión del H₂.

Perspectivas

Se propone realizar un estudio de evaluación técnico-económica respecto a las tecnologías de producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables de energía solar y fotovoltaica en el estado de Yucatán.

Se propone realizar estudios de viabilidad técnica económica de las tecnologías del hidrógeno a largo plazo, con escenarios a partir del 2025, para poder estimar en cuanto tiempo se podría crear la infraestructura necesaria para la implementación en aplicaciones masificadas como el sistema de transporte.

Realizar estudio más profundo considerando el uso de la tierra para poder determinar que zonas del estado cuentan con las condiciones favorables de seguridad y espacio para la implementación de plantas de producción y la infraestructura necesaria para la distribución y suministro del hidrógeno, así como para el establecimiento de granjas eólicas o fotovoltaicas. a fin de tener una visión completa de la ventajas de invertir en energías renovables.

Se tiene que seguir realizando investigación y desarrollo respecto a los materiales e ingeniería de los diversos componentes de los equipos que conforman la cadena de producción, almacenamiento y conversión del hidrógeno, por ejemplo en los electrolizadores, celdas de combustible, sistemas de almacenamiento de energía (baterías, capacitores, supercapacitores) como bancos de baterías, sistemas de manufactura y producción de los componentes, un análisis la reducción de costos de los equipos que se utilizan.

Se necesitan autobuses de celdas de combustibles para uso en el servicio de transporte público urbano con configuraciones similares a la ruta del circuito metropolitano con al menos una autonomía de 435 km por cada 35 kg de hidrógeno.

Se necesita trabajar en la reducción de costos de autobús de hidrógeno en al menos un 50% de su valor actual.

Se necesita hacer un estudio más detallado sobre el establecimiento de precios del servicio de transporte público urbano en caso se quiera implementar autobuses de hidrógeno, el precio del pasaje debe incrementar en al menos un 50%. Se necesitan

electrolizadores con al menos eficiencia de producción de hidrógeno del 80% lo cual significa que se necesiten 50 kWh para producir un kilogramo de hidrógeno.

Se necesita trabajar en la reducción de costos en la producción del hidrógeno mediante el método de electrolisis del agua, entre un 50% para sistemas con energía proveniente de la red eléctrica convencional, un 55 a 61% para sistemas eólicos y un 85% a 87% para sistemas con fuente de energía fotovoltaica, esta reducción de costos se debe realizar sobre todo con el enfoque de reducción el costo de energía eléctrica por kWh, esto relacionado con la eficiencia y costos de los electrolizadores.

Se tienen que analizar un estudio de viabilidad técnica económica más detallado respecto a las escalas producción de hidrogeno con el método de electrolisis del agua para el caso de uso del hidrógeno como vector energético con aplicaciones de masificación en el transporte público para el estado de Yucatán.

Se propone realizar un estudio de viabilidad técnica económica respecto a métodos de producción de hidrógeno alternativos a la electrolisis del agua; por ejemplo para producción de hidrógeno a partir de algas.

Referencias

- [1] A. R. Caro, La seguridad Energetica de America latina y el Caribe, Santiago de Chile, 2007.
- [2] L. Gutiérrez Jodra, El hidrógeno combustible del futuro, *R.Acad.Cien Exact Fís.Nat*, vol. 99, nº 1, pp. 49-67, 2005.
- [3] A. Ruiz Navarro, Hidrógeno y Energías Renovables, Universidad Rey Juan Carlos, 8 Noviembre 2011. [En línea]. Available:www.aeh2.org. [Último acceso: Septiembre 2012].
- [4] J. C. Molina Martínez, J. E. Rosas Medellín y J. A. Serrano García, *Producción de energía eléctrica a partir de energías renovables e hidrógeno*, D.F: UNAM, 2006.
- [5] J. Rifkin, La economía del hidrógeno, Barcelona: Paidos Iberica, 2002.
- [6] United States Department of Energy, «National Hydrogen Energy Roadmap,» Washington,DC, 2002.
- [7] J. C. J.A.Botas, J. Dufour y G. S. Miguel, *La economía del hidrógeno-una vision global sobre la revolucion energética del siglo XXI*, Universidad Rey Juan Carlos, Móstoles: Grupo de Ingeniería Química y Ambiental, p. 12.
- [8] National Research Council; "From Matter", The Hydrogen Economy:Opportunities, Costs,Barriers, and R&D Needs, Washington,DC: The National Academies Press, 2004.
- [9] V. Naso, E. Bocci, F. Orecchini y D. Marcelo, *Renewable resources to hydrogen: appropriated technologies for developing countries Interuniversity Research Center for Sustainable Development*, Ed., Rome, Piazza del Colosseo, 2005.
- [10] J. Larmini y A. Dicks, Fuel Cell Systems Explained, Wiley, 2003, p. 450.
- [11] R. Busby L, Hydrogen and Fuel Cells a Comprehensive Guide, PennWell, 2005, p. 445.
- [12] O. Pérez Meza, A. Solis Tenorio y R. González Huerta, *Feasibility Study to use Hydrogen as Alternative Source of Energy in Mexico*, Mérida, Yucatán, 2012.
- [13] R. G. González Huerta, E. López Chávez y B. Velázquez Morales,Hidrógeno:Introducción a la energía limpia, Primera ed., Universidad Autonoma de la Ciudad de México, 2009.
- [14] F. Barbir, PEM Fuel Cells Theory and Practice, Elsevier Academic Press, 2007, p. 433.
- [15] F. J. Del Rio Rivera, *Desarrollo de un generador de electricidad basado en una pila de*

- celdas de combustible de alcohol directo*, Mérida, Yucatán: Centro de Investigación Científica de Yucatán, 2012.
- [16] American Chemical Society, *Electrolyte Membrane Fuel Cells*, nº 129, pp. 2238-2239, 2007.
- [17] C. Spiegel, *Designing and building fuel cells*, New York: McGraw- Hill, 2007, pp. 121-131.
- [18] European Union, *HyFleet Project hydrogen transport bus technology & fuel for today and for a sustainable future*, 2009.
- [19] Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de Sao Paulo, *Autobus Brasileño movido con celdas de hidrógeno*, 2006.[En línea].
Available: <http://www.emtu.sp.gov.br/emtu/projetos/projetos-de-desenvolvimento-tecnologico/onibus-a-hidrogenio.fss>. [Último acceso: Enero 2012].
- [20] Hydrogen Bus Alliance, *The hydrogen bus alliance anual review*, Marzo 2011.
[En línea]. Available: www.hydrogenbusalliance.org. [Último acceso: Abril 2012].
- [21] Instituto Nacional de Estadística y Geografía, *Delimitación de la Zona Metropolitana de Mérida*, 2005. [En línea]. Available: www.inegi.com.mx. [Último acceso: Mayo 2011].
- [22] INEGI, *Censo de población y vivienda 2010*, 2010.
[En línea]. Available: www.inegi.com.mx. [Último acceso: Mayo 2011].
- [23] Consejo Nacional de Población, *Proyección Poblacional del Estado de Yucatán*,
[En línea]. Available: www.conapo.gob.mx. [Último acceso: Mayo 2011].
- [24] Dirección de Transporte, Gobierno del Estado de Yucatán,
Programa de modernización del transporte público de la ciudad de Mérida, Mérida, Yucatán , 2009.
- [25] Gobierno del Estado de Yucatán, *Urbano Analisis de las tarifas y costos del transporte público en Mérida*, Mérida, Yucatán, 2010.
- [26] Instituto Nacional de Estadística y Geografía, *Número de vehiculos del Estado de Yucatán*, [En línea]. Available:
http://www.inegi.org.mx/lib/olap/General_ver4/MDXQueryDatos.asp?#Regreso&c=13158.
[Último acceso: Abril 2011].
- [27] CINVESTAV Mérida-SEDESOL-Gobierno del Estado de Yucatán-Hueltron S.A de C.V,
Estudio integral de viabilidad y transporte urbano para la ciudad de Mérida, Yucatán,

- 2002.[En línea]. Available: http://www.mda.cinvestav.mx/oumid/HTML/Indicadores/4_MANEJO%20AMBIENTAL_HTML/IE11_RESUMEN.html..
[Último acceso: Mayo 2011].
- [28] Sistema de Información Empresarial Mexicano, Empresas de autotransporte del Estado de Yucatán, [En línea]. Available:
<http://www.siem.gob.mx/siem2008/portal/consultas/respuesta.asp?language..>
[Último acceso: Abril 2011].
- [29] Secretaria de Comunicaciones y Transportes (Yucatán), Anuario Estadístico Yucatán, Subdirección de Comunicaciones, Unidad de Planeación y Evaluación,
[En línea]. Available: <http://www.sct.gob.mx/carreteras/>. [Último acceso: Mayo 2011].
- [30] J. Ivy, Summary of Electrolytic Hydrogen Production, Milestone completion report, NREL, USA, 2004.
- [31] Hydrogenics Corporation, *Fuel Cell Bus Overview*, Canada, 2011, p. 22.
- [32] M. Pérez Breva, *Plan de marketing para la sustitución de la flota de autobuses de Barcelona por autobuses de Hidrógeno*, Universitat Politècnica de Catalunya, 2007, p. 91.
- [33] R. Soler Bientz, Preliminary results from a network of stations for wind resource assessment at North of Yucatan Peninsula, *Energy*, nº 36, pp. 538-548, 2011.
- [34] National Renewable Energy Laboratory, International wind resources maps,
[En línea]. Available: <http://www.nrel.gov/wind/images/mexico-yucatan-windmap.gif>.,
[Último acceso: Septiembre 2011].
- [35] Union Europea, Proyecto Tech4CDM- La energía solartérmica en México, 2009.
[En línea]. Available: http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_La_Solar_Termica_en_Mexico_6e00ee9f.pdf.
- [36] A. Aguilar Fraga, Caracterización de la energía eléctrica fotovoltaica en las condiciones ambientales del norte de la ciudad de Mérida Yucatán, Tesis de Maestría, Centro de Investigación Científica de Yucatán, Mérida, 2011.
- [37] Secretaria de Energía, Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024, México, 2009.
[En línea]. Available: http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva_electricidad%20_2009-2024. [Último acceso: Octubre 2011].

- [38] G. Saur y T. Ramsden, Wind Electrolysis:Hydrogen Cost Optimization, Technical report NREL/TP-5600-50408, USA, 2011.
- [39] J. Levene, M. Mann, R. Margolis y A. Milbrandt, *Solar Energy*, nº 81, p. 773, 2007.
- [40] R. Patiño, *Sustainable Hydrogen Production in Yucatan, Memoria XII Congreso Internacional de la Sociedad Mexicana del Hidrógeno-9 th simposio internacional de nuevos materiales y nano-materiales electroquímicos*, Mérida, Yucatán, 2012.
- [41] J. Racero Moreno, II Jornada de movilidad sostenible, 9 Febrero 2010.[En línea]. Available:http://www.meridasostenible.org/jornadas/Jornadas_Movilidad/II%20jornada/Racero_Merida.pdf. [Último acceso: Mayo 2011].
- [42] Programa GEI México, Asociación de Técnicos y Profesionistas en Aplicación Energética (ATPAE), Estimación del factor de emisión eléctrico para inventarios de emisiones corporativas de GEI, México, 2008.
- [43] W. G. Sullivan, E. M. Wicks y J. T. Luxhoj, Ingeniería económica de DeGarmo, Duodécima ed., Prentice Hall, 2004, p. 736.
- [44] Sistema de Información Energética , Historico de precios medios de electricidad en México, [En línea]. Available: <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login>. [Último acceso: Septiembre 2012].
- [45] G. Baca Urbina, Fundamentos Ingeniería Económica, Tercera ed., Mc Graw Hill, 2003, p. 543.
- [46] Banco de México, Valor e información de CETES, [En línea]. Available: <http://www.banxico.org.mx/ayuda/temas-mas-consultados/cetes--certificados-tesoreria.html>. [Último acceso: 2012].
- [47] Banco de México, Política Monetaria e Inflación, [En línea]. Available: <http://www.banxico.org.mx/divulgacion/politica-monetaria-e-inflacion/politica-monetaria-inflacion.html#Queseentiendeporestabilidadaddeprecios>. [Último acceso: Septiembre 2012].
- [48] Banco de México, Historico tipos de cambio de Dolares Americanos y Euros a Moneda Nacional, [En línea]. Available: <http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF307§or=6&locale=es>. [Último acceso: Septiembre 2012].

- [49] Junta de agua potable y alcantarillado (JAPAY), Tarifas de agua en Mérida en 2012, [En línea]. Available: http://www.japay.yucatan.gob.mx/tarifas/index_tarifas.php. [Último acceso: Agosto 2012].
- [50] Instituto Nacional de Ecología, «El sector privado y el cambio climático,» [En línea]. Available: http://cambio_climatico.ine.gob.mx/sectprivcc/mercadobonoscarbono.html. [Último acceso: Marzo 2012].
- [51] SEMARNAT, Emisiones atmosféricas del transporte, [En línea]. Available: <http://www.semarnat.gob.mx/temas/gestionambiental/calidaddelaire/Documents/Calidad%20del%20aire/Transporte/EMISIONES%20ATMOSFERICAS/Doc0.htm>. [Último acceso: Junio 2011].
- [52] H. Ayuntamiento de Mérida, Mapa de la ruta del Circuito Metropolitano, [En línea]. Available: http://www.merida.gob.mx/transporte/descargas/circuito_metro.zip. [Último acceso: Octubre 2011].
- [53] H. Ayuntamiento de Mérida, Información del servicio del Turibus, [En línea]. Available: http://www.merida.gob.mx/Turismo/contenido/especiales/turibus/pop_turi.htm. [Último acceso: Septiembre 2012].
- [54] Hydrogenics Corporation, Catalogo en español de estaciones de servicio de hidrógeno HySTAT, [En línea]. Available: http://www.hydrogenics.com/hydro/brochure/Industrial_Brochure_SP/files/assets/downloads/publication.pdf . [Último acceso: Septiembre 2011].
- [55] Hydrogenics Corporation; Cargnelli, Joe;, Entwicklungen bei hydrogenics, Workshop, Ulm, Germany, 2008.
- [56] Mercedes Benz, Citaro Fuel Cell Hybrid technical data brochure, [En línea]. Available: http://www2.mercedesbenz.co.uk/content/unitedkingdom/mpc/mpc_unitedkingdom_website/en/home_mpc/bus/home/new_buses/models/regular_service_busses/citaro/FuelCELL_Hybrid.html. [Último acceso: Septiembre 2011].
- [57] CONAGUA, Usos del Agua, Estadísticas del agua en México, 2011. [En línea]. Available: <http://www.conagua.gob.mx/CONAGUA07/Publicaciones/Publicaciones/SGP-1-11-EAM2011.PDF> . [Último acceso: Octubre 2012].
- [58] Secretaria de Economía, Características económicas de Yucatán, [En línea]. Available: http://mim.promexico.gob.mx/Documentos/PDF/mim/FE_YUCATAN_vf.pdf. [Último acceso: Octubre 2012].

Apéndice 1

En este apéndice 1 se muestran las líneas de tendencia de la reducción de inversiones iniciales y costos en el periodo 2005-2025 de la producción y suministro de hidrógeno mediante electrólisis del agua en sitio y en plantas distribuidas para diferentes fuentes de energía eléctrica según el apéndice E del libro Hydrogen and Fuel Cells a Comprehensive Guide de Rebecca L. Busby [11].

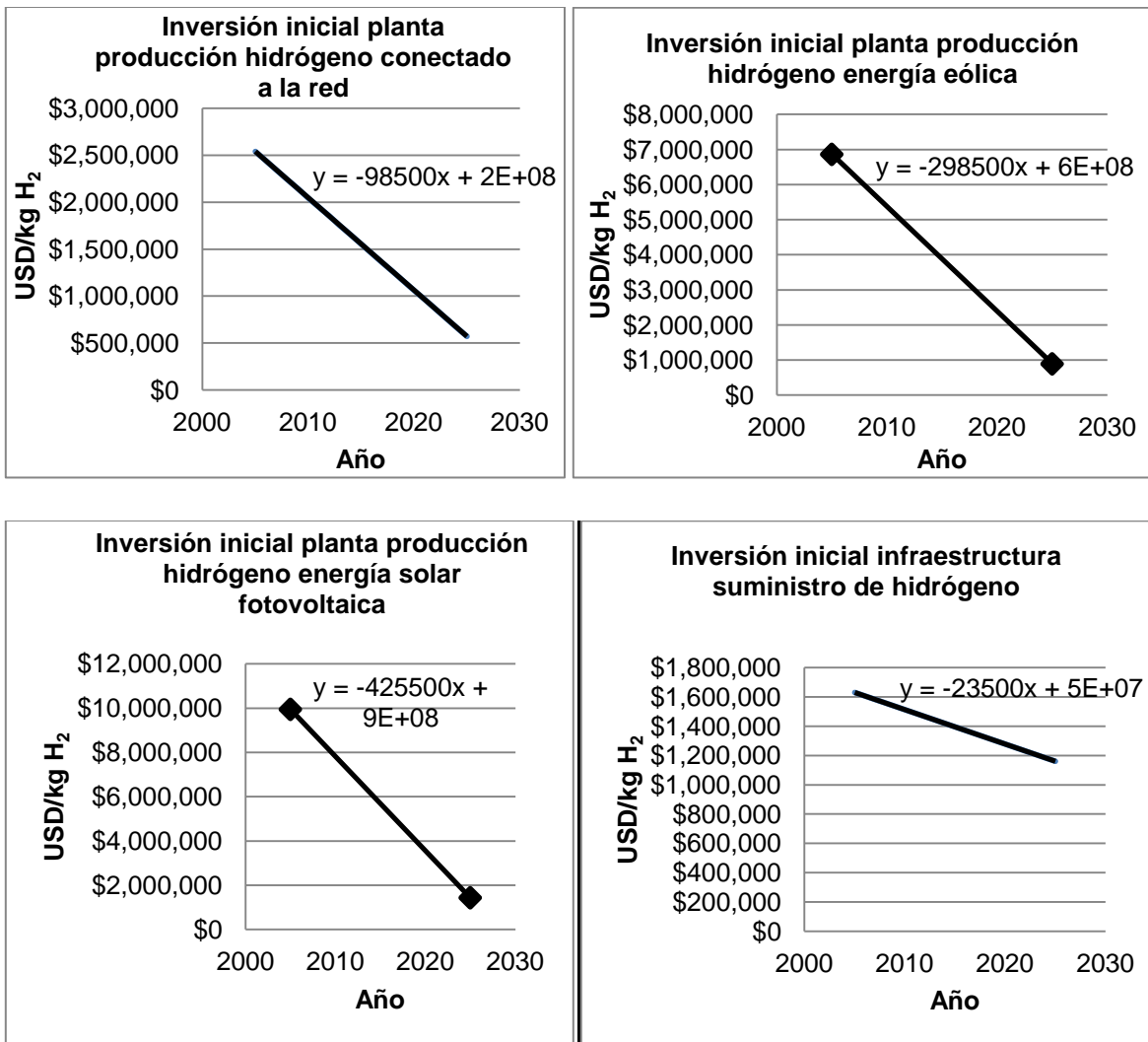


Figura A.1. Líneas de tendencia reducción inversiones iniciales para plantas de producción-suministro de H₂ mediante electrólisis del agua a causa de la madurez de la tecnología para diferentes sistemas de fuente de energía eléctrica.

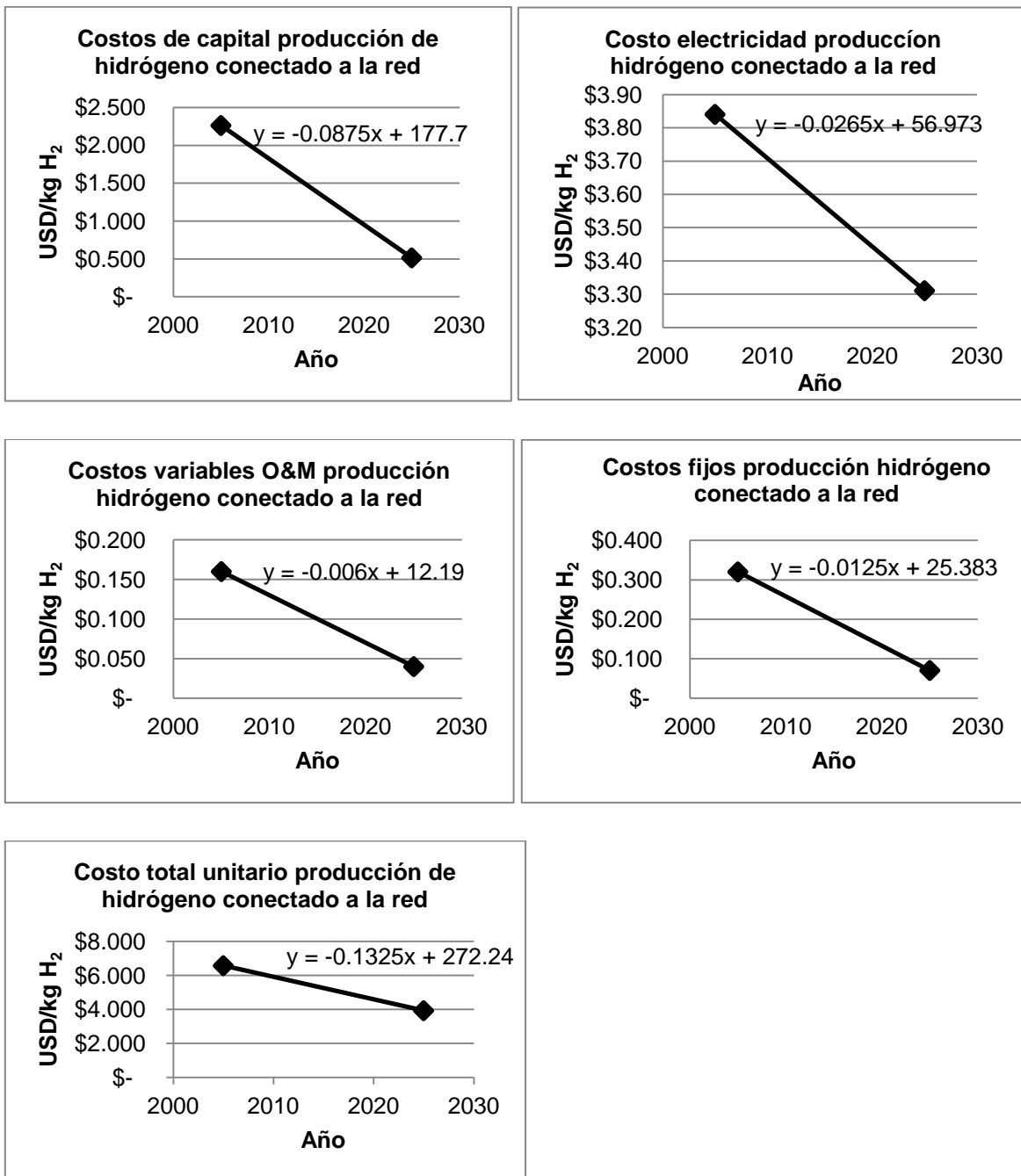


Figura A. 2. Línea de tendencia por la reducción de costos a causa de madurez tecnológica para la producción de hidrógeno vía electrolisis del agua mediante un sistema conectado a la red eléctrica.

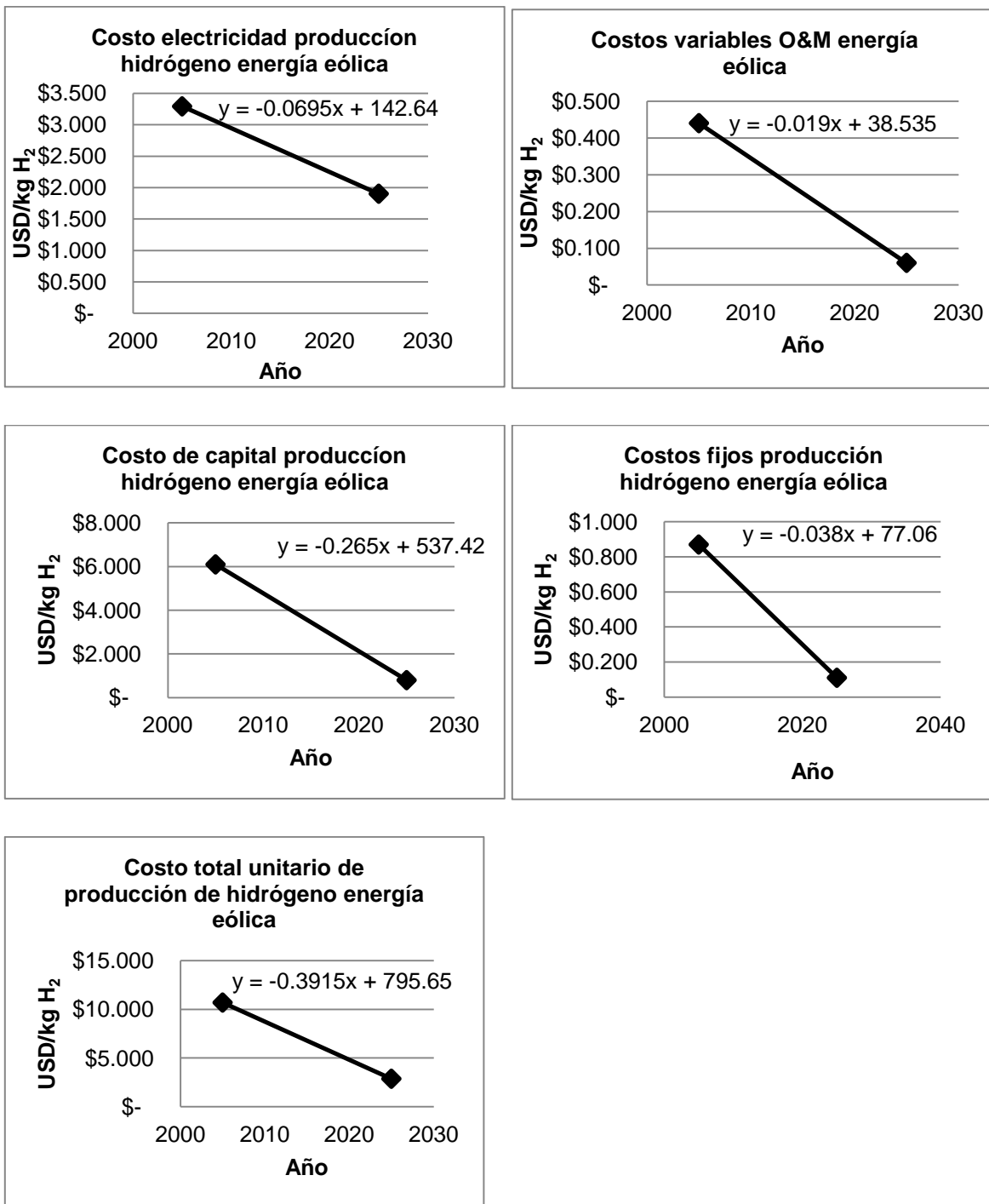


Figura A.3. Línea de tendencia por la reducción de costos a causa de madurez tecnológica para la producción de hidrógeno vía electrolisis del agua mediante un sistema con fuente de energía eólica.

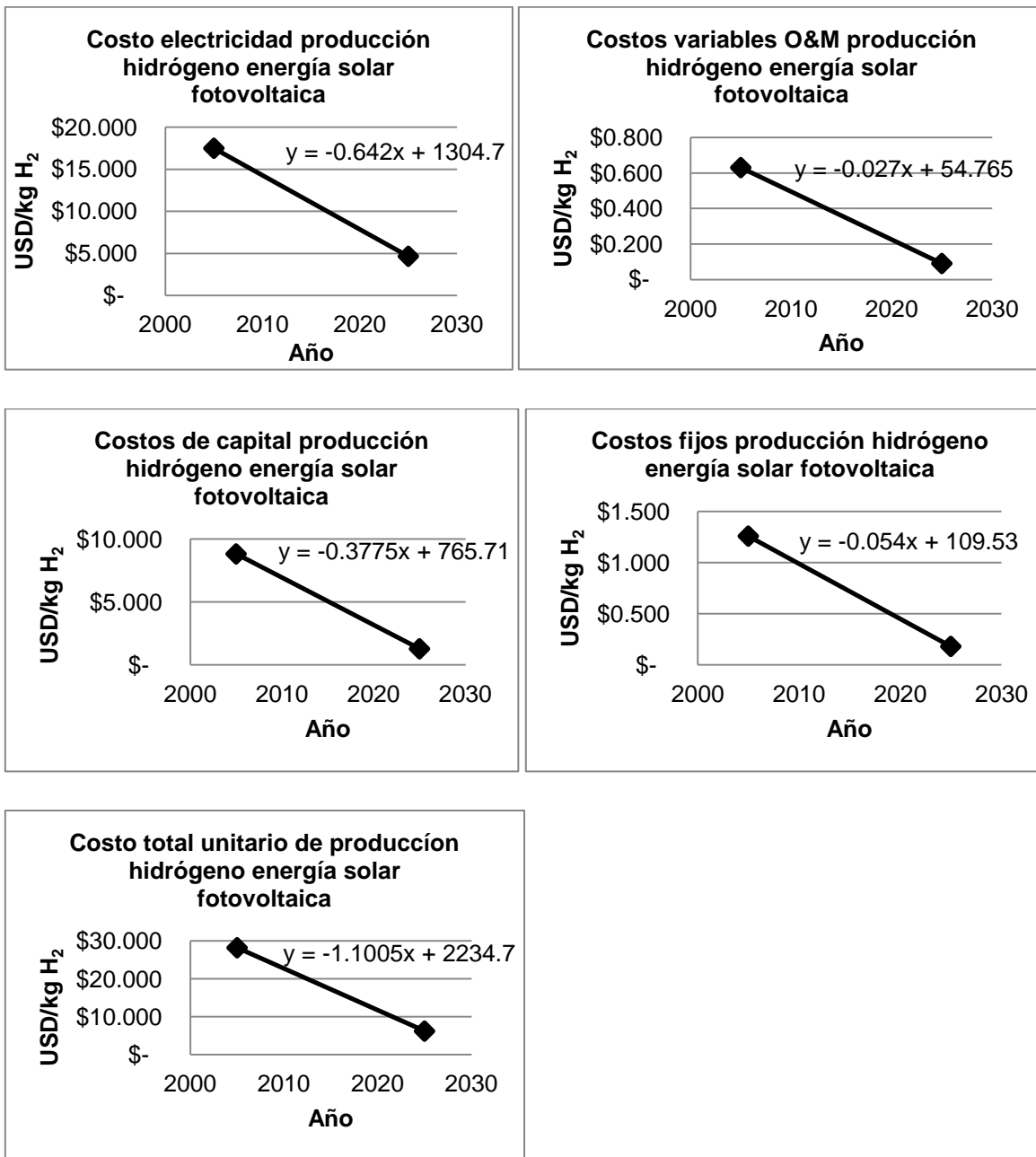


Figura A.4. Línea de tendencia por la reducción del costos de producción a causa de madurez tecnológica para la producción de hidrógeno vía electrolisis del agua mediante un sistema con fuente de energía solar fotovoltaica.

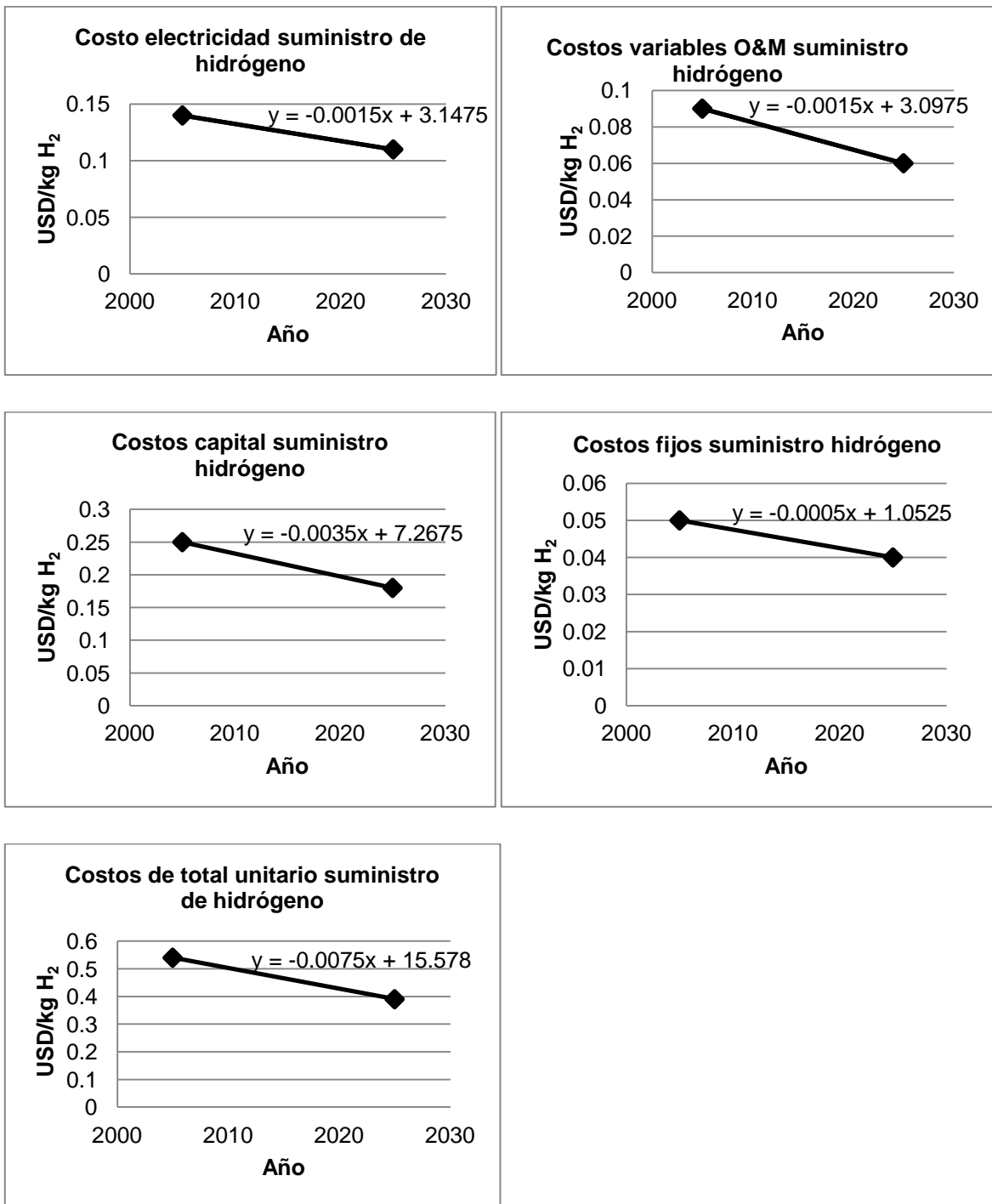


Figura A.5. Línea de tendencia por la reducción de costos a causa de madurez tecnológica de la etapa de suministro de hidrógeno.