

Análisis técnico-financiero de sistemas de producción de hidrógeno verde en Colombia,  
empleando electrólisis

Juan Yesid Cáceres Rosas y Nylson Alejandro Villar Roncancio

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director de trabajo de grado

Hermann Raúl Vargas Torres

Doctor en ingeniería eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenieras Físico-mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2023

### **Dedicatoria**

Quisiera expresar mis agradecimientos a la institución, la cual, me ha formado y brindado una amplia gama de competencias para ser un profesional ejemplar. También quiero agradecer a todas las personas que dejaron una enseñanza significativa a lo largo de mi formación profesional y por supuesto, agradezco a mis buenos amigos Daniel Adrián, Jesús Andrés, Juan Yesid, Fredy Alejandro y Tatiana Giseth por cada una de las experiencias y momentos que hemos vivido.

Para finalizar, quisiera agradecer a mi familia. Su increíble esfuerzo y apoyo incondicional me ha permitido llegar al lugar en el que estoy. A ellos, dedico este nuevo logro. Infinitas gracias.

#### **Nylson Alejandro Villar Roncancio**

Esta tesis está dedicada, en primer lugar, a mis padres, Esmeralda y Juan José, por su incansable apoyo, los valores que me han inculcado, sus consejos y su amor, que han sido una fuente de inspiración para mí. También quiero agradecer a mi hermana Heydi Yulieth, por su constante apoyo, confianza y la fortaleza que me trasmite.

Agradezco al Dr. Hermann Raúl, director de esta tesis, por su dedicación y paciencia. Sin sus palabras y correcciones precisas, no habría sido posible llegar a esta instancia tan anhelada.

Quiero agradecer a mi amigo Nylson Alejandro, por su apoyo, paciencia, los gratos momentos y la buena comunicación durante la construcción de esta tesis.

Por último, quiero agradecer a todos mis docentes, compañeros y amigos. Gracias por las horas compartidas, los trabajos realizados en conjunto, las historias vividas y por todo el conocimiento que me aportaron.

#### **Juan Yesid Cáceres Rosas**

**Contenido**

|   | Pág. |
|---|------|
| Introducción .....  | 17   |
| Objetivos .....   | 18   |
| Objetivo general .....  | 18   |
| Objetivos específicos .....   | 18   |
| 1. Generalidades .....  | 19   |
| 1.1 Justificación .....   | 19   |
| 1.2 El hidrógeno y sus propiedades físico-químicas .....                          | 24   |
| 1.2.1 ¿Qué es el hidrógeno? .....   | 24   |
| 1.2.2 Propiedades físico-químicas .....   | 26   |
| 1.3 ¿Por qué se debe estudiar el potencial del hidrógeno verde? .....             | 28   |
| 1.4 ¿Por qué se debe estudiar el potencial del hidrógeno verde en Colombia? ..... | 40   |
| 2. Tecnologías del hidrógeno .....  | 46   |
| 2.1 Producción de hidrógeno .....   | 46   |
| 2.1.1 Métodos convencionales para producción de hidrógeno .....                   | 47   |
| 2.1.1.1 Reformado con vapor (Steam Reforming (SR)). .....                         | 47   |
| 2.1.1.2 Oxidación parcial (Partial Oxidation (POX)). .....                        | 50   |
| 2.1.1.3 Reformado autotérmico (Autothermal Reforming (ATR)) .....                 | 52   |
| 2.1.2 Métodos no convencionales para producción de hidrógeno .....                | 53   |
| 2.1.2.1 Electrólisis del agua. ....   | 53   |
| 2.2 Almacenamiento de hidrógeno .....   | 86   |

|  |     |
|--|-----|
| 2.2.1 Tipos de almacenamiento de hidrógeno .....   | 87  |
| 2.2.1.1 Almacenamiento como gas.....   | 87  |
| 2.2.1.2 Almacenamiento como hidrógeno líquido.....   | 88  |
| 2.2.1.3 hidrógeno crio comprimido.....   | 89  |
| 2.2.1.4 Almacenamiento de hidrógeno en forma sólida (Hidruros metálicos).....                        | 89  |
| 2.2.1.5 Almacenamiento de hidrógeno por adsorción en sólidos porosos.....                            | 90  |
| 2.2.1.6 Almacenamiento en compuestos líquidos orgánicos ( <i>LOHCS</i> ).....                        | 91  |
| 2.2.1.6.1 Compuestos transportadores de hidrógeno circulares.....                                    | 91  |
| 3. Zonas aptas para la generación de hidrógeno verde en Colombia.....                                | 92  |
| 3.1 Metodología para la selección de las zonas aptas para la producción de hidrógeno .....           | 95  |
| 3.2 Zonas ricas en energía renovable en el país.....   | 97  |
| 3.2.1 Zonas ricas en energía solar.....  | 98  |
| 3.2.2 Zonas ricas en energía eólica .....  | 100 |
| 3.3 Zonas con una infraestructura sólida para el transporte de gas natural en el país .....          | 102 |
| 3.4 Zonas portuarias marítimas del país como potenciales puntos de exportación de hidrógeno<br>..... | 104 |
| 3.5 Puntos de demanda del hidrógeno en el país .....   | 106 |
| 3.5.1 Refinerías de Colombia.....  | 107 |
| 3.5.2 Concentración de transporte de carga pesada terrestre en Colombia .....                        | 109 |
| 3.5.3 Producción de amoníaco y fertilizantes en Colombia.....  | 116 |
| 3.5.4 Siderúrgicas de Colombia.....  | 117 |
| 3.5.5 Concentración del sector minero en Colombia.....   | 120 |
| 3.5.6 Otros posibles centros de demanda de hidrógeno.....  | 121 |

|   |     |
|---|-----|
| 3.5.6.1 Cementeras en Colombia. ....  | 122 |
| 3.6 Selección de las zonas más aptas para la instalación de una planta de producción de hidrógeno verde. ....   | 123 |
| 3.6.1 Descripción del método utilizado para la selección de las zonas .....                                     | 123 |
| 3.6.2 Asignación de los pesos para cada uno de los factores relevantes .....                                    | 125 |
| 3.6.3 Metodología para la calificación.....   | 128 |
| 3.6.3.1 Criterio de calificación por potencial de generación de energía renovable no convencional. ....         | 128 |
| 3.6.3.2 Criterio de calificación de zonas con infraestructura sólida para el transporte de gas natural. ....    | 138 |
| 3.6.3.3 Criterio de calificación para determinar zonas potencialmente aptas para exportación de hidrógeno. .... | 138 |
| 3.6.3.4 Criterio de calificación de zonas cercanas a refinerías. ....   | 138 |
| 3.6.3.5 Criterio de calificación de zonas cercanas al mercado para transporte pesado vía terrestre. ....        | 138 |
| 3.6.3.6 Criterio de calificación de zonas cercanas al mercado para transporte aéreo. ....                       | 139 |
| 3.6.3.7 Criterio de calificación de zonas potencialmente aptas para producir amoníaco y fertilizantes.....      | 139 |
| 3.6.3.8 Criterio de calificación de zonas cercanas a plantas siderúrgicas.....                                  | 140 |
| 3.6.3.9 Criterio de calificación de zonas cercanas al sector minero. ....                                       | 140 |
| 3.6.3.10 Criterio de calificación de zonas cercanas a plantas cementeras. ....                                  | 140 |
| 3.6.4 Resultados del proceso de selección .....   | 140 |
| 4. Caso de estudio .....  | 142 |

|   |     |
|---|-----|
| 4.1 Escenarios de producción .....  | 143 |
| 4.2 Consideraciones para determinar el caso de estudio.....                           | 144 |
| 4.2.1 Tecnología para la generación de energía renovable no convencional.....         | 144 |
| 4.2.2 Tecnología para la producción de hidrógeno verde (tipo de electrolizador) ..... | 146 |
| 4.2.3 Tecnología para el almacenamiento del hidrógeno verde.....                      | 146 |
| 4.2.4 Mercado de interés .....  | 147 |
| 4.2.5 Zonas factibles .....   | 147 |
| 4.3 Selección de las tecnologías, la zona y el mercado .....                          | 148 |
| 4.4 Descripción del caso de estudio.....  | 149 |
| 5. Estudio financiero .....   | 154 |
| 5.1 Inversión .....   | 156 |
| 5.1.1 Inversión fija. ....  | 156 |
| 5.1.1.1 Maquinaria y equipo. ....   | 157 |
| 5.1.1.2 Muebles y enseres. ....   | 157 |
| 5.1.1.3 Equipo de oficina. ....   | 158 |
| 5.1.1.4 Equipo de cómputo y comunicación.....   | 158 |
| 5.1.1.5 Obras civiles de construcción y edificaciones. ....                           | 159 |
| 5.1.1.6 Flota y equipo de transporte.....   | 160 |
| 5.1.1.7 Total de inversión fija. ....   | 160 |
| 5.1.2 Inversión diferida. ....  | 161 |
| 5.1.3 Inversiones de capital de trabajo.....  | 161 |
| 5.2 Estados financieros presupuestados.....   | 174 |
| 5.2.1 Presupuesto de efectivo.....  | 174 |

|   |     |
|---|-----|
| 5.2.2 Estado de resultados presupuestado.....   | 176 |
| 5.2.3 Balance general presupuestado.....        | 177 |
| 6. Evaluación del proyecto.....                 | 179 |
| 6.1 Evaluación financiera.....                  | 179 |
| 6.1.1 Valor presente neto (VPN).....            | 179 |
| 6.1.2 Tasa interna de retorno (TIR %). ....     | 181 |
| 6.1.3 Tasa verdadera de rentabilidad (TVR)..... | 182 |
| 6.1.4 Periodo de pago.....                      | 183 |
| 6.1.5 Evaluación económica .....                | 183 |
| 7. Conclusiones .....                           | 184 |
| Referencias bibliográficas.....                 | 187 |
| Apéndices.....                                  | 203 |

### Lista de Figuras

|  | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. Tipología del hidrógeno para diferentes escalas de colores .....                               | 26   |
| Figura 2. Métodos para producir hidrógeno .....  | 47   |
| Figura 3. Esquema básico de electrólisis alcalina.....   | 56   |
| Figura 4. Electrólisis alcalina.....   | 57   |
| Figura 5. Resistencia en el sistema .....  | 60   |
| Figura 6. Celda de tipo monopolar .....  | 63   |
| Figura 7. Celda de tipo bipolar .....  | 64   |
| Figura 8. Condiciones de operación.....  | 66   |
| Figura 9. Esquema de producción de hidrógeno.....  | 67   |
| Figura 10. Sistema general de electrólisis tipo PEM.....   | 70   |
| Figura 11. Compartimiento catódico .....   | 72   |
| Figura 12. Compartimiento anódico .....  | 73   |
| Figura 13. Subsistema auxiliar anódico .....   | 74   |
| Figura 14 Subsistema auxiliar catódico .....   | 74   |
| Figura 15. Esquema de producción de hidrógeno mediante electrolizador óxido sólido .....                 | 75   |
| Figura 16. Pilares clave para la selección de las zonas de interés .....                                 | 96   |
| Figura 17. Principales fuentes de gas en Colombia .....  | 103  |
| Figura 18. Principales rutas de transporte de gas según el Sistema Nacional de Transporte (SNT)<br>..... | 104  |
| Figura 19. Zonas portuarias en Colombia.....   | 106  |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 20. Ubicaciones de las refinerías .....   | 108 |
| Figura 21. Detalles en materia de producción .....   | 109 |
| Figura 22. Concentración de transporte de carga pesada terrestre en Colombia .....           | 113 |
| Figura 23. Ubicación de las zonas portuarias marítimas de Colombia.....                      | 116 |
| Figura 24. Ubicación de la infraestructura de estas empresas .....                           | 119 |
| Figura 25. Departamentos con gran potencial de extracción .....                              | 121 |
| Figura 26. Diagrama de bloques indicando el proceso de preparación del caso de estudio. .... | 144 |
| Figura 27. Flujo de caja del proyecto.....   | 181 |

### Lista de Tablas

|  | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Forzamiento radiativo global.....   | 21   |
| Tabla 2. Cantidad emitida de CO <sub>2</sub> .....   | 21   |
| Tabla 3. Contribución de emisiones de gases de efecto invernadero por sector en % .....                                | 22   |
| Tabla 4. Propiedades del hidrógeno comparadas con el gas natural, gasolina-diésel y GLP .....                          | 27   |
| Tabla 5. Composición del gas natural.....  | 48   |
| Tabla 6. Características técnico- económicas de los diferentes electrolizadores.....                                   | 80   |
| Tabla 7. Ventajas y desventajas de las tecnologías para el proceso de electrólisis .....                               | 84   |
| Tabla 8. Energía almacenada por unidad de peso o volumen (incluyendo el recipiente).....                               | 87   |
| Tabla 9. Capacidad de almacenamiento por unidad de volumen superior al hidrógeno líquido ..                            | 89   |
| Tabla 10. Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Caribe .....                                 | 98   |
| Tabla 11. Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Andina .....                                 | 99   |
| Tabla 12. Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Pacífica .....                               | 99   |
| Tabla 13. Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Orinoquía.....                               | 99   |
| Tabla 14. Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Amazónica.....                               | 100  |
| Tabla 15. Lista de proyectos eólicos vigentes y preinscritos en la región Caribe .....                                 | 101  |
| Tabla 16. Lista de proyectos eólicos vigentes y preinscritos en la región Andina .....                                 | 101  |
| Tabla 17. Departamentos con presencia de más de un aeropuerto con tipología internacional,<br>regional o nacional..... | 114  |
| Tabla 18. Información de la ubicación de las plantas de cemento.....   | 122  |
| Tabla 19. Modelo para la calificación de las zonas por departamento .....  | 124  |

|  |     |
|--|-----|
| Tabla 20. Tabla de ejemplo.....  | 125 |
| Tabla 21. Calificación de potencial solar para la región caribe .....  | 129 |
| Tabla 22. Calificación de potencial eólico para la región caribe .....   | 130 |
| Tabla 23. Criterio de calificación, según proyectos de generación de energía solar y mediante los mapas de irradiación solar ..... | 131 |
| Tabla 24. Criterio de calificación, según proyectos de generación de energía eólica y mediante el atlas de vientos.....            | 132 |
| Tabla 25. Puntuación de zonas aptas para la producción de energía solar fotovoltaica .....   | 133 |
| Tabla 26. Puntuación de zonas aptas para la producción de energía eólica .....   | 135 |
| Tabla 27. Promedio total para cada zona .....  | 136 |
| Tabla 28. Resultados del método de calificación.....   | 141 |
| Tabla 29. Proyección de la demanda de hidrógeno construida a partir de una regresión polinomial de grado 4. ....                   | 150 |
| Tabla 30. Producción de hidrógeno. ....  | 151 |
| Tabla 31. Desglose del capex por sección de la planta.....   | 154 |
| Tabla 32. Desglose del opex por sección de la planta. ....   | 155 |
| Tabla 33. Maquinaria y equipo .....  | 157 |
| Tabla 34. Muebles y enseres operativo.....   | 157 |
| Tabla 35. Muebles y enseres administrativo.....  | 158 |
| Tabla 36. Equipo de oficina.....   | 158 |
| Tabla 37. Equipo de cómputo y comunicación operativo.....  | 159 |
| Tabla 38. Equipo de cómputo y comunicación administrativo.....   | 159 |
| Tabla 39. Obras civiles de construcción y edificaciones .....  | 159 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 40. Flota y equipo de transporte.....                       | 160 |
| Tabla 41. Inversión en activos fijos operativos .....             | 160 |
| Tabla 42. Inversión en activos fijos administrativo y ventas..... | 161 |
| Tabla 43. Inversión diferida.....                                 | 161 |
| Tabla 44. Política de cartera.....                                | 162 |
| Tabla 45. Capital de trabajo .....                                | 162 |
| Tabla 46. Costo materia prima por kilogramo de hidrógeno .....    | 163 |
| Tabla 47. Inventario final materia Prima .....                    | 163 |
| Tabla 48. Costo materia prima total.....                          | 163 |
| Tabla 49. Compra de materia prima .....                           | 163 |
| Tabla 50. Inventario final de producto terminado .....            | 164 |
| Tabla 51. Unidades vendidas .....                                 | 164 |
| Tabla 52. Producción unidades.....                                | 164 |
| Tabla 53. Costo mano de obra directa .....                        | 165 |
| Tabla 54. Proyección costo mano de obra directa .....             | 165 |
| Tabla 55. Costos indirectos de fabricación fijos.....             | 165 |
| Tabla 56. Mano de obra indirecta .....                            | 166 |
| Tabla 57. Proyección costo mano de obra indirecta .....           | 166 |
| Tabla 58. Costos indirectos de fabricación variables.....         | 167 |
| Tabla 59. Total costos operativos .....                           | 167 |
| Tabla 60. Costo de producción .....                               | 167 |
| Tabla 61. Costo de producción unitario.....                       | 168 |
| Tabla 62. Presupuesto de gastos administrativos y de ventas.....  | 168 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabla 63. Sueldos, prestaciones sociales y parafiscales .....            | 169 |
| Tabla 64. Proyección sueldos, prestaciones sociales y parafiscales ..... | 169 |
| Tabla 65. Depreciación área operativa.....                               | 170 |
| Tabla 66. Depreciación administrativa .....                              | 170 |
| Tabla 67. Gastos diferidos .....   | 171 |
| Tabla 68. Política de financiación.....                                  | 171 |
| Tabla 69. Amortización del crédito .....                                 | 172 |
| Tabla 70. Abono a capital e intereses. ....                              | 172 |
| Tabla 71. Precio venta.....  | 173 |
| Tabla 72. Ingresos por ventas. ....                                      | 173 |
| Tabla 73. Margen de contribución .....                                   | 173 |
| Tabla 74. Presupuesto de efectivo .....                                  | 174 |
| Tabla 75. Cuentas por cobrar .....                                       | 176 |
| Tabla 76. Cuentas por pagar .....  | 176 |
| Tabla 77. Estado de resultados presupuestado.....                        | 176 |
| Tabla 78. Balance general presupuestado.....                             | 178 |
| Tabla 79. Flujo de caja proyectado .....                                 | 180 |
| Tabla 80. Ingresos y egresos totales .....                               | 182 |
| Tabla 82. Periodo de recuperación de la inversión.....                   | 183 |

**Lista de Apéndices**

|  | <b>Pág.</b> |
|--|-------------|
| Apéndice A. Capacidad del proyecto.....                  | 203         |
| Apéndice B. Inflación promedio.....                      | 206         |
| Apéndice C. Costos operativos .....                      | 207         |
| Apéndice D. Costos de mano de obra.....                  | 208         |
| Apéndice E. Prestaciones y aportes parafiscales .....    | 209         |
| Apéndice F. Activos fijos tangibles operativos .....     | 210         |
| Apéndice G. Activos fijos tangibles administrativos..... | 212         |
| Apéndice H. Sueldos administrativos .....                | 213         |
| Apéndice I. Gastos administrativos y ventas .....        | 214         |
| Apéndice J. Política de venta .....                      | 215         |

### Resumen

**Título:** Análisis técnico-financiero de sistemas de producción de hidrógeno verde en Colombia, empleando electrólisis

**Autor:** Nylson Alejandro Villar Roncancio, Juan Yesid Cáceres Rosas

**Palabras clave:** Electrólisis, Hidrógeno verde, TIR, VPN

**Descripción:** Este proyecto es un trabajo de investigación que busca identificar la rentabilidad que representa crear un sistema de generación de hidrógeno verde en Colombia, basado en las tecnologías de la electrólisis. Para ello, será necesario identificar cuáles son las tecnologías de la electrólisis que se encuentran en el mercado, así como, las características de dichas tecnologías, además, se realizará la búsqueda de las posibles zonas o regiones más adecuadas para instalar una planta electrolizadora; basados mayormente en la materia prima requerida para producir el hidrógeno y con esto, se podrán crear escenarios que permitan, desde un punto de vista financiero, seleccionar la mejor opción de generación de hidrógeno verde en Colombia.

---

Trabajo de Grado

Facultad de ingeniería Físico-mecánica. Escuela de ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ingeniería eléctrica. Director: Hermann Raúl Vargas Torres. Doctor en ingeniería eléctrica

**Abstract**

**Title:** Technical-financial analysis of green hydrogen production systems in Colombia, using electrolysis

**Author(s):** Nylson Alejandro Villar Roncancio, Juan Yesid Cáceres Rosas

**Key Words:** Electrolysis, Green hydrogen, TIR, VPN

**Description:** This project is a research work that seeks to identify the profitability of creating a green hydrogen generation system in Colombia, based on electrolysis technologies. For this, it will be necessary to identify which are the electrolysis technologies that are in the market, as well as the characteristics of these technologies, in addition, the search of the most suitable areas or regions to install an electrolyzer plant will be carried out; based mainly on the raw material required to produce hydrogen and with this, it will be possible to create scenarios that allow, from a financial point of view, to select the best option for green hydrogen generation in Colombia.

---

Degree Work

School of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Electrical Engineering. Director: Hermann Raúl Vargas Torres. Ph.D. in electrical engineering

## Introducción

En la actualidad, el hidrógeno se utiliza en la refinación de combustibles fósiles, en la producción de amoníaco, en la industria del acero, en la industria automotriz y, además, actualmente se están desarrollando nuevos estudios que vinculan al hidrógeno con la generación y almacenamiento de energía eléctrica. Sin embargo, la manera en que se produce este elemento es principalmente de fuentes emisoras de CO<sub>2</sub>, como lo son, el gas natural, el petróleo y el carbón, por lo cual, producir este recurso sin generar emisiones se vuelve necesario.

La respuesta a esta problemática está en el proceso de electrólisis, el cual, consiste en separar el hidrógeno y el oxígeno del agua utilizando energía eléctrica (si esta electricidad proviene de energías renovables se denomina hidrógeno verde). Sin embargo, ejecutar un proyecto de diseño de una planta electrolizadora es considerablemente costoso y se debe estudiar la viabilidad que puede tener Colombia a la hora de considerar la posibilidad de producir este recurso por medios más amigables con el ambiente. Por tanto, en este trabajo de grado se desarrolla un análisis técnico-financiero para identificar la viabilidad de crear un sistema de producción de hidrógeno verde en Colombia, de manera que, basados en diferentes alternativas, se seleccione la mejor opción.

## Objetivos

### Objetivo general

Desarrollar un análisis técnico-financiero para identificar la viabilidad de crear un sistema de producción de hidrógeno verde en Colombia, empleando electrólisis.

### Objetivos específicos

- Recopilar posibles zonas candidatas en el país que permitan la producción de hidrógeno verde.
- Establecer escenarios para cada una de las zonas planteadas en el objetivo anterior.
- Seleccionar la opción de generación de hidrógeno verde más adecuada.

## 1. Generalidades

### 1.1 Justificación

La crisis medioambiental a la que el planeta tierra ha sido sometido, trae consigo inquietantes amenazas y, entre ellas, se encuentra lo que para el siglo XXI representa el reto más grande de la humanidad, siendo este “El Cambio Climático” (Sánchez & Planelles, 2019); problemática que resulta del calentamiento global producido por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Esto provoca un desequilibrio radiativo, es decir, alteran la relación entre la radiación solar entrante y la radiación solar saliente del planeta, de modo que, las concentraciones de gases de efecto invernadero retienen esta energía y al hacerlo, aumenta la temperatura global del planeta (A esto se le conoce como forzamiento radiativo positivo (IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change , 2007) (Trespacios & Blanquicett, 2018) (Moreira Muzio, 2019)). Por su puesto, dichas emisiones están directa o indirectamente relacionadas con la actividad del ser humano (Acciona, 2020) (Iberdrola S. A., 2023 ) y según el reporte del periódico “EL PAÍS” (Sánchez & Planelles, 2019) sobre el sexto informe “Perspectivas del Medio Ambiente Mundial” (ONU - Programa para el medio ambiente, 2019) (PNUMA) (ONU, s.f.), señalan los expertos que, “El cambio climático afecta los patrones meteorológicos, de manera que, esto produce efectos sobre el medio ambiente, la economía y la sociedad, así como, pone en riesgo, la salud, el agua, la seguridad alimentaria y energética de las poblaciones” (Sánchez & Planelles, 2019), y dichas afectaciones cada día son más visibles e irrefutables, también, fenómenos meteorológicos, deshielos, sequías, huracanes, subida del nivel del mar, aumento en la acidez de los océanos debido

a la retención de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) (Acciona, 2020) (Iberdrola S.A., 2023) (Iberdrola S.A., 2023) (Sánchez & Planelles, 2019) (Enel Green Power S.p.A., s.f.) (Organización Meteorológica Mundial (OMM), 2021), entre otras.

Tal problemática y sus efectos han generado una alerta en la humanidad, lo cual, ha llevado a los gobiernos a organizarse y definir metas, campañas, acuerdos y/o políticas que permitan mitigar el cambio climático, tales como, “El Acuerdo de París” (Naciones Unidas, s.f.), la campaña “Race To Zero” (United Nations Climate Change, s.f.) o la “Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible” (Naciones Unidas, 2015), de manera que, en materia de cambio climático, dichos acuerdos internacionales orienten a las naciones, empresas y/o instituciones a trabajar en conjunto para limitar el aumento del calentamiento mundial a muy por debajo de 2 grados centígrados y en lo preferible, a 1,5 grados centígrados en comparación con los niveles preindustriales (United Nations Climate Change, s.f.) (Naciones Unidas, s.f.).

En últimas, se busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de manera sustancial antes de que las consecuencias sean “irreversibles”, tal y como señalan los expertos y científicos en el sexto informe “Perspectivas del Medio Ambiente Mundial” (ONU - Programa para el medio ambiente, 2019) (Sánchez & Planelles, 2019) y para ello, esta reducción debe alcanzar aproximadamente el 45% para el año 2030 y el “Cero Neto” hacia el 2050 (Naciones Unidas, 2022) (Naciones Unidas, 2023).

La “carrera” para cumplir el propósito del cero neto y así, evitar las catástrofes climáticas más extremas y sus efectos socioeconómicos ya ha empezado y el camino es claro. Si el objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por el modelo de desarrollo insostenible del ser humano, es necesario “atacar” las fuentes de emisión de dichos gases, entre las cuales, las más abundantes en la atmósfera son el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el Metano (CH<sub>4</sub>), el

óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) y los gases fluorados (Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, 2023). Las tablas 1 y 2 permiten comparar el aporte de cada uno de los gases mencionados en materia de forzamiento radiativo y de cantidad de CO<sub>2</sub> equivalente emitido (Global Monitoring Laboratory, 2023) (Climate Watch Data, 2016).

Desde el punto de vista de las fuentes emisoras de estos gases de efecto invernadero, como ya se ha mencionado, están ligadas al modelo de desarrollo del ser humano, de manera que, dichas fuentes corresponden a diferentes sectores, los cuales, se clasifican como: sector energético, de agricultura, de cambio de uso del suelo y silvicultura, de procesos industriales y de desperdicios (World Resources Institute, 2022). Las atribuciones de dichos sectores en materia de porcentajes de emisión de los gases de efecto invernadero para el año 2019 pueden observarse en la tabla 3 (Climate Watch Data, 1990).

**Tabla 1.**

*Forzamiento radiativo global*

| Forzamiento Radiativo Global [ $W * m^{-2}$ ] |                 |                 |                  |       |       |       |       |
|---|-----------------|-----------------|------------------|-------|-------|-------|-------|
| Año   | CO <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | N <sub>2</sub> O | CFC*  | HCFC  | HFC*  | Total |
| 2021  | 2,140           | 0,526           | 0,210            | 0,246 | 0,058 | 0,044 | 3,222 |

*Nota.* Elaborada con datos de: Global Monitoring Laboratory (2023) *Annual Greenhouse Gas Index (AGGI)* <https://gml.noaa.gov/aggi/aggi.html>

**Tabla 2.**

*Cantidad emitida de CO<sub>2</sub>*

| Cantidad emitida de CO <sub>2</sub> e [Gt] |
|--|
|--|

| Año  | CO2   | CH4  | N2O  | F-Gas |
|------|-------|------|------|-------|
| 2019 | 36,87 | 8,61 | 3,10 | 1,18  |

*Nota.* Elaborada con datos de: Climate Watch Data (2016) *Global Historical Emissions*

[https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-](https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions?breakBy=gas&chartType=line&end_year=2019&source=CAIT&start_year=2016)

[emissions?breakBy=gas&chartType=line&end\\_year=2019&source=CAIT&start\\_year=2016](https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions?breakBy=gas&chartType=line&end_year=2019&source=CAIT&start_year=2016)

### Tabla 3.

*Contribución de emisiones de gases de efecto invernadero por sector en %*

| Contribución de emisiones de gases de efecto invernadero por sector en % |             |                       |                                       |              |
|--|-------------|-----------------------|---------------------------------------|--------------|
| Energía  | Agricultura | Procesos industriales | Cambio y uso del suelo y silvicultura | Desperdicios |
| <b>76</b>  | 12          | 6,1                   | 3,3                                   | 3,3          |

*Nota.* Elaborada con datos de: Climate Watch Data (1990) *Global Historical Emissions*

[https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-](https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end_year=2019&source=CAIT&start_year=1990)

[emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end\\_year=2019&source=CAIT&start\\_year=1990](https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end_year=2019&source=CAIT&start_year=1990)

La información proporcionada en materia de emisiones de gases de efecto invernadero y sus fuentes, permite observar que las de (CO<sub>2</sub>) y de (CH<sub>4</sub>) son las más significativas. A su vez, dichos gases provienen en gran medida del sector energético, siendo este el más representativo de todos los sectores en materia de las emisiones de gases de efecto invernadero, debido al uso de combustibles fósiles con carbono en su estructura molecular (Petróleo, gas natural y carbón) para la generación de la energía necesaria en las diferentes actividades de este sector y a su vez, por el

uso irracional de la misma, lo cual, involucra una mayor demanda energética y por ende, de los combustibles fósiles que al pasar por un proceso de combustión liberan CO<sub>2</sub> y otros agentes a la atmósfera (Center for Climate and Resilience Research, 2019). Es por esto que, la llamada “Descarbonización”, la cual apunta a la eliminación de las emisiones de carbono y por ende, a la eliminación de la actual dependencia del consumo de los combustibles fósiles (Center for Climate and Resilience Research, 2019) (Iberdrola S. A., 2023 ), se ha convertido en una herramienta clave para llegar al objetivo de las emisiones cero y para lograrlo, es necesaria la “Transición Energética” (Iberdrola S. A., 2023 ), es decir, una reestructuración de todo sistema energético dependiente de combustibles fósiles, manifestando el uso de fuentes renovables (Enel Green Power S.p.A., s.f.).

Llevar a cabo una transición energética implica superar en gran medida ciertos retos; el primero de ellos es la fuerte penetración de las energías renovables en la matriz eléctrica de los países, de manera que, se puedan eliminar las centrales emisoras de carbono y con esto, se descarbonice el sector eléctrico; el segundo reto es la “Electrificación”, es decir, la utilización de la electricidad como vector energético libre de carbono en otros sectores que involucran energía generada por combustibles fósiles (como por ejemplo, el transporte, las edificaciones o las actividades de manufactura), eliminando así, la huella de carbono de lo que respecta al uso final de la energía; por último, como un tercer reto, se encuentra la mejora de la eficiencia energética, lo cual, resultará en un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos (Repsol , 2023) (Enel Green Power S.p.A. , s.f.) (Enel Green Power S.p.A., s.f.) (Iberdrola S. A., 2023 ).

Cada uno de estos retos, a su vez, involucran ciertas problemáticas específicas en materia de políticas y/o tecnologías, y entre estas, con respecto a la fuerte penetración de las energías renovables en la matriz eléctrica, se debe solucionar una problemática bastante significativa, la cual corresponde a las intermitencias de las fuentes renovables como lo son el sol y el viento, para

esto, los sistemas de “Storage” o “almacenamiento”, es decir, de acumulación de energía, juegan un papel muy importante y es a través de estos que se podrá facilitar la penetración de las renovables ( Enel Green Power S.p.A., s.f.) (Iberdrola S. A., 2023 ) (Enel Green Power S.p.A., s.f.); en materia de electrificación, si bien la electricidad a partir de fuentes renovables es un vector energético que puede llegar directamente a usos finales dependientes de los combustibles fósiles, existen otros sectores a los cuales las energías renovables no pueden acceder o simplemente no son competitivas frente a otros vectores energéticos de origen fósil, por lo cual, llegar a los usos finales con un vector energético libre de carbono y diferente a la electricidad, se vuelve un obstáculo para la electrificación total y por ende, para la descarbonización total (Iberdrola S. A., 2023 ).

En este punto del camino hacia las cero emisiones, una tecnología emergente se abre paso llenando de expectativas a instituciones y empresas, para así, ayudar a superar las problemáticas de la transición energética; es entonces el “hidrógeno” y más específicamente el “hidrógeno Verde” y su rol como vector energético el que apunta a ser una solución.

## **1.2 El hidrógeno y sus propiedades físico-químicas**

### ***1.2.1 ¿Qué es el hidrógeno?***

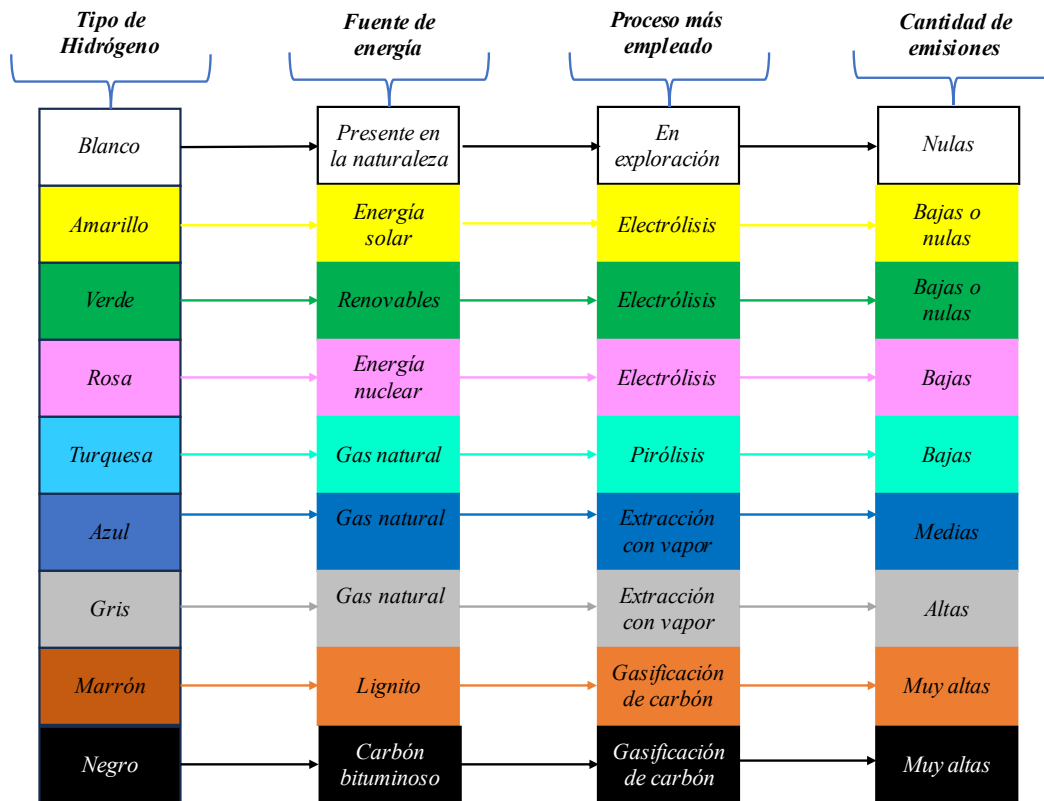
El hidrógeno es un elemento en extremo abundante, constituyendo aproximadamente el 75% de la materia del universo, sin embargo, no se encuentra de forma elemental, sino que, se le encuentra combinado con otros elementos. En la tierra, es posible hallarlo en combinación con el oxígeno en las moléculas del agua o con el carbono en los compuestos orgánicos, por lo cual, para

obtenerlo, es necesario aplicar métodos que permitan separarlo del compuesto que lo contiene (Centro Nacional de Hidrogeno, 2021). Estos métodos son variados y se conocen como: Gasificación del carbón, Métodos de reformado, los cuales, corresponden con el reformado con vapor de agua, la oxidación parcial y el reformado autotérmico; además de esto, también existen métodos electroquímicos (como la electrólisis del agua o la foto-electrólisis) y biológicos (Blackstone Green Energy, s.f.) (Jiménez Sáez, 2020). Actualmente, los métodos más usados son los métodos de reformado (IEA , 2022), los cuales, utilizan combustibles fósiles para la producción de hidrógeno y, por ende, son métodos contaminantes y emisores de gases de efecto invernadero.

El hidrógeno, dependiendo del método de producción, puede ser clasificado en una escala de colores, entre estos, se encuentran el hidrógeno verde, azul y gris, los cuales, están caracterizados por ser producidos a partir de energías renovables, combustibles fósiles (especialmente gas natural) y a partir de la reformación de metano con vapor, respectivamente. Dicha escala de colores es únicamente una tipología, por lo tanto, no se debe asociar el color con un estado físico del gas. Algunas otras variedades de colores son el café/negro, turquesa, morado, rosado, rojo y blanco, aun así, los más conocidos son únicamente los primeros 3 ya mencionados (H2LAC Chile, 2022). En la figura 1, se puede observar la tipología del hidrógeno para diferentes escalas de colores, en donde, se describe la fuente de energía, el proceso más usado para dicho color y las emisiones asociadas a esta actividad (Merino, 2022).

**Figura 1.**

*Tipología del hidrógeno para diferentes escalas de colores*



El hidrógeno es considerado como un portador energético de gran versatilidad, el cual, puede ser utilizado directamente como combustible para ser quemado y producir calor o para generar energía eléctrica por medios electroquímicos.

### 1.2.2 Propiedades físico-químicas

El hidrógeno es un elemento compuesto de moléculas diatómicas, es decir, está formado por dos átomos de hidrógeno ( $H_2$ ), los cuales, están unidos por un enlace covalente. El átomo de hidrógeno está formado por un núcleo con carga positiva y un electrón. En condiciones normales,

es un gas inodoro, incoloro e insípido. Tiene un punto de fusión de  $-259,14^{\circ}\text{C}$  y un punto de ebullición de  $-252,87^{\circ}\text{C}$ . Su densidad en estado gaseoso es de  $0,0899 \text{ kg}/\text{Nm}^3$ , la cual, es 14 veces menor que la del aire (Pérez de Pablo, 2019). Es el elemento más ligero, el más inflamable y posee gran facilidad de difusión en el medio, así como buena conductividad calorífica (Rodríguez, 2022).

En la tabla 4 se muestran algunas propiedades del hidrógeno comparadas con el gas natural, gasolina-diésel y GLP. Por ejemplo, el valor calorífico en  $[\text{MJ}/\text{kg}]$  del hidrógeno es mayor que el del gas natural, el diésel y el GLP, es decir, el hidrógeno tiene una densidad de energía por unidad de masa muy grande. La densidad en condiciones estándar  $[\text{Kg}/\text{m}^3]$  del hidrógeno muestra que es mucho menos denso que cualquiera de los otros comparativos, lo cual, implica una baja densidad volumétrica, es decir, poca energía por unidad de volumen. La temperatura de ebullición es un poco menor que la del gas natural y es bastante mayor que la del diésel y el GLP. Finalmente, el coeficiente de difusión (centímetros cuadrados por segundo) del hidrógeno es superior al de los demás energéticos, por lo tanto, viajará más rápido y presentará una alta difusividad, lo que, a su vez, implica una mayor introducción de este gas por la superficie de los aceros y como efecto de esto, se producirá una fragilización en las paredes del contenedor, esto conlleva problemas para el transporte y almacenamiento de este recurso (Rodríguez, 2022).

**Tabla 4.**

*Propiedades del hidrógeno comparadas con el gas natural, gasolina-diésel y GLP*

| <b>Parámetros</b>        | <b>Hidrógeno</b> | <b>Gas natural</b> | <b>Gasolina-Diesel</b> | <b>Gas licuado de petróleo (GLP)</b> |
|--------------------------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------------------------|
| Valor calorífico (MJ/kg) | 120-142          | 49-54              | 41-44                  | 46-50                                |

|   |         |      |         |         |
|---|---------|------|---------|---------|
| Densidad en condiciones estándar ( $Kg/m^3$ ) | 0,08    | 0,6  | 720-780 | 510     |
| Estados en condiciones estándar               | Gas     | Gas  | Líquido | Líquido |
| Temperatura de autoignición en grados         | 500-540 | 580  | 247-280 | 410-580 |
| Coefficiente de difusión ( $cm^2/seg$ )       | 0,61    | 0,16 | 0,05    | 0,11    |

*Nota.* Elaborada con datos de: Rodríguez, H. (2022) *Propiedades del hidrógeno (H)*. National Geographic [https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-hidrógeno-h\\_18653#](https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-hidrógeno-h_18653#)

### 1.3 ¿Por qué se debe estudiar el potencial del hidrógeno verde?

El hidrógeno, como ya se mencionó anteriormente, es un elemento muy abundante, el cual, cuenta con ciertas propiedades físico-químicas que a nivel energético lo hacen muy atractivo (observar la sección 1.2) y, aunque existen también algunas otras propiedades que inciden en retos considerables como su almacenamiento y transporte, esto no es suficiente para dejar de lado el potencial de este recurso, dada su importancia a nivel financiero, a nivel energético y ambiental.

Es usado en gran medida y casi en su totalidad como materia prima en el refinado del petróleo y en aplicaciones industriales, como lo son, la producción de Amoníaco ( $NH_3$ ) y de Metanol ( $CH_3OH$ ) en la industria química y también, en la reducción directa de hierro (DRI) para la producción del acero en la industria siderúrgica; existen también otras aplicaciones industriales que no representan una demanda significativa de hidrógeno en comparación con las mencionadas anteriormente; estas incluyen varios procesos en electrónica, producción de vidrio y en industrias químicas downstream (IEA , 2021) (IEA , 2022). Sin embargo, a pesar de que aproximadamente

toda la demanda se cubre en las aplicaciones “convencionales” ya mencionadas, existen otros tipos de aplicaciones motivadas por el cambio climático que permiten hacer un uso diferente del hidrógeno y a su vez, aumentar su demanda y diversificar el mercado en el que ya se encuentra establecido este recurso. Dichas aplicaciones pueden ser clasificadas de manera diferente en algunas literaturas del área, pero en general, se puede decir que, estas corresponden con el almacenamiento del exceso de energía eléctrica generada, con la generación de energía eléctrica a través del uso de pilas de combustibles y, por último, en ciertos casos, con su uso directo como combustible; y si bien parece que estas últimas aplicaciones no son significativamente amplias, la realidad es todo lo contrario, ya que, estas engloban a un número considerable de prácticas que además, tienen un impacto muy importante, lo cual, se mencionará resumidamente a continuación.

En materia del almacenamiento del exceso de energía eléctrica generada por las intermitencias de las fuentes renovables como el sol, el agua o el viento, las cuales, pueden llegar a ser muy intensas en ciertos momentos del día y por ello, se genere más de lo que se requiere en el momento; el hidrógeno representa una gran solución para aprovechar y/o almacenar estos excesos, ya que, al utilizar esta energía sobrante en un proceso conocido como Electrólisis (proceso que se describirá con profundidad en secciones posteriores), se puede obtener hidrógeno, de esta manera, la energía eléctrica se almacenará en forma de gas hidrógeno, convirtiéndolo así en un portador energético; a esto también se le conoce como tecnología Power to Gas (Pérez de Pablo, 2019), es decir, la tecnología que desvincula a la electricidad de las redes eléctricas y la transforma en una forma gaseosa portadora de energía capaz de llegar a otros sectores en donde las redes eléctricas no pueden acceder. Además, al utilizar las pilas de combustible para generar electricidad a partir del hidrógeno, será posible inyectar esta energía a las redes eléctricas en los momentos en los que la demanda sea superior a la generación.

Ahora, por parte de los usos del hidrógeno en las pilas de combustibles para generar electricidad, se debe aclarar que la inyección de energía a las redes eléctricas no es la única aplicación posible, de hecho, un derivado de esto es la generación distribuida, la cual, consiste en disponer de múltiples puntos generadores de baja potencia en diferentes zonas de consumo de energía eléctrica, como lo pueden ser las residenciales, las comerciales e industriales, complementando así a la generación centralizada, mejorando la calidad del suministro y favoreciendo la flexibilidad del sistema; siendo así, el uso de pilas de combustibles se adecua perfectamente a este escenario, después de todo, es posible instalar un sistema de pila de combustible en cada punto de generación y a su vez, suplir a esta instalación con el gas hidrógeno requerido para la generación de electricidad e incluso, esta tecnología puede combinarse con otras para ofrecer una mayor eficiencia en la instalación y también, por si sola, puede alimentar a equipos como generadores o equipos de respaldo que sean parte de la instalación (Sanz Villuendas, 2010). Además de esto, el hidrógeno y las pilas de combustible pueden llegar a otros sectores en extremo importantes, como lo es el sector transporte, en donde, se puede utilizar esta tecnología para impulsar a los medios de transporte terrestres, aéreos y acuáticos y con esto, dejar de depender de los combustibles fósiles para su funcionamiento, lo cual, representaría una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de este amplio sector, al cual, la electrificación no puede llegar tan fácilmente; cabe mencionar que para el caso específico de vehículos terrestres, los vehículos eléctricos con baterías en la actualidad son competitivamente superiores a los modelos con pilas de combustibles por los altos precios que aún caracterizan a este mercado, aun así, para el caso específico del transporte pesado, las pilas de combustibles de hidrógeno pueden permitir descarbonizar a estos medios de transporte y brindarles una mejor autonomía frente a la tecnología de baterías eléctricas que no ofrecen las prestaciones necesarias

para poder llegar completamente a este sector y descarbonizarlo, por lo cual, la tecnología de pilas de combustibles puede establecerse muy bien en este mercado. A la fecha, el transporte terrestre es la práctica con mayor demanda de hidrógeno en el sector transporte y también, es el que ha presentado mayor crecimiento frente a las nuevas aplicaciones del hidrógeno (IEA , 2022).

Por otra parte, un sector tan importante como el sector transporte es el relacionado a las edificaciones, en donde, el consumo energético es usado en gran medida en lo relacionado a la calefacción del agua y el espacio; aproximadamente el 55% de la energía usada en las edificaciones (residenciales, comerciales e industriales) en todo el mundo, es destinada para las necesidades básicas ya mencionadas, según lo indica la “Global Hydrogen Review 2021” (IEA , 2021), y además, en países muy fríos como Rusia, el porcentaje de energía destinado a estas prácticas, puede superar el 80% de la energía demandada en las edificaciones. Ahora, si bien esto no parece un problema, es necesario decir que gran parte de los sistemas de calefacción utilizan el gas natural para producir la energía que se necesita, lo cual, involucra una liberación de gases de efecto invernadero, además, aunque también hay sistemas de calefacción eléctricos, la demanda de estos puede llegar a ser considerablemente alta y más aún, si los periodos en los que se requiere de este sistemas son prolongados, lo cual, involucra un uso excesivo de la energía y por ende, sobre costos, además, en países con una matriz energética aún dependiente de combustibles fósiles, esto significa aún más contaminación, más emisiones de gases de efecto invernadero y gasto de recursos. Lo anterior, hace necesario encontrar tecnologías y alternativas que ayuden a solucionar estas problemáticas y, aunque aún es necesario de más estudios y mejoras en las tecnologías del hidrógeno, es posible que las pilas de combustibles de hidrógeno puedan participar en la solución de estos problemas de calefacción, ya que, el calor liberado en el proceso de generación de energía eléctrica también puede ser aprovechado para calentar espacios o para calentar el agua que se

necesita en la edificación, de hecho, en un proyecto que involucra a una zona urbana en St. Paul Minnesota (Estados Unidos) se plantea un sistema de cogeneración de hidrógeno, de manera que, este proporcione energía eléctrica y calor a la red de calefacción urbana de esa zona (IEA , 2022).

El hidrógeno, si bien puede ser utilizado para generar electricidad en pilas de combustible, al ser un combustible con alta densidad energética, también puede ser usado directamente para producir calor a través de su combustión, de esta manera, el calor liberado puede aprovecharse para generar diferentes tipos de energía como lo puede ser la energía mecánica en un ciclo termodinámico y con esto, energía eléctrica (Sanz Villuendas, 2010); incluso, a nivel industrial, este calor se puede aprovechar directamente para procesos en los que se requiere de niveles muy altos de temperatura como en la industria del acero, el cemento y la industria del vidrio, las cuales, queman principalmente combustibles fósiles para generar el nivel de temperatura que requieren y según el reporte “The future of hydrogen” (IEA , 2019), las emisiones relacionadas con el calor a alta temperatura sin incluir al sector de la siderurgia y al sector químico, equivalen aproximadamente a 1,1 Gt CO<sub>2</sub>/Año, para lo cual, la combustión del hidrógeno o el uso directo de combustibles a base de hidrógeno, pueden ofrecer una solución para la disminución de estas emisiones, después de todo, si en la reacción de combustión el comburente es oxígeno puro, el residuo es vapor de agua, aunque, si el comburente es aire atmosférico, esto podría liberar óxidos de nitrógeno, por lo cual, sería necesario controlar la temperatura de la combustión y la permanencia del humo (Sanz Villuendas, 2010).

Otra aplicación que involucra calor y temperatura ya se ha mencionado anteriormente y corresponde con la calefacción. Si bien ya se explicó como las pilas de combustible de hidrógeno podrían ayudar a descarbonizar esta actividad a nivel de edificaciones, existe otra propuesta que permite aprovechar la infraestructura ya presente en materia de gas natural, después de todo, una

gran parte de los sistemas de calefacción se sustentan con este recurso fósil y ciertos países en el mundo tienen una amplia infraestructura basada en este combustible, por lo cual, si el hidrógeno se mezcla con el gas natural en las redes de este gas, se puede sustituir un volumen específico de gas natural por hidrógeno (volúmenes del 5 al 20%, dependiendo de la zona) y con esto, se puede reducir la cantidad de gas natural utilizada para la combustión y a su vez, reducir en parte las emisiones de gases de efecto invernadero del sector de las edificaciones (IEA , 2021). Por otra parte, a nivel de transporte, este puede ser usado directamente en motores alternativos de combustión interna para impulsar al vehículo, sin embargo, esta tecnología no se encuentra tan avanzada como lo son las pilas de combustibles de hidrógeno y presenta varios problemas técnicos a nivel de eficiencia y fiabilidad. En el caso especial del transporte espacial, el hidrógeno en estado líquido en combinación con oxígeno líquido es utilizado para impulsar a los cohetes, ya que, sus propiedades físico-químicas lo hacen el mejor combustible para esta aplicación (Fernández-Bolaños, s.f.). Existen otras aplicaciones relacionadas con la transformación directa del hidrógeno en combustibles sintéticos como el gas de síntesis (*CO + hidrógeno*) o el metano sintético, de manera que, estos combustibles pueden ser creados a partir del hidrógeno y de la captura directa del CO<sub>2</sub> del aire o del CO<sub>2</sub> que podría llegar a la atmósfera como resultado de algún proceso industrial, con esto, se obtendría un combustible que en efecto emitirá CO<sub>2</sub> a la atmósfera al hacer combustión, aun así, este CO<sub>2</sub> es exactamente el mismo que se tomó del aire o el que debió haber llegado eventualmente por algún proceso industrial (Repsol , 2023), de esta manera, la emisiones generadas se mantienen neutras, lo cual, favorece al acuerdo de París. Además, estos combustibles sintéticos pueden favorecer al proceso de transición energética, ya que, la infraestructura tecnológica existente no requiere de un cambio para su uso, de esta manera, no es necesario aguardar por las nuevas tecnologías y por su establecimiento en el mercado en miras de un modelo

de desarrollo más sostenible (Centro de Comunicación de las Ciencias de la Universidad Autónoma de Chile, s.f.).

En resumen, el hidrógeno puro es en esencia un combustible libre de carbono en su estructura molecular y un portador de la energía muy versátil, el cual, puede ayudar a resolver un número significativo de obstáculos energéticos, además, la demanda de este recurso se muestra en progresivo crecimiento, tal y como lo señalan los datos proporcionados por el informe “Global Hydrogen review 2021” (IEA , 2021). A la fecha, la cifra anual de la demanda de hidrógeno más actualizada según un informe más reciente (“Global Hydrogen review 2022” (IEA , 2022)), corresponde con 94 Mt de hidrógeno para el año 2021, cifra que presenta un aumento del 5% frente al año anterior (2020), en el cual, se alcanzó aproximadamente una demanda de 90 Mt de hidrógeno.

Ahora, si bien se ha hablado sobre la importancia del hidrógeno en general y de cómo este recurso puede ayudar a descarbonizar varios sectores, aún es necesario aclarar el importante rol de un tipo específico de hidrógeno según su método de producción; a partir de esto, se puede formular un sencilla pregunta: ¿Por qué el hidrógeno debe ser verde?; y para dar una respuesta, es necesario recordar la información ya proporcionada en la sección 1.2 de este capítulo sobre los métodos de producción del hidrógeno, entre los cuales, los procesos de reformado (Reformado con vapor de agua, oxidación parcial y reformado autotérmico) son los métodos más usados para la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles y especialmente de gas natural (IEA , 2022), lo cual, no permite que el hidrógeno sea libre de carbono en su totalidad.

Un gran porcentaje de la producción total del hidrógeno para 2021, se basó principalmente en el uso de gas natural en los procesos de reformado sin métodos de captura de carbono, así como,

en el uso de carbón. El hidrógeno de bajo carbono y libre de carbono representan las cifras más insignificantes de la producción neta del hidrógeno (IEA , 2022).

En materia de emisiones de gases de efecto invernadero, la producción de hidrógeno en 2021 aportó más de 900 Mt de CO<sub>2</sub> (IEA , 2022) y ante la creciente demanda y expectativas sobre la penetración de este recurso en diferentes sectores que apuntan a ser descarbonizados, entonces, la permanencia de la producción de hidrógeno basados en combustibles fósiles, representará un aumento de emisiones de gases de efecto invernadero en la fase de producción del hidrógeno, lo cual, está en contra de los objetivos de París y de los mismos objetivos de descarbonizar los usos finales de la energía, después de todo, si bien se reducen las emisiones de los sectores en los que se puede vincular el hidrógeno, dichas emisiones resultarían ahora en la primera fase de la cadena de valor del hidrógeno, siendo esta la producción del hidrógeno.

Lo mencionado anteriormente muestra la necesidad de fortalecer ampliamente los métodos de producción de hidrógeno de bajo carbono y especialmente los de cero carbono, con esto, se podrá garantizar la vinculación de un combustible descarbonizado en los usos finales de la energía que lo requieren, así como, se garantizará una disminución significativa en las emisiones actuales de gases de efecto invernadero atribuidas a la actividad de producción del hidrógeno.

De esta manera, un método capaz de suplir la demanda de este recurso y a su vez, de liberar por completo de carbono al hidrógeno, es la electrólisis del agua, la cual, se ha mencionado ligeramente a lo largo de este capítulo. A través de este método, se puede aprovechar la energía eléctrica producida para generar el hidrógeno, sin embargo, en muchos países, la matriz eléctrica tiene un componente de generación basado en combustibles fósiles y el fuerte de generación renovable presente (energía hidroeléctrica) es demandado comúnmente para el balanceo del sistema de potencia y no se podría destinar a la producción de hidrógeno, por ende, aún si se usa

electricidad, no hay una completa garantía de que el hidrógeno esté libre de carbono, a menos que, la electricidad provenga de otro tipo de fuentes de energía renovable, como lo son, las no convencionales, es decir, la energía solar, energía eólica, energía mareomotriz y la energía geotérmica. Como resultado de utilizar estas energías limpias en el proceso de producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua, el hidrógeno resultante es hidrógeno verde; un portador energético libre de carbono en su estructura molecular y en su cadena de valor, el cual, es capaz de descarbonizar por completo los usos finales que no pueden ser directamente electrificados, puede permitir una mayor penetración de energía producida con fuentes renovables no convencionales en la matriz eléctrica de los países con este potencial de generación y también, puede permitir crear combustibles sintéticos que puedan ser aprovechados por la infraestructura ya existente del modelo de desarrollo empleado y con esto, favorecer al proceso de transición energética.

El hidrógeno verde es entonces el combustible del futuro y una pieza clave en el camino hacia las emisiones netas cero, sin embargo, obtenerlo a través de la electrólisis del agua implica superar amplios desafíos en materia de tecnologías, políticas y mercados.

Actualmente, la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua es una tecnología costosa frente a los demás métodos de producción que involucran combustibles fósiles y estos costos son reflejo de los materiales necesarios para el electrolizador, como lo son algunos metales preciosos necesarios para los electrodos. Además de esto, el costo final del hidrógeno verde también es un reflejo de la vida útil del electrolizador, de los costos de las energías renovables, de los costos relacionados con el almacenamiento y transporte del hidrógeno y de los costos relacionados con el transporte del agua limpia requerida para el proceso. Después de todo, si la planta electrolizadora se encuentra ubicada en una determinada zona rica en energía

renovable, esto no necesariamente implica riqueza acuífera, por lo tanto, será necesario tener en cuenta este componente en los costos finales del hidrógeno verde (IEA , 2022).

Además de los costos, otro reto en extremo importante es la vinculación en masa de las tecnologías del hidrógeno verde en el mercado. Actualmente la electrólisis del agua representa un porcentaje pequeño de la producción total del hidrógeno (0.1% del hidrógeno neto producido (IEA , 2022)) y esto es inherente a los costos relacionados con esta tecnología y por supuesto, con las políticas establecidas por los gobiernos e instituciones, las cuales, aún no son lo suficientemente fuertes como para ayudar a establecer con mayor firmeza a las tecnologías del hidrógeno basadas en la electrólisis del agua. Por otra parte, un desafío tan amplio como los ya mencionados y a su vez, totalmente relacionados, es el avance en materia de investigación y desarrollo de las tecnologías del hidrógeno verde, después de todo, en la medida que se mejoren las tecnologías de la electrólisis del agua, aspectos como: la eficiencia del proceso, el cambio de los materiales preciosos usados en el electrolizador por algunos menos costosos, mejoras en los métodos de almacenamiento y captura del hidrógeno y en general, mejoras en el desarrollo de una infraestructura capaz de soportar al hidrógeno en todos sus campos; presentarán un mayor avance y despliegue en el mercado. Además, el desarrollo de nuevos proyectos basados en la electrólisis del agua para producir hidrógeno verde, permitirán establecer un mercado más sólido con mayor rapidez.

A pesar de que los desafíos son significativos, las proyecciones de las tecnologías de la electrólisis del agua para la producción de hidrógeno son prometedoras, lo cual, mantiene una visión optimista del rol del hidrógeno verde como un componente fundamental en la transición hacia un modelo de desarrollo sostenible para nuestro planeta. Actualmente, el sector de las energías renovables no convencionales está presentando un crecimiento considerable, todo esto,

gracias a la promoción de estas tecnologías y a la amplia cobertura en materia de investigación y desarrollo, entonces, como resultado, el precio de las energías renovables no convencionales se ha reducido considerablemente y, además, a futuro se espera una mayor reducción de estos costos, permitiendo así, abaratar el precio final del hidrógeno verde, ya que, este componente (la electricidad) representa entre un 50% a 90% el costo nivelado total de la producción de hidrógeno (IEA , 2021). Otro punto a favor es el establecimiento de las tecnologías de la electrólisis, las cuales, poco a poco encuentran lugar en el mercado; de hecho, las proyecciones sobre la producción de hidrógeno y sobre la capacidad de los electrolizadores hasta el año 2050, muestran un mercado dominado por el hidrógeno de bajo carbono, especialmente el producido a través de la electrólisis del agua (IEA , 2021), sin embargo, a pesar de que el aumento es considerable, es necesario de la incorporación de más proyectos de producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua en el mercado, ya que, para cumplir con el propósito de las emisiones netas cero para el año 2050, debe haber un mayor despliegue de las tecnologías de la electrólisis que las esperadas según los proyectos anunciados por los gobiernos del mundo, los cuales, aun no son suficientes para llegar a la meta propuesta en el acuerdo de Paris, por lo tanto, el apoyo a nuevas investigaciones, proyectos y/o pilotos relacionados con la producción de hidrógeno verde, así como, el interés por parte de las áreas investigativas de las diferentes instituciones para con el hidrógeno verde, deben ser más significativos.

Por otra parte, la evolución de los costos del capital relacionados con el electrolizador (los cuales incluyen costos de equipos, de tratamiento de gas, de balanceo de la planta y los costos de ingeniería, adquisición y construcción), proyectan una reducción significativa de la relación [Dólar/kW] bajo los siguientes escenarios: según el despliegue de la capacidad de los electrolizadores anunciada por los diferentes gobiernos (incluyen los proyectos en marcha y los

que se están planificando) y según la capacidad instalada que se requeriría para el escenario de emisiones netas cero (IEA , 2021). Esta observación refuerza la necesidad de continuar invirtiendo en el aumento de la capacidad de los electrolizadores en el mercado, como una estrategia viable para alcanzar la reducción de costos en esta tecnología.

En esencia, las bases para el establecimiento de las tecnologías de la electrólisis se están fortaleciendo y se prevé un futuro aún más prometedor con la promoción de más proyectos que los planificados y los que se encuentran en fase de desarrollo, lo cual, conducirá a una reducción de los costos relacionados con la electrólisis del agua y por supuesto a los del hidrógeno verde. Como resultado, este recurso será competitivo frente a los combustibles fósiles. La proyección de los costos nivelados del hidrógeno a partir de diferentes recursos y/o métodos, según la IEA, muestran como el precio en dólares por kilogramo de hidrógeno bajo el escenario de emisiones netas cero, puede llegar a ser competitivo en los próximos años, mostrando una gran mejoría para los inicios de la siguiente década (IEA , 2022).

Este es el momento para fomentar el desarrollo del mercado del hidrógeno verde y participar activamente en un modelo de desarrollo sostenible que permita alcanzar los objetivos acordados en el Acuerdo de París. En este contexto, el hidrógeno verde desempeña un papel fundamental al ser un vector energético limpio que puede contribuir significativamente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Es crucial que se tomen medidas para fomentar su uso y aumentar su producción de manera sostenible.

#### **1.4 ¿Por qué se debe estudiar el potencial del hidrógeno verde en Colombia?**

Colombia es un país considerablemente vulnerable a los efectos del cambio climático (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, s.f.). Por un lado, olas invernales capaces de causar derrumbes e inundaciones con considerables daños a infraestructuras, ciudadanos, hábitats, cultivos y por supuesto, a las finanzas del país, tal y como ocurrió en la ola invernal de 2010-2011, que, en materia de daños representó 11,2 billones de pesos (MADS, 2021), o como lo ocurrido durante el año 2023 en el municipio de Rosas Cauca, en donde un derrumbe afectó la vía panamericana e incomunicó a Nariño con el resto del país (Escobar, 2023), causando graves consecuencias para la población del Cauca, de Nariño y en general para los Colombianos. Por otro lado, olas de calor capaces de causar incendios forestales y sequías con graves daños a la flora y fauna del país y por consecuencia, a los ecosistemas (Enel Colombia SA ESP, 2021). Al final, las afectaciones mencionadas en materia de daños incurren en riesgos a la seguridad alimentaria de las comunidades y a la misma seguridad energética del país que se ve amenazada en las temporadas de sequía, después de todo, esta depende en gran medida de las fuentes hídricas para la generación de la energía eléctrica demandada (alrededor de un 63,7% de la generación de energía eléctrica proviene de los recursos hídricos (ENEL S.A, 2018)).

Los efectos del cambio climático mencionados anteriormente son entonces una grave amenaza para el país y por ello, el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero es inadmisibles, por lo anterior, y en el marco del compromiso pactado por el país en el acuerdo internacional respecto al cambio climático (Acuerdo de París), Colombia se ha propuesto a reducir significativamente las emisiones de GEI en el territorio nacional, trazando unos objetivos ambiciosos que incluyen la disminución del 51 % de las emisiones de GEI para 2030 y la carbono

neutralidad para 2050, tal y como lo señala el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS, 2022), para lo cual, el país ha establecido herramientas de política pública (MRE, 2023), planes y estrategias para cumplir con lo acordado, y las acciones involucradas en esto, incluyen la reducción de la deforestación, la restauración ecológica, la ganadería sostenible y por supuesto, una transición energética (MADS, 2021) que involucra unos retos significativos, tales como, los mencionados en la sección 1.1 de este capítulo en materia de transición energética. En este contexto, y basados en lo sustentado a lo largo de las secciones anteriores sobre las aplicaciones energéticas del hidrógeno, entonces, el hidrógeno de bajo carbono y especialmente el verde, podrían ser una herramienta clave y una solución viable y sostenible para Colombia a la hora de cumplir con el objetivo de transaccionar energéticamente y con esto, alcanzar los objetivos propuestos en materia de emisiones de GEI, además, como la situación en materia de desafíos en la transición energética y problemáticas por las emisiones de GEI es similar en otros países, el hidrógeno de bajas emisiones puede dar lugar a un mercado internacional en donde Colombia jugará un papel importante.

A continuación, se mencionarán las fortalezas y el impacto que podría llegar a tener el hidrógeno verde en Colombia según la "Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia" (MinMinas, BID & UK Government, s.f.) publicada por MinMinas (Ministerio de Minas y Energía, 2023):

Colombia cuenta con amplios recursos renovables equiparables con los de las mejores zonas a nivel global, de manera que, estos pueden ser utilizados para producir hidrógeno verde a costos competitivos, además, sumando el importante descenso de los costos de las tecnologías renovables no convencionales y los considerables factores de planta de estas instalaciones en algunas zonas del país, dichos costos podrán ser más atractivos. Por otro lado, el país tiene acceso al gas y carbón que, con la captura y almacenamiento o utilización de CO<sub>2</sub> (CCUS), ofrecen

opciones adicionales para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y aseguran la autosuficiencia energética (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

El hidrógeno, como vector energético, permitirá una mayor expansión de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como la energía solar y eólica, mediante el almacenamiento estacional de energía y su transporte a los centros de demanda. El uso del hidrógeno también tendrá un impacto positivo en el sector industrial, ya que, permitirá reemplazar gradualmente los combustibles y materias primas de origen fósil en las industrias para las que no existen alternativas de bajas emisiones. Además, el hidrógeno ofrece una alternativa para los modos de transporte que son difíciles de electrificar. Aunque actualmente existe una brecha de costos entre el hidrógeno de bajas emisiones y el hidrógeno gris y los combustibles convencionales, el primero permitirá mantener la autosuficiencia energética y evitar la dependencia de los energéticos importados, lo que a largo plazo facilitará el desarrollo industrial basado en la creación de nuevas cadenas de valor de productos de bajas emisiones (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

Colombia se encuentra en una posición geográfica que permite funcionar como punto de unión entre América Central y del Sur, lo que la convierte en un centro neurálgico de transporte, distribución y comercio con otros cinco países. La nación cuenta con una red de gaseoductos de transporte de gas natural y con una red de distribución, de manera que, si es necesario, esta red podría ser adaptada para el transporte y distribución de hidrógeno entre los centros de producción y demanda. Además, Colombia está situada entre dos océanos, lo cual, amplía la cobertura del comercio y la exportación, en este caso, de forma marítima. Colombia cuenta con diferentes zonas portuarias (siendo Cartagena en el caribe y Buenaventura en el Pacífico los puestos más importantes), las cuales, en su mayoría cuentan con una infraestructura desarrollada para la

importación o exportación de crudo y gas, de manera que, estas pueden ser adaptadas para el transporte y almacenamiento de hidrógeno y sus derivados. (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

El desarrollo de la producción de hidrógeno y la adaptación de los sectores económicos para su uso requerirán importantes inversiones en tecnología y creación de infraestructuras, para ello, Colombia ha creado planes de inversión e incentivos para desarrollar cadenas de valor completas en torno al hidrógeno de bajas emisiones.

Dentro del conjunto de políticas diseñadas para estimular el desarrollo de proyectos competitivos de hidrógeno y facilitar la búsqueda de acuerdos internacionales que atraigan la inversión y las capacidades tecnológicas necesarias, la Ley 2099 de Transición Energética del 10 de julio de 2021 establece un marco fiscal beneficioso para la inversión en fuentes no convencionales de energía. En esta ley, el hidrógeno verde y azul juegan un papel central al ser considerados como Fuentes no convencionales de energía renovable y como fuentes no convencionales de energía (FNCE), y se aplicarán a ambos los beneficios establecidos en la Ley 1715 de 2014 durante un período de 30 años. Los beneficios incluyen la exención de derechos arancelarios, la exclusión del impuesto al valor agregado (IVA), la depreciación acelerada y la deducción del impuesto sobre la renta del 50% de la inversión, lo que constituye un conjunto de poderosas herramientas de apoyo para garantizar la competitividad de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y brindar seguridad a los inversores. Los incentivos, beneficios e inversiones previstos en la Ley 2099 son un fuerte gesto de apoyo y compromiso de Colombia con la implementación del hidrógeno de bajas emisiones, lo que la posiciona como un país de referencia en los futuros mercados de este nuevo vector energético (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

En Colombia, la introducción del hidrógeno de bajas emisiones puede llegar a reducir más de 13 Mt de CO<sub>2</sub> en 2050, lo que representa alrededor del 14% de todas las emisiones de usos energéticos y procesos industriales de 2019 (99 Mt de CO<sub>2</sub>), en donde, la mayor parte de la reducción de las emisiones de GEI ocurrirán en los sectores de transporte (70% de las emisiones reducidas) e industria (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

Los costos nivelados del hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés), considerando los incentivos previstos en la ley 2099 de 2021; proyectan una reducción entre los años 2020 y 2050 en diversas regiones del país. Se observa que, a partir del año 2030, será posible producir hidrógeno verde a un costo comparable con el hidrógeno azul en algunas regiones (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

Existen zonas específicas en las que los valores de LCOH pueden ser aún más competitivos. En particular, el gran potencial eólico en ciertas áreas de la región de Caribe Norte, con factores de planta de hasta el 63% en el departamento de La Guajira, similares a los de las mejores zonas del mundo. Además, se pueden alcanzar costos muy competitivos de producción de energía solar, con factores de planta del 21% en las regiones de Caribe Norte y Andes Norte. Por tanto, la selección de zonas con factores de planta elevados será fundamental en el corto plazo para reducir los costos hasta un 25% en el desarrollo de proyectos renovables destinados a la producción de hidrógeno verde (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

Se prevé que, en Colombia, el aumento de la demanda total de hidrógeno de bajas emisiones en el horizonte 2020-2050 experimentará un crecimiento exponencial debido a la evolución de los costos de las tecnologías de bajas emisiones, a los recursos naturales de Colombia y a los nuevos usos del hidrógeno y sus derivados (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

En el corto plazo, se pronostica un crecimiento moderado de la nueva demanda de hidrógeno de bajas emisiones, llegando a las 120 kt en 2030, cifra que engloba la sustitución parcial de las 150 kt de hidrógeno gris consumido en la actualidad como algunos usos nuevos (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

La demanda de hidrógeno de bajas emisiones se espera que se desarrolle en primer lugar en el sector industrial, debido a la descarbonización de procesos que consumen hidrógeno actualmente en Colombia, tales como la refinación de combustibles y la producción de fertilizantes. La demanda del sector transporte se estima que comenzará a partir de 2026, principalmente en el transporte terrestre pesado, como autobuses y camiones. Se prevé que hacia 2040, el sector transporte experimentará un crecimiento significativo, igualando su demanda con la del sector industrial. Además, en esta década, se anticipa la aparición de los primeros proyectos relacionados con el uso de hidrógeno de bajas emisiones en otras industrias y en la generación eléctrica (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

Entre 2040 y 2050, se espera que los nuevos usos del hidrógeno de bajas emisiones se consoliden en Colombia, con una demanda interna estimada en aproximadamente 1.850 kt para 2050, en donde, el sector del transporte se convertirá en el principal demandante de hidrógeno, alcanzando el 64% de la demanda total, es decir, 1.180 kt de hidrógeno. Este aumento se debe a la penetración del hidrógeno de bajas emisiones en el transporte aéreo y marítimo, así como al crecimiento de la demanda en el transporte por carretera. En el sector industrial, los nuevos usos del hidrógeno de bajas emisiones se distribuirán de manera equilibrada entre los sectores de fertilizantes, minería y siderurgia, mientras que la refinación seguirá siendo el subsector con mayor demanda. Por último, la demanda en el sector eléctrico seguirá representando un porcentaje

relativamente pequeño (alrededor del 2% de la demanda total de hidrógeno), equivalente a 37 kt en 2050 (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

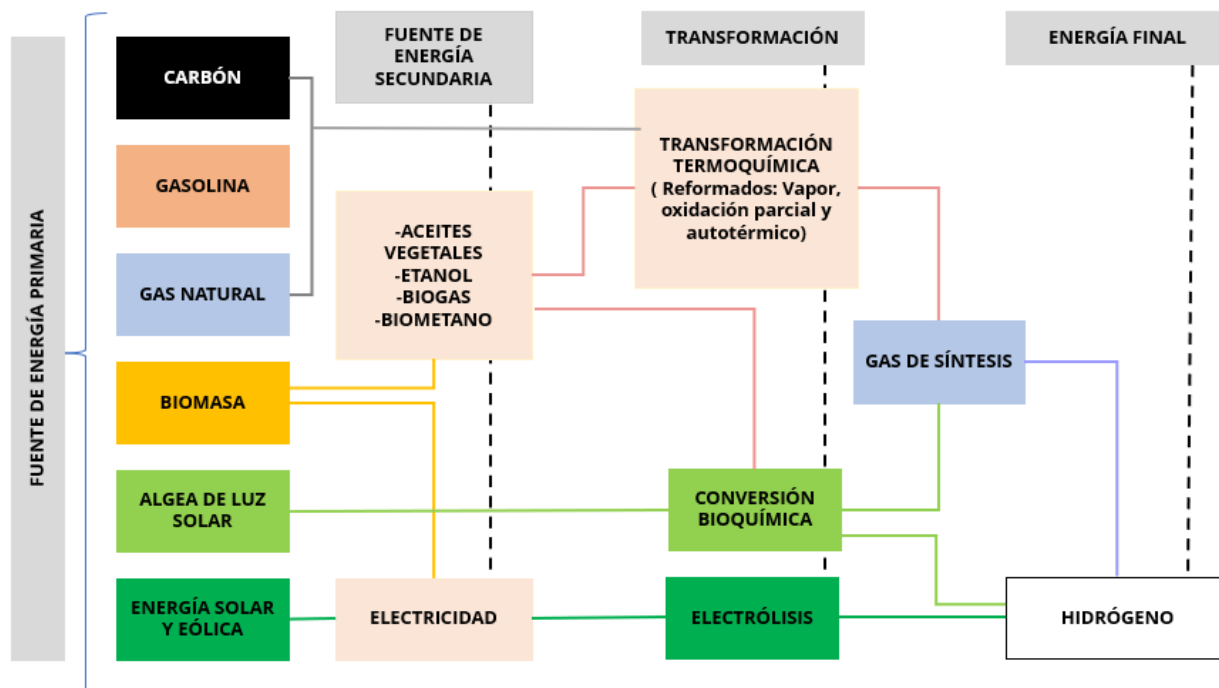
Se espera que alrededor de un 40% de la demanda total de hidrógeno a 2050, es decir 740 kt de hidrógeno, se destine a la producción de derivados de bajas emisiones, principalmente en forma de amoníaco y de combustibles sintéticos.

## **2. Tecnologías del hidrógeno**

### **2.1 Producción de hidrógeno**

Existen diversas fuentes y procesos para generar hidrógeno, pero en la mayoría de los casos se requiere una cantidad significativa de energía para producirlo, lo cual resulta en un balance energético negativo, ya que la cantidad de energía consumida en su proceso de producción, supera a la energía que se puede obtener del hidrógeno producida por el mencionado proceso (IEA , 2019) (Shell Hydrogen Study, s.f.).

En la figura 2 se pueden observar distintos métodos de obtención de hidrógeno, tales como los electroquímicos, termoquímicos y biológicos que emplean distintas materias primas (IEA , 2019) (Shell Hydrogen Study, s.f.).

**Figura 2.***Métodos para producir hidrógeno*

### 2.1.1 Métodos convencionales para producción de hidrógeno

**2.1.1.1 Reformado con vapor (Steam Reforming (SR)).** El reformado con vapor a partir de gas natural representa el proceso más común para la obtención de hidrógeno (el 62 % de la demanda mundial del hidrógeno proviene del gas natural (IEA , 2022)), pero se pueden emplear otras materias primas como el metanol, gas licuado de petróleo (GLP), las naftas y el diésel. En la selección de la materia prima se debe tener en cuenta la economía global del proceso, el precio y la operación adecuada (García García, 2014).

El reformado con vapor de gas natural muchas veces recibe el nombre de reformado con vapor de metano (MSR, por sus siglas en inglés) por ser este compuesto justamente el principal componente. En la tabla 5 se puede observar la composición típica que presenta el gas natural en porcentaje de volumen. En este proceso a gran escala el vapor reacciona con la materia prima en un conjunto de reacciones que permiten obtener principalmente hidrógeno ( $H_2$ ), monóxido de carbono ( $CO$ ) y dióxido de carbono  $CO_2$  (Precio Gas, 2023).

**Tabla 5.**

*Composición del gas natural*

| <b>Elemento</b>             | <b>Porcentaje</b> | <b>Formula</b> |
|-----------------------------|-------------------|----------------|
| <b>Metano</b>               | 95%               | $CH_4$         |
| <b>Etano</b>                | 2%                | $CH_2H_6$      |
| <b>Dióxido de carbono</b>   | 0-8%              | $CO_2$         |
| <b>Oxígeno</b>              | 0-0,2%            | $O_2$          |
| <b>Nitrógeno</b>            | 0-5%              | $N_2$          |
| <b>Sulfato de hidrógeno</b> | 0-5%              | $H_2S$         |
| <b>Otros gases</b>          | A, He, Ne, Xe     | <i>Trazas</i>  |

*Nota.* Elaborada con datos de: Precio Gas (2023) *¿Qué es el gas natural? Fórmula y composición*

<https://preciogas.com/instalaciones/gas-natural/composicion>

A altas temperaturas (700-1000 °C) y presiones (3-25 bar), el metano se combina primero con vapor de agua en presencia de un catalizador de níquel (Ni), luego, el monóxido de carbono reacciona con vapor de agua en presencia de otro catalizador para producir dióxido de carbono e hidrógeno, en lo que se conoce como la reacción de desplazamiento de gas de agua o "Water-Gas-Shift (WGS)". Aunque esta reacción genera un poco de calor, se requiere una fuente de calor externa para que se produzca (García García, 2014).

Dado que el proceso de reformado produce una mezcla gaseosa rica en hidrógeno (contenido de dióxido de carbono alrededor del 5%), se hace necesaria la reacción de desplazamiento de gas de agua, la cual se realiza en dos etapas para maximizar la conversión de monóxido de carbono; una a alta temperatura y otra a baja temperatura, para ello, se emplean dos reactores en serie con el fin de disminuir el contenido de monóxido de carbono de la corriente formada y, al mismo tiempo, aumentar el contenido de hidrógeno. El reactor de alta temperatura generalmente opera entre 300-400 °C, donde tiene lugar una alta cinética de reacción, la cual, limita el equilibrio en la reacción, lo que da como resultado un contenido de monóxido de carbono aproximadamente 3% en volumen, es decir, existe una conversión incompleta del monóxido de carbono (Reducción en la concentración aproximadamente del 50%). El siguiente reactor a baja temperatura funciona en el rango de 180-250 °C, por lo tanto, favorece la producción de hidrógeno (concentración de salida del monóxido de carbono 0,05-0,1 %). En el reactor a alta temperatura generalmente se emplean catalizadores a base de óxido de hierro, además, se emplean catalizadores de cobre en el reactor de baja temperatura, sin embargo, la literatura informa con frecuencia varias alternativas en relación con los materiales que se pueden emplear como catalizadores o soportes, algunos de ellos poseen un mejor rendimiento y condiciones de reacción suaves, es decir,

temperaturas más bajas para las cuales se emplean catalizadores de cobalto (Co) , rutenio (Ru) y platino (Pt).

La concentración aproximada de monóxido de carbono en la salida es de 500 ppm, lo que requiere la adopción de técnicas adicionales para purificar aún más el hidrógeno. El método elegido para la purificación depende de los requisitos de pureza del hidrógeno para el proceso en específico en el que se requiere. Existen métodos disponibles para purificar la corriente de hidrógeno, pero el mejor método surgirá de la composición, flujo y presión de la corriente de producto, así como, de los factores de recuperación de hidrógeno, la pureza del producto, el perfil de presión, la confianza del método seleccionado y, además, el precio.

**2.1.1.2 Oxidación parcial (Partial Oxidation (POX)).** En la oxidación parcial, el metano se combina con una cantidad limitada de oxígeno, lo que resulta insuficiente para oxidar completamente los reactivos a dióxido de carbono y agua. En su lugar, la reacción produce hidrógeno y monóxido de carbono.

Cuando se utiliza aire para proporcionar oxígeno, los productos de reacción también incluyen nitrógeno, así como pequeñas cantidades de dióxido de carbono y otros compuestos en el producto final. Luego, el monóxido de carbono reacciona con agua en una reacción conocida como “Water-Gas-Shift (WGS)”, produciendo dióxido de carbono más hidrógeno.

El proceso cuenta con reacciones secundarias que pueden afectar la relación hidrógeno y monóxido de carbono, reduciendo la selectividad y eficiencia. (García García, 2014)

La oxidación parcial es un proceso ligeramente exotérmico que tiene dos tipos principales: La oxidación parcial térmica y la oxidación parcial catalítica. La primera se lleva a cabo a temperaturas superiores a 1200 °C, con presiones entre 50-70 atmósferas y, además, emplea

materias primas con alto contenido de azufre. No se utiliza catalizador en este proceso. El segundo tipo emplea materias primas con bajo contenido de azufre, ya que, el catalizador es sensible a este elemento y como efecto, se logra una reducción en el consumo de energía y una menor temperatura de reacción que oscila entre los 800-900 °C. En la oxidación catalítica parcial se han investigado catalizadores de metales nobles, como hierro (Fe), cobalto (Co), cobre (Cu), paladio (Pd), platino (Pt), rutenio (Ru) y rodio (Rh). Debido a su elevado costo en la industria, es necesario desarrollar catalizadores a base de níquel (Ni) como alternativa a los metales nobles. Aunque los catalizadores de níquel son eficientes y reducen los costos para producir gas de síntesis, presentan la desventaja de compactarse, lo que disminuye la superficie expuesta y favorece la deposición de carbono. Para reducir la formación de carbono, se requieren condiciones de trabajo específicas y se han desarrollado catalizadores con alta estabilidad, actividad y resistencia a la formación de carbono (García García, 2014).

En la oxidación parcial catalítica existen dos mecanismos, el mecanismo directo de oxidación parcial y el mecanismo de reacción de combustión y reformado. En el primer mecanismo, el gas de síntesis es un producto primario resultante de la disociación directa del metano y la oxidación por oxígeno molecular adsorbido por la superficie del catalizador. Este mecanismo consiste en una serie de reacciones que incluyen la adsorción elemental, la desorción y una reacción en superficie. El segundo tipo de mecanismo (de tipo experimental) se propuso para explicar que, durante la reacción de oxidación parcial catalítica, el perfil de temperaturas longitudinales del catalizador no es uniforme. Existen altas temperaturas a la entrada y bajas temperaturas a la salida, es decir, en este mecanismo, el metano y el oxígeno experimentan la combustión para generar monóxido de carbono e hidrógeno (García García, 2014).

**2.1.1.3 Reformado autotérmico (Autothermal Reforming (ATR)).** El reformado autotérmico implica el uso de oxígeno y dióxido de carbono o vapor en una reacción exotérmica con metano que tiene lugar en una única cámara, en donde, el metano se oxida parcialmente. A diferencia del reformado con vapor de metano, el reformado autotérmico requiere oxígeno. Una ventaja del reformado autotérmico es la capacidad de variar la relación de hidrógeno y monóxido de carbono, lo que resulta especialmente útil para producir ciertos biocombustibles (Dongjie, y otros, 2021).

El reactor autotérmico presenta diversas ventajas en cuanto a su diseño compacto, flexibilidad de operación y ausencia de formación de hollín, siempre que se utilice adecuadamente. Además, esta tecnología permite obtener un mejor perfil económico al combinar el reformado con vapor y la oxidación parcial, revelando una entalpía de reacción cercana a cero. El proceso consiste en una zona inicial donde ocurre la oxidación parcial, que suministra el calor del proceso para la etapa posterior de reformado que es endotérmica. Las condiciones de operación pueden variar entre 800-1500 °C y 1-80 atmósferas, con un fuerte aumento de temperatura en las regiones exotérmicas y una disminución constante en la zona endotérmica. El calor producido por la oxidación parcial se utiliza para la reacción de reformado y la generación de gas de síntesis, equilibrando las reacciones sin un aporte neto de energía (Dongjie, y otros, 2021).

El reformado autotérmico consiste en una reacción de hidrocarburos en la que se utiliza oxígeno y, a veces, dióxido de carbono, junto con vapor de agua para generar gas de síntesis. En este proceso, la materia prima orgánica, así como el gas natural o el vapor, se mezclan directamente con oxígeno y aire en el reactor (Dongjie, y otros, 2021).

En una combinación ideal, la primera porción del reactor se llena con un catalizador para llevar a cabo la reacción de oxidación parcial, seguida de un catalizador para la reacción de

reformado. En este contexto, el calor generado por la reacción exotérmica de oxidación parcial se combina estratégicamente con el calor requerido en la reacción endotérmica de reformado con vapor (Dongjie, y otros, 2021).

Con los catalizadores desarrollados en la última década, solo se requieren pequeñas cantidades para iniciar la oxidación a bajas temperaturas y producir el calor necesario para la reacción de reformado (Dongjie, y otros, 2021).

El reactor está formado por un contenedor hecho de material refractario que alberga el catalizador, junto con, un inyector en la parte superior. Las reacciones de oxidación parcial ocurren en la zona de combustión, mientras que la mezcla gaseosa fluye a través del catalizador donde tiene lugar la reacción de reformado. Para que el proceso esté en completo equilibrio térmico, el calor generado en la zona de combustión debe ser utilizado en la zona de reformado (Dongjie, y otros, 2021).

El reformado autotérmico se compone de tres zonas: El quemador, donde las corrientes de alimentación se mezclan en una llama de difusión turbulenta, la zona de combustión, donde las reacciones de oxidación parcial generan una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno y, por último, la zona catalítica, donde los gases que salen de la zona de combustión alcanzan el equilibrio térmico (Dongjie, y otros, 2021).

### ***2.1.2 Métodos no convencionales para producción de hidrógeno***

**2.1.2.1 Electrólisis del agua.** La electrólisis del agua es un proceso electroquímico que consiste en la degradación de agua mediante la aplicación de una corriente eléctrica. Durante este proceso, se utiliza una fuente de energía eléctrica para separar las moléculas de agua en sus

componentes básicos (hidrógeno y oxígeno), a través de, reacciones de oxidación y reducción. La corriente eléctrica fluye a través del electrolito, haciendo que los iones positivos de la molécula de hidrógeno se muevan hacia el cátodo, en donde ocurre la reducción para formarse el hidrógeno. Cada compartimento contiene un electrodo (uno positivo (ánodo) y otro negativo (cátodo)), los cuales, se sumergen en una solución de agua y un electrolito (normalmente hidróxido de potasio (*KOH*)). (Shiva Kumar & Hankwon, 2022) (Shiva Kumar & Himabindu, 2019) (Buslaev, Lavrik, Lavrik, & Tcvetkov, 2023).

Al aplicar una fuente de corriente eléctrica continua al sistema, los iones cargados de los electrolitos en cada compartimento comienzan a moverse hacia los electrodos opuestos. En el compartimento donde se encuentra el ánodo, los iones negativos se acumulan alrededor del electrodo, lo que hace que el agua se oxide y libere oxígeno (Shiva Kumar & Hankwon, 2022).

En el compartimento del cátodo, los iones positivos se acumulan alrededor del electrodo, lo que hace que los iones de hidrógeno se reduzcan y se conviertan en gas hidrógeno (Liceo AGB, s.f.) .

El proceso es una forma importante de producir hidrógeno y oxígeno puros para su uso en diversas aplicaciones industriales, incluyendo la fabricación de productos químicos y la producción de energía a través de la combustión de hidrógeno. Actualmente, en el mercado se encuentran distintos tipos de electrolizadores, y son las siguientes: Alcalinos, de membrana de electrolito polimérico (PEM) y óxido sólido (SOEC) (Buslaev, Lavrik, Lavrik, & Tcvetkov, 2023).

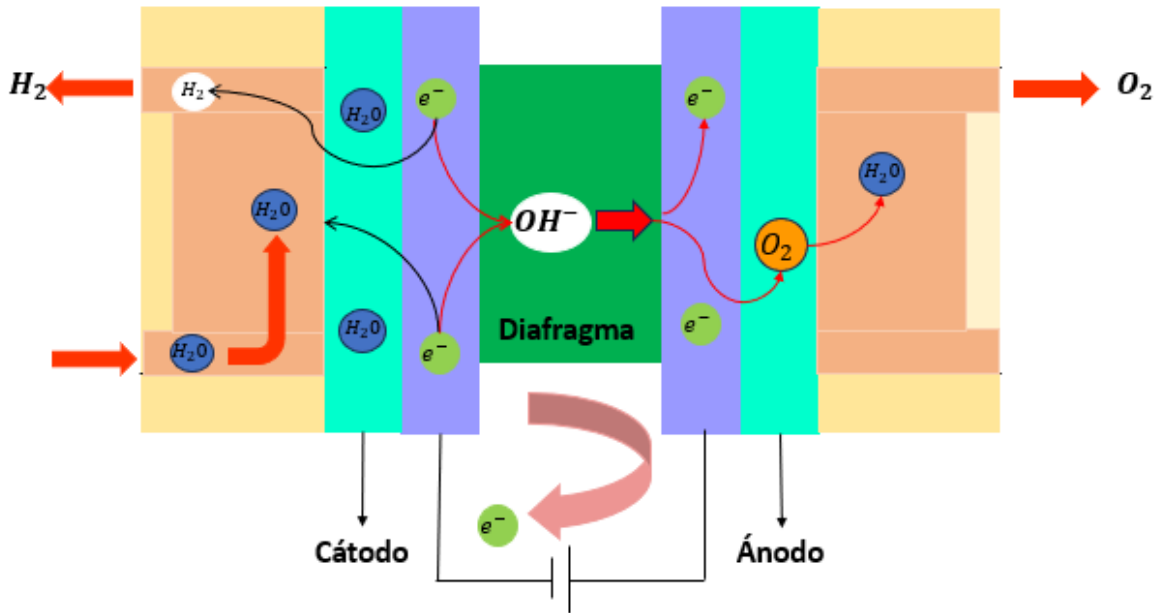
#### 2.1.2.1.1 Tipos de electrolizadores:

##### a) Electrolizadores alcalinos

En la electrólisis alcalina, una unidad básica se compone de dos electrodos (ánodo y cátodo), un electrolito y un separador o diafragma, que también puede ser una membrana con la misma función que el diafragma. Para llevar a cabo el proceso de electrólisis, se requiere una fuente de alimentación que proporcione la energía necesaria (Shiva Kumar & Hankwon, 2022) (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

Los electrodos son superficies donde ocurren las reacciones de oxidación y reducción. El cátodo es el electrodo donde tiene lugar la reducción, mientras que el ánodo es donde ocurre la oxidación. El electrolito es una sustancia que, al disolverse en agua, produce iones. El diafragma tiene la función de separar físicamente los productos obtenidos en el compartimiento catódico y anódico, evitando el contacto entre los electrodos y previniendo así el cortocircuito de la celda (Shiva Kumar & Hankwon, 2022) (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

Cuando se utiliza una membrana en lugar de un separador en la electrólisis, ésta cumple una doble función. En primer lugar, actúa como separador entre los compartimentos catódico y anódico, como en el caso de los diafragmas o separadores. En segundo lugar, la membrana puede facilitar el paso selectivo de uno o varios componentes, lo que hace que el proceso sea más complejo que con los diafragmas o separadores (Shiva Kumar & Hankwon, 2022) (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

**Figura 3.***Esquema básico de electrólisis alcalina*

i. Principio de funcionamiento:

Para mantener el equilibrio eléctrico, se utiliza una corriente directa que hace que los electrones fluyan desde la terminal negativa de la fuente de alimentación de corriente directa (CD) hacia el cátodo. Además, los electrones son consumidos por los protones para producir hidrógeno (Shiva Kumar & Hankwon, 2022) (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

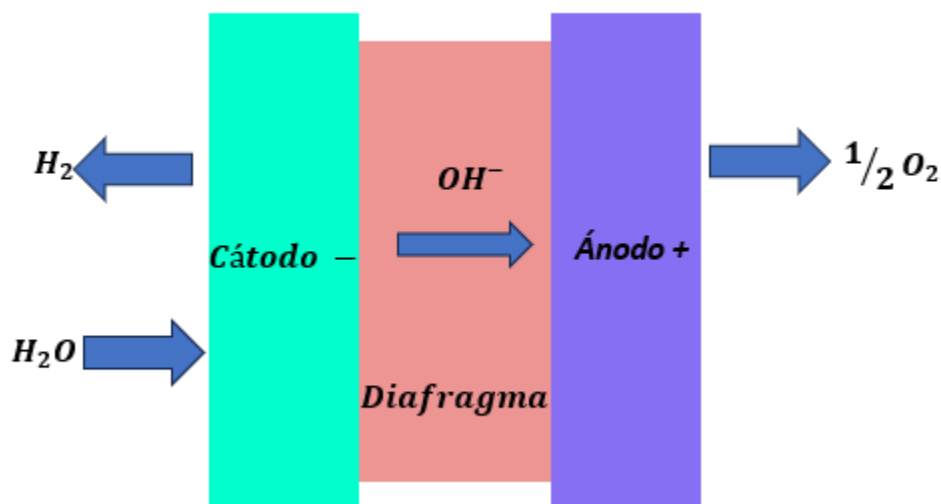
La carga eléctrica se equilibra mediante la transferencia de iones hidróxido desde la solución electrolítica hacia el ánodo, lo que conduce a la liberación de electrones que regresan a la terminal positiva de la fuente de alimentación de corriente continua (Shiva Kumar & Hankwon, 2022) (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

La Figura 4, muestra un esquema básico del proceso, junto con las ecuaciones químicas relevantes. El electrodo donde se produce oxígeno se designa como ánodo, mientras que el

electrodo donde se produce hidrógeno se conoce como cátodo (Shiva Kumar & Hankwon, 2022) (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

**Figura 4.**

*Electrólisis alcalina*



Para mejorar la conductividad de la solución utilizada en el electrolito, se prefieren electrolizadores que contengan iones con alta movilidad. Aunque el potencial de descomposición del agua es independiente del pH de la solución, se usan comúnmente soluciones causticas y de potasio como electrolito, ya que las soluciones ácidas presentan desafíos tanto en el diseño como en la selección de materiales para la construcción de la celda. El hidróxido de potasio (KOH) es el electrolito más comúnmente utilizado en la electrólisis del agua, ya que evita grandes pérdidas por corrosión. Además, la conductividad de las soluciones alcalinas depende de la concentración y aumenta con el incremento de la temperatura (Shiva Kumar & Hankwon, 2022).

La cuba del electrolizador alcalino generalmente se fabrica con láminas de acero al carbono y las juntas se elaboran con caucho sintético. Como separador, se utilizan materiales como el óxido de níquel (NiO). El cátodo se puede construir con láminas de acero, ya que es resistente a la corrosión de soluciones causticas y tiene la ventaja de presentar un bajo sobrepotencial para la formación de hidrógeno. Además, el acero es uno de los materiales más económicos disponibles para esta aplicación. Dado que el acero se disuelve en soluciones alcalinas, se recubre el electrodo de acero con níquel mediante procesos electroquímicos. El níquel es un material seleccionado para los electrodos debido a, su alta actividad frente a las reacciones que ocurren en los electrodos, la disponibilidad del material y su bajo sobrepotencial para la formación de oxígeno (Shiva Kumar & Hankwon, 2022).

Para seleccionar el material adecuado para construir un dispositivo de estas características, es necesario que cumpla ciertos requisitos:

- Electrodo: Deben ser resistentes a la corrosión, tal como el hidróxido de potasio (KOH) y el hidróxido de sodio (NaOH). Dichos materiales deben presentar buena conductividad eléctrica, propiedades catalíticas, además de una adecuada integridad estructural, para lo cual el electrodo no se debe deteriorar rápidamente, ya que, debe tener una vida útil prolongada (Ahmed T., Mehmet Fatih, & Arunachala M., 2023).
- Electrolito: Para evitar impurezas en el medio y lograr una alta conductividad iónica, es importante que el electrolito no reaccione con los electrodos, ya que esto impediría la obtención del producto deseado (Ahmed T., Mehmet Fatih, & Arunachala M., 2023).
- Diafragma: Debe presentar una buena conductividad iónica, elevada estabilidad física y química, asimismo, baja resistencia eléctrica (Ahmed T., Mehmet Fatih, & Arunachala M., 2023).

Durante la reacción de electrólisis, se forman burbujas de hidrógeno y oxígeno que cubren parte de la superficie de los electrodos. Este fenómeno puede generar problemas, ya que, el gas desplaza la solución electrolítica, disminuyendo el área activa del electrodo y, como resultado, disminuye el rendimiento del dispositivo. Por esta razón, se dedican importantes esfuerzos en el diseño de las celdas para eliminar el efecto indeseado de las burbujas. Durante el proceso de electrólisis, los protones se desplazan hacia el cátodo y los iones hidróxido hacia el ánodo. El uso de separadores permite a los colectores de gases recolectar hidrógeno y oxígeno, que se forman y se separan del cátodo y el ánodo, respectivamente (Ahmed T., Mehmet Fatih, & Arunachala M., 2023) (Mora González, 2021).

#### ii. Electrolizador- circuito eléctrico

Al establecer una analogía entre una unidad de electrólisis y un circuito eléctrico, el proceso electroquímico involucrado presenta una serie de barreras que deben ser superadas. Por lo tanto, se requiere un suministro de electricidad significativo para superar estas barreras, las cuales, son las siguientes (Shunliang, y otros, 2023):

- Resistencia propia de los circuitos.
- Energía de activación, correspondientes a las reacciones que ocurren en la superficie de ambos electrodos.
- Disponibilidad de la superficie de los electrodos, debido al cubrimiento parcial ocasionado por las burbujas que se forman.
- Resistencia debidas a la transferencia iónica, en pocas palabras la conductividad dentro de la solución del electrolito.

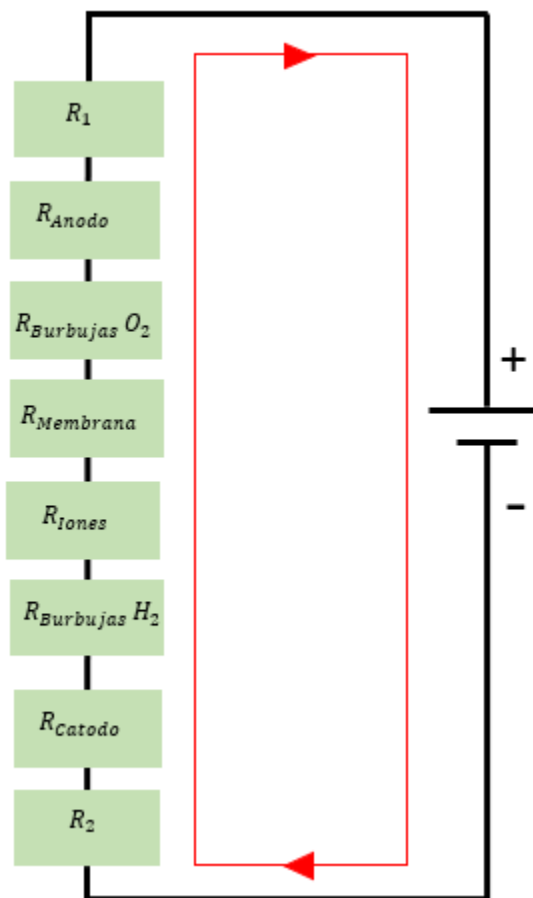
Es importante realizar un análisis de estas barreras desde un punto de vista termodinámico, cinético y en procesos de transporte.

## iii. Resistencias en el sistema

En la figura 5, se muestran las resistencias o barreras que presenta un sistema típico de electrólisis de agua.

**Figura 5.**

*Resistencia en el sistema*



- Resistencia eléctrica del circuito externo ( $R_1$ ) : Incluye el cableado y la conexión en el ánodo (Shunliang, y otros, 2023).

- Resistencia anódica ( $R_{anodo}$ ): Es la originada a partir de sobrepotencial de la reacción de evolución de oxígeno en la superficie en el ánodo (Shunliang, y otros, 2023).
- Resistencia de las burbujas de oxígeno ( $R_{burbujas,O_2}$ ) : Es la que cubre parcialmente al ánodo con burbujas de oxígeno, las cual, dificulta el contacto entre el ánodo y la solución electrolítica (Shunliang, y otros, 2023).
- $R_{membrana}$  : Es la resistencia del material seleccionado como el separador o membrana. Además, es resistencia presente en el electrolito (Shunliang, y otros, 2023).
- $R_{iones}$  ,  $R_{burbujas,H_2}$  : Son las resistencias que surgen debido a la obstrucción generada por las burbujas de hidrógeno sobre la superficie del cátodo (Shunliang, y otros, 2023).
- Resistencia catódica ( $R_{catodo}$ ): La resistencia catódica se debe al sobrepotencial causado por la reacción de evolución de hidrógeno (Shunliang, y otros, 2023).
- Resistencia eléctrica del circuito externo ( $R_2$ ): Incluye el cableado y la conexión en el cátodo (Shunliang, y otros, 2023).

La resistencia total en el sistema de la electrólisis es la sumatoria de las resistencias en serie y estas se pueden clasificar en tres categorías, las cuales son: Eléctricas, de transporte y de reacción electroquímica (Shunliang, y otros, 2023).

#### iv. Consideraciones experimentales:

Al emplear un electrolizador como transformador de energía, el mismo debe ser robusto, simple, eficiente y de bajo costo, asimismo un electrolizador debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Alta eficiencia.
- Bajo costo.
- Operación intermitente, al ser alimentado por un recurso renovable.

- Debe contar con respuesta inmediata a los sistemas de control.
- Contar con sistemas adecuados de seguridad.

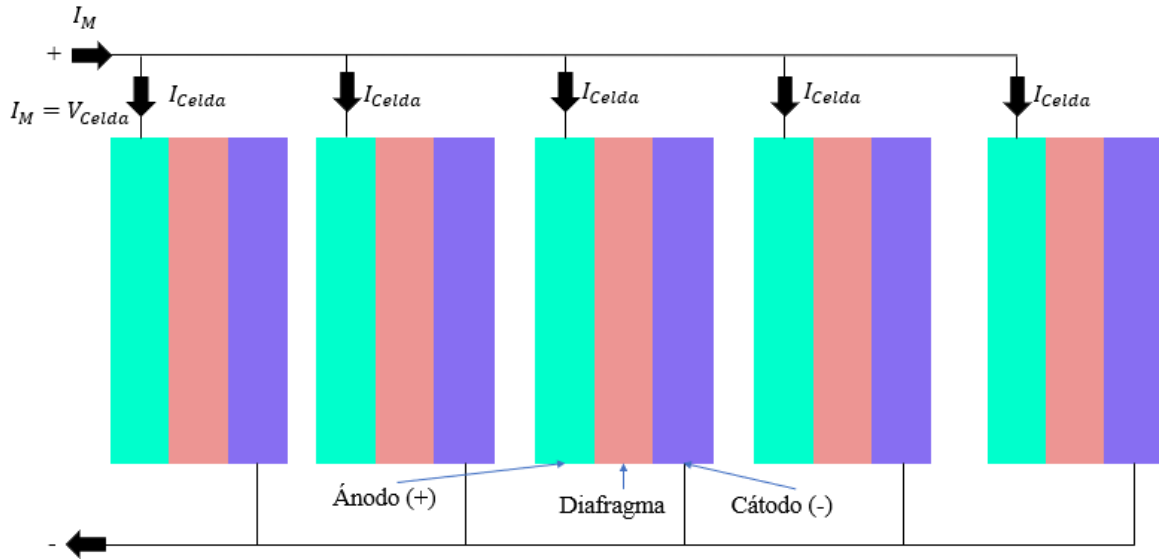
Al momento de evaluar diferentes sistemas de electrólisis, se hace necesario relacionar una serie de parámetros experimentales, de acuerdo con, el desempeño de distintos tipos de electrolizadores, los cuales incluyen (Shunliang, y otros, 2023):

- Configuración de la celda: Las cuales incluyen, configuración bipolar y monopolar.
- Condiciones de operación: Potencial de la celda, densidad de corriente, temperatura de operación, presión de operación, tipo y concentración del electrolito, además de la estabilidad del material que se seleccione como electrodo.
- Requerimientos externos: Calidad del agua, calidad de los gases producidos dependiendo de la utilización del hidrógeno y requerimientos respecto de la seguridad.

v. Tipos de configuración de la celda

- o Celda monopolar:

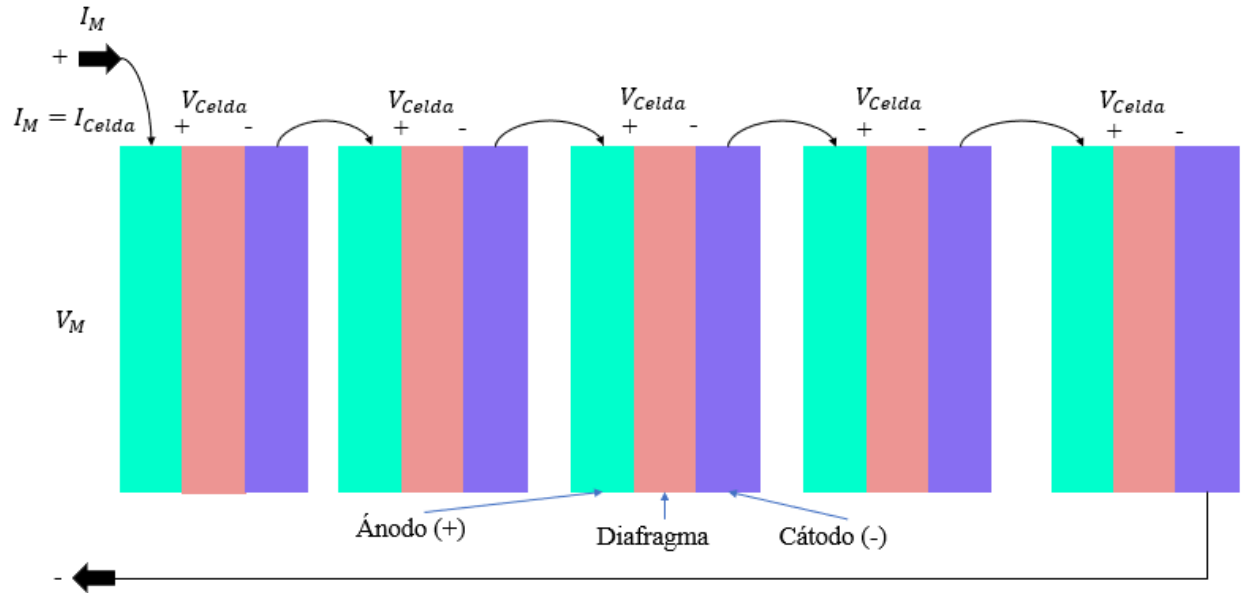
En la Figura 6, se muestran electrodos alternados que pueden conectarse directamente a las terminales opuestas de una fuente de alimentación de corriente continua, lo que resultará en varias celdas individuales. El voltaje total aplicado a la celda es igual al que se inyecta en los pares individuales de electrodos en la celda. (Vásquez & Salinas, 2018)

**Figura 6.***Celda de tipo monopolar*

o Celda bipolar

En el arreglo de configuración bipolar, solamente los electrodos terminales se conectan a la fuente de alimentación de corriente continua. De esta manera, se forma una celda unidad entre cada par de electrodos adyacentes, y éstas están eléctricamente conectadas a través de la solución de electrólito que actúa como medio de conexión.

El voltaje total de la celda es la suma de los voltajes individuales de las celdas unidad. Observar la figura 7 (Vásquez & Salinas, 2018).

**Figura 7.***Celda de tipo bipolar*

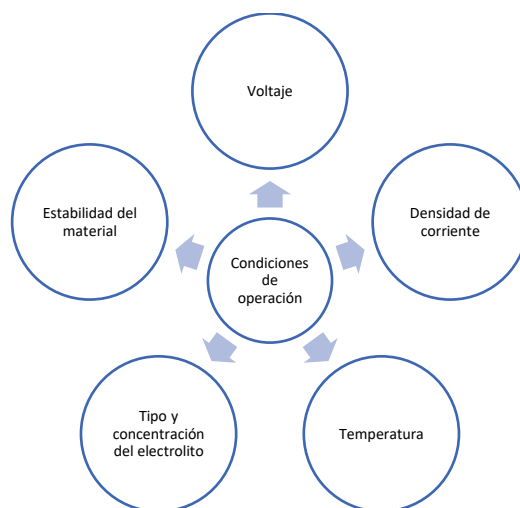
vi. Condiciones de operación:

En cuanto a las condiciones de operación, el parámetro más importante a considerar es el voltaje total de la celda. Este parámetro determina el consumo de energía y la eficiencia del sistema. Por ejemplo, si se tienen dos electrolizadores y uno requiere un voltaje más alto que el otro para producir una cantidad equivalente de hidrógeno, esto indica que el dispositivo es ineficiente. Un segundo parámetro de gran importancia es la densidad de corriente, la cual está directamente relacionada con la eficiencia y determina la velocidad de producción de hidrógeno. Las densidades de corriente elevadas indican velocidades mayores de reacción electroquímica. Sin embargo, el aumento en la reacción de gas también aumenta el sobrepotencial debido a la resistencia de las burbujas, lo que compromete la eficiencia energética. Por lo tanto, la densidad de corriente de operación debe mantenerse dentro de un rango que comprometa la velocidad de producción de gas y la eficiencia energética (Shunliang, y otros, 2023).

La temperatura de operación es otro parámetro importante para considerar. La mayoría de los electrolizadores alcalinos están diseñados para trabajar a temperaturas que oscilan entre los 50 y 90 °C. Además, el voltaje de equilibrio disminuye con el aumento de la temperatura y se pierde agua por evaporación. Por otra parte, los requisitos de los materiales son más exigentes para garantizar la integridad estructural del electrolizador, y se debe tener en cuenta el manejo del calor y el criterio de selección del material del separador. Mantener la temperatura del sistema incrementa los costos de operación (Shunliang, y otros, 2023).

La selección del electrólito y su concentración son cruciales para la transferencia iónica y la resistencia eléctrica. El hidróxido de potasio (KOH) es comúnmente utilizado en concentraciones del 25% al 30% en masa en los electrolizadores comerciales. La estabilidad del material del electrodo también es esencial para prolongar la vida útil del electrolizador y reducir los costos de operación y mantenimiento (Shunliang, y otros, 2023).

Los electrolizadores operan en ambientes corrosivos, por lo que es necesario utilizar materiales nobles con alta resistencia y actividad, pero estos materiales son costosos para su uso generalizado en la electrólisis del agua. Los metales de transición, como el hierro y el cobre, son menos resistentes, mientras que el níquel (Ni) es considerado el mejor material para los electrodos debido a su alta resistencia al álcali, óptima actividad electroquímica y costo razonable (Shunliang, y otros, 2023).

**Figura 8.***Condiciones de operación*

## vii. Calidad del agua

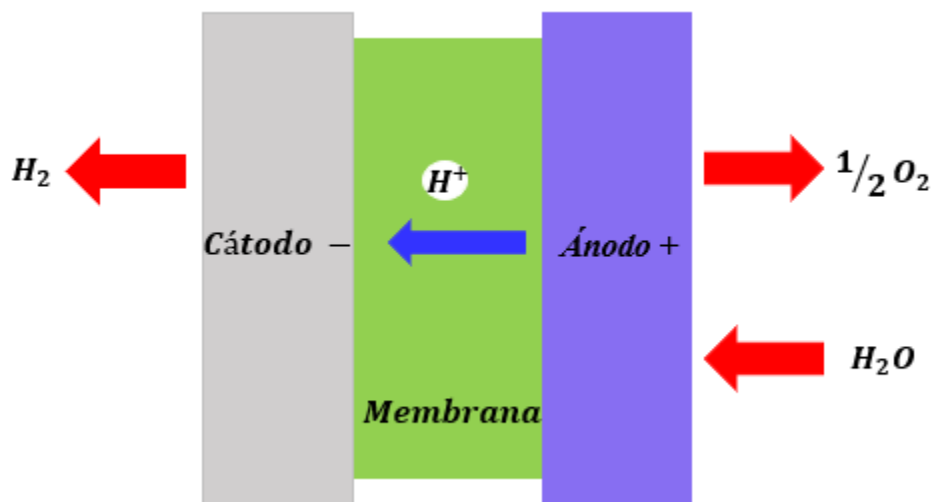
La pureza del agua es de gran importancia para garantizar la vida útil del electrolizador, ya que, ciertas impurezas se pueden depositar sobre la superficie del electrodo y sobre el separador, obstaculizando de cierto modo la transferencia de iones. Impurezas como iones de magnesio, calcio y cloro, pueden ocasionar reacciones paralelas debido al medio fuertemente alcalino que se presenta en la celda de electrólisis de este tipo, además, si las concentraciones de calcio y magnesio no son lo suficientemente bajas, como resultado, habrá un bloqueo en la superficie de los electrodos o del separador, dificultando la transferencia de masa y de electrones. Por otra parte, los iones cloruro en una solución alcalina, al ser oxidados (cuando la densidad de corriente excede la corriente limitante de los iones hidroxilo), aumenta la producción de cloro en la superficie del ánodo, lo cual es muy negativo, ya que, el cloro es altamente corrosivo para el material empleado en la estructura del electrolizador (Tim, Graeme, Millar, Sauret, & Love, 2023).

## b) Electrolizador de membrana de electrólito polimérico (PEM)

El principio de funcionamiento de la electrólisis por intercambio de protones consiste en la división del agua en hidrógeno y oxígeno, con sus respectivos electrodos, es decir, el hidrógeno en el cátodo y el oxígeno en el ánodo. El agua se acumula por bombeo al ánodo, donde se produce oxígeno, protones y electrones. Dichos protones viajan a través de una membrana conductora hacia el compartimiento catódico, luego, los electrones salen del ánodo hacia el circuito externo que proporciona la fuerza impulsora para llevar a cabo la reacción, por otra parte, en el compartimiento catódico, los protones y electrones se vuelven a combinar para producir hidrógeno (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

**Figura 9.**

*Esquema de producción de hidrógeno*



Componentes:

El conjunto membrana electrodo es el componente más importante, y su función es la de separar a la celda en dos, es decir, en compartimiento anódico y catódico (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

Los conjuntos membrana electrodo constan de una membrana, un ionómero y un electrocatalizador para el ánodo y el cátodo, además es el responsable de aproximadamente 24% del costo de la celda. Estas membranas se caracterizan por poseer alta resistencia, eficiencia, estabilidad oxidativa, dimensionalmente estables con los cambios de temperatura, durabilidad y alta conductividad de protones, sin embargo, las membranas de Nafion son las que se emplean principalmente en el uso de este tipo de electrolizadores, sumado a esto, tienen la ventaja de operar a elevadas densidades de corriente  $2 A/ Cm^2$ , alta durabilidad, alta conductividad de protones y buena estabilidad mecánica (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

- o Electrocatalizadores

Se emplean para promover la cinética de transferencia de carga, con el fin de disminuir la energía de activación de las reacciones que están involucradas en el proceso, por otro lado, en la electrólisis de agua tipo “PEM”, se emplean electrocatalizadores a base de metales nobles como el platino (Pt) y el paladio (Pd) en el cátodo, para la reacción de evolución del hidrógeno, asimismo, para el ánodo se utilizan óxido de Rutenio (Ru) e iridio (Ir), en el proceso de evolución del oxígeno (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

- o Ionómero

Los ionómeros son una familia de polímeros, que se caracterizan por tener unidades repetitivas no balanceadas eléctricamente, por lo tanto, presentan una carga neta. La división de un monómero con propiedades de transporte iónico en las capas catalíticas tiene dos funciones, una de ellas consiste en promover el transporte de protones desde los electrodos a la membrana,

aumentando la eficiencia de la celda, por lo tanto, se disminuye las pérdidas óhmicas y actúa como agente aglutinante, el cual proporciona la estructura dimensionalmente estable del catalizador, además, proporciona estabilidad mecánica, lo cual, garantiza la durabilidad de los electrodos (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

Al aumentar el contenido del ionómero, se reduce la conductividad eléctrica, por tal motivo, se debe optimizar el contenido a utilizar (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

- o Colectores de corriente

Estos componentes se utilizan para permitir el flujo de la corriente eléctrica entre los electrodos y las placas bipolares. Los colectores de corriente juegan un papel principal en el mecanismo general de la electrólisis del agua y la eficiencia de la celda, además, deben ser resistentes a la corrosión, poseer buena conductividad eléctrica debido al medio ácido y presentar un alto sobrepotencial (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

Los colectores actuales también entregan buena resistencia mecánica a la membrana, sumado a esto, tienen porosidad y volúmenes de poro optimizados, justamente, para que los gases producidos sean expulsados y el agua llegue a los sitios catalíticos de la superficie del electrodo (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

En la electrólisis de tipo PEM (electrolizador de membrana de electrolito polimérico), las placas de titanio (Ti) se emplean como colectores de corriente, debido a que estos materiales poseen resistencia a la corrosión, buena conductividad eléctrica, estabilidad mecánica y resistencia a la corrosión en el medio ácido (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

- o Placas bipolares

El diseño de la superficie de las placas bipolares es esencial para el desarrollo de este tipo de dispositivos, además, la placa bipolar se encarga de trazar la ruta de conducción del agua

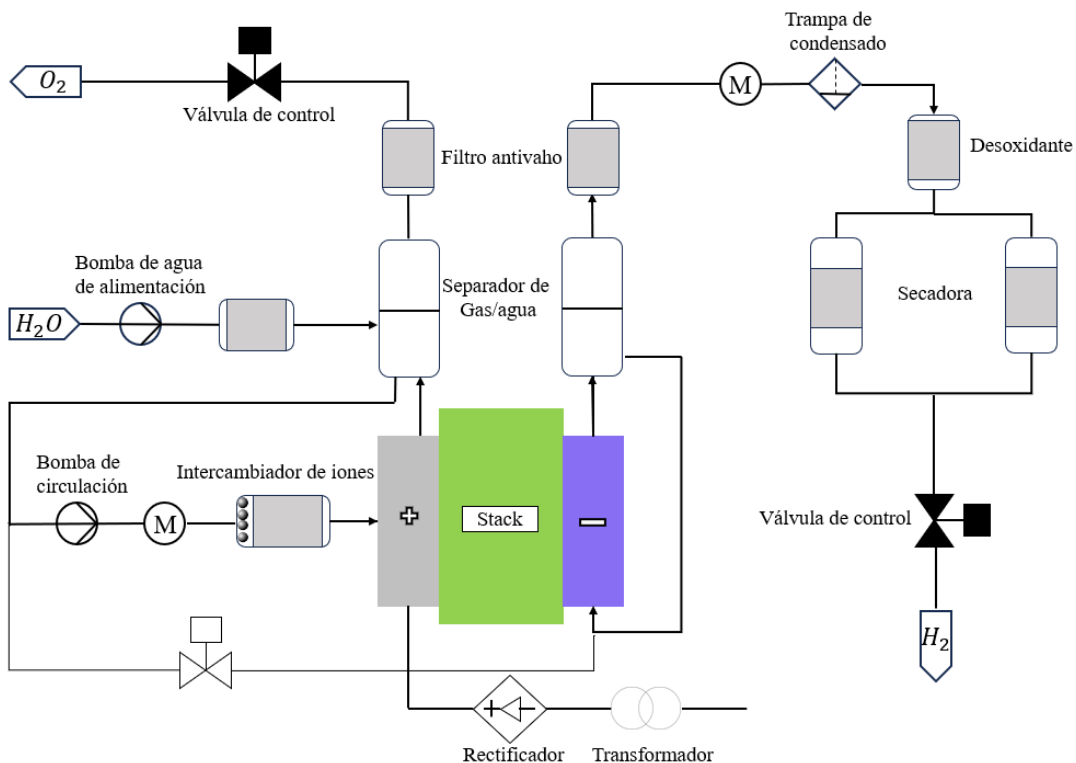
bombeada y de los gases producidos fuera de la celda, principalmente uno que ingresa y otro que sale (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

Existen distintos diseños en esquemas de electrólisis como recto paralelo, Inter digitado, serpentín de canal simple y serpentín de canal múltiple. Por otra parte, los materiales de titanio brindan una buena resistencia, alta conductividad térmica, baja permeabilidad y resistividad, pero en el compartimiento anódico, en donde se genera el oxígeno, se corroe y crece una capa inerte de óxido, por consiguiente, el rendimiento del electrolizador disminuye, aunque se suelen proteger las capas con metales preciosos como el oro (Au); dicho recubrimiento reduce la velocidad de oxidación (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

A continuación, se presenta el diseño general de un sistema de electrólisis tipo PEM.

**Figura 10.**

*Sistema general de electrólisis tipo PEM*



El stack es un reactor electroquímico, además, es el componente central del sistema de electrólisis, sin embargo, la operación es posible con la ayuda de componentes adicionales y otros subsistemas. Cabe recalcar que no existe un diseño estandarizado (Reyes, 2022 ).

- o Modulo PEM

El módulo PEM incluye todos los componentes necesarios para que la celda funcione bajo las condiciones deseadas de temperatura y presión, así como, para suministrar los reactivos y retirar los productos formados. También incluye un rectificador para transformar la corriente alterna de entrada en corriente continua regulada (Reyes, 2022 ) (Xu, 2023).

- o Compartimiento anódico

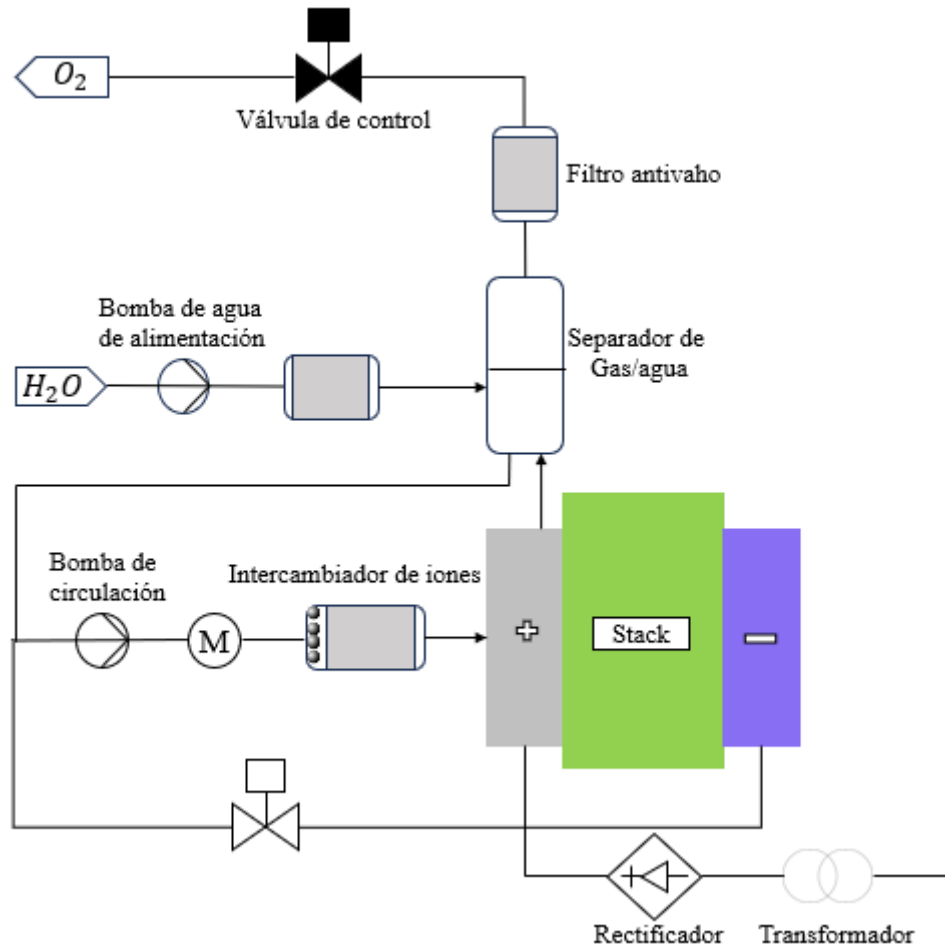
El lado del ánodo incluye una bomba de circulación, un intercambiador de calor, un intercambiador iónico, un separador gas-agua, un filtro antivaho y una válvula de control (Reyes, 2022 ).

El conversor autocatalítico o deoxigenador sirve para separar las gotas de líquido del medio gaseoso, además, se emplea para filtrar el gas (Reyes, 2022 ).

El suministro de agua se encuentra conectado al ánodo, ya que, en dicho compartimiento se consume un flujo de agua definido por la bomba de circulación para asegurar el enfriamiento del stack (Reyes, 2022 ).

El intercambiador de iones es necesario para atrapar cationes de metales pesados, como pueden ser hierro (Fe), cromo (Cr) y níquel (Ni) (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

El separador de gas- agua se posiciona sobre el stack y separa el flujo de oxígeno y agua, las cuales, provienen de la salida del stack, además, los gases fluyen a través del deoxigenador para retener finas gotas de agua, en el flujo del gas de oxígeno. Por otra parte, la válvula de control regula la presión en el lado del oxígeno (Reyes, 2022 ).

**Figura 11.***Compartimiento catódico*

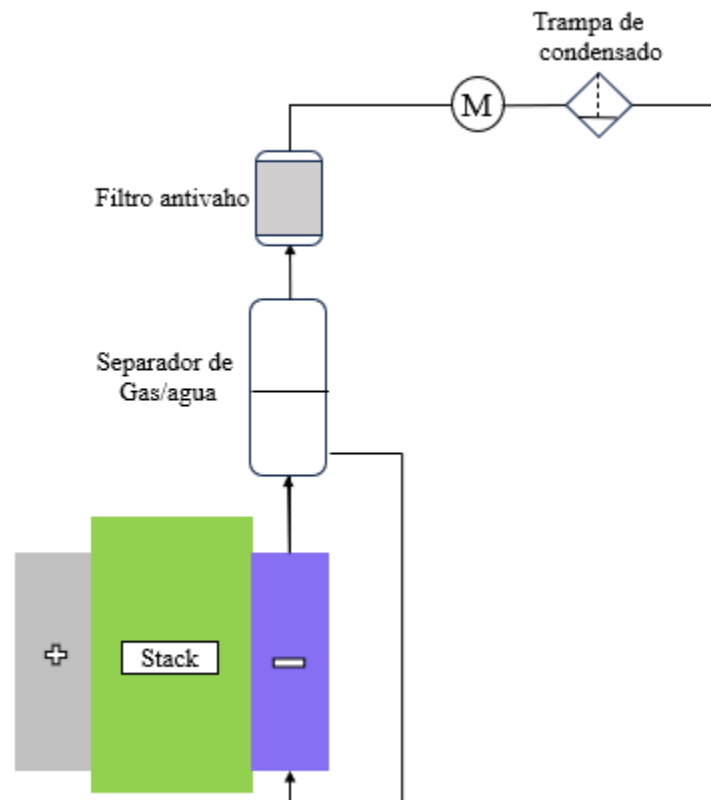
## o Compartimiento catódico

En la mayoría de los casos no se aplica una bomba de circulación en el cátodo, por lo tanto, el agua es aplicada por arrastre electromotico desde el ánodo al cátodo; en este punto, el agua debe separarse en hidrógeno y oxígeno, y a su vez, el hidrógeno se recoge en el lado del cátodo. Para dicho propósito se instala también un separador de gas-agua de menor tamaño con deoxigenador, además, se instala un intercambiador de calor y una trampa de condensado, justamente para

reducir el punto de rocío antes de la válvula de control. A través de la válvula de drenaje el agua se transporta de regreso al ánodo de acuerdo con el control del nivel (Reyes, 2022 ).

**Figura 12.**

*Compartimiento anódico*



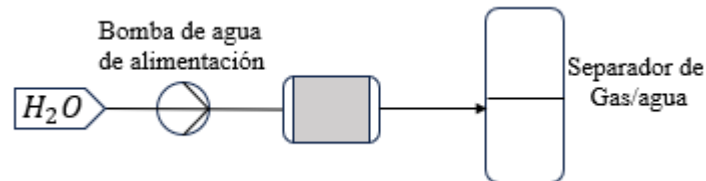
o Subsistemas auxiliares

En cuanto a los subsistemas auxiliares, dependiendo de la calidad de agua disponible en el sitio en donde se desee instalar el sistema, se requiere de una etapa de purificación de agua de alimentación, para evitar la contaminación del sistema, es decir, la degradación del stack (Shiva Kumar & Himabindu, 2019) (Reyes, 2022 ).

En ocasiones, se coloca un depósito de gas de hidrógeno como amortiguador después de la válvula de control en el lado del cátodo. También se asegura un flujo continuo de hidrógeno y se utiliza una unidad de purificación catalítica para obtener el grado de pureza requerido según su aplicación. En la siguiente etapa, se seca el hidrógeno para eliminar la humedad (Shiva Kumar & Himabindu, 2019) (Reyes, 2022 ).

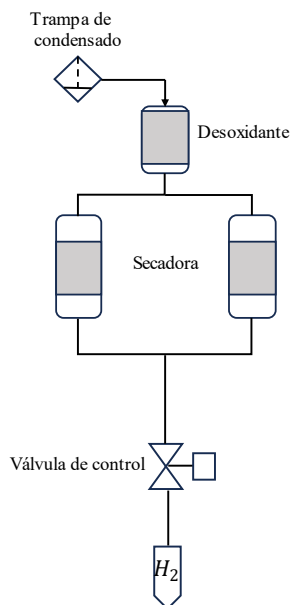
**Figura 13.**

*Subsistema auxiliar anódico*



**Figura 14**

*Subsistema auxiliar catódico*

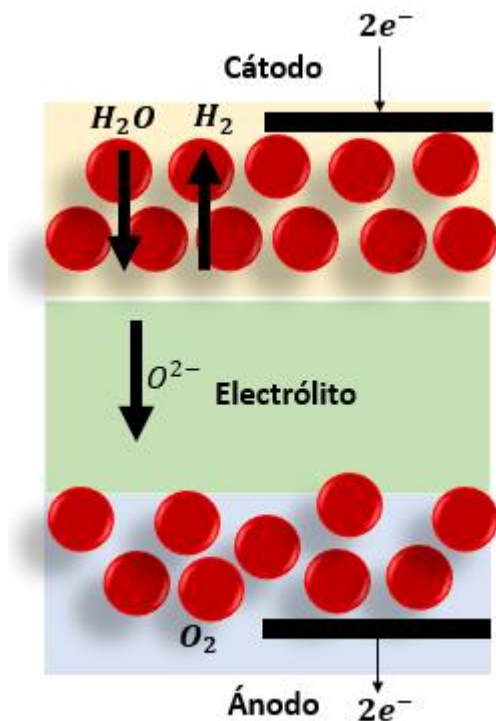


## c) Electrolizadores óxido sólido (SOEC)

El esquema de producción de hidrógeno para electrolizadores de tipo óxido sólido, se representa en la figura 15, en donde el vapor alimenta al cátodo debido a la porosidad que presenta, y cuando el potencial eléctrico necesario se aplica al dispositivo, las moléculas de agua se difunden a los sitios de reacción, por lo tanto, se disocian para formar gas de hidrógeno y iones de oxígeno en la interfase cátodo-electrolito. El hidrógeno que se produce se difunde hacia la superficie del cátodo y se recoge, sumado a esto, los iones de oxígeno se transportan a través del electrolito al ánodo, ya que, en dicho compartimiento estos iones se oxidan a gas- oxígeno, es decir, se transportan a través de los poros del ánodo a la superficie (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

**Figura 15.**

*Esquema de producción de hidrógeno mediante electrolizador óxido sólido*



Las temperaturas de operación de electrolizadores óxido sólido son elevadas. Los hay de alta temperatura y de temperatura intermedia en un rango que va desde los 600 a los 950 grados centígrados. Trabajar a esa temperatura reduce la energía eléctrica requerida para llevar a cabo el proceso de electrólisis, esto se basa en la energía libre de Gibbs, como se muestra en la ecuación 8, donde  $\Delta G$  (representa el cambio de energía libre de Gibbs), es decir, la mínima energía eléctrica requerida que decrece con el aumento de la temperatura, seguidamente, se tiene el  $\Delta H$  (variación de entalpía), que hace referencia a la demanda total de energía y el término  $T\Delta S$  (temperatura y variación de entropía), es la demanda de energía térmica (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S$$

*Ecuación 1. (Demanda total de energía para la producción de hidrógeno a partir de SOEC) (Meng, Michael, & Dennis, 2008).*

En cuanto a los requisitos de los componentes que forman parte de un electrolizador de tipo óxido sólido, deben cumplir con estándares de eficiencia y rentabilidad, debido a las temperaturas de operación de los equipos. Los requerimientos del electrolito denso, electrodos y materiales de interconexión, se presentan a continuación:

- **Electrolito:** Debe ser químicamente estable, poseer buena conductividad iónica, baja conducción electrónica para lograr una alta eficiencia de conversión de energía, es decir, la presencia de dicha conducción electrónica reduce la conducción iónica del electrolito, y las eficiencias de corriente dentro de la celda. El electrolito denso, no debe permitir el paso de los gases formados, justamente para eliminar cualquier potencial o recombinación del hidrógeno y oxígeno, sin embargo, debe ser muy delgado como sea posible para minimizar el sobrepotencial óhmico (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

- **Electrodos:** Ambos electrodos deben ser químicamente estables en ambientes fuertemente reductores y oxidantes. Además, de tener una buena conductividad electrónica, debe contar con una porosidad adecuada, es decir, un tamaño del poro que permita soportar el transporte de gas entre la superficie del electrodo e interfase electrodo-electrolito, y también proporcionar suficiente contacto entre electrodo, electrolito y gas, en el sitio en donde ocurre la reacción (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

- **Materiales de interconexión:** Los materiales de interconexión deben ser químicamente estables, en ambientes siempre reductores y oxidantes, ya que se encuentran expuestos al hidrógeno, vapor y oxígeno. El costo de las materias primas y de fabricación deben ser lo más bajos posibles (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

Es importante que los coeficientes de expansión térmica de los electrodos sean similares a los del electrolito, para prevenir fallas en el material del electrolito debido al estrés mecánico generado por la expansión térmica. Además, en una planta de producción de hidrógeno se requieren materiales de interconexión adecuados (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

#### i. Componentes principales de una celda

El corazón de un electrolizador de tipo óxido sólido está constituido por tres componentes principales, los cuales son: Dos electrodos y un electrolito cerámico denso, capaz de conducir iones de oxígeno (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

El componente clave de un electrolizador de óxido sólido es el electrolito, y el material más empleado es la zirconia estabilizada con itria, ya que presenta una alta conductividad con dichos iones de oxígeno, además de una buena resistencia mecánica (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

Los materiales seleccionados como electrodos deben ser química y físicamente estables, en ambientes altamente oxidantes, reductores y compatibles con otros componentes que conformen a la celda, además, debe ser favorable el transporte de gas y ser electroquímicamente activos (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

El cátodo de un electrolizador de óxido sólido, emite la difusión de vapor y la de gas-hidrógeno, el cual, proporciona sitios activos para la reducción del vapor, por otra parte, metales nobles como el platino (Pt), y metales no preciosos como el níquel (Ni) y el cobalto (Co) se pueden emplear como cátodo, sin embargo, el uso de metales nobles no es recomendable debido al alto costo que genera, además se suelen producir óxidos volátiles que contribuyen al envejecimiento de estructuras porosas a temperaturas elevadas (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

El níquel (Ni) puede inducir la reacción del hidrógeno, el cual, solo puede conducir electrones. Por otra parte, la reacción electroquímica tiene lugar en la interfase cátodo- electrolito, cuando están presentes las tres fases (Cátodo, ánodo y electrolito), con el fin de extender la zona de la reacción, también las partículas de níquel (Ni) pueden mezclarse con partículas conductoras iónicas, normalmente del mismo material que el electrolito, es decir, puede ser la zirconia estabilizada con itria, y este tipo de compuestos se denomina electrodos cerámicos-metálicos. Frente a las condiciones de operación altamente oxidantes, se suelen emplear como ánodo metales nobles como el platino (Pt), oro (Au) y óxidos mixtos eléctricamente conductores (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

#### ii. Configuración de la celda

Las celdas individuales son las unidades más pequeñas de un electrolizador SOEC, y se pueden diseñar bajo las siguientes configuraciones: Tubular, planar y planar-tubular, además, las celdas convencionales se diseñan en forma cilíndrica (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

En la configuración tubular, el vapor se alimenta a través del interior del tubo, y se reduce a iones de oxígeno al igual que a gas de hidrógeno, es decir, se extrae el oxígeno gaseoso de la capa exterior. En comparación con la configuración planar, la configuración tubular brinda mayor fuerza mecánica y facilita el sellado. En las celdas planares, a pesar de contar con una mayor longitud de sellado entre el ánodo y el cátodo, presentan mejor capacidad de fabricación (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

En cuanto a características electroquímicas de estas configuraciones, se toma en consideración que la planar se comporta mejor que la tubular, este comportamiento se debe a la distribución uniforme de los gases sobre la superficie plana, por lo tanto, la configuración planar presenta mayores ventajas con respecto a la tubular (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

La configuración plana-tubular, en la parte superior de la celda, emplea aire para el electrodo de oxígeno, mientras que, en la parte inferior se utiliza vapor, y en el interconector, los canales de vapor se encuentran localizados en dirección paralela y perpendicular, además los canales de aire se encuentran perpendiculares a los canales de vapor (Meng, Michael, & Dennis, 2008).

d) Resumen de las especificaciones técnicas de los tipos de electrolizadores.

Las tecnologías tienen distintas características, y están en diferente etapa de desarrollo, en la tabla 7, se muestran algunas especificaciones técnicas de los electrolizadores de tipo alcalino, PEM y óxido Sólido (Shiva Kumar & Hankwon, 2022).

Los electrolizadores alcalinos fueron los primeros en desarrollarse, dado que, en condiciones de operación se encontraba una mayor cantidad de materiales resistentes a las condiciones de trabajo requeridas, está es una de las razones por las que hoy en día es la tecnología más vendida, sin embargo, la tipo PEM es ahora competitiva, ya que, presenta importantes avances

vinculados a la densidad de corriente, y a la pureza de los gases obtenidos, por otra parte, presentan la desventaja de no contar con buena vida útil de los componentes y el alto costo de los materiales que se emplean para la fabricación, como por ejemplo, los electrocatalizadores de platino (Pt) (Shiva Kumar & Hankwon, 2022).

En cuanto a los electrolizadores de óxido sólido, debido a la fase de investigación y desarrollo en la que aún se encuentran, no se ha podido evaluar a profundidad todas las especificaciones técnicas que se encuentran en la tabla 6 (IEA , 2019) .

**Tabla 6.**

*Características técnico- económicas de los diferentes electrolizadores.*

| ELECTROLIZADOR                       | ALCALINO                   |       |               |
|--------------------------------------|----------------------------|-------|---------------|
|                                      | HOY                        | 2030  | A largo plazo |
| <b>Madurez tecnológica</b>           | Ampliamente comercializado | /     | /             |
| <b>Eficiencia eléctrica (% LVH)</b>  | 63-70                      | 65-71 | 70-80         |
| <b>Presión de operación [BAR]</b>    | 1-30                       | /     | /             |
| <b>Temperatura de operación [°C]</b> | 60-80                      | /     | /             |

|  |           |            |               |
|--|-----------|------------|---------------|
| <b>Vida útil del Stack</b>               | 60000     | 90000      | 100000        |
| <b>(Operación en horas)</b>              | -         | -          | -             |
|  | 90000     | 100000     | 150000        |
| <b>Rango de carga</b>                    | 10-110    | /          | /             |
| <b>(% Relativo a la Carga nominal)</b>   |           |            |               |
|  | 4,2-4,8   | /          | /             |
| <b>Consumo de energía del sistema</b>    |           |            |               |
| <b>[ kWh/Nm<sup>3</sup> ]</b>            |           |            |               |
|  | <1400     | /          | /             |
| <b>Producción de hidrógeno por Stack</b> |           |            |               |
| <b>[ Nm<sup>3</sup>/H ]</b>              |           |            |               |
| <b>Vida útil del sistema</b>             | 20-30     | /          | /             |
| <b>[ años ]</b>                          |           |            |               |
| <b>Pureza del hidrógeno</b>              | >99,8     | /          | /             |
| <b>[ % ]</b>                             |           |            |               |
| <b>Voltaje de la celda</b>               | 1,8-2,4   | /          | /             |
| <b>[ V ]</b>                             |           |            |               |
|  | 500       | 400        | 200           |
| <b>Capex</b>                             | -         | -          | -             |
| <b>[ USD /kW<sub>e</sub> ]</b>           | 1400      | 850        | 700           |
| <b>ELECTROLIZADOR</b>                    |           | <b>PEM</b> |               |
|  | HOY       | 2030       | A LARGO PLAZO |
| <b>Madurez tecnológica</b>               | Comercial | /          | /             |

|  |                     |                     |                       |
|--|---------------------|---------------------|-----------------------|
| <b>Eficiencia eléctrica [% LVH]</b>                          | 56-60               | 63-68               | 67-74                 |
| <b>Presión de operación [BAR]</b>                            | 30-80               | /                   | /                     |
| <b>Temperatura de operación [°C]</b>                         | 50-80               |                     |                       |
| <b>Vida útil del Stack (Operación en horas)</b>              | 30000<br>-<br>90000 | 60000<br>-<br>90000 | 100000<br>-<br>150000 |
| <b>Rango de carga (% Relativo a la Carga nominal)</b>        | 0-160               | /                   | /                     |
| <b>Consumo de energía del sistema [ kWh/Nm<sup>3</sup>]</b>  | 4,4-5               | /                   | /                     |
| <b>Producción de hidrógeno por Stack [ Nm<sup>3</sup>/H]</b> | <400                | /                   | /                     |
| <b>Vida útil del sistema [años]</b>                          | 10-20               | /                   | /                     |
| <b>Pureza del hidrógeno [%]</b>                              | >99,999             | /                   | /                     |
| <b>Voltaje de la celda [V]</b>                               | 1,8-2,2             | /                   | /                     |

---

|  |                            |             |                      |
|--|----------------------------|-------------|----------------------|
| <b>Capex</b>                             | 1100                       | 650         | 200                  |
| <b>[USD /kW<sub>e</sub>]</b>             | -                          | -           | -                    |
|  | 1800                       | 1500        | 900                  |
| <b>ELECTROLIZADOR</b>                    |                            | <b>SOEC</b> |                      |
|  | <b>HOY</b>                 | <b>2030</b> | <b>A largo plazo</b> |
| <b>Madurez tecnológica</b>               | Investigación y desarrollo | /           | /                    |
| <b>Eficiencia eléctrica</b>              | 74-81                      | 77-84       | 77-90                |
| <b>[% LVH]</b>                           |                            |             |                      |
| <b>Presión de operación</b>              | 1                          | /           | /                    |
| <b>[BAR]</b>                             |                            |             |                      |
| <b>Temperatura de operación</b>          | 650-1000                   |             |                      |
| <b>[°C]</b>                              |                            |             |                      |
| <b>Vida útil del Stack</b>               | 10000                      | 40000       | 75000                |
| <b>(Operación en horas)</b>              | -                          | -           | -                    |
|  | 30000                      | 60000       | 100000               |
| <b>Rango de carga</b>                    | 200-100                    | /           | /                    |
| <b>(% Relativo a la Carga nominal)</b>   |                            |             |                      |
| <b>Consumo de energía del sistema</b>    | 2,5                        | /           | /                    |
| <b>[ kWh/Nm<sup>3</sup>]</b>             |                            |             |                      |
| <b>Producción de hidrógeno por Stack</b> | <10                        | /           | /                    |
| <b>[ Nm<sup>3</sup>/H]</b>               |                            |             |                      |
| <b>Vida útil del sistema</b>             | /                          | /           | /                    |
| <b>[años]</b>                            |                            |             |                      |

|                                    |          |      |      |
|------------------------------------|----------|------|------|
| <b>Pureza del hidrógeno [%]</b>    | /        | /    | /    |
| <b>Voltaje de la celda [V]</b>     | 0,95-1,3 | /    | /    |
| <b>Capex [USD /kW<sub>e</sub>]</b> | 2800     | 800  | 500  |
|                                    | -        | -    | -    |
|                                    | 5600     | 2800 | 1000 |

*Nota.* LHV: Valor mínimo de calefacción, Capex: Representa los costos de inversión en capital. Elaborada con datos de: IEA (2019) The Future of Hydrogen <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

i. Ventajas y desventajas de las tecnologías para el proceso de electrólisis

**Tabla 7.**

*Ventajas y desventajas de las tecnologías para el proceso de electrólisis*

| <b>Electrolizador</b> | <b>Ventajas</b>   | <b>Desventajas</b>  |
|-----------------------|---|---|
| <b>Alcalino</b>       | a) Presenta madurez comercial.<br>b) Eficiencia energética del 70-80 %. | a) Trabajan a bajas presiones de operación.<br>b) Se forman carbonatos sobre la superficie de los |

|  |   |  |
|--|---|--|
|  | <p>c) Son electrolizadores que no pertenecen al grupo del platino (Pt), son más económicos.</p> <p>d) Es una tecnología bien establecida.</p>   | <p>electrodos.</p> <p>c) Presentan bajas densidades de corriente.</p>  |
| <b>Membrana de intercambio de protones (PEM)</b> | <p>a) Presenta una elevada pureza de los gases (99.999%).</p> <p>b) La eficiencia energética es alta 80-90%.</p> <p>c) Los diseños son compactos y de respuesta rápida.</p> <p>d) Altas densidades de corriente</p> | <p>a) Presentan baja vida útil.</p> <p>b) Los componentes son costosos.</p> <p>c) Operan en ambiente ácido.</p> <p>d) Tecnología nueva y parcialmente establecida.</p> |
| <b>Óxido sólido</b>                              | <p>a) Trabaja a altas presiones de operación.</p> <p>b) Dichos electrolizadores no pertenecen al grupo del platino (Pt). Son más económicos.</p> <p>c) Presentan una alta eficiencia.</p>                           | <p>a) Presentan baja vida útil.</p> <p>b) Los diseños de los sistemas son complejos.</p> <p>c) Se encuentran en etapa piloto.</p>                                      |

*Nota.* Elaborada con datos de: Shiva Kumar, S.; Hankwon, L. (2022) An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports* 8

## ii. Algunos indicadores de rendimiento KPLS a nivel mundial

En cuanto al sistema en general se encuentran los siguientes indicadores (Moeckel Picchi, 2018):

- Consumo de energía del sistema en general [ $kWh/kg$ ]
- Costo de capital del sistema [ $\$/\frac{kg}{dia}$ ]
- Tamaño del equipo
- Costos de operación y mantenimiento del Stack [ $\frac{\$}{kg/dia}/año$ ]
- Vida útil de catalizadores y electrodos [horas]
- Carga que poseen metales preciosos [ $mg/cm^2$ ].
- Densidades de corriente [ $A/cm^2$ ]
- Degradación del stack [%/1000 horas]

## 2.2 Almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno puede ser almacenado de distintas formas, las cuales, tienen sus propias características, tales como la densidad de energía, la velocidad de carga y descarga de los recipientes en donde va a ser almacenado, la eficiencia y costos (Muthukumar, y otros, 2023). Por otra parte, el tipo de almacenamiento más adecuado depende de la aplicación, como, por ejemplo:

- El almacenamiento de hidrógeno en un vehículo, el cual, va a ser cargado.
- Una aplicación estacionaria como lo es la implementación en calefacción.
- Para generación de energía con otros fines.

### 2.2.1 Tipos de almacenamiento de hidrógeno

La tabla 8 muestra la energía almacenada por unidad de peso y volumen para los distintos tipos de almacenamiento de hidrógeno, así como, para el metanol y la gasolina.

El hidrógeno molecular tanto líquido como comprimido, presentan mayor energía por unidad de masa respecto a los otros tipos de almacenamiento, por otra parte, el hidrógeno almacenado en nanotubos de carbono presenta mayor densidad de energía por unidad de volumen respecto a los otros tipos de almacenamiento (Muthukumar, y otros, 2023).

**Tabla 8.**

*Energía almacenada por unidad de peso o volumen (incluyendo el recipiente)*

| Tipo de almacenamiento               | Energía almacenada |        |
|--------------------------------------|--------------------|--------|
|                                      | [MJ/kg]            | [MJ/L] |
| Hidrógeno comprimido (hasta 100 MPa) | 72                 | 3,6    |
| Hidrógeno líquido                    | 119                | 9.0    |
| Hidruros metálicos                   | 1,33               | 11,9   |
| Metanol                              | 22,3               | 17,6   |
| Gasolina                             | 43,2               | 32,4   |
| Hidrógeno en nanotubos de Carbono    | 56,7               | 115    |

*Nota.* Elaborada con datos de: Muthukumar, P. et. al (2023) Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*

**2.2.1.1 Almacenamiento como gas.** El hidrógeno por unidad de masa presenta la mayor densidad de energía comparado con otros combustibles convencionales, tales como, la gasolina, diésel, metano, etc. Dicho comportamiento se invierte en cierto modo cuando se considera la

densidad de energía por unidad de volumen, en donde, el hidrógeno aun estando comprimido de 350 a 700 atmósferas, presentará densidades de energía menores a los de los combustibles que actualmente se utilizan, por lo tanto, en aplicaciones para vehículos, se requeriría de un almacenamiento más grande para solventar la misma autonomía que brindan los combustibles convencionales (Muthukumar, y otros, 2023).

Por otra parte, los tipos de recipientes que se utilizan para almacenar hidrógeno gaseoso en la industria son metálicos. A presiones entre los 150 a 300 bar, se emplean recipientes de acero o aluminio; luego se encuentran recipientes para más de 300 bares, también metálicos con revestimientos de fibra de carbono y resina; finalmente están los recipientes poliméricos que son los más empleados para soportar mayores presiones (Muthukumar, y otros, 2023).

La tecnología de hidrógeno comprimido tiene varios años de estudio y puede ser empleada para carga de vehículos, sin embargo, los costos de los cilindros a alta presión son elevados y, por tanto, es un gran problema, además, también existen riesgos de perder hidrógeno a altas presiones (Muthukumar, y otros, 2023).

**2.2.1.2 Almacenamiento como hidrógeno líquido.** El hidrógeno líquido se obtiene mediante enfriamiento y el proceso más conocido para lograrlo se denomina licuefacción, en donde, primero se comprime y luego se le aplica un enfriamiento por debajo de los  $-68\text{ }^{\circ}\text{C}$ , seguidamente, se realiza el proceso de expansión isentálpica a través de válvulas de estrangulamiento, en donde se hace pasar el hidrógeno por un orificio muy pequeño.

Los recipientes para mantener el hidrógeno líquido, en su mayoría, son cilíndricos y esféricos por si se requieren volúmenes muy grandes. Adicional a ello, se requieren paredes con gran aislamiento térmico para minimizar las transferencias de calor desde el ambiente al interior

del recipiente; esto implica que dichos recipientes sean especiales en cuanto a su construcción, y por tanto, deben contener válvulas de seguridad para poder anular la transferencia de calor, ya que, con el tiempo, de forma gradual, ingresará calor, lo cual, hará vaporizar al hidrógeno líquido, y a su vez, ese gas que se forma, aumentará la presión dentro del recipiente hasta llegar a su límite (Muthukumar, y otros, 2023).

**2.2.1.3 hidrógeno crio comprimido.** El hidrógeno crio comprimido combina la alta presión con la baja temperatura, de manera que, permite mayores tiempos de almacenamiento. Dichos recipientes son costosos, ya que, se tiene que combinar una buena aislación térmica con una resistencia mecánica, aun así, son alternativas que se encuentran en estudio.

**2.2.1.4 Almacenamiento de hidrógeno en forma sólida (Hidruros metálicos).** Otra manera para almacenar hidrógeno es en forma de hidruro. Este tipo de almacenamiento consiste en la unión de hidrógeno con metales, mediante fuerzas de atracción. Bajo forma de hidruro, el hidrógeno puede ser almacenado con mayor densidad volumétrica, tal y como se indica en la tabla 9 (Muthukumar, y otros, 2023) (Poojan & Kondo-Francois, 2021).

**Tabla 9.**

*Capacidad de almacenamiento por unidad de volumen superior al hidrógeno líquido*

| Forma de almacenamiento de hidrógeno   | Densidad volumétrica del hidrógeno          |
|--|---|
|  | [kg H <sub>2</sub> m <sup>-3</sup> sistema] |
| Hidrógeno comprimido en 25 °C y 50 MPa | 27  |
| Hidrógeno licuado a -253 °C y 0,1 MPa  | 40 (71)                                     |

---

**Hidruro metálico de 25 °C y 3 MPa**50 (110)

---

*Nota.* Elaborada con datos de: Poojan, Modi; Kondo-Francois, A (2021) Room Temperature Metal Hydrides for Stationary and Heat Storage Applications: A Review. *Sec. Hydrogen Storage and Production 9.*

**2.2.1.5 Almacenamiento de hidrógeno por adsorción en sólidos porosos.** El proceso de adsorción involucra fuerzas de atracción entre el hidrógeno molecular y la superficie del material sólido. En este proceso se busca que el hidrógeno permanezca fisisorbido para hacer más fácil su liberación, de otra forma, si el proceso de retención se realiza al haber pasado la etapa de quimisorción, el hidrógeno se disocia y pasa al estado atómico. Cuanto menor es la temperatura, mayor es la cantidad de hidrógeno que se puede retener en el sólido bajo el estado adsorbido (Muthukumar, y otros, 2023).

En dichos materiales se busca una estructura micro porosa, es decir, que se encuentren poros de diámetro menores a unos pocos diámetros moleculares en comparación con los de la molécula de hidrógeno (Muthukumar, y otros, 2023).

Un ejemplo claro de sólidos micro porosos para el almacenamiento de hidrógeno, son los adsorbentes carbonosos, los cuales, presentan estructuras de bajo peso y se les puede preparar bajo una gran cantidad de materiales orgánicos (Muthukumar, y otros, 2023).

Se tienen tres tipos de materiales carbonosos para el almacenamiento de hidrógeno, tales como el grafito, carbón activado y fullerenos de dos tipos, los nanotubos de carbono y C60 (estructura esférica con 60 átomos de carbono) (Muthukumar, y otros, 2023).

### **2.2.1.6 Almacenamiento en compuestos líquidos orgánicos (LOHC<sub>5</sub>).**

Son compuestos que a temperatura y a presión atmosférica se encuentran en estado líquido, tanto en su forma hidrogenada como deshidrogenada. Dichos compuestos se estudian como forma de almacenamiento, ya que, se pueden implementar en el transporte de hidrógeno a largas distancias, lo cual, resulta muy útil si se piensa en esquemas de producción de hidrógeno en un país para su exportación. El hidrógeno producido por cualquier método se utiliza para hidrogenar uno de los hidrocarburos orgánicos, para luego ser almacenando y posteriormente, transportado en barcos hacia la región en donde será utilizado. En este punto, será nuevamente almacenado y posteriormente, deshidrogenado para luego utilizarse. Este método aún se encuentra en estudio y, entre las ventajas de estos esquemas, se encuentra la reducción de las pérdidas de hidrógeno (Muthukumar, y otros, 2023) (Mitsui & Co., 2017).

**2.2.1.6.1 Compuestos transportadores de hidrógeno circulares.** Son compuestos que en su estructura contienen un elevado porcentaje de hidrógeno y por reacción química se libera. Dichos compuestos, tales como el metano ( $CH_4$ ), pensando en esquemas de recursos renovables, se pueden producir a partir de biomasa, procesos termoquímicos, biológicos y, a partir de hidrógeno verde, en donde se debe hidrogenar anhídrido carbónico en  $CO_2$  (Sathish, y otros, 2023).

El metano libera hidrógeno ( $H_2$ ) mediante su reformado ( $CH_4 + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 4H_2$ ), por lo tanto, se estudia en aplicaciones para vehículos, celdas de combustible, y en estaciones de recarga, lo que implica la presencia de un reformador, en donde se va produciendo hidrógeno para ser almacenado en un tanque que alimenta a los vehículos (Sathish, y otros, 2023).

El metano, al descomponerlo requiere de altas temperaturas, lo cual es una desventaja. Aun así, al ser similar al gas natural, la infraestructura ya existente en materia de gas natural puede ser utilizada (Sathish, y otros, 2023).

El metanol ( $CH_3OH$ ) es otro compuesto que puede ser utilizado y tiene un 12,5 % de hidrógeno en su molécula y se puede almacenar como líquido, lo cual es una ventaja con respecto al metano, asimismo, a temperatura y presión ambiente es líquido, por consiguiente, la estructura de almacenamiento de los combustibles puede ser usada con pocas modificaciones para el metanol (Sathish, y otros, 2023).

Para el caso del amoníaco ( $NH_3$ ) (el cual contiene un porcentaje alto de hidrógeno), se estudia la posibilidad de ser empleado como medio de transporte y almacenamiento de hidrógeno, además, el amoníaco es uno de los productos con mayor producción y la purificación del hidrógeno no es necesaria (Sathish, y otros, 2023).

### **3. Zonas aptas para la generación de hidrógeno verde en Colombia**

Como ya mencionó en la sección 1.4, Colombia es un país con bastos recursos naturales que pueden ser utilizados para sentar las bases de la producción de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia, y para el caso específico del hidrógeno verde, el gran potencial eólico y solar de ciertas regiones del país junto con la amplia oferta hídrica, permitirán producir este recurso a excelentes costos, haciéndolo muy competitivo a nivel global, de hecho, según lo indica un análisis realizado por la “Agencia Internacional de Energías Renovables ” (IRENA, 2022), el hidrógeno

verde producido en Colombia será el 4 más barato en el mundo a largo plazo, lo cual, en un modelo de desarrollo descarbonizado global, implica grandes beneficios para el país.

La producción del hidrógeno verde, como ya se ha mencionado a lo largo de las secciones anteriores, requiere de dos recursos importantes; la energía renovable y el agua. Por lo tanto, la instalación de una planta dedicada a la producción de hidrógeno verde o en general, un sistema de producción de hidrógeno verde, deberá considerar la presencia de los dos recursos y por supuesto, para la selección de zonas con recursos renovables, se considerarán únicamente a aquellas con los mejores potenciales de generación de energía renovable convencional y no convencional, después de todo, serán la clave para que el precio final del hidrógeno verde sea favorable, tal y como se mencionó en la sección 1. 4. Es necesario aclarar que la disponibilidad in situ de agua, en sí misma, no implica una barrera absoluta, aun así, costos adicionales resultarían al tener que transportar y tratar el agua necesaria para el proceso de la electrólisis.

Por otra parte, además de la disponibilidad de agua y energía eléctrica renovable, es necesario tener en cuenta dos componentes que se encuentran dentro de la cadena de valor del hidrógeno, estos corresponden con su almacenamiento y transporte, ya que, la amplia infraestructura actualmente desplegada en materia de almacenamiento y transporte de otros gases como el gas natural, no es necesariamente apta para contener al hidrógeno, por lo tanto, en vista de la necesaria actualización de esta infraestructura para la introducción del hidrógeno en el mercado, se hace necesario tener en cuenta la cercanía con los puntos de la demanda del hidrógeno verde en pro de una transición sostenible, de esta manera, se pueden reducir gastos de inversión y por ende, el precio nivelado del hidrógeno será más favorable, al tiempo que, habrá mayor confiabilidad del sistema de producción de hidrógeno verde para con los centros de demanda. Por lo tanto, según el despliegue de las tecnologías del hidrógeno en diferentes aplicaciones a corto,

mediano y largo plazo según la “Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia” (MinMinas, BID & UK Government, s.f.), se tendrán en cuenta en las zonas a seleccionar, la cercanía con los potenciales mercados en los que el hidrógeno podría ser demandado. Además, considerando el mercado global del hidrógeno, junto con el alto potencial del país en materia de producción de hidrógeno verde, contar con un sistema de producción de hidrógeno verde aledaño a zonas portuarias para la posterior exportación de este recurso, podría también significar un ahorro en materia de inversión de tecnologías de almacenamiento y transporte de hidrógeno, ya que, la mayoría de los puertos cuentan con una infraestructura para el almacenamiento de gas y petróleo para su exportación en embarcaciones y dichas instalaciones podrían ser modificadas para contener al hidrógeno o en su defecto, podrían ser aprovechadas para almacenar a otros derivados del hidrógeno verde como el gas natural sintético, de esta manera, la selección de las zonas para la producción del hidrógeno verde, debería tener en cuenta este componente.

Como un complemento al párrafo anterior en materia de transporte de hidrógeno, contar con una infraestructura de gas natural, puede llegar a ser provechoso a la hora de pensar en la transformación del hidrógeno verde a un gas natural sintético, de manera que, si la región pensada para la instalación de un centro de producción de hidrógeno posee una infraestructura sólida para el transporte del gas natural, esto podría ser usado para transportar un derivado del hidrógeno verde, por lo tanto, este componente debería ser tomado en cuenta a la hora de seleccionar las mejores zonas para la producción del hidrógeno verde.

### **3.1 Metodología para la selección de las zonas aptas para la producción de hidrógeno**

Teniendo en cuenta lo mencionado en la parte introductoria de este capítulo, la metodología propuesta para la selección de las zonas de interés, partirá de la definición y resolución de 4 pilares clave, los cuales corresponden con: Búsqueda de zonas ricas en energía renovable en el país, búsqueda de zonas con una infraestructura sólida para el transporte de gas natural en el país, búsqueda de zonas portuarias marítimas del país como potenciales puntos de exportación de hidrógeno y, por último, la definición de los puntos de demanda del hidrógeno en el país. A futuro se podría considerar un nuevo pilar que involucre la presencia de yacimientos vacíos de gas natural, lo anterior, con el objetivo de utilizar dicho yacimiento como medio para almacenar hidrógeno, tal y como lo hace la empresa Argentina “Hychico” (Hychico S.A. , 2018) en sus instalaciones en la Patagonia Argentina, por lo pronto, la escasez de información imposibilita considerar este parámetro en el análisis de esta Tesis de investigación. Como un segundo y último paso después de completar cada pilar, se procederá a cuantificar a través de una calificación de 1 a 10 puntos y un peso establecido, cada una de las zonas propuestas por cada pilar y con esto, las zonas con el mejor puntaje serán las seleccionadas y utilizadas para proponer los casos de estudio. La explicación de la asignación de pesos y puntaje será explicada en la sección final de este capítulo.

**Figura 16.**

*Pilares clave para la selección de las zonas de interés*



El estudio realizado para cada uno de los pilares tendrá un foco especial en la ubicación (a nivel de municipio, departamento o región) de interés y no en otros detalles. Para ello, se utilizarán un gran número de fuentes de información que permitan establecer con precisión las localizaciones a tratar.

A continuación, se explica de manera general el procedimiento para completar cada uno de los pilares definidos anteriormente.

- Para la selección de las zonas ricas en energía renovable, se identificará el potencial de generación de energía renovable (especialmente el no convencional) en cada región del país y se presentarán los mapas con los proyectos vigentes (según el método de generación de energía eléctrica) establecidos y los que aún se encuentran preinscritos, lo anterior, permitirá identificar

las mejores zonas en materia de generación de energía, junto con, el avance del despliegue de las tecnologías asociadas a este método de generación.

- Para la búsqueda de las zonas que cuentan con una infraestructura sólida en materia de gas natural, se identificarán a través de mapas y textos, las rutas de aquellos gasoductos que se encuentran en el territorio nacional.
- Para la búsqueda de las zonas portuarias marítimas de Colombia, bastará con identificar en documentación y mapas, la ubicación de dichos puertos, así como, el fuerte de exportación para cada uno de ellos, lo cual, ayudará a establecer cuales puertos cuentan con un sistema sólido para el transporte de combustibles fósiles y derivados.
- Para la definición de los puntos de demanda en el país, se identificarán las locaciones de mayor importancia siguiendo las proyecciones de demanda de la hoja de ruta del hidrógeno, las cuales, identifican al sector transporte (vehículos de carga pesada, transporte marítimo y transporte aéreo) como el mayor demandante de hidrógeno, seguido del sector industrial en el que participan la industria del refino, la producción de amoníaco, la industria del acero y de cementos.

### **3.2 Zonas ricas en energía renovable en el país**

Colombia lidera la transición energética en América Latina gracias a su posición privilegiada en cuanto a fuentes renovables. El país cuenta con un promedio de radiación solar multianual de alrededor de  $4,5 \text{ kWh}/\text{m}^2$ , así como, 742.725 cuencas hidrográficas y un potencial de más de 25 GW en plantas eólicas. Estas características permiten que Colombia tenga precios competitivos en el mercado y un gran potencial de producción de hidrógeno verde para su exportación a nivel internacional.



**Tabla 11.***Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Andina*

| <b>POTENCIAL EN PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS</b>  |           |        |         |       |             |         |           |           |        |        |              |
|--|-----------|--------|---------|-------|-------------|---------|-----------|-----------|--------|--------|--------------|
| <b>Departamento</b>                                  | Antioquía | Boyacá | C/marca | Huila | N/Santander | Quindío | Risaralda | Santander | Tolima | Caldas | <b>Total</b> |
| <b>Potencia [MW]</b>                                 | 571       | 1319,4 | 1448,7  | 724,2 | 535,8       | 0,1     | 196,3     | 2939,2    | 1867,7 | 549,9  | 10152,300    |
| <b>Número de proyectos (vigentes y preinscritos)</b> | 46        | 39     | 71      | 43    | 30          | 3       | 26        | 58        | 81     | 16     | 413,000      |

**Tabla 12.***Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Pacífica*

| <b>POTENCIAL EN PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS</b> |       |                 |       |        |              |
|---|-------|-----------------|-------|--------|--------------|
| <b>Departamento</b>                                 | Choco | Valle del cauca | Cauca | Nariño | <b>Total</b> |
| <b>Potencia [MW]</b>                                | 2,8   | 1515,1          | 131,3 | 15,5   | 1664,7       |
| <b>Número de proyectos vigentes y preinscritos</b>  | 5     | 120             | 15    | 2      | 142          |

**Tabla 13.***Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Orinoquía*

| <b>POTENCIAL EN PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS</b> |      |         |          |        |              |
|---|------|---------|----------|--------|--------------|
| <b>Departamento</b>                                 | Meta | Vichada | Casanare | Arauca | <b>Total</b> |

|                                       |       |     |      |      |        |
|---------------------------------------|-------|-----|------|------|--------|
| <b>Potencia [MW]</b>                  | 932,1 | 1,6 | 85,8 | 69,6 | 1089,1 |
| <b>Número de proyectos (vigentes)</b> | 35    | 4   | 12   | 4    | 55     |

**Tabla 14.**

*Lista de proyectos solares vigentes y preinscritos en la región Amazónica*

| <b>POTENCIAL EN PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS</b> |          |         |         |          |          |        |              |
|---|----------|---------|---------|----------|----------|--------|--------------|
| <b>Departamento</b>                                 | Amazonas | Caquetá | Guainía | Guaviare | Putumayo | Vaupés | <b>Total</b> |
| <b>Potencia [MW]</b>                                | 2,1      | 90,6    | 12,3    | 0,9      | 13,4     | 10,8   | 130,1        |
| <b>Número de proyectos (vigentes)</b>               | 4        | 3       | 2       | 2        | 4        | 2      | 17           |

### **3.2.2 Zonas ricas en energía eólica**

En Colombia, la energía eólica representa una alternativa altamente rentable debido a las múltiples regiones que presentan condiciones propicias para la generación de electricidad constante durante gran parte del año. Además, los costos de inversión y recuperación son sostenibles. El "Atlas de viento y energía eólica de Colombia " (Ministerio de Minas y Energía, UPME - IDEAM, s.f.) indica que el mayor potencial eólico se encuentra en el departamento de La Guajira, donde los vientos alisios son constantes y la velocidad promedio del viento favorece la generación de electricidad. Otras regiones del país, como Villa de Leyva y las Islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, también son factibles para la implementación de proyectos eólicos (The AES Corporation, 2023 ). A continuación, se presentan las listas de proyectos eólicos en curso y en proceso de preinscripción en las regiones de Colombia que exhiben un considerable



### 3.3 Zonas con una infraestructura sólida para el transporte de gas natural en el país

En la figura 17 se señalan las principales áreas de producción de gas, las cuales se encuentran en las regiones Caribe y Oriental. En los últimos años, se han realizado exploraciones e inversiones significativas en estas zonas, lo que indica un alto potencial para un mercado competitivo con posibilidades de crecimiento (CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019).

El Sistema Nacional de Transporte (SNT) describe que el transporte de gas es de tipo radial, lo que asegura el suministro de gas a los usuarios finales. Las rutas de transporte de gas natural que se pueden observar en la figura 18, se corresponden con los departamentos de La Guajira, Magdalena, Atlántico, Córdoba, Cesar, Sucre, Norte de Santander, Antioquia, Santander, Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Tolima, Valle del Cauca, Huila, Cauca, Nariño y Meta (CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019).

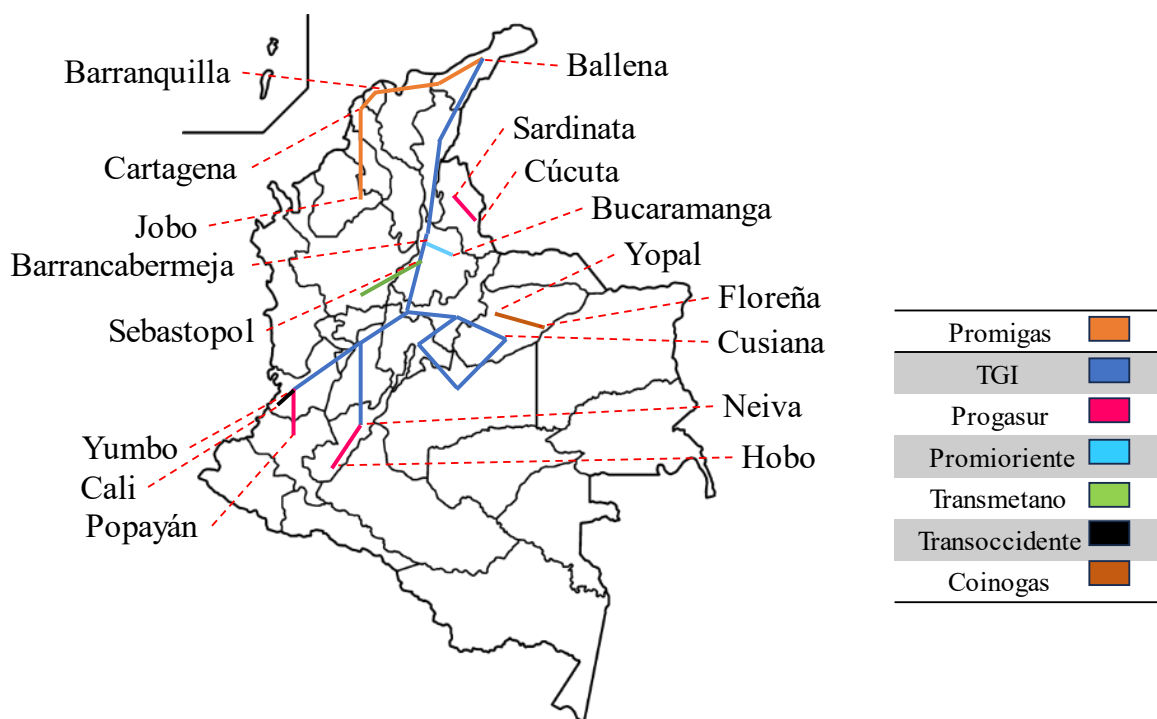
El artículo "Colombia unifica redes para transportar gas natural: ¿Qué implica?" (Quiroga Rubio, 2023) destaca el proyecto liderado por Promigas y la Transportadora de Gas Internacional (TGI) para unificar los sistemas de transporte de gas natural de la Costa Caribe y el interior de Colombia a través de una interconexión en La Guajira. Esta integración del mercado nacional de gas natural reducirá la probabilidad de desabastecimiento en caso de emergencias.

La infraestructura se estrenará con una capacidad de transporte de 7 millones de pies cúbicos de gas natural por día, que se sumará a los 50 MPCD ya existentes en la Costa Caribe hacia el interior del país para abastecer al sector de gas natural. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) está evaluando la capacidad adicional que se podría obtener a través de este proyecto (Quiroga Rubio, 2023).



**Figura 18.**

*Principales rutas de transporte de gas según el Sistema Nacional de Transporte (SNT)*



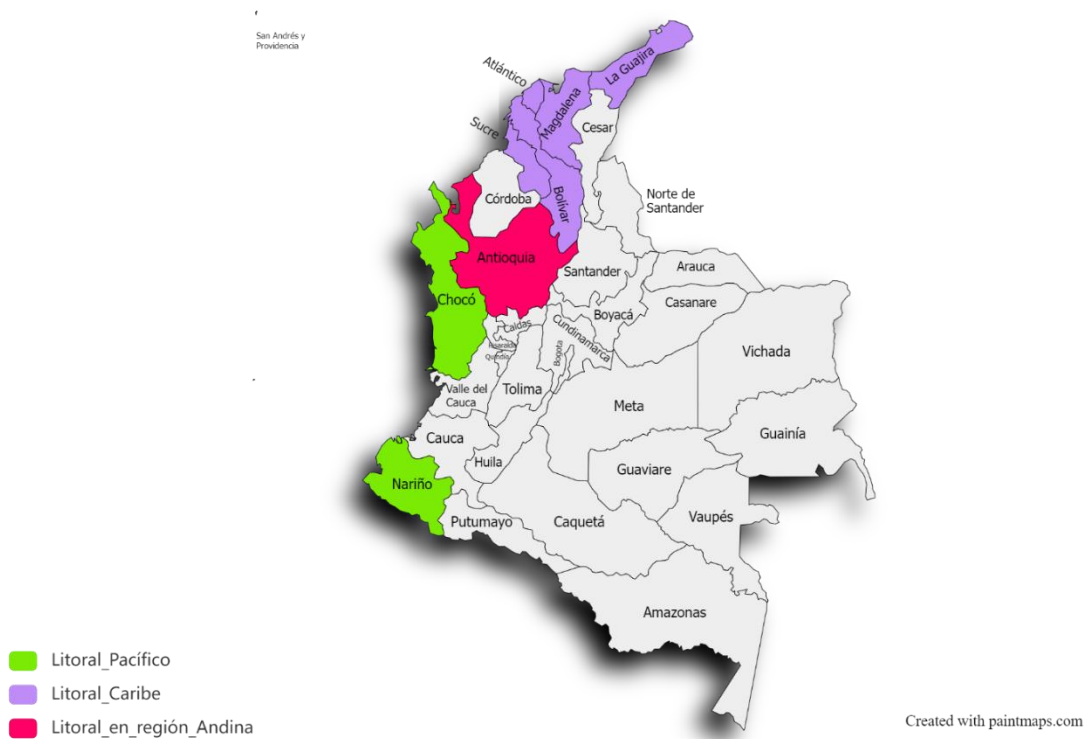
### 3.4 Zonas portuarias marítimas del país como potenciales puntos de exportación de hidrógeno

Las principales zonas portuarias en Colombia se encuentran en la costa caribe las cuales comprenden a Cartagena (Bolívar), Ciénaga (Magdalena), Barranquilla (Atlántico), Golfo de Morrosquillo (Sucre y Córdoba), La Guajira, San Andrés, Santa Marta (Magdalena) y el Golfo de Urabá (Antioquia, Córdoba y Chocó), además, en el pacífico se encuentran puertos marítimos en Buenaventura (Valle del Cauca) y Tumaco (Nariño), tal como lo indica el “Estudio de demanda y capacidad portuaria 2019” (Departamento Nacional de Planeación DNP, 2019). En dichos puertos existen distintos segmentos de carga para exportaciones, tales como: el carbón térmico, carbón

metalúrgico, coque, hidrocarburos incluyendo al gas, contenedores refrigerados, granel sólido (distinto al carbón), carga en general y granel líquido de hidrocarburos.

Según los segmentos de exportación, es posible detallar los productos que se exportan por sectores en cada uno de los puertos de Colombia, utilizando información recopilada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). En el Golfo de Morrosquillo, los productos más exportados son aceites, fueloil y crudo de petróleo, ya que este puerto es un importante punto de exportación de petróleo. En el puerto de Cartagena, los productos más destacados son el plástico, café, hierro y acero, y en la zona de Mamonal, también ubicado en Cartagena, se exportan carburorreacciones. En los puertos de Buenaventura y Santa Marta, los principales productos de exportación son el café, banano, destilados del petróleo y combustibles minerales. En el puerto de Barranquilla, predominan los destilados de petróleo, combustibles minerales, aluminio, grasas y aceites, mientras que, en el puerto de Riohacha, el principal producto de exportación es el carbón. Finalmente, en el puerto de Tumaco, los productos más exportados son aceites crudos de petróleo y aceites de palma.

En la figura 19 se puede observar la localización de los puertos marítimos de Colombia (Departamento Nacional de Planeación DNP, 2019).

**Figura 19.***Zonas portuarias en Colombia*

### 3.5 Puntos de demanda del hidrógeno en el país

El desarrollo de la demanda de hidrógeno de bajo carbono en el país previsto por la “Hoja de Ruta del hidrógeno en Colombia” (MinMinas, BID & UK Government, s.f.), posiciona al sector industrial y de transporte como los mayores centros de demanda de este recurso. A nivel industrial, el sector del refinado de combustible, el sector químico para la producción de amoníaco o combustibles sintéticos, el sector de fertilizantes, el sector minero y el siderúrgico, serán los mayores demandantes de hidrógeno de bajas emisiones. A nivel de transporte, el transporte pesado terrestre, el transporte aéreo y el marítimo, serán los principales demandantes de hidrógeno de bajas emisiones. A corto plazo, se espera que la demanda de hidrógeno de bajas emisiones se

desarrolle primeramente en el sector del refino de combustibles y, además, se esperan algunas aplicaciones al transporte terrestre pesado. A mediano plazo, se espera una fuerte penetración del hidrógeno de bajas emisiones en la producción de amoníaco para la producción de fertilizantes, así como, se prevén algunas aplicaciones terrestres ligeras. Por último, a largo plazo, se espera una gran demanda de hidrógeno de bajas emisiones (especialmente el verde) tanto para las aplicaciones ya mencionadas, como para el transporte marítimo y aéreo mediante derivados, incluso, la industria siderúrgica y la industria minera (a través del uso de camiones de pila de combustible) serán demandantes del energético. En este orden de ideas, se identificarán los centros de demanda ya mencionados en las diferentes regiones del país.

### ***3.5.1 Refinerías de Colombia***

Colombia, a lo largo de todo el territorio nacional, dispone de 5 refinerías (Arias, 2021), las cuales, están ubicadas en las regiones Andina, Caribe, Orinoquía y Amazonía, específicamente en los municipios de Barrancabermeja (Santander), Cartagena (Bolívar), Yopal (Casanare), Apiay (Meta) y Orito (Putumayo).

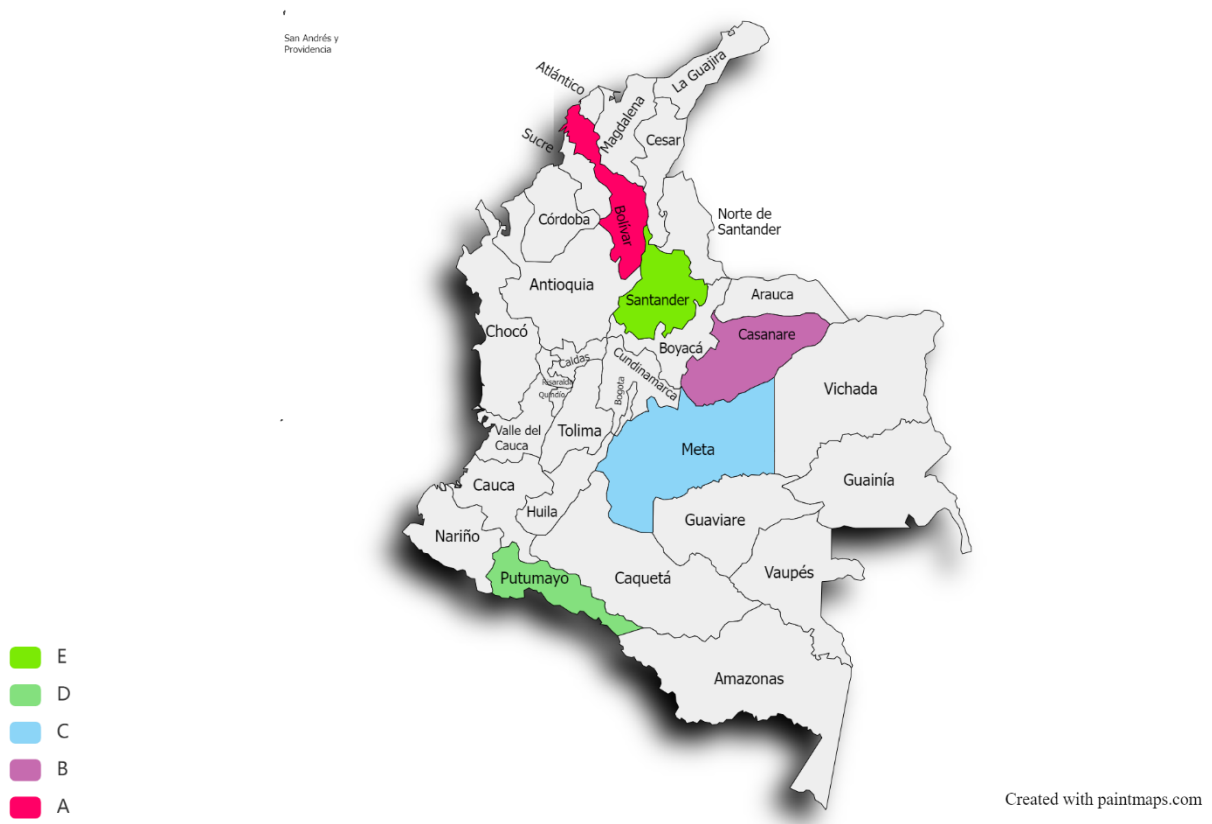
Las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja son las principales refinerías del país con capacidades de carga de barriles de petróleo que permiten superar el 90% de la totalidad de refinación, el porcentaje restante se reparte entre las refinerías de Yopal, Apiay y Orito (Arias, 2021), por lo tanto, Cartagena y Barrancabermeja serán dos puntos de demanda de hidrógeno de alto interés. Además de esto, la presencia de una zona portuaria marítima en Cartagena, así como, la cercanía a otros puertos como el de Barranquilla en el Atlántico, consolidan a estas dos zonas

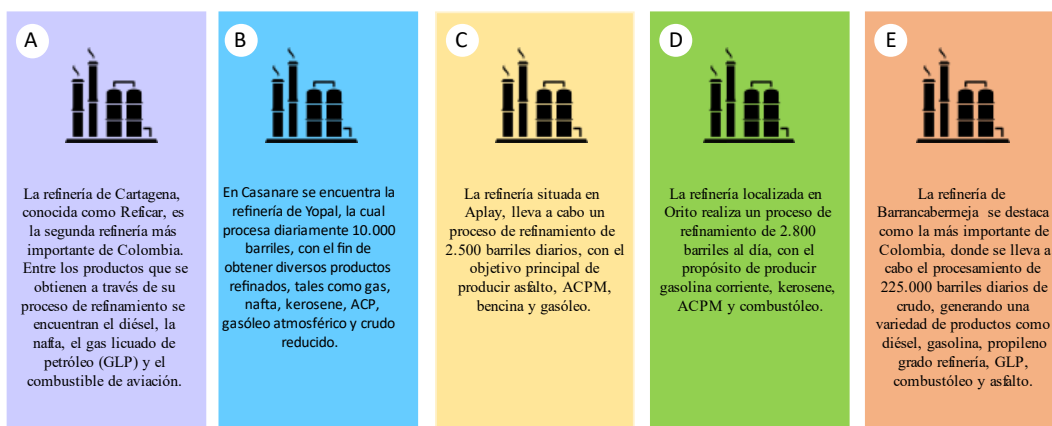
como grandes puntos de interés para la instalación de un sistema de producción de hidrógeno verde.

En las figuras 20 y 21 se resaltan las ubicaciones de las refinerías, junto con, algunos detalles en materia de producción de cada una de ellas (Arias, 2021).

**Figura 20.**

*Ubicaciones de las refinerías*



**Figura 21.***Detalles en materia de producción***3.5.2 Concentración de transporte de carga pesada terrestre en Colombia**

El flujo del transporte de carga pesada en Colombia puede variar dependiendo de la región y por supuesto, esto es inherente a la actividad económica de la zona, la cual, puede variar con el tiempo. En general, el volumen de tráfico de carga pesada se concentra en las zonas que son centros de extracción y producción de bienes, así como, de distribución de estos, por lo tanto, las zonas industriales de Colombia, las zonas agrícolas del país y las zonas con capacidad de recepción de carga para su importación/exportación son los principales focos de atención a la hora de pensar en el tránsito de vehículos de carga pesada. Según las cifras presentadas por el Ministerio de Transporte (Ministerio de Transporte, 2023 ), en su documento “Transporte en cifras 2019” (Ministerio de Transporte, 2020), las principales ciudades en materia de origen y destino de transporte de carga

por carretera son Bogotá (Cundinamarca), Medellín (Antioquia) y Cali (Valle del Cauca), así mismo, por la presencia de puertos marítimos en la zona caribe Colombiana y en el pacífico, Barranquilla (Atlántico), Buenaventura (Valle del Cauca), Cartagena (Bolívar) y Santa Marta (Magdalena), son otras de las ciudades que presentan gran tráfico de carga pesada. Basado en lo anterior, estas ciudades con grandes concentraciones de vehículos de carga pesada pueden ser consideradas a la hora de seleccionar una zona para la instalación de un sistema de producción de hidrógeno verde.

Es necesario aclarar que el tránsito vehicular de carga pesada no solo está ligado a las ciudades ya mencionadas. Claramente, existen muchas otras ciudades que involucran un gran tránsito de estos medios de transporte, aun así, para esta ocasión, se dispondrá únicamente de las zonas que involucren más cantidad de tránsito de carga pesada. Además, si bien se consideran estas zonas como posibles consumidores de hidrógeno por la presencia de vehículos de carga pesada, este parámetro puede dejar de tener un gran peso si se considera un despliegue amplio de las tecnologías del hidrógeno en el país, después de todo, en vez de pensar en sistemas de producción de hidrógeno repartidos en todo el país para el abastecimiento del energético hacia los vehículos de carga pesada, es más práctico considerar puntos de carga de hidrógeno (análogos a las estaciones de servicio de combustibles) que puedan estar repartidos en las diferentes regiones del país y principalmente en aquellas ciudades que sirven como punto de conexión entre los municipios que son productores o extractores de algún bien comercial. Sin embargo, se utilizarán los datos ya existentes con miras de que puedan facilitar en mayor medida la penetración del energético en estudio.

Para el caso del transporte terrestre de pasajeros, se debe especificar que solamente serán de interés aquellos medios de transporte con la capacidad de transportar a una gran cantidad de

pasajeros como los buses, busetas, microbuses, colectivos, metros y trenes, ya que, como ya se ha mencionado en el capítulo 1, estos serán los potenciales demandantes de hidrógeno verde y no los vehículos de transporte ligero. Por lo tanto, las zonas objetivo serán aquellas con una gran concentración de estos medios de transporte.

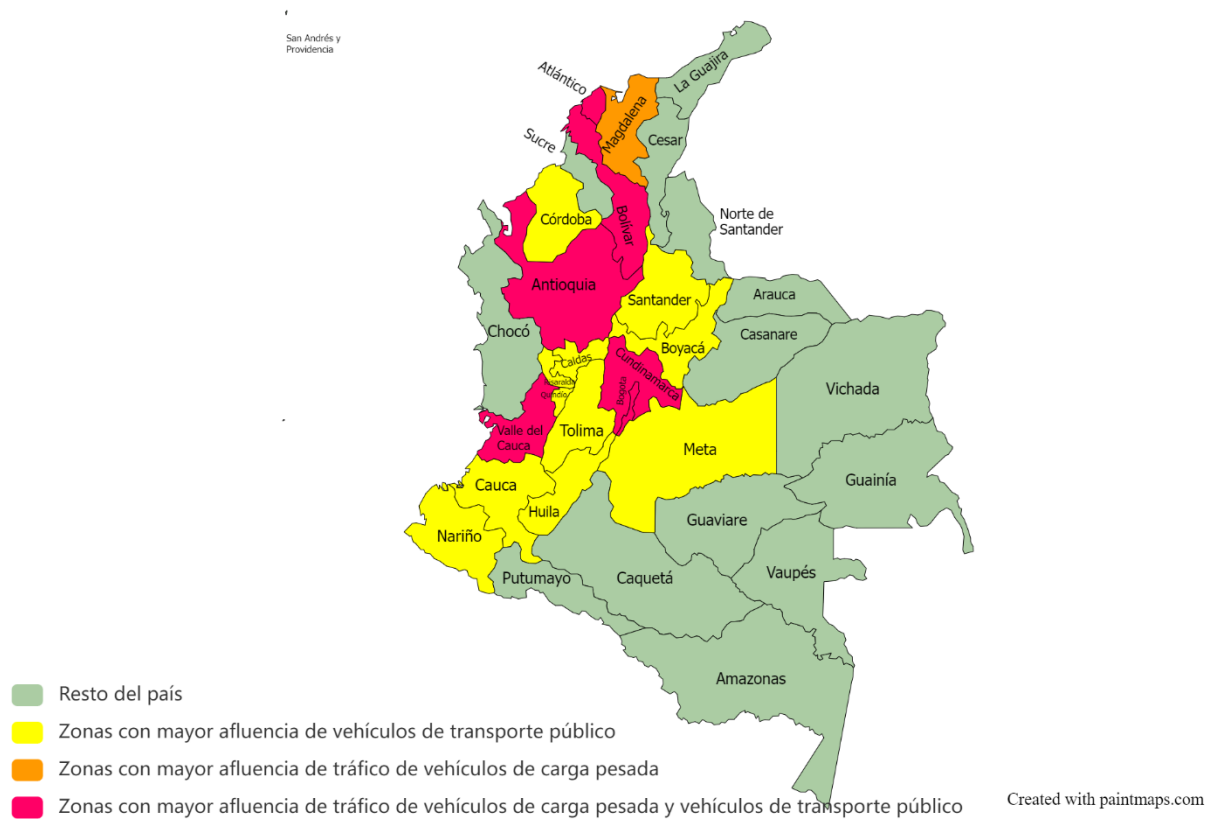
En general, la concentración de los medios de transporte terrestre de pasajeros está mayormente vinculada a las grandes ciudades del país que albergan a un gran número de habitantes, localidades o en su defecto, conforman un área metropolitana y que, además, son puntos estratégicos clave para llegar a otros destinos. Lo mencionado anteriormente involucra al transporte municipal e intermunicipal. En este orden de ideas, las ciudades con un sistema de transporte masivo o de grandes autobuses, así como, aquellas con los terminales de transporte más representativos en el país, serán zonas objetivo.

En Colombia, las grandes ciudades como Bogotá (Cundinamarca), Medellín (Antioquia), Cali (Valle del Cauca), Barranquilla (Atlántico), Cartagena (Bolívar), Bucaramanga (Santander) y Pereira (Risaralda) cuentan con un sistema de transporte masivo, estos corresponden con el TransMilenio (y a futuro, el metro de Bogotá), el Metro de Medellín y el Metroplus, el MIO, el Transmetro, el sistema integrado de transporte masivo Transcaribe, el sistema integrado de transporte masivo Metrolínea y el sistema integrado de transporte masivo Megabús, respectivamente (Perdomo, 2022). Así mismo, estas ciudades también disponen de un servicio de transporte público convencional, es decir, de autobuses. Claramente, este medio de transporte urbano está presente en la mayoría de las ciudades del país con un gran número de habitantes, aun así, solo se considerarán las zonas con una mayor densidad de estos. Por mencionar, Colombia inauguró un plan piloto de movilidad con hidrógeno a través de un bus impulsado por hidrógeno verde, el cual, circulará por la ciudad de Bogotá y trabajará la ruta del Sistema Integrado de

Trasporte (SITP), tal y como lo explica la “Plataforma para el desarrollo del hidrógeno verde latinoamericano y el caribe (H2lac)” (H2LAC Review!, 2023).

Por otra parte, a nivel de presencia de terminales de transporte, ciudades como Cali (Valle del Cauca), Medellín (Antioquia), Bogotá (Cundinamarca), Pereira (Risaralda), Armenia (Quindío), Tuluá (Valle del Cauca), Neiva (Huila), Ibagué (Tolima), Tunja (Boyacá), Duitama (Boyacá), Popayán (Cauca), Pasto (Nariño), Manizales (Caldas), Cartagena (Bolívar), Villavicencio (Meta), Bucaramanga (Santander) y Montería (Córdoba), presentan la mayor afluencia de pasajeros en sus terminales, a su vez, estos mismos terminales presentan un mayor despacho de vehículos de transporte terrestre, entre los cuales, los microbuses y buses son los más dominantes, tal y como lo señalan las estadísticas del año 2022 proporcionadas por el Ministerio de Transporte en la plataforma “Operación en las terminales de transporte terrestre de pasajeros homologadas y/o habilitadas del país” (Ministerio de Transporte , 2023).

En la figura 22 se muestra la zona (a nivel de departamento) que contiene a las ciudades de interés en materia de transporte de carga pesada terrestre y transporte público terrestre en Colombia.

**Figura 22.***Concentración de transporte de carga pesada terrestre en Colombia*

En Colombia, los terminales aéreos pueden estar administrados por la Aerocivil o pueden ser privados y militares. En su mayoría, son administrados por la Aerocivil y, aquellos con característica comercial están repartidos por todo el territorio nacional. Sin embargo, no todos estos terminales aéreos son de gran tamaño en materia de cantidad de aerolíneas presentes y por supuesto, de medios de transporte aéreo, por lo tanto, serán de interés aquellas terminales aéreas de tipo internacional (caracterizadas por tener una infraestructura aérea más amplia y, además, concentrar a un mayor número de aerolíneas frente a las otras tipologías), las cuales están ubicadas en diferentes ciudades de Colombia que bien pueden ser turísticas, industriales o comerciales.

Según la información presentada en el documento “Transporte en cifras 2019” (Ministerio de Transporte, 2020), en Colombia existen 16 aeropuertos que son internacionales y se encuentran ubicados en las ciudades de Bogotá (Cundinamarca), Pereira (Risaralda), Leticia (Amazonas), Cúcuta (Norte de Santander), Barrancabermeja (Santander), Bucaramanga (Santander), Valledupar (Cesar), Riohacha (La Guajira), Cartagena (Bolívar), Barranquilla (Atlántico), Santa Marta (Magdalena), San Andrés, Rionegro (Antioquia), Medellín (Antioquia), Armenia (Quindío) y Cali (Valle del Cauca).

Si bien, considerar los emplazamientos aéreos más significativos puede ser práctico, también es necesario resaltar que en algunos departamentos e incluso ciudades, hay presencia de más de un aeropuerto, por lo tanto, la mayor concentración de estas infraestructuras podría llegar a significar una mayor presencia de aeronaves y, por tanto, mayores demandantes de hidrógeno verde o sus derivados. En este orden de ideas, y según los datos presentados en el mismo documento (Ministerio de Transporte, 2020), algunos de los departamentos con presencia de más de un aeropuerto con tipología internacional, regional o nacional, se muestran en la tabla 17.

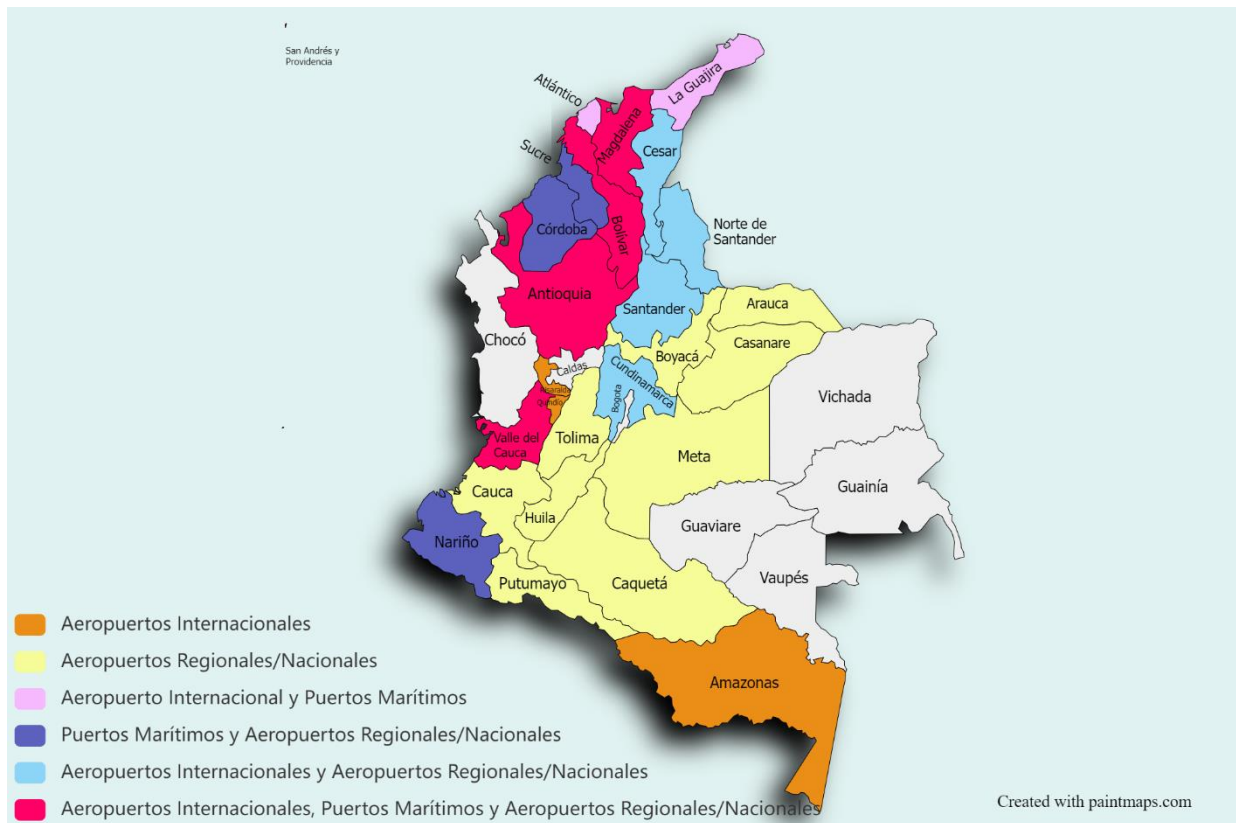
**Tabla 17.**

*Departamentos con presencia de más de un aeropuerto con tipología internacional, regional o nacional*

| <b>Departamento</b> | <b>Terminales<br/>aéreos tipo<br/>regional</b> | <b>Terminales<br/>aéreos tipo<br/>nacional</b> | <b>Terminales<br/>aéreos tipo<br/>internacional</b> |
|---------------------|--|--|---|
| Antioquia           | 5  | 0  | 2   |
| Arauca              | 6  | 0  | 0   |
| Atlántico           | 0  | 0  | 1   |
| Bolívar             | 2  | 0  | 1   |
| Boyacá              | 2  | 0  | 0   |
| Casanare            | 5  | 0  | 0   |

| <b>Departamento</b>         | <b>Terminales<br/>aéreos tipo<br/>regional</b> | <b>Terminales<br/>aéreos tipo<br/>nacional</b> | <b>Terminales<br/>aéreos tipo<br/>internacional</b> |
|-----------------------------|--|--|---|
| Cauca                       | 1  | 1  | 0   |
| Cesar                       | 1  | 0  | 1   |
| Amazonas                    | 0  | 0  | 1   |
| Córdoba                     | 2  | 1  | 0   |
| Cundinamarca                | 1  | 0  | 1   |
| Caquetá                     | 2  | 0  | 0   |
| Huila                       | 1  | 1  | 0   |
| La Guajira                  | 0  | 0  | 1   |
| Magdalena                   | 2  | 0  | 1   |
| Meta                        | 2  | 0  | 0   |
| Nariño                      | 1  | 2  | 0   |
| Nte. De Santander           | 1  | 0  | 1   |
| Putumayo                    | 2  | 0  | 0   |
| Quindío                     | 0  | 0  | 1   |
| Risaralda                   | 0  | 0  | 1   |
| San Andrés y<br>Providencia | 0  | 1  | 1   |
| Santander                   | 1  | 0  | 2   |
| Sucre                       | 2  | 0  | 0   |
| Tolima                      | 3  | 1  | 0   |
| Valle del Cauca             | 0  | 1  | 1   |

Por otra parte, la información con respecto a la ubicación de las zonas portuarias marítimas de Colombia ya fue tratada en la sección 3.4 del presente documento, por lo tanto, solo se indicarán en la figura 23 la ubicación de estas, junto con, los departamentos mencionados en la tabla 18 en materia de presencia de aeropuertos.

**Figura 23.***Ubicación de las zonas portuarias marítimas de Colombia*

### 3.5.3 Producción de amoníaco y fertilizantes en Colombia

El amoníaco ( $NH_3$ ) es un compuesto esencial en la producción de fertilizantes, los cuales son indispensables para el crecimiento de las plantas y la producción de alimentos. En el contexto de Colombia, un país con un gran potencial en el sector agroindustrial, el amoníaco juega un papel crucial para garantizar la rentabilidad y el desarrollo sostenible de esta industria.

El artículo titulado "Producción de amoníaco verde, la apuesta para el agro del país" (Castro V. , 2022) informa sobre los planes de Monómeros, una empresa colombiana, que tiene como principal objetivo instalar una planta de producción de amoníaco en Barranquilla utilizando

energía eólica a través de la producción de hidrógeno mediante el proceso de electrólisis. Esta iniciativa se considera un logro importante para el desarrollo agroindustrial del país, especialmente en medio de la escasez y el aumento de precios de los fertilizantes importados en Colombia debido a la pandemia del COVID-19, la guerra entre Rusia y Ucrania, y otros eventos internacionales.

El objetivo de Monómeros es garantizar la demanda de insumos químicos a largo plazo, reducir la dependencia de la oferta internacional, lo cual contribuirá a la sostenibilidad y el autoabastecimiento del sector agrícola en Colombia.

Es necesario aclarar que, por lo pronto, no hay una infraestructura para la producción de amoníaco y, por tanto, de fertilizantes en el país, lo cual, a su vez, indica que no hay zonas en específico que puedan llegar a ser consideradas. Por ello, la consideración de este potencial demandante deberá ser estudiado con más detalle en la medida que evoluciona el mercado del hidrógeno y del amoníaco en Colombia. Aun así, pensando en un modelo de desarrollo descarbonizado (lo cual es el objetivo del país en materia de cambio climático) y observando con detalle el modelo de producción de amoníaco de la figura 59, se puede llegar a decir que las zonas con un alto potencial de generación de energía renovable (especialmente la no convencional) son claves para la consecución del mercado del amoníaco verde en el país y por ello, dichas zonas tendrán un mayor peso a la hora de seleccionar el candidato definitivo para la instalación del sistema de producción de hidrógeno verde.

#### ***3.5.4 Siderúrgicas de Colombia***

Colombia dispone de la participación de 5 empresas siderúrgicas conocidas como Acerías Paz del Río, Gerdau Diaco, SIDENAL, SIDOC y Ternium (Comité Colombiano de Productores

de Acero, 2018), las cuales, tienen sus plantas ubicadas a lo largo del territorio Nacional. Es necesario aclarar que la infraestructura de estas empresas involucra plantas industriales y sedes corporativas para asesorías y ventas, por lo tanto, serán de interés aquellas zonas donde están presentes las plantas industriales de las siderúrgicas ya mencionadas, después de todo, estos serán potenciales demandantes de hidrógeno para los procesos de DRI o para generar el calor y temperatura requeridos en este proceso industrial. A continuación, se presenta la ubicación de las plantas de interés:

- Acerías Paz del Río tiene su frente de operación en Boyacá y Cundinamarca, en donde, la planta industrial de esta empresa (planta industrial siderúrgica Belencito) se encuentra ubicada en el municipio de Nobsa (Boyacá), además, en el municipio de Paz de Río (Boyacá), se encuentra la Mina de Hierro El Uvo y Planta Lavadora, en donde se extrae y se prepara el mineral que se usa en el alto horno en Belencito (Paz del rio, 2014 ) (El Tiempo , 2003).

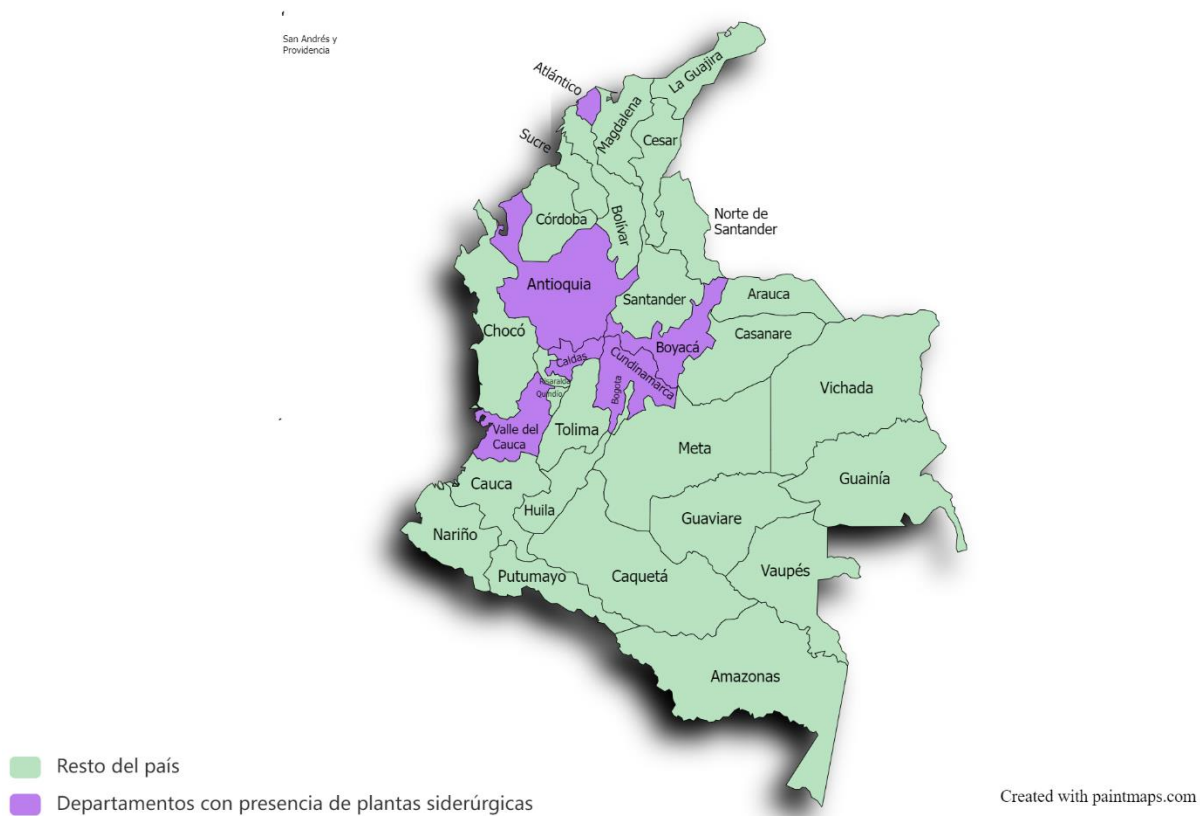
- Gerdau Diaco, por su parte, tiene un frente de operación en Bogotá y Cundinamarca, Huila, La Guajira, Magdalena, Antioquia, Meta, Nariño, Quindío, Atlántico, Risaralda, Bolívar, Santander, Boyacá, Sucre, Caldas, Tolima, Casanare, Cesar, Valle del Cauca, Choco y Córdoba. Sin embargo, la planta productora de acero se encuentra únicamente en Boyacá en el municipio de Tuta, en donde, se recicla chatarra ferrosa y se convierte en acero, además, esta empresa cuenta con tres plantas de laminación ubicadas en Tuta (Boyacá), Tocancipá y Muña (Cundinamarca) (Gerdau Diaco, 2019), por otra parte, sus plantas de corte y doble se encuentran únicamente en Cota (Cundinamarca), Medellín (Antioquia), Cartagena (Bolívar), Neiva (Huila), Santa Marta (Magdalena), Pereira (Risaralda), Bucaramanga (Santander) e Ibagué (Tolima) (Gerdau Diaco Colombia, 2019).

- La empresa SIDENAL, tiene su sede principal en la ciudad de Sogamoso (Boyacá) y una segunda sede en Tocancipá (Cundinamarca), así como, una sede corporativa en Bogotá (Linares Diaz, 2010).
- La empresa SIDOC, por su parte, realiza labores de acopio y procesamiento de chatarra, fundición y fabricación de acero en acerías en dos plantas ubicadas en Yumbo (Valle del Cauca) (Siderúrgica Del Occidente S.A.S, 2018).
- Por último, la empresa Ternium cuenta con cinco centros productivos localizados en Manizales (Caldas), Cali (Valle del Cauca), Itagüí (Antioquia), Barranquilla (Atlántico) y Palmar de Varela (Atlántico) (Castro, 2022).

La ubicación de la infraestructura de estas empresas se puede observar en la figura 24.

#### Figura 24.

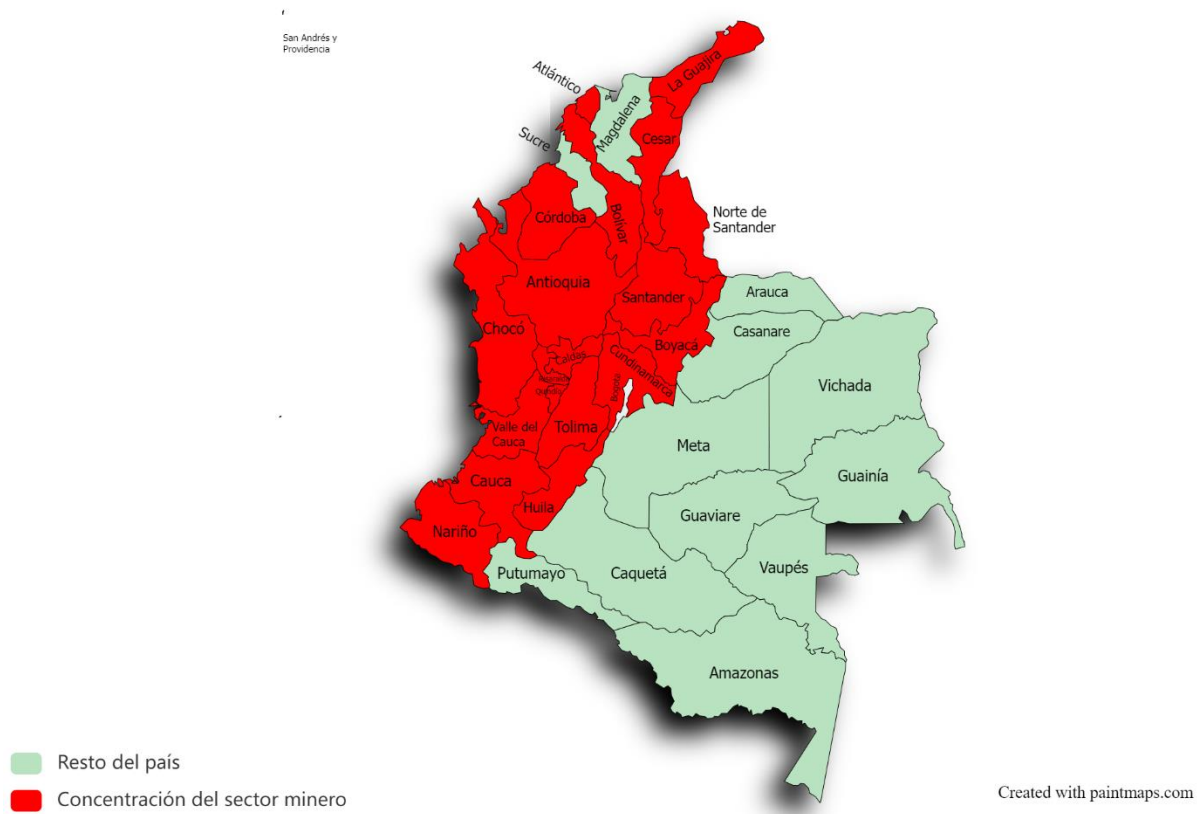
*Ubicación de la infraestructura de estas empresas*



### ***3.5.5 Concentración del sector minero en Colombia***

El sector minero en Colombia, está caracterizado por la producción de una amplia gama de minerales, tales como, el carbón (térmico, metalúrgico y antracitas), mineral de níquel, hierro, cobre, oro, plata, platino, esmeraldas y materiales para la industria y construcción (EITIC Colombia, 2016). La infraestructura dispuesta para ejecutar la actividad minera se encuentra distribuida en casi todos los departamentos del país, aun así, son solo algunos los departamentos que cuentan con una gran cantidad de títulos mineros y, por tanto, serán estos los sitios de interés, ya que, se espera que la concentración de mayores títulos mineros implique mayor uso de maquinaria que requiera del energético en estudio (hidrógeno verde).

Entre los departamentos con gran potencial de extracción, se encuentran La Guajira, Norte de Santander, Nariño, Cauca, Cundinamarca, Cesar, Boyacá, Santander, Bolívar, Caldas, Choco, Antioquia, Tolima y Córdoba, tal y como lo señala la editorial Portafolio en su artículo “Con minería de 14 departamentos se busca reactivación” (Portafolio, 2021 ). Los anteriores departamentos están caracterizados por poseer una gran cantidad de títulos mineros y a la lista ya mencionada, se le pueden sumar otros departamentos como Atlántico, Risaralda, Valle del Cauca, Quindío y Huila (Benítez Piñeros, 2017). Observar la figura 25.

**Figura 25.***Departamentos con gran potencial de extracción***3.5.6 Otros posibles centros de demanda de hidrógeno**

Si bien ya se han mencionado los principales centros de demanda de hidrógeno del país y las ubicaciones de estos según las proyecciones de la “Hoja de Ruta del hidrógeno en Colombia” (MinMinas, BID & UK Government, s.f.), cabe resaltar que puede llegar a haber otro tipo de clientes que requieran del energético, entre estos, se encuentran las cementeras, las cuales, pueden utilizar el hidrógeno como recurso para producir el calor y temperatura que requieren en sus procesos productivos.

**3.5.6.1 Cementeras en Colombia.** En Colombia, hay una gran presencia de empresas cementeras que tienen sus plantas a lo largo del territorio nacional, entre estas empresas están: ARGOS, HOLCIM, CEMEX, FORTECEM, ULTRACEM, Cementos Tequendama, Cementos Oriente, Cementos San Marcos, Cemento Vallenato, Cemento Patriota y ALION (Neira Marciales, 2019).

En la tabla 18 se muestra la información de la ubicación de las plantas de cemento de las empresas mencionadas con anterioridad.

**Tabla 18.**

*Información de la ubicación de las plantas de cemento*

| <b>Empresa</b>      | <b>Ubicación de la cementera</b>   |
|---------------------|--|
| ARGOS               | Posee 7 plantas que se ubican en Sogamoso (Boyacá), Montebello (Antioquia), Puerto Nare (Antioquia), Sonsón (Antioquia), Tolú Viejo (Sucre), Cartagena (Bolívar) y Yumbo (Valle del Cauca) (Argos, 2021) |
| HOLCIM              | La planta se ubica en Nobsa (Boyacá) (Grupo Holcim , 2023)   |
| CEMEX               | Posee 4 plantas que se ubican en La Calera (Cundinamarca), Payandé (Tolima), Los Patios (Norte de Santander) y en Clemencia (Bolívar) (Cemex Colombia, s.f.)   |
| FORTECEM            | La planta se ubica en Tocancipá (Cundinamarca) (Fortecem, 2021)  |
| ULTRACEM            | La planta se ubica en Galapa (Atlántico) (Ultracem, s.f.)  |
| Cementos Tequendama | La planta se ubica en Suesca (Cundinamarca) (Cetesa, s.f.)   |
| Cementos Oriente    | Posee dos plantas que se ubican en Sogamoso (Boyacá) y en Sabanagrande (Atlántico) (Cementos del Oriente, 2023)  |
| Cementos San Marcos | La planta se ubica en Yumbo (Valle del Cauca) (Cementos San Marcos, s.f.)  |
| Cemento Vallenato   | La planta se ubica en La Paz (Cesar) (Cemento Vallenato, 2023 )  |
| Cemento Patriota    | La planta se ubica en Sogamoso (Boyacá) (El Editor S.A.S., 2019)   |
| ALION               | La planta se ubica en Sonsón (Antioquia) (ALIÓN, 2020)   |

*Nota.* Tomado de información de las páginas de cada empresa

### **3.6 Selección de las zonas más aptas para la instalación de una planta de producción de hidrógeno verde.**

#### ***3.6.1 Descripción del método utilizado para la selección de las zonas***

A continuación, se presentará el desarrollo de un método cuantitativo para la selección de las zonas de interés en Colombia.

En la tabla 19 se puede observar un ejemplo de la estructura diseñada para la calificación por departamento según los pilares propuestos al inicio de este capítulo. En dicha tabla, se clasifican los departamentos por región y se les asigna una calificación de 0 a 10, lo cual se puede realizar en la casilla denominada como “Calificación”. El valor asignado, estará relacionado con el factor relevante que se encuentra en la primera columna de izquierda a derecha de la tabla. Inmediatamente asignado el valor para cada factor relevante, este puntaje será multiplicado por un parámetro denominado “Peso asignado”, el cual, está ubicado en la segunda columna de izquierda a derecha de la tabla. Dicho parámetro corresponde con el grado de importancia de los factores relevantes en la selección de las zonas, después de todo, algunos factores son más significativos que otros y, por tanto, poseen un mayor peso. El resultado de la multiplicación se mostrará en la casilla “Calificación ponderada” y la suma total de los valores de esta casilla resultarán en el puntaje final por cada departamento. Por último, al tener cuantificados a todos los departamentos según el método propuesto, se presentarán dichos resultados en otra tabla, tal y como se muestra en la tabla 20 de ejemplo.

**Tabla 19.***Modelo para la calificación de las zonas por departamento*

| N° | Departamento   |               | Dep. 1            |                        | Dep. 2            |                        |
|----|--|---------------|-------------------|------------------------|-------------------|------------------------|
|    | Factor relevante   | Peso asignado | Calificación      | Calificación ponderada | Calificación      | Calificación ponderada |
| 1  | Potencial de generación de energía renovable (Especialmente la no convencional).                                     | 0,400         |                   | 0,000                  | 10,000            | 4,000                  |
| 2  | Presencia de una infraestructura sólida para el transporte de gas natural.   | 0,040         |                   | 0,000                  | 10,000            | 0,400                  |
| 3  | Presencia de puertos marítimos como potenciales puntos de exportación y como potencia punto de demanda de hidrógeno. | 0,120         |                   | 0,000                  | 10,000            | 1,200                  |
| 4  | Zonas cercanas al mercado (Refinerías).  | 0,080         |                   | 0,000                  | 5,000             | 0,400                  |
| 5  | Zonas cercanas al mercado (Carga pesada terrestre).  | 0,120         |                   | 0,000                  | 5,000             | 0,600                  |
| 6  | Zonas cercanas al mercado (Transporte aéreo).  | 0,120         |                   | 0,000                  | 5,000             | 0,600                  |
| 7  | Zonas cercanas al mercado (Zonas de producción de amoníaco y fertilizantes).   | 0,035         |                   | 0,000                  | 1,000             | 0,035                  |
| 8  | Zonas cercanas al mercado (Plantas siderúrgicas).  | 0,035         |                   | 0,000                  | 1,000             | 0,035                  |
| 9  | Zonas cercanas al mercado (Sector minero).   | 0,035         |                   | 0,000                  | 0,000             | 0,000                  |
| 10 | Zonas cercanas al mercado (Plantas cementeras).  | 0,015         |                   | 0,000                  | 0,000             | 0,000                  |
|    | <b>Suma Total</b>  | <b>1,000</b>  | <b>Suma Total</b> | <b>0,000</b>           | <b>Suma Total</b> | <b>7,270</b>           |

**Tabla 20.***Tabla de ejemplo*

| <b>Departamento</b> | <b>Puntaje Final</b> |
|---------------------|----------------------|
| <b>Dep. 1</b>       | 0,000                |
| <b>Dep. 2</b>       | 7,270                |
| <b>Dep. 3</b>       | 0,000                |
| <b>Dep. 4</b>       | 0,000                |
| <b>Dep. 5</b>       | 0,000                |

### ***3.6.2 Asignación de los pesos para cada uno de los factores relevantes***

El peso asignado a cada factor relevante será determinado según la información sustentada a lo largo de toda esta investigación, especialmente, la información proporcionada en el capítulo 1 y el presente, en donde, las proyecciones del costo, demanda y uso del hidrógeno juegan un papel muy importante. Además de esto, el conocimiento, criterio y experiencia adquirida a lo largo de la formación profesional como estudiantes de Ingeniería, también tomarán parte en la asignación de los pesos. Por tanto, es necesario aclarar que dichos pesos pueden no ser replicados para todos los casos de análisis de zonas aptas para la producción de hidrógeno verde, ya que, el criterio y conocimiento de quienes ejecutan esta actividad, puede tener un frente diferente, además, cambios en el mercado del hidrógeno y cambios en la geografía, pueden llegar a establecer nuevos y mejores pesos para cada uno de los factores relevantes, incluso, podrían eliminar algunos de los propuestos y agregar nuevos factores más representativos.

A continuación, se expone el razonamiento bajo los pesos asignados:

- El primer factor relevante (siendo este el factor de energía renovable) representa el mayor de los pesos en materia de selección de zonas, lo anterior, se debe a la gran incidencia de este parámetro con el precio final que puede llegar a tener el hidrógeno verde, tal y como ya se ha explicado en las secciones anteriores. Además de esto, los beneficios ya explicados del conjunto “sistema de producción de hidrógeno verde-sistema de generación de energía renovable no convencional”, pueden significar mejores oportunidades para el país a la hora de cumplir con los objetivos de descarbonización, por lo tanto, zonas con un gran potencial de generación renovables o en su defecto, zonas con un buen número de proyectos vigentes relacionados con esto, serán de mayor interés. Para este análisis, se le asignó un valor de 0,4 de 1.

- El segundo factor relevante (siendo este el factor relacionado con la infraestructura de gas natural) representa un peso moderado en la selección de zonas, ya que, si bien puede significar un medio útil para transportar derivados del hidrógeno verde, como, por ejemplo, el metano sintético; también es una teoría de aplicación que requiere de más estudio, ya que, se debe evaluar el componente de pérdidas al transformar el hidrógeno en un gas sintético, al tiempo que, se deben evaluar las pérdidas que requerirían volver a transformar dicho gas sintético en hidrógeno en caso de que se requiera específicamente de este energético (después de haber sido transportado). Por otra parte, considerando que a futuro se espera una gran demanda de hidrógeno verde para la producción de derivados como combustibles sintéticos; contar con una gran infraestructura (gasoductos que pueden ser actualizados) para el transporte del recurso, puede ayudar a impulsar estas aplicaciones del hidrógeno en el país y a su vez, garantizar un proceso de transición energética sostenible. A pesar de esto, este parámetro tiene un menor peso que el tercer factor

relevante y algunos factores relacionados con la cercanía del mercado, ya que, se consideran de mayor importancia. Para este análisis, se le asignó un valor de 0,04 de 1.

- El tercer factor relevante (siendo este el factor relacionado a la presencia de puertos marítimos) representa un peso significativo en la selección de zonas, lo anterior, se debe a dos puntos relevantes que hacen parte de las proyecciones del hidrógeno en Colombia. El primero de ellos establece a estos puertos marítimos como puntos potenciales para la exportación del hidrógeno, aprovechando la presencia de dos océanos en el país; el segundo, establece al transporte marítimo como potencial demandante del energético, en donde, se espera que su participación en la demanda permita al sector transporte alcanzar una demanda del 64% del hidrógeno producido para el año 2050. En ese orden de ideas, como potencial demandante y a su vez, como un punto estratégico para el comercio internacional del energético, se establece este factor como muy relevante. Para este análisis, se le asignó un valor de 0,12 de 1.

- El cuarto factor relevante (siendo este el factor relacionado a la presencia de refinerías) representa un peso significativo en la selección de zonas, aunque, es un peso inferior al tercer factor y a otros factores relacionados con la cercanía del mercado. Lo anterior, se debe a que este sector industrial será el primero en ayudar a establecer el mercado del hidrógeno, además, para 2050 será el subsector industrial de mayor demanda de hidrógeno, pero, dicha demanda será inferior a la proyectada para el transporte y, además, debido a los objetivos del país en materia de transición energética, un escenario esperado a futuro es la reducción de la producción de combustibles fósiles como un energético para el país, por lo tanto, este factor relevante relacionado con la cercanía del mercado, para este análisis, tendrá un peso de 0,08 de 1.

- El quinto factor relevante (siendo este el factor relacionado a la concentración de transporte pesado terrestre) representa un peso significativo en la selección de zonas, lo anterior,

se debe a que este subsector del transporte permitirá alcanzar una demanda del 64% de hidrógeno para 2050, además, en conjunto con el sector refino, ayudará a establecer el mercado del hidrógeno en el país y será el primero en ser demandante de hidrógeno en el sector transporte. Para este análisis, se le asignó un peso de 0,12 de 1.

- El sexto factor relevante (siendo este el factor relacionado a la concentración de transporte aéreo) al igual que el quinto factor, tiene un peso de 0,12 de 1. Lo anterior, se debe a la importancia de este subsector del transporte en la demanda esperada de hidrógeno verde, al igual que, el sector de transporte terrestre pesado y marítimo. Se aclara que todos los subsectores del transporte se identificaron como igual de importantes.

- Los factores relevantes número 7, 8 y 9, relacionados con la cercanía del mercado, tienen un peso no muy significativo, ya que, son mercados que, a pesar de que se proyectan como demandantes del energético en estudio, la suma de la demanda total de hidrógeno de estos tres mercados del sector industrial no superará la demanda del sector refino en ninguna proyección hasta el año 2050, por ello, para este análisis, se les asignó un peso de 0,035 de 1.

- El décimo y último factor relevante tiene el menor de los pesos en este estudio, ya que, si bien es un mercado que puede demandar del energético, aun no se tiene presente su participación en las proyecciones realizadas sobre la demanda de hidrógeno, por lo tanto, la participación de este factor, para este análisis, tendrá un peso de 0,015 de 1.

### ***3.6.3 Metodología para la calificación***

**3.6.3.1 Criterio de calificación por potencial de generación de energía renovable no convencional.** Para la calificación del potencial de energía renovable no convencional se utilizó



|                   |    |    |    |    |    |    |   |    |
|-------------------|----|----|----|----|----|----|---|----|
| <b>Septiembre</b> | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 0 | 1  |
| <b>Octubre</b>    | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 0 | 1  |
| <b>Noviembre</b>  | 0  | 0  | 1  | 0  | 1  | 1  | 0 | 0  |
| <b>Diciembre</b>  | 1  | 1  | 1  | 0  | 1  | 1  | 0 | 1  |
| <b>puntuación</b> | 11 | 11 | 12 | 10 | 12 | 12 | 0 | 11 |

**Tabla 22.***Calificación de potencial eólico para la región caribe*

| <b>POTENCIAL EÓLICO</b> |           |         |       |         |         |           |            |       |
|-------------------------|-----------|---------|-------|---------|---------|-----------|------------|-------|
|                         | Atlántico | Bolívar | Cesar | Córdoba | Guajira | Magdalena | San Andrés | Sucre |
| <b>Enero</b>            | 1         | 1       | 1     | 0       | 1       | 1         | 0          | 0     |
| <b>Febrero</b>          | 1         | 1       | 1     | 1       | 1       | 1         | 0          | 0     |
| <b>Marzo</b>            | 1         | 1       | 1     | 1       | 1       | 1         | 0          | 0     |
| <b>Abril</b>            | 1         | 1       | 1     | 1       | 1       | 1         | 0          | 0     |
| <b>Mayo</b>             | 1         | 1       | 1     | 0       | 1       | 1         | 0          | 0     |
| <b>Junio</b>            | 1         | 1       | 1     | 0       | 1       | 0         | 0          | 0     |
| <b>Julio</b>            | 1         | 1       | 1     | 0       | 1       | 0         | 0          | 0     |
| <b>Agosto</b>           | 1         | 1       | 1     | 0       | 1       | 0         | 0          | 0     |
| <b>Septiembre</b>       | 0         | 0       | 0     | 0       | 1       | 0         | 0          | 0     |
| <b>Octubre</b>          | 0         | 0       | 0     | 0       | 1       | 0         | 0          | 0     |
| <b>Noviembre</b>        | 1         | 1       | 1     | 0       | 1       | 0         | 0          | 0     |
| <b>Diciembre</b>        | 1         | 1       | 1     | 0       | 1       | 0         | 0          | 0     |
| <b>Puntuación</b>       | 10        | 10      | 10    | 3       | 12      | 5         | 0          | 0     |

Asimismo, se identificaron los proyectos vigentes y preinscritos en cada departamento para visualizar la potencia ya instalada o próxima a instalarse. Esto se hizo con el objetivo de aprovechar los proyectos de generación de energía eólica y solar que ya se encuentran establecidos en las zonas, lo anterior, bajo la posibilidad de crear escenarios de producción de hidrógeno en paralelo con el modelo de negocio de venta de energía de los parques solares y eólicos ya establecidos, tal como se indica en las tablas 10,11,12,13,14,15 y 16.

Posteriormente, se crearon las tablas 23 y 24 para asignar una calificación general a cada departamento, tal y como se explica a continuación:

- Con base en la puntuación total obtenida en las tablas 21 y 22, se asignará una nueva calificación del uno al diez, tanto para la radiación solar como para la intensidad de los vientos en cada departamento.
- Por otra parte, con respecto a los proyectos preinscritos y vigentes, se establece un límite máximo de potencia y se divide en rangos, lo que permite establecer otro criterio de calificación del uno al diez en función de la capacidad de generación de energía.

**Tabla 23.**

*Criterio de calificación, según proyectos de generación de energía solar y mediante los mapas de irradiación solar*

| <b>Clasificación</b><br><b>por potencia en</b><br><b>proyectos vigentes y preinscritos</b><br><b>[MW]</b> | <b>Puntuación</b> | <b>Calificación por mapas</b><br><b>de irradiación solar</b><br><b>por meses</b> | <b>Puntuación</b> |
|---|-------------------|--|-------------------|
| <b>0-350</b>  | 1                 | 0 a 1  | 1                 |
| <b>350-700</b>  | 2                 | 1 a 2  | 2                 |
| <b>700-1050</b>   | 3                 | 2 a 3  | 3                 |
| <b>1050-1400</b>  | 4                 | 3 a 4  | 4                 |
| <b>1400-1750</b>  | 5                 | 4 a 5  | 5                 |
| <b>1750-2100</b>  | 6                 | 5 a 6  | 6                 |
| <b>2100-2450</b>  | 7                 | 6 a 7  | 7                 |
| <b>2450-2800</b>  | 8                 | 7 a 8  | 8                 |
| <b>2800-3150</b>  | 9                 | 8 a 9  | 9                 |
| <b>&gt;3150</b>   | 10                | 9 a 12   | 10                |

**Tabla 24.**

*Criterio de calificación, según proyectos de generación de energía eólica y mediante el atlas de vientos*

| <b>Clasificación</b><br><b>por potencia en</b><br><b>proyectos vigentes y</b><br><b>preinscritos</b><br><b>[MW]</b> | <b>Puntuación</b> | <b>Calificación por el atlas</b><br><b>de viento y energía</b><br><b>eólica</b><br><b>por meses</b> | <b>Puntuación</b> |
|---|-------------------|---|-------------------|
| <b>0-819</b>  | 1                 | 0 a 1   | 1                 |
| <b>819-1638</b>   | 2                 | 1 a 2   | 2                 |
| <b>1638-2457</b>  | 3                 | 2 a 3   | 3                 |

|           |    |        |    |
|-----------|----|--------|----|
| 2457-3276 | 4  | 3 a 4  | 4  |
| 3276-4095 | 5  | 4 a 5  | 5  |
| 4095-4914 | 6  | 5 a 6  | 6  |
| 4914-5733 | 7  | 6 a 7  | 7  |
| 5733-6552 | 8  | 7 a 8  | 8  |
| 6552-7371 | 9  | 8 a 9  | 9  |
| >7391     | 10 | 9 a 12 | 10 |

A continuación, se procede a completar las tablas 25 y 26 con la puntuación final recopilada de las tablas anteriores, y posteriormente se calcula un promedio entre los proyectos vigentes y preinscritos, y la puntuación según los mapas de radiación solar y el atlas de vientos.

**Tabla 25.**

*Puntuación de zonas aptas para la producción de energía solar fotovoltaica*

| <b>POTENCIAL SOLAR</b>    |  |  |                 |
|---------------------------|--|--|-----------------|
| <b>Departamento</b>       | <b>Puntuación por nivel de potencia en proyectos vigentes y preinscritos</b> | <b>Puntuación por mapas de irradiación solar por meses del año</b> | <b>Promedio</b> |
| <b>Antioquia</b>          | 2,00   | 4  | <b>3,00</b>     |
| <b>Boyacá</b>             | 4,00   | 10   | <b>7,00</b>     |
| <b>Cundinamarca</b>       | 5,00   | 4  | <b>4,50</b>     |
| <b>Huila</b>              | 3,00   | 6  | <b>4,50</b>     |
| <b>Caldas</b>             | 2,00   | 4  | <b>3,00</b>     |
| <b>Norte de Santander</b> | 2,00   | 3  | <b>2,50</b>     |

|                        |       |    |              |
|------------------------|-------|----|--------------|
| <b>Quindío</b>         | 1,00  | 1  | <b>1,00</b>  |
| <b>Risaralda</b>       | 1,00  | 3  | <b>2,00</b>  |
| <b>Santander</b>       | 9,00  | 10 | <b>9,50</b>  |
| <b>Tolima</b>          | 6,00  | 7  | <b>6,50</b>  |
| <b>Atlántico</b>       | 5,00  | 10 | <b>7,50</b>  |
| <b>Bolívar</b>         | 3,00  | 10 | <b>6,50</b>  |
| <b>Cesar</b>           | 10,00 | 10 | <b>10,00</b> |
| <b>Sucre</b>           | 2,00  | 10 | <b>6,00</b>  |
| <b>Córdoba</b>         | 6,00  | 10 | <b>8,00</b>  |
| <b>La Guajira</b>      | 10,00 | 10 | <b>10,00</b> |
| <b>Magdalena</b>       | 2,00  | 10 | <b>6,00</b>  |
| <b>San Andrés</b>      | 1,00  | 1  | <b>1,00</b>  |
| <b>Choco</b>           | 1,00  | 1  | <b>1,00</b>  |
| <b>Valle del Cauca</b> | 5,00  | 1  | <b>3,00</b>  |
| <b>Cauca</b>           | 1,00  | 1  | <b>1,00</b>  |
| <b>Nariño</b>          | 1,00  | 1  | <b>1,00</b>  |
| <b>Meta</b>            | 3,00  | 10 | <b>6,50</b>  |
| <b>Vichada</b>         | 1,00  | 10 | <b>5,50</b>  |
| <b>Casanare</b>        | 1,00  | 10 | <b>5,50</b>  |
| <b>Arauca</b>          | 1,00  | 10 | <b>5,50</b>  |
| <b>Amazonas</b>        | 1,00  | 4  | <b>2,50</b>  |
| <b>Caquetá</b>         | 1,00  | 4  | <b>2,50</b>  |
| <b>Guainía</b>         | 1,00  | 4  | <b>2,50</b>  |
| <b>Guaviare</b>        | 1,00  | 4  | <b>2,50</b>  |
| <b>Putumayo</b>        | 1,00  | 2  | <b>1,50</b>  |
| <b>Vaupés</b>          | 1,00  | 2  | <b>1,50</b>  |

**Tabla 26.***Puntuación de zonas aptas para la producción de energía eólica*

| <b>POTENCIAL EÓLICO</b>   |  |   |                 |
|---------------------------|--|---|-----------------|
| <b>Departamento</b>       | <b>Puntuación por nivel<br/>de potencia<br/>en proyectos<br/>vigentes y<br/>preinscritos</b> | <b>Puntuación<br/>por el atlas de<br/>vientos<br/>por meses del año</b> | <b>Promedio</b> |
| <b>Antioquia</b>          | 1,00   | 4   | <b>2,50</b>     |
| <b>Boyacá</b>             | 1,00   | 10  | <b>5,50</b>     |
| <b>Cundinamarca</b>       | 1,00   | 3   | <b>2,00</b>     |
| <b>Huila</b>              | 1,00   | 3   | <b>2,00</b>     |
| <b>Caldas</b>             | 1,00   | 1   | <b>1,00</b>     |
| <b>Norte de Santander</b> | 1,00   | 5   | <b>3,00</b>     |
| <b>Quindío</b>            | 1,00   | 1   | <b>1,00</b>     |
| <b>Risaralda</b>          | 1,00   | 1   | <b>1,00</b>     |
| <b>Santander</b>          | 1,00   | 1   | <b>1,00</b>     |
| <b>Tolima</b>             | 1,00   | 10  | <b>5,50</b>     |
| <b>Atlántico</b>          | 2,00   | 10  | <b>6,00</b>     |
| <b>Bolívar</b>            | 2,00   | 10  | <b>6,00</b>     |
| <b>Cesar</b>              | 1,00   | 10  | <b>5,50</b>     |
| <b>Sucre</b>              | 1,00   | 1   | <b>1,00</b>     |
| <b>Córdoba</b>            | 1,00   | 3   | <b>2,00</b>     |
| <b>La Guajira</b>         | 10,00  | 10  | <b>10,00</b>    |
| <b>Magdalena</b>          | 3,00   | 5   | <b>4,00</b>     |
| <b>San Andrés</b>         | 1,00   | 1   | <b>1,00</b>     |
| <b>Choco</b>              | 1,00   | 5   | <b>3,00</b>     |

|                        |      |   |             |
|------------------------|------|---|-------------|
| <b>Valle del Cauca</b> | 1,00 | 1 | <b>1,00</b> |
| <b>Cauca</b>           | 1,00 | 1 | <b>1,00</b> |
| <b>Nariño</b>          | 1,00 | 2 | <b>1,50</b> |
| <b>Meta</b>            | 1,00 | 9 | <b>5,00</b> |
| <b>Vichada</b>         | 1,00 | 1 | <b>1,00</b> |
| <b>Casanare</b>        | 1,00 | 6 | <b>3,50</b> |
| <b>Arauca</b>          | 1,00 | 1 | <b>1,00</b> |
| <b>Amazonas</b>        | 1,00 | 1 | <b>1,00</b> |
| <b>Caquetá</b>         | 1,00 | 1 | <b>1,00</b> |
| <b>Guainía</b>         | 1,00 | 6 | <b>3,50</b> |
| <b>Guaviare</b>        | 1,00 | 2 | <b>1,50</b> |
| <b>Putumayo</b>        | 1,00 | 1 | <b>1,00</b> |
| <b>Vaupés</b>          | 1,00 | 1 | <b>1,00</b> |

Para finalizar, se calcula un nuevo promedio entre los resultados obtenidos en las tablas de potencial solar y eólico, tal como se indica en la tabla 27.

**Tabla 27.**

*Promedio total para cada zona*

| <b>Departamento</b>                               | <b>Promedio total</b> |
|---|-----------------------|
| <b>( Potencial solar y eólico para cada zona)</b> |                       |
| <b>Antioquia</b>                                  | 2,75                  |
| <b>Boyacá</b>                                     | 6,25                  |

|                           |       |
|---------------------------|-------|
| <b>Cundinamarca</b>       | 3,25  |
| <b>Huila</b>              | 3,25  |
| <b>Caldas</b>             | 2,00  |
| <b>Norte de Santander</b> | 2,75  |
| <b>Quindío</b>            | 1,00  |
| <b>Risaralda</b>          | 1,50  |
| <b>Santander</b>          | 5,25  |
| <b>Tolima</b>             | 6,00  |
| <b>Atlántico</b>          | 6,75  |
| <b>Bolívar</b>            | 6,25  |
| <b>Cesar</b>              | 7,75  |
| <b>Sucre</b>              | 3,50  |
| <b>Córdoba</b>            | 5,00  |
| <b>La Guajira</b>         | 10,00 |
| <b>Magdalena</b>          | 5,00  |
| <b>San Andrés</b>         | 1,00  |
| <b>Choco</b>              | 2,00  |
| <b>Valle del Cauca</b>    | 2,00  |
| <b>Cauca</b>              | 1,00  |
| <b>Nariño</b>             | 1,25  |
| <b>Meta</b>               | 5,75  |
| <b>Vichada</b>            | 3,25  |
| <b>Casanare</b>           | 4,50  |
| <b>Arauca</b>             | 3,25  |
| <b>Amazonas</b>           | 1,75  |
| <b>Caquetá</b>            | 1,75  |
| <b>Guainía</b>            | 3,00  |
| <b>Guaviare</b>           | 2,00  |

---

|                 |      |
|-----------------|------|
| <b>Putumayo</b> | 1,25 |
| <b>Vaupés</b>   | 1,25 |

**3.6.3.2 Criterio de calificación de zonas con infraestructura sólida para el transporte de gas natural.** Se ha asignado una calificación de diez a aquellas áreas que cuentan con fuentes principales de gas y disponen de rutas clave para el transporte de este recurso. Por otro lado, se ha asignado una calificación de cero a las zonas que se encuentran alejadas de las rutas principales de transporte de gas y que carecen de reservas de gas.

**3.6.3.3 Criterio de calificación para determinar zonas potencialmente aptas para exportación de hidrógeno.** Se ha establecido un sistema de calificación, en el cual, se asigna una puntuación de diez a las áreas que cuentan con puertos marítimos. Por otro lado, las zonas que no cuentan con puertos marítimos reciben una calificación de cero.

**3.6.3.4 Criterio de calificación de zonas cercanas a refinerías.** En Colombia existen cinco refinerías, por lo tanto, el criterio de calificación establece que las zonas donde se ubican estas refinerías recibirán una puntuación de diez, mientras que, las áreas que no cuentan con refinerías obtendrán una calificación de cero.

**3.6.3.5 Criterio de calificación de zonas cercanas al mercado para transporte pesado vía terrestre.** Utilizando una escala de calificación de diez, se asigna la puntuación máxima a aquellas zonas con un flujo considerable de transporte de carga pesada y transporte público; por otra parte, aquellas zonas que cuenten con vehículos de carga pesada o vehículos de transporte

público recibirán una puntuación de 5. Las zonas con un flujo vehicular deficiente de transporte pesado reciben una puntuación de cero.

#### **3.6.3.6 Criterio de calificación de zonas cercanas al mercado para transporte aéreo.**

Basándose en el análisis de las áreas que albergan aeropuertos con una infraestructura espaciosa y aeronaves de gran tamaño, se asigna una calificación de diez a las zonas que poseen aeropuertos con dichas características. Por otro lado, se puntúa con cero a las zonas que carecen de dicha infraestructura aeroportuaria.

Se asigna una calificación de diez en las zonas con presencia de aeropuertos internacionales y aeropuertos regionales/nacionales. Por otro lado, se asigna un ocho a las zonas con aeropuertos únicamente internacionales. Para las zonas con presencia de únicamente aeropuertos regionales/nacionales, se asignará una puntuación de cuatro y, por último, para zonas que no cuenten con ningún tipo de infraestructura aérea se le asigna una calificación de cero.

#### **3.6.3.7 Criterio de calificación de zonas potencialmente aptas para producir amoníaco y fertilizantes.**

Tal como se mencionó anteriormente en la sección 3.5.4, las zonas con un alto potencial de generación de energía renovable no convencional son claves para la consecución del mercado del amoníaco bajo un modelo de desarrollo descarbonizado (objetivo del país en materia del cambio climático). Por lo tanto, resulta imperativo asignar las mismas puntuaciones que se otorgaron al criterio de calificación basado en el potencial de generación de energía renovable no convencional en cada departamento.

**3.6.3.8 Criterio de calificación de zonas cercanas a plantas siderúrgicas.** En Colombia, se prevé que las siderurgias sean potenciales consumidores de hidrógeno para los procesos de DRI (reducción directa de mineral de hierro). Por esta razón, se ha establecido un criterio de calificación en donde se asigna una puntuación de diez a las zonas donde se ubican las principales plantas siderúrgicas. Por otro lado, las zonas que no cuentan con estas plantas reciben una puntuación de cero.

**3.6.3.9 Criterio de calificación de zonas cercanas al sector minero.** Los departamentos que presentan un alto potencial para la extracción de minerales reciben una puntuación de diez. Por otro lado, se asigna una calificación de cero a aquellas zonas que no poseen títulos mineros.

**3.6.3.10 Criterio de calificación de zonas cercanas a plantas cementeras.** Para la calificación de este criterio, se estableció una calificación de diez para los departamentos que albergan plantas cementeras. Por otra parte, una calificación de cero indica una baja participación en la industria cementera en dichas zonas.

#### ***3.6.4 Resultados del proceso de selección***

Los resultados de la metodología adoptada para la selección de las zonas, dio como resultado la tabla 28, en donde, los departamentos de La Guajira, Atlántico y Bolívar se posicionan como los más aptos para el objetivo de esta investigación, es decir, producir hidrógeno verde en Colombia. Dichos departamentos están ubicados en la región caribe y este resultado muestra el gran potencial de esta región en materia de producción de hidrógeno verde.

**Tabla 28.***Resultados del método de calificación*

| Departamento              | Puntaje Final |
|---------------------------|---------------|
| <b>Bolívar</b>            | 7,619         |
| <b>Atlántico</b>          | 7,546         |
| <b>La Guajira</b>         | 7,260         |
| <b>Antioquia</b>          | 6,046         |
| <b>Valle del Cauca</b>    | 5,720         |
| <b>Santander</b>          | 5,634         |
| <b>Magdalena</b>          | 5,575         |
| <b>Cesar</b>              | 5,471         |
| <b>Córdoba</b>            | 5,205         |
| <b>Cundinamarca</b>       | 5,064         |
| <b>Boyacá</b>             | 5,049         |
| <b>Meta</b>               | 4,781         |
| <b>Tolima</b>             | 4,590         |
| <b>Sucre</b>              | 3,753         |
| <b>Casanare</b>           | 3,638         |
| <b>Nariño</b>             | 3,574         |
| <b>Huila</b>              | 3,244         |
| <b>Norte de Santander</b> | 3,146         |
| <b>San Andrés</b>         | 2,595         |

---

|                  |       |
|------------------|-------|
| <b>Risaralda</b> | 2,563 |
| <b>Quindío</b>   | 2,345 |
| <b>Cauca</b>     | 2,265 |
| <b>Caldas</b>    | 2,170 |
| <b>Arauca</b>    | 1,894 |
| <b>Putumayo</b>  | 1,824 |
| <b>Amazonas</b>  | 1,721 |
| <b>Vichada</b>   | 1,414 |
| <b>Guainía</b>   | 1,305 |
| <b>Caquetá</b>   | 1,241 |
| <b>Choco</b>     | 1,220 |
| <b>Guaviare</b>  | 0,870 |
| <b>Vaupés</b>    | 0,544 |

---

#### 4. Caso de estudio

Para dar cumplimiento al segundo objetivo propuesto en esta investigación y con esto, desarrollar un estudio que permita identificar la rentabilidad de producir hidrógeno verde en el país; se describirán en este capítulo escenarios de producción de hidrógeno verde para las zonas propuestas del capítulo 3, según, diferentes parámetros técnicos relacionados con la generación de energía renovable no convencional (lo cual está relacionado estrechamente con la zona), la

tecnología de producción de hidrógeno verde y el almacenamiento de este, además, se establecerá el mercado de interés del energético en estudio en Colombia, con el fin, de identificar la demanda potencial y la participación en esta demanda. Por último, bajo una serie de consideraciones fundamentadas en la literatura, se seleccionará el mejor escenario posible y sobre este escenario, se construirá un caso de estudio con los datos de entrada necesarios para determinar la rentabilidad del proyecto, a través de herramientas financieras.

#### **4.1 Escenarios de producción**

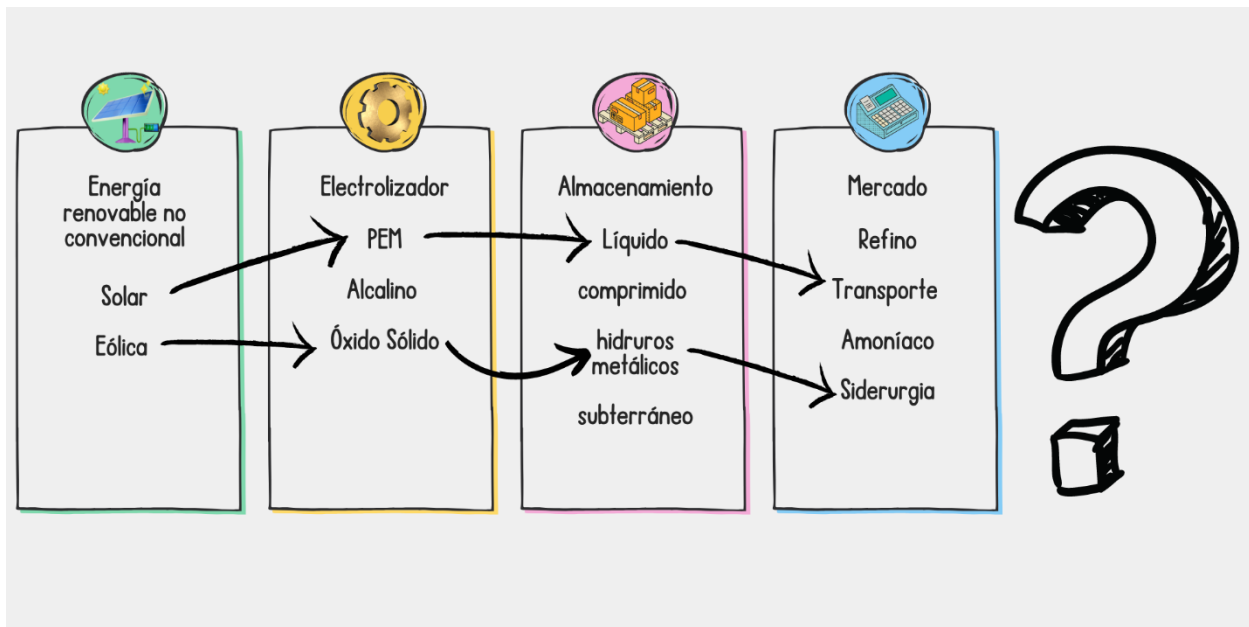
Como ya se ha mencionado anteriormente, la definición de los posibles escenarios de producción para el desarrollo del estudio financiero, estarán determinados por el método de generación de energía renovable (en este caso la no convencional), el tipo de electrolizador y el tipo de almacenamiento, lo anterior, corresponde con parámetros técnicos ya sustentados a lo largo de esta investigación; por otra parte, el tipo de mercado objetivo, también hará parte de la definición de los escenarios de producción, después de todo, esto ayudará a establecer cuál es la demanda de hidrógeno y por tanto, bajo esa demanda, se puede definir la producción de hidrógeno verde del proyecto. Lo mencionado anteriormente, también estará sujeto a las zonas propuestas en la sección anterior, de modo que, existe una gama considerable de opciones a la hora de definir los posibles escenarios, por tal razón, se usará todo el conocimiento adquirido durante la investigación en materia de literatura para poder acotar, filtrar y seleccionar lo más conveniente para la formulación del caso de estudio.

En la figura 26, se puede observar una serie de bloques caracterizados bien sea por una tecnología, mercado o locación, de manera tal, que la combinación de las múltiples opciones de cada bloque, pueden producir una situación de estudio diferente, lo cual, se puede asociar al menú

de algún tipo de restaurante, en donde es posible elegir el tipo de comida que llevará su plato, solo que, para este caso, serán ingredientes para la preparación de un caso de estudio para determinar la rentabilidad de producir hidrógeno verde.

**Figura 26.**

*Diagrama de bloques indicando el proceso de preparación del caso de estudio.*



## 4.2 Consideraciones para determinar el caso de estudio

### 4.2.1 Tecnología para la generación de energía renovable no convencional

A nivel de tecnologías de generación de energía renovable no convencional (solar y eólica), existen ciertas consideraciones en materia de ventajas y desafíos en cuanto a su uso para un proceso de electrólisis.

La tecnología solar fotovoltaica, por ejemplo, es considerablemente económica, de hecho, para el año 2030, el costo del capital necesario para la instalación de un sistema solar fotovoltaico tendrá una media entre 340 y 834 USD/kW (IRENA, 2019); sin embargo, los factores planta asociados con esta tecnología son muy bajos, lo cual, implica una menor generación de energía que la esperada con la capacidad total instalada y por tanto, para una demanda energética diaria y fija alimentada por esta tecnología, sería necesario de un sobredimensionamiento de la instalación y dependiendo de la situación, de un sistema de almacenamiento con baterías, lo cual, incurre en mayores gastos; así mismo, según las proyecciones anunciadas en el artículo “Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe” (Christensen, 2020), el precio nivelado del hidrógeno producido por energía solar fotovoltaica será más costoso en comparación con el hidrógeno producido por energía eólica (IEA , 2022).

Por otra parte, la tecnología eólica, es una tecnología más costosa que la solar fotovoltaica. Según el artículo “Future of wind” (IRENA, Future of wind, 2019) , el costo de capital necesario para la instalación de un sistema de generación eólico, tendrá una media entre 800 y 1350 USD/kW, lo cual, es significativamente mayor que los valores esperados para la tecnología solar fotovoltaica; aun así, los factores planta asociados a esta tecnología, son considerablemente altos, y por ello, se aprovechará en mayor medida la capacidad instalada de esta tecnología y por tanto, no será necesario de un sobredimensionamiento de la capacidad instalada tan significativo como con la tecnología solar fotovoltaica. Otro gran punto a favor es el precio final nivelado del hidrógeno, el cual, es menor que el producido a través de la tecnología solar fotovoltaica, tal y como se indica en el artículo “Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe” (Christensen, 2020) (IRENA essentials, s.f.)

#### ***4.2.2 Tecnología para la producción de hidrógeno verde (tipo de electrolizador)***

Entre las consideraciones que pueden hacer parte de la selección de un electrolizador, se pueden tener en cuenta la pureza del hidrógeno resultante después del proceso, la eficiencia energética y la rápida respuesta ante los cambios volátiles de la energía renovable no convencional. Lo anterior, se puede justificar desde lo ya mencionado en esta investigación; por ejemplo, las diferentes aplicaciones del hidrógeno demandan de una respectiva pureza, es decir, dependiendo del uso final del energético, este tendría que tener un nivel de pureza muy alto o no; por otra parte, para el caso de la eficiencia energética, basta con decir que una mayor eficiencia puede significar una reducción de costos de inversión, ya que, a mayor eficiencia, la cantidad de energía necesaria para producir el hidrógeno es menor, lo cual, implica no invertir gran cantidad de capital en los sistemas de generación de energía renovable no convencional; por último, debido a los cambios no controlables de la energía renovable no convencional, se hace necesario una respuesta rápida antes las variaciones de la energía de entrada y con esto, evitar comportamientos indeseados en el proceso de la electrólisis.

#### ***4.2.3 Tecnología para el almacenamiento del hidrógeno verde***

A nivel de tecnologías para el almacenamiento del hidrógeno verde, si bien cada una tiene sus ventajas y desventajas, también es verdad que algunas de las tecnologías para esta actividad, aun no se encuentran en un estado muy maduro de desarrollo, independientemente de las numerosas ventajas que pudiera llegar a tener; por tanto, considerar el método más común

comercialmente hablando, podría facilitar el desarrollo de la metodología en cuanto a información sobre costos de capital y de operación.

#### ***4.2.4 Mercado de interés***

A nivel de mercados de interés, existe una gama amplia de opciones en las que se puede participar para suplir la demanda de hidrógeno, aun así, si se considera aquel mercado que suscite gran interés en la actualidad y que, además, dicho interés se refleje en proyectos piloto y en la consecución de proyecciones motivadoras en cuanto al crecimiento de la demanda de hidrógeno en dicho mercado, entonces, se podrá seleccionar un nicho en el cual se pueda participar con un mayor interés. Claramente, a nivel de mercados, cualquiera podría llegar a ser muy favorable o no, sin embargo, se tendrán en cuenta las consideraciones mencionadas para identificar un candidato favorable para este caso de estudio.

#### ***4.2.5 Zonas factibles***

A nivel de zonas factibles, existen varios parámetros de tipo técnico y social que podrían llegarse a considerar, sin embargo, como el objetivo de esta investigación no es evaluar el impacto social de este proyecto, entonces, únicamente se considerará un único parámetro de tipo técnico, el cual, influye directamente en la eficiencia de los sistemas de generación de energía renovable no convencional; dicho parámetro corresponde con el factor planta y, según la “Hoja de ruta del hidrógeno verde en Colombia” (MinMinas, BID & UK Government, s.f.), este será la clave para

la reducción de un gran porcentaje de los costos de inversión de proyectos de energía renovable no convencional destinados únicamente a la producción de hidrógeno.

#### **4.3 Selección de las tecnologías, la zona y el mercado**

En el apartado anterior se han descrito todas las consideraciones que se utilizarán para seleccionar las tecnologías, la zona y el mercado en el que se direccionará el estudio financiero. A continuación, se presenta el resultado de la selección:

- En materia de tecnologías renovables no convencionales, debido a los altos factores planta de las turbinas eólicas y al precio del capital de la tecnología solar, se implementará un sistema híbrido eólico-solar para alimentar a la planta de producción de hidrógeno verde.
- A nivel del tipo de electrolizador, debido a las características del electrolizador tipo PEM, en cuanto a su alta eficiencia, rápida respuesta ante variaciones de la energía eléctrica y la alta pureza del hidrógeno generado, esta tecnología se posiciona como la mejor opción para generación de hidrógeno verde a través de energías renovables no convencionales [ (Shiva Kumar & Himabindu, Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review, 2019)].
- A nivel de almacenamiento, la tecnología más usada a la fecha es el almacenamiento de tipo comprimido (Muthukumar, y otros, 2023) , por lo tanto, para esta investigación se utilizará este mismo tipo de tecnología.
- A nivel del mercado de interés, se seleccionará el sector transporte como potencial demandante del energético, lo anterior, con el objetivo de participar en un nuevo mercado que poco a poco se establece en el país y además, según la “Hoja de ruta del hidrógeno” (MinMinas, BID & UK Government, s.f.), el sector transporte será el mayor demandante

en el largo plazo, así como, será potencial demandante a mediano plazo, por lo que, ayudar a establecer este mercado en el corto plazo, podría incidir en un buen posicionamiento en el mercado para el futuro.

- Por último, a nivel de zonas, entre las 3 seleccionadas a través del método de calificación de la sección 3, la zona con los mejores factores planta es el departamento de La Guajira, en donde, puede alcanzar valores del 63% para la eólica y 21% para la solar (MinMinas, BID & UK Government, s.f.). Por tanto, se seleccionará este departamento como favorito para el desarrollo de la investigación.

Se debe aclarar que la selección descrita anteriormente corresponde con las mejores opciones para la definición del caso de estudio, además, es preciso observar que, para el caso específico de las zonas, la selección de las tecnologías y el mercado también puede ser llevada a las dos zonas restantes.

Ahora, se procederá a especificar el caso de estudio para el análisis financiero.

#### **4.4 Descripción del caso de estudio**

Para esta investigación, se evaluará la rentabilidad de una planta de producción de hidrógeno verde alimentada por un sistema de generación híbrido de tipo renovable no convencional, en donde, el parque eólico suplirá el requerimiento energético del electrolizador tipo PEM; y el parque solar, suplirá el sistema de almacenamiento.

A criterio de los autores de esta investigación, se realizará el análisis a partir del año 2030, ya que, para esa década, se espera que el crecimiento del mercado del hidrógeno en Colombia se

empiece a establecer con más fuerza y, además, los costos asociados a las tecnologías de la planta, según varias proyecciones, serán más competitivos que los costos de la actualidad (2023).

La producción de hidrógeno estará determinada por la participación en la demanda del sector transporte, la cual, según lo expuesto en “MEC-hidrógeno Universidad de La Sabana” (Sabana, 2022), corresponderá con 1190,15 kt para 2050 y 289,41 kt para 2040. La tendencia de la demanda de hidrógeno proyectada para los años 2030-2050, de manera que, siguiendo dicha tendencia y aproximando algunos valores, es posible construir una regresión polinomial de grado 4 que permita establecer de manera aproximada la demanda para los años 2030-2050. Lo anterior, con el objetivo de identificar la cantidad de [kt] de hidrógeno para los años 2030-2034 y finalmente, seleccionar un porcentaje de participación, que para este caso será del 27% de la demanda del 2030 (criterio de los autores). El resultado de esta regresión se muestra en la tabla 29.

**Tabla 29.**

*Proyección de la demanda de hidrógeno construida a partir de una regresión polinomial de grado 4.*

| <b>Proyección de la demanda de hidrógeno</b> |                         |                        |                        |                         |                          |
|--|-------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|
| <b>Año</b>                                   | [ktH <sub>2</sub> /año] | [tH <sub>2</sub> /mes] | [tH <sub>2</sub> /día] | [kgH <sub>2</sub> /día] | [kgH <sub>2</sub> /hora] |
| <b>2050</b>                                  | 1189,602                | 99133,494              | 3304,450               | 3304449,802             | 137685,408               |
| <b>2045</b>                                  | 650,139                 | 54178,228              | 1805,941               | 1805940,925             | 75247,539                |
| <b>2040</b>                                  | 284,876                 | 23739,644              | 791,321                | 791321,479              | 32971,728                |
| <b>2038</b>                                  | 189,651                 | 15804,253              | 526,808                | 526808,421              | 21950,351                |

|             |         |           |         |            |           |
|-------------|---------|-----------|---------|------------|-----------|
| <b>2037</b> | 151,671 | 12639,287 | 421,310 | 421309,577 | 17554,566 |
| <b>2035</b> | 91,880  | 7656,642  | 255,221 | 255221,388 | 10634,225 |
| <b>2034</b> | 68,466  | 5705,470  | 190,182 | 190182,326 | 7924,264  |
| <b>2033</b> | 48,104  | 4008,629  | 133,621 | 133620,962 | 5567,540  |
| <b>2032</b> | 29,690  | 2474,202  | 82,473  | 82473,416  | 3436,392  |
| <b>2031</b> | 12,003  | 1000,214  | 33,340  | 33340,454  | 1389,186  |
| <b>2030</b> | 2,275   | 189,600   | 6,320   | 6320,000   | 263,333   |

En la tabla 30 se puede observar la cantidad de hidrógeno correspondiente al 27% de la demanda de 2030, lo que, a su vez, corresponde con la cantidad de hidrógeno a producir en este caso de estudio.

**Tabla 30.**

*Producción de hidrógeno.*

| <b>Producción de hidrógeno (27% de la demanda del 2030)</b> |                         |                        |                        |                         |                          |
|---|-------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|
| <b>Año</b>  | [ktH <sub>2</sub> /año] | [tH <sub>2</sub> /mes] | [tH <sub>2</sub> /día] | [kgH <sub>2</sub> /día] | [kgH <sub>2</sub> /hora] |
| <b>2030</b>   | 0,59                    | 49,50                  | 1,65                   | 1650,00                 | 68,75                    |

Tendiendo la producción, es necesario establecer el requerimiento energético del electrolizador tipo PEM y la producción asociada con esa energía, con esto, se podrá calcular la potencia a instalar del sistema de generación renovable no convencional.

Según la tesis de investigación “Análisis técnico económico de tecnología de electrólisis tipo PEM para producción de hidrógeno en Colombia” (Díaz, 2020), el consumo energético esperado en 2030 para la producción de hidrógeno con electrólisis tipo PEM es aproximadamente de 45 kWh/kg. De este modo, teniendo la producción en kilogramos de hidrógeno necesarias por hora para garantizar una producción diaria de 1650 kg de hidrógeno, solo bastará con aplicar factores de conversión para identificar la demanda energética por hora del electrolizador. El resultado de esta conversión se muestra a continuación:

$$\text{Energía} = 68,75 \text{ kg} * 45 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} = 3093,75 \text{ kWh}$$

Ahora, es necesario tener en cuenta que la energía eléctrica producida no será constante las 24 horas del día, debido a diferentes condiciones técnicas, climáticas y geográficas, por lo tanto, la cantidad de hidrógeno producida no corresponderá con lo esperado en el día. Para tratar de mitigar esta problemática, se doblará la producción de hidrógeno por hora que se tenía prevista, es decir, pasará de 68,75 kg a 138 kg, además de esto, para determinar un porcentaje de horas productivas aproximado, se utilizará el porcentaje del factor planta de la tecnología renovable, de modo que, si el factor planta es del 60%, las horas del día productivas corresponderán con aproximadamente 14 horas (60% de 24 horas) y las 10 horas restantes constituirán los tiempos suplementarios. De esta manera, durante las 14 horas, se logrará producir un total de 1932 kg de hidrógeno, lo cual, cumple y supera la expectativa de producción de hidrógeno diaria.

Nuevamente, será necesario determinar la cantidad de energía por hora necesaria para el electrolizador, resultado que se muestra a continuación:

$$Energía = 138 \text{ kg} * 45 \frac{kWh}{kg} = 6187,5 \text{ kWh} = 6,1875 \text{ MWh}$$

De esta manera, para las 14 horas de producción, la energía requerida será de 86625 kWh.

Por último, es necesario determinar la potencia a instalar para los sistemas de generación de energía renovable no convencional.

Para el sistema eólico, se utilizará un factor de planta del 60% y una eficiencia del 94%, de modo que, para 14 horas de producción con un consumo de energía equivalente a 86625 kWh, se requerirá de una potencia eléctrica de 6.6 MW, valor que se determina a continuación:

$$Potencia eólica = \frac{Energía\ diaria}{horas\ de\ producción * eficiencia} = \frac{86625 \text{ kWh}}{14 \text{ h} * 0,94} = 6582,4468 \text{ kW}$$

Para definir la potencia a instalar del sistema solar fotovoltaico, es necesario tener presente el consumo de energía del sistema de almacenamiento, lo cual, puede ser muy variado dependiendo del modelo de los compresores, además, predecir el consumo de energía de estos sistemas para la década de 2030, puede llegar a ser complejo. Para este caso, se ha decidido establecer una potencia de 0,6 MW para la planta solar fotovoltaica, ya que, el requerimiento energético de algunos modelos de compresores está dentro de ese rango de potencia, incluso cuando se requiere de varios sistemas de compresores conectados en paralelo durante el proceso. Un ejemplo de esto se puede apreciar con los compresores “Hiperbaric KS 95” (Hiperbaric, 2023), en donde, el modelo “1KS50 Pro - 1KS95”, para una presión de salida de 950 bar y un caudal de 32 kg/h de hidrógeno, requiere de una potencia instalada de 110 kW. Para el caudal requerido por hora de este caso de estudio, se requerirían de un total de 5 compresores y la suma de la potencia total, resulta en 550 kW.

## 5. Estudio financiero

En este estudio se presenta las condiciones generales en las que se desarrollan los sistemas de producción de hidrógeno verde empleando electrólisis de acuerdo con los lineamientos propuestos por los autores del proyecto, de tal manera que se logren determinar las inversiones necesarias, fuentes de financiación, costos de venta y gastos operacionales.

Los valores utilizados en este caso de estudio se encontraron en diferentes fuentes bibliográficas en donde la moneda se encuentra en dólares. Para la estimación de costos en pesos para el año 2030, se utilizaron proyecciones de precios para dicho año y tomando un valor de TRM, se realizó la conversión a pesos colombianos. Para algunos casos fue necesario aplicar una tasa de inflación para la proyección de costos en el año 2030.

Los costos de referencia se muestran a continuación:

### Tabla 31.

*Desglose del capex por sección de la planta.*

| <b>Módulo de producción de hidrógeno</b> |  |
|--|--|
| <b>Maquinaria/Equipo</b>                 | <b>Precio (USD/kW)<br/>según la literatura a 2030</b>  |
| • Stack                                  |  |
| • BoP (Balance de Planta)                | <1500  |
| • Procesamiento de hidrógeno             | (para este caso se toma el valor más común en distintas investigaciones, el cual, corresponde con un aproximado de 1000)<br>(NREL, 2019) |
| • Enfriamiento                           |  |
| • Varios                                 |  |

| <b>Módulo de generación de energía eléctrica</b>   |   |
|--|---|
| <b>Maquinaria/Equipo</b>   | <b>Precio<br/>(USD/kW)<br/>según la literatura a 2030</b>       |
| <b>Sistema solar fotovoltaico</b>  | 340   |
| sin almacenamiento   | (IRENA, 2019)   |
| Sistema eólico   | 800   |
|  | (IRENA, Future of wind, 2019)                                   |
| <b>Módulo de almacenamiento de hidrógeno por compresión</b>  |   |
| <b>Maquinaria/Equipo</b>   | <b>Precio<br/>(USD/kg de hidrógeno)<br/>según la literatura</b> |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compresores de baja y alta presión</li> <li>• Contenedores de baja y alta presión de hidrógeno</li> </ul> | 3,32<br>(CHRISTENSEN, 2020)                                     |

**Tabla 32.**

*Desglose del opex por sección de la planta.*

| <b>Módulo de producción de hidrógeno (electrolizador)</b> |   |  |
|---|---|--|
| <b>Descripción</b>  | <b>Cantidad</b>   | <b>Precio estimado según la literatura</b> |
| Agua  | <800 [Lt/kgH <sub>2</sub> ] (depende del modelo del electrolizador) | 2% del capex<br>(CHRISTENSEN, 2020)        |
| O&M (Operación y Mantenimiento)                           | -   |  |
| <b>Módulo de generación de energía eléctrica solar</b>    |   |  |
| <b>Descripción</b>  | <b>Cantidad</b>   | <b>Precio estimado según la literatura</b> |

|   |                 |  |
|---|-----------------|--|
| O&M (Operación y Mantenimiento)                             | -               | 6500 USD/MW<br>(UPME, 2015)                |
| <b>Módulo de generación de energía eléctrica eólica</b>     |                 |  |
| <b>Descripción</b>  | <b>Cantidad</b> | <b>Precio estimado según la literatura</b> |
| O&M (Operación y Mantenimiento)                             | -               | 40000 USD/MW<br>(UPME, 2015)               |
| <b>Módulo de almacenamiento de hidrógeno por compresión</b> |                 |  |
| <b>Descripción</b>  | <b>Cantidad</b> | <b>Precio estimado según la literatura</b> |
| O&M (Operación y Mantenimiento)                             | -               | 0,3 USD/kgH <sub>2</sub> /año              |

El estudio financiero se presenta en miles de \$ (pesos), en las tablas el año 1 corresponde al año 2030.

## 5.1 Inversión

### 5.1.1 Inversión fija.

Se presentan los recursos tangibles como maquinaria y equipo, muebles y enseres, equipo de oficina y equipo de cómputo y comunicación necesarios para las operaciones del sistema de producción de hidrógeno y las gestiones administrativas.

**5.1.1.1 Maquinaria y equipo.** Según el análisis realizado en el estudio técnico para la capacidad y el proceso del sistema de producción de hidrógeno se necesitará la siguiente maquinaria y equipo.

**Tabla 33.***Maquinaria y equipo*

| Concepto   | Cant.    | Valor unitario | Valor total       | Años vida útil | Depreciación     |
|--|----------|----------------|-------------------|----------------|------------------|
| Módulo de producción de hidrógeno                    | 1        | 32.252.514     | 32.252.514        | 20             | 1.612.626        |
| Sistema solar fotovoltaico sin almacenamiento        | 1        | 1.061.212      | 1.061.212         | 20             | 53.061           |
| Sistema Eólico                                       | 1        | 27.466.657     | 27.466.657        | 20             | 1.373.333        |
| Módulo de almacenamiento de hidrógeno por compresión | 1        | 12.022.196     | 12.022.196        | 20             | 601.110          |
| Otros dispositivos                                   | 1        | 298.774        | 298.774           | 20             | 14.939           |
| Almacenamiento de agua                               | 1        | 77.681         | 77.681            | 20             | 3.884            |
| <b>Total</b>   | <b>6</b> |                | <b>73.179.033</b> |                | <b>3.658.952</b> |

**5.1.1.2 Muebles y enseres.** Para el desarrollo operativo y administrativo se necesitará los siguientes muebles y enseres en el sistema de producción de hidrógeno.

**Tabla 34.***Muebles y enseres operativo*

| Concepto          | Cantidad | Valor unitario | Valor total | Vida útil | Depreciación |
|-------------------|----------|----------------|-------------|-----------|--------------|
| Escritorios       | 6        | 422            | 2.531       | 10        | 253          |
| Silla ergonómica  | 6        | 542            | 3.254       | 10        | 325          |
| Sillas auxiliares | 12       | 217            | 2.603       | 10        | 260          |

|                                 |           |              |            |
|---------------------------------|-----------|--------------|------------|
| <b>Total, muebles y enseres</b> | <b>24</b> | <b>8.387</b> | <b>839</b> |
|---------------------------------|-----------|--------------|------------|

**Tabla 35.***Muebles y enseres administrativo*

| Concepto                        | Cantidad  | Valor unitario | Valor total   | Vida útil | Depreciación |
|---------------------------------|-----------|----------------|---------------|-----------|--------------|
| Escritorios                     | 13        | 422            | 5.483         | 10        | 548          |
| Silla ergonómica                | 13        | 542            | 7.049         | 10        | 705          |
| Sillas auxiliares               | 26        | 217            | 5.639         | 10        | 564          |
| <b>Total, muebles y enseres</b> | <b>52</b> |                | <b>18.172</b> |           |              |

**5.1.1.3 Equipo de oficina.** En la gestión administrativa en el sistema de producción de hidrógeno requiere para su funcionamiento el siguiente equipo de oficina.

**Tabla 36.***Equipo de oficina*

| Concepto                        | Cantidad  | Valor unitario | Valor total   | Vida útil | Depreciación |
|---------------------------------|-----------|----------------|---------------|-----------|--------------|
| Teléfonos                       | 13        | 313            | 4.073         | 10        | 407          |
| Aire acondicionado              | 4         | 1603           | 6.411         | 10        | 641          |
| PBX                             | 2         | 422            | 844           | 10        | 84           |
| Fax                             | 2         | 590            | 1.181         | 10        | 118          |
| <b>Total, equipo de oficina</b> | <b>21</b> |                | <b>12.508</b> |           | <b>1.251</b> |

**5.1.1.4 Equipo de cómputo y comunicación.** Para el desarrollo operativo y administrativo se necesitará el siguiente equipo de cómputo y comunicación en el sistema de producción de hidrógeno.

**Tabla 37.***Equipo de cómputo y comunicación operativo*

| Concepto                             | Cantidad | Valor unitario | Valor total   | Vida útil | Depreciación |
|--------------------------------------|----------|----------------|---------------|-----------|--------------|
| Computador                           | 6        | 4.218          | 25.305        | 5         | 5.061        |
| Impresora                            | 1        | 1.446          | 1.446         | 5         | 289          |
| Fax                                  | 1        | 590            | 590           | 5         | 118          |
| <b>Total, equipo de Comunicación</b> | <b>8</b> |                | <b>27.342</b> |           | <b>5.468</b> |

**Tabla 38.***Equipo de cómputo y comunicación administrativo.*

| Concepto                             | Cantidad  | Valor unitario | Valor total   | Vida útil | Depreciación  |
|--------------------------------------|-----------|----------------|---------------|-----------|---------------|
| Computador                           | 13        | 4218           | 54.828        | 5         | 10.966        |
| Impresora                            | 2         | 1446           | 2.892         | 5         | 578           |
| Portátil                             | 2         | 3013           | 6.025         | 5         | 1.205         |
| Impresora                            | 1         | 1446           | 1.446         | 5         | 289           |
| <b>Total, equipo de comunicación</b> | <b>18</b> |                | <b>65.191</b> |           | <b>13.038</b> |

**5.1.1.5 Obras civiles de construcción y edificaciones.** Para el desarrollo operativo y administrativo se necesitará el siguiente Obras Civiles de Construcción y Edificaciones en el sistema de producción de hidrógeno.

**Tabla 39.***Obras civiles de construcción y edificaciones*

| Concepto | Cantidad | Valor unitario | Valor total | Vida útil | Depreciación |
|----------|----------|----------------|-------------|-----------|--------------|
|----------|----------|----------------|-------------|-----------|--------------|

|   |          |           |                  |    |                |
|---|----------|-----------|------------------|----|----------------|
| Obras Civiles de Construcción               | 1        | 2.651.037 | 2.651.037        | 20 | 132.552        |
| Terrenos                                    | 1        | 36.151    | 36.151           | 0  | 0              |
| <b>Total, Obras Civiles de Construcción</b> | <b>2</b> |           | <b>2.687.187</b> |    | <b>132.552</b> |

**5.1.1.6 Flota y equipo de transporte.** Para el desarrollo administrativo se necesitará la siguiente Flota y Equipo de Transporte en el sistema de producción de hidrógeno.

**Tabla 40.**

*Flota y equipo de transporte*

| Concepto                                   | Cantidad | Valor unitario | Valor total    | Vida útil | Depreciación   |
|--|----------|----------------|----------------|-----------|----------------|
| Vehículos                                  | 4        | 126.527        | 506.107        | 5         | 101.221        |
| <b>Total, flota y equipo de transporte</b> | <b>4</b> |                | <b>506.107</b> |           | <b>101.221</b> |

**5.1.1.7 Total de inversión fija.** La inversión fija para la puesta en marcha operativa y administrativa del sistema de producción de hidrógeno es de \$75.967.141.

**Tabla 41.**

*Inversión en activos fijos operativos*

| Concepto   | Año 0      |
|--|------------|
| <b>Maquinaria y equipo</b>                         | 73.179.033 |
| <b>Muebles y enseres</b>                           | 8.387      |
| <b>Equipos de Comunicación y Computación</b>       | 27.342     |
| <b>Obras Civiles de Construcción Edificaciones</b> | 2.687.187  |
| <b>Inversión fija operativa</b>                    | 75.901.949 |

**Tabla 42.***Inversión en activos fijos administrativo y ventas*

| Concepto                                      | Año 0          |
|---|----------------|
| Muebles y enseres                             | 18.172         |
| Flota y Equipo de Transporte                  | 506.107        |
| Equipo de oficina                             | 12.508         |
| Equipos de Comunicación y Computación         | 65.191         |
| <b>Inversión fija administrativa y Ventas</b> | <b>601.978</b> |

**5.1.2 Inversión diferida.**

Corresponde a rubros como adecuaciones y remodelaciones, estudio del proyecto, gastos de constitución, publicidad y lanzamiento, por valor de \$22.594.

**Tabla 43.***Inversión diferida*

| Concepto                         | Valor         |
|----------------------------------|---------------|
| Software                         | 5.905         |
| Estudio del proyecto             | 5.784         |
| Gastos de constitución           | 1.868         |
| Adecuaciones y remodelaciones    | 0             |
| Publicidad de lanzamiento        | 9.038         |
| <b>Total, inversión diferida</b> | <b>22.594</b> |

**5.1.3 Inversiones de capital de trabajo.**

Son los recursos necesarios para la ejecución del proceso productivo determinado por el periodo entre la compra de materia prima hasta la recolección de los recursos para la iniciación del

ciclo productivo, se compone de efectivo y equivalente del efectivo, cuentas por cobrar clientes, inventario de materia prima e inventario de producto terminado.

**Tabla 44.***Política de cartera*

| Política de venta | N.<br>Días | %       | Plazo<br>promedio |
|-------------------|------------|---------|-------------------|
| Contado           | 1          | 50,00%  | 0,50              |
| Crédito           | 15         | 50,00%  | 7,50              |
| Plazo promedio    |            | 100,00% | 8,00              |

El proyecto contará con un capital de trabajo de 5 días de efectivo, 8 días de cartera, 2 días de materia prima y 2 días de producto terminado.

**Tabla 45.***Capital de trabajo*

| Capital de trabajo               | Año 1          | Año 2          | Año 3          | Año 4          | Año 5          |
|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Efectivo                         | 111.223        | 109.439        | 107.656        | 105.873        | 104.090        |
| Cartera comercial                | 177.956        | 175.103        | 172.250        | 169.397        | 166.544        |
| Inventario de Materia prima      | 783            | 800            | 822            | 844            | 867            |
| Inventario de Producto Terminado | 53.456         | 54.300         | 55.197         | 56.117         | 57.063         |
| <b>Total, capital de trabajo</b> | <b>343.418</b> | <b>339.642</b> | <b>335.924</b> | <b>332.231</b> | <b>328.562</b> |

- **Costos de producción.** Están constituido por los tres elementos del costo: materia prima, mano de obra directa y Costos Indirectos de Fabricación. La materia prima corresponde al costo de la materia prima de 15 litros de agua para un kilogramo de hidrógeno para la producción del sistema de producción.

**Tabla 46.***Costo materia prima por kilogramo de hidrógeno*

| hidrógeno   | Año 1        | Año 2        | Año 3        | Año 4        | Año 5        |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Agua<br>(hidrógeno)/Kilogramo                         | 0,199        | 0,204        | 0,210        | 0,215        | 0,221        |
| <b>Costo Variable<br/>Unitario, materia<br/>prima</b> | <b>0,199</b> | <b>0,204</b> | <b>0,210</b> | <b>0,215</b> | <b>0,221</b> |

*Nota.* Tomado de: Cotización**Tabla 47.***Inventario final materia Prima*

| Inventario final Materia Prima<br>Total | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Inventario final MP                     | 783   | 800   | 822   | 844   | 867   |
| Inventario inicial MP                   | 0     | 783   | 800   | 822   | 844   |

**Tabla 48.***Costo materia prima total*

| Costo Materia Prima Total            | Año 1          | Año 2          | Año 3          | Año 4          | Año 5          |
|--------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Agua (hidrógeno)                     | 140.993        | 143.991        | 147.883        | 151.876        | 155.976        |
| <b>Costo Materia Prima<br/>Total</b> | <b>140.993</b> | <b>143.991</b> | <b>147.883</b> | <b>151.876</b> | <b>155.976</b> |

**Tabla 49.***Compra de materia prima*

| Concepto            | Año 1   | Año 2   | Año 3   | Año 4   | Año 5   |
|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Agua<br>(hidrógeno) | 141.776 | 144.007 | 147.905 | 151.898 | 155.999 |
| Compra MP           | 141.776 | 144.007 | 147.905 | 151.898 | 155.999 |

**Tabla 50.***Inventario final de producto terminado*

| Inventario final Total<br>Productos | Año 1  | Año 2  | Año 3  | Año 4  | Año 5  |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Inventario final PT                 | 53.456 | 54.300 | 55.197 | 56.117 | 57.063 |
| Inventario inicial PT (\$)          | 0      | 53.456 | 54.300 | 55.197 | 56.117 |

**Tabla 51.***Unidades vendidas*

| kilogramos<br>proyectados | Año 1          | Año 2          | Año 3          | Año 4          | Año 5          |
|---------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| hidrógeno                 | 705.180        | 705.180        | 705.180        | 705.180        | 705.180        |
| <b>Total</b>              | <b>705.180</b> | <b>705.180</b> | <b>705.180</b> | <b>705.180</b> | <b>705.180</b> |

Para el cálculo de la producción de unidades en kilogramos se tiene en cuenta las unidades vendidas y el inventario inicial de producto terminado.

**Tabla 52.***Producción unidades*

| Unidades producidas<br>kilogramos | Año 1          | Año 2          | Año 3          | Año 4          | Año 5          |
|-----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Agua (hidrógeno)                  | 709.120        | 705.158        | 705.180        | 705.180        | 705.180        |
| <b>Total</b>                      | <b>709.120</b> | <b>705.158</b> | <b>705.180</b> | <b>705.180</b> | <b>705.180</b> |

- **Mano de obra directa.** Se refiere al costo del personal que realiza directamente el proceso de producción del sistema de producción de hidrógeno y que se carga directamente al valor del producto final.

**Tabla 53.***Costo mano de obra directa*

| Año 1                     | Sueldos   |               | Prestaciones   |                | Aportes parafiscales |                |
|---------------------------|-----------|---------------|----------------|----------------|----------------------|----------------|
| Cargo                     | No.       | Mensual       | Anual          | 27,46%         | 29,92%               | Total          |
| Auxiliar electricista     | 6         | 3374          | 242.931        | 66.709         | 72.677               | 382.317        |
| Auxiliar de mantenimiento | 6         | 3374          | 242.931        | 66.709         | 72.677               | 382.317        |
| Auxiliar de laboratorio   | 2         | 3374          | 80.977         | 22.236         | 24.226               | 127.439        |
| <b>Total</b>              | <b>14</b> | <b>10.122</b> | <b>566.840</b> | <b>155.654</b> | <b>169.580</b>       | <b>892.074</b> |

**Tabla 54.***Proyección costo mano de obra directa*

| Cargo                          | Año 1          | Año 2          | Año 3          | Año 4          | Año 5          | Año 6            |
|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| Costos de mano de obra directa | 892.074        | 916.160        | 940.896        | 966.300        | 992.390        | 1.019.185        |
| <b>Total</b>                   | <b>892.074</b> | <b>916.160</b> | <b>940.896</b> | <b>966.300</b> | <b>992.390</b> | <b>1.019.185</b> |

- **Costos indirectos de fabricación fijos.** Están compuesto por la mano de obra indirecta, arriendo, elementos de protección personal, Mantenimiento, Seguro (4%) de la inversión en activos, otros costos varios y Depreciaciones de la propiedad planta y equipo operativo.

**Tabla 55.***Costos indirectos de fabricación fijos*

| Costos Indirectos de Fabricación fijos | Año 1   | Año 2   | Año 3   | Año 4   | Año 5   |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Costos de mano de obra indirecta       | 614.439 | 631.028 | 648.066 | 665.564 | 683.534 |
| Dotación                               | 6.144   | 6.310   | 6.481   | 6.656   | 6.835   |

| Costos Indirectos de<br>Fabricación fijos | Año 1            | Año 2            | Año 3            | Año 4            | Año 5            |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Elementos de<br>protección                | 2.169            | 2.228            | 2.288            | 2.350            | 2.413            |
| Seguros                                   | 379.510          | 389.757          | 400.280          | 411.087          | 422.187          |
| Mantenimiento                             | 2.978.546        | 3.058.966        | 3.141.558        | 3.226.381        | 3.313.493        |
| Gastos varios                             | 7.230            | 7.425            | 7.626            | 7.832            | 8.043            |
| <b>Subtotal</b>                           | <b>3.988.037</b> | <b>4.095.714</b> | <b>4.206.299</b> | <b>4.319.869</b> | <b>4.436.505</b> |
| Depreciaciones                            | 3.797.811        | 3.797.811        | 3.797.811        | 3.797.811        | 3.797.811        |
| <b>Total, CI fijos</b>                    | <b>7.785.848</b> | <b>7.893.525</b> | <b>8.004.109</b> | <b>8.117.679</b> | <b>8.234.316</b> |

*Nota.* Tomado de. Cotizaciones varias

**Tabla 56.**

*Mano de obra indirecta*

| Año 1                         | Sueldos  |               | Prestaciones   | Aportes<br>parafiscales |                |                |
|-------------------------------|----------|---------------|----------------|-------------------------|----------------|----------------|
| Cargo                         | No.      | Mensual       | Anual          | 27,46%                  | 29,92%         | Total          |
| Ingeniero de<br>mantenimiento | 2        | 5.423         | 130.142        | 35.737                  | 38.934         | 204.813        |
| Ingeniero de procesos         | 2        | 5.423         | 130.142        | 35.737                  | 38.934         | 204.813        |
| Ingeniero electricista        | 2        | 5.423         | 130.142        | 35.737                  | 38.934         | 204.813        |
| <b>Total</b>                  | <b>6</b> | <b>16.268</b> | <b>390.425</b> | <b>107.211</b>          | <b>116.802</b> | <b>614.439</b> |

**Tabla 57.**

*Proyección costo mano de obra indirecta*

| Cargo                            | Año 1   | Año 2   | Año 3   | Año 4   | Año 5   |
|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Costos de mano de obra indirecta | 614.439 | 631.028 | 648.066 | 665.564 | 683.534 |

- **Costos Indirectos de fabricación variables.** Está constituido por el costo de los servicios de agua, entre otros.

**Tabla 58.***Costos indirectos de fabricación variables*

| CIF variables              | Año 1          | Año 2          | Año 3          | Año 4          | Año 5          | Año 6          |
|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Otros Costos               | 17.090         | 17.453         | 17.925         | 18.409         | 18.906         | 19.417         |
| Transporte hidrógeno       | 786.141        | 802.856        | 824.559        | 846.822        | 869.686        | 893.168        |
| <b>Total, CI variables</b> | <b>803.231</b> | <b>820.310</b> | <b>842.484</b> | <b>865.231</b> | <b>888.593</b> | <b>912.585</b> |

*Nota.* Tomado de. Cotizaciones varias**Tabla 59.***Total costos operativos*

| Concepto  | Año 1            | Año 2            | Año 3            | Año 4            | Año 5            |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Costos fijos                                    | 7.785.848        | 7.893.525        | 8.004.109        | 8.117.679        | 8.234.316        |
| Costos indirectos variables                     | 803.231          | 820.310          | 842.484          | 865.231          | 888.593          |
| Total, costos operativos                        | 8.589.079        | 8.713.835        | 8.846.594        | 8.982.911        | 9.122.909        |
| Depreciación                                    | (3.797.811)      | (3.797.811)      | (3.797.811)      | (3.797.811)      | (3.797.811)      |
| <b>Total costos operativos sin depreciación</b> | <b>4.791.269</b> | <b>4.916.024</b> | <b>5.048.783</b> | <b>5.185.100</b> | <b>5.325.098</b> |

- **Total, costo de producción.** Está constituido por la materia prima como resultado de multiplicar la producción por el costo de la materia prima, costo mano de obra directa, costos indirectos fijos y costos indirectos variables.

**Tabla 60.***Costo de producción*

| Concepto                     | Año 1            | Año 2            | Año 3            | Año 4             | Año 5             |
|------------------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| Costo Materia Prima Total    | 140.993          | 143.991          | 147.883          | 151.876           | 155.976           |
| Costo MOD                    | 892.074          | 916.160          | 940.896          | 966.300           | 992.390           |
| Costos Indirectos Fijos      | 7.785.848        | 7.893.525        | 8.004.109        | 8.117.679         | 8.234.316         |
| Costos Indirectos Variables  | 803.231          | 820.310          | 842.484          | 865.231           | 888.593           |
| <b>Total, C.P Producto A</b> | <b>9.622.146</b> | <b>9.773.985</b> | <b>9.935.373</b> | <b>10.101.087</b> | <b>10.271.275</b> |

**Tabla 61.***Costo de producción unitario*

| Costo de Producción unitario | Año 1  | Año 2  | Año 3  | Año 4  | Año 5  | Año 6  |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| hidrógeno                    | 13,569 | 13,861 | 14,089 | 14,324 | 14,565 | 14,806 |

- **Gastos de administración y ventas.** Comprende los gastos en que se infringe en la gestión administrativa del sistema de producción de hidrógeno de la empresa.

**Tabla 62.***Presupuesto de gastos administrativos y de ventas*

| Concepto                      | Año 1            | Año 2            | Año 3            | Año 4            | Año 5            |
|-------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Sueldos y prestaciones        | 971.259          | 997.483          | 1.024.415        | 1.052.074        | 1.080.480        |
| Dotación                      | 2.600            | 2.670            | 2.742            | 2.817            | 2.893            |
| Servicios Públicos            | 7.519            | 7.722            | 7.931            | 8.145            | 8.365            |
| Impuesto de rodamiento        | 12.653           | 12.994           | 13.345           | 13.705           | 14.076           |
| Útiles y papelería            | 3.495            | 3.589            | 3.686            | 3.785            | 3.888            |
| Gastos varios                 | 2.290            | 2.351            | 2.415            | 2.480            | 2.547            |
| Útiles de aseo y cafetería    | 6.628            | 6.807            | 6.990            | 7.179            | 7.373            |
| Registro mercantil            | 2.726            | 2.799            | 2.875            | 2.953            | 3.032            |
| Publicidad                    | 12.653           | 12.994           | 13.345           | 13.705           | 14.076           |
| Licencias y permisos          | 7.688            | 7.896            | 8.109            | 8.328            | 8.553            |
| Seguros                       | 3.010            | 3.091            | 3.175            | 3.260            | 3.348            |
| Subtotal                      | 1.032.519        | 1.060.397        | 1.089.027        | 1.118.431        | 1.148.629        |
| Impuesto industria y comercio | 32.032           | 31.519           | 31.005           | 30.491           | 29.978           |
| <b>Subtotal</b>               | <b>1.064.551</b> | <b>1.091.915</b> | <b>1.120.032</b> | <b>1.148.923</b> | <b>1.178.607</b> |
| Gastos preoperativos          | 22.594           |                  |                  |                  |                  |
| Depreciaciones                | 117.328          | 117.328          | 117.328          | 117.328          | 117.328          |
| <b>TOTALES</b>                | <b>1.204.473</b> | <b>1.209.243</b> | <b>1.237.360</b> | <b>1.266.250</b> | <b>1.295.934</b> |

*Nota.* Tomado de. Cotizaciones varias

- **Sueldos, prestaciones sociales y parafiscales.** Se relacionan los sueldos del personal administrativo y de ventas.

**Tabla 63.***Sueldos, prestaciones sociales y parafiscales*

| Año 1  |           | Sueldos       |                | Prestaciones   | Aportes parafiscales |                |
|--|-----------|---------------|----------------|----------------|----------------------|----------------|
| Cargo  | No.       | Mensual       | Anual          | 21,02%         | 29,92%               | Total          |
| Gerente  | 1         | 8.435         | 101.221        | 21.279         | 30.282               | 152.782        |
| Gestión apoyo a la Gerencia                                | 1         | 3.374         | 40.489         | 8.512          | 12.113               | 61.113         |
| Subgerente   | 1         | 7.230         | 86.761         | 18.239         | 25.956               | 130.956        |
| Gestión apoyo a la Subgerencia                             | 1         | 3.374         | 40.489         | 8.512          | 12.113               | 61.113         |
| Contador   | 1         | 4.700         | 56.395         | 11.855         | 16.871               | 85.122         |
| Asistente del Contador                                     | 1         | 3.374         | 40.489         | 8.512          | 12.113               | 61.113         |
| Auxiliar Contable  | 1         | 2.169         | 26.028         | 5.472          | 7.787                | 39.287         |
| Abogado  | 1         | 4.218         | 50.611         | 10.639         | 15.141               | 76.391         |
| Gestión Financiera   | 1         | 4.700         | 56.395         | 11.855         | 16.871               | 85.122         |
| Administración del Sistema de Gestión Integral             | 1         | 3.374         | 40.489         | 8.512          | 12.113               | 61.113         |
| Gestión asistencial, logístico y operativo                 | 1         | 3.374         | 40.489         | 8.512          | 12.113               | 61.113         |
| Gestión y operación procesos y seguridad de la información | 1         | 3.374         | 40.489         | 8.512          | 12.113               | 61.113         |
| Oficios varios   | 1         | 1.928         | 23.136         | 4.864          | 6.922                | 34.922         |
| <b>Total</b>   | <b>13</b> | <b>53.623</b> | <b>643.479</b> | <b>135.272</b> | <b>192.507</b>       | <b>971.259</b> |

**Tabla 64.***Proyección sueldos, prestaciones sociales y parafiscales*

| Cargo                          | Año 1          | Año 2          | Año 3            | Año 4            | Año 5            |
|--------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|
| Sueldos, prestaciones sociales | 971.259        | 997.483        | 1.024.415        | 1.052.074        | 1.080.480        |
| <b>Total</b>                   | <b>971.259</b> | <b>997.483</b> | <b>1.024.415</b> | <b>1.052.074</b> | <b>1.080.480</b> |

- **Depreciaciones.** Corresponde a las depreciaciones de la maquinaria y equipo correspondiente a la inversión fija para la nueva propuesta, de acuerdo con la vida útil de cada activo.

**Tabla 65.***Depreciación área operativa*

| Concepto                                    | Año 1            | Año2             | Año3              | Año 4             | Año 5             |
|---|------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Depreciación anual                          |                  |                  |                   |                   |                   |
| Maquinaria y equipo                         | 3.658.952        | 3.658.952        | 3.658.952         | 3.658.952         | 3.658.952         |
| Muebles y enseres                           | 839              | 839              | 839               | 839               | 839               |
| Equipos de Comunicación y Computación       | 5.468            | 5.468            | 5.468             | 5.468             | 5.468             |
| Obras Civiles de Construcción Edificaciones | 132.552          | 132.552          | 132.552           | 132.552           | 132.552           |
| <b>Total, depreciación anual</b>            | <b>3.797.811</b> | <b>3.797.811</b> | <b>3.797.811</b>  | <b>3.797.811</b>  | <b>3.797.811</b>  |
| <b>Depreciación acumulada</b>               | <b>3.797.811</b> | <b>7.595.621</b> | <b>11.393.432</b> | <b>15.191.242</b> | <b>18.989.053</b> |

**Tabla 66.***Depreciación administrativa*

| Concepto                              | Año 1          | Año2           | Año3           | Año 4          | Año 5          |
|---------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Depreciación anual                    |                |                |                |                |                |
| Muebles y enseres                     | 1.817          | 1.817          | 1.817          | 1.817          | 1.817          |
| Flota y Equipo de Transporte          | 101.221        | 101.221        | 101.221        | 101.221        | 101.221        |
| Equipo de oficina                     | 1.251          | 1.251          | 1.251          | 1.251          | 1.251          |
| Equipos de Comunicación y Computación | 13.038         | 13.038         | 13.038         | 13.038         | 13.038         |
| <b>Total, depreciación anual</b>      | <b>117.328</b> | <b>117.328</b> | <b>117.328</b> | <b>117.328</b> | <b>117.328</b> |
| <b>Depreciación acumulada</b>         | <b>117.328</b> | <b>234.655</b> | <b>351.983</b> | <b>469.311</b> | <b>586.638</b> |

- **Seguros.** Corresponde al costo de los seguros de incendio, robo, entre otros, que cubren la propiedad, planta y equipo.
- **Gastos diferidos.** Representa los gastos diferidos que tienen origen en el área administrativa.

**Tabla 67.***Gastos diferidos*

| Concepto                         | Valor         |
|----------------------------------|---------------|
| Software                         | 5.905         |
| Estudio del proyecto             | 5.784         |
| Gastos de constitución           | 1.868         |
| Publicidad de lanzamiento        | 9.038         |
| <b>Total, inversión diferida</b> | <b>22.594</b> |

- **Impuestos.** Corresponde al 35% de impuesto sobre renta y el impuesto de industria y comercio por el cual debe cancelar el cuatro, cinco por mil (4%) sobre el valor de los ingresos anuales por ventas.
- **Fuentes de financiación.** Se obtendrá un crédito DEL 30% el total de la inversión correspondiente a \$23.060.982, y el excedente aportes de los socios por \$53.808.958, a una tasa de interés un interés del 17,59% anual equivalente al 8.44 % semestre.

**Tabla 68.***Política de financiación*

| Fuente                  | Valor             | Conceptos |
|-------------------------|-------------------|-----------|
| Aporte socios           | 53.808.958        | 70,00%    |
| Crédito financiero      | 23.060.982        | 30,00%    |
| <b>Total, inversión</b> | <b>76.869.940</b> |           |

|                            |             |             |
|----------------------------|-------------|-------------|
| Numero de Cuotas           | 10          | Semestres   |
| Amortización               | Cotas fijas | Semestrales |
| Interés                    | 8,44%       | Semestral   |
| Numero de periodos por año | 2           |             |
| Interés efectivo           | 17,59%      | Anual       |

*Nota.* Tomado de. Banco Occidente

**Tabla 69.**

*Amortización del crédito*

| N. Periodos | Cuota     | Intereses | Abono a Capital | Saldo      |
|-------------|-----------|-----------|-----------------|------------|
| 0           |           |           |                 | 23.060.982 |
| 1           | 3.505.281 | 1.946.347 | 1.558.934       | 21.502.048 |
| 2           | 3.505.281 | 1.814.773 | 1.690.508       | 19.811.540 |
| 3           | 3.505.281 | 1.672.094 | 1.833.187       | 17.978.353 |
| 4           | 3.505.281 | 1.517.373 | 1.987.908       | 15.990.445 |
| 5           | 3.505.281 | 1.349.594 | 2.155.687       | 13.834.758 |
| 6           | 3.505.281 | 1.167.654 | 2.337.627       | 11.497.130 |
| 7           | 3.505.281 | 970.358   | 2.534.923       | 8.962.207  |
| 8           | 3.505.281 | 756.410   | 2.748.871       | 6.213.337  |
| 9           | 3.505.281 | 524.406   | 2.980.875       | 3.232.461  |
| 10          | 3.505.281 | 272.820   | 3.232.461       | 0          |

**Tabla 70.**

*Abono a capital e intereses.*

| Abono a capital e intereses | Año 1     | Año2      | Año3      | Año4      | Año5      | Total      |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Interés                     | 3.761.120 | 3.189.467 | 2.517.247 | 1.726.768 | 797.225   | 11.991.827 |
| Abono a capital             | 3.249.442 | 3.821.095 | 4.493.315 | 5.283.794 | 6.213.337 | 23.060.982 |

- **Precio de venta unitario.** Para el cálculo del precio de venta se utilizarán los valores de la hoja de ruta del hidrógeno y a través de una regresión lineal, se determinará el precio de venta entre 2030-2034 (MinMinas, BID & UK Government, s.f.).

**Tabla 71.***Precio venta*

| Precio    | Año 1  | Año 2  | Año 3  | Año 4  | Año 5  |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| hidrógeno | 11,356 | 11,174 | 10,992 | 10,810 | 10,628 |

- **Presupuesto de ingresos.** Su cálculo se estima con base al precio de ventas y las unidades vendidas.

**Tabla 72.***Ingresos por ventas.*

| Año          | Año 1            | Año 2            | Año 3            | Año 4            | Año 5            |
|--------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Hidrógeno    | 8.008.028        | 7.879.636        | 7.751.243        | 7.622.851        | 7.494.458        |
| <b>Total</b> | <b>8.008.028</b> | <b>7.879.636</b> | <b>7.751.243</b> | <b>7.622.851</b> | <b>7.494.458</b> |

- **Margen de contribución.** Para el cálculo del margen de contribución en unidades se evidencia

**Tabla 73.***Margen de contribución*

| Concepto                                       | Año 1             | Año 2             | Año 3             | Año 4             | Año 5             |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Costos administrativos fijos                   | 1.172.440         | 1.177.724         | 1.206.355         | 1.235.759         | 1.265.957         |
| Gastos financieros                             | 3.761.120         | 3.189.467         | 2.517.247         | 1.726.768         | 797.225           |
| Costos fijos operativos                        | 7.785.848         | 7.893.525         | 8.004.109         | 8.117.679         | 8.234.316         |
| <b>Total, costos fijos</b>                     | <b>12.719.408</b> | <b>12.260.716</b> | <b>11.727.712</b> | <b>11.080.206</b> | <b>10.297.498</b> |
| Costos variables impuesto industria y comercio | 32.032            | 31.519            | 31.005            | 30.491            | 29.978            |
| Costos variables producto                      | 1.836.298         | 1.880.460         | 1.931.263         | 1.983.407         | 2.036.959         |
| <b>Total, costos variables</b>                 | <b>1.868.330</b>  | <b>1.911.979</b>  | <b>1.962.268</b>  | <b>2.013.899</b>  | <b>2.066.937</b>  |

|  |                   |                   |                   |                   |                   |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Total, costos fijos y variables</b> | <b>14.587.738</b> | <b>14.172.695</b> | <b>13.689.980</b> | <b>13.094.105</b> | <b>12.364.435</b> |
| <b>Precio de venta unitario</b>        |                   |                   |                   |                   |                   |
| hidrógeno                              | 11,356            | 11,174            | 10,992            | 10,810            | 10,628            |
| <b>Costo variable unitario</b>         |                   |                   |                   |                   |                   |
| hidrógeno                              | 13,569            | 13,861            | 14,089            | 14,324            | 14,565            |
| <b>Margen de contribución unitaria</b> |                   |                   |                   |                   |                   |
| <b>Margen de contribución</b>          | <b>(2,213)</b>    | <b>(2,687)</b>    | <b>(3,097)</b>    | <b>(3,514)</b>    | <b>(3,938)</b>    |

## 5.2 Estados financieros presupuestados

### 5.2.1 Presupuesto de efectivo.

Corresponde a la planeación de ingresos generados por las ventas de hidrógeno.

**Tabla 74.**

#### *Presupuesto de efectivo*

| Concepto                                    | Año 0             | Año 1            | Año 2            | Año 3            | Año 4            | Año 5            |
|---|-------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Ingresos de actividades ordinarias          |                   |                  |                  |                  |                  |                  |
| Ventas Contado                              |                   | 7.830.072        | 7.704.533        | 7.578.993        | 7.453.454        | 7.327.914        |
| Recuperación cuentas por cobrar clientes    |                   | -                | 177.956          | 175.103          | 172.250          | 169.397          |
| Crédito bancario                            | 23.060.982        | -                | -                | -                | -                | -                |
| Aportes socios                              | 53.808.958        | -                | -                | -                | -                | -                |
| <b>Total, ingresos</b>                      | <b>76.869.940</b> | <b>7.830.072</b> | <b>7.882.489</b> | <b>7.754.096</b> | <b>7.625.704</b> | <b>7.497.311</b> |
| <b>Egresos</b>                              |                   |                  |                  |                  |                  |                  |
| Obras civiles de construcción edificaciones | 2.687.187         |                  |                  |                  |                  |                  |

| Concepto                           | Año 0             | Año 1             | Año 2              | Año 3              | Año 4              | Año 5              |
|------------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Compra de maquinaria y equipo      | 73.179.033        |                   |                    |                    |                    |                    |
| Flota y equipo de transporte       | 506.107           |                   |                    |                    |                    |                    |
| Compra de muebles y enseres        | 26.559            |                   |                    |                    |                    |                    |
| Compras de equipo oficina          | 12.508            |                   |                    |                    |                    |                    |
| Compra comunicación y computación  | 92.533            |                   |                    |                    |                    |                    |
| Gastos preoperativos               | 22.594            |                   |                    |                    |                    |                    |
| Compras materia prima de contado   |                   | 129.961           | 132.007            | 135.579            | 139.240            | 142.999            |
| Cuentas por pagar                  |                   |                   | 11.815             | 12.001             | 12.325             | 12.658             |
| Mano de obra directa               |                   | 892.074           | 916.160            | 940.896            | 966.300            | 992.390            |
| Pago costos indirectos fijos       |                   | 3.988.037         | 4.095.714          | 4.206.299          | 4.319.869          | 4.436.505          |
| Pago costos indirectos variables   |                   | 803.231           | 820.310            | 842.484            | 865.231            | 888.593            |
| Gastos administrativos y de ventas |                   | 1.064.551         | 1.091.915          | 1.120.032          | 1.148.923          | 1.178.607          |
| Gastos y Costos Financieros        |                   | 3.761.120         | 3.189.467          | 2.517.247          | 1.726.768          | 797.225            |
| Abono capital                      |                   | 3.249.442         | 3.821.095          | 4.493.315          | 5.283.794          | 6.213.337          |
| <b>Total, egresos</b>              | <b>76.526.522</b> | <b>13.888.417</b> | <b>14.078.482</b>  | <b>14.267.853</b>  | <b>14.462.450</b>  | <b>14.662.314</b>  |
| <b>Saldo neto</b>                  | <b>343.418</b>    | <b>-6.058.345</b> | <b>-6.195.993</b>  | <b>-6.513.757</b>  | <b>-6.836.746</b>  | <b>-7.165.003</b>  |
| Saldo inicial de caja              | 0                 | 343.418           | -5.714.926         | -11.910.920        | -18.424.676        | -25.261.423        |
| <b>Saldo final de caja</b>         | <b>343.418</b>    | <b>-5.714.926</b> | <b>-11.910.920</b> | <b>-18.424.676</b> | <b>-25.261.423</b> | <b>-32.426.426</b> |

**Tabla 75.***Cuentas por cobrar*

| Concepto             | Año 1     | Año 2     | Año 3     | Año 4     | Año 5     |
|----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ventas del periodo   | 7.830.072 | 7.704.533 | 7.578.993 | 7.453.454 | 7.327.914 |
| Recuperación cartera | 177.956   | 175.103   | 172.250   | 169.397   | 166.544   |
| Ventas totales       | 8.008.028 | 7.879.636 | 7.751.243 | 7.622.851 | 7.494.458 |

**Tabla 76.***Cuentas por pagar*

| Concepto             | Año 1   | Año 2   | Año 3   | Año 4   | Año 5   |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Compras contado      | 129.961 | 132.007 | 135.579 | 139.240 | 142.999 |
| Pago de compras      | 11.815  | 12.001  | 12.325  | 12.658  | 13.000  |
| Compras de mercancía | 141.776 | 144.007 | 147.905 | 151.898 | 155.999 |

**5.2.2 Estado de resultados presupuestado.**

Este instrumento permite medir la rentabilidad y reportar las operaciones que realizará la empresa de hidrógeno, determinando la utilidad o pérdida mediante la deducción de los costos y gastos de los ingresos que reciba la nueva empresa.

**Tabla 77.***Estado de resultados presupuestado*

| Concepto                            | Año 1     | Año 2     | Año 3     | Año 4     | Año 5     |
|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ingresos de actividades ordinarias  | 8.008.028 | 7.879.636 | 7.751.243 | 7.622.851 | 7.494.458 |
| Inventario inicial de materia prima | 0         | 783       | 800       | 822       | 844       |
| (+) Compra de materia prima         | 141.776   | 144.007   | 147.905   | 151.898   | 155.999   |

| <b>Concepto</b>                             | <b>Año 1</b>      | <b>Año 2</b>      | <b>Año 3</b>      | <b>Año 4</b>      | <b>Año 5</b>      |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| (-) Inventario final materia prima          | 783               | 800               | 822               | 844               | 867               |
| <b>Costo total materia prima</b>            | <b>140.993</b>    | <b>143.991</b>    | <b>147.883</b>    | <b>151.876</b>    | <b>155.976</b>    |
| Mano de obra directa                        | 892.074           | 916.160           | 940.896           | 966.300           | 992.390           |
| (+) Costos indirectos fabricación fijos     | 7.785.848         | 7.893.525         | 8.004.109         | 8.117.679         | 8.234.316         |
| (+) Costos indirectos fabricación variables | 803.231           | 820.310           | 842.484           | 865.231           | 888.593           |
| <b>(=) Total costo de producción</b>        | <b>9.622.146</b>  | <b>9.773.985</b>  | <b>9.935.373</b>  | <b>10.101.087</b> | <b>10.271.275</b> |
| (+) Inventario Inicial Producto Terminado   | 0                 | 53.456            | 54.300            | 55.197            | 56.117            |
| (-) Inventario final producto Terminado     | 53.456            | 54.300            | 55.197            | 56.117            | 57.063            |
| <b>Costo de venta</b>                       | <b>9.568.690</b>  | <b>9.773.141</b>  | <b>9.934.476</b>  | <b>10.100.166</b> | <b>10.270.330</b> |
| <b>Utilidad bruta</b>                       | <b>-1.560.661</b> | <b>-1.893.506</b> | <b>-2.183.233</b> | <b>-2.477.316</b> | <b>-2.775.872</b> |
| (-) Gastos operacionales                    | 1.204.473         | 1.209.243         | 1.237.360         | 1.266.250         | 1.295.934         |
| Gastos administrativos y de ventas          | 1.204.473         | 1.209.243         | 1.237.360         | 1.266.250         | 1.295.934         |
| <b>Utilidad operacional</b>                 | <b>-2.765.134</b> | <b>-3.102.749</b> | <b>-3.420.593</b> | <b>-3.743.566</b> | <b>-4.071.806</b> |
| (-) Gastos y costos financieros             | 3.761.120         | 3.189.467         | 2.517.247         | 1.726.768         | 797.225           |
| <b>Utilidad antes de impuestos</b>          | <b>-6.526.254</b> | <b>-6.292.216</b> | <b>-5.937.840</b> | <b>-5.470.334</b> | <b>-4.869.031</b> |
| Impuesto a las ganancias                    | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 |
| <b>Utilidad después de impuestos</b>        | <b>-6.526.254</b> | <b>-6.292.216</b> | <b>-5.937.840</b> | <b>-5.470.334</b> | <b>-4.869.031</b> |
| (-) Reserva legal (10%)                     | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 |
| <b>utilidad del ejercicio</b>               | <b>-6.526.254</b> | <b>-6.292.216</b> | <b>-5.937.840</b> | <b>-5.470.334</b> | <b>-4.869.031</b> |

*Nota.* Tomado de. Presupuesto operativo

### 5.2.3 Balance general presupuestado.

Este instrumento permite conocer la situación financiera en que se proyecta la empresa de hidrógeno para periodos en particular.

**Tabla 78.***Balance general presupuestado*

| <b>Concepto</b>                             | <b>Año 0</b>      | <b>Año 1</b>       | <b>Año 2</b>        | <b>Año 3</b>        | <b>Año 4</b>        | <b>Año 5</b>        |
|---|-------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| <b>ACTIVO</b>                               |                   |                    |                     |                     |                     |                     |
| <b>Activo corriente</b>                     |                   |                    |                     |                     |                     |                     |
| Efectivo y equivalente del efectivo         | 343.418           | (5.714.926)        | (11.910.920)        | (18.424.676)        | (25.261.423)        | (32.426.426)        |
| Cuentas por cobrar Clientes                 |                   | 177.956            | 175.103             | 172.250             | 169.397             | 166.544             |
| Inventario de Materia Prima                 |                   | 783                | 800                 | 822                 | 844                 | 867                 |
| Inventario de Producto Terminado            |                   | 53.456             | 54.300              | 55.197              | 56.117              | 57.063              |
| <b>Total, activo Cte</b>                    | <b>343.418</b>    | <b>(5.482.730)</b> | <b>(11.680.717)</b> | <b>(18.196.408)</b> | <b>(25.035.065)</b> | <b>(32.201.953)</b> |
| <b>ACTIVOS FIJOS</b>                        |                   |                    |                     |                     |                     |                     |
| <b>TANGIBLES</b>                            |                   |                    |                     |                     |                     |                     |
| Construcciones y edificaciones              | 2.687.187         | 2.687.187          | 2.687.187           | 2.687.187           | 2.687.187           | 2.687.187           |
| Maquinaria y equipo                         | 73.179.033        | 73.179.033         | 73.179.033          | 73.179.033          | 73.179.033          | 73.179.033          |
| Flota y equipo de transporte                | 506.107           | 506.107            | 506.107             | 506.107             | 506.107             | 506.107             |
| Muebles y enseres                           | 26.559            | 26.559             | 26.559              | 26.559              | 26.559              | 26.559              |
| Equipo de oficina                           | 12.508            | 12.508             | 12.508              | 12.508              | 12.508              | 12.508              |
| Equipos de comunicación y computación       | 92.533            | 92.533             | 92.533              | 92.533              | 92.533              | 92.533              |
| Depreciación acumulada                      |                   | (3.915.138)        | (7.830.276)         | (11.745.415)        | (15.660.553)        | (19.575.691)        |
| <b>Total, activos fijos tangibles netos</b> | <b>76.503.928</b> | <b>72.588.789</b>  | <b>68.673.651</b>   | <b>64.758.513</b>   | <b>60.843.375</b>   | <b>56.928.236</b>   |
| <b>OTROS ACTIVOS</b>                        |                   |                    |                     |                     |                     |                     |
| Gastos preoperativos                        | 22.594            |                    |                     |                     |                     |                     |
| <b>Total, otros activos</b>                 | <b>22.594</b>     | <b>0</b>           | <b>0</b>            | <b>0</b>            | <b>0</b>            | <b>0</b>            |
| <b>TOTAL, ACTIVO</b>                        | <b>76.869.940</b> | <b>67.106.059</b>  | <b>56.992.934</b>   | <b>46.562.104</b>   | <b>35.808.310</b>   | <b>24.726.283</b>   |
| <b>PASIVO</b>                               |                   |                    |                     |                     |                     |                     |
| <b>Pasivo corriente</b>                     |                   |                    |                     |                     |                     |                     |
| Préstamos bancarios                         |                   | 0                  | 0                   | 0                   | 0                   | 0                   |
| Proveedores nacionales                      |                   | 11.815             | 12.001              | 12.325              | 12.658              | 13.000              |
| Impuesto a las ganancias                    |                   | 0                  | 0                   | 0                   | 0                   | 0                   |

| Concepto                           | Año 0             | Año 1             | Año 2             | Año 3             | Año 4             | Año 5             |
|------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Total, pasivo Cte.</b>          |                   | <b>11.815</b>     | <b>12.001</b>     | <b>12.325</b>     | <b>12.658</b>     | <b>13.000</b>     |
| <b>PASIVO LARGO PLAZO</b>          |                   |                   |                   |                   |                   |                   |
| Préstamos bancarios largo plazo    | 23.060.982        | 19.811.540        | 15.990.445        | 11.497.130        | 6.213.337         |                   |
| <b>Total, pasivo a largo plazo</b> |                   | <b>19.811.540</b> | <b>15.990.445</b> | <b>11.497.130</b> | <b>6.213.337</b>  | <b>0</b>          |
| <b>TOTAL, PASIVO</b>               | <b>23.060.982</b> | <b>19.823.355</b> | <b>16.002.446</b> | <b>11.509.456</b> | <b>6.225.995</b>  | <b>13.000</b>     |
| <b>PATRIMONIO</b>                  |                   |                   |                   |                   |                   |                   |
| Capital                            | 53.808.958        | 53.808.958        | 53.808.958        | 53.808.958        | 53.808.958        | 53.808.958        |
| Utilidad del ejercicio             |                   | (6.526.254)       | (6.292.216)       | (5.937.840)       | (5.470.334)       | (4.869.031)       |
| Utilidades Acumuladas              |                   | 0                 | (6.526.254)       | (12.818.469)      | (18.756.309)      | (24.226.643)      |
| <b>Total, Patrimonio</b>           | <b>53.808.958</b> | <b>47.282.704</b> | <b>40.990.489</b> | <b>35.052.649</b> | <b>29.582.315</b> | <b>24.713.283</b> |
| <b>TOTAL, PASIVO Y PATRIMONIO</b>  | <b>76.869.940</b> | <b>67.106.059</b> | <b>56.992.934</b> | <b>46.562.104</b> | <b>35.808.310</b> | <b>24.726.283</b> |

Nota. Tomado de. Presupuesto operativo

## 6. Evaluación del proyecto

Para evaluar de una manera técnica las posibilidades económicas del proyecto se utilizarán los índices de evaluación económica como son: la tasa interna de retorno (TIR), Tasa Verdadera de rentabilidad (TVR), valor presente neto (VPN), Periodo de Pago y Relación beneficio costo.

### 6.1 Evaluación financiera

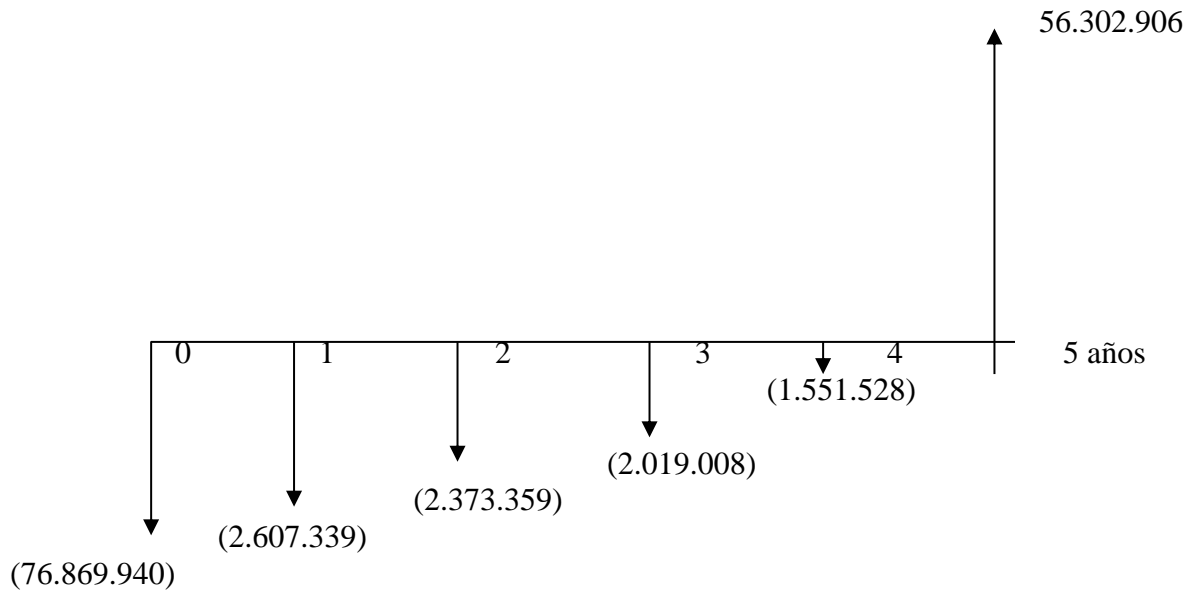
#### 6.1.1 Valor presente neto (VPN).

Es la ganancia equivalente a pesos de hoy generado por el proyecto por encima de la tasa de rentabilidad esperada (TRE).

El flujo de caja proyectado se refleja el comportamiento general tanto de ingresos como de egresos, a partir del cual se puede hacer la respectiva evaluación económica que se presenta posteriormente, la cual tomará como base el flujo de caja del proyecto, utilizando una tasa atractiva de retorno TAR del 15%, considerada como el mínimo rendimiento que espera el inversionista.

**Tabla 79.***Flujo de caja proyectado*

| Concepto                                      | Año 0               | Año 1              | Año 2              | Año 3              | Año 4              | Año 5             |
|---|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| Utilidad del Ejercicio                        |                     | -6.526.254         | -6.292.216         | -5.937.840         | -5.470.334         | -4.869.031        |
| (+) Depreciación                              |                     | 3.915.138          | 3.915.138          | 3.915.138          | 3.915.138          | 3.915.138         |
| Incentivos tributarios proyectos de hidrógeno |                     | 0                  | 0                  | 0                  | 0                  | 0                 |
| Construcciones y edificaciones                | (2.687.187)         |                    |                    |                    |                    |                   |
| Maquinaria y equipo                           | (73.179.033)        |                    |                    |                    |                    |                   |
| Flota y equipo de transporte                  | (506.107)           |                    |                    |                    |                    |                   |
| Compra de muebles y enseres                   | (26.559)            |                    |                    |                    |                    |                   |
| Compras de equipo oficina                     | (12.508)            |                    |                    |                    |                    |                   |
| Compra comunicación y computación             | (92.533)            |                    |                    |                    |                    |                   |
| Capital de trabajo                            | (343.418)           | 3.776              | 3.718              | 3.694              | 3.668              |                   |
| Recuperación capital de trabajo               |                     |                    |                    |                    |                    | 328.562           |
| Gastos preoperativos                          | (22.594)            |                    |                    |                    |                    |                   |
| Valor de salvamento                           |                     |                    |                    |                    |                    | 56.928.236        |
| <b>Flujo de caja del proyecto</b>             | <b>(76.869.940)</b> | <b>(2.607.339)</b> | <b>(2.373.359)</b> | <b>(2.019.008)</b> | <b>(1.551.528)</b> | <b>56.302.906</b> |

**Figura 27.***Flujo de caja del proyecto*

En el punto inicial se cumple la siguiente equivalencia:

$$\sum \text{Ingresos} - \sum \text{Egresos} = 0$$

$$\text{VPN} = (76.869.940) + (2.607.339) (\text{P/F } 15\%, 1) + (2.373.359) (\text{P/F } 15\%, 2) + (2.019.008) (\text{P/F } 15\%, 3) + (1.551.528) (\text{P/F } 15\%, 4) + 56.302.906 (\text{P/F } 15\%, 5) = \mathbf{(47.959.929)}$$

Significa que el proyecto genera una pérdida por debajo de la tasa de rentabilidad esperada de **-\$47.959.929 (miles \$)**.

### 6.1.2 Tasa interna de retorno (TIR %).

La TIR que satisface la ecuación es del -8,42%, anual. Como la TIR es menor que la TAR que se estima en **-8,42%** efectivo anual, proveniente del resultado del mejor costo de oportunidad en las corporaciones financieras y el mínimo rendimiento que espera el inversionista, por lo tanto, se puede concluir que el proyecto no es rentable.

$$\begin{aligned} \text{VPN} = & (76.869.940) + (2.607.339) (P/F i\%,1) + (2.373.359) (P/F i\%,2) + (2.019.008) (P/F i\%, 3) \\ & + (1.551.528) (P/F i\%, 4) + 56.302.906 (P/F i\%,5) = 0 \end{aligned}$$

**Tabla 80.***Ingresos y egresos totales*

| Concepto | Año 0      | Año 1      | Año 2      | Año 3     | Año 4     | Año 5       |
|----------|------------|------------|------------|-----------|-----------|-------------|
| Ingresos |            | 8.008.028  | 7.879.636  | 7.751.243 | 7.622.851 | 7.494.458   |
| Egresos  | 76.869.940 | 10.615.367 | 10.252.995 | 9.770.251 | 9.174.378 | -48.808.448 |

**6.1.3 Tasa verdadera de rentabilidad (TVR).**

Es la rentabilidad generada por el proyecto que establece la relación entre el valor futuro del flujo neto, utilizando la TAR y las inversiones. Su cálculo se determina mediante la fórmula siguiente:

$$\text{TVR} = \left( \frac{\text{VFfnc}}{\text{Inv}} \right)^{1/n} - 1$$

Dónde:

VFfnc = Valor futuro flujo neto de caja

INV = Inversiones

n = Vida útil del proyecto

$$\begin{aligned} \text{VFfnc} = & (2.607.339) (F/P 29.6,4) + (2.373.359) (F/P 29.6,3) + (2.019.008) (F/P 29.6,2) + \\ & (1.551.528) (F/P 29.6,1) + 56.302.906 = 43.678.675 \end{aligned}$$

Una vez se resuelve la ecuación, se obtiene una **TVR del -10.69% anual**, como la TVR es menor que la TAR que se estima en 15% efectivo anual, se puede concluir que el proyecto es no rentable.

### 6.1.4 Periodo de pago

Mide el tiempo en el cual se recupera las inversiones del proyecto.

La inversión inicial no se recupera en el transcurso de 5 años, es decir dentro de la vida útil por lo tanto el proyecto no es rentable.

**Tabla 81.**

*Periodo de recuperación de la inversión*

| Años | Valores para evaluar | $P=(F/(1+i)^n)$ | VPN         | Valores acumulados |
|------|----------------------|-----------------|-------------|--------------------|
| 0    | -76.869.940          | $P=(F/(1+i)^n)$ | -76.869.940 | -76.869.940        |
| 1    | -2.607.339           | $P=(F/(1+i)^n)$ | -2.267.251  | -79.137.192        |
| 2    | -2.373.359           | $P=(F/(1+i)^n)$ | -1.794.601  | -80.931.792        |
| 3    | -2.019.008           | $P=(F/(1+i)^n)$ | -1.327.531  | -82.259.323        |
| 4    | -1.551.528           | $P=(F/(1+i)^n)$ | -887.091    | -83.146.414        |
| 5    | 56.302.906           | $P=(F/(1+i)^n)$ | 27.992.495  | <b>-55.153.919</b> |

### 6.1.5 Evaluación económica

Esta relación permite determinar la relación que existe entre cada peso invertido con respecto a los ingresos obtenidos en el periodo. Para su cálculo se aplica la fórmula siguiente:

$$RBC = \frac{\sum VP \text{ Ingresos}}{\sum VP \text{ Egresos}}$$

$$RBC = \frac{26.102.667}{81.256.586} = 0,32$$

La **relación beneficio costo es de 0,32**, indicando que los ingresos son menores a los egresos en 0,32 veces, de manera que no es viable la ejecución del proyecto.

## 7. Conclusiones

En la evaluación del proyecto, desde el punto de vista social, se encontró que la creación del sistema de producción de hidrógeno generará nuevas fuentes de empleo en la zona.

La evaluación financiera permitió conocer el valor presente neto (VPN) del proyecto por - \$47.959.929 (miles \$) con una Tasa Interna de Retorno (TIR) del -8,42% anual, Tasa Verdadera de Rentabilidad (TVR) del -10.69% anual y basados en esos resultados, se puede concluir que no se recuperan las inversiones en 5 años.

De acuerdo con los resultados de cada uno de los estudios, se evidencia que el sistema de producción de hidrógeno establecido en el departamento de La Guajira bajo las tecnologías especificadas en este documento aún no es rentable para los precios proyectados según la hoja de ruta del hidrógeno. Lo anterior, es un indicativo de cuan alejado está el país de lograr los objetivos propuestos en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia a corto plazo.

De los resultados obtenidos, se puede decir que, si bien las condiciones a nivel geográficas del país son favorables para la producción del hidrógeno verde, las tecnologías involucradas en la producción del energético en estudio son costosas, lo cual, afecta negativamente a la rentabilidad del proyecto.

En el futuro próximo, como una medida para ayudar a establecer el mercado del hidrógeno en Colombia, se pueden enfocar los esfuerzos en diferentes proyectos piloto con distintas tecnologías, de modo que, de los resultados observables durante la vida útil de estos proyectos, sea posible establecer rutas en materia de modelos de negocio rentables, tecnologías más adecuadas para la producción del hidrógeno y tecnologías de producción de energía renovable que posibiliten

mejores tasas de retorno de la inversión. Entre estos proyectos piloto se podría considerar el uso de la energía hidroeléctrica como fuente de energía para alimentar al electrolizador; bien sea de manera continua o en las horas del día en donde esta energía no es necesaria en la red del sistema eléctrico de Colombia. Otra alternativa que puede llegar a ser analizada es la generación offshore en conjunto con sistemas de producción de hidrógeno y sistemas desalinizadores, aunque, puede que esta alternativa aún sea muy complicada de llevar a cabo por la madurez de estas tecnologías.

Es necesario continuar investigando el avance del hidrógeno en el mercado global y a su vez, establecer lazos diplomáticos que permitan construir puentes de conocimiento entre naciones con un desarrollo más maduro en lo que respecta al hidrógeno verde. Paralelamente, es necesario participar activamente en el desarrollo y mejora de las tecnologías del hidrógeno y de las energías renovables no convencionales, de manera que, de los resultados obtenidos y de los puentes de conocimiento con diferentes instituciones y/o naciones, se puedan llegar a mejorar los índices que impactan fuertemente a los costos de inversión de proyectos dedicados a la producción de hidrógeno, como por ejemplo, la eficiencia de conversión de los electrolizadores, los materiales destinados al electrolito del electrolizador, el costo de inversión de las energías renovables no convencionales y de los sistemas de almacenamiento.

Por otra parte, es necesario fortalecer las políticas que favorecen a los proyectos relacionados con la producción del hidrógeno verde, de manera que, a través del apoyo del estado colombiano, se pueda atraer inversión a proyectos relacionados con esta área del conocimiento.

Por último, según lo presentado a lo largo de este documento, se puede decir que, se ha logrado identificar la rentabilidad de un sistema de producción de hidrógeno verde en Colombia según la geográfica, el estado actual de las tecnologías del hidrógeno, la oportunidad de mercado

en el país, así como, se ha identificado el estado del país en cuanto a los avances propuestos con el energético en estudio.

**Referencias bibliográficas**

- Enel Green Power S.p.A. (s.f.). *Las energías renovables para la transición energética*. Obtenido de <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/transicion-energetica/fuentes-renovables>
- Acciona. (2020). *¿Qué es el cambio climático y cómo te afecta?* Obtenido de [https://www.acciona.com/es/cambio-climatico/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/cambio-climatico/?_adin=02021864894)
- Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos. (2023). *Descripción general de los gases de efecto invernadero*. Obtenido de <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/descripcion-general-de-los-gases-de-efecto-invernadero>
- Ahmed T., H., Mehmet Fatih, O., & Arunachala M., K. (2023). Alkaline fuel cells: Status and prospects. *Energy Reports* 9, 6396 - 6418.
- ALIÓN. (2020). *Una visita a la planta de cemento más moderna de Latinoamérica*. Obtenido de <https://alion.com.co/conferencia-visita-a-planta/>
- Argos. (2021). *Todas las plantas*. Obtenido de <https://colombia.argos.co/categoria/plantas/>
- Arias, J. A. (2021). *Refinería del Meta, Un megaproyecto que quedó en el papel*. Obtenido de Crudo Transparente: <https://crudotransparente.com/2021/03/24/refineria-del-meta-un-megaproyecto-que-queda-en-el-papel/>
- Atlas de Radiación Solar de Colombia. (s.f.). *Mapas de Radiación Solar Global. Sobre una Superficie Plana*.
- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de proyectos. Séptima edición*. Bogotá: Mc Graw Hill.
- Benítez Piñeros, K. (2017). *Tres de cada 10 títulos mineros están en los departamentos de Antioquia y Boyacá*. Obtenido de La Republica: <https://www.larepublica.co/economia/los-titulos-mineros->



- Center for Climate and Resilience Research. (2019). *¿Qué es la descarbonización?* Obtenido de <https://www.cr2.cl/que-es-la-descarbonizacion/>
- Centro de Comunicación de las Ciencias de la Universidad Autónoma de Chile. (s.f.). *Combustibles sintéticos: transición a nuevas tecnologías limpias*. Obtenido de <https://ciencias.uautonoma.cl/noticias/combustibles-sinteticos-transicion-a-nuevas-tecnologias-limpias/#:~:text=El%20combustible%20sint%C3%A9tico%20es%20un,verde%20como%20%C3%BAnicas%20materias%20primas>
- Centro Nacional de Hidrogeno. (2021). *¿Qué es el hidrógeno?* Obtenido de <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20es%20el%20primer,es%20ins%C3%ADpido%2C%20inoloro%20e%20inodoro>
- Centro Nacional de Hidrogeno. (2021). *Pilas de Combustible ¿Qué es una pila de combustible?* Obtenido de <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>
- Cetesa. (s.f.). *Contáctanos*. Obtenido de <https://cetesa.com.co/contactanos/>
- Christensen, A. (2020). *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*. Obtenido de [https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/final\\_icct2020\\_assessment\\_of-\\_hydrogen\\_production\\_costs-v2.pdf](https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/final_icct2020_assessment_of-_hydrogen_production_costs-v2.pdf)
- Climate Watch Data. (1990). *Global Historical Emissions*. Obtenido de [https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end\\_year=2019&source=CAIT&start\\_year=1990](https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end_year=2019&source=CAIT&start_year=1990)
- Climate Watch Data. (2016). *Global Historical Emissions*. Obtenido de [https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions?breakBy=gas&chartType=line&end\\_year=2019&source=CAIT&start\\_year=2016](https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions?breakBy=gas&chartType=line&end_year=2019&source=CAIT&start_year=2016)

Climate Watch. (s.f.). *Página Principal*. Obtenido de <https://www.climatewatchdata.org/>

Comité Colombiano de Productores de Acero. (2018). *El acero colombiano, columna vertebral para el progreso del país*. Bogotá: ANDI - MasPais.

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019). *Cartilla gestor del mercado de gas*. Obtenido de [https://www.creg.gov.co/sites/default/files/jul302019\\_cartilla\\_gestor\\_del\\_mercado\\_de\\_gas\\_1.pdf](https://www.creg.gov.co/sites/default/files/jul302019_cartilla_gestor_del_mercado_de_gas_1.pdf)

Departamento Nacional de Planeación DNP. (2019). Estudio de demanda y capacidad portuaria. *Resumen Ejecutivo*.

Departamento Nacional de Planeación DNP. (Diciembre de 2019). Estudio de demanda y capacidad portuaria. *Resumen Ejecutivo*.

Diaz, C. S. (2020). *Análisis técnico económico de tecnología de electrólisis tipo PEM para producción de hidrógeno en Colombia*. Bogotá: Universidad de los Andes.

Dongjie, F., Yi, G., Fangsheng, L., Tao, W., Zhengmao, Y., Yihan, L., . . . Dehua, D. (2021).

Autothermal reforming of methane over an integrated solid oxide fuel cell reactor for power and syngas co-generation. *Journal of Power Sources* 513.

EITIC Colombia. (2016). *Informe Sector Minería*. Obtenido de

<https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2016/marco-institucional/sector-mineria/#:~:text=El%20sector%20minero%20colombiano%20se,la%20industria%20y%20la%20construcci%C3%B3n.>

El Editor S.A.S. (2019). *Cemento patriota una idea tarda 50 años hacerse realidad*. Obtenido de <https://maestros.com.co/emprendedores/cemento-patriota-una-idea-tardo-50-anos-hacerse-realidad/>

El Tiempo . (2003). *Paz de Río, la despensa de acerías*. Obtenido de

<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1046020>

Enel Colombia SA ESP. (2021). *Cambio climático en Colombia: así podemos bajar los niveles de dióxido de carbono*. Obtenido de <https://www.enelx.com/co/es/historias/cambio-climatico-en-colombia-movilidad-electrica>

Enel Colombia SA ESP. (27 de Julio de 2022). *Así avanza la transición energética en Colombia*.

Obtenido de <https://www.enelx.com/co/es/historias/avances-transicion-energetica-en-colombia#:~:text=C%C3%B3mo%20avanza%20la%20transici%C3%B3n%20energ%C3%A9tica%20en%20Colombia&text=Durante%20los%20%C3%BAltimos%20a%C3%B1os%20los,dictan%20otras%20disposiciones%20al%20r>

Enel Colombia SA ESP. (11 de Mayo de 2022). *Transición energética en Colombia: así le apostamos a la descarbonización*. Obtenido de <https://www.enelx.com/co/es/historias/avances-en-transicion-energetica-en-colombia>

Enel Green Power S.p.A. . (s.f.). *Las renovables guían la electrificación*. Obtenido de

<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/transicion-energetica/renovables-electrificacion>

Enel Green Power S.p.A. (s.f.). *Almacenamiento*. Obtenido de

<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/almacenamiento>

Enel Green Power S.p.A. (s.f.). *Hidrógeno*. Obtenido de <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/hidrogeno>

Enel Green Power S.p.A. (s.f.). *La transición energética*. Obtenido de

<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/transicion-energetica>

ENEL S.A. (2018). *Descripción del mercado. Así llega la energía y el gas a tu empresa*. Obtenido de <https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-generacion/como-se-genera-la-electricidad.html>

Escobar, J. P. (2023). *Nuevo deslave en Cauca afecta otra vez a la vía Panamericana*. Obtenido de INFOBAE: <https://www.infobae.com/colombia/2023/02/22/nuevo-deslave-en-cauca-afecta-otra-vez-a-la-via-panamericana/#:~:text=El%2021%20de%20febrero%20de,con%20el%20resto%20del%20pa%C3%ADs>

Fernández-Bolaños, C. (s.f.). *Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas del Futuro*.

Fortecem. (2021). *Quienes somos*. Obtenido de <https://www.fortecem.co/quienes-somos/>

García García, S. (2014). *Reformado de hidrocarburos logísticos sobre catalizadores de NiAl<sub>2</sub>O<sub>4</sub> de prestaciones mejoradas*. [Trabajo Fin de Grado] Universidad del País Vasco.

Gerdau Diaco. (2019). *Conoce nuestra operación en Colombia - Gerdau Diaco*. Obtenido de YouTube: [https://www.youtube.com/watch?v=IxXKJdRcdgA&ab\\_channel=GerdauDiaco](https://www.youtube.com/watch?v=IxXKJdRcdgA&ab_channel=GerdauDiaco)

Gerdau Diaco Colombia. (2019). *Unidades en Colombia*. Obtenido de <https://www.gerdaudiaco.com/unidades-en-colombia/>

Global hydrogen demand. (2021). *Hydrogen*. Obtenido de <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>

Global Monitoring Laboratory. (2023). *Annual Greenhouse Gas Index (AGGI)*. Obtenido de <https://gml.noaa.gov/aggi/aggi.html>

Google. (s.f.). *Mejor ubicacion de Parques Eolicos y Granjas Solares en Colombia*. Obtenido de [https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1yryd\\_ZOko19R9oWjUJOExqpkjigVvNYf&l=3.5252793350615943%2C-73.39532336437958&z=4](https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1yryd_ZOko19R9oWjUJOExqpkjigVvNYf&l=3.5252793350615943%2C-73.39532336437958&z=4)

- Grupo Holcim . (2023). *Planta de Cemento*. Obtenido de <https://www.holcim.com.co/nuestra-empresa/localizacion-plantas/planta-de-cemento>
- H2LAC Chile. (2022). [Infografía] *Los tipos de hidrógeno*. Obtenido de <https://h2lac.org/noticias/infografia-los-tipos-de-hidrogeno/>
- H2LAC Review! (2023). *Colombia inauguró un plan piloto con su primer bus impulsado por hidrógeno verde* . Obtenido de <https://h2lac.org/noticias/colombia-inauguro-un-plan-piloto-con-su-primer-bus-impulsado-por-hidrogeno-verde/>
- Hiperbaric. (2023). *Hiperbaric*. Obtenido de Hiperbaric: <https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/>
- Hychico S.A. . (2018). *Developing sustainable future from Patagonia*. Obtenido de <https://hychico.com.ar/eng/index.php>
- Iberdrola S. A. (2023 ). *Principios y acciones regulatorias de la descarbonización energética que contribuyen a un marco sostenible y eficiente para combatir el cambio climático*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/energetica-del-futuro/descarbonizacion-economia-principios-acciones-regulacion#:~:text=DESCARBONIZACI%C3%93N%20DEL%20SECTOR%20EL%C3%89CTRICO,en%20su%20mix%20de%20generaci%C3%B3n>
- Iberdrola S. A. (2023). *Lideramos la lucha contra el cambio climático*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/contra-cambio-climatico>
- Iberdrola S.A. (2023). *Las renovables ya están disponibles, son clave para la descarbonización y para la mejora de la eficiencia energética*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/descarbonizacion-economia-principios-acciones-regulacion/descarbonizacion-sector-electrico>

Iberdrola S.A. (2023). *El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>

Iberdrola S.A. (2023). *'Hacia Un Planeta Verde': El Documental Transición energética, la solución para frenar el cambio climático*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hacia-un-planeta-verde>

Iberdrola S.A. (2023). *Transición energética*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/transicion-energetica>

IEA . (2019). *The Future of Hydrogen*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

IEA . (2021). *Global Hydrogen Review 2021*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021/executive-summary>

IEA . (2021). *Hydrogen in Latin America*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>

IEA . (2022). *Global Hydrogen Review 2022*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>

IEA . (2022). *Hydrogen*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/hydrogen>

IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change . (2007). Pregunta Frecuente 2.1: ¿Cómo contribuyen las actividades humanas a los cambios climáticos? y ¿Cómo se comparan con las influencias humanas? *Informe del Grupo de Trabajo I - Base de las Ciencias Físicas*. Obtenido de [https://archive.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg1/es/faq-2-1.html](https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/es/faq-2-1.html)

IRENA. (2019). EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. 4.

IRENA. (2019). *Future of wind*.

IRENA. (2022). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA essentials. (s.f.). *Página Principal*. Obtenido de <https://www.irena.org/>

Jiménez Sáez, F. L. (2020). *Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil*. Santiago de Chile: [Memoria] Universidad de Chile.

Liceo AGB. (s.f.). *Electrolisis*. Obtenido de <https://www.liceoagb.es/quimigen/redox8.html>

Linares Diaz, D. F. (2010). *Acerías Paz del Río Parte 01*. Obtenido de YouTube:

[https://www.youtube.com/watch?v=5i4aEq8QViU&ab\\_channel=DiegoFernandoLinaresDiaz](https://www.youtube.com/watch?v=5i4aEq8QViU&ab_channel=DiegoFernandoLinaresDiaz)

MADS. (2021). “*Colombia está comprometida con la acción climática global*”: *Ministro de Ambiente*.

Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico/colombia-esta-comprometida-con-la-accion-climatica-global-ministro-de-ambiente/>

MADS. (2022). *Aprobado un plan que ayudará a obtener las metas climáticas de Colombia*. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico/aprobado-un-plan-que-ayudara-a-obtener-las-metas-climaticas-de-colombia/>

Manyalibo, J. M. (s.f.). *e-Generation 2 cryogenic pressure vessel The inner vessel is an aluminum lined carbon*. Obtenido de [https://www.researchgate.net/figure/e-Generation-2-cryogenic-pressure-vessel-The-inner-vessel-is-an-aluminum-lined-carbon\\_fig1\\_257175525](https://www.researchgate.net/figure/e-Generation-2-cryogenic-pressure-vessel-The-inner-vessel-is-an-aluminum-lined-carbon_fig1_257175525)

Meng, N., Michael, K., & Dennis, Y. (2008). Technological development of hydrogen production by solid oxide electrolyzer cell (SOEC). *ScienceDirect*.

Merino, Á. (2022). *Verde, azul o negro: los distintos tipos de hidrógeno*. Obtenido de

<https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/tipos-hidrogeno/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (s.f.). *Ley de Acción Climática*. Obtenido de

<https://cop26.minambiente.gov.co/ley-de-accion-climatica/>

Ministerio de Minas y Energía. (2023). *Página Principal*. Obtenido de

<https://www.minenergia.gov.co/es/>

Ministerio de Minas y Energía, UPME - IDEAM. (s.f.). *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*.

Ministerio de Transporte . (2023). *Operación en las terminales de transporte terrestre de pasajeros habilitadas y/o homologadas del país*. Obtenido de

<https://plc.mintransporte.gov.co/Estad%C3%ADsticas/Pasajeros-Modo-terrestre/Operaci%C3%B3n-en-las-terminales-de-transporte>

Ministerio de Transporte. (2020). *Transporte en cifras. Vigencia 2019*. MinTransporte.

Ministerio de Transporte. (2023 ). *Página Principal*. Obtenido de <https://www.mintransporte.gov.co/>

MinMinas, BID & UK Government. (s.f.). *Hoja de ruta del hidrogeno en Colombia*.

Miranda, J. J. (2010). *Gestión de Proyectos, identificación y Formulación. Cuarta Edición*. MM.

Editores.

Mitsui & Co., L. (27 de Julio de 2017). *Mitsui&co*. Obtenido de

[https://www.mitsui.com/jp/ja/release/2017/1224163\\_10838.html](https://www.mitsui.com/jp/ja/release/2017/1224163_10838.html)

MME - UPME. (2023). *Informe de Registro de Proyectos de Generación de Electricidad. Inscricion segun resoluciones UPME No. 0520, No. 0638 de 2007 y No. 0143 de 2016*. Obtenido de

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMmMyZmM1MGMtNzExZC00NzJILTk5ODAtNWUyMzYxMGMwMGYzIiwidCI6IjMzZWYwNmM5LTBiNjMtNDg3MC1hNTY1LWlzYzc5NWlxNmE1MyIsImMiOjR9>

Moçoteguy, P., & Brisse, A. (2013). A review and comprehensive analysis of degradation mechanisms of solid oxide electrolysis cells. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(36), 15887–

15902. doi:10.1016/j.ijhydene.2013.09.045+

- Moeckel Picchi, A. C. (2018). *Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables*. Sevilla,: [Trabajo Fin de Grado] Universidad de Sevilla.
- Mora González, J. F. (2021). *Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW*. [Trabajo Fin de Grado] Universitat Politècnica de València.
- Moreira Muzio, M. (2019). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero*. Obtenido de [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario\\_de\\_gei\\_de\\_2019\\_de\\_la\\_republica\\_argentina.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario_de_gei_de_2019_de_la_republica_argentina.pdf)
- MRE. (2023). *Ministerio de Relaciones Exteriores*. Obtenido de <https://www.cancilleria.gov.co/cambio-climatico-0#:~:text=Colombia%20es%20un%20pa%C3%ADs%20altamente,ser%20atendido%20de%20manera%20urgente>
- Muthukumar, P., Kumar, A., Afzal, M., Bhogilla, S., Sharma, P., Parida, A., . . . Jain, I. P. (2023). Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Naciones Unidas. (2015). *La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>
- Naciones Unidas. (2022). *Llegar a las emisiones netas cero: el mundo se compromete a tomar medidas*. Obtenido de <https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition>
- Naciones Unidas. (2023). *Página Principal*. Obtenido de <https://www.un.org/es/>
- Naciones Unidas. (s.f.). *El Acuerdo de París*. Obtenido de <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>

National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA. (2023). *Página Principal*. Obtenido de <https://www.noaa.gov/>

Neira Marciales, L. (2019). *En la última década han ingresado seis nuevas cementeras al mercado local*. Obtenido de La Republica: <https://www.larepublica.co/empresas/en-la-ultima-decada-han-ingresado-seis-nuevas-cementerias-al-mercado-local-2928246>

ONU - Programa para el medio ambiente. (2019). *Perspectivas del Medio Ambiente Mundial 6*.

Obtenido de <https://www.unep.org/es/resources/perspectivas-del-medio-ambiente-mundial-6>

ONU - Programa para el medio ambiente. (2021 ). *La COP26 termina con un acuerdo, pero se queda corta en acción climática*. Obtenido de <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/la-cop26-termina-con-un-acuerdo-pero-se-queda-corta-en-accion>

ONU. (s.f.). *Programa para el medio ambiente*. Obtenido de <https://www.unep.org/es>

Organización Meteorológica Mundial (OMM). (2021). *Un año más, las concentraciones de gases de efecto invernadero volvieron a batir todos los récords*. Obtenido de <https://public.wmo.int/es/media/comunicados-de-prensa/un-a%C3%B1o-m%C3%A1s-las-concentraciones-de-gases-de-efecto-invernadero-volvieron>

Ortiz Anaya, H. (2005). *Análisis financiero aplicado. Décima ed. Quinta Edición*. Bogotá: Universidad Externado de Colombia.

Parlamento Europeo. (2023 ). *Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía)*. Obtenido de

<https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector->

[infografia#:~:text=La%20UE%20es%20el%20tercer,fueron%20emitidos%20por%20primera%20vez](#)

- Paz del rio. (2014 ). *Frentes de operación*. Obtenido de <https://www.pazdelrio.com.co/es-es/Institucional/Paginas/donde-estamos.aspx>
- Perdomo, L. (2022). *Cómo les ha ido a los sistemas de transporte masivo en el último año*. Obtenido de Portafolio: <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/como-les-ha-ido-a-los-sistemas-de-transporte-masivo-en-el-ultimo-ano-568512>
- Pérez de Pablo, J. (2019). *Análisis de la Tecnología de Hidrógeno y las Potenciales Aplicaciones*. [Trabajo Fin de Grado] Politécnica.
- Poojan, M., & Kondo-Francois, A.-Z. (2021). Room Temperature Metal Hydrides for Stationary and Heat Storage Applications: A Review. *Sec. Hydrogen Storage and Production 9*. Obtenido de <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.616115/full>
- Portafolio. (2021 ). *Con minería de 14 departamentos se busca reactivación*. Obtenido de <https://www.portafolio.co/economia/con-mineria-de-14-departamentos-se-busca-reactivacion-550595>
- Precio Gas. (2023). *¿Qué es el gas natural? Fórmula y composición*. Obtenido de <https://preciogas.com/instalaciones/gas-natural/composicion>
- Quiroga Rubio, L. (2023). *Colombia unifica redes para transportar gas natural: ¿qué implica?* Obtenido de El Tiempo: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/esta-lista-infraestructura-clave-para-evitar-desabastecimiento-de-gas-748675>
- Repsol . (2023). *¿Qué es la transición energética?* Obtenido de <https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/energia-futuro/transicion-energetica/que-es-la-transicion-energetica/index.cshhtml#:~:text=La%20transici%C3%B3n%20energ%C3%A9tica%20es%20el,c lim%C3%A1tico%20es%20el%20efecto%20invernadero>

Repsol . (2023). *Combustibles sintéticos*. Obtenido de

<https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/economia-circular/nuestros-proyectos/combustibles-sinteticos/index.cshtml>

Reyes, Á. (2022 ). *Balance de Planta (BoP) de un Electrolizador*. Obtenido de

<https://synerhy.com/2022/02/balance-de-planta-bop-de-un-electrolizador/>

Rodríguez, H. (2022). *Propiedades del hidrógeno (H)*. Obtenido de National Geographic:

<https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-hidrogeno->

[h\\_18653#:~:text=Propiedades%20qu%C3%ADmicas%20del%20hidr%C3%B3geno%20\(H\),-El%20hidr%C3%B3geno%20fue&text=La%20mol%C3%A9cula%20de%20H2,%2C%20inodoro%2C%20ins%C3%ADpido%20e%20inflamable](https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-hidrogeno-h_18653#:~:text=Propiedades%20qu%C3%ADmicas%20del%20hidr%C3%B3geno%20(H),-El%20hidr%C3%B3geno%20fue&text=La%20mol%C3%A9cula%20de%20H2,%2C%20inodoro%2C%20ins%C3%ADpido%20e%20inflamable)

Sabana, U. d. (30 de Septiembre de 2022). *Universidad de La Sabana*. Obtenido de Universidad de La

Sabana:

[https://www.youtube.com/watch?v=gBOiXn1tBMA&ab\\_channel=UniversidaddeLaSabana](https://www.youtube.com/watch?v=gBOiXn1tBMA&ab_channel=UniversidaddeLaSabana)

Sánchez, E., & Planelles, M. (14 de Marzo de 2019). *La ONU pide cambios sin precedentes para evitar la catástrofe medioambiental del planeta*. Obtenido de El País:

[https://elpais.com/sociedad/2019/03/12/actualidad/1552409167\\_549272.html](https://elpais.com/sociedad/2019/03/12/actualidad/1552409167_549272.html)

Sanz Villuendas, R. (2010). *Estudio Tecnológico sobre el vector hidrogeno y sus aplicaciones en el siglo XXI*. [Proyecto final de carrera] Universidad de Zaragoza.

Sapag Chain, N. (2011). *Proyectos de inversión, Formulación y Evaluación. Segunda Edición*. Pearson.

Sathish, S. A., Prabu, D., Annam Renita, A., Murugesan, K., Rajasimman, M., Sang-Woo, J., . . . Wang,

C. (2023). Latest avenues on solar light-driven photocatalytic hydrogen generation using surface modified nanomaterials towards sustainable environment and circular bioeconomy. *Fuel* 340.

Shell Hydrogen Study. (s.f.). *Energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2*.

- Shiva Kumar, S., & Hankwon, L. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports* 8.
- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies* 2, 442-454.
- Shunliang, D., Bin, G., Song, H., Z. T., Junjie, G., Tao, Z., . . . Minggao, O. (2023). Experimental and modeling study on energy flow of 250 kW alkaline water electrolysis system under steady state conditions and cold start process. *Fuel* 350.
- Siderúrgica Del Occidente S.A.S. (2018). *Plantas*. Obtenido de <https://sidocsa.com/plantas/>
- Sun-Dong, K., Ji-Haeng, Y., Doo-Won, S., In-Sub, H., & Sang-Kuk, W. (2012). Hydrogen production performance of 3-cell flat-tubular solid oxide electrolysis stack. *International Journal of Hydrogen Energy* 37, 78-83.
- The AES Corporation. (2023 ). *Uso de la energía eólica en Colombia: ¿Tenemos potencial?* Obtenido de <https://www.aescol.com/en/uso-de-la-energia-eolica-en-colombia-tenemos-potencial#:~:text=Por%20eso%2C%20adem%C3%A1s%20de%20La,al%20municipio%20de%20Villa%20Leyva>
- Tim, A., Graeme, J., Millar, Sauret, E., & Love, J. (2023). Renewable hydrogen production using non-potable water: Thermal integration of membrane distillation and water electrolysis stack. *Applied Energy* 333.
- Trespalacios, J., & Blanquicett, C. (2018). Gases y efecto invernadero. *IDS 1.2 - Gases y efecto invernadero - V01*. Obtenido de <https://www.local2030.org/library/585/Gases-y-efecto-invernadero.pdf>
- Ultracem. (s.f.). *Nosotros*. Obtenido de <https://ultracem.co/quienes-somos/>

United Nations Climate Change. (s.f.). *¿Qué es el Acuerdo de París?* Obtenido de <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>

United Nations Climate Change. (s.f.). *Race To Zero Campaign*. Obtenido de <https://unfccc.int/climate-action/race-to-zero-campaign>

Vásquez, R., & Salinas, F. (2018). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. Deutsche Gesellschaft für.

WMO Greenhouse Gas Bulletin. (2022). *The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2021*. Obtenido de [https://library.wmo.int/doc\\_num.php?explnum\\_id=11352](https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=11352)

World Meteorological Organization (WMO). (2022 ). *Página Principal*. Obtenido de <https://public.wmo.int/en>

World Resources Institute. (2022). *World Greenhouse Gas Emissions: 2019*. Obtenido de <https://www.wri.org/data/world-greenhouse-gas-emissions-2019>

World Resources Institute. (2023). *Página Principal*. Obtenido de <https://www.wri.org/>

Xu, K. W. (2023). Operando analysis of through-plane interlayer temperatures in the PEM . *Applied Energy*, 121588.

## Apéndices

### Apéndice A. Capacidad del proyecto

Es de gran importancia definir la capacidad que va a tener el proyecto de hidrógeno, por cuanto de acuerdo con ello, se podrá medir la cantidad de producto que se ha de tener disponible para cubrir la capacidad diseñada, capacidad instalada y capacidad utilizada.

El tamaño del proyecto está definido de acuerdo con la capacidad financiera de los socios, la participación en la demanda, el nivel de demanda insatisfecha, la capacidad de las instalaciones productivas, la estructura organizacional, los volúmenes de ventas proyectados y los límites de inventarios.

**Capacidad diseñada del proyecto.** La capacidad diseñada que corresponde al máximo nivel posible de producción de hidrógeno de acuerdo con la capacidad de la Planta de Producción y las especificaciones del proceso de producción. La planta de producción tiene una capacidad por proceso de 138 Kilogramos por hora.

Para estimar la capacidad diseñada se tendrá en cuenta que operar 365 días/año y 24 horas por día, se obtendrá una capacidad de operación de 8.760 horas/año; para obteniendo una producción de 1.208.880 kilogramos de hidrógeno.

**Cuadro 1.**

Capacidad diseñada del proyecto

| Producto  | N.º Días | N.º Horas/año | Kilogramos/hora | Kilogramos/año |
|-----------|----------|---------------|-----------------|----------------|
| hidrógeno | 365      | 8.760         | 138             | 1.208.880      |
| Total     | 365      | 8.760         |                 | 1.208.880      |

**Capacidad diseñada.** La capacidad corresponde a la capacidad disponible permanentemente de acuerdo con la producción diaria de hidrógeno y la aplicación de tiempos ociosos o suplementarios por cambio en los diferentes procesos.

Para estimar la capacidad instalada se tendrá en cuenta la capacidad diseñada y los tiempos suplementarios de 10 horas por día, equivalentes a 3.650 horas por año, por lo tanto, su capacidad instalada en horas es 5.110 Horas, como resultado de restar la capacidad diseñada y los tiempos suplementarios, obteniéndose una capacidad diseñada de 705.180 kilogramos por año.

**Cuadro 2.***Capacidad instalada*

| Producto  | Tiempos<br>Suplementarios/Horas | N.º<br>Horas/año | Kilogramos/<br>año |
|-----------|---------------------------------|------------------|--------------------|
| hidrógeno | 3.650                           | 5.110            | 705.180            |
| Total     |                                 | 5.110            | 705.180            |

**Capacidad utilizada o proyectada.** La capacidad utilizada es la fracción de capacidad instalada que se está utilizando, en los respectivos años con una participación del 100% de la capacidad instalada.

**Cuadro 3.***Capacidad utilizada*

| N.º de<br>Productos/Año | Capacidad<br>Utilizada |
|-------------------------|------------------------|
| Hidrógeno               | 705.180                |
| Total                   | 705.180                |

**Apéndice B. Inflación promedio**

| <b>Concepto</b>  | 2.024        | 2.025        | 2.026        | 2.027        | 2.028        | 2.029 |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------|
|                  | 3,70%        | 3,50%        | 3,30%        | 3,10%        | 2,90%        | 2,70% |
| <b>Inflación</b> | <b>2.030</b> | <b>2.031</b> | <b>2.032</b> | <b>2.033</b> | <b>2.034</b> |       |
|                  | 2,50%        | 2,30%        | 2,10%        | 1,90%        | 1,70%        |       |

La Inflación Promedio equivale al 2,7% anual. Esta información fue construida con ayuda de una inteligencia artificial.

**Apéndice C. Costos operativos**

| Costos indirectos de fabricación fijos | 2024  |
|--|-------|
| Dotación                               | 1,0%  |
| Elementos de protección                | 1.800 |
| Seguros                                | 0,5%  |
| Gastos varios                          | 6.000 |

| Costos variables/unidad | 2024     |
|-------------------------|----------|
| Otros Costos            | \$ 0.020 |
| Transporte hidrógeno    | \$ 0.920 |

**Apéndice D. Costos de mano de obra**

| Año 1                     |            | Costos de mano de obra directa<br>MOD 2023 |
|---------------------------|------------|--|
| <b>CARGO</b>              | <b>No.</b> | <b>MENSUAL</b>                             |
| Auxiliar electricista     | 6          | 2.800                                      |
| Auxiliar de mantenimiento | 6          | 2.800                                      |
| Auxiliar de laboratorio   | 2          | 2.800                                      |
| <b>Total</b>              | <b>14</b>  | <b>8.400</b>                               |

| Año 1                         |            | Costos de mano de obra indirecta<br>MOI 2023 |
|-------------------------------|------------|--|
| <b>CARGO</b>                  | <b>No.</b> | <b>MENSUAL</b>                               |
| Ingeniero de<br>mantenimiento | 2          | 4.500  |
| Ingeniero de procesos         | 2          | 4.500  |
| Ingeniero electricista        | 2          | 4.500  |
| <b>Total</b>                  | <b>14</b>  | <b>10.122</b>                                |

## Apéndice E. Prestaciones y aportes parafiscales

|  | %   |
|--|---|
| PRESTACIONES Y APORTES<br>PARAFISCALES MOD y MOI | PRESTACIONES<br>Y APORTES<br>PARAFISCALES |
| Salud  | 8,50%                                     |
| Pensión  | 12,00%                                    |
| ARL  | 6,96%                                     |
| Aportes seguro social                            | <b>27,46%</b>                             |
| Prima servicios                                  | 8,33%                                     |
| Vacaciones                                       | 4,17%                                     |
| Cesantías  | 8,33%                                     |
| Intereses cesantías                              | 0,08%                                     |
| Aportes parafiscales                             | 9,00%                                     |
| Total  | <b>57,377%</b>                            |

|  | %   |
|--|---|
| PRESTACIONES Y APORTES<br>PARAFISCALES ADMINISTRATIVOS | PRESTACIONES<br>Y APORTES<br>PARAFISCALES |
| Salud  | 8,50%                                     |
| Pensión  | 12,00%                                    |
| ARL  | 0,522%                                    |
| Aportes seguro social                                  | <b>21,02%</b>                             |
| Prima servicios  | 8,33%                                     |
| Vacaciones   | 4,17%                                     |
| Cesantías  | 8,33%                                     |
| Intereses cesantías                                    | 0,08%                                     |
| Aportes parafiscales                                   | 9,00%                                     |
|  | <b>29,92%</b>                             |
| Total  | <b>50,939%</b>                            |

**Apéndice F. Activos fijos tangibles operativos**

| Maquinaria y equipo                                  | Cantidad | Valor unitario<br>2030 | Años vida<br>útil |
|--|----------|------------------------|-------------------|
| Módulo de producción de hidrógeno                    | 1        | 32.252.514             | 20                |
| Sistema Solar Fotovoltaico sin almacenamiento        | 1        | 1.061.212              | 20                |
| Sistema Eólico                                       | 1        | 27.466.657             | 20                |
| Módulo de almacenamiento de hidrógeno por compresión | 1        | 12.022.196             | 20                |
| Otros dispositivos                                   | 1        | 298.774                | 20                |
| Almacenamiento de agua                               | 1        | 77.681                 | 20                |
| <b>TOTAL</b>   | <b>6</b> |                        |                   |

| Muebles y enseres Área Operativa | Cantidad  | Valor unitario<br>2023 | Vida<br>útil |
|----------------------------------|-----------|------------------------|--------------|
| Escritorios                      | 6         | 350                    | 10           |
| Silla ergonómica                 | 6         | 450                    | 10           |
| Sillas auxiliares                | 12        | 180                    | 10           |
| <b>Total, muebles y enseres</b>  | <b>24</b> | <b>980</b>             |              |

| Concepto   | Cantidad | Valor unitario  | Vida<br>útil |
|--|----------|-----------------|--------------|
| Computador   | 6        | 3.500           | 5            |
| Impresora  | 1        | 1.200           | 5            |
| Fax  | 1        | 490             | 5            |
| <b>Total, equipo de Comunicación y Computación</b> | <b>8</b> | <b>\$ 5.190</b> |              |

| Equipos de Comunicación y Computación área Operativa | Cantidad | Valor unitario 2023 | Vida útil |
|--|----------|---------------------|-----------|
| Computador   | 6        | 3.500               | 5         |
| Impresora  | 1        | 1.200               | 5         |
| Fax  | 1        | 490                 | 5         |
| <b>Total, equipo de Comunicación y Computación</b>   | <b>8</b> | <b>\$ 5.190</b>     |           |

| Construcciones y edificaciones              | Cantidad | Valor unitario 2023 | Vida útil |
|---|----------|---------------------|-----------|
| Obras civiles de construcción Edificaciones | 1        | 2.200.000           | 20        |
| Terrenos                                    | 1        | 30.000              | 0         |
| <b>Total, obras civiles de construcción</b> | <b>2</b> | <b>\$ 2.230.000</b> |           |

| Concepto                      | Año 1  |
|-------------------------------|--------|
| Dotación                      | 1,0%   |
| Servicios Públicos            | 6.240  |
| Impuesto de rodamiento        | 2,5%   |
| Útiles y papelería            | 2.900  |
| Gastos varios                 | 1.900  |
| Útiles de aseo y cafetería    | 5.500  |
| Registro mercantil            | 2.262  |
| Publicidad                    | 10.500 |
| Licencias y permisos          | 6.380  |
| Seguros                       | 0,5%   |
| Impuesto industria y comercio | 0,4%   |

**Apéndice G. Activos fijos tangibles administrativos**

| Flota y Equipo de Transporte área Administrativa | Cantidad | Valor unitario 2023 | Vida útil |
|--|----------|---------------------|-----------|
| Vehículos  | 4        | 105.000             | 5         |
| <b>Total, flota y equipo de transporte</b>       | <b>4</b> | <b>105.000</b>      |           |

| Muebles y enseres administrativa | Cantidad  | Valor unitario 2023 | Vida útil |
|----------------------------------|-----------|---------------------|-----------|
| Escritorios                      | 13        | 350                 | 10        |
| Silla ergonómica                 | 13        | 450                 | 10        |
| Sillas auxiliares                | 26        | 180                 | 10        |
| <b>Total, muebles y enseres</b>  | <b>52</b> | <b>980</b>          |           |

| Equipo de oficina Administrativa | Cantidad  | Valor unitario 2023 | Vida útil |
|----------------------------------|-----------|---------------------|-----------|
| Teléfonos                        | 13        | 260                 | 10        |
| Aire acondicionado               | 6         | 1.330               | 10        |
| PBX                              | 2         | 350                 | 10        |
| Fax                              | 2         | 490                 | 10        |
| <b>Total, equipo de oficina</b>  | <b>23</b> | <b>2.430</b>        |           |

| Equipos de Comunicación y Computación Administrativa | Cantidad  | Valor unitario 2023 | Vida útil |
|--|-----------|---------------------|-----------|
| Computador   | 13        | 3.500               | 5         |
| Impresora  | 2         | 1.200               | 5         |
| Portátil   | 2         | 2.500               | 5         |
| Impresora  | 1         | 1.200               |           |
| <b>Total, equipo de comunicación y computación</b>   | <b>18</b> | <b>8.400</b>        |           |

**Apéndice H. Sueldos administrativos**

| <b>Cargo</b>   | <b>No.</b> | <b>Sueldos administrativos mensual 2023</b> |
|--|------------|---|
| Gerente  | 1          | 7.000                                       |
| Gestión apoyo a la Gerencia                                | 1          | 2.800                                       |
| Subgerente   | 1          | 6.000                                       |
| Gestión apoyo a la Subgerencia                             | 1          | 2.800                                       |
| Contador   | 1          | 3.900                                       |
| Asistente del Contador                                     | 1          | 2.800                                       |
| Auxiliar Contable  | 1          | 1.800                                       |
| Abogado  | 1          | 3.500                                       |
| Gestión Financiera   | 1          | 3.900                                       |
| Administración del Sistema de Gestión Integral             | 1          | 2.800                                       |
| Gestión asistencial, logístico y operativo                 | 1          | 2.800                                       |
| Gestión y operación procesos y seguridad de la información | 1          | 2.800                                       |
| Oficios varios   | 1          | 1.600                                       |
| <b>Total</b>   | <b>13</b>  | <b>44.500</b>                               |

**Apéndice I. Gastos administrativos y ventas**

| Gastos administrativos y ventas  | Prestaciones y aportes parafiscales |
|----------------------------------|-------------------------------------|
| Dotación                         | 1.0%                                |
| Servicios Públicos               | 6.240                               |
| Impuesto de rodamiento           | 2.5%                                |
| Útiles y papelería               | 2.900                               |
| Gastos varios                    | 1.900                               |
| Útiles de aseo y cafetería       | 5.500                               |
| Registro mercantil               | 2.262                               |
| Publicidad                       | 10.500                              |
| Licencias y permisos             | 6.380                               |
| Seguros                          | 0.5%                                |
| Impuesto de industria y comercio | 0.4%                                |

**Apéndice J. Política de venta**

| Política de venta | N. Días | %      | Plazo promedio |
|-------------------|---------|--------|----------------|
| Contado           | 1       | 50,00% | 0,50           |
| Crédito           | 15      | 50,00% | 7,50           |