

Energías renovables para la transición energética

YURI ULIANOV LÓPEZ CASTRILLÓN

LUZ MARINA FLÓREZ PARDO

FÉLIX GONZÁLEZ PÉREZ

TATIANA SOFÍA AYALA GÓMEZ



SELLO
EDITORIAL
UAO

Energías renovables para la transición energética

YURI ULIANOV LÓPEZ CASTRILLÓN

LUZ MARINA FLÓREZ PARDO

FÉLIX GONZÁLEZ PÉREZ

TATIANA SOFÍA AYALA GÓMEZ

uao

Universidad
Autónoma de
Occidente

Universidad Autónoma de Occidente

2026

López Castrillón, Yuri Ulianov

Energías renovables para la transición energética [recurso electrónico] / Yuri Ulianov López Castrillón, Luz Marina Flórez Pardo, Félix González Pérez, Tatiana Ayala Gómez. – Cali : Universidad Autónoma de Occidente, 2026.

302 páginas: ilustraciones, tablas ; 24 cm.

ISBN 978-958-619-250-7

1. Energías renovables. 2. Transición energética. 3. Desarrollo sostenible – Colombia. I. Flórez Pardo, Luz Marina. II. González Pérez, Félix. III. Ayala Gómez, Tatiana. IV. Universidad Autónoma de Occidente.

CDD 333.794

Energías renovables para la transición energética

© Autores

Yuri Ulianov López Castrillón
Luz Marina Flórez Pardo
Félix González Pérez
Tatiana Sofía Ayala Gómez

ISBN PDF: 978-958-619-250-7

Primera edición: febrero 2026

© Universidad Autónoma de Occidente

Km. 2 vía Cali-Jamundí, A.A. 2790
Cali, Valle del Cauca, Colombia.

El contenido de esta publicación no compromete el pensamiento de la Institución, es responsabilidad absoluta de sus autores. Tampoco puede ser reproducido por ningún medio impreso o digital sin permiso expreso de los dueños del *Copyright*.

Personería jurídica, Res. No. 0618, de la Gobernación del Valle del Cauca, del 20 de febrero de 1970. Universidad Autónoma de Occidente, Res. No. 2766, del Ministerio de Educación Nacional, del 13 de noviembre de 2003. Acreditación Institucional de Alta Calidad, Res. 23002 del 30 de noviembre de 2021, con vigencia hasta el 2025. Acreditación Internacional de Alta Calidad, acuerdo No. 85 del 26 de enero de 2022 del Cinda. Vigilada MinEducación.

Gestión Editorial

**Vicerrectoría de Investigaciones,
Innovación y Emprendimiento**

**Vicerrector de Investigaciones,
Innovación y Emprendimiento**
Jesús David Cardona Quiroz

**Director de Divulgación
y Apropiación Social del Conocimiento
Editor**

José Julián Serrano Quimbaya
jjserrano@uao.edu.co

**Coordinadora editorial
y de visibilización de la CTeI**

Angélica María Bohórquez Borda
ambohorquez@uao.edu.co

Diseño editorial

Kevin Nieto Vallejo
kevinnieto.93@gmail.com

Contenido

15	PRÓLOGO
17	LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS
19	INTRODUCCIÓN
27	ENERGÍA SOLAR
27	INTRODUCCIÓN
27	DEFINICIÓN
32	COMPONENTES
34	CLASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS USADAS EN ENERGÍA SOLAR
37	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
42	DIMENSIONADO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED
45	DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO
50	MEDICIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN PANEL
53	IMPACTO DE LA ENERGÍA SOLAR EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA
57	FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR
59	APLICACIONES
73	IMPACTO AMBIENTAL
74	NORMATIVA
76	RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA
79	ENERGÍA EÓLICA
79	INTRODUCCIÓN
80	DEFINICIÓN
80	COMPONENTES DE GENERADOR EÓLICO
83	CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES
87	VENTAJAS Y DESVENTAJAS
88	PANORAMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
89	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
92	APLICACIONES DE LOS AEROGENERADORES
100	NORMATIVA
101	RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA
107	ENERGÍA HIDROELÉCTRICA
107	INTRODUCCIÓN
107	DEFINICIÓN
108	COMPOSICIÓN
111	SALA DE MÁQUINAS
115	CLASIFICACIÓN
117	CONSIDERACIONES DE DISEÑO

119	SELECCIÓN DE MICRO Y PICO CENTRALES
121	RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA
125	BIOCOMBUSTIBLES
125	INTRODUCCIÓN
126	DEFINICIÓN
126	PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA
127	APLICACIÓN
129	VENTAJAS Y DESVENTAJAS
129	CLASIFICACIÓN
134	BIOETANOL
143	BIODIESEL
147	RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA
153	BIOMASA
153	INTRODUCCIÓN
154	DEFINICIÓN
155	LA BIOMASA COMO FUENTE ENERGÉTICA
156	TIPOS DE BIOCOMBUSTIBLES OBTENIDOS DE LA BIOMASA
162	PECULIARIDADES DE LA BIOMASA COMO ENERGÍA RENOVABLE
164	VENTAJAS DE UTILIZAR LA BIOMASA
165	APLICACIONES
167	PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA
170	COMBUSTIÓN DE LA BIOMASA
175	GASIFICACIÓN
178	PIRÓLISIS
181	BIOGÁS
186	TIPOS DE PLANTAS DE BIOGÁS
190	UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS
190	RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA
195	ENERGÍA DEL OCÉANO
195	INTRODUCCIÓN
195	DEFINICIÓN
196	TECNOLOGÍAS
205	RECURSO
206	APLICACIONES
207	RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA
211	ENERGÍA DEL HIDRÓGENO
211	INTRODUCCIÓN
212	DEFINICIÓN
214	CLASIFICACIÓN DEL HIDRÓGENO
216	MÉTODOS PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO

230	RETOS DEL HIDRÓGENO DE BAJAS EMISIONES
231	DEMANDA DE HIDRÓGENO A NIVEL MUNDIAL
235	POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA
236	NORMATIVA
237	RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA
238	TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA: POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO EN EL PAÍS
247	SIMULACIÓN DE ESTUDIOS DE CASO
248	CASA CAMPO EN TIBÚ, MUNICIPIO DEL NORTE DE SANTANDER
252	PROYECTO FOTOVOLTAICO DE CASA FINCA EN RIOHACHA
257	HOGAR INDÍGENA EN EL CORREGIMIENTO DE ITAIBE, CAUCA
269	ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA EN TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES
269	JUSTIFICACIÓN
274	MÉTODOS USADOS
274	ACV PARA ENERGÍA SOLAR
275	ACV PARA ENERGÍA EÓLICA
276	ACV EN LA HIDROELÉCTRICA
277	ACV PARA BIOMASA Y BIODIGESTORES
278	RESULTADOS DE ESTUDIOS COMPARATIVOS DE ENERGÍAS RENOVABLES APLICABLES EN COLOMBIA BAJO UNA PERSPECTIVA DE CICLO DE VIDA
281	REFERENCIAS

Tablas

- 22 **Tabla 1.** Tecnología, impacto ambiental y costos de las fuentes energéticas.
- 48 **Tabla 2.** Carga eléctrica.
- 51 **Tabla 3.** Módulo Fotovoltaico Policristalino.
- 52 **Tabla 4.** Módulo Fotovoltaico Monocristalino.
- 53 **Tabla 5.** Disturbios más importantes (Power Quality Analysis of a Grid- Connected Photovoltaic System).
- 62 **Tabla 6.** Cuadro de cargas de la luminaria.
- 67 **Tabla 7.** Cargas eléctricas de una casa.
- 75 **Tabla 8.** Normas técnicas colombianas.
- 76 **Tabla 9.** Guías técnicas colombianas.
- 87 **Tabla 10.** Ventajas y Desventajas de aerogeneradores.
- 90 **Tabla 11.** Comparación de aerogeneradores.
- 91 **Tabla 12.** Potencia eólica media anual a altura de 10 m.
- 94 **Tabla 13.** Clasificación del viento.
- 95 **Tabla 14.** Características de un generador de 1,000 W.
- 96 **Tabla 15.** Valores de potencia extraíble.
- 96 **Tabla 16.** Valores de potencia extraíble por cada mes del año.
- 97 **Tabla 17.** Características del inversor.
- 101 **Tabla 18.** Normas Técnicas Colombianas (NTC) Aplicables.
- 101 **Tabla 19.** Guías técnicas colombianas.
- 114 **Tabla 20.** Características principales de las turbinas de acción.
- 116 **Tabla 22.** Clasificación de las GCH, MCH, PCH.
- 117 **Tabla 23.** Clasificación de las PCH 's según la potencia.
- 121 **Tabla 24.** Guía para el equipamiento electromecánico de pequeñas instalaciones hidroeléctricas.
- 128 **Tabla 25.** Principales procesos de transformación de los biocombustibles derivados.
- 130 **Tabla 26.** Tipos de biocombustibles de primera generación.
- 134 **Tabla 27.** Tipos de biocombustibles de segunda generación.
- 137 **Tabla 28.** Rendimientos de etanol a partir de diversas materias primas.

- 163 **Tabla 29.** Evolución de la demanda de energía primaria a nivel mundial (2020-2040).
- 172 **Tabla 30.** Composición elemental y poder calorífico de algunos combustibles biomásicos.
- 178 **Tabla 31.** Composición y poder calorífico del gas obtenido después de la gasificación de algunos tipos de biomasa comparado con el gas natural.
- 179 **Tabla 32.** Tipos de pirólisis en función del tiempo de residencia, la velocidad de calentamiento y temperatura y los productos obtenidos de interés en cada uno de ellos.
- 181 **Tabla 33.** Comparación de rendimientos (expresados en % peso/peso) de las fracciones obtenidas (líquidos, char y gas) en función del tipo de proceso termoquímico.
- 182 **Tabla 34.** Características generales del biogás.
- 188 **Tabla 35.** Materias que producen gas como resultado de una digestión anaeróbica.
- 190 **Tabla 36.** Indicadores de operación en función de la materia prima utilizada.
- 214 **Tabla 37.** Poder calorífico bajo y alto del hidrógeno en comparación con los combustibles fósiles.
- 227 **Tabla 38.** Diferencias de la gasificación según el agente oxidante utilizado.
- 231 **Tabla 39.** Desafíos de los métodos de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono.
- 237 **Tabla 40.** Incentivos tributarios, arancelarios para la implementación de energías renovables no convencionales.
- 249 **Tabla 41.** Consumo total Ah/día vivienda.
- 250 **Tabla 42.** Equipos del sistema.
- 252 **Tabla 43.** Horas promedio día, iluminación solar.
- 253 **Tabla 44.** Elementos eléctricos de una vivienda.
- 255 **Tabla 45.** Precios de diferentes marcas de baterías.
- 255 **Tabla 46.** Precios de diferentes marcas de reguladores.
- 255 **Tabla 47.** Elementos seleccionados para la configuración técnica.
- 257 **Tabla 48.** Regiones de mayor potencial energético en Colombia.
- 258 **Tabla 49.** Descripción de los elementos del hogar.
- 259 **Tabla 50.** Cuadro de carga para corriente alterna.
- 259 **Tabla 51.** Cálculo de Amperios Hora.
- 261 **Tabla 52.** Ficha técnica del Generador.
- 262 **Tabla 53.** Precio por Unidad de los elementos en euros.

- 262 **Tabla 54.** Precio por unidad de los elementos en pesos colombianos.
- 263 **Tabla 55.** Precio total en pesos colombianos.
- 265 **Tabla 56.** Valor CIF para cada carga.
- 265 **Tabla 57.** Valor CIF para cada carga en pesos colombianos.
- 265 **Tabla 58.** Valor de los aranceles para cada carga en pesos colombianos.
- 266 **Tabla 59.** Total IVA (16 %) a pagar por carga.
- 266 **Tabla 60.** Total impuestos a pagar.

Figuras

- 28 **Figura 1.1.** Partes de la celda solar fotovoltaica
- 29 **Figura 1.2.** Corte transversal de un panel fotovoltaico.
- 30 **Figura 1.3.** Característica IV de panel.
- 31 **Figura 1.4.** Curva característica de tensión-potencia.
- 32 **Figura 1.5.** Incidencia de la radiación del sol sobre un punto P en el hemisferio norte de la superficie terrestre.
- 32 **Figura 1.6.** Sistema solar fotovoltaico DC (aislado).
- 33 **Figura 1.7.** Sistema solar FV de AC.
- 34 **Figura 1.8.** Esquemas de conexión con diodos.
- 35 **Figura 1.9.** Clasificación básica de sistemas solares fotovoltaicos.
- 36 **Figura 1.10.** Bloques de un sistema solar FV aislado.
- 36 **Figura 1.11.** Instalación solar fotovoltaica conectada a red.
- 38 **Figura 1.12.** capacidad solar fotovoltaica mundial.
- 39 **Figura 1.13.** Instalación de energía solar FV a nivel mundial.
- 40 **Figura 1.14.** Sistema solar fotovoltaico aislado SSFVA.
- 40 **Figura 1.15.** Instalación residencial de sistema solar fotovoltaico a red.
- 41 **Figura 1.16.** Diagrama de bloques de una Instalación fotovoltaica conectada a red.
- 41 **Figura 1.17.** Huerto de seguidores solares. Puerto Calaña, España.
- 46 **Figura 1.18.** Diagrama de flujo de la metodología propuesta.
- 54 **Figura 1.19.** Diagrama de medición de un sistema fotovoltaico.
- 55 **Figura 1.20.** Perfil de potencia generada por cada fase.
- 55 **Figura 1.21.** Forma de onda del THD corriente por fase.
- 57 **Figura 1.22.** Armónicos impares de corriente en las tres fases.
- 58 **Figura 1.23.** Instalaciones FV anuales por región en 2006.
- 58 **Figura 1.24.** Instalaciones FV anuales por región a 2030.
- 60 **Figura 1.25.** Horno solar.
- 61 **Figura 1.26.** HB-LED
- 63 **Figura 1.27.** Diagrama del sistema a implementar.
- 64 **Figura 1.28.** Simulación de iluminación pública Dialux.

- 65 **Figura 1.29.** Prototipo a escala real del proyecto MIHOUSE.
- 66 **Figura 1.30.** Promedio mensual de datos de irradiancia horizontal solar global (GHI).
- 68 **Figura 1.31.** Diagrama de una sola línea.
- 69 **Figura 1.32.** Producción energética de MIHOUSE y la red.
- 82 **Figura 2.1.** Partes del generador.
- 83 **Figura 2.2.** Aerogenerador de eje horizontal en España.
- 85 **Figura 2.3.** Aerogenerador de eje vertical.
- 86 **Figura 2.4.** Aerogenerador de eje vertical Savonius.
- 87 **Figura 2.5.** Aerogenerador de eje vertical Darrieus.
- 89 **Figura 2.6.** Capacidad eólica acumulada instalada a nivel mundial a 2022.
- 89 **Figura 2.7.** Bloque de variables en un sistema de generación de energía eólica.
- 108 **Figura 3.1.** Central hidroeléctrica.
- 110 **Figura 3.2.** Presa de hormigón.
- 112 **Figura 3.3.** Turbina Pelton.
- 112 **Figura 3.4.** Detalle de los árboles.
- 113 **Figura 3.5.** Turbina Francis.
- 113 **Figura 3.6.** Turbina Kaplan.
- 120 **Figura 3.7.** Curvas de selección de turbinas hidroeléctricas.
- 130 **Figura 4.1.** Fuentes de biodiesel de 2016.
- 154 **Figura 5.1.** Proceso de generación de la biomasa.
- 158 **Figura 5.2.** Bagazo residuo del proceso azucarero.
- 159 **Figura 5.3.** Briquetas de residuos de la madera o de otros residuos.
- 160 **Figura 5.4.** Pellets de residuos de la madera o de otros residuos.
- 163 **Figura 5.5.** Matriz energética mundial (2018).
- 176 **Figura 5.6.** Proceso de gasificación
- 179 **Figura 5.7.** Proceso de pirólisis.
- 183 **Figura 5.8.** Esquema de reacciones de la digestión anaeróbica de materiales poliméricos.
- 188 **Figura 5.9.** Diseño básico de un biodigestor cúpula fija.
- 196 **Figura 6.1.** Potencial teórico de la energía oceánica en el mundo.
- 196 **Figura 6. 2.** Diagrama del dispositivo o turbina Aquamarine Power.
- 197 **Figura 6.3.** Fotografía real de una turbina de olas.
- 198 **Figura 6. 4.** Turbina Pelamis.

- 199 **Figura 6.5.** Funcionamiento de la turbina.
- 200 **Figura 6.6.** Instalación de generador de energía subacuática.
- 201 **Figura 6.7.** Turbinas de MCT.
- 202 **Figura 6.8.** Características de la turbina.
- 203 **Figura 6.9.** Gráfica de comportamiento de la turbina.
- 203 **Figura 6.10.** Sistema de investigación OTEC.
- 204 **Figura 6.11.** Mapa de la temperatura del Mar Caribe.
- 205 **Figura 6.12.** Recurso de energía del océano.
- 206 **Figura 6.13.** Circuito monofásico de planta comercial de energía de olas.
- 215 **Fig. 7. 1.** Cadena de valor del hidrógeno.
- 217 **Fig. 7. 2.** Rutas principales en la producción de hidrógeno.
- 219 **Fig. 7. 3.** Diagrama de flujo del reformado de metano con vapor.
- 221 **Fig. 7.4.** Diagrama de flujo del proceso de reformado autotérmico.
- 222 **Fig. 7. 5.** Electrolizador alcalino.
- 226 **Fig. 7. 6.** Proceso de gasificación de materias primas carbonosas.
- 229 **Fig. 7.7.** Productos de la digestión anaerobia de la biomasa.
- 230 **Fig. 7.8.** Purificación del biogás en metano.
- 233 **Fig. 7.9.** Proyectos mundiales de hidrógeno en la cadena de valor.
- 234 **Fig. 7.10.** Proyección del costo de producción de hidrógeno en América Latina, 2050 (USD kg/H₂).
- 236 **Fig. 7. 11.** Competitividad de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.
- 241 **Fig. 7.12.** Costos nivelados de hidrógeno sin incluir costos al impuesto de CO₂eq para los años 2030 y 2050.
- 242 **Fig. 7.13.** Huella de carbono de cada tecnología de producción de hidrógeno.
- 249 **Figura 8.1.** Radiación solar en Cúcuta.
- 251 **Figura 8.2.** Topología del sistema en HOMER.
- 252 **Figura 8.3.** Resultados de la optimización.
- 256 **Figura 8.4.** Datos de uso de los elementos del sistema dado por el software.
- 257 **Figura 8.5.** Costo final de la implementación del sistema.
- 261 **Figura 8.6.** Resultado Óptimo otorgado por HOMER.
- 271 **Figura 9.1.** Análisis del ciclo de vida.



PRÓLOGO

YURI LÓPEZ

El cambio climático constituye la principal amenaza global para la humanidad, junto con la dependencia energética mundial de los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón). Esta dependencia sostiene una economía global basada en el consumo irracional de dichos recursos, indispensables para la mayoría de las actividades productivas y de transporte, como el funcionamiento de autobuses, aviones y embarcaciones que movilizan alimentos y mercancías en todo el mundo.

Ante esta situación, ha crecido el interés por fuentes de energía más sostenibles, lo que se refleja en el rápido incremento de las energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica y la eólica, que superaron los 1,600 gigavatios, gw, en 2024. Este panorama exige un conocimiento sólido de los principios básicos, los componentes y las formas de aprovechamiento de las diversas fuentes de energía que utilizan recursos naturales renovables, tales como la energía solar, eólica, de la biomasa y los biocombustibles, así como la energía oceánica y el hidrógeno.

En Colombia, el proceso de transformar la matriz energética primaria y la matriz de generación de energía eléctrica ha sido un proceso lento. Esta transición energética merece asumirse con cuidado, pero con agilidad en la tramitación en cumplimiento de normativa vigente. Primero, es fundamental un conocimiento adecuado de los

recursos energéticos, luego las tecnologías apropiadas al recurso, y aplicar metodologías de desarrollo de proyectos como multicriterio, que prioricen a la población en el criterio social. Después, el proyecto puede desarrollarse ágilmente apoyado en herramientas informáticas.

Por esta razón, un grupo de profesores, especialistas en distintos recursos y tecnologías renovables, presentan este libro con el ánimo de promover la divulgación y el conocimiento sobre la materia, aportando años de investigación aplicada y docencia en su área de experticia.

Este documento presenta las principales fuentes energéticas renovables y las tecnologías que convierten ese recurso en energía. Además, se explican sus componentes, normativas y aplicaciones para su uso adecuado.

LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

- ACV: Análisis de Ciclo de Vida.
- CO₂: Dióxido de carbono.
- CO₂eq: Dióxido de carbono equivalente.
- DNP: Departamento Nacional de Planeación.
- Ecopetrol: Empresa Colombiana de Petróleos S.A.
- EIA: Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*).
- GEI: Gases de efecto invernadero.
- H₂: Hidrógeno.
- H₂A: Hidrógeno azul.
- H₂G: Hidrógeno gris.
- H₂V: Hidrógeno verde.
- IDB: *Inter-American Development Bank* (Banco Interamericano de Desarrollo).
- IEA: *International Energy Agency* (Agencia Internacional de Energía).
- ISO: *International Organization for Standardization* (Organización Internacional de Normalización).
- kton: Kilotonelada (mil toneladas).
- kW: Kilovatio.
- kWh: Kilovatio-hora.
- LCA: *Life Cycle Assessment* (Análisis de Ciclo de Vida, equivalente a ACV).
- MinEnergía: Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

- MW: Megavatio.
- MWh: Megavatio-hora.
- NTC: Norma Técnica Colombiana.
- PEM: *Proton Exchange Membrane* (Membrana de Intercambio de Protones).
- PV: *Photovoltaic* (Fotovoltaico).
- REN21: *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (Red de Políticas de Energías Renovables para el Siglo XXI).
- TC207: Comité Técnico 207 de la ISO (responsable de normas ambientales).
- USD: Dólar estadounidense.
- USD/kg H₂: Dólares por kilogramo de hidrógeno.

INTRODUCCIÓN

El cambio climático es un tema que debe ser abordado desde todas las escalas de gobierno y desde los distintos niveles para la toma de decisiones. Es por lo que los gobiernos de todo el mundo han intensificado sus ambiciones para la disminución de gases efecto invernadero de sus actividades económicas, logrando que más de 28 países y 820 millones de ciudadanos emitieran declaraciones de “emergencia climática”, donde planteaban como una de las alternativas para hacerle frente a esta situación el establecimiento de planes con metas y objetivos de transición de sistemas energéticos basados en combustibles fósiles a unos basados en energías renovables (REN21, 2020).

Los tres factores que más impactan el medio ambiente y contribuyen de manera significativa al calentamiento global son la superpoblación, el declive —o fin— de la era del petróleo y la creciente demanda energética mundial. A ello se suma la variabilidad del precio del crudo y el consumo irracional de combustibles fósiles, fenómenos que continúan elevando la temperatura promedio del planeta a niveles sin precedentes, cuyos efectos ya comenzamos a experimentar.

De acuerdo con las estadísticas publicadas en los últimos años por diversas agencias internacionales de energía, las reservas de petróleo están disminuyendo a un ritmo acelerado. Paralelamente, los países productores han recurrido a la especulación en los dos últimos años, provocando un incremento histórico en el precio del barril de petróleo (WTI), que ha superado los 150 USD por unidad.

En Colombia, cerca del 70 % de la generación eléctrica proviene de centrales hidroeléctricas, consideradas una fuente de energía renovable. La constante variación y tendencia al alza en el precio del petróleo, junto con la elevada contaminación atmosférica responsable del calentamiento global derivado de su uso irracional, hacen cada vez más urgente que la humanidad incremente su interés en el desarrollo de energías renovables.

El país cuenta, además, con numerosas regiones que poseen un alto potencial energético proveniente de recursos renovables. La zona ecuatorial del planeta presenta los valores más elevados de radiación solar, lo que convierte a Colombia en un territorio privilegiado desde el punto de vista geográfico para el aprovechamiento del sol como fuente energética eficiente.

El desarrollo de energías renovables implica la utilización racional y planificada de los recursos energéticos disponibles, especialmente en aquellas zonas o regiones donde se ha identificado un alto potencial para su aprovechamiento. El alto potencial es identificado o presentado en atlas o reportes meteorológicos que, luego de un detallado estudio, presentan, por ejemplo, los valores de:

- Radiación solar para la energía solar térmica y fotovoltaica.
- Datos de viento para la energía eólica.
- Mapas geológicos para la energía geotérmica.

Este panorama ha llevado al mundo entero a considerar un cambio en el modelo energético hacia uno con más energías limpias, verdes o renovables. Ese cambio es llamado “transición energética”.

Las energías renovables son un presente y una realidad. Dentro de esta categoría, temas como las redes inteligentes y la transición energética para grandes sistemas de potencia o sistemas de distribución (12.3 kV, 34.5 kV) han permitido a muchas ciudades tener un control y monitoreo más preciso del sistema eléctrico y así mismo actuar con rapidez ante algunos disturbios o perturbaciones del sistema. No solo a nivel de potencia sino también como sistemas de vigilancia, supervisión y control de viviendas, como por ejemplo las llamadas casas inteligentes —hogares totalmente automatizados con el

uso de la domótica en los que se puede monitorear su estado de manera online las 24 horas y desde cualquier parte del mundo—. Se habla además de las ciudades verdes, entendidas como pequeñas urbes con planeamiento arquitectónico y energético de manera que afecten mínimamente el medio ambiente. Sistemas de reciclaje, uso de energía solar fotovoltaica, energía solar para calentamiento de agua en invierno (países que lo requieran), y una directa reducción del pago por servicios eléctricos. Además, sistema de riego de jardines, arquitectura más sostenible o bioclimática y otros más como el hidrógeno que capta la atención energética global.

El hidrógeno es la sustancia más inflamable entre los combustibles producidos actualmente en el mundo, especialmente en las refinerías. Dado que su obtención proviene, en gran medida, del uso de combustibles fósiles —principalmente gas natural—, el hidrógeno verde obtenido a partir de biomasa presenta un alto potencial de desarrollo.

En este contexto, las tecnologías existentes, con pocas mejoras o actualizaciones, pueden adaptarse para la producción de biohidrógeno (BioH_2). Una alternativa viable consiste en reemplazar el gas natural de origen fósil por biogás obtenido mediante digestión anaerobia. Este biogás contiene un elevado porcentaje de metano —hasta un 53 %, según investigaciones recientes—, el cual, tras someterse a un proceso de *upgrading*, permite eliminar el CO_2 y obtener metano con una pureza del 99,99 %. Dicho metano puede sustituir al gas natural convencional, facilitando una transición energética moderna y limpia.

Para impulsar la transición energética, el gobierno del presidente Iván Duque (2018-2022) desarrolló la Ruta del Hidrógeno, una estrategia nacional orientada a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas del uso de recursos fósiles en la matriz energética primaria. Esta iniciativa está contribuyendo a generar un entorno de modernización y transformación en el país.

El cambio climático, provocado entre otros factores por las elevadas emisiones de gases contaminantes provenientes de diversas fuentes energéticas, se refleja en los datos presentados en la Tabla 1.

Tabla 1. Tecnología, impacto ambiental y costos de las fuentes energéticas.

Recurso	Tecnología	Impacto Ambiental	Costo
Gas Natural	Extracción	GEI: CO, CO ₂ , NO _x , SO _x , PM, vapor de Agua, CFC's, CH ₄	Bajo \$ 6.5 USD
Diésel Petróleo	Extracción	Polución, CO, CO ₂ , NO _x , SO _x , vapor de Agua, CFC's, CH ₄	Bajo (mayor que el gas) \$ 8,420.39 COP/galón
Carbón-Minas	Extracción	Material particulado, CO, CO ₂ , NO _x , SO _x , H2O, CFC's, CH ₄	\$ 95.56 USD/ Tonelada
Geotérmica Subsuelo	Turbina Generador	Solo en su construcción.	Alto
Eólica Viento	Turbina Aerogenerador	Área que ocupa, fabricación y ruido.	Medio
Bioenergía: Material Vegetal Orgánico	Biomasa Biodigestor	En combustión Cenizas y Gei. de resto ninguno.	Bajo
Hidro Agua	GCH – PCH – MCH–μCH	Construcción, distribución, mortalidad en construcción y desvío.	Medio
Oceánica Mar	Corrientes – Costas Olas – Mareas – Temperatura	Posible Muerte de Peces	Alto
Solar Sol	CSP – Seguidores Solar FV		

Fuente: Elaboración propia.

Se abre entonces un abanico de posibilidades para emprendedores, ingenieros y creativos que puedan encontrar las soluciones que el sector busca, entre las cuales, el sector de las energías renovables es una gran oportunidad. Considerando todo lo anterior, este libro tiene como objetivo identificar, definir y clasificar con información detallada y actualizada las diversas energías renovables.

Para cumplir este propósito, el libro comprende ocho capítulos.

El Capítulo 1, dedicado a la energía solar, aborda el inmenso potencial del Sol como fuente inagotable de luz y energía. En este apartado se analiza el papel fundamental que desempeña esta fuente renovable en la sostenibilidad energética global y se presenta un panorama general del crecimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica en los últimos años. Asimismo, se explican los principales componentes y sistemas que

permiten transformar la radiación solar en electricidad, destacando su importancia dentro de la transición hacia un modelo energético más limpio y eficiente.

El Capítulo 2 se centra en la energía eólica, exponiendo las diversas tecnologías que aprovechan la fuerza del viento para generar electricidad. Este capítulo explica cómo la energía eólica se ha consolidado como una de las alternativas más prometedoras para impulsar la transición energética, al ser una tecnología limpia, renovable y con un impacto ambiental significativamente menor que el de los combustibles fósiles.

El Capítulo 3 está dedicado a la energía hidroeléctrica, en el que se describe de manera clara y concisa el proceso de generación de electricidad a partir del agua como fuente principal. Además, se analizan sus componentes esenciales y las ventajas que ofrece esta tecnología, considerada una de las formas más consolidadas y eficientes de producción de energía renovable.

El Capítulo 4 se dedica al estudio de los biocombustibles, definidos como combustibles líquidos obtenidos a partir de materia orgánica, entre los cuales destacan el bioetanol y el biodiésel. Dado lo extenso del campo de la bioenergía, en este capítulo se diferencian los biocombustibles líquidos de los sólidos, con el propósito de analizar de forma más precisa sus características, procesos de producción y aplicaciones dentro del sector energético.

En el Capítulo 5 se aborda la biomasa, entendida como la energía proveniente de residuos orgánicos y desechos de origen biológico generados por plantas y animales. Este apartado examina particularmente los desechos sólidos y sus posibilidades de aprovechamiento, tanto mediante la combustión directa como a través de procesos de conversión energética, tales como la pirólisis y la biodigestión, que permiten obtener gases combustibles y otras fuentes renovables de energía.

Por su parte, el Capítulo 6 trata sobre la energía del océano, un tema innovador que explora las distintas formas de generación energética a partir del movimiento y el potencial térmico de los mares. Se destacan las ventajas de esta fuente renovable y se presentan ejemplos de proyectos ya instalados en Europa, que demuestran su viabi-

lidad y creciente importancia en el marco de la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles.

El Capítulo 7 está dedicado a la energía del hidrógeno, elemento que históricamente ha sido una valiosa materia prima para múltiples procesos industriales y que hoy se perfila como un combustible clave para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este capítulo se examina su papel dentro de la transición energética, destacando su potencial como vector para el almacenamiento y transporte de energía, así como su contribución al desarrollo de un sistema energético más limpio y sostenible.

Finalmente, el Capítulo 8 presenta una serie de estudios de casos que permiten aplicar los conceptos abordados a lo largo del libro. En cada ejemplo se analizan la definición y los componentes de los distintos sistemas energéticos, junto con sus ventajas y desventajas, según la perspectiva de los autores y con apoyo en comparaciones científicas. Además, se incluye una revisión de la normativa vigente en las diferentes tecnologías, lo que ofrece una visión integral y aplicada del contexto energético contemporáneo.



ENERGÍA SOLAR

YURI LÓPEZ

INTRODUCCIÓN

El Sol constituye la principal fuente de energía del planeta y tiene la capacidad de proveer suficiente electricidad para satisfacer las necesidades de la humanidad. En este contexto, aprender a aprovechar todo su potencial se convierte en un factor clave dentro del panorama energético actual.

A nivel mundial, miles de instalaciones solares fotovoltaicas contribuyen de manera creciente a la generación de electricidad limpia y sostenible. En esta sección se describen los principales componentes de un sistema de energía solar, entre los cuales destacan los módulos o paneles solares, fabricados en su mayoría con silicio (ver la Figura 1.12).

Asimismo, se analiza el vasto recurso solar y se ofrece una visión global del crecimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica, cuya capacidad total alcanza aproximadamente los 600 GW (gigavatios), como se muestra en la Figura 1.13.

DEFINICIÓN

La energía eléctrica generada a partir del Sol se obtiene mediante un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico, el cual aprovecha la radiación solar contenida en los fotones. Estos impactan sobre un material semiconductor, provocando la libera-

ción de electrones y, en consecuencia, la generación de electricidad. Los dispositivos semiconductores que permiten este proceso se denominan celdas fotovoltaicas y, por lo general, se fabrican con silicio (Si). Cada celda es capaz de producir una pequeña cantidad de corriente —unos pocos amperios— y un voltaje limitado, tal como se ilustra en la Figura 1.1.

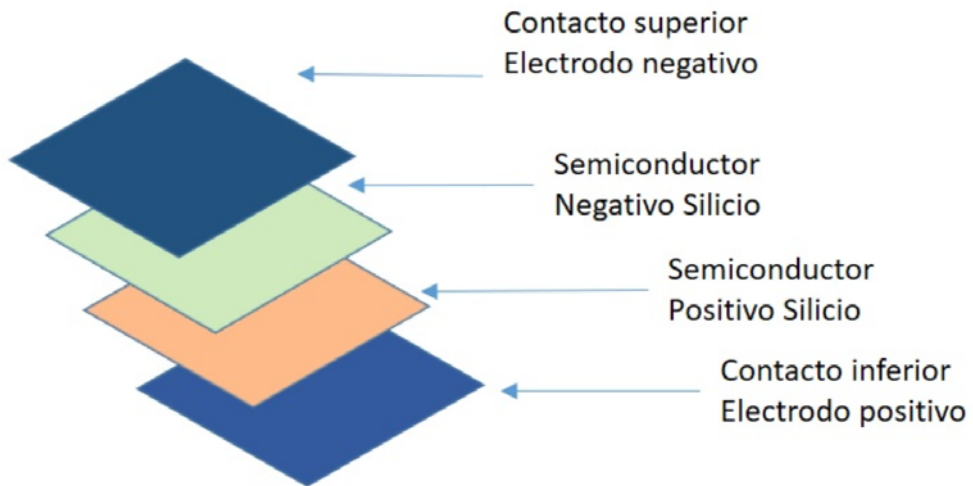


Figura 1.1. Partes de la celda solar fotovoltaica
Fuente: Elaboración propia.

Para producir electricidad a partir de energía solar, se utiliza un arreglo o un grupo de celdas solares fotovoltaicas conectadas unas con otras para formar un módulo o panel solar, estos son capaces de producir desde milivatios (mW) a megavatios (MW) (un generador solar se puede definir como un conjunto de paneles fotovoltaicos). Su mantenimiento es mínimo, sin embargo, se recomienda revisar las conexiones entre módulos o paneles una o dos veces al año para evitar desajustes o corrosión. Si la superficie se encuentra sucia, se debe limpiar. Para ello puede utilizarse un detergente que no sea abrasivo.

Los módulos o paneles se fabrican de silicio monocristalino o policristalino, y se diferencian en su procedimiento de fabricación. Por ejemplo, las celdas de silicio monocristalino son una combinación de silicio puro, crisol, boro y cristal germen de

silicio, que da una estructura cristalina, la cual es partida en obleas y llevada a hornos especiales para darle nuevas características. Finalmente, se recubre con un tratamiento antirreflexivo de bióxido de titanio o zirconio (Carlson, 1984).

Estos módulos se conectan eléctricamente entre sí, en serie o en paralelo, dependiendo de la demanda de energía. Como se muestra en la Figura 1.2, estos se componen principalmente de:

- Encapsulante: material de cubierta con buena transmisión de la radiación.
- Cubierta exterior de cristal templado, la cual facilita la transmisión luminosa, es antirreflejo y resistente a cambios climáticos y fuerte presión mecánica.
- Cubierta posterior: se compone de capas opacas que reflejan la luz.
- Marco de panel: normalmente de aluminio, que lo hace liviano y rígido.
- Además, una caja de terminales o bornera para la conexión del módulo y diodos de bloqueo para proteger el módulo de corrientes contrarias.

CORTE TRANSVERSAL DE SECCIÓN DE UN PANEL FV

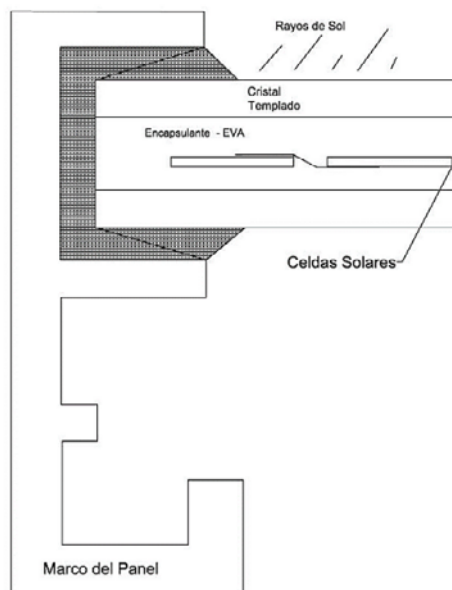


Figura 1.2. Corte transversal de un panel fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia.

Los paneles fotovoltaicos generan su potencia de salida en vatios (W). En condiciones de máxima iluminación solar, la radiación aproximada es de 1 kW/m^2 , que corresponde al mediodía. Cada fabricante de módulo o panel solar debe entregar o mostrar en el folleto o en la hoja de datos el comportamiento de corriente y tensión ante los diversos valores de radiación solar. Esto se conoce como las curvas IV, tal como se muestra en la Figura 1.3.

Cabe anotar que la luz que incide sobre el panel no necesariamente tiene que ser directa, también se puede obtener a partir del reflejo que produce el suelo, las nubes y todo lo que hay alrededor, por lo tanto, si no hay sol directo no significa que no esté produciendo energía. Es importante que los paneles permanezcan ventilados, debido a que un aumento de la temperatura de la celda produce una saturación del material (usualmente silicio), lo que provoca una disminución del voltaje, aunque tenga un incremento en la corriente. Como se muestra en las figuras 1.3 y 1.4, para una radiación determinada, el panel solar genera una tensión más alta a menor temperatura (ver Figura 1.3). Por otro lado, este produce una corriente más alta para una mayor radiación solar, como se muestra en la Figura 1.4.

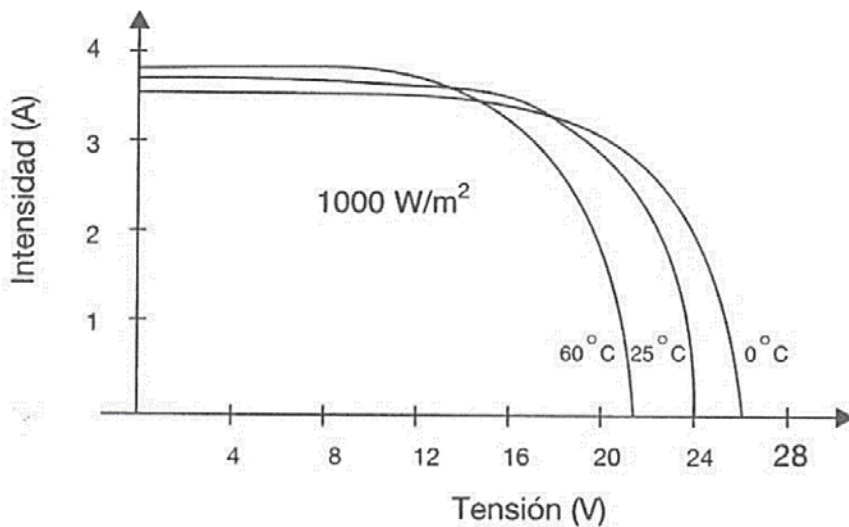


Figura 1.3. Característica IV de panel.
Fuente: Jutglar (2004).

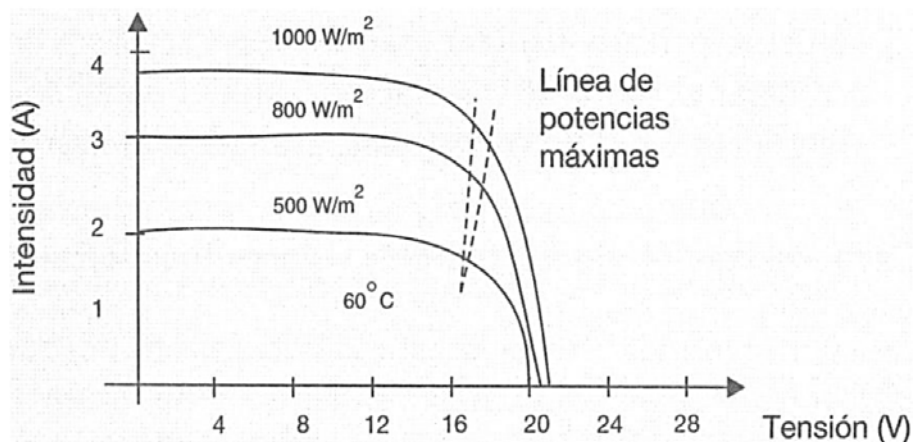


Figura 1.4. Curva característica de tensión-potencia.
Fuente: Jutglar (2004).

Habiendo identificado la importancia de la ubicación y dirección del módulo para la mayor producción de intensidad y potencia eléctrica (W), el dimensionado del sistema se hace fundamental. Para el correcto dimensionado de un sistema solar fotovoltaico, se debe orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima. Sin embargo, no siempre será posible orientar e inclinar el generador de forma óptima debido a la influencia de algunos factores como la posición del sol durante todo el año, la estructura donde será instalado, las sombras, resistencia al viento, etc. Es decir, la instalación, por diferentes motivos, tendrá una orientación y una inclinación α , β que pueden ser distintas a las óptimas y que serán las causantes de un grado de captación de energía incidente en el campo solar inferior al ideal (ver Figura 1.5).

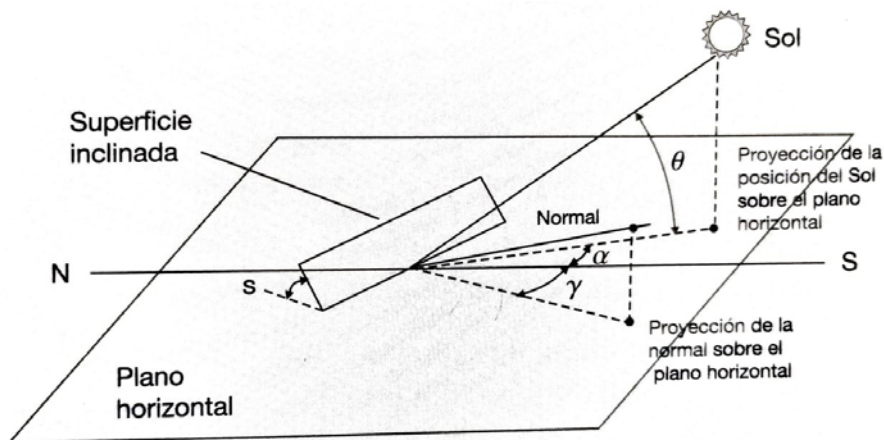


Figura 1.5. Incidencia de la radiación del sol sobre un punto P en el hemisferio norte de la superficie terrestre.

Fuente: Jutglar (2004).

COMPONENTES

Para la producción de electricidad mediante la conversión fotovoltaica, se utilizan células o celdas agrupadas y conectadas en paneles fotovoltaicos, cuya electricidad se puede almacenar en acumuladores para un uso posterior y utilizarla en corriente directa (DC) (ver Figura 1.6), o se puede convertir en corriente alterna, como se ve en la Figura 1.7.

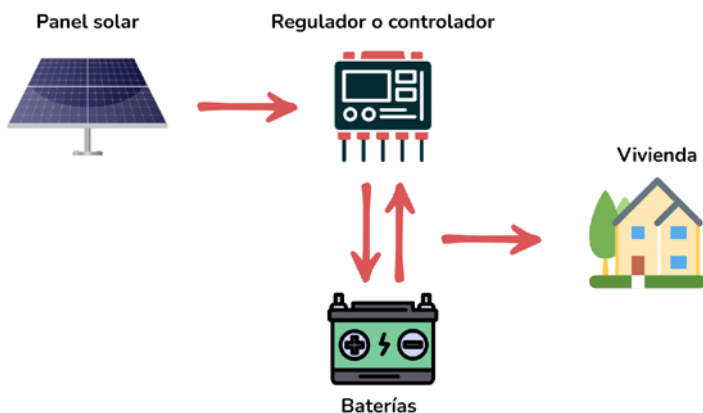


Figura 1.6. Sistema solar fotovoltaico DC (aislado).

Fuente: Elaboración propia.

Este sistema de corriente continua es además un sistema muy utilizado en aplicaciones marítimas o en casas rodantes, donde los electrodomésticos funcionan con alimentación DC o CC, esto es, 12 V o 24 V. Se complementa con un inversor, que convierte de DC a AC, permitiendo la utilización de electrodomésticos comerciales para tensión de 120 VAC o 220 VAC.

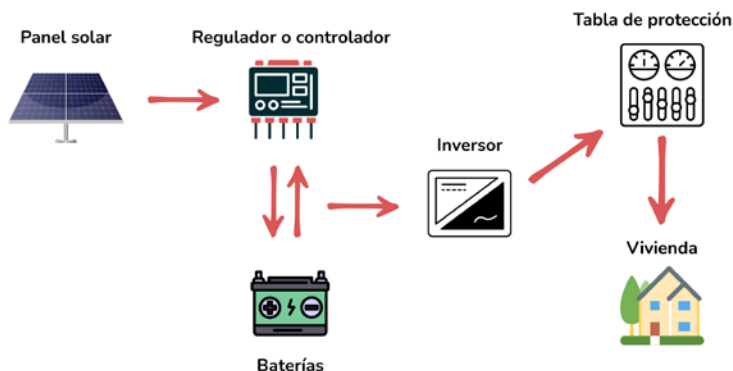


Figura 1.7. Sistema solar FV de AC.
Fuente: Elaboración propia.

Un sistema solar fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos utilizados para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica. Por ello, el sistema solar fotovoltaico (FV) autónomo o aislado, está compuesto por una distintos elementos.

La batería: encargada de almacenar la energía producida durante el día para disponer de ella durante la noche. Este elemento requiere la mayor atención, ya que de su correcto uso y mantenimiento depende la durabilidad del equipo. Como mantenimiento, se recomienda revisar el nivel del electrolito cada seis meses y mantenerlo en el nivel adecuado y óptimo, el líquido que llevan estas baterías es agua destilada o desmineralizada. Es de recordar que el uso de otros líquidos puede afectar gravemente al equipo (densidad óptima 1.240 +/- 0.01 a 20 grados Celsius). Se debe mantener libre de sulfato y, en lo posible, cubrir las conexiones con vaselina neutra.

Controlador de carga o regulador: Su función básica es regular la tensión que proveen los paneles a las baterías y controlar el sistema, evitando sobrecargas o descargas exce-

sivas al subsistema de almacenamiento, lo que produciría daños irreversibles. Además, según su configuración, puede asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficiencia. Este elemento facilita la conexión de los demás componentes por la bornera que indica la posición de conexión de los módulos, la batería y el inversor.

Inversor: transforma la corriente continua (DC) almacenada en la batería en corriente alterna (AC).

Diodos de bloqueo: Se conectan en paralelo al módulo solar, diodos de bypass, con el fin de evitar que cada módulo absorba corriente de otros módulos si estos están recibiendo sombra. En la Figura 1.8 se pueden observar los diferentes esquemas de conexión con diodos.

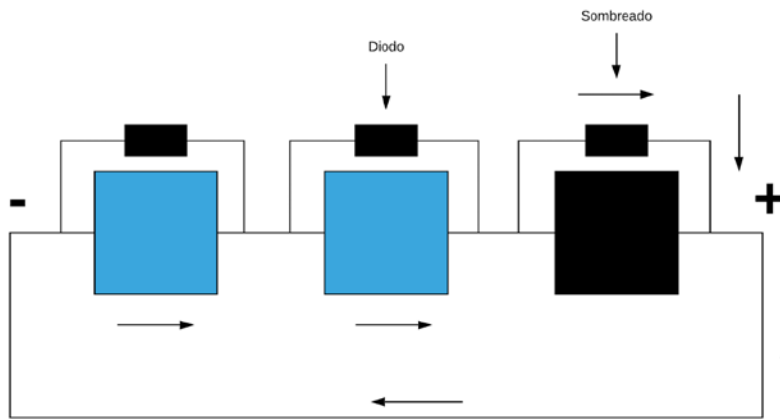


Figura 1.8. Esquemas de conexión con diodos.
Fuente: Elaboración propia.

CLASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS USADAS EN ENERGÍA SOLAR

La energía solar se clasifica por tecnologías y está dividida por sus diferentes usos.

Energía solar térmica

Es una energía que se usa solo para calentamiento. En este caso, el principal reto es mantener el agua caliente para su uso diario. Para esto se han creado envases o tanques

térmicos que almacenan y concentran la temperatura por más tiempo. Un ejemplo del uso de la energía solar para calentamiento son los hornos o cocinas solares.

Energía solar termoeléctrica

Este sistema emplea la energía solar para calentar un fluido, que puede ser almacenada a altas temperaturas (almacenamiento de energía), o también puede ser aprovechada para mover una turbina que está conectada a un alternador para la generación de energía en AC. Existe una aplicación de generación de energía termoeléctrica de mayor potencia como la de Torre, que permite conseguir una mayor capacidad de radiación y producir más energía. Para más información revise el proyecto Torresol en España (torresolenergy.com). así mismo existen sistemas CSP, concentradores solares parabólicos, que enfocan los rayos del sol en un ducto por el cual circula un fluido, como sales fundidas.

Energía solar fotovoltaica

Es usada para producir electricidad en corriente continua (DC) o corriente alterna (AC), la cual es aprovechada para el uso en electrodoméstico y sistemas que requieran un soporte constante y sin interrupciones, como por ejemplo los sistemas de protección y de señalización lumínica o sonora que indican algún tipo de falla (ver Figura 1.9).

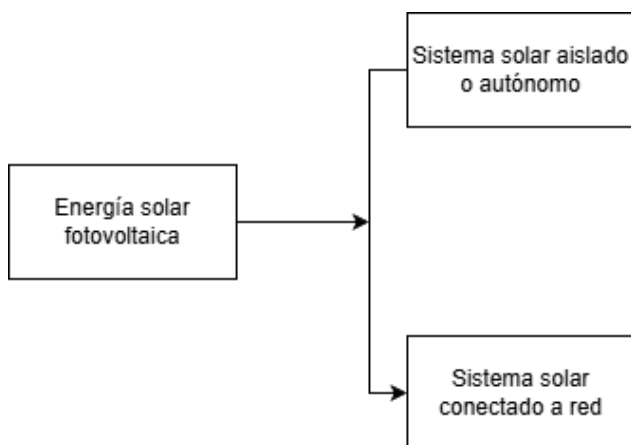


Figura 1.9. Clasificación básica de sistemas solares fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración propia.

La energía solar fotovoltaica puede generar energía eléctrica renovable tanto para la inyección a la red eléctrica como para suministro energético a sistemas autónomos. En algunos casos, es importante que el sistema posea almacenamiento y estos son denominados cargador inversor o sistema híbrido.

Como se puede observar en las figuras 1.10 y 1.11, existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas aisladas. Sin inversor o sistema fotovoltaico directo, cuando la energía va directa del panel a la carga, por ejemplo, para alimentar un tanque de agua desde un pozo durante el día, este circuito es solo en corriente directa. Por otra parte, el sistema que tiene inversor utiliza cargas o electrodomésticos en corriente alterna (AC), esta se llama “Instalación solar fotovoltaica conectada a red”. Básicamente, estos sistemas no requieren mantenimiento por estar constituido por equipos electrónicos simples, sin embargo, es necesario realizar una inspección preventiva para verificar que las conexiones estén bien ajustadas y libres de polvo y sulfato.

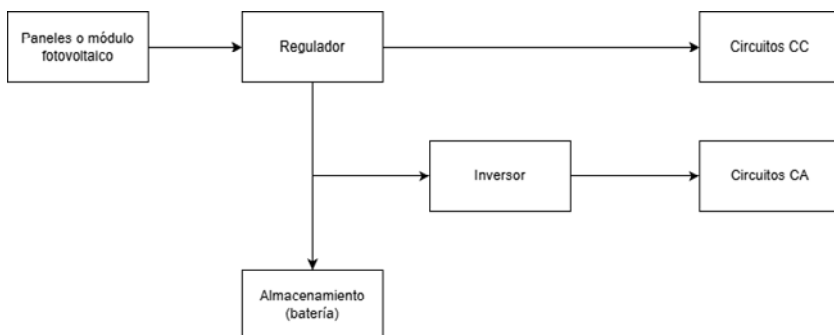


Figura 1.10. Bloques de un sistema solar FV aislado.
Fuente: Elaboración propia.

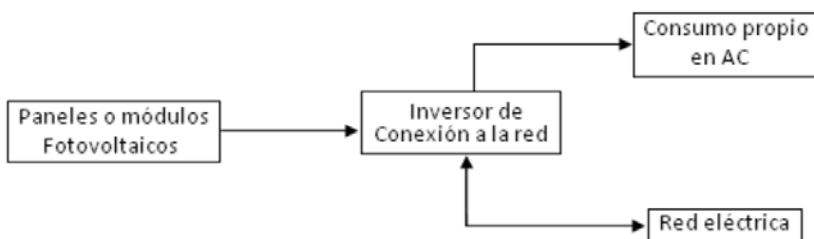


Figura 1.11. Instalación solar fotovoltaica conectada a red.
Fuente: Elaboración propia.

Un informe sobre el estado actual de la tecnología en celdas solares fotovoltaicas presenta a los principales centros de investigación y universidades, así como a las empresas más destacadas en la producción de este tipo de dispositivos. Las investigaciones más recientes, realizadas por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL), muestran los avances logrados en la eficiencia de las celdas solares fotovoltaicas, de acuerdo con la tecnología empleada.

Esto muestra que, a pesar de los avances en cadmio telururo o celdas de cobre indio y galio, recientes avances (2022) con perovskita lo posiciona como una de las tecnologías más eficientes.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La energía solar tiene un crecimiento espectacular en los últimos años, acompañado de un interés también creciente por parte de empresas, investigadores y comunidades a nivel mundial.

Capacidad en potencia instalada mundialmente

Globalmente, la capacidad instalada de producción de electricidad a partir de energía solar ha crecido de forma exponencial hasta lograr más de 600 GW, como se ha reportado en el reconocido informe REN21 (ver Figura 1.12). Lastimosamente, esto está concentrado en China, Estados Unidos, Japón, Alemania e India.

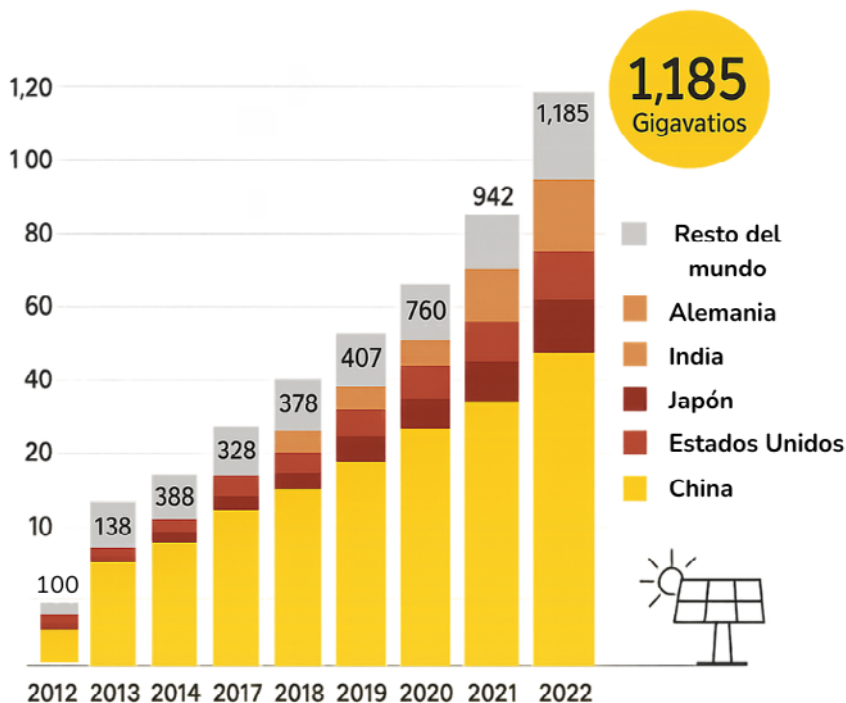


Figura 1.12. capacidad solar fotovoltaica mundial.
Fuente: REN21 (2022).

Los países que más invierten en energías renovables son las potencias económicas mundiales, las cuales tienen una gran responsabilidad debido al alto índice de gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera. Además, han desarrollado una excesiva explotación de las fuentes de energía no renovable y sus empresas generadoras de energía eléctrica están obligadas a utilizar energía renovable en sus instalaciones, especialmente en edificios e industrias.

Ese crecimiento es, sin duda, el resultado del desarrollo de numerosos proyectos en distintos países. Entre las diez naciones con mayor capacidad instalada de energía fotovoltaica se destacan España, Australia, Vietnam y Ucrania, que, aunque presentan cifras relativamente pequeñas, han logrado incorporar más de 4 GW a sus respectivas redes eléctricas. Este avance representa un esfuerzo político, económico y legal de gran relevancia para cada país, como se muestra en la Figura 1.13.

Capacidad y adiciones de energía FV, 10 países principales por capacidad añadida, 2022

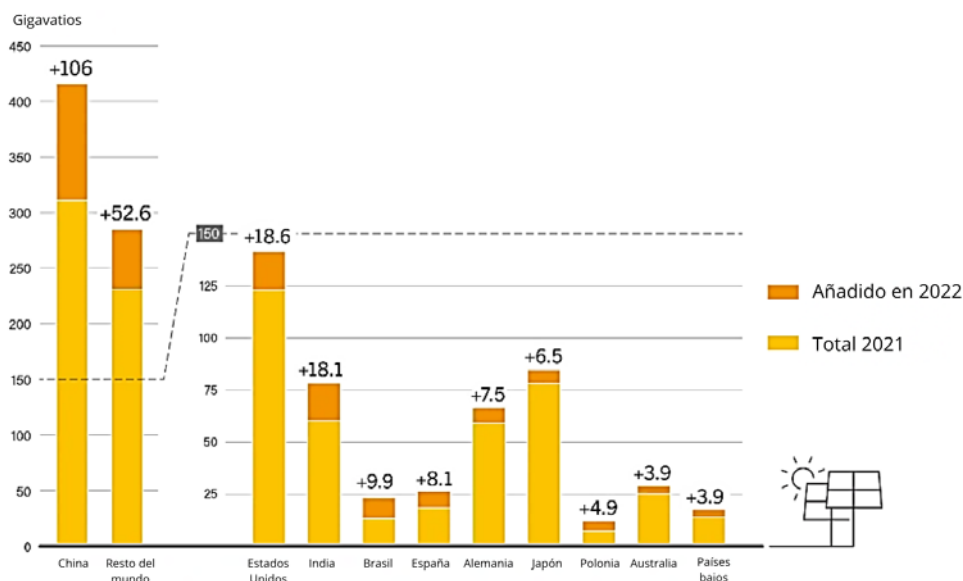


Figura 1.13. Instalación de energía solar FV a nivel mundial.
Fuente: REN21 (2022).

Sistemas solares fotovoltaicos aislados

Son los que usan la energía solar para pequeños consumos en lugares que tengan alguna demanda de electricidad, pero que están retirados de la red eléctrica o presentan algunas fallas geográficas que dificultan el tendido eléctrico.

Ventajas: proveer de electricidad proveniente del sol, tanto de día como de noche, hasta en los días nublados. Desventaja: en algunos casos, los altos costos del sistema completo debido al almacenamiento. El diseño y dimensionado de estos sistemas se explicará más adelante.

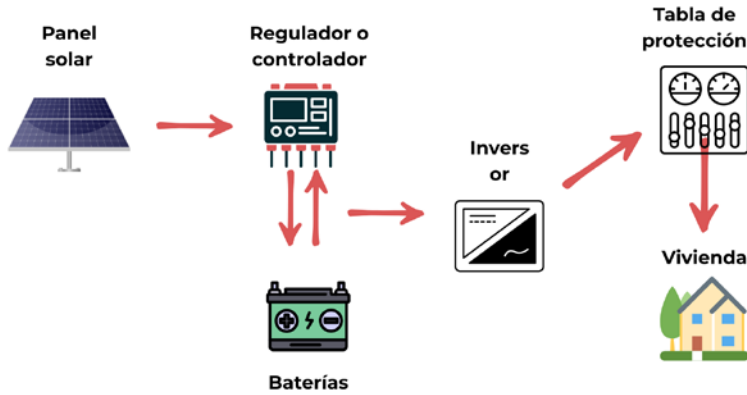


Figura 1.14. Sistema solar fotovoltaico aislado SSFVA.
Fuente: Elaboración propia.

Sistemas solares fotovoltaicos conectados a red.

Su objetivo principal es aprovechar la radiación solar para la producción de energía eléctrica que es inyectada a la red, como se muestra en las figuras 1.15 y 1.16. Estos sistemas se están utilizando sobre los techos de las viviendas e industrias, y para plantas de generación de energía. Otro tipo de aplicación utiliza los módulos fotovoltaicos como elementos constructivos y son denominados sistemas fotovoltaicos integrados a la vivienda (BIPV), de la abreviatura *Building Integrated Photovoltaic*.

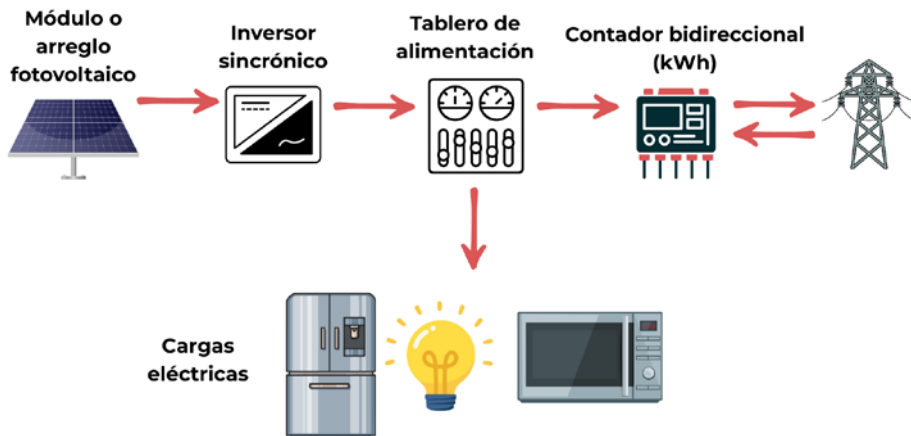


Figura 1.15. Instalación residencial de sistema solar fotovoltaico a red.
Fuente: Elaboración propia.

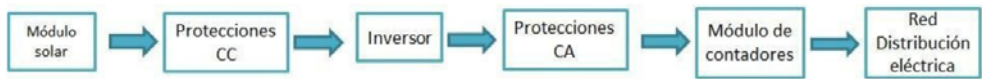


Figura 1.16. Diagrama de bloques de una Instalación fotovoltaica conectada a red.
Fuente: Elaboración propia.

La ventaja de este sistema es que promueve y permite el autoconsumo, generando toda la electricidad que el usuario desea consumir, con la posibilidad de entregar los excedentes. También se considera de mayor eficiencia que el sistema aislado debido a las altas eficiencias que poseen los inversores. Además, existen incentivos en varios países mediante el pago de primas económicas por cada kWh inyectado en la red, que contribuye a la generación de energía total de un país y reduce la dependencia energética de recursos fósiles.

Seguidores solares: El Girasol

Reciben su nombre de la acción (automatizada o controlada) del sistema que utiliza paneles solares fotovoltaicos agrupados y conectados en una gran superficie y que siguen al sol al pasar las horas. Es una alternativa que aprovecha entre un 30 y 40 % extra, según estudios realizados (Bayod et al, 2011). Un ejemplo se aprecia en la Figura 1.17.



Figura 1.17. Huerto de seguidores solares. Puerto Calaña, España.
Fuente: Elaboración propia.

DIMENSIONADO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

Un sistema solar fotovoltaico conectado a red (SSFVCR) es una fuente de energía que utiliza el sol como fuente y utiliza paneles solares y un inversor como componentes principales para convertir esa radiación en energía que sea consumida directamente, sin almacenamiento y que pueda ser inyectada a la red de distribución eléctrica. Para diseñar y dimensionar un SSFVCR, se debe considerar:

- Evaluar el consumo de energía mediante un análisis de carga para un sistema conectado a la red (*grid-direct system*), comparando la producción eléctrica con el consumo registrado. Incluir las características del recurso energético según la ubicación (latitud y longitud).
- Evaluar la presencia de sombras que puedan afectar la captación solar.
- Realizar los cálculos de potencia y energía (kWh), definiendo la capacidad del SSFV y la configuración de conexión de los módulos (serie o paralelo).
- Seleccionar el tipo de estructura adecuada para el techo o cubierta.
- Definir la ubicación del generador fotovoltaico, determinando el ángulo de inclinación de los módulos solares y la declinación correspondiente.
- Seleccionar el tipo de inversor, considerando su capacidad, tamaño y tecnología.
- Analizar los esquemas de medición y venta de energía bajo reglas de *net metering* y los incentivos que puedan influir en el costo del sistema fotovoltaico.
- Diseñar la instalación eléctrica, incluyendo conexión a la red, medidas de seguridad, protecciones, puesta a tierra, control de armónicos, compatibilidad electromagnética, canalización y sistemas de monitorización.

Por todo lo anterior, los parámetros eléctricos que requieren mayor atención son la potencia y la energía. La potencia máxima se alcanza bajo condiciones de radiación solar máxima, aproximadamente $1,000 \text{ W/m}^2$. Por su parte, la energía generada se calcula como el producto de la potencia (W) por el tiempo de generación. Este último

se determina considerando el número de horas de sol pico (HEP) u horas equivalentes de plena irradiación.

Para determinar la potencia del SSFVCR, se utiliza la ecuación 3 para calcular el número total de módulos solares fotovoltaicos requeridos. En este proceso, el inversor se selecciona en función de la potencia establecida durante la etapa de diseño. Posteriormente, se elige entre los equipos comerciales disponibles aquel cuya potencia nominal, expresada en vatios o kilovatios, sea la más cercana a la definida en dicho diseño.

Actualmente, existen varias marcas comerciales de inversores a red (*on-grid*) en Latinoamérica, entre ellas:

- FIMER (nuevo distribuidor de la antigua línea solar de ABB).
- SMA.
- FRONIUS.
- HUAWEI.
- GODWEE.
- VICTRON.

Capacidad del arreglo solar o número de módulos.

El dimensionado se realiza con la combinación de estos pasos, pero no necesariamente en el orden aquí descrito.

- La demanda o consumo de energía es el primer paso para dimensionar el sistema fotovoltaico. Para ello, evalúe los recibos de energía. Posterior a ello, ya puedo calcular el número de módulos o paneles.
- Número de módulos en el espacio dado y defina la conexión serie o paralelo. Se utiliza la ecuación 3.
- Seleccionar el tipo de inversor para la potencia definida.
- Calcular el conductor y las protecciones, que incluyen el sistema de tierra y conductores tanto de DC como los de AC.

Se utilizan las ecuaciones 1 y 2 para calcular el número ideal o teórico del número de paneles solares.

$$N = \frac{\text{Energía requerida}}{\text{Energía producida}} = \left[\frac{\text{Wh día}}{P_{nom} \times HEP} \right] \quad (1)$$

$$N = \frac{\text{Total Energía requerida}}{P_{nom} \times HEP}$$

Nota: N: Número teórico de paneles solares necesarios.

Como ejemplo, se considera una vivienda en sector residencial de una ciudad colombiana. La empresa de energía envía la factura mensual y ahí describen los últimos seis meses de consumo con promedio de 100 kWh; el costo del kWh es \$800 = (pesos colombianos, año 2022).

Para aplicar la ecuación 3, la energía requerida es el consumo diario, que según este ejemplo es 100 kWh al mes, pero, dado que se requiere el valor por día, se divide entre 30 días.

$$100,000 \text{ [Wh/mes]} / 30 \text{ días} = 3,333 \text{ [Wh/día]}$$

Luego, la potencia nominal es el valor del panel solar elegido. Como ya se indicó, HEP son las horas equivalentes de potencia en el lugar del proyecto o instalación. Para el ejemplo, se dirá que el módulo elegido es de 500 W y HEP = 3.5, lo cual da como resultado:

$$N_{ideal} = \frac{3333}{500 \times 3.5} = \frac{3333}{1750} = 1.9$$

$$N_{real} = \frac{1.9}{\eta} = 2.35$$

Aquí se deben considerar tres o cuatro paneles, según criterio técnico del diseñador. Para captar más energía del sol, se decide por cuatro módulos de 500 W, que producirán 2,000 W o 2 kWp.

Pueden buscarse algunas herramientas informáticas o plataformas (Solar string sizer), para determinar la topología adecuada entre módulos e inversor.

Subsistema de acondicionamiento de señal o Inversor sincrónico o de conexión a red

Para la selección del inversor, se parte del valor producido por los paneles y entregado a la vivienda o instalación. Para el ejemplo, se requiere buscar en el mercado un inversor de mínimo 2 kW, así como revisar las características técnicas y el nivel de tensión al que se va a conectar el SSFV.

DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO

El diseño debe comenzar por evaluar diferentes aspectos de la comunidad, como sociales, políticos, económicos y técnicos para poder calcular la energía consumida y el impacto de esta en la comunidad. El aspecto técnico calculado para un establecimiento específico en un día normal incluye el conjunto de paneles solares, dispositivos electrónicos (reguladores e inversores) y baterías. La simulación del sistema para un diseño PV óptimo en una comunidad aislada se realiza utilizando herramientas computacionales como Homer, PVSyst, SaberrD, etc.

Primero, se debe realizar una evaluación del área local con el fin de identificar los recursos naturales disponibles, la demanda energética y otros factores relevantes. Con base en esta información, se procede al diseño y dimensionamiento técnico del sistema que se implementará. Un ejemplo ilustrativo de este proceso se presenta en la Figura 1.18.

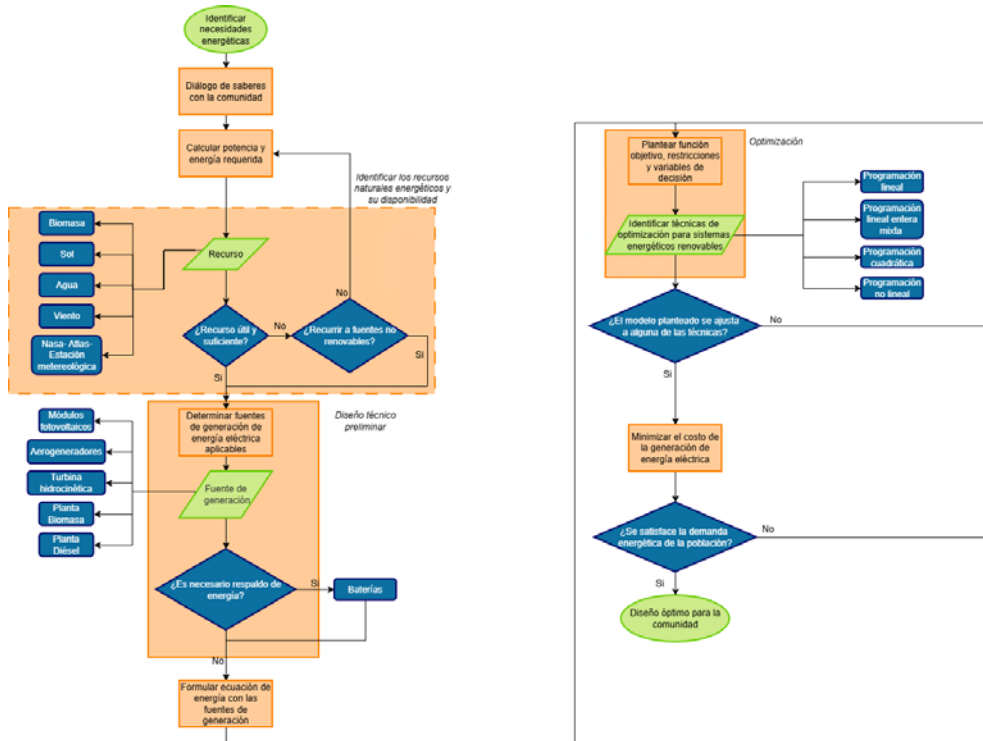


Figura 1.18. Diagrama de flujo de la metodología propuesta.
Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el flujograma, la comunidad desempeña un papel fundamental desde la etapa de diseño de un sistema fotovoltaico sostenible. Este proceso se consolida a través de reuniones y diálogos que permiten una adecuada apropiación social del conocimiento, facilitada por un grupo interdisciplinario de expertos.

Capacidad del arreglo solar o número de módulos.

Para el sistema de este caso de estudio, los paneles fotovoltaicos tienen dos funciones: alimentar las cargas y recargar las baterías. Por esta razón, se utiliza la misma ecuación 1, para calcular el número ideal o teórico del número de paneles solares.

$$N = \frac{\text{Energía requerida}}{\text{Energía producida}} = \left[\frac{Wh \text{ día}}{P \text{ nom} \times HEP} \right]$$

$$N = \frac{\text{Total Energía requerida}}{P \text{ nom} \times HEP}$$

Nota: N: Número teórico de paneles solares necesarios. Energía requerida (AC): Potencia total obtenida de la Tabla de carga (columna 2) en una hora más pérdidas en el inversor (5 %) y un factor de seguridad del 20 %. Energía requerida (DC): Energía total requerida para recargar la batería cuando tiene el 65 % de carga. Pnom: tasa de potencia para un panel solar. HEP: Número teórico de horas equivalentes de energía; los HEP se calculan utilizando la ecuación 2 y se expresan en horas / día.

$$HEP = \frac{\text{Índice de radiación solar } (W / m^2)}{1000 W / m^2} \left[h / día \right] \quad (2)$$

En este caso, la radiación solar en el sitio es de 3,500 Wh/m². Este valor se obtiene de la estación meteorológica local. El resultado de HEP es 3.5 h/d. Luego, para resolver la ecuación 3, se utiliza un panel solar fotovoltaico con Pnom (W) = 320 W (Vnom = 36.8 V, Inom = 8.69 A). Por lo tanto, el número de paneles obtenidos es 8. Luego, este valor se divide por 0,8, que representa la eficiencia de todo el sistema fotovoltaico, resultando en 10 módulos solares que producen 3.2 kW, valor utilizado en el diseño.

Subsistema de almacenamiento o baterías

Las baterías son equipos o componentes fundamentales en el sistema aislado ya que proveen de electricidad en horas de la noche o cuando se oculta el sol (nublado o lluvia). El sistema de almacenamiento de energía de un sistema de energías renovables depende en un gran porcentaje de la tecnología implementada en las baterías o en el banco de baterías. El laboratorio norteamericano NREL ha investigado algunos tipos de baterías y se categorizaron en las siguientes: baterías avanzadas de plomo ácido (2,000 ciclos de vida), baterías de sulfuro de sodio, baterías con electrodos fortalecidos con carbón, baterías de bromuro de zinc, baterías de vanadium redox y baterías de ion de litio. Otras tecnologías conocidas están compuestas por NiMH, NiCd y baterías VRLA. Un conocimiento completo y efectivo del estado de carga (SOC) de las baterías juega un papel importante en la gestión eficiente de la energía del sistema.

El estado de carga (SOC) corresponde al nivel de carga de una batería, expresado como un porcentaje del total de su capacidad máxima. Diferentes estudios realizados han dado a conocer diversos métodos que permiten realizar un análisis del estado de

carga (SOC) de una batería. La necesidad de un monitoreo continuo a estos métodos se presenta acorde a su variabilidad con relación al tipo de batería, las cuales han ido evolucionando en los materiales y componentes que son empleados. Algunos métodos para la determinación del SOC son:

- Prueba de descarga
- Contador de Amperes/hora
- Medición de las propiedades físicas de los electrolitos
- Tensión en circuito abierto

Siguiendo el procedimiento descrito y tras reunirse con las comunidades que no cuentan con conexión a la red eléctrica, se identifican sus necesidades energéticas, considerando los procesos productivos para evaluar el consumo diario de energía. Asimismo, se analiza la radiación solar de la zona con el fin de iniciar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. La información sobre radiación solar del sitio puede compararse a partir de diferentes fuentes, como los datos estadísticos disponibles en la NASA o el mapa de radiación solar de Colombia. En la Tabla 2 se presenta un ejemplo de cuadro de carga con información detallada del análisis realizado.

Tabla 2. Carga eléctrica.

Ítem	Potencia	Voltaje	Corriente	Tasa de uso	Energía	Capacidad/ Día
	W	V	A	Hora por día	Wh/día	Ah/día
Nevera	400	110	3.64	8	3,200	29.09
Bombilla C1	20	110	0.18	8	160	1.45
Bombilla C2	20	110	0.18	8	160	1.45
Bombilla C3	20	110	0.18	8	160	1.45
Bombilla C4	20	110	0.18	8	160	1.45
Bombilla C5	20	110	0.18	8	160	1.45
Bombilla C6	20	110	0.18	8	160	1.45
Equipo estéreo	50	110	0.45	3	150	1.36
PC 1	100	110	0.91	4	400	3.64
PC 2	100	110	0.91	4	400	3.64
PC 3	100	110	0.91	4	400	3.64

Ítem	Potencia	Voltaje	Corriente	Tasa de uso	Energía	Capacidad/ Día
PC 4	100	110	0.91	4	400	3.64
Total	970		8.82		5,910	53.73

Fuente:Elaboración propia.

El consumo de energía para el caso de estudio es 970 W con 8.82 A de corriente alterna (AC), con esos datos se podrá calcular el número de paneles fotovoltaicos necesarios y el controlador. En la tabla se muestra un consumo diario de 5.9 kWh/día con la ecuación 1. Por otra parte, con un consumo de 53.73 Ah/día, se posibilita el cálculo de la capacidad necesaria del banco de baterías. Además, dado que el voltaje de AC de la carga es de 110 V y la intensidad de la batería es de DC, es necesario convertir la corriente de AC a DC agregando la eficiencia del inversor. Para este caso de estudio, el resultado en amperios-hora por día es de 258.6 Ah/d. Usando los datos de la Tabla 17, 95 % de eficiencia del inversor, batería de 24V y añadiendo un factor de seguridad del 20 %, se obtienen 310.3 Ah/d. Con este valor se puede calcular la capacidad del banco de baterías con la ecuación 3.

$$C = \frac{\frac{\text{Total Ah}}{\text{día}}}{0.9 \times PPD} \times N \quad (3)$$

Nota: C: Capacidad del banco de baterías (Ah). N: Días de autonomía del sistema. 0.9: Factor de rendimiento de las baterías en el ciclo de carga y descarga (90 %). P.D.D: Profundidad de descarga para baterías electroquímicas.

Para baterías estacionarias de plomo ácido con bajo antimonio (Sb) en la placa positiva, se recomienda una descarga de profundidad del 70 % (0.7); para baterías para placa de plomo y calcio (Ca), la profundidad de descarga se recomienda diariamente 50 % (0.5). En nuestro caso, utilizamos una batería de plomo ácido con un 70 % de la profundidad de descarga diaria permitida y dos días de autonomía. Al aplicar estos datos en la ecuación anterior, se obtiene la capacidad del banco de baterías de 985 Ah. En el proceso de selección de batería con proveedores nacionales, equipos con buena

garantía y empresas reconocidas, debe considerarse un valor estandarizado o valor comercial que, en este caso, es 1,000 Ah.

Controlador

El número de paneles en serie y paralelo es determinado por la entrada de voltaje del regulador (controlador de carga), el voltaje del banco de baterías y el nivel de corriente que el controlador de carga puede mantener. Para esta aplicación, se usa un controlador OutBack MX60 que soporta 60 A y 125 VDC. El número de paneles calculado en la ecuación 4 dio como resultado diez paneles. Si todos los paneles están conectados en paralelo, la corriente máxima del sistema sería de 86.9 A aproximadamente, lo cual excede la corriente permitida por el controlador, que es de 60 A. Por esta razón, se opta por usar cinco ramas en paralelo, cada rama de dos paneles en serie. Con esta configuración, la corriente de salida del sistema es de 43.45 A y el voltaje de salida del sistema es de 73.6 V, para obtener finalmente 3.2 kW de potencia instalada.

Subsistema de acondicionamiento de señal o Inversor

Su función es cambiar un voltaje de entrada de corriente directa a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna. En algunos países latinoamericanos, para pequeñas cargas, su tensión nominal es 110 voltios y una frecuencia de 60 Hertz.

Para su dimensionado, la potencia máxima debe ser mayor que la potencia máxima que consumen las cargas. La selección del inversor depende, entonces, de la potencia requerida por la carga y por el voltaje de la batería. Según los datos de la Tabla 2, la máxima potencia consumida puede ser de 970 W, usando un factor de 2. Se opta por usar un inversor de 2 kW con 24 VDC de salida.

MEDICIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN PANEL

Conocer el recurso solar permite aprovechar de manera más eficiente la energía que Colombia recibe diariamente en forma de radiación solar, gracias a su privilegiada ubicación geográfica cerca de la línea ecuatorial. Esta radiación puede transformarse directamente en energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos o solares. En la

Universidad Autónoma de Occidente (UAO), a través del Semillero de Investigación en Energías Renovables, se realizaron mediciones para analizar el comportamiento de paneles solares fotovoltaicos de tipo monocristalino y policristalino. En este estudio se evaluaron la tensión en circuito abierto, la corriente en cortocircuito, la radiación solar y la temperatura, con el propósito de determinar el rendimiento de los módulos solares.

A medida que aumenta la radiación solar, la corriente generada por el módulo también se incrementa; sin embargo, cuando la temperatura es elevada, la tensión disminuye. Este comportamiento es opuesto al de la corriente, que puede aumentar o, en algunos casos, mantenerse constante. La validación experimental de este fenómeno se presenta en las tablas 3 y 4, las cuales permitieron comprobar el adecuado funcionamiento del panel tras veinte años de uso, en comparación con el modelo teórico del panel kc85T del fabricante. Además, los resultados evidencian la influencia determinante de variables como la temperatura y la radiación, medidas con equipos especializados de alta precisión.

Tabla 3. Módulo Fotovoltaico Policristalino.

Módulo fotovoltaico (Policristalino)					
Hora	Radiación (w/m ²)	Voc (Voltio)	Isc (Amp)	Temperatura (°C)	Termografía
09:00	260	18.32	1.18	28 °C	Imagen Capturada (Hora: 9:39)
	350				
10:00	640	17.97	2.66	33 °C	
	810				
	728				
11:00	650	18.14	1.99	32.8 °C	Imagen Capturada (Hora: 11:38)
	584				
	652				
12:00	527	18.16	2.15	40.8 °C	Imagen Capturada (Hora: 12:14)
	645				
	407				
13:00	440	18.03	2.14	28.8 °C	Imagen Capturada (Hora: 13:24)
	583				
	672				
14:00	794	17.89	3.2	44.8 °C	Imagen Capturada (Hora: 14:28)
	803				
15:00	250	17.49	0.83	36.8 °C	Imagen Capturada (Hora: 15:09)

Módulo fotovoltaico (Policristalino)					
Hora	Radiación (w/m ²)	Voc (Voltio)	Isc (Amp)	Temperatura (°C)	Termografía
16:00	135	17.18	0.47	31.9 °C	Imagen Capturada (Hora: 16:04)
	125				

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Módulo Fotovoltaico Monocristalino.

Módulo fotovoltaico (Monocristalino)					
Hora	Radiación (w/m ²)	Voc (Voltio)	Isc (Amp)	Temperatura (°C)	Termografía
09:00	388	20.6	1.54	20.4 °C	Imagen Capturada (Hora: 9:39)
	415				
	450				
10:00	720	19.98	2.62	34.6 °C	
11:00	632	20.2	1.91	32.6 °C	Imagen Capturada (Hora: 11:38)
12:00	645	19.95	1.96	41 °C	Imagen Capturada (Hora: 12:16)
	407				
	527				
13:00	440	20.1	2.26	38.6	Imagen Capturada (Hora: 13:24)
	583				
	600				
14:00	794	19.93	2.85	43.7 °C	Imagen Capturada (Hora: 14:27)
	803				
15:00	250	19.23	0.78	37.5 °C	Imagen capturada (Hora: 15:09)
	235				
16:00	137	19.31	0.43	32.1	Imagen capturada (Hora: 16:04)
	125				

Fuente: Elaboración propia.

Al analizar la temperatura que reciben los paneles, se observa que, cuando esta supera los 30 °C, en el panel monocristalino la corriente aumenta ligeramente, mientras que el voltaje se mantiene casi constante. En el caso del panel policristalino, la corriente presenta un comportamiento similar; sin embargo, a temperaturas superiores a 37 °C, el incremento de la corriente es más continuo, mientras el voltaje permanece estable. Al comparar los resultados experimentales del comportamiento de la corriente y la tensión con los valores teóricos del módulo, se evidencia una discrepancia relacionada con

los factores de radiación y temperatura. Esta diferencia se debe a que las condiciones meteorológicas durante la experimentación no fueron las más favorables.

IMPACTO DE LA ENERGÍA SOLAR EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA

Diversas publicaciones han demostrado posibles disturbios que podrían afectar la buena calidad de la energía de la red eléctrica debido a la interconexión con sistemas fotovoltaicos. En la Tabla 5 se presenta un listado de los disturbios más importantes.

Tabla 5. Disturbios más importantes (Power Quality Analysis of a Grid- Connected Photovoltaic System).

Disturbios	Método de medida	Norma de estudio
Desequilibrio	IEC 61000 4-7	IEEE 1547-2003
	IEC 61000 3-14	IEEE 929-2000
	IEC 61000 3 -15	
Armónicos	IEC 61000 4-15	IEEE 519-1995
Distorsión Armónica	IEC 61000-4-30	IEEE.1159-

Fuente: Saavedra y López (2018).

Según el artículo ya mencionado, los disturbios sobre la calidad de la energía se pueden provocar debido a la conexión y desconexión automática de los sistemas fotovoltaicos, variación de algunos parámetros eléctricos como corrientes, tensiones y frecuencia. En esta investigación, se analizó un SFVCR que está compuesto por 168 paneles solares de 260 Wp, 4 inversores sincrónicos de 10 kW cada uno, equipos de protección como descargadores de sobretensión (DPS), desconexiones para los arreglos de paneles solares e inversores y cajas de protección. El sistema fotovoltaico genera mensualmente un promedio de energía eléctrica entre 4 y 5 mwh.

La norma IEC 6400-4 define los métodos de medición e interpretación de los resultados de calidad de energía para los sistemas que trabajen en 50 y 60 Hz. Para caracterizar los disturbios que afectan la forma de onda, se realiza una medición trifásica en el punto de interconexión del SFVCR bajo lineamientos o parámetros establecidos en la IEC 61000-4-30. El análisis de los datos obtenidos utiliza la norma IEEE Std 519, en la que se evalúan y caracterizan parámetros de calidad de la energía del SFVCR como:

distorsión armónica total (THD), factor de potencia (FP), y la forma de onda de corriente y de tensión, así como la potencia (W). El equipo de medición es el HT PQA824 de la empresa HT ITALIA, que cumple con el criterio clase B estándar para la medición de calidad de energía en sistemas eléctricos. La Figura 1.19 muestra un diagrama de medición del sistema fotovoltaico conectado a la red monofásica. De igual forma, se observa la disposición del analizador de red en el punto de conexión común (PCC), que registra los valores de la corriente, tensión, armónicos y la potencia inyectada por los inversores a la red.

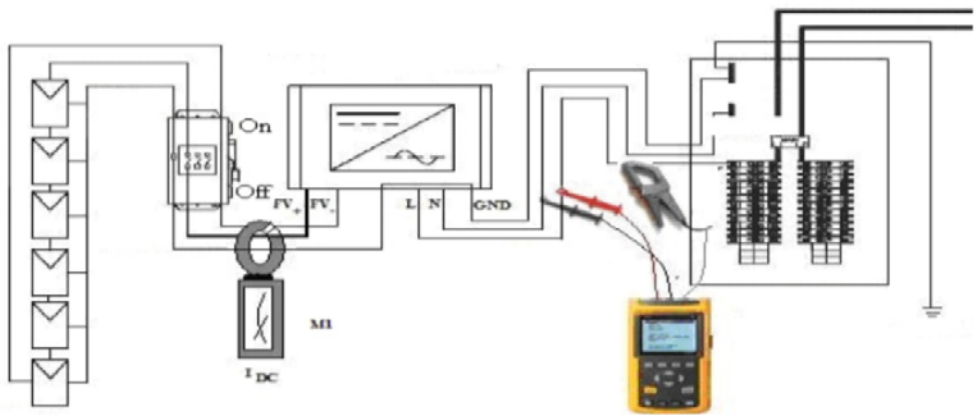


Figura 1.19. Diagrama de medición de un sistema fotovoltaico.
Fuente: Saavedra y López (2018).

Para un detallado análisis de los disturbios que afectan la calidad de la energía de una red eléctrica, existen normas internacionales (IEC, IEEE), que han definido y caracterizado los fenómenos o perturbaciones de la red. Dichas perturbaciones se manifiestan en una alteración transitoria o permanente de la forma de onda de tensión de la alimentación, que idealmente es sinusoidal, lo que afecta la calidad de la energía. Un análisis de la medición de la calidad de potencia eléctrica y el comportamiento del sistema solar fotovoltaico conectado a red de 40 kWp se muestra en la Figura 1.20, con la caracterización de la potencia producida por el sistema a lo largo del día típico.

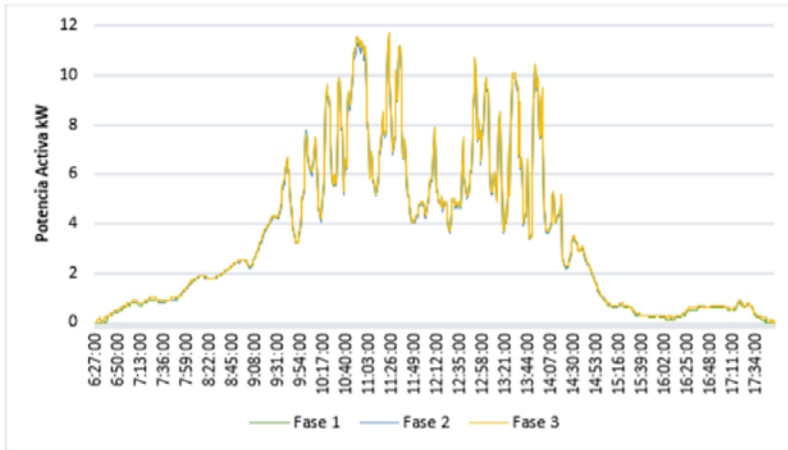


Figura 1.20. Perfil de potencia generada por cada fase.
Fuente: Saavedra y López (2018).

En la Figura 1.21 se puede observar cómo la variación de la intensidad de la radiación solar afecta directamente la generación de potencia fotovoltaica. Se puede afirmar que, en horas del mediodía, cuando la radiación solar es máxima (supera los 100 W/m^2), la potencia eléctrica generada por el sistema fotovoltaico se encuentra entre 10 y 12 kW. Para el análisis espectral de los niveles de armónicos en porcentaje, en la Figura 1.21 se grafica el comportamiento THD de corriente (THDi) del mismo día de la muestra.

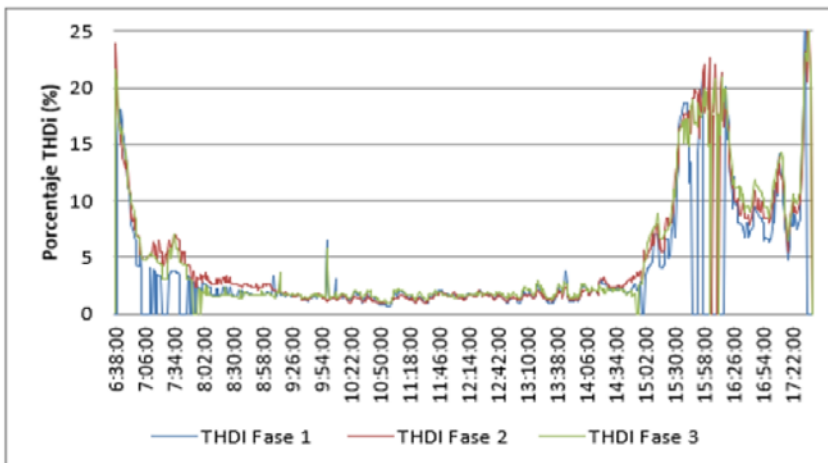


Figura 1.21. Forma de onda del THD corriente por fase.
Fuente: Saavedra y López (2018).

Además, se observa que el THDi, tiene dos momentos con valores por encima de la norma internacional IEEE 519, que estandariza la distorsión armónica total de la corriente por debajo del 5 %; en esta investigación, aparecen 130 puntos superando esta norma.

Por otra parte, en la hoja de las características técnicas del inversor el fabricante indica que su equipo no supera el 1.5 % de THDi, sin embargo, no especifica tiempos, magnitudes o condiciones en las cuales garantiza ese valor. Allí, el THDi de la fase 1 y 2 tienen un comportamiento inusual debido a que, entre las 15:00 y 16:00 horas, la magnitud está por encima del 5 % que establece la norma IEEE 519.

Este comportamiento se relaciona directamente con el patrón de generación de energía, ya que, como se observa en la Figura 1.21, durante esos intervalos de tiempo la potencia eléctrica aportada por el sistema fotovoltaico es baja. Esta condición influye en la respuesta de control del THDi del inversor sincrónico. El fenómeno se explica por la acción del algoritmo MPPT del inversor, el cual ajusta continuamente su operación para extraer la máxima potencia disponible, incluso cuando esta es limitada. Sin embargo, el THDi permaneció en conformidad con la norma IEEE 519 en las horas de máxima generación de energía, lo que permite establecer que el inversor sincrónico se comporta de manera ideal cuando trabaja en su punto de máxima potencia. En estas horas, el inversor no afecta la calidad de potencia en la red eléctrica.

En cuanto a los niveles de armónicos de corriente presentes en el momento de la inyección de potencia, se pudo observar una mayor presencia de los armónicos impares, que son los que más impactan la salida de potencia. En la Figura 1.22 se muestran las corrientes armónicas impares (3, 5, 7) de las tres fases, medidas por el analizador de redes.

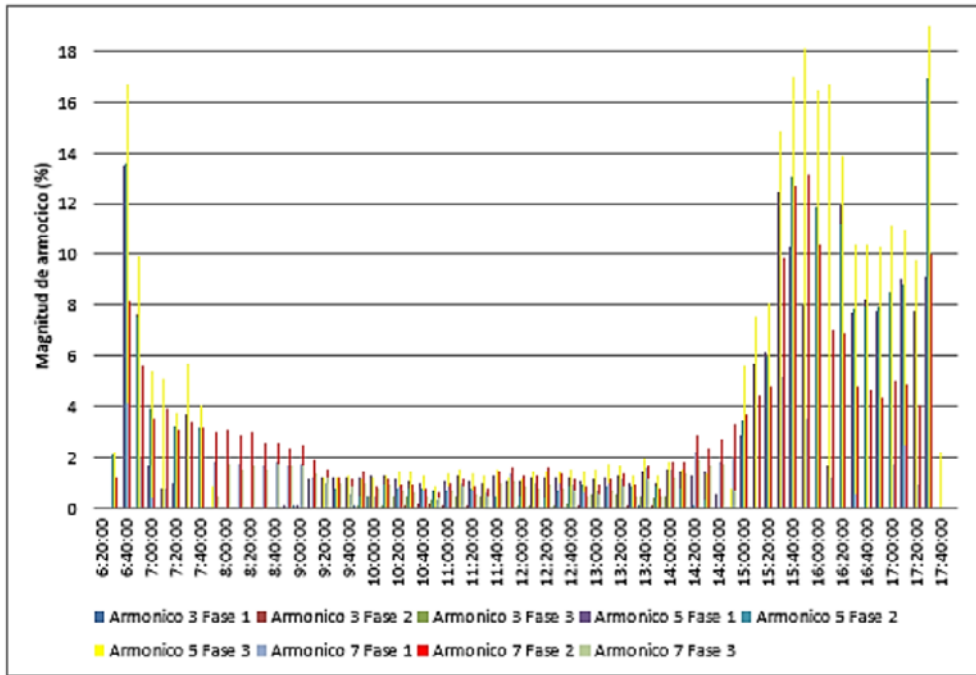


Figura 1.22. Armónicos impares de corriente en las tres fases.
Fuente: Saavedra y López (2018).

FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR

La caída o declive del petróleo presentado en investigaciones del Dr. King Hubert en la década de 1980, y comprobado por agencias internacionales de energía, hace más urgente seguir desarrollando energías renovables. El país que logre una transición energética estable, racional (en uso de recursos), económica y sostenible, será el país que controle la energía a futuro. Según un reporte de Greenpeace y la European Photovoltaic Industry Association, en el 2006 Europa tenía el 60 % de la instalación de módulos fotovoltaicos, convirtiéndose en uno de los mayores generadores de energía, seguido por el Pacífico y América del Norte, como se puede apreciar en la Figura 1.23.

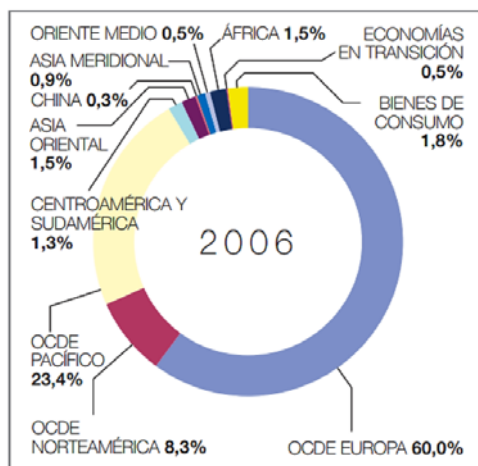


Figura 1.23. Instalaciones FV anuales por región en 2006.
Fuente: Greenpeace y EPIA (2007).

Con el pasar del tiempo, entraron otras regiones del mundo a incrementar sus instalaciones fotovoltaicas (Figura 1.24). Para el año 2030, se espera un aumento de las plantas instaladas en regiones como China y África, que representan una contribución significativa. De igual manera, se espera un aumento positivo de la capacidad fotovoltaica de Centro y Suramérica, de 1.3 % a 11 %.

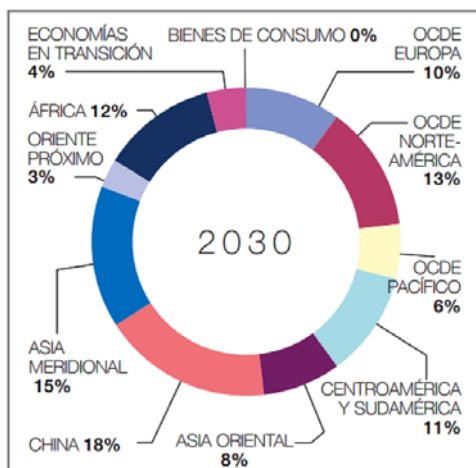


Figura 1.24. Instalaciones FV anuales por región a 2030.
Fuente: Greenpeace y EPIA (2007).

APLICACIONES

Los sistemas fotovoltaicos son ampliamente utilizados en la electrificación rural. Aquí se produce electricidad para viviendas y pequeños núcleos de población situados lejos de los tendidos eléctricos existentes. En estos casos, la conexión a la red eléctrica puede exigir una inversión muy elevada, por lo que tiene sentido hacer una inversión menor en pequeños sistemas fotovoltaicos. Los mismos tienen que ir unidos a un sistema de almacenamiento de energía, generalmente baterías (plomo), que liberen en horas nocturnas la electricidad almacenada durante el día. También pueden complementarse por medio de generadores eléctricos unidos a generadores diésel (grupos electrógenos), que aporten electricidad adicional en caso de mayores demandas o de averías a lo que se denominan sistemas híbridos.

Las áreas rurales de países en desarrollo como son las Zonas no Interconectadas en Colombia, que reciben una elevada radiación diaria, son lugares idóneos para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos. Actualmente, estas zonas utilizan una cantidad de energía procedente de fuentes o combustibles fósiles, que son transportados por río o vía marítima. En estas condiciones, la electricidad de origen fotovoltaico puede ser competitiva con cualquier otra forma de energía como la hidroeléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos también se emplean en estaciones repetidoras de radio, cabinas telefónicas, cercas electrificadas, sistemas de iluminación exterior, postes SOS para emergencias en carreteras y semáforos, etc. También para el bombeo de agua potable o alimentar sistemas de riego agroindustrial. A nivel sanitario, puede utilizarse para suministro eléctrico a refrigeradores que mantengan medicinas y vacunas a temperatura adecuada en centros de salud rural. La energía solar puede suministrar electricidad a faros, señalización aérea y marítima, señalización de obras en carretera, electricidad para el control de nivel de cuencas hidrográficas, entre otros.

Energía solar Pasiva

1. Cocina solar

Básicamente, existen dos tipos de hornos solares. El primero es el horno concéntrico, que utiliza un reflector parabólico para concentrar la radiación solar en un solo punto, permitiendo alcanzar temperaturas muy elevadas. El segundo tipo es el horno tipo caja, conformado por una estructura térmica con buen aislamiento que captura y conserva el calor solar en su interior. En la Figura 1.25 se muestra un ejemplo de este último: una caja de cartón recubierta interiormente con una lámina de aluminio. En su interior se colocan los alimentos, que pueden alcanzar altas temperaturas de cocción sin riesgo para el usuario. Este diseño evita que los alimentos se quemen, conservando su sabor y valor nutritivo.



Figura 1.25. Horno solar.
Fuente: Archivo personal.

2. Acondicionamiento y ahorro de energía en edificaciones

Está claro que existen numerosas aplicaciones de la energía solar, además de las ya mencionadas. Sin embargo, algunos casos innovadores merecen especial atención, pues representan oportunidades valiosas para la investigación y el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas.

- Calefacción doméstica.
- Refrigeración.
- Aire acondicionado.

Iluminación pública de zonas no interconectada

En el diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado para la iluminación pública en zonas no interconectadas, es importante un sistema de almacenamiento. El diseño es validado con ayuda de herramientas computacionales como SaberRD y Dialux, la primera para simulaciones del comportamiento de la batería y la segunda para los niveles de iluminación generados.

Se desea ejemplificar la aplicación con un sistema de alta luminosidad con bombillos led, para lo cual se usan dispositivos HB-LED de 1W que producen alrededor de 120 lm ($I_f = 320$, $v_f = 1.3V$), como se muestran en la Figura 1.26. Cada luminaria está compuesta por cuatro series de 3 HB-LED, lo que genera una carga de 16 W, incluyendo las pérdidas en las resistencias limitadoras de corriente. En la Tabla 6 ve el cuadro completo de las cargas generadas.



Figura 1.26. HB-LED
Fuente: Macías, López y Gaviria (2016).

Tabla 6. Cuadro de cargas de la luminaria.

Elemento	Potencia	Tensión DC	Corriente DC	Horas uso	Energía	Amperios Diarios
Luminaria (6 pm – 11 pm)	16 W	12 V	1.28 A	5 horas	76.8 Wh/Día	6.4 Ah/Día
Luminaria (11 pm – 6 am)	8 W	12 V	0.64 A	7 horas	53.76 Wh/Día	4.48 Ah/Día
Total					130.56 Wh/Día	10.88 Ah/Día

Fuente: Macías, López y Gaviria (2016).

Debido al consumo de energía en horas de la noche, se dimensiona el almacenamiento haciendo uso de la ecuación 4.

$$N = \frac{\text{Total Energía requerida}}{P_{nom} \times HEP} \quad (4)$$

Se utiliza un factor de seguridad del 10 % que incluye pérdidas y consumo de la electrónica de control y se utiliza una autonomía de un día, dando como resultado una batería de 12 V de 20 Ah. Aplicando la ecuación 4.

$$HEP = \frac{\text{Índice de radiación solar } (W / m^2)}{1000 W / m^2} \left[h / día \right]$$

Considerando una radiación solar de 4,560 W/m², se obtiene un HEP de 4.5. Utilizando los valores del cuadro de carga y adicionando un 10% de margen de seguridad, la energía total requerida por el sistema es de 215.56 Wh/día. Para este caso, se selecciona un panel solar policristalino de 70 W (Vnom = 17.4 VDC, Inom = 4 A); por lo tanto, el número de paneles necesarios es 1

Posteriormente, para seleccionar el regulador de carga, se considera que este dispositivo reciba el doble de la corriente y voltaje nominales generado por el panel y entregar el voltaje para la batería de 12V. Se emplea un microcontrolador ATmega 328 P que monitorea el voltaje entregado por el panel con el fin de determinar si el nivel de iluminación natural está bajo y una RTC para determinar los tiempos de encendido, apagado y consumo de la luminaria. Esta configuración se muestra en la Figura 1.27.

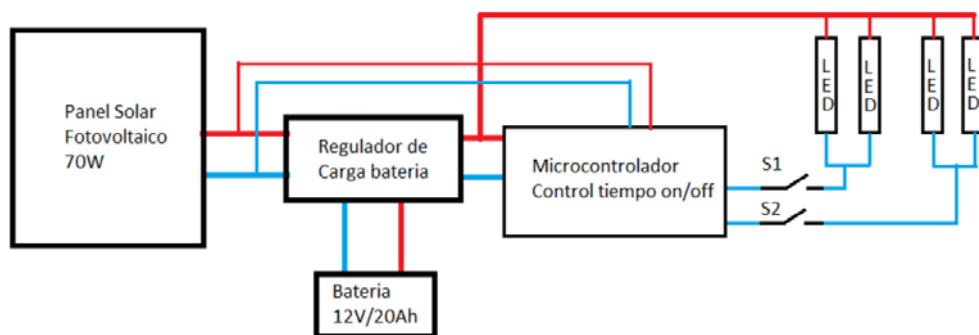


Figura 1.27. Diagrama del sistema a implementar.
Fuente: Macias, López y Gaviria (2016).

En la Figura 1.28 se puede observar cómo el consumo de potencia en la luminaria está determinado por el estado de los interruptores s1 y s2, con lo cual se puede controlar si se prende una, dos o ninguna de las ramas de LED. Cada rama LED está compuesta por tres HB-LED en serie, los cuales son sellados para impedir la entrada de agua y prevenir la oxidación de sus terminales.

Utilizando una batería de 20 Ah, luego de las 12 horas de consumo de la luminaria, el voltaje al final del ciclo está cercano a los 12 V, mientras que, si se usa una batería de 15 Ah, la carga de la batería decrece más rápido y el voltaje al final del ciclo está por debajo de los 11.75 V.

Utilizando el software de simulación Dialux, se simuló cómo sería la iluminación proporcionada por una luminaria de 12 HB-LED (16 W) generando 1,300 lm. En la Figura 1.28 se puede observar cómo sería la iluminación y los niveles de lux. Los valores corresponden a una iluminación clase P5, la cual exige una iluminancia promedio de 5 lux y que es apropiada para zonas rurales con bajo tránsito de peatones y ciclistas, según el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público.

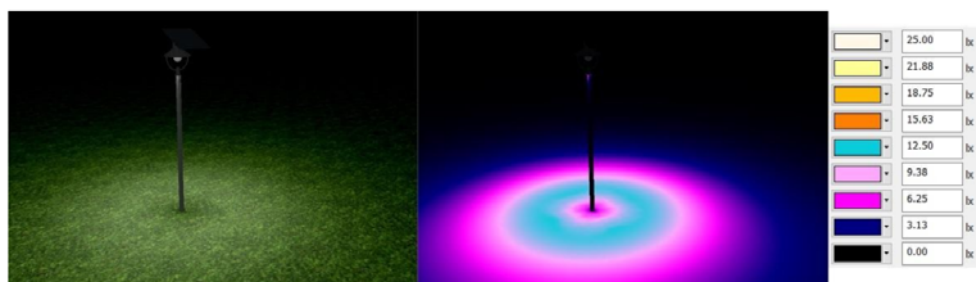


Figura 1.28. Simulación de iluminación pública Dialux.

Fuente: Macias, López y Gaviria (2016).

Energía para edificaciones sostenibles

Hay grandes oportunidades para aumentar la eficiencia energética de este sector aplicando proyectos que abarquen fuentes de energía renovable y que sería una gran contribución a las metas de desarrollo sostenible propuestas por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en 2015. Para mejorar el conocimiento y la motivación del uso de fuentes energéticas no convencionales se ha desarrollado la competencia internacional Solar Decathlon en diversos países para que universidades, estudiantes de diversas áreas e ingenieros hagan parte del desafío para diseñar y construir casas alimentadas con energía solar. En Colombia, el Solar Decathlon se desarrolló en la ciudad de Cali; cabe resaltar que la radiación solar en esta zona colombiana ayuda mucho a la implementación de la tecnología solar.

El Solar Decathlon tiene como objetivo que los estudiantes, profesores y profesionales se involucren en temas de energías limpias y se eduquen sobre tecnología y materia en diseño de energía eficiente. La competencia se centra en las casas de interés social para clima tropical, buscando consumos energéticos menores de 20 kWh y una generación máxima de 90 kWh.

La Universidad Autónoma de Occidente y la Universidad San Buenaventura (Cali) se unieron para diseñar y construir una casa inteligente. El proyecto se nombró como (MIHOUSE). El equipo logró el primer lugar en sostenibilidad, el segundo lugar en eficiencia energética, el segundo lugar en innovación, apostando con un sistema

de iluminación llamado 24H2O. También obtuvo un segundo lugar en ingeniería y construcción, segundo en arquitectura, diseño urbano y factibilidad. Finalmente, el primer puesto en la categoría “Casa favorita de las personas”. Siguiendo la línea, las estrategias de diseño sostenible involucran interacciones importantes y complejas entre factores sociales, económicos y ambientales que deben ser analizados y resueltos de manera diferente con ayuda de disciplinas heterogéneas. Por esta razón, el equipo de MIHOUSE era multidisciplinario, pues integró estudiantes de ingeniería mecánica, eléctrica, electrónica, ambiental, industrial, material, civil, arquitectura, así como comunicadores sociales y especialistas en marketing. Este proyecto también representa una alternativa para contribuir a los objetivos de desarrollo sostenible propuestos por la ONU: sin pobreza, agua limpia y ciudades y comunidades energéticas sostenibles.

Se presentó un prototipo a escala que formaría parte de un conjunto de edificios de cuatro o cinco pisos, todos diseñados bajo las mismas condiciones con el objetivo de ser autosostenibles mediante el aprovechamiento de la energía solar. En la Figura 1.29 se muestra el modelo correspondiente a uno de los pisos que integran el proyecto.



Figura 1.29. Prototipo a escala real del proyecto MIHOUSE.
Fuente: Ramírez, López y Holguín (2018).

Para el diseño del sistema fotovoltaico se utilizó información de radiación solar obtenida en la Villa Solar, la cual se complementa con datos de la estación meteorológica de la UAO y se comparó con los registros de radiación solar de la NASA correspondientes a los años 2013 y 2014. El análisis permitió concluir que el periodo de mayor radiación se presenta entre las 11:00 a. m. y las 3:00 p. m., alcanzando valores cercanos a 1,000 W/m². En la Figura 1.30 se presentan los datos solares mensuales promedio empleados para el diseño eléctrico de la vivienda.

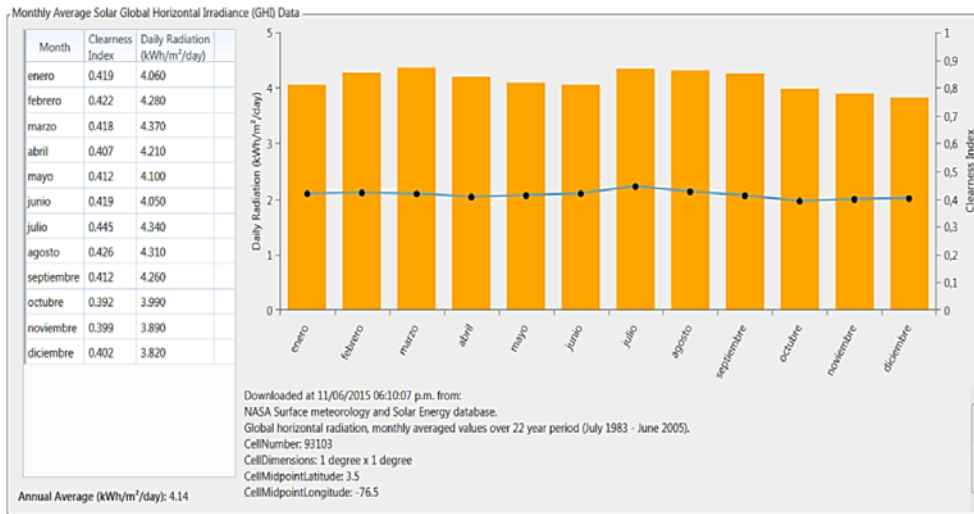


Figura 1.30. Promedio mensual de datos de irradiancia horizontal solar global (GHI).

Fuente: Ramírez, López y Holguín (2018).

La carga eléctrica de una casa de estrato socioeconómico 2 y 3, con electrodomésticos y bombillas incandescentes, obtuvo un aproximado de 5,584 W, por lo que se hizo un ajuste mediante el uso de tecnologías modernas como luces led y electrodomésticos de alta eficiencia para un consumo de 1,760 W, lo que redujo un 68 % el consumo. En la Tabla 7 se puede obtener información más detallada.

Tabla 7. Cargas eléctricas de una casa.

Ítem	Cargas	Voltaje (V)	Potencia (W)	Hora/día	Energía total kWh/día	Energía mensual kWh
1	LED habitación principal	120	10	5	0.05	1.5
2	LED baño	120	10	2	0.04	1.2
1	LED cocina	120	10	5	0.05	1.5
1	LED comedor	120	10	3	0.03	0.9
1	LED patio	120	10	2	0.018	0.54
1	LED baño 1	120	10	4	0.04	1.2
1	LED baño 2	120	10	4	0.04	1.2
1	LED baño 3	120	10	4	0.04	1,2
1	Licuadaora	120	370	0,2	0.074	2.22
1	Lavadora de 31 LBS	120	125,6	1	0.1256	3.768
1	Nevera de 222L	120	100	12	1.2	36
1	TV led 22"	120	30,4	3	0.0912	2.736
1	Equipo de sonido	120	177	4	0.708	21.24
1	Cargador móvil	120	12	3	0.036	1.08
1	PC	120	65	6	0.39	11.7
1	Horno microondas	120	800	1	0.8	24
		Total	1,760			

Fuente: Ramírez, López y Holguín (2018).

Para confirmar los cálculos de diseño teóricos se realizaron simulaciones de energía en el software Homer y se completaron con la herramienta Helioscope. Con el número de paneles solares fotovoltaicos (12 paneles), tipo de configuración, inversor de conexión a la red, protecciones, conductores y estructuras, se trazó un sistema general, como el de la Figura 1.31.

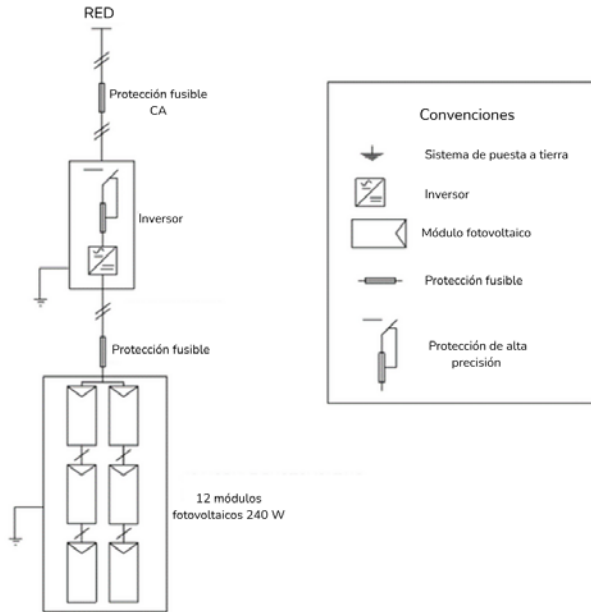


Figura 1.31. Diagrama de una sola línea.
Fuente: Ramírez, López y Holguín (2018).

Para cumplir con las necesidades y requisitos del Solar Decathlon, el equipo del proyecto analizó varias tecnologías para la selección de los equipos ssfv. Los criterios que se establecieron para la selección de las tecnologías fueron: energía, área del panel, costo, certificación internacional, eficiencia. Se hicieron comparaciones con diversas marcas comerciales, entre las que se encuentra Panasonic, Yingli y Canadian Solar, Solar World, Sunprime, Kyocera, Suniva, entre otras. Tras finalizar en análisis, se optó por la marca Canadian Solar, modelo cs6x-305, configurado en serie para cumplir con los valores mínimos de voltaje y corriente y el punto de máxima potencia, que se ajusta al rango de voltaje MPP del inversor STECAGRID 3010. En la Figura 1.32 se presenta el comportamiento de la producción de energía del sistema fotovoltaico de MIHOUSE y la producción de energía de la red.

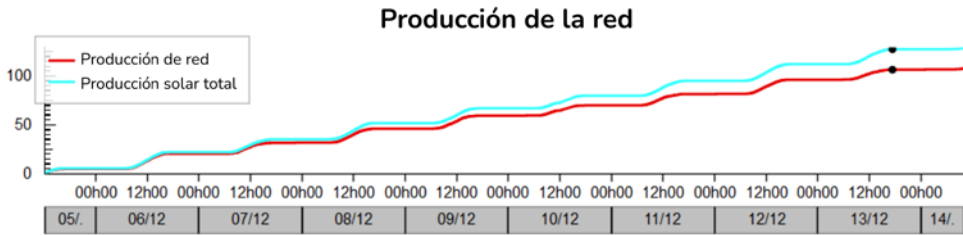


Figura 1.32. Producción energética de MIHOUSE y la red.
Fuente: Ramírez, López y Holguín (2018).

Energía solar en microrredes aisladas

En América Latina, más de 100 millones de personas habitan en las denominadas Zonas No Interconectadas (ZNI), y en Colombia esta cifra supera los 2 millones. Una gran parte de estas poblaciones se encuentra en regiones como La Guajira, los Llanos Orientales y el Pacífico colombiano, donde residen comunidades indígenas, afrodescendientes y campesinas. Estas zonas poseen abundantes y diversos recursos energéticos renovables, pero carecen de suministro eléctrico debido a múltiples factores que han limitado el desarrollo ágil de proyectos energéticos en el país.

Para este tipo de regiones, resulta ideal implementar sistemas de generación basados en tecnologías solares, eólicas o de biomasa. Uno de los principales retos en el diseño de sistemas híbridos o microrredes es lograr una adecuada integración de las diferentes fuentes energéticas. Una microrred se define como un sistema que combina múltiples fuentes de energía y utiliza tecnologías de conversión renovable para generar electricidad destinada a zonas aisladas, bajo un esquema inteligente de generación, distribución y gestión de la demanda.

La integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) en una microrred ofrece múltiples ventajas. Entre ellas destacan el aumento de la oferta energética, lo que permite abastecer zonas aisladas no conectadas a la red principal; la mejora en la fiabilidad del servicio y en la calidad de la energía; la reducción de los costos de generación; y la disminución del riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico, al no depender completamente de la red central.

En términos generales, los beneficios de una microrred incluyen la diversificación de las fuentes de energía, el incremento en las horas disponibles de suministro, una mejor calidad del servicio eléctrico, menores costos de producción y una mayor seguridad energética frente a posibles fallos en la red principal.

Se ha considerado un modelo de microrred actualmente en funcionamiento en los laboratorios de la Universidad Autónoma de Occidente, con una capacidad de generación de 7 kW. Es importante destacar que cada uno de los elementos o componentes involucrados debe ser incorporado en el software HOMER. Variables como el costo de inversión, el costo de reemplazo de componentes, los gastos de operación y mantenimiento, así como la vida útil de cada elemento, constituyen parámetros esenciales que el diseñador debe ingresar para la correcta simulación y análisis del sistema.

Para el caso de estudio, fueron considerados los siguientes detalles e ingresados en HOMER:

- Panel FV: la generación de energía solar aportará un total de 1.5 kW a la microrred, por medio de módulos fotovoltaicos valorados en una inversión de 1,200 USD. El costo de reemplazo se estima en 100 USD y los costos por operación y mantenimiento 30 USD/año. El tiempo de vida útil de los elementos se estima en 25 años por medio del fabricante. La selección del sistema solar fotovoltaico se realiza mediante la base de datos propuesta por el software HOMER.
- Turbina eólica: se opta por una turbina genérica determinada por el software HOMER, con una capacidad de 1 kW y una inversión de 800 USD con un costo de reemplazo de alguna pieza específica de 50 USD y costo de mantenimiento y operación de 20 USD/año. El tiempo de vida útil de la turbina se estima que sea de 20 años y con altura del buje de 17 m.
- Batería: se ha seleccionado la batería Trojan 24-AGM, tensión nominal de 12 V y capacidad nominal de 1.02 kWh. El costo de inversión unitario es de 230 USD. En caso de que se deba reemplazar por daño irreversible, tiene el mismo valor. Los costos de mantenimiento y operación no son considerados para este elemento. En la configuración de cantidad optimización se habilitan diez espacios de bú-

queda. Su selección se basa en la configuración del bus de la microrred en DC, y su capacidad de potencia para cumplir con la carga demandada.

- **Convertidor:** inicialmente se configura un dispositivo encargado de la transformación o conversión de energía generada en corriente directa DC a corriente alterna AC, con una capacidad de 5 kW y una inversión de 600 USD; en caso de reemplazo, tiene el mismo valor y no se consideran con costos de operación y mantenimiento.
- **Generador Diesel:** en ciertas comunidades se han identificado diferentes plantas de generación de electricidad funcionales a base de Diesel. Por tal motivo se propone simular la generación de 3 kW en plantas genéricas interpuestas por HOMER, configurando el fluido de Diesel o Biodiesel.
- **Datos solares:** por medio de la evaluación de recursos energéticos renovables para la implementación de microrredes aisladas, se logró determinar los promedios de recurso solar en kWh/m² para cada una de las zonas seleccionadas en las regiones de sur, pacífico, norte y oriente.
- **Datos del viento:** se estimó el recurso de vientos para cada una de las zonas trabajadas, determinando los promedios mensuales y anuales en m/s.
- **Perfil de carga:** cada uno de los perfiles de carga configurados en HOMER varían de acuerdo con la zona aislada, ya que las características como altitud y actividades económicas son diferentes para cada lugar. Para este estudio, la simulación piloto de la comunidad de La Plata en Bahía Málaga (Pacífico colombiano) se configura un promedio diario de 40.22 kWh/d con un pico de 3.06 kW.
- **Componente de biomasa:** como residuo de las diferentes actividades económicas de cada comunidad aislada, se establece un recurso de biomasa en la simulación con un promedio anual de 1 tonelada/día.

En el caso de estudio, se buscó cumplir los siguientes resultados:

- Identificar las principales barreras en el desarrollo de proyectos energéticos sostenibles.

- Caracterizar las ventajas y desventajas existentes para el desarrollo de microrredes en las ZNI.
- Valorar los cuatro criterios en el diseño e implementación de microrredes en ZNI entre: económico – administrativo, técnico, ambiental y social.
- Simulación del modelo energético definido. Se utilizan herramientas computacionales como HOMER para simular y analizar el desempeño y la productividad energética del sistema.
- Diseño de una microrred energética para el sistema aislado en zonas no interconectadas.
- Generar una guía que explique las acciones sociales que se deben tener en cuenta en el momento de ejecutar proyectos similares y que puedan ser aplicados en comunidades de ZNI.

Sistemas Fotovoltaicos para Integración Arquitectónica (BIPV)

La integración de energía solar fotovoltaica en edificios, conocida por sus siglas en inglés BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*), es una práctica cada vez más común a nivel mundial. Esta consiste en sustituir materiales convencionales de construcción, como muros o ventanas, por módulos o paneles fotovoltaicos que, además de generar energía eléctrica, aportan a la arquitectura y la estética de la edificación.

Por ejemplo, en España, el Código Técnico de Edificación (CTE) de 2006 es el primer documento legislativo que obliga la utilización de la tecnología fotovoltaica en cierto tipo de edificios (documento HE 5 del CTE). En especial, los módulos fotovoltaicos vidrio-vidrio como nuevos elementos de construcción optimizan la implementación de dicho CTE, aportando soluciones para el cumplimiento del documento básico HE 5 —contribución FV mínima de energía eléctrica—. Estos módulos de tecnología de integración fotovoltaica buscan cumplir los requerimientos de fachadas convencionales: diseño, protección contra los agentes meteorológicos, aislamiento térmico y acústico. El amplio rango de colores disponibles en los vidrios, y en menor medida en las celdas solares, ofrece una gran libertad creativa al momento de diseñar el edificio. Los beneficios económicos obtenidos no se limitan únicamente a la generación

de electricidad, sino que también incluyen la proyección de una imagen moderna y sostenible, además de la revalorización del inmueble gracias a su carácter innovador y ambientalmente responsable.

Sus aplicaciones más importantes se dan en cubiertas acristaladas, lucetas, pérgolas, muros cortina, fachadas de doble piel, revestimientos de fachadas, protección con voladizos. Otras aplicaciones incluyen mobiliario urbano, balcones, escaleras, entre otros.

IMPACTO AMBIENTAL

La energía solar fotovoltaica constituye una fuente inagotable de energía, capaz de generar electricidad sin contaminar el ambiente con gases de efecto invernadero, residuos o los derivados de su generación. Para ello, la utilización de diseños de ingeniería, particularmente la aplicación de la ingeniería ambiental, permiten hacer un uso apropiado del recurso energético solar (celdas solares fotovoltaicas) en proyectos que buscan generar un menor impacto ambiental.

Las celdas fotovoltaicas se fabrican a partir de silicio, un elemento presente en la arena. Su producción y uso no alteran las estructuras topográficas ni las condiciones del terreno, no generan contaminantes en el suelo ni residuos que afecten el agua, y no tienen repercusiones sobre la vegetación o la fauna. Además, su funcionamiento es completamente silencioso. En consecuencia, puede afirmarse que, desde el punto de vista ambiental, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica no produce impactos negativos significativos y, por el contrario, ofrece numerosas ventajas al consolidarse como una fuente de energía limpia y de bajo impacto ambiental.

En un estudio de caso real aplicado en una comunidad, se plantea un diseño individual en una casa y ese evalúa los siguientes aspectos en la instalación de un sistema energético fotovoltaico (Rodríguez, 2008):

- Área intervenida: de acuerdo con el área y la distribución de la vivienda, se propone un diseño en el cual se considera como área útil no residencial designada un espacio correspondiente al diámetro de la base que soporta los paneles,

equivalente a 1.13 m^2 , mientras que el área física total ocupada por el proyecto es de 3.253 m^2 . Por lo tanto, el valor de $A_x = 1.13 / 3.253 = 0.3473$, lo que indica un impacto reducido y un mejor desempeño ambiental. Esto se debe a que el área realmente intervenida en el suelo corresponde únicamente al cilindro de soporte. Aunque los paneles solares pueden proyectar sombra sobre el terreno, esta no afecta de manera significativa el ecosistema. Los equipos adicionales no generan impacto ambiental, ya que estarán ubicados dentro de la vivienda. Se recomienda que el valor de A_x sea lo más cercano posible a cero, lo cual representa un desempeño ambiental óptimo. No obstante, en algunos casos el diseño del sistema fotovoltaico podría ocasionar ligeros cambios en el ecosistema del área cubierta por las placas, al reducir la entrada de luz y, en consecuencia, interferir parcialmente con el proceso de fotosíntesis.

- Afectación de especies: el diseño de este sistema energético fotovoltaico, los paneles están ubicados en las viviendas no involucra la intervención con especies.
- Cambio climático: según los estudios realizados y las condiciones meteorológicas de la región, se debe proteger las bases que sostienen los paneles solares con el fin de evitar oxidaciones en la estructura.
- Generación de efecto invernadero: en este apartado solo se evalúa la fase de implementación de la tecnología.

NORMATIVA

En el mundo entero, las normas son consideradas de vital importancia para el buen desarrollo y calidad de los productos y/o procesos, aunque no son de carácter obligatorio, en algunos casos se convierten en indispensables para garantizar que los productos y/o procesos, tengan uniformidad en el desarrollo y la calidad de estos.

Algunos países que conforman mercados en común por lo regular crean organismos encargados de concertar normas técnicas sobre los productos de intercambio entre ambos países. Algunos ejemplos de estos organismos son:

- CMN (Comité Mercosur de Normalización).

- COPANT (Comisión Panamericana de Normas Técnicas).
- CEN (Comité Europeo de Normalización).

El comité de la IEC más importante en la creación de normas para el sector fotovoltaico es el TC82. Este se encarga de la conversión de energía solar fotovoltaica. Además, el TC82 trabaja en sinergia con los comités TC21 (Baterías) y el TC47 (Dispositivos Semiconductores). Entre las normas IEC más utilizadas en proyectos de energía solar fotovoltaica se encuentran la IEC 61000-4-30: procedimiento de medida estándar para armónicos, fluctuaciones de tensión y desequilibrios, y la 61724, que es una guía para la medición.

En Colombia, la normativa con la que se cuenta para el tema de energía solar fotovoltaica es un conjunto de normas que parten de la Ley 1715 de 2014, la Norma Técnica Colombiana NTC 2050, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, y decretos de entidades del Gobierno como ministerios y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Además, una norma de la NTC ampliamente consultada y aplicada está en la Sección 690–Sistemas Solares Fotovoltaicos. Particularmente, para electrificación rural, Colombia cuenta con normas como la Resolución CREG No.157 del 14 de agosto de 2020, Energía Eléctrica–Proyecto de resolución: “Por la cual se define una tarifa transitoria para el servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas”.

Tabla 8. Normas técnicas colombianas.

Norma técnica colombiana (NTC)	Observación
NTC 2775	Energía fotovoltaica. Terminología y definiciones.
NTC 2883	Energía fotovoltaica. Módulos fotovoltaicos. Descriptor: energía solar; fotoelectricidad.
NTC 2959	Energía fotovoltaica. Guía para caracterizar las baterías de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos.
NTC 2631	Energía solar. Medición de transmitancia y reflectancia fotométricas en materiales sometidos a radiación solar
NTC 2774	Energía solar, máquinas y equipos. Evaluación de materiales.
NTC 2960	Energía solar. Evaluación de materiales para cubiertas de colectores solares de placa plana.
NTC 1736	Energía solar mecánica. Energía solar. Definiciones y nomenclatura.

Norma técnica colombiana (NTC)	Observación
NTC 3507	Energía solar. Instalaciones de sistemas domésticos de agua caliente que funcionan con energía solar.
NTC 4405	Eficiencia energética. Evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos y sus componentes.
NTC 5549	Ratificada en noviembre 16 de 2007. Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres.
NTC 5549-3.9.1	Sistemas solares fotovoltaicos conectados a red.
NTC 5549-3.9.2	Elementos del sistema solar fotovoltaico conectado a red.
NTC 5291	Sistemas de calentamiento solar doméstico de agua (transferencia de calor de un líquido a otro).
NTC 5287	Celdas y baterías secundarias para sistemas de energía solar fotovoltaica.
NTC 5433	Información de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
NTC 5509	Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
NTC 5513	Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: medida de la característica IV de dispositivos fotovoltaicos.
NTC 5709	Expresión analítica para los perfiles solares diarios.

Fuente: ICONTEC, NTC (2012). Disponible en: <http://www.icontec.org.co/index>.

Tabla 9. Guías técnicas colombianas.

Guía técnica colombiana (GTC)	Observación
GTC 114	Guía de especificaciones de sistemas fotovoltaicos para suministro de energía rural dispersa en Colombia.
GTC 108	Energía solar. Especificaciones para sistemas de calentamiento de agua con energía solar, destinada al uso doméstico.

Fuente: GTC Guía Técnica Colombiana. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro_Normalizacion/Icontec%20Solar.pdf

RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La transición energética, entendida como un cambio en el sistema energético de tecnologías cuyo recurso es fósil (petróleo, carbón), requiere inversiones que promuevan los proyectos a mediana y gran escala. Así, la energía puede ser obtenida por tecnologías limpias con bajo o nulo impacto de emisiones. Es aquí donde la energía solar fotovoltaica juega un factor determinante, sobre todo en países como Colombia, ubicados en la zona tropical con una radiación promedio cercana a 4 kWh/m². El desarrollo de granjas o parques solares impulsa el empleo verde y promueve una economía basada en tecnologías limpias.

La energía solar es una tecnología ampliamente desarrollada, validada y sigue con tendencia a la baja en precios a nivel global. Lo anterior la hace más conveniente para generación de electricidad a bajo costo. Por ello, es la tecnología utilizada para producir electricidad en las Zonas No Interconectadas de Colombia, donde más de 1.5 millones de habitantes de minorías étnicas y con necesidades básicas insatisfechas (NBI) encuentran la solución perfecta para incrementar su calidad de vida.

La transición energética y el aprovechamiento de la energía solar pueden significar una mejora considerable en la prestación de servicios en Colombia. Dada la abundancia de zonas con recursos solares y alta radiación en el país, la promoción de la energía solar podría ser especialmente beneficiosa para comunidades de escasos recursos que viven en áreas con alto índice de irradiación solar. Esto les permitiría evolucionar y acceder a sistemas de energía que los ayuden a mejorar sus condiciones de vida. Además, esta transición energética implicaría un cambio en el enfoque de suministro de energía, pasando de depender exclusivamente de la conexión a la red eléctrica convencional a aprovechar recursos alternativos.

Sin embargo, es crucial destacar que, para lograr este cambio, se necesitan políticas gubernamentales, incentivos y apoyos específicos dirigidos a estas comunidades. En cuanto a aquellos con capacidad económica para instalar sistemas solares, aunque pueda resultar atractivo, es fundamental garantizar que estos recursos estén disponibles en lugares donde puedan ser efectivamente utilizados.

En cuanto a grandes proyectos energéticos, es imperativo que el Gobierno colombiano simplifique los procedimientos de tramitación y autorización, especialmente para aquellos proyectos que superen los 19.9 megavatios. Esta medida permitiría aumentar la capacidad instalada de grandes plantas y aprovechar la energía solar fotovoltaica como complemento de la hidroeléctrica. Este enfoque diversificado ayudaría a reducir los riesgos asociados a posibles periodos de escasez durante eventos climáticos extremos, como el fenómeno de El Niño.



ENERGÍA EÓLICA

YURI LÓPEZ

INTRODUCCIÓN

El término ‘eólica’ proviene del latín *Aeolicus*, que a su vez deriva del griego *Aíolos* (Αἴολος), nombre asociado a Éolo, el guardián de los vientos en la mitología griega. Esta relación etimológica está directamente vinculada con el movimiento del aire, recurso fundamental para la generación de energía eólica.

La energía eólica consiste en aprovechar la fuerza del viento para producir energía eléctrica mediante una turbina que convierte la energía cinética del aire en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica. Para lograrlo, los aerogeneradores cuentan con componentes como las aspas, el rotor, la góndola, el generador, la torre y los sistemas de control.

La eficiencia de un sistema eólico depende de factores como la velocidad del viento, la altura de la torre, el diseño de las aspas, la orientación del eje del rotor y las características del sitio de instalación. Además, requiere estudios previos de recurso eólico, análisis del terreno, estimación de energía anual, selección del aerogenerador y evaluación de la conexión eléctrica al sistema.

En este capítulo se detallan el funcionamiento general, los componentes principales y los criterios básicos de diseño que permiten comprender cómo opera un sistema de energía eólica y cuáles son los elementos esenciales para su correcta implementación.

DEFINICIÓN

El conjunto completo que recibe viento y produce electricidad se denomina aerogenerador. Un aerogenerador, que utiliza un recurso tan intermitente como el viento, necesita electrónica de potencia que permita regular la tensión de salida, así como mantener estables parámetros de potencia y frecuencia. A continuación, se muestran las partes de un aerogenerador de potencia, esto es, una turbina que utiliza el viento y produce más de 1 MW.

Es de resaltar que, para pequeñas potencias, el aerogenerador es una dinamo de corriente continua que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. A grandes potencias, los aerogeneradores pueden ser de varios tipos.

Entre ellos, existen de eje horizontal: el equipo generador de energía eléctrica es perpendicular al suelo, perpendicular al recurso que lo impulsa. Los de eje vertical están soportados usualmente en el suelo sobre un eje normal.

También, de acuerdo con el tipo de generador eléctrico, el aerogenerador puede ser de tipo Jaula de ardilla, de generador de inducción doblemente alimentado y de velocidad constante.

Se conoce que, al año 2005, el 30 % de los aerogeneradores instalados en Europa son del tipo Generador de Inducción de Jaula de Ardilla y un 45 % son generadores de inducción doblemente alimentados (EWEA, 2005).

COMPONENTES DE GENERADOR EÓLICO

Los componentes de un aerogenerador se pueden apreciar en la Figura 2.1 y se describen a continuación.

- **El rotor:** Es la parte frontal que recibe la fuerza del viento y está formado por todo el conjunto rotativo y giratorio de la turbina eólica.
- **Las palas:** La turbina o aerogenerador, puede tener varias palas entre un rango de (2 y 6), estas pueden estar construidas en fibra de carbono, fibra de vidrio y Epoxi. Las palas están construidas para el aprovechamiento máximo de los vientos. El diseño aerodinámico actual es el resultado de años de desarrollo e investigación de la aviación mundial, por eso las palas modernas para generación de electricidad, utilizan perfiles del conocido tipo americano NACA (comité nacional de la Aeronáutica – USA). La inclinación de las palas está diseñada con el fin de protegerlas contra fuertes variaciones de viento que resultan peligrosas.
- **Generador:** Es la máquina eléctrica rotativa que convierte la energía mecánica proveniente del rotor en energía eléctrica. Estas máquinas pueden ser síncronas o asíncronas. Es de anotar que, según estudios realizados, aproximadamente el 75 % de los aerogeneradores instalados en Europa son de tipo asíncrono o de inducción (30 % Generador de Inducción Jaula de Ardilla – 45 % Generador de Inducción doblemente alimentado), (EWEA, 2005).
- **Multiplicador o variador de velocidad mecánico:** Este es un juego de engranajes mecánico que hace que la rotación del eje principal se multiplique, permitiendo que la velocidad de giro de sincronización sea muy similar a la del generador para que este produzca la energía eléctrica con la frecuencia adecuada para ser suministrada a la red.
- **Motores para rotación de la torre:** Normalmente son servomotores con sensores meteorológicos que indican de dónde proviene el viento y poseen la torre para el aprovechamiento de este fluido.
- **Sistema de enfriamiento:** El constante movimiento rotacional de alrededor de 1,500 rpm (revoluciones por minuto), hace que el sistema se caliente, por ello se necesita de sensores para calibrar la temperatura del mecanismo o caja de velocidad.
- **Freno:** El generador eólico tiene un sistema de navegación inteligente que hace que este mueva sus palas respecto a un ángulo previamente determinado para

cuando se presenten vientos muy fuertes, luego acciona un freno para evitar daños de las aspas o internos; el freno también sirve en casos de emergencias o para hacer mantenimiento.

- **Sensores meteorológicos:** Son encargados de medir la velocidad y la dirección del viento. Toda esta información va a un sistema que controla la rotación de las palas, la rotación de la torre, el acople del generador con la red eléctrica y las paradas de emergencia, entre otras funciones.

Otros componentes en sistemas aislados o de baja potencia que requieren almacenamiento son:

- **El regulador eólico:** Protege la batería al cortar el ingreso de energía cuando ya está cargada, evita el ingreso de exceso de energía y la deriva a la resistencia.
- **Batería:** Almacena la energía eléctrica producida por el aerogenerador para poder utilizarla en cualquier momento del día y la noche, y en casos en los que no haya viento. Siempre debe de estar dentro de una caja de madera.
- **El inversor:** Convierte el voltaje de la batería (DC) a un voltaje residencial en AC, facilitando su uso en los diferentes equipos. Hace que la electricidad generada por la turbina sea compatible con la de la red.

En la Figura 2.1 se observa el interior del aerogenerador, en el que se identifica cada una de sus partes para dimensionar y entender su complejo sistema.

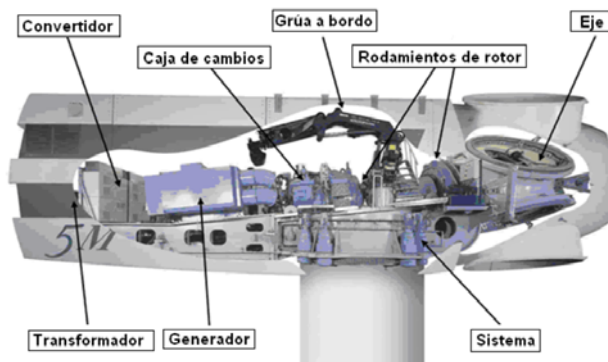


Figura 2.1. Partes del generador.
Fuente: Partes del generador. (C-power, 2015).

CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

En la actualidad, los aerogeneradores están clasificados en dos grandes grupos de acuerdo con su diseño: aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical. La diferencia entre ellos es la forma de trabajo como generan la energía eléctrica. En las figuras 2.2 y 2.3 se ilustran dos tipos de aerogeneradores con sus diferencias físicas.



Figura 2.2. Aerogenerador de eje horizontal en España.
Fuente: Parque eólico Pamplona, Santander, España. Foto: (Abebe, 2010).

Lo que caracteriza a un aerogenerador de eje horizontal es que el eje de rotación se encuentra paralelo al suelo. Con respecto al aerogenerador vertical, el de eje horizontal es más sofisticado en términos de construcción y componentes que lo conforman. Los aerogeneradores horizontales tienen su eje de rotación principal en la parte superior de una torre y necesitan un mecanismo de orientación para hacer frente a los cambios bruscos en la dirección del viento.

Entre los aerogeneradores, el horizontal es el de mayor aplicación. En su interior, una máquina generadora convierte la potencia mecánica en eléctrica. Más del 50 % de los generadores eléctricos instalados son de inducción debido a su robustez y economía (Ulianov, 2012). Estructuralmente, la torre que soporta el gran peso del cuerpo del aerogenerador está entre 70 y 150 metros de altura, aproximadamente, para aprovechar al máximo las corrientes de viento.

El cuerpo está conformado por sus hélices tripalas que aprovechan al máximo el movimiento del viento entre ellas, cumpliendo su función de estar en constante movimiento, por lo que se necesita el sistema electrónico seguidor del viento para que estén siempre frente a él cuando sea productivo. Una de sus mayores ventajas es su caja de velocidades que permite aumentar el lento movimiento de las palas. Esta caja de velocidad está conectada directamente al generador, lo cual hace que este sistema sea más eficiente a la hora de generar energía eléctrica. Múltiples investigaciones se han desarrollado para este tipo de aerogenerador que permiten mejorar los diseños y su desempeño con herramientas computacionales en un análisis fluido dinámico (CFD) (Laín, 2007).

Otro diseño constructivo es el aerogenerador vertical, como el que se observa en la Figura 2.3. A diferencia del horizontal, tiene la ventaja de que no necesita de un seguidor de viento debido a las formas de sus hélices que reciben el viento en todas direcciones. Además, este sistema carece de altura, lo que hace que la velocidad del viento no sea demasiado fuerte en las hélices, reduciendo su eficiencia. Estos aerogeneradores se pueden encontrar de dos a más hélices dependiendo del diseño con el cual se fabrique.



Figura 2.3. Aerogenerador de eje vertical.
Fuente: Turbina Falcón. Cailler, D. (2010)

Entre las máquinas eólicas de eje vertical se pueden identificar dos: el aerogenerador Savonius y el Darrieus.

El aerogenerador Savonius, que se observa en la Figura 2.4, es una de las turbinas más sencillas en términos aerodinámicos debido a su curvatura en S; son dispositivos que constan de dos o tres palas. Por otro lado, no necesitan orientarse en la dirección del viento, soportan mejor las turbulencias y pueden empezar a girar con vientos de baja velocidad, lo cual afecta su eficiencia. La simplicidad del diseño de los aerogeneradores Savonius permite que su construcción e instalación sea muy fácil.

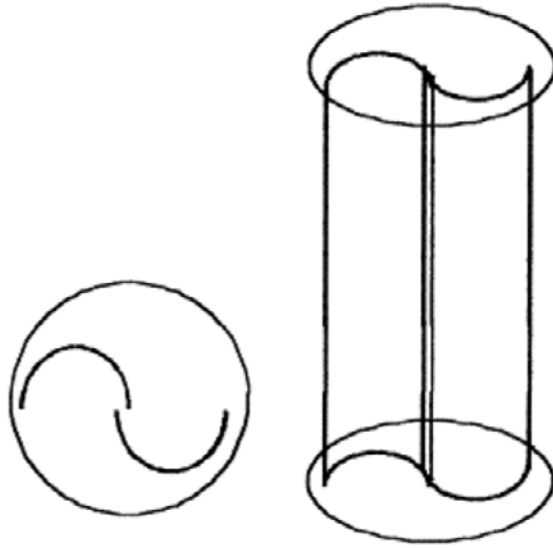


Figura 2.4. Aerogenerador de eje vertical Savonius.
Fuente: (Menet, J. , Valde's L. , Me'nart B. , 2021).

El aerogenerador Darrieus, de la Figura 2.5, debe su nombre al ingeniero francés George Darrieus, quien lo patentó en 1931. En 1974, los laboratorios Sandia construyeron un primer prototipo de 5 metros de diámetro, tal como se puede apreciar en la Figura 2.5. Por lo general, el Darrieus consta de unas finas palas con forma simétrica que requiere de vientos de 4 a 5 metros por segundo para un correcto funcionamiento. El Darrieus presenta un gran inconveniente porque no puede iniciar su funcionamiento por sí mismo, por lo tanto, debe emplearse un sistema de arranque secundario; una vez que esté en funcionamiento puede mantenerse gracias a la aerodinámica de sus palas. Usualmente el arranque secundario consta de un generador de inducción conectado a la red. Una vez que el Darrieus se encuentra en velocidad de operación, empieza a entregar potencia.



Figura 2.5. Aerogenerador de eje vertical Darrieus.
Fuente: Antezana Núñez (2004).

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Según diversas investigaciones realizadas en los últimos diez años, se han identificado los tipos de aerogeneradores más eficientes para aprovechar la velocidad del viento. En la Tabla 10 se presenta un resumen de las ventajas y desventajas de los principales aerogeneradores, con base en los estudios de Ackermann (2005), Akhmatov (2003), Slootweg (2003), Soens (2005), y Simões y Farret (2004).

Tabla 10. Ventajas y Desventajas de aerogeneradores.

Tipo	Ventajas	Desventajas
Turbina de Velocidad fija	<ul style="list-style-type: none"> Fabricación muy simple. Bajo costo. Popular – demanda. Robusto. Fácil mantenimiento. Fácil reemplazo en fallas o daños. 	<ul style="list-style-type: none"> Fluctuaciones de velocidad de viento se trasladan directo al eje. Dependiendo de la conexión a red pueden presentarse flickers.

Tipo	Ventajas	Desventajas
Velocidad Variable	<p>Genera más energía para un amplio régimen de velocidad de viento.</p> <p>Potencia activa y reactiva generada puede ser controlada.</p> <p>Menos estrés mecánico.</p> <p>Permite control de voltaje mientras varía la reactiva generada.</p>	<p>Convertidores electrónicos son sensibles a huecos de tensión.</p> <p>Altos costos.</p>

Fuente: Elaboración propia.

Para mejorar el desempeño, se pueden realizar análisis de modelos y simulaciones previamente. Los análisis pueden ser mecánicos o eléctricos. El análisis de estabilidad en un sistema de potencia con aerogeneración produce resultados que permiten al ingeniero tener más argumentos para un mejor diseño del sistema, bajo circunstancias cambiantes debidas a inestabilidades de pequeña señal. Estas pueden ser causadas por variaciones en la carga o la generación. En sistemas de potencia con generación eólica, la generación varía por la inestabilidad del valor del recurso (Ulianov, 2012).

PANORAMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Mientras que la potencia total instalada a nivel mundial alcanzó los 600 gw (gigavatios), el promedio anual de crecimiento fue cercano al 50 %, lo que ha permitido multiplicar la capacidad instalada en los últimos años. Los países con mayor capacidad instalada son Estados Unidos y China, seguidos tradicionalmente por Alemania, España e India, como se muestra en la Figura 2.6, tomada del reporte REN21.

Capacidad y adiciones de energía eólica, 10 países principales, 2022

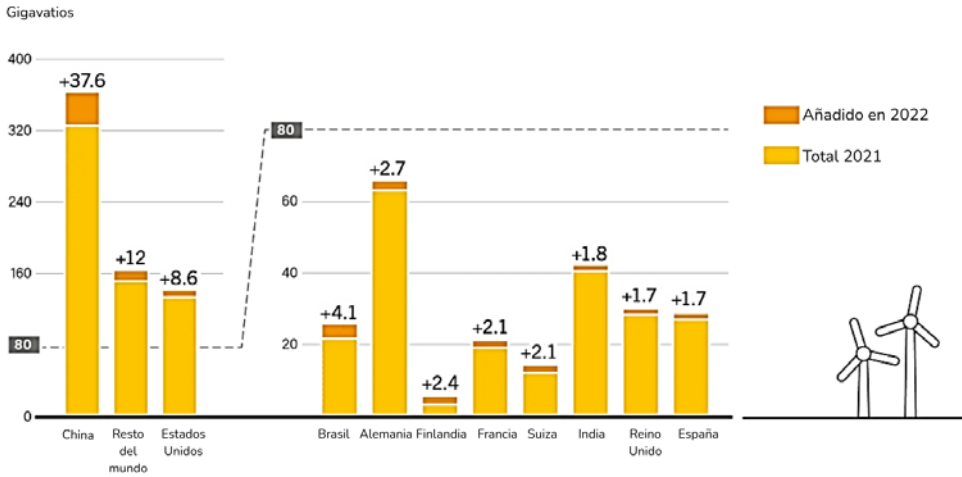


Figura 2.6. Capacidad eólica acumulada instalada a nivel mundial a 2022.
Fuente: (REN21, 2023).

Los principales fabricantes de aerogeneradores, según la cuota de mercado a nivel mundial, son chinos y europeos.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

El proceso para la producción de electricidad en un aerogenerador parte de la absorción del viento como recurso, el cual es convertido en potencia mecánica en la turbina y entregado (usualmente) a una caja de velocidades que aumenta la intensidad e incrementa la velocidad mecánica de giro del eje del generador eléctrico.

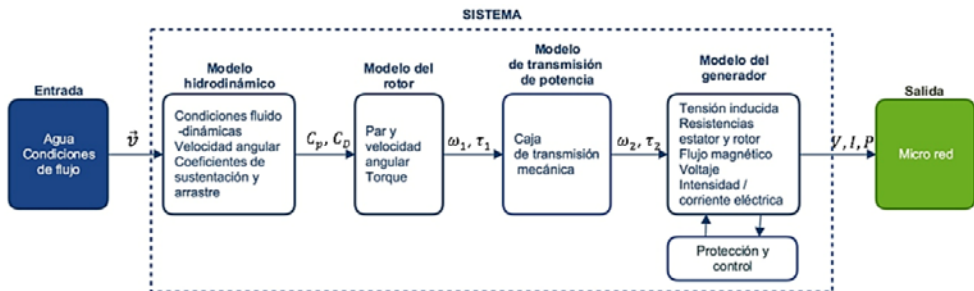


Figura 2.7. Bloque de variables en un sistema de generación de energía eólica.

La magnitud del viento que produce energía se calcula a la altura de la máquina, usando la ecuación conocida como Ecuación de Hellman (Heier, 2005).

$$V_h = V_{ref} \left(\frac{h_{ref}}{10} \right)^\alpha \quad (5)$$

Nota: v_h : es la velocidad del viento a la altura. v_{ref} : es la velocidad del viento a una altura de referencia dada. h_{ref} : altura donde se instalará el generador. α : exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno.

Con ese valor de viento, se puede calcular la potencia absorbida o extraída al recurso con la ecuación 2.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 W \quad (6)$$

La generación de electricidad depende del tipo de generador eléctrico instalado. En la Tabla 11 se muestra una comparación entre diferentes fabricantes, potencias y tecnologías instaladas en Europa.

Tabla 11. Comparación de aerogeneradores.

VESTAS		GAMESA		ECOTECNIA		SIEMENS		NORDEX	
Serie	Gen	serie	gen	serie	Gen	Serie	gen	Serie	gen
V90-2 MW	Asinc.	G80-2 MW	Doubly Fed	62-1.3 MW	Gen induction	SWT- 1.3-62	Asinc.	N80 (2.5 MW)	double- fed Asinc.
V52-850 KW	Asinc.	G52-850 KW	Doubly Fed	48-750 KW	Gen Induction. Squirrel cage	SWT- 2.3-93	Asinc.	N90 (2.5 MW)	twin-fed Asinc. generator
V80-2MW	Asinc.	G90-2 MW	Doubly Fed	74-1.6 MW	Induction wounded rotor. Rings			S70 -1,5 mW	Double fed Asinc. generator, air cooled

Nota: *Async.* = Asíncrono; Gen = Generator.

Fuente: Elaboración propia.

La producción de energía eólica en Colombia ha experimentado un notable desarrollo desde la época de las FENR (Fuentes de Energía No Renovables), cuando comenzó a considerarse como una alternativa viable para la generación eléctrica. Existen estudios previos sobre esta forma de generación, cuyo resumen se presenta en la Tabla 12.

En investigaciones realizadas por la Sociedad Alemana de Cooperación Técnica (GTZ), el Instituto Colombiano Agropecuario (ICA) y la Corporación de Energía de la Costa Atlántica (CORELCA), orientadas a la promoción y desarrollo de las energías renovables, se llevó a cabo una evaluación integral de los recursos energéticos —renovables y no renovables— de la región costera. Dicho estudio incluyó el análisis del carbón, petróleo, gas, electricidad, potencial hidroeléctrico, energía mareomotriz, geotermia, leña, carbón vegetal, residuos agropecuarios, biocombustibles, energía solar y energía eólica.

Tabla 12. Potencia eólica media anual a altura de 10 m.

Estación	Municipio	División Política	Potencia Anual (W/m2)
Cabo de la Vela	Uribía	Guajira	419.56
Departamento Esquincén	San Andrés	San Andrés	344.53
Providencia	Providencia	Islas prov.	397.61
Departamento Amir Padilla	Riohacha	Guajira	158.52
Departamento E cortinesso	Soledad	Atlántico	104.05
Departamento Alfonso López	Valledupar	Cesar	118.62
Departamento Bolívar	Sta. marta	Magdalena	71.08
Motilona	Codazzi	Cesar	126.43
Repelón	Repelón	Atlántico	22.61
La doctrina	Lorica	Córdoba	19.62
Departamento Rafael Bravo	Corozal	Sucre	42.24

Fuente: Rodríguez, H. (1989).

APLICACIONES DE LOS AEROGENERADORES

Parques eólicos terrestres y marinos

Un parque eólico es el conjunto de varios aerogeneradores conectados al sistema de energía como una sola producción. Estos parques pueden localizarse en grandes terrenos o encontrarse en costas y mares. La producción de energía eléctrica de estos parques suele ser en megavatios, por lo cual van conectados directamente a una central de control y luego a una subestación para luego ir conectados al sistema de transmisión de alta tensión.

En la actualidad, existe una gran cantidad de parques eólicos en todo el mundo, siendo Estados Unidos, China, Alemania, España e India los países con mayor concentración de estos proyectos. Estas naciones lideran la producción mundial de energía eólica, consolidándose como referentes en el aprovechamiento del viento para la generación eléctrica.

Aerogeneradores para la potabilización de agua

Otra aplicación importante de los aerogeneradores es la alimentación de energía para bombas de agua, para solucionar la problemática que tienen muchos países con el acceso a agua potable. Esto se hace con el método de desalinización del agua marina. La función del aerogenerador es alimentar el motor que bombea el agua desde el origen. Una vez completado el proceso, se ha logrado obtener agua potable a partir del agua salada.

Dimensionado de un aerogenerador

Para determinar las dimensiones del aerogenerador, es importante conocer algunos parámetros como la velocidad promedio del viento en la zona en la cual se requiere la instalación (medición de recurso). Para conocer la potencia de una turbina, que puede ser extraída del viento, se utiliza la ecuación 5.

$$P_{ext} = \frac{\rho AV^3}{2} \quad (5)$$

Nota: ρ : es la densidad del aire. A : es el diámetro de las palas. V : la velocidad del viento.

La velocidad del viento está determinada para diferentes alturas, como se refleja en la ecuación 6.

$$V = V_r \left(\frac{h}{h_r} \right)^2 \quad (6)$$

Nota: V : es la velocidad medida del viento por estación meteorológica o anemómetro (aprox. 10 msnm). H : es la altura desde la cual se mide el viento (altura del anemómetro o estación). V_r : es la velocidad relativa del viento. h_r : la altura relativa medida.

Capacidad de generación y eficiencia de conversión de energía

La cantidad de energía potencial que puede generar un aerogenerador o turbina eólica viene dada por el área que puede barrer la longitud de las aspas de la turbina. Sin embargo, la energía disponible que puede generar se calcula a partir de la ecuación 7, expresada anteriormente. La eficiencia de transformación de la energía del viento en energía eléctrica es de entre un 35 % y 40 % aunque, teóricamente, y bajo condiciones excepcionales, puede alcanzar el 60 %.

Una turbina eólica de uso doméstico (cuyos diámetros de aspas miden entre 2.4 y 3.6 metros) es capaz de generar en un mes desde unos cientos de watts hasta 6 kilowatts de electricidad. Los generadores eólicos de uso comercial o industrial pueden generar desde 100 kilowatts hasta 6 kilowatts de energía eléctrica.

Los factores que determinan la selección y ubicación de un aerogenerador o turbina eólica son fundamentales para su correcta instalación. Los principales aspectos que deben considerarse antes de instalar un generador eólico son tres: la velocidad del viento, la altura en la que se colocará la turbina eólica y la normativa o restricciones vigentes en el lugar donde se desea realizar la instalación.

Velocidades de operación de un generador eólico

La velocidad mínima de operación de una turbina eólica se denomina velocidad de corte inferior. Esta fluctúa entre los 4 y 5 m/s (metros por segundo). Las velocidades de

viento bajo esa marca no generan una cantidad de energía suficiente que compense las pérdidas de eficiencia en la generación de electricidad. La velocidad de corte superior define la tolerancia de un generador eólico para soportar fuertes vientos. Por último, la velocidad nominal es aquella velocidad del viento ideal para que una turbina eólica alcance su máximo potencial de generación de energía eléctrica.

Tabla 13. Clasificación del viento.

Clase	Potencial Eólico/ Empresa generadora	Densidad de potencia Eólica W/m ²	Velocidad del viento (m/s) a 50m
1	Marginal	125-250	5.9-7.4
2	Moderado	250-375	7.4-8.5
3	Bueno	375-500	8.5-10.0
4	Excelente	500-750	10.0-10.7
5	Excelente	750-1000	10.7-11.8
6	Excelente	1000-1245	11.8-12.7

Fuente: UPME y Corpoema, (2010).

Para determinar la ubicación de una turbina de viento es necesario evaluar la velocidad del viento en el lugar donde, potencialmente, se quiere ubicar el generador eólico. Se ha estandarizado en una escala de 1 (la más baja) a 6 (la más alta) respecto a las distintas velocidades que puede alcanzar el viento en una zona determinada (ver Tabla 13).

Adicionalmente, se debe considerar el grado de turbulencias que puedan afectar el flujo del viento. Estas ejercen una mayor tensión de trabajo sobre el rotor, lo que a la larga se traduce en una disminución de la vida útil de las turbinas eólicas. Por ello, no debe sorprender que la mayoría de las turbinas eólicas están localizadas mayormente en zonas rurales fuera de la ciudad despejadas de árboles, casas y edificios u otros elementos que obstaculicen el desplazamiento del viento y que son, finalmente, los responsables de generar turbulencias.

La altura donde se montará la turbina es el segundo factor por considerar al momento de determinar la ubicación de una turbina eólica. El viento será más lento mientras más cerca se encuentre el generador eólico de la tierra. Mientras más alto se fije una turbina mayor será el acceso a vientos rápidos y menor la posibilidad de que sea afectada por turbulencias. Además, las diferencias en la velocidad del viento entre la parte superior y la inferior del rotor disminuyen a mayores alturas, evitando así un menor desgaste a la turbina.

Ejemplo de aplicación: selección de un sistema de generación de 1 kW para sistema aislado

De los diferentes tipos de aerogeneradores eólicos se selecciona el modelo NE-1,000 L de la marca NAIER de origen chino, de potencia nominal 1,000 watts y una tensión de salida en DC de 24 V, cuya descripción técnica se presenta en Tabla 14.

Tabla 14. Características de un generador de 1,000 W.

Modelo	NE-1000L
Potencia nominal	1,000 W
Máxima potencia	1,200 W
Tensión nominal	24 V / 48 V
Puesta en marcha de viento velocidad	2.5 m/s
Velocidad del viento clasificada	10 m/s
Viento de la supervivencia velocidad	45 m/s
Top peso neto	46 kg
Diámetro del rotor	2.8 m
Número de palas	3
Material de las láminas	Reforzado con fibra de vidrio
Generador tipo	Trifásico de imanes permanentes AC generador síncrono
Altura de la torre	6 m
Generador de caja	Aleación de aluminio de fundición
Sistema de Control	Electroimán/viento guiñada rueda
Regulación de la velocidad	Enrollador Tail
Temperatura de trabajo	-40 °C-80 °C
Vida de diseño	20 años.
Peso bruto	48 kg
Certificados	CE, ISO14001, ISO 9001, TUV

Fuente: Elaboración propia.

Al aplicar la ecuación 3 para obtener la potencia extraíble del generador, se obtienen los valores que se observan en las tablas 15 y 16.

Tabla 15. Valores de potencia extraíble.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
V(m/s) a 5m	6.1	7.0	8.2	7.7	9.0	7.2	6.1	7.8	8.9	9.2	7.8	8.5
V(m/s) a 6m	6.25	7.18	8.41	7.89	9.23	7.38	6.25	8.0	9.13	9.43	8.0	8.71

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 16. Valores de potencia extraíble por cada mes del año.

	Velocidad a 6Mt	Potencia Extraíble (W)	Potencia Real (W)
Enero	6.25	917	458
Julio	6.25	917	458
Febrero	7.18	1,390	695
Junio	7.38	1,509	754
Abril	7.89	1,844	922
Agosto	8.00	1,923	961
Noviembre	8.00	1,923	961
Marzo	8.41	2,234	1,117
Diciembre	8.71	2,481	1,240
Septiembre	9.13	2,858	1,429
Mayo	9.23	2,953	1,476
Octubre	9.43	3,149	1,574
Densidad del aire	1.225 kg/m ³		
Radio	1.4 m		
Cp	0,5		
Exponente de Hellmann	0.14		

Fuente: Elaboración propia.

Después de definir el tipo y clase de aerogenerador a utilizar en el sistema de generación eólica, fue posible calcular los valores de potencia entregados por este para las condiciones mensuales especificadas para el desarrollo de la presente tarea. Uno de los criterios de diseño de dicho sistema de generación es que se encuentre conectado a una red de baja tensión de 110 V, para ello, es necesario identificar y seleccionar un

inversor electrónico adecuado para conectar el sistema de generación eólica a la red en cuestión.

Convertidor electrónico para conexión a red

De acuerdo con el promedio de potencia generada por este aerogenerador, se selecciona un inversor para conexión a red de 1.000 W y 110 V AC, tipo *solar inverter* (inversor solar), *grid connected inverter* (inversor conectado a red) u *on-grid tie solar inverter* (inversor de acoplamiento a red), con entrada de 24 VDC y salida de 120 VAC / 220 VAC, el cual presenta las siguientes características:

Tabla 17. Características del inversor.

<p>Tipo de salida: Monofásica</p> <p>Personalizado: Sí</p> <p>Tipo: Inversor DC/AC</p> <p>Dimensiones: 405 × 280 × 125 mm</p> <p>Voltaje de entrada: 22–60 V DC</p> <p>Corriente de salida: 0 – 10 A</p> <p>Voltaje de salida: 90–130 V / 190–260 V AC</p> <p>Frecuencia de salida: 46 Hz – 65 Hz</p> <p>Peso: 5 kg</p> <p>Número de modelo: TEG-1000W-WV-LCD</p> <p>Potencia de salida: 0 – 1.000 W</p>	<p>Color: Plateado</p> <p>Pantalla: Display LCD (pantalla LCD)</p> <p>Certificaciones: CE y RoHS</p> <p>Voltaje de entrada DC: 22–60 V</p> <p>Potencia máxima de salida AC: 1 kW (inversor conectado a red)</p> <p>Garantía: 2 kg (<i>dato tal como fue suministrado</i>)</p> <p>Aplicación: Inversor solar para conexión a red (<i>on-grid tie solar inverter</i>)</p> <p>Eficiencia pico del inversor: 92 %</p> <p>Distorsión armónica total (THD): < 5 %</p>
---	---

Fuente: Elaboración propia.

Control de potencia: Los aerogeneradores están diseñados para producir energía eléctrica de la forma más barata posible. Así pues, están generalmente diseñados para rendir al máximo a velocidades promedio de entre 10–15 m/s. En el caso de vientos más fuertes, es necesario gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay dos formas de hacerlo con seguridad en los modernos aerogeneradores.

Aerogeneradores de regulación por cambio del ángulo de paso (pitch controlled):

En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada.

Cuando esta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando este disminuye de nuevo. Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso). En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento.

Aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica (stall controlled): Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control.

Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

Otros métodos de control de potencia: Algunos aerogeneradores modernos usan alerones (flaps) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue. Otra posibilidad teórica, es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical), para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por desalineación del rotor solo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura. Tomado de: Aerogenerador.

(s. f.). <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energie-rinnovabili/energia-eolica/pala-eolica>.

Protección contra descargas eléctricas: Los aerogeneradores eólicos deben contar con sistemas de protección contra rayos eficaces que garanticen su seguridad y aseguren la continuidad del servicio, lo que incrementa su confiabilidad y disponibilidad. Esto, a su vez, reduce el costo del kilovatio no servido y contribuye al aumento de la facturación por la energía suministrada.

Dispositivos de seguridad

Un aspecto de suma importancia en la implementación de sistemas de generación eléctrica es la confiabilidad de sus equipos y su disponibilidad incluso cuando la red principal no puede prestar un servicio. En este aspecto es importante contar con elementos esenciales para la protección de los equipos y la seguridad de sus operarios.

Los componentes de un aerogenerador están diseñados para durar 20 años. Esto significa que tendrán que resistir más de 120.000 horas de funcionamiento, a menudo bajo condiciones climáticas tormentosas. A continuación, se detallan los principales dispositivos de seguridad, tanto los indicados en la UNE-EN 50308 como otros dispositivos que se instalan actualmente en las turbinas eólicas.

Parada de emergencia: Activa un sistema de protección que lleva los movimientos de la máquina a un estado seguro en un breve plazo de tiempo sin crear riesgos adicionales. En algunos aerogeneradores, la activación del paro de emergencia no implica la desconexión eléctrica de la máquina, cuyos circuitos siguen estando energizados, por lo que se debe tener en cuenta lo dicho para la realización de las diferentes tareas de mantenimiento.

Dispositivos de desconexión de potencia: Estos dispositivos aíslan la máquina de forma independiente de cada una de las fuentes de potencia (mecánica, eléctrica, hidráulica y neumática) durante la inspección y el mantenimiento. El diseño de este tipo de dispositivos debe asegurar la integridad del trabajador durante la reconexión.

Protección contra sobre velocidad: Se trata de un dispositivo que sirve para evitar que las palas del aerogenerador giren a mayor velocidad de la permitida, impidiendo el desplome de la turbina.

Desconexión de red: Consta de un dispositivo que aísla eléctricamente el aerogenerador de la subestación y logra la detención de los movimientos de la turbina.

Bloqueo del rotor: Mecanismo de bloqueo mecánico del eje de baja o alta velocidad para evitar el atrapamiento con los elementos móviles.

Bloqueo del pitch: Tiene como objetivo evitar los atrapamientos en la realización de trabajos de mantenimiento en el buje o las palas, ya que se encarga de bloquear el movimiento de las palas.

Resguardos: Impiden que el trabajador pueda acceder a las zonas de atrapamiento; estos pueden ser fijos o móviles y se encuentran en el disco de freno, en el acoplamiento, en el eje de baja velocidad y en otras partes de la turbina del aerogenerador.

Sensores: Uno de los más clásicos y simples dispositivos de seguridad en un aerogenerador es el sensor de vibraciones, que fue instalado por primera vez en el aerogenerador de Gedser. Consiste en una bola que reposa sobre un anillo. La bola está conectada a un interruptor a través de una cadena. Si la turbina empieza a vibrar, la bola caerá del anillo sobre el que reposa y desconectará la turbina. Hay muchos otros sensores en la góndola, como termómetros electrónicos que controlan la temperatura del aceite en el multiplicador y la temperatura del generador.

NORMATIVA

El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) ha desarrollado dos guías técnicas y una norma relacionadas con la energía eólica. Las guías abordan el uso de esta fuente para el bombeo de agua y la generación de energía eléctrica, mientras que la norma se enfoca en la medición y evaluación de las características de calidad del suministro eléctrico en aerogeneradores conectados a la red.

Tabla 18. Normas Técnicas Colombianas (NTC) Aplicables.

NORMA técnica colombiana (ntc)	Observación
NTC 5363	Esta norma se aplica a aerogeneradores con un área de barrido igual o mayor a 40 m ² . Su propósito es proporcionar el nivel apropiado de protección contra daños provenientes de todos los peligros propios de estos sistemas durante su tiempo de vida planeado.
NTC 512	Aerogeneradores. Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de las turbinas eólicas conectadas a la red.
NTC 5467	Aerogeneradores. Técnicas de medida de ruido acústico.
NTC 5343	Aerogeneradores. Ensayo de curva de potencia.

Fuente: ICONTEC, NTC (2012). Fuente: Normas Icontec (NTC).
Disponible en internet en: <http://www.icontec.org.co/index>.

Tabla 19. Guías técnicas colombianas.

Guía técnica Colombiana (GTC)	Observación
GTC 113	Guía para la utilización de energía eólica para bombeo de agua.
GTC 172	Energía eólica. Guía para generación de energía eléctrica.

Fuente: GTC Guía Técnica Colombiana. Disponible en Internet en: http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro_Normalizacion/Icontec%20Solar.pdf.

Topográfico LOC 1339: Atlas de viento y energía eólica de Colombia, Unidad de Planeación Minero-Energética; Instituto de hidrología, meteorología y Estudios ambientales.

RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El recurso es abundante, inagotable y produce electricidad sin quemar combustible ni contaminar el aire, evitando emisiones de CO₂. La utilización del viento como un recurso limpio, seguro y gratuito hace de la energía eólica sea la segunda tecnología limpia de mayor desarrollo mundial, superando 1,000 GW a final de 2023 según el reporte IRENA.

Como aporte a la transición energética, la energía eólica se considera una tecnología verde que facilita el desarrollo de proyectos sostenibles. Aunque la fabricación de la mayoría de los componentes necesarios para los sistemas de generación eólica se realiza en el exterior (principalmente en China, India y Estados Unidos), los precios de los equipos continúan disminuyendo, lo que hace económicamente viables estos proyectos. La inversión en aerogeneradores brinda un importante impacto económi-

co, aportando millones de dólares a las economías nacionales; por ejemplo, en 2022, Estados Unidos recibió alrededor de 22 mil millones de dólares por este concepto, impulsando así su crecimiento económico.

En el contexto de la transición energética, el incremento de proyectos eólicos instalados requiere el fortalecimiento de diversas capacidades en dos niveles principales. En primer lugar, la dirección de proyectos e instalaciones, que puede estar a cargo de ingenieros electricistas o mecánicos, incluso con relativa poca experiencia en campo. En segundo lugar, la participación de técnicos especializados que acompañen los procesos de instalación. No obstante, debido al alto nivel de riesgo asociado con la altura y las dimensiones de los aerogeneradores en grandes parques eólicos, suele ser necesaria la asistencia inicial de empresas multinacionales con experiencia en este tipo de desarrollos.

Cabe destacar que los técnicos de mantenimiento de aerogeneradores representan uno de los empleos de más rápido crecimiento en la última década. Todo ello se alinea con lo establecido en la *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia*, publicada en 2022.

Por otro lado, la alta Guajira posee el recurso más alto de los países de la región, con un potencial cercano a 15,000 MW, que es casi toda la capacidad instalada para producción de electricidad de toda Colombia (2024). Eso implica que solo con energía eólica, Colombia tiene un enorme potencial para desarrollar la transición energética. Sin embargo, este desarrollo ha tenido serias dificultades sociales con comunidades indígenas. Estos proyectos, que ya tuvieron un primer piloto realizado hace más de 20 años por EPM con el nombre Jepirachi, deben ser mejor comunicados a las poblaciones aledañas. Muchos parques eólicos ocuparían cerca de 90,000 hectáreas en territorio Wayuú, impactando a 600 comunidades étnicas de los más de 30 clanes existentes.

Las comunidades indígenas desconocen el alcance real de estas iniciativas, situación que coincide con los análisis realizados por Indepaz, entidad que desde hace varios años estudia los impactos en la zona. (Suarez, M., 2021)

Aspectos técnicos en la transición energética

Suponiendo que, para lograr una adecuada transición energética, Colombia alcance una participación del 20 % de energías renovables en su matriz eléctrica, esto equivaldría aproximadamente a 3,600 MW para el año 2024. Actualmente, según reportes del Gobierno, se cuenta con cerca de 500 MW instalados, considerando tanto los grandes parques solares desarrollados como los sistemas de pequeña y mediana escala —residenciales, comerciales e industriales— que aportan potencias del orden de algunos kilovatios.

Estos equipos, que son usualmente importados desde China, son evaluados técnicamente por personal encargado del proyecto en características técnicas y de seguridad. Posterior a la implementación, al menos en sistemas conectados a red, existe un procedimiento de inspección que garantiza la idoneidad de la instalación y que cumpla la normativa nacional RETIE y NTC2050. Técnicamente, el personal que realiza la instalación debe estar capacitado y certificado en alturas bajo norma OSHAS, lo que incrementa la calidad de los instaladores de sistemas fotovoltaicos.

Aspectos económicos

La implementación de un sistema solar FV puede costar alrededor de 1 USD/W o unos 4,000 COP por vatios instalado. El costo de implementación de un sistema solar fotovoltaico es de varios millones o cientos de millones de pesos colombianos.

Es importante considerar la regulación colombiana actual del año 2024 que permite el uso de incentivos tributarios para las personas naturales o jurídicas que desarrollen proyectos en su propiedad. Estos incentivos permiten generar ahorros de hasta un 25 % que van desde la reducción en el costo de la factura mensual de electricidad hasta la reducción de los pagos por la renta líquida de la persona natural o jurídica, así como un incentivo por la depreciación acelerada de estos activos. Algunos casos o ejemplos indican que el retorno de esta inversión puede alcanzarse hasta en tres años, haciendo del sistema una opción económicamente viable para inversión. Estas inversiones impactan:

- La empresa que diseña y presenta el proyecto.
- La empresa que vende y comercializa los equipos (seguramente importa los componentes).
- El banco o la entidad que invierte o presta el dinero del proyecto.

Aspectos sociales

En Colombia, la transición energética fue diseñada e implementada por el Gobierno nacional hace aproximadamente 8 años y permitió un conocimiento de la población sobre la posible implementación de las fuentes renovables en el sistema eléctrico nacional. Posteriormente, con el inicio del nuevo mandato del presidente posicionado en el año 2022, se desarrolló un documento denominado Transición energética justa, definida por el Gobierno nacional desde el año 2023.

El principal impacto de esta nueva transición energética radica en el acercamiento de los temas técnicos y del desarrollo energético del país a las poblaciones vulnerables. Dicho Gobierno facilitó la comunicación sobre los avances en la matriz energética primaria y eléctrica, promoviendo e incentivando el uso de energías renovables. Gracias a ello, las comunidades vulnerables y las zonas no interconectadas han comenzado a involucrarse en el debate energético, buscando soluciones para satisfacer sus necesidades o mejorar la calidad del servicio eléctrico actual.

Por ejemplo, mejorar la iluminación de una población de alrededor de 100 familias en el Magdalena Medio —una zona con alta inseguridad debido al conflicto armado— mediante la instalación de un sistema fotovoltaico que abastezca a la escuela, el centro médico y las viviendas, puede implicar un costo aproximado de 500,000 USD (alrededor de \$1'500,000,000 COP). Este desarrollo energético representaría una inversión considerable, pero generaría un cambio profundo en la calidad de vida de las familias beneficiadas y en su percepción de seguridad social.

El análisis de estos aspectos aquí mencionados es una muestra de las ventajas particulares que pueden representar para un país la implementación y aceleración de una transición energética que use energía solar e impulse hacia energías renovables.



ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

YURI LÓPEZ

INTRODUCCIÓN

La generación hidroeléctrica es la principal fuente de energía eléctrica en Colombia y una de las más utilizadas en el mundo. Con más de 60 años de historia en el país, representa la forma más antigua de aprovechamiento de energías renovables. Este tipo de generación se basa en transformar la energía potencial del agua almacenada en una presa o reservorio, junto con la energía cinética que adquiere al caer hacia la turbina, para producir electricidad.

DEFINICIÓN

La energía hidroeléctrica consiste en aprovechar el potencial del agua proveniente de ríos, mares o embalses para generar electricidad. Cuando se almacenan grandes volúmenes de agua, esta posee inicialmente energía potencial debido a la acción de la gravedad. Al ser conducida desde un nivel superior hacia uno inferior —de forma natural o controlada—, el agua adquiere energía cinética.

Durante este proceso, al desplazarse por la tubería de conducción, su masa y velocidad generan un empuje sobre la turbina, transformando la energía potencial y cinética

del movimiento del agua en energía mecánica. Finalmente, dicha energía mecánica se convierte en energía eléctrica mediante un generador acoplado al eje de la turbina.

COMPOSICIÓN

Los principales componentes de una Central Hidroeléctrica se describen en la Figura 3.1.



Figura 3.1. Central hidroeléctrica.

Fuente: Freepik. Revisado junio de 2020. Disponible en internet en: https://www.freepik.com/free-vector/isometric-dam-design_1259825.htm.

De manera general, una central hidroeléctrica está conformada por una serie de componentes que permiten transformar la energía del agua en electricidad. El proceso inicia con el agua embalsada, la cual constituye la fuente principal de energía potencial. Esta se encuentra retenida por una presa, cuya función es regular tanto el caudal como la altura del agua. Antes de ingresar al sistema hidráulico, el flujo atraviesa las rejillas filtradoras, encargadas de evitar el paso de residuos y materiales sólidos que puedan afectar la operación. Posteriormente, el agua es conducida a través de una tubería forzada o de conducción hasta el conjunto turbina–alternador. En esta etapa, el agua

acciona la turbina, cuyo movimiento rotacional se transmite mediante un eje hacia el generador, donde finalmente la energía mecánica se convierte en energía eléctrica. Una vez producida, la electricidad se transporta por medio de las líneas de transporte de energía eléctrica y se ajusta a los niveles de tensión requeridos mediante transformadores, completando así el proceso de generación hidroeléctrica.

A continuación, se describen algunos elementos que integran una central hidroeléctrica.

Embalse: Lugar donde se acumula el agua del río y desde el cual se regula su caudal.

Presa: Muro grueso cuya función es retener o atajar el río y remansar las aguas del embalse está compuesta por:

- **Aliviadero:** Los aliviaderos son elementos vitales de la presa que tienen como misión liberar parte del agua detenida sin que ésta pase por la sala de máquinas. Se encuentran en la pared principal de la presa y pueden ser de fondo o de superficie. La misión de los aliviaderos es la de liberar, si es preciso, grandes cantidades de agua o atender necesidades de riego.
- Para evitar que el agua produzca desperfectos al caer desde gran altura, los aliviaderos se diseñan para que la mayor parte del líquido se pierda en una cuenca que se encuentra a pie de presa, llamada “de amortiguación”. Para conseguir que el agua salga por los aliviaderos existen grandes compuertas de acero que se pueden abrir o cerrar a voluntad, según la demanda.
- **Toma de agua:** Son construcciones adecuadas que permiten recoger el líquido para llevarlo hasta las máquinas por medio de canales o tuberías. La toma de agua de las que parten varios conductos hacia las tuberías se halla en la pared anterior de la presa que entra en contacto con el agua embalsada. Esta toma además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños como troncos, ramas, etc., puedan llegar a los álabes y producir desperfectos.

- **Tuberías forzadas o de conducción:** Las estructuras forzadas o de presión suelen ser de acero con refuerzos regulares a lo largo de su longitud o de cemento armado, reforzado con espiras de hierro que deben estar ancladas al terreno.
- **Canal de derivación:** El canal de derivación se utiliza para conducir el agua desde la presa de derivación hasta las turbinas de la central. Cuando el salto es superior a unos 15 m conviene dar entrada a las aguas en la sala de turbinas por medio de tuberías forzadas y, para ello, debe preverse una cámara de presión donde termina el canal y comienza la tubería. Por lo general, y para evitar filtraciones en el terreno, los canales de derivación están revestidos interiormente de mampostería, hormigón en masa u hormigón armado.

De acuerdo con la construcción, se logra un determinado nivel del agua antes de la contención y otro nivel diferente después de la misma, como se muestra en la Figura 3.2. Ese desnivel se aprovecha para producir energía mecánica en la turbina que, acoplada al eje de un generador eléctrico (usualmente asíncrono), produce energía eléctrica.

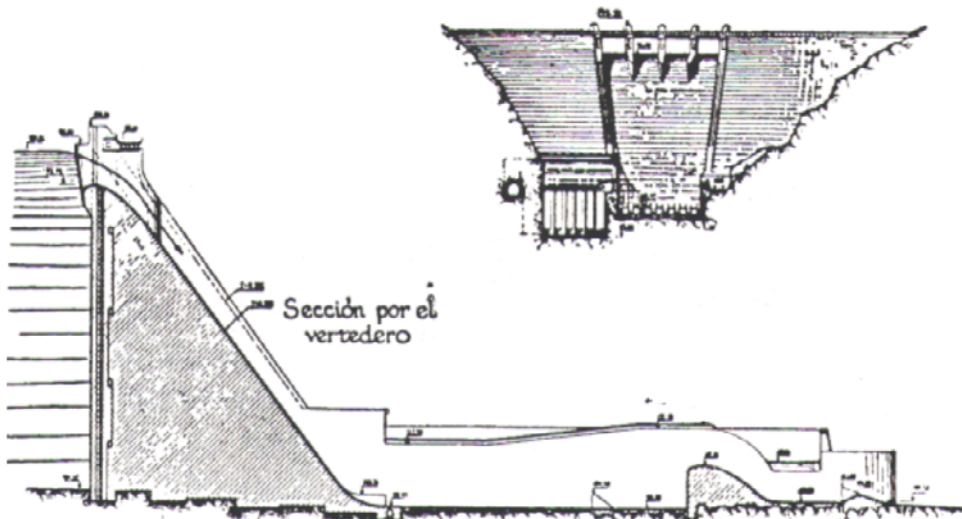


Figura 3.2. Presa de hormigón.
Fuente: Zoppetti (1982).

Las presas de hormigón son las más utilizadas y se pueden clasificar en:

- **De gravedad:** Como se muestra en la Figura 3.2, tienen un peso adecuado para contrarrestar el momento de vuelco que produce el agua.
- **De bóveda:** Necesita menos materiales que las de gravedad y se suelen utilizar en gargantas estrechas. En estas, la presión provocada por el agua se transmite íntegramente a las laderas por el efecto del arco.

SALA DE MÁQUINAS

Es la edificación donde se transforma el movimiento del agua —su energía cinética— y su caída —energía potencial— en energía eléctrica. Está compuesta por varios elementos, entre los que se incluyen las turbinas, los generadores, la sala de control o cuarto de máquinas y los equipos auxiliares.

Turbinas

Las turbinas hidráulicas son el elemento fundamental para el aprovechamiento de la energía en las centrales hidráulicas. Transforman en energía mecánica la energía cinética (fruto del movimiento) de una corriente de agua. Su componente más importante es el rotor que tiene una serie de palas, de tal forma que el agua en movimiento produce una fuerza que impulsa el rodillo y lo hace girar. Las podemos clasificar en dos grupos:

- **Turbinas de acción:** Son aquellas en las que la energía de presión del agua se transforma completamente en energía cinética. Tienen como característica principal que el agua tiene la máxima presión en la entrada y la salida del rodillo. Un ejemplo de este tipo son las turbinas Pelton.
- **Turbinas de reacción:** son aquellas en las que solo una parte de la energía de presión del agua se transforma en energía cinética. En este tipo de turbinas, la presión del agua a la salida es menor que a la entrada. Un ejemplo representativo de este tipo es la turbina Francis. Actualmente, las turbinas más utilizadas y con mejores resultados son las Pelton, Francis y Kaplan.

A continuación, se enumeran sus características técnicas y las aplicaciones más destacadas:

- **Turbina Pelton:** Se conoce con el nombre de turbina de presión. Son adecuadas para los saltos de gran altura y para los caudales relativamente pequeños (ver Figura 3.3). La forma de instalación más habitual es la disposición horizontal del eje.



Figura 3.3. Turbina Pelton.
Fuente: Elaboración propia.

Las turbinas Pelton cuentan con unas cucharas o palas que son conocidas como álabes. El álabe tiene la forma de doble cuchara, con una arista diametral sobre la que incide el agua. En las siguientes imágenes veremos la forma del álabe.



Figura 3.4. Detalle de los árboles.
Fuente: Elaboración propia.

- **Turbina Francis:** Es conocida como turbina de sobre presión, porque la presión es variable en las zonas del rodillo. Las turbinas Francis se pueden usar en saltos de

diferentes alturas dentro de un amplio margen de caudal, pero son de rendimiento óptimo cuando trabajan en un caudal entre el 60 y el 100 % del caudal máximo (ver Figura 3.2). Pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal o en posición vertical, pero, en general, la disposición más habitual es la de eje vertical.



Figura 3.5. Turbina Francis.
Fuente: Hangzhou Hydrotu Engineering Co. Ltd.

- **Turbina Kaplan:** Son turbinas de admisión total y turbinas de reacción. Se usan en saltos de pequeña altura con caudales medianos y grandes. Normalmente se instalan con el eje en posición vertical (ver Figura 3.6), pero también se pueden instalar de forma horizontal o inclinada.



Figura 3.6. Turbina Kaplan.
Fuente: Tinck Inzeniring Tomaz Razpet S.P.

Las turbinas utilizadas en una central hidroeléctrica se clasifican en dos tipos principales: de acción y de reacción. Además, cada una presenta características específicas que permiten diferenciarlas entre sí, como se muestra en las tablas 20 y 21.

Tabla 20. Características principales de las turbinas de acción.

Turbina	Q (Caudal)	H (Altura)	P (Potencia)	Eficiencia máxima
	(m ³ /s)	(m)	(kW)	(%)
Pelton	[0.05–50]	[30 – 1,800]	[2 – 300,000]	91
Turgo	[0.025–10]	[15–300]	[5 – 8,000]	85
Michell-Banki	[0.025–5]	[1–200]	[1–750]	82

Tabla 21. Características principales de las turbinas de reacción.

Turbina	Q	H	P (Potencia)	Eficiencia máxima
	(m ³ /s)	(m)	(kW)	(%)
Francis	[1–500]	[2–750]	[2 – 750,000]	92
Kaplan-hélice	[100]	[5–80]	[2 – 200,000]	93

Fuente: EHU. Disponible en internet: <https://share.google/1eWYb0EKUQDgS1lr>.

Generadores eléctricos

Generador: Es el elemento encargado de convertir la energía mecánica recibida de la turbina a través de un eje en energía eléctrica para entregar a la red.

Está conformado básicamente de dos partes:

- Estator, que es la parte inmóvil del generador. Actúa como el devanado encargado de producir la potencia de salida de la máquina. Internamente, en su operación, recibe la inducción electromagnética.
- El rotor, la parte móvil, está conectada al eje de la turbina y es el que actúa como inductor del campo magnético en el generador.

Para proyectos de nano y micro hidroenergía, generalmente se usan alternadores que producen electricidad en corriente directa (CD) a 12 o 24 voltios. En proyectos más

grandes, los generadores producen electricidad a corriente alterna (CA) a voltajes y potencias mayores.

De los generadores, salen los conductores hacia la subestación.

- **Subestación eléctrica:** Es el área donde se ubican los elementos que entregan la energía a la red eléctrica. Algunos de los principales elementos son: transformador, interruptor, seccionador, conductores, redes de transmisión.
- **Transformador:** Es el principal elemento en la subestación, se utiliza para elevar la tensión generada en bornes o terminales del generador eléctrico, hacia el nivel de tensión presente en la red eléctrica donde se conectará la central hidroeléctrica. Los transformadores utilizados en grandes centrales son máquinas eléctricas estáticas de corriente alterna y de tipo trifásico.

En los proyectos de nano y micro hidroenergía, puede emplearse un inversor, cuya función es convertir la electricidad de corriente directa generada por el alternador, generalmente a bajo voltaje, en corriente alterna de mayor voltaje (por ejemplo, de 12 V a 110 V).

CLASIFICACIÓN

Un informe de la empresa energética española Endesa (2006) sobre diversas fuentes energéticas define las centrales hidroeléctricas de la siguiente manera.

Centrales de agua fluyente

En este caso no existe embalse, el terreno no tiene mucho desnivel y es necesario que el caudal del río sea lo suficientemente constante como para asegurar una potencia determinada durante todo el año. Durante la temporada de precipitaciones abundantes, desarrollan su máxima potencia y dejan pasar agua excedente. En cambio, durante la época seca, la potencia disminuye en función del caudal, llegando a ser casi nulo en algunos ríos durante el verano.

Centrales de embalses

El agua se almacena en grandes volúmenes sobre las turbinas mediante la construcción de una o varias presas, que forman lagos artificiales a partir del caudal de uno o varios ríos. El embalse permite regular la cantidad de agua que pasa por las turbinas, posibilitando la generación de energía eléctrica durante todo el año, incluso cuando el río se seca completamente en ciertas temporadas.

Sin embargo, algunas de estas centrales generan un impacto ambiental considerable, debido a la gran extensión de terreno requerida para la creación del embalse. Estas centrales se clasifican en centrales a pie de presa y centrales por derivación de aguas.

Centrales de bombeo o reversibles

Son un tipo especial de centrales que hacen posible un uso más racional de los recursos hidráulicos, ya que disponen de dos embalses situados a diferente nivel. Cuando la demanda diaria de energía eléctrica es máxima, estas centrales trabajan como una central convencional: el agua cae desde el embalse superior haciendo girar las turbinas y después queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día de menor demanda, el agua es bombeada al embalse superior para que vuelva a hacer el ciclo productivo. Este tipo de central es también conocido como un sistema de almacenamiento de energía.

Clasificación según su capacidad

La UPME ha definido que las centrales hidroeléctricas se clasifican de acuerdo con la potencia que generan, como se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22. Clasificación de las GCH, MCH, PCH.

Tipo de central	Rango de Potencia (MW)
Grandes Centrales Hidroeléctricas (GCH)	Superiores a 100
Medianas Centrales hidroeléctricas (MCH)	Entre 10 y 100
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH)	Menores o iguales a 10

Fuente: Elaboración propia.

Además, teniendo en cuenta el desarrollo actual de las hidroeléctricas a nivel mundial, orientado a garantizar un mayor acceso a la electricidad por parte de las comunidades, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) establece una clasificación más específica de este tipo de centrales, las cuales se dividen como muestra la Tabla 23.

Tabla 23. Clasificación de las PCH´s según la potencia.

Tipo de central	Potencia (kW)
Minicentrales	Entre 50 y 500
Microcentrales	Entre 5 y 50
Picocentrales	Entre 0.5-5

Fuente: Elaboración propia.

Existe una tecnología de pequeña escala que ha adquirido creciente relevancia: las turbinas hidrocínicas. Estas aprovechan el flujo natural del agua en ríos, mares o canales para captar su energía cinética y transformarla en energía eléctrica. Se trata de sistemas energéticos de eje vertical u horizontal, diseñados para pequeñas caídas de agua, con bajo costo, rápida implementación y mínimo impacto ambiental (Cardona-Mancilla et al., 2018). Una investigación reciente en Colombia presentó un análisis relevante sobre el potencial y desarrollo de estos sistemas de generación hidrocínica (Rueda-Bayona et al., 2023).

CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Generalmente, para el desarrollo de una planta hidroeléctrica conectada a la red nacional se necesita evaluar los siguientes aspectos:

- Estudio geotécnico para evaluar las condiciones geológicas del sitio.
- Estudio hidrológico para estimar el tamaño y el rendimiento del proyecto basado en el caudal y la caída.
- Experiencia en ingeniería de proyectos hidroeléctricos para estimar su impacto desde una perspectiva de rendimiento, impacto ambiental, construcción, interconexión, operación y costos.
- Experiencia legal: permisos y aprobaciones requeridas y preparar la documentación necesaria para hacer el proyecto bancable.

- Relaciones con contratistas de ingeniería, adquisiciones y construcción. Proveedores de operación y mantenimiento.
- Relaciones con instituciones financieras e inversionistas.

Asimismo, varios factores contribuyen a la potencia total disponible de un sistema hidroeléctrico, como el caudal: la cantidad de agua que pasa en un tiempo dado; la caída: la distancia vertical entre el punto de toma de agua y la turbina; las pérdidas de fricción entre la toma y la turbina; las eficiencias de la turbina y el generador.

Otros factores por considerar que afectan la potencia total disponible son el porcentaje del agua que se desvía y las características bio-climáticas como sequías e inundaciones. También deben considerarse los siguientes aspectos: la presa debe ser impermeable para evitar filtraciones, tanto a través de su estructura como por debajo de ella. Estas filtraciones deben controlarse al máximo con el fin de prevenir la pérdida de agua y el deterioro de la infraestructura.

Estructuralmente, debe estar construida de forma que resista las fuerzas que se ejercen sobre ella. Estas fuerzas son:

- La gravedad (que empuja a la presa hacia abajo).
- La presión hidrostática (la fuerza que ejerce el agua contenida).
- La presión hidrostática en la base (que produce una fuerza vertical hacia arriba que reduce el peso de la presa).
- La fuerza que ejercería el agua si se helase.
- Las tensiones de la tierra, incluyendo los efectos de los sismos.

Además de los aspectos técnicos propios del diseño hidráulico, es necesario considerar varios criterios geológicos y ambientales para seleccionar adecuadamente el sitio donde se construirá una presa. Uno de los factores más importantes es el riesgo de terremotos, el cual forma parte del análisis geológico indispensable para garantizar la estabilidad de la estructura.

Asimismo, se deben evaluar la utilidad y el valor de las tierras que quedarán inundadas por el embalse, así como la posible afectación a vías de comunicación o infraestructura cercana.

Otro aspecto clave es la protección contra la erosión de aguas abajo. Para evitar que el flujo liberado erosione la base de la presa, se construyen cuencas amortiguadoras, las cuales reducen la velocidad del agua y forman parte integral del sistema de protección de la presa

SELECCIÓN DE MICRO Y PICO CENTRALES

En este apartado se presenta una curva de selección de turbinas de baja potencia utilizadas en aplicaciones hidroeléctricas. El eje horizontal representa el caudal del afluente expresado en litros por segundo, mientras que el eje vertical muestra la altura o cabeza de caída del agua. Cada línea de color o curva corresponde a una potencia nominal de salida de la máquina, medida en vatios (W). La línea roja horizontal señala los puntos de no factibilidad técnica, mientras que la línea azul, identificada como “2 kW”, indica el máximo valor técnico alcanzable para este tipo de turbina. Finalmente, las líneas punteadas dividen el gráfico en tres zonas correspondientes a distintos anchos característicos (30, 60 y 100 mm), tal como se muestra en la Figura 3.7.

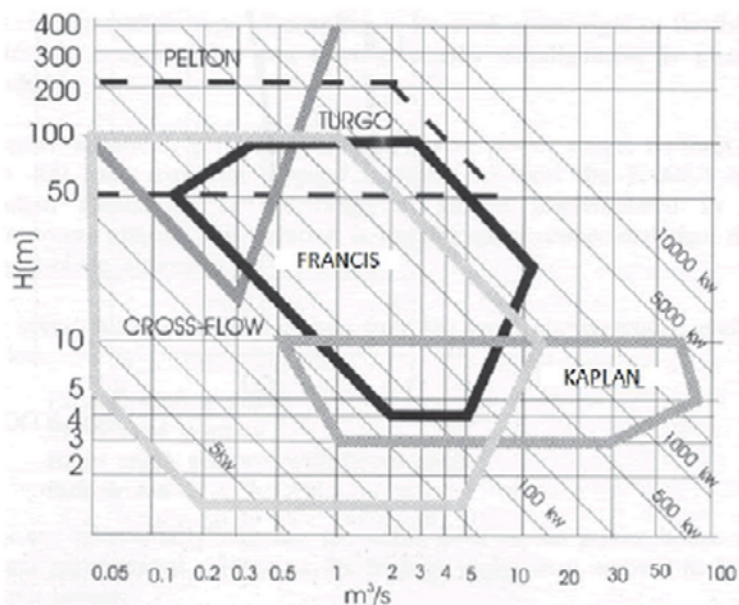


Figura 3.7. Curvas de selección de turbinas hidroeléctricas.

Fuente: Curvas de selección de turbinas. Morales, S., Corredor, L., Paba, J. & Pacheco, L. (2014).

NORMATIVA

Particularmente en Colombia, durante los últimos años se han realizado esfuerzos significativos para regular los procesos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. En 1984 se creó el Comité de Protección y Desarrollo de la Industria Nacional, liderado por ISA. Un año después, en 1985, se conformó el Comité de Calidad, con la participación de diversas empresas del sector. Finalmente, en 1995, se estableció el Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico (CIDET), con el propósito de fortalecer la innovación y la eficiencia tecnológica en el ámbito energético nacional.

Las normas que actualmente rige a las hidroeléctricas son:

- **Resolución 055 de 1994:** Se establecen las normas aplicables a la actividad de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para las plantas de más de 10 MW que decidan ser despachadas centralmente.

- **Resolución 024 de 1995:** En el anexo A3 de esta resolución se establece que los generadores no despachados centralmente no se consideran para propósitos de fijar el precio de bolsa, sin embargo, la parte de su generación inyectada al sistema (no contratada) debe ser pagada al precio de la energía en la bolsa.
- **Resolución 086 de 1996:** Se establece que las plantas menores con capacidad efectiva menor de 10 MW no tendrán acceso al despacho central y por lo tanto no participarán en el mercado mayorista de electricidad.
- **Resolución 116 de 1996:** Esta resolución establece los criterios sobre los cuales opera el cargo por capacidad para las plantas que sean despachadas centralmente (capacidad instalada superior a 20 MW y los superiores a 10 MW que decidan acogerse al despacho central).

Tabla 24. Guía para el equipamiento electromecánico de pequeñas instalaciones hidroeléctricas.

Guía Técnica Colombiana (GTC)	OBSERVACIÓN
GTC 81	Guía para el equipamiento electromecánico de pequeñas instalaciones hidroeléctricas.

Fuente: Guía Técnica Colombiana. Disponible en Internet en: http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro_Normalizacion/Icontec%20Solar.pdf.

RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La hidroenergía representa actualmente el 6.8 % del total de la energía primaria utilizada a nivel mundial. Se trata de una fuente de energía renovable y prácticamente inagotable, reconocida además como la más eficiente y económica a largo plazo dentro del conjunto de energías limpias disponibles.

Se espera que la capacidad hidroeléctrica mundial aumente un 17 % entre 2021 y 2030, liderada por países como China, India, Turquía y Etiopía. Sin embargo, esta tasa de crecimiento es casi un 25 % menor a la de la década anterior. Para invertir esta tendencia, se requieren medidas políticas y los gobiernos deben promover un despliegue más rápido de la energía hidroeléctrica, entre ellos garantizar la viabilidad económica y las normas de sostenibilidad ambiental, que se presentan en los grandes proyectos. (IEA, 2021)

En Colombia, el 68 % de la producción de electricidad es de origen hidroeléctrico, lo que presenta al país con una matriz eléctrica en su mayoría limpia, pero con una debilidad en largos periodos de calor o sequía como el fenómeno de El Niño.

Las emisiones atribuidas a la implementación de grandes centrales hidroeléctricas son muy escasas, a pesar de que puede afectar negativamente al medio ambiente, en lo que respecta a la construcción de las centrales hidroeléctricas y los cambios que genera en el ecosistema por cambios en ríos, hábitat de animales y temperatura de ecosistemas.

En la transición energética colombiana, los nuevos proyectos de energía hidroeléctrica deben ser de pequeña, mediana y microescala, y estar acordes a la clasificación de pequeñas centrales hidroeléctricas que ha definido la OLADE. De esta manera, se pueden generar soluciones de electricidad locales para poblaciones pequeñas, mediante pequeños proyectos que son sostenibles ambiental y económicamente.



BIOCOMBUSTIBLES

LUZ MARINA FLÓREZ PARDO

INTRODUCCIÓN

Ante los demostrables efectos de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) sobre el cambio climático y la vida en el planeta, se están haciendo ingentes esfuerzos por buscar alternativas para disminuirlos.

A través de numerosos estudios, los biocombustibles líquidos han demostrado su contribución a la reducción de los GEI y su relevancia en proyectos de transición energética. Por esta razón, en este capítulo se presenta una revisión del estado del arte del bioetanol de primera y segunda generación, así como del biodiésel, destacando sus ventajas y desventajas tanto técnicas como asociadas a su uso. Asimismo, se abordan los aspectos normativos que regulan y promueven el aprovechamiento de la biomasa como fuente de bioenergía.

Se entiende por biocombustibles aquellos energéticos, como el bioetanol y el biodiésel, obtenidos a partir de materia orgánica. Su relevancia aumenta en la medida en que se vuelve imperativo avanzar en la descarbonización del sector energético.

En el caso del etanol de segunda generación, los procesos de deslignificación de origen químico se encuentran ampliamente desarrollados; sin embargo, resultan agresivos

con el medio ambiente y costosos de bioremediar. Por esta razón, es necesario promover el desarrollo de procesos enzimáticos, físicos o térmicos de baja temperatura que permitan hacerlos más viables y sostenibles.

En cuanto al biodiésel, particularmente en el contexto colombiano, uno de los factores que más incide en su costo de producción es el precio de la materia prima. Una alternativa para reducirlo consiste en emplear aceites de cocina usados. No obstante, se requiere una política pública que incentive su recolección en restaurantes, viviendas, instituciones educativas y otros espacios, a precios que hagan posible su aprovechamiento a nivel industrial.

DEFINICIÓN

Los biocombustibles pueden reemplazar parcialmente a los combustibles fósiles, sobre todo en aplicaciones de fuentes móviles como el transporte terrestre, aéreo y marítimo. En comparación con otras energías alternativas, como la proporcionada por el hidrógeno, el reemplazo de los combustibles fósiles por biocombustibles en el sector de transporte carretero puede ser realizado con menores costos, debido a que no requieren grandes cambios en la tecnología actualmente utilizada, ni tampoco en el sistema de distribución. Los biocombustibles tienen la ventaja de no competir con los alimentos. Además, tienen otros componentes que pueden ser aprovechados en otras industrias, como la de alimentos, química, farmacéutica y cosmética.

PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA

En Colombia se producen dos biocombustibles principalmente: el bioetanol y el biodiesel. El primero se mezcla con la gasolina en una relación que empieza por el prefijo E. Por lo tanto, E10 representa una mezcla compuesta por 10 % de bioetanol y 90 % de gasolina en volumen. En el caso del biodiesel, se utiliza el prefijo B, donde B20 representa una mezcla también en volumen de 20 % de biodiesel y 80 % de Diesel.

Para el 2019, se consumieron aproximadamente 480,855.8 galones/día de bioetanol en mezcla E10 con la gasolina (Fedebiocombustibles, 2020a). En el caso del biodiesel,

la demanda fue de 438,492.1 galones/día, para la mezcla B10 (Fedebiocombustibles, 2020b). En el 2021, la demanda total para etanol fue de 432'000,000 de L y de diésel de 634,119 toneladas (Fedebiocombustibles, 2022).

APLICACIÓN

La implementación de biocombustibles se orienta principalmente a su uso en procesos de combustión para la producción de calor, aplicable a la calefacción urbana, a diversos procesos industriales y a la generación de electricidad, así como a la carburación en motores térmicos, tanto de explosión como de combustión interna. En la actualidad, se desarrollan biocombustibles gaseosos destinados a su utilización en turbinas de gas.

Los principales campos de aplicación de los biocombustibles son:

Producción de electricidad

Mediante alternadores acoplados a motores accionados por biocombustibles líquidos, biogás o gas de gasógeno. Utilizable en general para potencias inferiores a 1 MW.

Mediante centrales térmicas de combustión que utilicen biocombustibles sólidos para producir vapor y para mover una turbina acoplada a un alternador. Utilizables para potencias entre 1 y 100 MW.

Mediante plantas de gasificación de la biomasa, cuyo gas puede generar electricidad mediante un proceso de ciclo combinado de turbina de gas y producción de vapor. Utilizable para instalaciones entre 1 y 40 MW.

Transporte y motores móviles

Bioetanol sustituto o aditivo de la gasolina, obtenido a partir de biomasa rica en azúcares.

Bioaceites y los correspondientes ésteres derivados, sustitutivos del gasoil de automoción, obtenidos a partir de semillas oleaginosas, grasas y aceites usados de fritura.

Gas de cocina

Biogás obtenido por el proceso de digestión anaeróbica de aguas residuales o biomásas ricas en materia orgánica.

Gas de gasógeno obtenido a partir de biomasa lignocelulósica.

Calefacción

Combustión de biomasa lignocelulósica, ya sea en viviendas o en distritos residenciales.

Actividades que utilicen motores estáticos no eléctricos

Las actividades realizadas en zonas rurales, alejadas de las redes eléctricas, pueden llevarse a cabo mediante motores de explosión o de combustión interna, alimentados con gas o con biocombustibles líquidos.

En la Tabla 25 se presenta una síntesis de los principales procesos de transformación de los biocombustibles derivados, así como los campos de utilización más frecuentes en cada uno de ellos.

Tabla 25. Principales procesos de transformación de los biocombustibles derivados.

	TERMOQUÍMICOS		BIOTECNOLÓGICOS		EXTRACTIVOS
Procesos	Astillado, trituración, compactación	Pirólisis, gasificación	Digestión anaerobia	Fermentación	Extracción fisicoquímica
Productos	Leñas, Astillas, Briquetas, Pellets	Gases de síntesis (H ₂ , CO), Bioaceites, biochart o biocarbono	CO ₂ , CH ₄	Metanol, etanol, butanol	Aceites Ésteres Hidrocarburos
Aplicación	Calefacción, Electricidad	Calefacción, Electricidad, Transporte, Industria	Calefacción, Electricidad, Transporte, Industria, combustión	Transporte, Industria química	Transporte, Industria química

Fuente: Adaptada de: Shahzad, H. M. A., Asim, Z., Khan, S. J., Almomani, F., Mahmoud, K. A., Mustafa, M. R. U., & Rasool, K. (2024). Disponible en: <https://doi.org/10.1007/s44274-024-00171-w>.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Ventajas

La biomasa tiene un contenido mínimo de azufre y, por lo tanto, no contribuye a las emisiones de dióxido de azufre, pero no se puede decir lo mismo de otros bioelementos. Por otro lado, la conversión de residuos agrícolas y la basura sólida para la producción energética es un uso eficaz de los residuos que a su vez aporta significativamente al problema de la disposición de basura. Asimismo, es un recurso que no está afectado por fluctuaciones de precio a nivel mundial o por las incertidumbres producidas por las fuentes de combustibles fósiles, lo cual es una ventaja y debe ser punto de partida para el desarrollo que necesita.

Desventajas

- Menos rendimiento energético.
- Producción estacional (no para biocombustibles de residuos).
- Necesidad de acondicionamiento y transformación.
- Algunos compiten por suelos destinados a la alimentación (no los de segunda generación).
- Algunas veces resulta de la deforestación de bosques primarios y/o secundarios.
- Uso intensivo de agua, fertilizantes, fungicidas, etc., lo cual es típico en cualquier agroindustria.
- Alto costo de cosecha y siembra.
- Aumento del precio de los alimentos: cereales, azúcar, maíz. Esto ocurre cuando se usan biocombustibles de primera generación.

CLASIFICACIÓN

A continuación, se realiza una clasificación básica de los biocombustibles.

Biocombustibles de primera generación

Son biocombustibles que provienen de cultivos con mucho desarrollo agronómico y que cuentan con procesos de conversión tecnológica maduros. De acuerdo con el uso de la tierra, compiten con la producción de alimentos. Es el caso del etanol de caña de azúcar, remolacha y almidón de maíz, yuca, trigo y cebada, lo mismo que el biodiesel a partir del aceite de palma, colza y soya (ver Figura 4.1). En la Tabla 26 se encuentra una descripción detallada de los diferentes tipos de biocombustibles de primera generación, que se comercializan en la actualidad.

Participación de las materias primas usadas en la producción de Biodiesel en el mundo

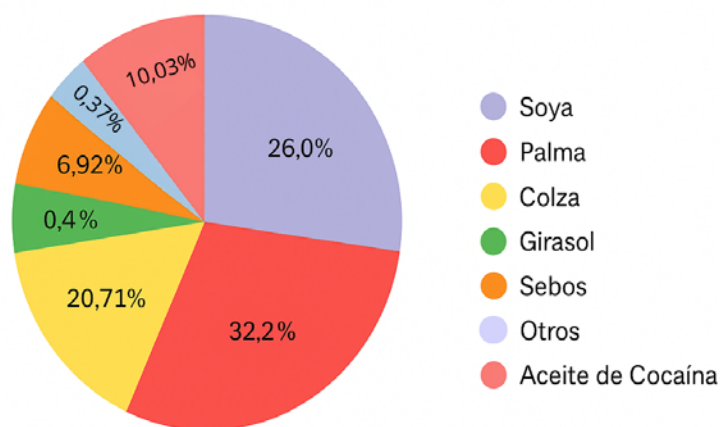


Figura 4.1. Fuentes de biodiesel de 2016.

Fuente: UFOP Report on Global Market Supply 2017/2018. Disponible en: <https://www.ufop.de/medien/downloads/english/general/>

Tabla 26. Tipos de biocombustibles de primera generación.

Tipo biocombustible	Nombre especificado	Materia prima	Proceso de producción
Bioetanol	Bioetanol convencional	Almidones, azúcares de caña y remolacha	Hidrólisis, fermentación, destilación, deshidratación
Biodiesel	Biodiesel de aceites vegetales	Aceite de plantas oleaginosas (palma, soya, jatropha)	Prensado en frío/ extracción y transesterificación
Biogás/biometano	Biogás	Biomasa con alto contenido de materia orgánica	Digestión anaerobia/ purificación de gases

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se explica en forma más detallada en qué consisten estos biocombustibles de primera generación.

Biocombustibles Líquidos

Bioetanol ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$): Se produce por la fermentación de una fuente de sacarosa o glucosa, como la presente en la caña de azúcar, la remolacha azucarera, lo mismo que a partir de almidones de tubérculos (papa, yuca, ñame), gramíneas (maíz) o cereales (trigo, cebada, arroz). Se comercializa en forma anhidra para poder mezclarse con la gasolina. También recibe el nombre de alcohol carburante.

Biodiesel: Para producir este biocombustible se parte de un aceite o grasa, ya sea de fuente animal o vegetal. Por ser esta molécula muy grande, se debe fraccionar o romper, para que pueda tener una buena combustión dentro de un motor de ciclo Diesel. Este rompimiento se hace a través de un proceso químico llamado transesterificación, que además de producir biodiesel, también produce glicerol. Se hace a través de la intermediación de un alcohol (metanol o etanol), reacción que dependiendo de la acidez del glicérido puede ser catalizada en medio ácido o básico o con el uso de catalizadores heterogéneos, hechos principalmente de aleaciones entre diferentes elementos metálicos como plata, zinc, rodio, platino, paladio, etc.

Biobutanol: Es un alcohol de cuatro carbonos que se produce por fermentación de azúcares y glicerol, principalmente. Es una reacción que es estrictamente anaeróbica (sin aire) y en la que intervienen diferentes tipos de microorganismos, sobre todo del género *Clostridium*. Este biocombustible es difícil de producir, porque además del butanol también se produce ácido acético y propanodiol, sustancias que luego deben separarse por destilación.

Biocombustibles gaseosos

Biometano/biogás: Se produce a partir de la digestión anaerobia de residuos sólidos como estiércol, pastizales, residuos de cosecha o cualquier otro tipo de biomasa o de efluentes ricos en materia orgánica, como las aguas residuales. Es una reacción

compleja que se produce en tres fases: hidrólisis, acetilación y metanización, en la que intervienen diferentes tipos de microorganismos.

Dependiendo de cómo se controle el proceso se producen en diferentes relaciones tres gases principalmente: metano, dióxido de carbono y azufre. Lo ideal es que el CH_4 se produzca en concentraciones mayores al 60 %. Si esta sustancia se encuentra mayor al 90 %, el biogás recibe el nombre de biometano.

Biohidrógeno: Puede producirse del bioetanol tanto por procesos no térmicos como fermentación y fotocátalisis, como de procesos termoquímicos a altas temperaturas. Este último es el de más alta eficiencia y rendimiento a nivel industrial, sobre todo el de *reforming* con vapor. Es un biocombustible de alta eficiencia energética y de bajo impacto ambiental combinado con celdas combustibles (Sánchez et al., 2020 Yahaya et al., 2022).

Biocombustibles sólidos

Pellets: Resulta de reducir una biomasa seca con alto poder calórico a un tamaño de partícula menor a 1 mm. Se densifica por compactación para formar cilindros con tamaños de 3 cm de largo por 6 a 10 mm de diámetro. Se puede utilizar como aglutinante de aceites, lignina y parafinas. Se usan para calefacción de los hogares.

Briquetas: También son cilindros que resultan de densificar la biomasa por compactación, con la compañía o no de un aglutinante. Se utilizan como combustible en calderas industriales. Las briquetas tienen una longitud de 10 a 25 cm por un diámetro por encima de los 5 cm.

Biocombustibles de segunda generación

Debido a que los biocombustibles actuales de primera generación generan muchas dudas acerca de su impacto medioambiental y de su repercusión social relacionado con el uso de la tierra, que compite con la seguridad alimentaria de las poblaciones, desde la década de los noventa se ha impulsado el desarrollo de los denominados biocombustibles de segunda generación.

Estos biocombustibles se han producido a partir de desechos vegetales provenientes de actividades agrícolas, de cosecha, agroindustriales y residenciales. Por su estructura celular que está compuesta de celulosa, hemicelulosa y lignina, se les denomina residuos lignocelulósicos.

Estos residuos presentan la ventaja de carecer, hasta el momento, de valor comercial, pero poseen un alto potencial energético que debería aprovecharse. Su utilización podría generar nuevas cadenas de valor y numerosos empleos, contribuyendo así al desarrollo económico de las regiones. Como desventaja, es necesario evaluar el componente logístico asociado al acopio, transporte y disposición de los residuos, con el fin de determinar la viabilidad económica de su recolección y aprovechamiento.

La fracción útil para la producción de etanol corresponde a la celulosa y la hemicelulosa, biopolímeros constituidos por azúcares. Esto exige la eliminación de la lignina, un compuesto altamente recalcitrante y de difícil degradación, lo que representa el principal reto tecnológico para el aprovechamiento de dichos azúcares. Otro desafío es la conversión de la celulosa y la hemicelulosa en azúcares simples —glucosa, xilosa y arabinosa— mediante el proceso de hidrólisis, que puede realizarse químicamente, con ácido sulfúrico, o por vía enzimática.

Todas estas condiciones hacen que el costo de procesamiento de los biocombustibles de segunda generación sea superior al de los de primera generación, lo que impulsa la búsqueda de residuos más económicos, con bajos costos logísticos, así como de enzimas más eficientes y asequibles que faciliten los procesos de hidrólisis.

El uso de residuos lignocelulósicos para la producción de biocarburantes elimina la presión sobre los cultivos destinados a fines alimenticios o energéticos. En este sentido, los biocombustibles de segunda y posteriores generaciones surgen con el propósito de superar las limitaciones de la expansión agrícola y los conflictos asociados al uso de cultivos alimentarios para la producción de energía (ver Tabla 27). Es decir:

Etanol se obtendrá de:

- Residuos Agrícolas y forestales: lignocelulósicos.
- Residuos industriales de pulpa y papel: Fuente de celulosa.
- Residuos domésticos orgánicos.

Biodiesel se obtendrá de:

- Aceite usado de cocina.
- Micro y macroalgas.
- Varias especies de euphorbiaceas, como la higuera y la *Jatropha curcas*.

Tabla 27. Tipos de biocombustibles de segunda generación.

Tipo de biocombustible	Nombre específico	Materia prima	Proceso de producción
Bioetanol	Bioetanol Celulósico	Material Ligno-Celulósico	Avanzada: pretratamiento para reducir de tamaño y eliminar la lignina, hidrólisis, fermentación, destilación y deshidratación
Biocombustibles sintéticos	Biomasa Licuefactada (BTL) biodiesel sintético, biometanol, mezclas de alcoholes	Material Ligno-Celulósico	Gasificación y síntesis química
Biodiesel (híbrido entre 1 y 2 generación)	NE * BTL	Aceites Vegetales y Grasa Animal	Refinación de aceite, transesterificación, eliminación de humedad
Biogás	SNG (Gas Natural Sintético)	Material Ligno-Celulósico	Gasificación y síntesis química
Bio-Hidrógeno		Material Ligno-Celulósico	Gasificación y síntesis química

Fuente: Adaptada de: Shahzad, H. M. A., Asim, Z., Khan, S. J., Almomani, F., Mahmoud, K. A., Mustafa, M. R. U., & Rasool, K. (2024). Disponible en: <https://doi.org/10.1007/s44274-024-00171-w>.

BIOETANOL

Proceso de elaboración del etanol

El etanol se puede obtener por dos vías: la química y la biotecnológica. En el primer caso, se produce del petróleo por procesos de síntesis a partir del etileno, con una pureza del 99,9 %. Su principal aplicación es industrial. La ruta biotecnológica produce

alcohol para otros usos como el alimenticio, farmacéutico y como combustible. Se complementa con la destilación y la deshidratación para lograr una pureza del 99,5 %.

Por vía biotecnológica, el etanol puede producirse a partir de los azúcares contenidos en diversas fuentes, como el jugo y la melaza de caña de azúcar y remolacha; los almidones presentes en tubérculos, cereales y granos; así como en frutos como el plátano y el banano, además de la celulosa (Verma, 2000; Hari, Janardhan y Chowdary, 2001; Zabed et al., 2017; Zhao et al., 2020).

Estos azúcares son fermentados por levaduras, que los transforman en etanol y dióxido de carbono (CO_2). De esta manera, por cada mol de sacarosa se producen cuatro moles de etanol y cuatro moles de gas carbónico (Blanco-Chaparro y Rodríguez, 2012). En consecuencia, el rendimiento teórico de un kilogramo de azúcar invertido (equivalente a 0.95 kg de sacarosa) es de 0.511 kg de etanol absoluto (100 % puro) y 0.489 kg de dióxido de carbono (Siqueira et al., 2008; Zabed et al., 2017).

Las levaduras alcoholeras más importantes son las del género *Saccharomyces cerevisiae*, aunque también cumplen esta función otros microorganismos del género *Saccharomyces* *S. stipitis*, *Kluyveromyces fragilis*, *Kluyveromyces marxianus* y *Zymomonas mobilis*, con menos eficiencia (Mohd-Azhar et al., 2017; Zabed, et al., 2017; Van Aalst et al., 2022).

A través de los procesos de fermentación se obtiene etanol en una concentración en volumen entre un 8 y un 10 %. Esto implica que hay que eliminar más de un 90 % de agua, impurezas y otros alcoholes superiores, lo cual se hace a través de un sistema de múltiples columnas de destilación, de las cuales se obtiene el etanol con una pureza del 96 %. El residuo denominado vinaza contiene esencialmente levadura y minerales que pueden ser utilizados como fertilizantes. Posteriormente, dicho alcohol se deshidrata por medio de extracción reactiva, azeotrópica o por procesos de separación con membranas, para lograr concentrarlo hasta un 99,6 % en volumen. En esta concentración ya se puede mezclar con la gasolina.

El bioetanol en el mundo

Entre las décadas de 1960 y 1970 se presentaron diversos conflictos internacionales, como el árabe-israelí, que provocaron la inestabilidad del precio del crudo. Esta situación llevó a numerosos países dependientes del petróleo a buscar alternativas energéticas para sustituir los combustibles fósiles en el sector del transporte.

Entre ellos destacó Brasil, que identificó en sus extensas plantaciones azucareras una oportunidad para transformarlas en una fuente de bioetanol. Con este propósito, el país puso en marcha el Programa Nacional del Alcohol (PROALCOOL) en la década de 1970. Desde entonces, la producción de etanol ha mantenido un crecimiento sostenido, pasando de 12 mil millones de litros en los años ochenta a 24.500 millones de litros en 2016 (Zafranet, 2017).

Con esta producción, Brasil ocupa el segundo lugar a nivel mundial, con una participación del 27 % en el mercado global (Bolsa de Comercio del Rosario, 2017), precedido únicamente por Estados Unidos. Asimismo, el país ha desarrollado la tecnología flex-fuel, que permite mezclar etanol con gasolina en concentraciones de hasta 85 %.

Durante más de treinta años, las tecnologías de producción de alcohol han experimentado una evolución constante. Las levaduras se han vuelto más eficientes y resistentes, al punto de poder alimentarse con la misma vinaza. A su vez, del bagazo se obtiene actualmente energía y calor suficientes para abastecer todo el ingenio azucarero.

Las calderas se alimentan hoy con bagazo o con mezclas de bagazo y carbón, y la producción de vinaza se ha reducido significativamente: de 12 litros de vinaza por litro de etanol a una relación 1:1. Además, este subproducto se aprovecha para la elaboración de compost, fertilizantes líquidos y otros productos.

Los procesos de hidrólisis también se han optimizado, permitiendo una conversión más eficiente de los almidones en azúcares fermentables. Todo ello ha contribuido a expandir la oferta mundial de etanol, logrando un precio competitivo frente a la gasolina. Este avance ha resultado especialmente importante, ya que ha permitido agregar

valor al azúcar, cuyo precio internacional se ha mantenido por debajo de los costos de producción (Benavides et al., 2003), junto con los subsidios gubernamentales que ha recibido la industria en varios países.

En este contexto, Estados Unidos se ha consolidado como el principal productor mundial de bioetanol, obtenido principalmente a partir del maíz, con una participación del 44 % del mercado global y una producción anual de 57,000 millones de litros (Portal Caña, 2017). En segundo lugar, se encuentra Brasil, seguido por el bloque de países de la Unión Europea, que produce bioetanol a partir del azúcar de remolacha. En 2015, este grupo alcanzó una producción anual de 5.100 millones de litros, impulsado por la Directiva (UE) 2015/1513 del Parlamento Europeo, cuyo objetivo es reducir en un 6 % las emisiones de gases de efecto invernadero hacia 2020 (Unión Europea, 2015). Por su parte, Colombia ocupa el noveno lugar a nivel mundial, con una producción de 450 millones de litros por año (Bioeconomía, 2014).

En el mundo, la mayor cantidad de etanol se está produciendo del maíz (61.2 %), seguido de la caña (31.5 %) y el restante de la remolacha (Bioeconomía, 2014). Tal como se observa en la Tabla 28 esto se debe a que los cereales y granos como el maíz tienen un mayor rendimiento.

Tabla 28. Rendimientos de etanol a partir de diversas materias primas.

Materia prima	Rendimiento (L/Ton)
Jugo de caña	70
Remolacha	100
Yuca	180
Sorgo dulce	86
Trigo	340–350
Maíz	370
Maíz, molienda húmeda	403
Maíz, molienda seca	419–461
Bagazo de caña	140
Paja de trigo	261
Rastrojo de maíz	228–330

Fuente: Sánchez y Cardona (2008).

Ventajas del bioetanol

En términos generales, el etanol es un combustible líquido que, por su valor calórico, resulta adecuado para su uso en vehículos automotores. Es altamente soluble en la gasolina y presenta un número de octanos superior al de la gasolina no oxigenada. Al incorporar oxigenantes, la conversión de energía térmica en energía mecánica se vuelve más eficiente, lo que se traduce en menor consumo de combustible y mayor potencia de los motores.

En pruebas realizadas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) se determinó que, con la mezcla reglamentaria, se producen los siguientes efectos: un aumento de 2 a 3 unidades en el Índice Antidetonaante (IAD) de la gasolina corriente o regular (de 81 a 84) y un incremento de 87 a 89 en la gasolina extra. Este cambio se traduce en un aumento de potencia de los vehículos entre 2 % y 15 %, acompañado de una mejora en el rendimiento del combustible entre 2 % y 6 %.

Como consecuencia, en motores de prueba se observaron reducciones en las emisiones de monóxido de carbono (CO) hasta en un 48 %, de dióxido de carbono (CO₂) hasta en un 2.5 %, y de hidrocarburos totales (THC) hasta en un 20 %. En vehículos de prueba en Bogotá, las emisiones de CO disminuyeron entre 22 % y 50 % en los vehículos con carburador, mientras que en los vehículos con inyección las reducciones fueron menores. Para ambos tipos de motores la disminución de THC se ubicó entre 20 % y 24 % (León F., 2003).

La utilización de etanol como oxigenante reemplaza el uso de plomo tetraetilo. Desde 1986 se ha limitado el uso de este compuesto, debido a los efectos tóxicos ampliamente demostrados por la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los EE. UU y cuya principal fuente fue la gasolina (90 % del total de la emisión de plomo en el aire) (Trumper y Cabanillas, 2016).

Corpodib ha estimado que, durante la plena aplicación del programa, se logra una reducción anual de seis millones de toneladas de gases de efecto invernadero (GEI),

con un importante potencial económico derivado de la transacción de Certificados de Reducción de Emisiones (CRE) a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) establecido por el Protocolo de Kioto (Corpodib, 2016).

En Brasil, se ha comprobado además una disminución significativa en los niveles de monóxido de carbono emitidos por los vehículos.

Marco jurídico

El artículo 1 de la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995, emitida por el Ministerio del Medio Ambiente, estableció las pautas para la utilización de gasolinas oxigenadas en el país a partir del 1 de enero de 2001, en proporciones mínimas del 2 % en peso o 6 % en volumen, con el propósito de reducir la contaminación ambiental (Calero, 2000).

Con base en la Resolución 898 de 1995, la Corporación para el Desarrollo Industrial de la Biotecnología y Producción Limpia (Corpodib) —entidad mixta y sin ánimo de lucro— impulsó un programa nacional para la implementación de combustibles renovables, en especial bioetanol carburante y biodiésel. Como resultado de este esfuerzo, el Gobierno Nacional promulgó la Ley 693 del 19 de septiembre de 2001, mediante la cual se aprobó el proyecto de mezcla del agroenergético etanol o alcohol carburante (recurso energético renovable) en una proporción de 10 % de etanol y 90 % de gasolina.

La aplicación de esta mezcla se estableció de manera obligatoria a partir del 27 de septiembre de 2005 en las ciudades con más de 500,000 habitantes —Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla—, conforme al Reglamento Técnico 18 0687 de 2003. Posteriormente, el 16 de septiembre de 2006 se incorporaron las ciudades de Bucaramanga, Cartagena, Cúcuta y Pereira, junto con sus respectivas áreas metropolitanas.

Esta misma Ley fijó las normas sobre el uso del alcohol carburante, así como los incentivos para su producción, comercialización y consumo (Calero y Briceño, 2003).

La Ley 788 de 2002 aprobada por el Congreso de Colombia exonera el alcohol carburante del pago de los impuestos actuales de la gasolina: impuesto global, impuesto al valor agregado (IVA) y sobretasa (Artículos 31 y 88) (Calero y Briceño, 2003). El

beneficio tributario para el productor de alcohol carburante, según esta ley, se estimaba que sería de 4 centavos de dólar por litro (Palma y Posada, 2003).

Aunque este subsidio es uno de los más bajos del mundo, el Gobierno buscaba estimular la inversión privada en las destilerías con el fin de cubrir la demanda total de alcohol carburante en el país. Es de advertir que producir combustible a partir de fuentes renovables es más costoso que a partir de fuentes no renovables. Los beneficios tributarios serán de \$750 millones diarios, es decir, \$273,750 millones en su primer año.

La Resolución 0447 de 2003 emitida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y el Ministerio de Minas y Energía, fija las características de calidad del alcohol y las gasolinas oxigenadas y el porcentaje alcohólico mínimo del alcohol anhidro en un 99.5 % (Calero y Briceño, 2003), con el fin que este pueda ser mezclado con gasolina en cualquier proporción.

Por medio de la Resolución 18 0836 del 25 de julio de 2003 del Ministerio de Minas y Energía se estructuran los precios para la producción, distribución y venta de la gasolina motor corriente oxigenada, así como el precio del alcohol carburante y las reglas de actualización de precios.

La estructura de precios del alcohol carburante incluye los siguientes rubros: ingreso al productor de etanol, transporte desde la destilería hasta la planta de mezcla, reconocimiento de las inversiones de los distribuidores mayoristas (precio máximo al distribuidor mayorista) y el precio máximo de venta al distribuidor minorista.

En 2003, el precio máximo para el alcohol carburante se fijó en \$3,471.94 por galón. Este valor se actualiza a partir del primero de enero de 2004 de la siguiente manera: 70 % por la variación del índice de precios al productor (IPP) del año inmediatamente anterior a la fecha del ajuste y 30 % con base en la devaluación anual del año anterior certificada por la autoridad competente (Calero y Briceño, 2003). Este valor concuerda con el valor de referencia dado por el Ministerio de Minas a octubre 30 de 2003 de us \$1.21 por galón.

La Resolución 2200 de diciembre 29 de 2005 emitida por el Ministerio de Ambiente y el Ministerio de Minas y Energía modifica parcialmente la Resolución 1565 del 27 de diciembre de 2004 y fija las propiedades físicas y químicas y sus límites, con los cuales se debe evaluar la calidad del bioetanol anhidro, para ser usado en mezcla con la gasolina. Una versión más actualizada de estos parámetros se reguló mediante la Resolución 0789 emitida el 20 de mayo de 2016 por los ministerios de Minas y Energía, y Ambiente.

La Ley 1151 de 2007, por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, encargada de la coordinación, puesta en marcha y desarrollo de los Biocombustibles en Colombia al Ministerio de Minas y Energía, propende por encontrar y promover políticas que no solo desarrollen el mercado de biocombustibles para diversificar la canasta energética, sino que permitan sentar las bases para avanzar hacia el desarrollo sostenible en un contexto de sostenibilidad social, ambiental, económica y financiera.

El 23 de diciembre de 2011 salió a la luz el decreto de Ley número 4892 de la Presidencia de La República a través del cual se fijan los parámetros para que, a partir del 1 de enero de 2013, se utilice el bioetanol en mezcla con la gasolina, entre un 8 % (E8) y un 10 % (E10) en volumen y que, dependiendo de la oferta, se pueda pasar a la tecnología flex fuel o a una mezcla menor. Al respecto, la Resolución 40626 del 4 de julio de 2017 emitida por el Ministerio de Minas y Energía reglamenta que la mezcla E8 entre en vigor en los departamentos de la zona norte y nororiente, centro, oriente, sur y suroccidente de Colombia a partir del 6 de julio de 2017.

La Resolución 90454 del 29 de abril de 2014 emitida por el Ministerio de Minas y Energía fija las condiciones para importar etanol en el caso que no se alcance a abastecer la demanda de este biocombustible a nivel nacional, de acuerdo con la mezcla reglamentada para la fecha. A su vez, a través de la Resolución 40565 del 15 de mayo de 2015, se fijan las fórmulas a través de las cuales se puede matemáticamente establecer la existencia de déficit en la oferta nacional del bioetanol.

Demanda y oferta en Colombia

Según la proyección de demanda de combustibles líquidos en Colombia, hecho por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en el año 2016 (UPME, 2016), se esperaba que para el 2017 el consumo de gasolina fuera en un escenario medio de 132,482 BDC (Barriles por Día Calendario), equivalentes a 21'062,991 litros/día, con una tasa de crecimiento anual de 1.9 %. Esta gasolina se usa en un 99.7 % para transporte por carretera.

Con base en estas proyecciones, se estima que, para alcanzar en el país una mezcla promedio del 8 % en volumen, se requieren aproximadamente 1'685,039 litros diarios de etanol anhidro para satisfacer la demanda nacional. No obstante, según los datos reportados por Fedebiocombustibles (2018), la producción nacional en 2017 fue de 1'091,500 litros diarios, lo que evidencia una demanda insatisfecha de cerca de 593,539 litros por día.

Ante esta situación, se hace necesario impulsar nuevos proyectos de producción que permitan cubrir el déficit y alcanzar la meta de mezcla establecida. Esta necesidad cobra mayor relevancia considerando que el Ministerio de Minas y Energía incrementó recientemente la proporción de etanol en la gasolina, pasando del 8 % al 10 %, con el fin de reducir la contaminación atmosférica y afrontar la crisis del sector de biocombustibles.

En cuanto al primer motivo, de carácter ambiental, el aumento en la mezcla busca mitigar los altos niveles de contaminación en ciudades como Bogotá y Medellín, que han llegado incluso a declarar alertas rojas debido a la concentración de material particulado superior a los límites permitidos.

El segundo motivo responde a una crisis de sobreoferta que ha afectado a las destilerías de los ingenios Incauca, Riopaila–Castilla y, próximamente, Mayagüez, las cuales operan al límite de su capacidad de almacenamiento. Esta situación se originó tras la Resolución 41053 de 2017, que autorizó la importación de etanol para mitigar el

desabastecimiento existente en ese momento. Como resultado, en 2018 ingresaron al país 17 millones de galones de etanol provenientes de Estados Unidos, equivalentes al 19 % de la producción nacional, lo que finalmente generó un efecto contrario al esperado y agravó la saturación del mercado interno.

En respuesta, el Gobierno autorizó el incremento de la mezcla a E10, tanto en la gasolina como en el biodiésel (B10) (Portafolio, 2018). Con ello, además de equilibrar la oferta y la demanda, se busca generar excedentes que permitan iniciar la exportación de este biocombustible.

Colombia es en este momento el tercer productor de alcohol en América Latina. Las principales destilerías que lo producen a partir de la caña de azúcar son siete, ubicadas en cuatro departamentos: Cauca (Incauca), Valle del Cauca (Manuelita, Riopaila, Mayagüez y Providencia), Risaralda (Ingenio Risaralda) y por último Meta (Bioenergy). Este último ingenio, de Ecopetrol, empezó a operar en octubre de 2017, con 15'000,000 de litros de etanol, pero todavía continúa en ajustes, para lograr la máxima producción de este biocombustible en la empresa (Bioenergy, 2017).

En la cadena de comercialización, Ecopetrol actúa como distribuidor gran mayorista de la gasolina hasta las plantas de abastecimiento de los distribuidores mayoristas (actualmente Exxon Mobil, Shell, Terpel y Texaco), quienes producen la mezcla (8 %, en promedio) y le agregan los aditivos necesarios para este tipo de gasolinas, cerca de los centros de producción y consumo, para que no haya hidratación de la mezcla. Los distribuidores mayoristas venden el combustible oxigenado a los distribuidores minoristas, siguiendo el esquema actual de suministro. Los distribuidores minoristas son las estaciones de servicio donde se atiende la demanda del público consumidor.

BIODIESEL

El biodiesel se puede producir a partir de aceites vegetales y grasas animales. Estas grasas y aceites son moléculas de triglicéridos de largas cadenas, en las cuales los grupos de ácidos grasos están unidos por un enlace éster a una molécula de glicerol. Las moléculas de triglicéridos difieren entre sí por la longitud de las cadenas de carbón y

el número, orientación y posición de los dobles enlaces en estas cadenas (Meher et al., 2006). Entre unos y otros hay variación tanto por la naturaleza de los ácidos grasos que lo forman, como por su composición y la presencia de otros compuestos como gomas, mucílagos, ácidos grasos libres, fosfolípidos, esteroides, agua, flavonoides y otras impurezas (Meher et al., 2006), que le imparten características propias a cada aceite.

El uso directo de aceites vegetales como combustible genera numerosos problemas, especialmente en motores de inyección directa. Entre ellos se destacan la formación de costras y gomas que obstruyen los inyectores, impidiendo una adecuada atomización del combustible, así como el espesamiento o gelificación de los lubricantes debido a la contaminación con dichos aceites. Otras desventajas incluyen su alta viscosidad —de 11 a 17 veces superior a la del ACPM— y su baja volatilidad, factores que favorecen la formación de depósitos de carbón en los motores como consecuencia de una combustión incompleta y de inadecuadas características de vaporización (Meher et al., 2006).

Estos inconvenientes están relacionados con los altos pesos moleculares de los triglicéridos presentes en los aceites vegetales. Para superarlos, se recurre al rediseño o modificación de la cámara de combustión, o bien a una ligera transformación química de los aceites que permita obtener biodiesel. Este biocombustible puede producirse mediante diversos métodos, como la esterificación de ácidos grasos, la pirólisis o la micro emulsificación (Shashikant y Hifjur, 2006); sin embargo, el proceso más empleado es la transesterificación con alcoholes de bajo peso molecular, que genera un combustible más limpio, menos viscoso y ambientalmente más seguro.

La transesterificación o alcoholólisis consiste en la reacción entre el triglicérido con un alcohol en presencia de un catalizador, para producir monoalquil ésteres de ácidos grasos y glicerol. En este proceso se presenta el desplazamiento de alcohol desde un éster por otro en un proceso similar a la hidrólisis, excepto que se usa el alcohol en lugar de agua.

Este proceso se ve afectado por la intensidad de la mezcla (rpm), la relación molar alcohol a aceite, el tipo de alcohol (por lo general metanol o etanol), tipo y cantidad

de catalizador, tiempo de reacción, temperatura y pureza de los reactivos (contenido de ácidos grasos libres y agua, principalmente) (Marchetti, 2012; Shashikant y Hifjur, 2006). El alcohol más usado es el metanol, ya que con el etanol y cuando se usa catálisis en medio básico, se forman emulsiones más estables que son difíciles de separar.

Los catalizadores empleados en la transesterificación se clasifican en cuatro grupos: básicos, ácidos, enzimáticos y fluidos supercríticos (Marchetti, 2012). Entre los catalizadores básicos, los más efectivos son el hidróxido de sodio (NaOH), el hidróxido de potasio (KOH) y los metóxidos de sodio y potasio. Cuando se requiere trabajar con catalizadores ácidos, los más recomendados son el ácido sulfúrico (H₂SO₄), el ácido fosfórico (H₃PO₄), el ácido clorhídrico (HCl) y los ácidos sulfónicos orgánicos.

La dosis de catalizador sugerida se encuentra generalmente entre 0.4 % y 2 % (p/p), aunque algunos investigadores prefieren trabajar con concentraciones más bajas, entre 0.005 % y 0.35 % (p/p) (Marchetti, 2012). Si bien la transesterificación con catalizadores homogéneos alcalinos alcanza altos niveles de conversión, este proceso presenta algunas limitaciones: demanda un alto consumo energético, dificulta la separación del glicerol, requiere la recuperación del catalizador —generalmente mediante lavado con agua— y genera efluentes que deben ser tratados. Además, la presencia de ácidos grasos libres y agua puede interferir en la reacción.

Para superar los problemas de separación de productos, se ha propuesto sustituir los catalizadores homogéneos por catalizadores heterogéneos. Dentro de estos, los más eficientes son los metálicos, entre ellos ZrO₂, ZnO, SO₄²⁻/SnO₂, KNO₃/KL-zeolita, KNO₃/ZrO₂ y SO₄²⁻/ZrO₂, siendo este último uno de los más efectivos (Jitputti et al., 2006; Tobío-Pérez et al., 2022).

También se han explorado otros tipos de catalizadores, como los enzimáticos basados en lipasas, aunque su uso resulta costoso debido a los largos tiempos de reacción y a la pérdida de actividad enzimática. Asimismo, se ha desarrollado la transesterificación con metanol supercrítico, que no requiere catalizador, pero demanda condiciones extremas de temperatura (350 – 400 °C) y presión (45 – 65 MPa), además de una elevada

relación molar aceite/alcohol (1:42). Su principal ventaja es la notable reducción del tiempo de reacción.

Para una buena transformación, se recomienda trabajar con exceso de alcohol, para forzar el equilibrio hacia la formación de ésteres. Una relación molar 6:1 es la más adecuada, por encima de la estequiométrica, que es de 3:1. Hay que tener en cuenta que un exceso de alcohol puede interferir con la separación de glicerina, ya que hace aumentar su solubilidad. También se pueden utilizar como catalizadores los ácidos de Brownsted (ácido sulfónico y sulfúrico), pero estas reacciones son lentas (más de tres horas) y requieren de temperaturas por encima de los 100 °C (Meher et al., 2006). Hay que anotar que en la catálisis homogénea con bases se trabaja a 60 °C, pero con otro tipo de catalizadores el rango de trabajo puede estar entre 25 y 120 °C (Marchetti, 2012).

Los mejores rendimientos se obtienen cuando se utilizan aceites refinados o con baja acidez, generalmente inferior al 1 % (Meher et al., 2006). A medida que aumenta la acidez del aceite, la eficiencia de conversión disminuye. En estos casos, no es recomendable emplear catalizadores básicos, ya que la formación de jabones incrementa la viscosidad o produce geles que interfieren tanto en la reacción como en la separación del glicerol.

Cuando se dispone de aceites de bajo costo o con alta acidez, lo más adecuado es realizar el proceso en dos etapas. En la primera, los ácidos grasos libres se convierten en metil ésteres mediante un catalizador ácido; en la segunda, se completa la transesterificación mediante una reacción catalizada en medio básico. Esto demuestra que el proceso de producción de biodiésel no es genérico, sino que debe adaptarse a las características específicas de la materia prima utilizada.

En Estados Unidos, el biodiésel se produce principalmente a partir de aceite de soya, con una producción de 25 millones de galones en 2003. En Europa, las fuentes predominantes son la canola, la colza y el girasol, mientras que en Malasia se utiliza principalmente la palma africana. La mayoría de estos aceites son, por naturaleza, comestibles.

En Colombia, el cultivo más promisorio para la producción de biodiésel es la palma africana, hasta el punto de que el país ocupa el cuarto lugar mundial en la producción de esta especie y el primero en el continente americano. El Plan Nacional para el Desarrollo Integral de la Agroindustria del Aceite de Palma proyectó que, para 2020, se sembrarían 640 mil hectáreas adicionales a las 190 mil existentes en 2002, con lo cual se generarían aproximadamente 100 mil empleos directos y 300 mil indirectos (Mesa, 2000).

La palma africana presenta un alto rendimiento en aceite —entre 3,000 y 5,000 kg/ha—; sin embargo, su principal desventaja es que la primera cosecha se obtiene entre los cinco y siete años después de la siembra. Además, gran parte de sus aceites son saturados, lo que puede ocasionar problemas de fluidez a bajas temperaturas.

En la industria colombiana, la mayor parte de la producción de biodiésel se realiza mediante catálisis homogénea en medio básico. No obstante, se ha comprobado que el aceite de palma presenta una alta concentración de ácidos grasos libres, lo que incrementa el consumo de catalizador y, en consecuencia, los costos de producción.

RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Los biocombustibles adquieren cada vez mayor relevancia como fuente de energía limpia, en la medida en que se vuelve imperativo avanzar en la descarbonización del sector energético. No obstante, es necesario desarrollar procesos más eficientes, económicos y sostenibles que puedan competir con los combustibles de origen petroquímico en todos estos aspectos.

En el caso del etanol de segunda generación, los procesos de deslignificación de origen químico se encuentran ampliamente desarrollados, pero resultan agresivos para el medio ambiente y costosos de bioremediar. Por esta razón, es fundamental impulsar el desarrollo de alternativas basadas en procesos enzimáticos, físicos o térmicos de baja temperatura, que permitan hacerlos viables y sostenibles.

En el caso del biodiésel en Colombia, uno de los factores que más incide en su costo es el precio de la materia prima. Una forma de reducirlo consiste en aprovechar los aceites de cocina usados; sin embargo, para ello se requiere una política pública que promueva su recolección en restaurantes, viviendas, instituciones educativas y otros establecimientos, ofreciendo precios que hagan viable su utilización a nivel industrial.

En cuanto al uso de la energía en fuentes móviles, la transición energética implica sustituir la gasolina, el diésel, el gasoil y el gas natural —todos derivados del petróleo— por alternativas renovables que generen menores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de material particulado. Entre las fuentes que cumplen con estas características se destacan los biocombustibles: bioetanol, biodiésel, biogás, biometano y biohidrógeno, entre otros.

En el marco de la transición energética, el biodiésel contribuye a reducir la dependencia del petróleo en el sector transporte mediante la expansión del uso de motores capaces de funcionar con este combustible, como ocurre con los motores tipo Flex en Brasil. Este cambio fortalecería la seguridad energética en Colombia, al promover el aprovechamiento de diversos recursos naturales que actualmente se encuentran subutilizados.

Asimismo, un incremento en la demanda de biodiésel de producción nacional generaría mayores ingresos para los agricultores que participen en su desarrollo a nivel rural, mejorando así sus condiciones de vida.

Aspectos técnicos

Los proyectos de producción de bioetanol en Colombia se implementaron con base en la tecnología desarrollada en la India por la empresa PRAJ. Lo innovador de esta tecnología es la mejora de la cepa de la levadura *Saccharomyces cerevisiae*, haciéndola más robusta y capaz de tolerar la recirculación de la vinaza —el efluente proveniente de la primera columna de destilación o despojadora.

La vinaza constituye el principal contaminante del proceso, pues es rica en sales, agua, materia orgánica y otros compuestos orgánicos. Sin embargo, mediante su recircula-

ción y concentración, se ha logrado reducir su generación de una relación inicial de 1 parte de etanol por 12 de vinaza a casi 1:1 (v/v). En la actualidad, este subproducto ya no se vierte en cuerpos de agua, sino que se aprovecha como biofertilizante líquido o se utiliza en procesos de compostaje.

Colombia, gracias a sus condiciones agroclimáticas y a las prácticas agrícolas implementadas, alcanza un rendimiento en bioetanol 1.6 veces superior al de Brasil, con una producción de 9,000 litros por hectárea al año (Campo Cuello, 2009). En 2022, el bioetanol se utilizó en una mezcla E6 (6 % de etanol y 94 % de gasolina), mientras que el biodiésel se empleó en una mezcla B10 (10 % de biodiésel y 90 % de diésel) (Fedebiocombustibles, 2024).

Aspectos ambientales

Entre 2006, año en que comenzó la implementación del proyecto de biocombustibles en Colombia, y 2023, se han evitado las emisiones de aproximadamente 34 millones de toneladas de gases de efecto invernadero (GEI) y más de 8,000 toneladas de material particulado. Esto se debe a que el bioetanol actúa como oxigenante, mejora la combustión de la gasolina y reduce las emisiones de compuestos azufrados y ácidos. Se espera que, para 2030, esta disminución contribuya a alcanzar la meta de reducción del 51 % en las emisiones (Fedebiocombustibles, 2024).

En cuanto a la huella de carbono, la producción de biocombustibles es casi neutra —o incluso reduce hasta en un 90 % las emisiones netas—, ya que el CO₂ liberado durante la combustión es absorbido por las plantas durante la fotosíntesis, favoreciendo la producción de nueva biomasa.

Otro indicador ambiental relevante es el Balance de Energía Fósil (BEF), que mide la energía contenida en el biocombustible en relación con la energía fósil consumida para producirlo. Los valores más altos corresponden a los biocombustibles celulósicos de segunda generación, con un BEF de 35.7, seguidos por los de caña de azúcar con 8.3, mientras que la gasolina y el diésel presentan un BEF de apenas 0.8.

Aspectos Económicos

Los costos de producción del etanol han variado significativamente a lo largo de los años. En 2020, el etanol era, en promedio, 3,000 pesos más costoso que la gasolina. Sin embargo, durante el segundo semestre de 2023, su precio se ubicó 700 pesos por debajo del de la gasolina. En cuanto al biodiésel, su producción sigue siendo más costosa. En 2022, el precio de producción superaba al del diésel en 13,000 pesos, aunque en 2023 los costos disminuyeron, reduciendo la diferencia a solo 6,000 pesos.

Los costos asociados a la producción de biocombustibles incluyen las materias primas e insumos, la producción, el mantenimiento, los gastos administrativos, de ventas y de capital. De todos ellos, el componente más significativo corresponde a las materias primas, que representan entre el 70 y el 80 % del costo total, mientras que los costos de mantenimiento y producción constituyen alrededor del 20 %.

Dentro de los costos de materia prima se consideran el valor de la tierra, la siembra, el mantenimiento del cultivo (control de plagas, fertilización, manejo de malezas, riego) y la cosecha. En este sentido, Brasil presenta costos de cultivo de caña de azúcar 2.31 veces menores que los de Colombia (Campo Cuello, 2009), debido principalmente a factores como la economía de escala y los menores precios de los insumos.

Por último, la utilización del biodiésel contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al transporte, ya que su combustión es considerablemente más limpia que la de los combustibles fósiles, lo que mejora la calidad del aire.

Aspectos sociales

Los proyectos de biocombustibles han generado puestos de trabajo en el área rural, técnica, de ingeniería, administrativa y de ventas, entre otros. También se han estructurado nuevas cadenas de valor. Estos proyectos han dado estabilidad a la industria azucarera colombiana, que ha tenido crisis por los bajos precios que tiene este insumo en los mercados internacionales. Con ello, se han protegido miles de empleos. Tam-

bién la industria cañera tiene programas académicos y sociales con las comunidades que impacta.

En el caso de Brasil, el bioetanol aporta al 18 % de la energía que se consume en el país, con el uso de solo el 0.7 % de la tierra arable, reemplazando el 45 % de toda la gasolina que se consume en el territorio (Lain,S et al., 2016). Se han generado entre 0.07 y 0.3 empleos por hectárea para el biodiesel y para el bioetanol, 37 empleos directos en el campo por cada millón de litros producidos de la caña de azúcar, siete veces más de los que se generan en Estados Unidos a partir del maíz (Campo Cuello, 2009).

En Colombia, según las proyecciones de la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética) se espera que a 2030 el consumo de la leña y el carbón se reduzca en un 75 % con el uso de biocombustibles, gas natural y electricidad. Esta sustitución tiene efectos positivos sobre la salud de los pulmones de las personas que lo usan (Silva et al., 2016).



BIOMASA

FÉLIX GONZÁLEZ PÉREZ

INTRODUCCIÓN

La biomasa es la porción biodegradable de residuos orgánicos y desechos de origen biológico que pueden ser de tipo agrícolas (de cosecha), industriales (aserrín), animales (heces o excretas), forestales e incluso los domésticos (frutas, verduras y demás). A nivel global, la bioenergía sólida representa el 10 % del suministro de energía en la actualidad. Un poco más del 40 %, alrededor 25 exajoules (EJ), es biomasa tradicional para cocinar y calentar (quemándolo directamente), que es utilizada por alrededor de 2,400 millones de personas en todo el mundo sin acceso a instalaciones limpias para cocinar, el resto, alrededor de 35 EJ, es bioenergía sólida moderna, que se utiliza principalmente para generar electricidad, proporcionar calor para la industria y los edificios, y como materia prima para biocombustibles.

En una transición energética, la biomasa puede desempeñar un papel importante en la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles (descarbonización) y aunque es considerada la menos popular de las fuentes de energía renovables, tiene un gran potencial en el planeta.

DEFINICIÓN

Biomasa es la cantidad de materia viva producida en un área determinada de la superficie terrestre, o por organismos de un tipo específico.

El término “Biomasa” se utiliza para denominar a un tipo de energía renovable basada en la utilización energética de la materia orgánica formada por vía biológica o productos derivados de esta, también es utilizado con frecuencia en las discusiones relativas a la energía de biomasa, es decir, a los combustibles que se obtienen directa o indirectamente de recursos biológicos.

La materia orgánica integrante de la biomasa puede proporcionar energía bien de forma directa, por combustión, o bien a través de compuestos derivados tales como alcoholes, ésteres de ácidos grasos procedentes de la hidrólisis de aceites o gases de gasógenos o de digestión anaerobia.

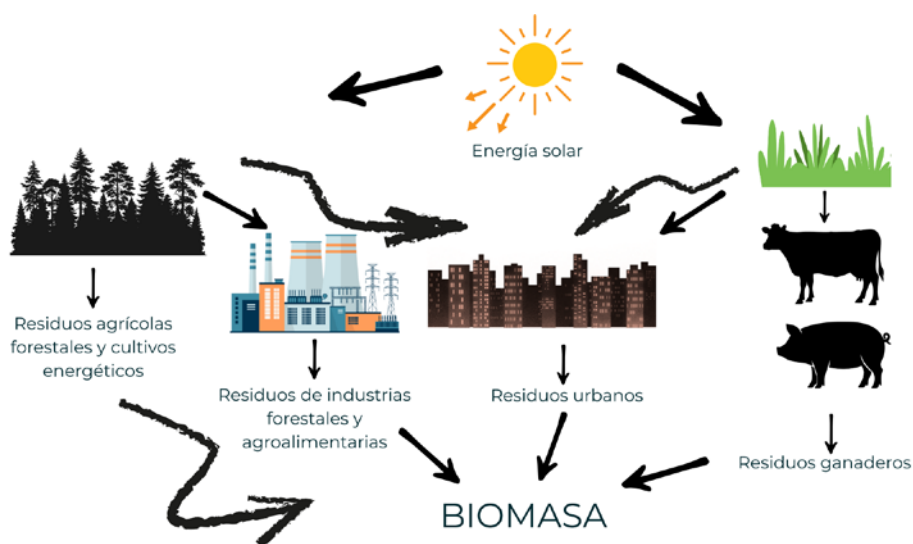


Figura 5.1. Proceso de generación de la biomasa.
Fuente: Elaboración propia.

LA BIOMASA COMO FUENTE ENERGÉTICA

Desde tiempos remotos, el hombre ha utilizado la biomasa como fuente energética para realizar sus tareas cotidianas. Cuando el uso de combustibles fósiles comenzó a tomar fuerza, la biomasa se vio relegada a un plano inferior, donde su aportación a la producción de energía primaria era insignificante. En la actualidad ha habido un resurgimiento de la biomasa como fuente energética debido a diversos factores, como, por ejemplo:

- El encarecimiento del precio del petróleo.
- El aumento de la producción agrícola.
- Necesidad de buscar usos alternativos a la producción agrícola.
- El cambio climático.
- Posibilidad de utilizar los conocimientos científicos y técnicos para optimizar el proceso de obtención de energía.
- Marco económico favorable para el desarrollo de plantas que utilizan biomasa como combustible, gracias a las subvenciones a la producción que reciben las plantas generadoras de energía con esta fuente.
- Dificultad normativa para desarrollar otro tipo de proyectos, dejando a la biomasa como la alternativa más razonable para rentabilizar una inversión económica.

La biomasa es una excelente alternativa energética por dos razones. La primera es que, a partir de ella, se pueden obtener una gran diversidad de productos. La segunda es que se adapta perfectamente a todos los campos de utilización actual de los combustibles tradicionales. Así, mediante procesos específicos, se puede obtener toda una serie de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos útiles para cubrir las necesidades energéticas de confort, transporte, cocinado, industria y electricidad, o servir de materia prima para la industria.

El término “Biocombustible” se utiliza para designar a los productos de la biomasa que se emplean para fines energéticos. Sin embargo, también se emplea el término biocombustible para los productos energéticos de origen biológico que se van a utilizar

en aplicaciones térmicas (calor o electricidad), principalmente combustibles sólidos y el término biocarburo para los que se utilizan en motores térmicos (de explosión o de combustión interna).

Para evitar confusiones es preferible utilizar una terminología que haga referencia al estado físico de combustible. A continuación, se relacionan los tipos de biocombustibles que pueden obtenerse de la biomasa.

TIPOS DE BIOCOMBUSTIBLES OBTENIDOS DE LA BIOMASA

La biomasa utilizada para la generación de energía proviene de los residuos de aprovechamientos forestales, de las industrias de primera y segunda transformación de la madera, de los subproductos agrícolas y forestales, de los desechos de explotaciones ganaderas, de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y de cultivos establecidos exclusivamente para la producción de biomasa, conocidos como cultivos energéticos. En general, cualquier producto de origen orgánico susceptible de ser aprovechado energéticamente puede considerarse una fuente de biomasa.

Existen diferentes tipos o fuentes de biomasa que pueden ser utilizados para suministrar la demanda de energía de una instalación, una de las clasificaciones más generalmente aceptada es la siguiente:

- **Biomasa natural:** La biomasa natural es la que se produce en ecosistemas naturales. La explotación intensiva de este recurso no es compatible con la protección del medio ambiente, aunque sea una de las principales fuentes energéticas en los países subdesarrollados. La biomasa natural se produce sin la intervención del hombre para potenciar o para modificarla. Se trata fundamentalmente de residuos forestales:
- **Biomasa residual seca:** Se incluyen en este grupo los subproductos sólidos no utilizados en las actividades agrícolas, en las forestales y en los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera y que, por tanto, son considerados residuos. Este es el grupo que en la actualidad presenta un

mayor interés desde el punto de vista del aprovechamiento industrial. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son el bagazo, los residuos sólidos de cosecha de la caña y otras producciones, la cáscara de arroz, de café, las podas de frutales, el serrín, etc.

- **Biomasa residual húmeda:** Son los vertidos denominados biodegradables: las aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos (principalmente purines).
- **Cultivos energéticos:** son cultivos realizados con la única finalidad de producir biomasa transformable en combustible. Algunos ejemplos son el cardo, el girasol cuando se destina a la producción de biocarburantes, el miscanto, etc.
- **Biocarburantes:** Aunque su origen se encuentra en la transformación tanto de la biomasa residual húmeda (por ejemplo, reciclado de aceites) como de la biomasa residual seca rica en azúcares (trigo, maíz, etc.) o en los cultivos energéticos (colza, girasol, patata, etc.).

Otra clasificación de la biomasa puede hacerse según su estado de agregación. En estado sólido, se incluyen materiales como el bagazo de caña, la paja, la leña sin procesar, las astillas, las briquetas y pellets, los triturados finos (menores de 2 mm) y el carbón vegetal. En estado líquido, se encuentran los alcoholes, los biohidrocarburos, los aceites vegetales y sus ésteres derivados, así como los aceites de pirólisis. Finalmente, en estado gaseoso, se consideran el gas de gasógeno, el biogás y el hidrógeno.

Biocombustibles sólidos

Dentro del grupo de los biocombustibles sólidos, los más importantes son los de tipo primario, constituidos por materias lignocelulósicas procedentes del sector agrícola o forestal y de las industrias de transformación que producen residuos de dicha naturaleza. El bagazo, la paja y residuos de cosechas, los restos de poda de diferentes cultivos, la leña, las cortezas son materia típica para la elaboración de biocombustibles sólidos de origen agrario.

También las cáscaras de frutos secos y otros frutos, los residuos procedentes de la extracción del aceite y los restos de las industrias del corcho, la madera y el mueble constituyen una buena materia prima para la fabricación de biocombustibles sólidos.

Otro grupo de biocombustibles sólidos lo constituye el carbón vegetal, que resulta de un tratamiento térmico con bajo contenido en oxígeno de la biomasa leñosa, pero al ser el resultado de una alteración termoquímica de la biomasa primaria, debe ser considerado de naturaleza secundaria.

Aunque una parte importante de la biomasa, como la leña, se utiliza de forma directa, el aprovechamiento energético moderno de los biocombustibles sólidos requiere un acondicionamiento previo. Las formas más comunes de uso de este tipo de combustibles son las astillas, el serrín, los pellets y las briquetas.

Las astillas constituyen un material adecuado para ser empleado en hornos cerámicos, de panadería, viviendas individuales, calefacción centralizada de núcleos rurales o pequeñas industrias. Se obtienen a partir de los restos leñosos de los tratamientos silvícolas, de las operaciones de corte de madera o de las podas de árboles de cultivos leñosos. Cuando las astillas se van a utilizar en quemadores específicos (que necesiten inyectores, por ejemplo), previamente hay que molerla para obtener un combustible más fino y a fin de eliminar restos (piezas metálicas, arena, piedras o vidrios).



Figura 5.2. Bagazo residuo del proceso azucarero.
Fuente: Archivo personal del autor.

Las briquetas son cilindros (de 50 a 130 mm de diámetro y de 5 a 30 mm de longitud). Tienen una densidad elevada (entre 1,000 y 1,300 kg/m³) y se fabrican por medio de prensas, en las que el material es sometido a altas presiones y se calienta, produciendo en su interior procesos termoquímicos que generan productos adherentes que favorecen la cohesión del material. También se pueden añadir adherentes artificiales para facilitar la cohesión y reducir la presión de prensado. En la Figura 5.3 se pueden apreciar las briquetas tubulares.



Figura 5.3. Briquetas de residuos de la madera o de otros residuos.
Fuente: Archivo personal del autor.

Los *pelets* (o *pellets*) son cilindros más pequeños. Se preparan mediante prensas de granulación, análogas a las utilizadas para la fabricación de los piensos compuestos. La compactación se consigue de forma natural o mediante la adición de elementos químicos que no contengan elementos contaminantes en la combustión. La materia prima, al igual que en el caso de las briquetas, debe tener poca humedad y baja granulometría. Es un producto muy manejable que puede servir para automatizar instalaciones de pequeño o mediano tamaño como se muestra en la Figura 5.4.



Figura 5.4. Pellets de residuos de la madera o de otros residuos.
Fuente: Archivo personal del autor.

El carbón vegetal se obtiene mediante la combustión lenta y parcial de biomasa leñosa con un cierto contenido en humedad a una temperatura variable entre 250 y 600 °C. El contenido calórico del carbón vegetal (cisco) es de unas 6,000 a 8,000 kcal/kg según su contenido en cenizas. En el proceso de transformación se forman también un conjunto de aceites pesados y de productos de naturaleza diversa que se aglutinan con la denominación de breas o “aceites de pirólisis”, y que pueden utilizarse para fines energéticos en sustitución de combustibles líquidos.

Biocombustibles líquidos

La denominación de biocombustibles líquidos se aplica a una serie de productos de origen biológico utilizables como combustibles de sustitución de los derivados del petróleo o como aditivos de estos para su uso en motores.

Biocombustibles gaseosos

Entre los biocombustibles gaseosos que se pueden obtener a partir de la biomasa están el gas de gasógeno, el biogás y el hidrógeno.

Gas de gasógeno: Al someter la biomasa (o el cisco y la brea resultantes del pirólisis) a altas temperaturas (entre 800 y 1,500 °C) en ausencia de oxígeno, se originan productos gaseosos con un poder calorífico bajo (de 1,000 a 1,200 kcal/m³) consistentes, principalmente, en N₂, CO, H₂, CH₄ y CO₂ en proporciones variables.

Este proceso se realiza en los llamados gasógenos, que se utilizan con fines térmicos o en combinación con motores, para producir energía mecánica o eléctrica. En principio, el destino del gas de gasógeno suele ser la producción de calor por combustión directa en un quemador o la generación de electricidad por medio de un motor o turbina.

En la actualidad, los procesos de gasificación avanzada, basados en sistemas de lecho fluidizado, son los más prometedores para la generación de electricidad, con una alta eficiencia en base a ciclos combinados de turbina de gas y ciclo de vapor. Para esta finalidad es muy importante la obtención de gases limpios.

Biogás: La digestión de la biomasa en condiciones anaerobias da origen al llamado “biogás”, a razón de unos 300 l por kg de materia seca, con un valor calórico de unos 5,500 kcal/m³. La composición de biogás es variable, pero está formado principalmente por metano (55 – 65 %) y CO₂ (35 – 45 %) y, en menor proporción, por nitrógeno (0 – 3 %), hidrógeno (0 – 1 %), oxígeno (0 – 1 %) y sulfuro de hidrógeno (trazas).

El poder calorífico del biogás está determinado por la concentración de metano (9,500 kcal /m³), pudiéndose aumentar, eliminando todo o parte del CO₂ que le acompaña.

Este tipo de transformación se produce de manera espontánea en pantanos o fondos de lagunas y lagos en los que haya depósitos de materia orgánica. Por este motivo, al metano se le ha llamado el “gas de los pantanos”. También se produce en los vertederos de RSU, pudiéndose obtener gas mediante perforaciones.

El biogás se suele utilizar para generar electricidad. En el caso de los vertederos, su uso para este fin tiene como ventajas añadidas la quema del metano y su transformación en CO₂ y agua. De esta forma, se reduce el efecto perjudicial del metano como gas de efecto invernadero (su potencial de absorción de la radiación infrarroja es muy superior al del CO₂). La digestión anaerobia es un proceso típico de depuración, por lo que también se emplea para el tratamiento de aguas residuales y efluentes orgánicos de industrias agrarias o de explotaciones ganaderas.

Hidrógeno: El hidrógeno se considera actualmente como un “vector energético” de enorme potencial. Su combustión produce agua y una gran cantidad de energía (27 kcal/g), por lo que resulta idóneo para múltiples aplicaciones en la industria y el transporte.

La obtención del hidrógeno a partir de compuestos orgánicos hidrogenados, tales como hidrocarburos o alcoholes, se realiza mediante un proceso denominado “reformado”. Consiste en romper las moléculas orgánicas en sus componentes elementales (carbono e hidrógeno y eventualmente oxígeno) mediante reacciones con vapor de agua en presencia de un catalizador. Entre las moléculas orgánicas con posibilidad de ser la vía limpia de obtención de hidrógeno destaca el bioetanol, que se puede obtener a gran escala a partir de biomasa alcoholígenas.

PECULIARIDADES DE LA BIOMASA COMO ENERGÍA RENOVABLE

La energía contenida en la biomasa procede en última instancia de la energía solar fijada por los vegetales en el proceso fotosintético y acumulado en los enlaces de las moléculas orgánicas que forman su biomasa. Esta energía se libera al romper los enlaces de los compuestos orgánicos en el proceso de combustión, dando como productos finales anhídrido carbónico y agua.

La primera gran diferencia entre la biomasa respecto a las restantes energías renovables (E.R.) radica en su propia naturaleza de “energía química”, capaz de proporcionar toda una serie de productos que pueden llegar a satisfacer todos los tipos de necesidades energéticas que tiene la sociedad moderna (calor, electricidad y transporte fundamentalmente), mientras que las restantes energías están especializadas en la producción de un solo tipo de energía ya sea eléctrica (hidráulica, eólica o fotovoltaica) o térmica (solar térmica o geotérmica).

El crecimiento a nivel mundial del consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables fue del 7.1 % en 2018. Las energías renovables aumentaron su contribución al consumo de energía primaria en un 0.4 %, situándose en el 10.8 % del total. Al

igual que en los últimos años, las energías renovables siguen siendo la cuarta fuente en consumo de energía primaria en el mundo. En la Figura 5.5 se muestra la matriz energética mundial del año 2018.

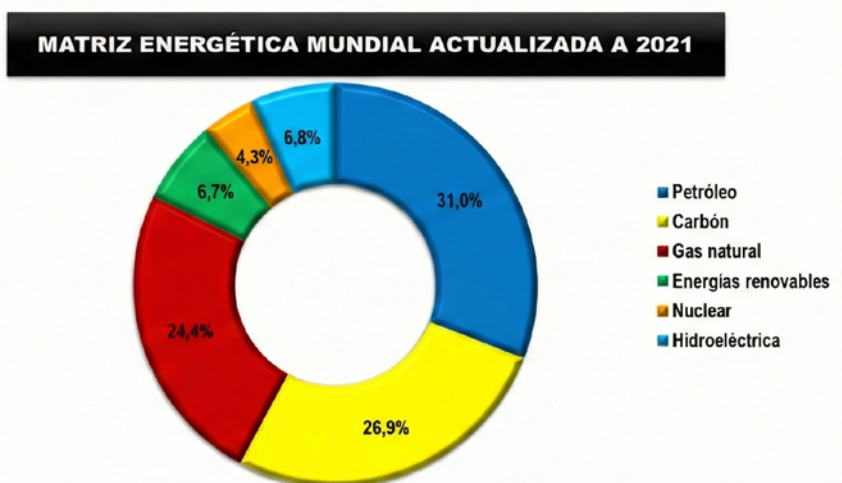


Figura 5.5. Matriz energética mundial (2018).

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2022. Actualizado agosto 2021.
 Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics.html>

La Agencia Internacional de la Energía lleva a cabo diversos estudios y proyectos en el campo de la biomasa a través de su división IEA Bioenergy y cifra en un 10 % la energía primaria mundial procedente de los recursos asociados a esta fuente, incluidos los relacionados con biocombustibles líquidos y biogás.

Tabla 29. Evolución de la demanda de energía primaria a nivel mundial (2020-2040).

	2020	2030	2040
Carbón	3,906	4,039	4,140
Petróleo	4,474	4,630	4,775
Gas	3,141	3,686	4,313
Nuclear	796	1,003	1,181
Hidroenergía	377	463	536
Bioenergía	1,543	1,721	1,883
Otras renovables	339	643	1,037
Total	14,576	16,185	17,886

Fuente: World Energy Outlook, AIE (2019). Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/98909c1b-aabc-4797-9926-35307b418cdb/WEO2019-free.pdf>.

Actualmente, las fuentes renovables de energía representan el 16.5 % del total de energía primaria a nivel mundial, por su parte, las bioenergías representan el 68.3 % de las energías renovables y el 12.5 % del total de energía primaria. De la misma manera, la tendencia en el futuro es que siga creciendo su uso de 11.5 % en los próximos diez años.

VENTAJAS DE UTILIZAR LA BIOMASA

El uso de la biomasa tiene una serie de ventajas ambientales y económicas.

Ventajas ambientales

- Balance neutro en emisiones de CO_2 (principal responsable del efecto invernadero). La combustión de biomasa produce CO_2 , pero una cantidad análoga a la emitida fue captada previamente por las plantas durante su crecimiento, por lo que la combustión de la biomasa no supone un incremento neto de este gas en la atmósfera.
- Al tener escaso o nulo contenido en azufre, la combustión de la biomasa no produce óxidos de este elemento, causantes de las lluvias ácidas, como ocurre en la quema de combustibles fósiles.
- En el caso de los biocarburantes utilizados en motores, las emisiones contienen menos partículas sólidas y menor toxicidad que las emisiones producidas por carburantes procedentes del petróleo.
- Permite recuperar importantes elementos minerales de valor fertilizante en las cenizas de la combustión, como fósforo y potasio.
- Como una parte de la biomasa procede de residuos que es necesario eliminar, su aprovechamiento energético supone convertir un residuo en un recurso.

Ventajas socioeconómicas

- Disminuye la dependencia externa del abastecimiento de combustibles.
- Favorece el desarrollo del mundo rural y supone una oportunidad para el sector agrícola, ya que permite realizar cultivos energéticos en sustitución de otros excedentarios.

- La producción de cultivos energéticos en tierras agrícolas de barbecho supone la creación de puestos de trabajo con el consiguiente ahorro de subvenciones por desempleo y favorece el incremento de la actividad del sector agrario (maquinaria, fertilizantes, técnicos etc.).
- Abre oportunidades de negocio a la industria, favorece la investigación y el desarrollo tecnológico, e incrementa la competitividad comercial de los productos.

APLICACIONES

Con biomasa se puede generar energía térmica (agua o aire caliente, vapor, etc.), energía eléctrica e incluso mecánica mediante el uso de biocarburantes en motores de combustión interna.

Generación de energía térmica

El sistema más extendido para este tipo de aprovechamiento está basado en la combustión de biomasa sólida, aunque también es posible quemar el biogás procedente de la digestión anaerobia de un residuo líquido o el gas de síntesis generado en la gasificación de uno sólido.

Generación de energía eléctrica

En función del tipo y cantidad de biomasa disponible varía la tecnología más adecuada a emplear para este fin:

- a) Ciclo de vapor: está basado en la combustión de biomasa, a partir de la cual se genera vapor que es posteriormente expandido en una turbina de vapor.
- b) Turbina de gas: utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido. Si los gases de escape de la turbina se aprovechan en un ciclo de vapor se habla de un “ciclo combinado”.
- c) Motor alternativo: utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido o biogás procedente de una digestión anaerobia.

Cogeneración

Cuando una entidad presenta consumos térmicos y eléctricos importantes se puede plantear la instalación de un sistema de cogeneración, consistente en la producción conjunta de energía térmica y eléctrica. Esta tecnología presenta como gran ventaja la consecución de rendimientos superiores a los sistemas de producción de energía térmica o eléctrica por separado.

El principio de funcionamiento de la cogeneración se basa en el aprovechamiento de los calores residuales de los sistemas de producción de electricidad comentados en el epígrafe anterior.

Aunque cada caso debe ser estudiado en detalle, en general la cogeneración es adecuada para empresas con consumos de energía eléctrica importantes, con un factor de utilización elevado (más de 5,000 h/año) y donde sea posible aprovechar energía térmica a temperatura media (alrededor de 400 – 500 °C).

Un sistema de cogeneración basado en la utilización de biomasa permite disminuir el costo de la factura, tanto la eléctrica (existiendo la posibilidad añadida de venta del excedente de electricidad) como la de combustibles fósiles.

Tanto los sistemas de generación de energía eléctrica como los de cogeneración requieren inversiones importantes, por lo que es preciso realizar un estudio muy cuidadoso y detallado antes de decidir implantarlos.

Generación de energía mecánica

Los biocarburantes pueden ser empleados en los motores alternativos de automóviles, camiones, autobuses, etc., sustituyendo total o parcialmente a los combustibles fósiles.

La utilización de biocarburantes es especialmente interesante en industrias agrarias que dispongan de una adecuada materia prima para su producción (aceites reciclados, colza, girasol, maíz, trigo, etc.) y que puedan autoconsumirlos (por ejemplo, en tractores), llegando a suponer importantes ahorros en la factura de los combustibles.

Cuando se desea generar energía con biomasa se puede optar por diferentes sistemas tecnológicos. La elección entre uno y otro depende de las características de los recursos, de la cuantía disponible y del tipo de demanda energética requerida. En general, los sistemas comerciales existentes en el mercado para utilizar la biomasa residual seca se pueden clasificar en función de que estén basados en la combustión del recurso o en su gasificación; los que aprovechan el contenido energético de la biomasa residual húmeda están basados en su digestión anaerobia y, por último, para ambos tipos de recursos, existen tecnologías que posibilitan la obtención de biocarburantes.

PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA

En general, la baja densidad física y energética de gran parte de la biomasa, tal como se obtiene de los residuos o se recolecta directamente del terreno, junto con su frecuente alto contenido de humedad, hacen que, en la mayoría de los casos, no sea adecuada para sustituir directamente a los combustibles fósiles sólidos (carbón), líquidos (petróleo) o gaseosos (gas natural). Por ello, es necesario transformar previamente la biomasa en combustibles con mayor densidad energética y física, mediante diversos procedimientos que permiten obtener una amplia variedad de productos.

Los combustibles originados a partir de la biomasa presentan la mayor parte de las características favorables de los combustibles fósiles: alto contenido energético por unidad de volumen, facilidad de transporte y almacenamiento, y buena combustión.

Además, y debido a su naturaleza orgánica, la biomasa no participa de muchos de los inconvenientes de los combustibles fósiles, es decir, posee las siguientes ventajas adicionales: presenta escaso contenido en azufre, no forma escorias en su combustión, tiene bajo contenido en cenizas y contribuye a mejorar la calidad del ambiente y reducir el riesgo de enfermedades pulmonares.

Así, proceda de residuos o de cultivos energéticos, la biomasa es transformada en vectores de energía (calor, combustibles, electricidad) que conducen a la forma de energía útil requerida por un proceso determinado (energía mecánica, electricidad específica).

Algunos combustibles pueden obtenerse de la biomasa directamente por extracción (plantas productoras de hidrocarburos), pero es más normal someter la biomasa a distintas manipulaciones, según su naturaleza y contenido en humedad, para su transformación en combustible. Estas transformaciones pueden dividirse en dos grupos, de acuerdo con la naturaleza de los procesos implicados.

Los procesos termoquímicos de conversión se basan en someter la biomasa a la acción de altas temperaturas y pueden dividirse en tres amplias categorías, dependiendo de que el calentamiento se lleve a cabo con exceso de aire (combustión), en presencia de cantidades limitadas de aire (gasificación) o en ausencia completa del mismo (pirólisis). Los materiales más idóneos para su conversión termoquímica son los de bajo contenido en humedad y alto en lignocelulosa, tales como madera, paja, cáscaras, etc.

La biomasa con alto grado de humedad puede transformarse mediante procesos bioquímicos por fermentación alcohólica o digestión anaerobia en etanol o metanol, respectivamente. En la actualidad, las técnicas más desarrolladas son, por un lado, la fermentación de materiales azucarados, celulósicos o amiláceos para la producción de etanol y, por otro, la digestión anaerobia de biomasa con alto contenido en celulosa (residuos agrícolas, ganaderos, industriales y urbanos, plantas acuáticas, etc.) para la generación de metano.

Procesos termoquímicos

Los procesos termoquímicos de conversión de la biomasa en energía o combustibles son aquéllos en que se encuentran implicadas reacciones químicas irreversibles, a altas temperaturas y en condiciones variables de oxidación. Los métodos disponibles en la actualidad no generan un producto único, sino que dan mezclas de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, que también poseen un elevado valor energético.

En este aspecto, si el calentamiento de la biomasa se lleva a cabo con un exceso de aire (combustión), se obtiene como producto final calor, pudiéndose utilizar para la producción de vapor que mueva una turbina (generación de electricidad) o directamente en otros procesos.

Si la combustión de la biomasa no es completa, el proceso se denomina gasificación. Este proceso se puede llevar a cabo con oxígeno, lo que permite obtener gas de síntesis, combustible de gran interés actual, por la posibilidad de su transformación en metanol, o bien con aire, produciendo el denominado gas pobre, que puede aprovecharse en la línea calor -> vapor -> electricidad.

El tercer gran grupo de procesos termoquímicos se puede englobar dentro de la denominación de pirólisis, o calentamiento de la biomasa en ausencia total de aire. Por esta vía se obtienen combustibles gaseosos, líquidos o sólidos, en función de la composición de la biomasa y de las condiciones de operación. Los procesos de pirólisis actualmente más apreciados, porque permiten la producción de combustibles líquidos, son variantes del proceso general que operan con la adición de otros reactivos químicos.

Procesos bioquímicos

Los procesos bioquímicos de transformación de la biomasa en energía son aquéllos que se llevan a cabo mediante diversos tipos de microorganismos, ya sean contenidos en la biomasa original o añadidos durante el proceso. Estos microorganismos producen la degradación de las moléculas complejas constituyentes de la biomasa a compuestos más simples, de alta densidad energética.

Estos procedimientos se utilizan fundamentalmente, para tratar biomasa natural o residual de alto contenido en humedad que, si fuese tratada por métodos termoquímicos, daría unos rendimientos energéticos especialmente desfavorables, debido al alto calor de vaporización del agua.

Aunque la biomasa puede ser sometida a diversos procesos bioquímicos, también denominados procesos de fermentación, para su transformación en una gran variedad de productos, los procesos de fermentación más corrientes para la obtención de energía son la fermentación alcohólica para producir etanol (alcohol etílico) y la digestión anaerobia, para la producción de metano.

COMBUSTIÓN DE LA BIOMASA

El uso de la biomasa con fines energéticos por el método de combustión es el más sencillo y más ampliamente utilizado, tanto en el pasado como en el presente.

Permite obtener energía térmica, ya sea para usos domésticos (cocción, calefacción) o industriales (calor de proceso, vapor mediante una caldera, energía mecánica utilizando el vapor de una máquina o para generar energía eléctrica).

La combustión es una reacción química relativamente rápida, mediante la cual se combina el oxígeno del aire (comburente) con los diferentes elementos oxidantes del combustible originándose un desprendimiento de calor.

Composición del combustible

La composición elemental o Análisis Elemental del combustible para combustibles sólidos y líquidos, expresa el porcentaje en masa de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre, cenizas y humedad, y se puede referir a: Masa de trabajo, Masa analítica, Masa seca y Masa combustible, pero para los cálculos se utiliza la Masa de trabajo, que es en las condiciones que utiliza el combustible.

Masa de trabajo:

$$C^t + H^t + O^t + N^t + S^t + A^t + W^t = 100 \%$$

Las sustancias combustibles en la masa de los combustibles orgánicos son:

- Carbono, C
- Hidrógeno, H
- Azufre, S

El carbono es el elemento principal de la parte combustible, pues es el que más calor desprende, ya que, aunque el hidrógeno de forma específica por unidad de masa desprende más, se encuentra siempre en mucha menor cuantía y el azufre desprende poco calor durante su combustión.

El azufre constituye la impureza más perjudicial contenida en el combustible, pues provoca una intensa corrosión de las superficies de baja temperatura, dada por la presencia en los gases de la combustión de SO_3 , si las condiciones son favorables para su formación, lo que acarrea la formación de ácido sulfúrico que ataca al condensarse el metal de las superficies de transferencia de calor. El azufre también resulta perjudicial desde el punto de vista de la contaminación ambiental por sus gases sulfurosos que van a parar a la atmósfera. No obstante, la biomasa posee bajo o ningún contenido de azufre.

Los combustibles gaseosos están compuestos por una mezcla de gases combustibles y no combustibles, y su composición se determina por una prueba de cromatografía.

Poder calorífico del combustible

El Calor Específico de Combustión de un combustible, también conocido como Poder Calorífico o Valor Calórico, es el calor liberado durante la combustión completa de la unidad de masa del combustible. Se diferencian dos calores de combustión, dependiendo de que se condense o no los vapores de agua presentes en los gases de combustión, en función de la temperatura final hasta que se enfríen estos.

1. Calor Específico de Combustión Superior (bruto), Q_s^t
2. Calor Específico de Combustión Inferior (neto), Q_i^t

Tomando en consideración que en la oxidación de una unidad de masa de hidrógeno se obtienen nueve unidades de masa de agua, y considerando un calor latente aproximado del agua a presión atmosférica y temperaturas bajas de 2,500 kJ/kg, se tiene para combustibles líquidos y sólidos:

$$Q_i^t = Q_s^t - 2,500 (9 H^t / 100) + (W^t / 100), \text{ kJ/kg}$$

Para combustibles gaseosos, la composición se especifica normalmente en porcentaje volumétrico de los diferentes gases que lo componen, y el poder calorífico está en función de esa composición y del poder calorífico de cada componente.

Determinación del poder calorífico

La determinación del poder calorífico de un combustible se puede realizar experimentalmente, mediante bombas calorimétricas, o analíticamente, en este caso en función de la composición elemental.

Existen muchas fórmulas de diferentes autores para determinar el poder calorífico de distintos tipos de combustibles. Un ejemplo de ellas es la fórmula de Mendeleev, aplicable para combustibles sólidos y líquidos:

$$Q_i^t = 339 \cdot C^t + 1,030 \cdot H^t - 109 \cdot (O^t - S^t) - 25 \cdot W^t, \text{ kJ/kg}$$

Donde: C^t , H^t , O^t , S^t y W^t representan los porcentajes de carbono, hidrógeno, oxígeno, azufre y humedad, respectivamente, en la masa de trabajo del combustible.

Para combustibles gaseosos:

$$Q_i^t = 0.108 H_2 + 0.126CO + 0.234H_2S + 0.358CH_4 + 0.591C_2H_4 + 0.638C_2H_6 + 0.86C_3H_6 + 0.913C_3H_8 + 1.135C_4H_8 + 1.187C_4H_{10} + 1.461C_5H_{12} + 1.403C_6H_6, \text{ MJ/m}^3\text{N}$$

Tabla 30. Composición elemental y poder calorífico de algunos combustibles biomásicos.

Combustible	C^t	H^t	O^t	N^t	S^t	A^t	W^t	Q_i^t
	%	%	%	%	%	%	%	kJ/kg
Leña húmeda	24	3	21	0.5	0	1.5	50	8,100
Bagazo seco	47	6.5	44	-	<0.1	2.5	0	17,630
Bagazo industrial	23.5	3.225	22	<0.2	<0.05	1.25	50	7,960
Residuos agrícolas de cosecha seca (caña)	44.8	5.15	42.32	0.4	0.12	7.21	0	15,892*
Residuos agrícolas de cosecha húmeda (caña)	35.85	4.12	33.86	0.32	0.10	5.76	20	12,400
Cascarilla Café seca	55	7	35.43	2.4	0.17	0	0	22,011*
Cáscara arroz	35.8	4.1	29.1	1.4	0.1	21	8.5	12,986*

Fuente: Generadores de vapor. Ángel Rubio González, Editorial Fijejo. Santa Clara 2015. ISBN 979-959-312-128-6.

*Calculado analíticamente.

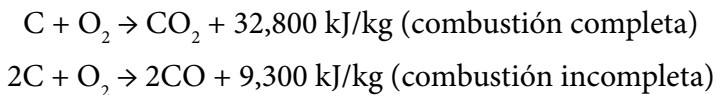
Volumen de oxígeno y aire necesarios para la combustión: coeficiente de exceso de aire

El oxígeno necesario para la combustión es tomado del aire. El aire es una mezcla de gases, compuesta fundamentalmente por nitrógeno y oxígeno. La composición volumétrica aproximada para cálculos de ingeniería es:

$$21 \% \text{ de } O_2, 79 \% \text{ de } N_2$$

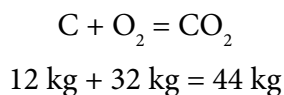
La combustión puede ser completa o incompleta. En el caso de la combustión completa, todo el combustible se oxida y se libera completamente su energía química. En la combustión incompleta, no todo el combustible se oxida completamente, no se libera completamente su energía química.

En los procesos industriales, resulta prácticamente imposible lograr en el horno de una caldera una mezcla perfecta entre el aire y el combustible que permita, con el suministro del aire teórico, la oxidación completa de todo el material. En la práctica, esto conduce a una combustión incompleta, en la que se generan productos intermedios. Por ejemplo, en el caso del carbono:



La combustión incompleta puede ocurrir debido a tres factores fundamentales: insuficiente oxígeno, pobre mezclado del combustible, baja temperatura en la cámara de combustión.

Una reacción de combustión estequiométrica es aquella en que todo el combustible se oxida y todo el comburente se reduce. Es una reacción ideal entre cantidades de combustible y comburente tales que no sobra ni falta ninguno de ellos. Por ejemplo, la reacción estequiométrica de combustión completa de 1 mol de carbono será:



Es decir que, para quemar completamente 12 kg de carbono se necesitan 32 kg de oxígeno, o el siguiente volumen de oxígeno:

$$VO_2 = 32 / (12 \times 1.429) = 1.866 \text{ m}^3\text{N/kgC.}$$

Esto es, se requiere para la combustión completa de 1 kg de Carbono 1.866 m³ de oxígeno en condiciones normales (presión atmosférica y temperatura de 0 °C, teniendo en cuenta la densidad del oxígeno en condiciones normales de 1.429 kg / m³N).

La demanda de aire teórico o estequiométrico se puede calcular conociendo la composición elemental de la biomasa o combustible, de acuerdo con su estado.

Si es sólido o líquido:

$$V^{\circ}a = 0.0889 (C^t + 0.375S^t) + 0.265H^t - 0.0333O^t, \text{ m}^3\text{N/kg}$$

Si son combustibles gaseosos:

$$V^{\circ}a = 0.0476 [0.5CO + 0.5H_2 + 1.5H_2S + \Sigma(m + (n/4))C_mH_n - O_2], \text{ m}^3\text{N}/\text{m}^3\text{N}$$

En las condiciones reales del proceso de combustión en los hornos de los generadores de vapor, no es posible lograr una combustión completa del combustible suministrando la cantidad de aire teóricamente necesaria V[°]a. Esto obedece a la imposibilidad de lograr en condiciones reales un mezclado perfecto del combustible con el aire en el gran volumen del horno durante el breve tiempo de estancia de los gases en el mismo (1-2 segundos).

La principal medida que se toma para contrarrestar esta dificultad es suministrar aire en exceso, es decir, suministrar una mayor cantidad que la que teóricamente se requiere. Esto trae el inconveniente que una cantidad de aire entrará al horno, se calentará y saldrá de la caldera, sin tomar parte en la reacción química, llevando consigo una determinada cantidad de calor que constituye una pérdida. No obstante, se ha comprobado que, suministrando un exceso de aire razonable, las pérdidas en conjunto disminuyen, pues se logra una combustión mucho más completa.

Por ello, para asegurar una combustión suficientemente completa, que satisfaga los indicadores económicos del trabajo de los generadores de vapor, el volumen real de aire suministrado al horno es siempre mayor que el teórico. La relación entre estos volúmenes se denomina coeficiente de exceso de aire.

$$\alpha = V_{\text{aire real}} / V^{\circ}\text{a} \quad (6)$$

El coeficiente de exceso de aire es la relación entre la cantidad (volumen) de aire real y la cantidad (volumen) de aire teórico.

$$V_{\text{aire real}} > V^{\circ}\text{a}, \alpha > 1$$

En general los valores están en el rango:

- Para combustibles sólidos $\alpha = 1.15 \div 1.4$
- Para combustibles líquidos $\alpha = 1.05 \div 1.15$
- Para combustibles gaseosos $\alpha = 1.05 \div 1.1$

GASIFICACIÓN

La gasificación es el proceso de conversión de la biomasa sólida en una mezcla de gases combustibles llamado SYNGAS que contiene $\text{CO} + \text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{CO}_2 + \text{N}_2$ más otros hidrocarburos ligeros, por medio de un proceso termoquímico con un valor calórico bajo entre ($4 \div 7 \text{ MJ/m}^3\text{N}$), una alta estabilidad al encendido y un satisfactorio número de metano, pudiendo ser utilizado en motores de combustión interna.

Este proceso se cumple en una cámara cerrada y sellada que opera un poco por debajo de la presión atmosférica, que se desarrolla en las siguientes etapas:

- Secado: En este proceso el agua contenida en la biomasa es removida a una temperatura superior a los $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Pirólisis: Es el proceso en el cual la biomasa experimenta una descomposición térmica en ausencia de oxígeno.

- Oxidación: El aire es introducido en el proceso. Aparte del oxígeno y del vapor de agua, algunos gases inertes también son adicionados. Este procedimiento se realiza entre 700 – 2000 °C.
- Reducción: En la zona de reducción, se presentan numerosas reacciones químicas a alta temperatura.

La materia prima que puede ser empleada es muy diversa, desde residuos de tipo lignocelulósico, como los residuos agrícolas, los forestales, los cultivos lignocelulósicos e incluso la fracción orgánica de los RSU, siempre y cuando estos tengan un contenido en humedad inferior al 40 %. La composición química del gas variará en función del agente gasificante empleado. En la Figura 5.6 se demuestra el proceso de gasificación ya descrito anteriormente.

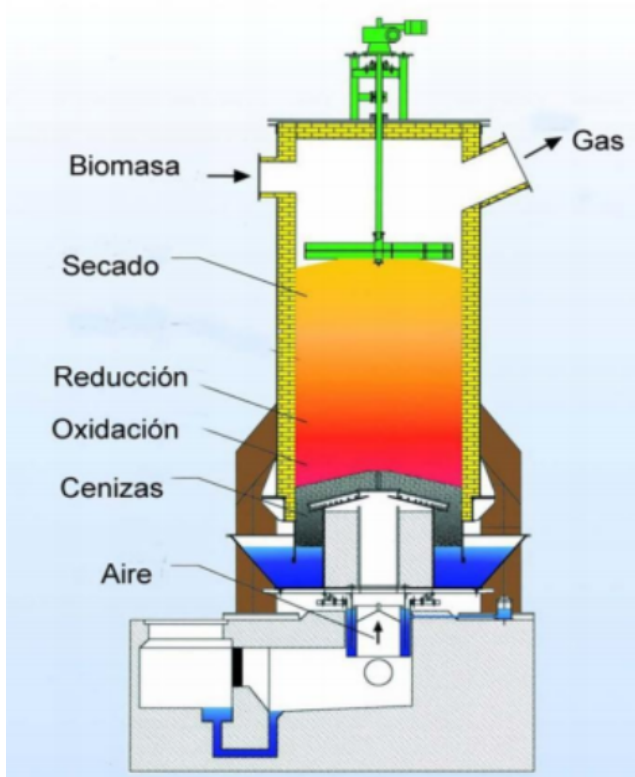


Figura 5.6. Proceso de gasificación
Fuente: Elaboración propia.

Tipos de gasificadores

La selección del tipo de gasificador depende de la influencia de las propiedades de la alimentación, de las características del gas de síntesis que se quiera obtener y de las variables operacionales. Existen cinco tipos de gasificadores: lecho fijo, lecho fluidizado, flujo arrastrado, parrilla, plasma.

En el proceso de gasificación de los residuos se obtiene un gas con las características necesarias para ser usado en calderas, motores, turbinas de gas y turbinas de vapor (ciclos combinados), síntesis químicas y pilas de combustible. Sin embargo, es necesaria una etapa previa de depuración para acondicionar el mismo a su posterior uso y hacer que cumpla con las normativas medioambientales.

Depuración y acondicionamiento del gas de síntesis

Antes de utilizar el syngas, es necesario depurarlo y acondicionarlo para eliminar los contaminantes hasta niveles suficientemente bajos que cumplan con la normativa ambiental y con la tolerancia de los sistemas de conversión del gas. Además, se requiere ajustar la relación CO/H_2 y mejorar su calidad antes de su aprovechamiento energético o de su conversión en combustibles limpios. Este proceso contribuye también a la reducción progresiva de las emisiones responsables de la acidificación (NH_3) y del efecto invernadero (CO_2 , CH_4).

La limpieza de los gases se ha realizado tradicionalmente por vía húmeda. Habitualmente, el gas que sale del gasificador pasa primero por una etapa de separación de partículas gruesas mediante un ciclón. Luego, se somete a una serie de procesos que conforman la limpieza a baja temperatura, los cuales incluyen el lavado con agua y la eliminación de gases ácidos. Durante el lavado con agua, se eliminan partículas, alquitranes, NH_3 , HCN y haluros de la corriente gaseosa. También se retiran elementos traza por condensación a temperaturas entre 100 y 200 °C.

Asimismo, se han desarrollado métodos alternativos para la eliminación de alquitranes mediante torres de lavado con disolventes orgánicos, combinadas con filtros de precopa

o precipitadores húmedos, antes de utilizar el gas en calderas o motores. Finalmente, es necesaria una etapa de purificación para eliminar los gases ácidos (H_2S y/o CO_2) mediante absorción, antes de su uso en turbinas de gas o pilas de combustible. Con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, todo el CO se convierte previamente en CO_2 por vía catalítica, a través de la reacción de gas de agua ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$).

Composición y poder calorífico del gas de síntesis

Una característica general de los gases combustibles producto de la gasificación de biomasa es el valor de su poder calorífico bajo (LHV) que oscila entre 4.5 y 5 MJ/m^3 . Este valor es muy inferior al poder calorífico de los hidrocarburos de uso común en la industria y en el transporte. En la siguiente tabla se ilustran algunos tipos importantes de biomasa con sus composiciones y sus poderes caloríficos.

Tabla 31. Composición y poder calorífico del gas obtenido después de la gasificación de algunos tipos de biomasa comparado con el gas natural.

Elementos	Cascarilla de arroz	Maderables	Gas natural
CO (%)	(15–20)	(15-20)	0
H ₂ (%)	(10–15)	(15-20)	0
CH ₄ (%)	Hasta 4	Hasta 3	81.29
N ₂ (%)	(45–55)	(45-50)	14.35
CO ₂ (%)	(8–12)	(8-12)	0.89
Poder Calorífico Superior ($\text{MJ}/\text{m}^3\text{N}$)	4,396	4,605	35.1

Fuente: Recuperado de: ESPOCH DSpace. (s. f.). <https://dspace.esPOCH.edu.ec/>

PIRÓLISIS

El pirólisis es la conversión termoquímica de la biomasa en tres productos: líquido (bioaceites), gas (biogás) y residuo carbonoso (biocarbón) por calentamiento de la biomasa (alrededor de 500 °C) en ausencia de aire. Debido a su capacidad de tratamiento, es el método más eficaz para competir con las fuentes de combustibles no renovables.

Desde un punto de vista químico, el pirólisis es un proceso complejo. Generalmente, se lleva a cabo a través de una serie de reacciones en las que influyen muchos factores: la

estructura y composición de la materia prima, la tecnología utilizada, la velocidad de calentamiento, el tiempo de residencia, la velocidad de enfriamiento y la temperatura del proceso. En la Figura 5.7, se presenta el proceso de pirólisis.

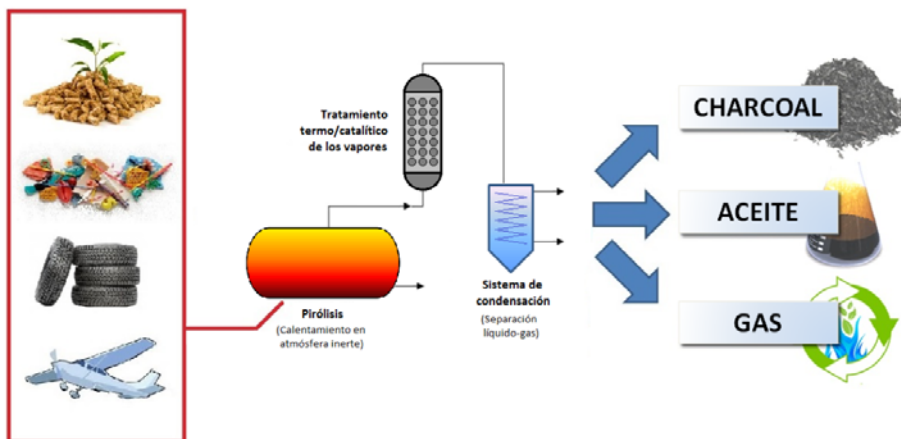


Figura 5.7. Proceso de pirólisis.

Fuente: Universidad del País Vasco. Disponible en: <https://www.ehu.es/es/web/supren/pirolisi-eta-gasifikazioa>.

Los distintos tipos de procesos de pirólisis se clasifican atendiendo a la velocidad de calentamiento, el tiempo de residencia y la temperatura final en: carbonización, pirólisis convencional, pirólisis rápida, pirólisis *flash* de gases y líquidos, pirólisis ultra rápida, pirólisis a vacío, hidro-pirólisis y metano pirolisis.

Tabla 32. Tipos de pirólisis en función del tiempo de residencia, la velocidad de calentamiento y temperatura y los productos obtenidos de interés en cada uno de ellos.

Proceso	Tiempo de residencia	Velocidad de calentamiento	Temperatura (°c)	Productos
Carbonización	Días	Muy lenta	400	Bio-char
Convencional	5–30 min	Lenta	600	Gas, líquido y biochar
Rápida	0.5–5 SEG	Muy rápida	650	Bioaceites
Flash (líquidos)	< 1 s	Rápida	< 650	Bioaceites
Flash (gas)	< 1 s	Rápida	< 650	Químicos y gas
Ultrarrápida	< 0.5 s	Muy rápida	1000	Químicos y gas
Vacío	2–30 s	Media	400	Bioaceites
Hidropirólisis	< 10 s	Rápida	< 500	Bioaceites
Metanopirólisis	< 10 s	Rápida	> 700	Químicos

Fuente: Urien Pinedo (2013).

Clasificación del pirólisis

Al requerir energía térmica para que se lleve a cabo el proceso, permite que se pueda dividir en dos grupos: Sistemas indirectos (la fuente de energía suele ser el propio gas producido o el char generado, y se transmite por conducción y radiación de las paredes del reactor) y sistemas directos (la energía necesaria la proporciona la combustión de parte de la carga).

Desde el punto de vista operativo, la pirólisis se puede clasificar en tres.

Pirólisis convencional: Tiene lugar con una velocidad de calentamiento lenta, alcanzando una temperatura máxima entre 500 – 600 °C. En estas condiciones, se obtienen tres productos: sólidos, líquidos y gases, en proporciones significativas.

Pirólisis rápido: Es el proceso por el cual el material se calienta rápidamente en ausencia de oxígeno y a temperaturas altas (650 °C). Se utiliza sobre todo para la producción de bioaceites ya que los rendimientos en peso de esta fracción son muy superiores a los que se obtienen en el pirólisis convencional.

La velocidad de calentamiento elevada junto con un enfriamiento rápido provoca que la condensación de la fracción líquida se produzca sin que se lleven a cabo las reacciones de craqueo de los compuestos de elevado peso molecular, que pasan a formar parte de los gases no condensados. A escala comercial solamente se ha logrado con reactores de lecho fluido y se han instalado plantas pilotos en varios lugares dentro de la Unión Europea.

Pirólisis instantáneo: Cuando la temperatura del proceso es más alta (alrededor de 1,000 °C) y los tiempos de residencia son aún más cortos, la pirólisis se denomina ultrarrápida. En estas condiciones, el mayor rendimiento corresponde a la producción de gases. Sin embargo, la pirólisis *flash* se considera una vía prometedora para la obtención de bioaceites, ya que la conversión de biomasa en aceite crudo puede alcanzar rendimientos de hasta un 70 %. Los aceites obtenidos pueden emplearse en

turbinas y motores, aunque su uso presenta limitaciones derivadas de sus propiedades fisicoquímicas: baja estabilidad térmica, carácter corrosivo y bajo poder calorífico.

En los procesos de pirólisis, las condiciones de operación pueden ajustarse para favorecer la producción de gas (flash-gas) o de líquidos (flash-líquidos). La Tabla 33 compara los rendimientos típicos de las fracciones obtenidas en los distintos tipos de pirólisis.

Tabla 33. Comparación de rendimientos (expresados en % peso/peso) de las fracciones obtenidas (líquidos, char y gas) en función del tipo de proceso termoquímico.

PROCESO	RENDIMIENTOS (%)		
	LÍQUIDOS	CHAR	GAS
Pirólisis rápida	75	12	13
Pirólisis convencional	50	20	30
Carbonización	30	35	35
Gasificación	5	10	85

Fuente: Urien Pinedo (2013).

El proceso de pirólisis es, por tanto, flexible, que mediante el uso de la tecnología adecuada permite favorecer la producción de gases, líquidos o aceites y biocarbones.

BIOGÁS

El biogás es un gas combustible que se forma a partir de la descomposición de materia orgánica (biomasa). El compuesto que le da su valor energético es el metano, CH_4 , el cual representa entre un 50 y un 75 % del gas. Casi todo lo demás corresponde a dióxido de carbono (CO_2), pero suele tener otros compuestos, los cuales actúan como impurezas y puede ser necesario retirarlos, dependiendo del uso final.

El biogás se produce en ausencia de oxígeno por la acción de distintos tipos de bacterias, proceso que se conoce como digestión anaeróbica. Las fuentes de biomasa para dar origen al biogás son muy versátiles: lodos de plantas de tratamiento de aguas servidas (PTAS); los residuos sólidos urbanos (RSU) de rellenos sanitarios y vertederos; estiércoles, purines y residuos de la actividad pecuaria; los restos de la actividad agrícola o industrial, y las plantaciones energéticas. Estos materiales se suelen llamar sustrato orgánico.

Composición del biogás

La composición del biogás depende del material digerido y del funcionamiento del proceso. Cuando el biogás tiene un contenido de metano superior al 45 % es inflamable. El biogás tiene propiedades específicas que se indican en la Tabla 34.

Tabla 34. Características generales del biogás.

Composición	55 ÷ 70% metano (CH ₄) 30 ÷ 45% dióxido de carbono (CO ₂) Trazas de otros gases
Contenido energético	6.0 ÷ 6.5 kW-h/m ³
Equivalente de combustible	0.60 ÷ 0.65 litros petróleo/m ³ biogás
Límite de explosión	6 ÷ 12 % de biogás en el aire
Temperatura de ignición	650 ÷ 750°C (con el contenido de CH ₄ mencionado)
Densidad normal	1.2 kg/m ³
Olor	Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible)
Masa molar	16,043 kg kmol ⁻¹

Fuente: FAO, Santiago de Chile (2011). Disponible en: <http://www.fao.org/3/as400s/as400s.pdf>.

Las características del bioabono dependen en gran medida del tipo de tecnología y de las materias primas utilizadas para la digestión. Durante el proceso anaeróbico, parte de la materia orgánica se transforma en metano, por lo que el contenido en materia orgánica es menor al de las materias primas. Gran parte de la materia orgánica de este producto se ha mineralizado, por lo que normalmente aumenta el contenido de nitrógeno amoniacal y disminuye el nitrógeno orgánico.

Etapas de la fermentación metanogénica

La digestión anaeróbica es un proceso muy complejo tanto por el número de reacciones bioquímicas que tienen lugar como por la cantidad de microorganismos involucrados en ellas. De hecho, muchas de estas reacciones ocurren de forma simultánea.

Los estudios bioquímicos y microbiológicos dividen el proceso de descomposición anaeróbica de la materia orgánica en cuatro fases o etapas: hidrólisis, etapa fermentativa o acidogénica, etapa acetogénica, etapa metanogénica.

La primera fase es la hidrólisis de partículas y moléculas complejas (proteínas, carbohidratos y lípidos) que son hidrolizadas por enzimas extracelulares producidas por los microorganismos acidogénicos o fermentativos. Como resultado se producen compuestos solubles más sencillos (aminoácidos, azúcares y ácidos grasos de cadena larga) que serán metabolizados por las bacterias acidogénicas dando lugar, principalmente, a ácidos grasos de cadena corta, alcoholes, hidrógeno, dióxido de carbono y otros productos intermedios. Los ácidos grasos de cadena corta son transformados en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono, mediante la acción de los microorganismos acetogénicos. Por último, los microorganismos metanogénicos producen metano a partir de ácido acético, H_2 y CO_2 .

En la Figura 5.8 se muestra esquemáticamente las distintas fases del proceso de digestión anaeróbica, los microorganismos que intervienen en cada una de ellas y los productos intermedios generados.

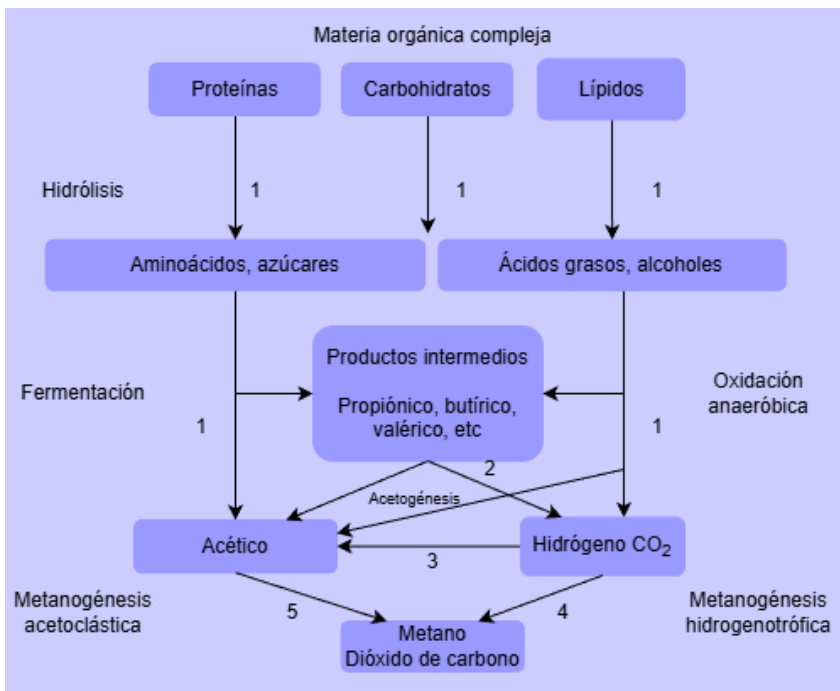


Figura 5.8. Esquema de reacciones de la digestión anaeróbica de materiales poliméricos. Fuente: FAO, Santiago de Chile (2011). Disponible en: <http://www.fao.org/3/as400s/as400s.pdf>.

Hidrólisis

La materia orgánica polimérica no puede ser utilizada directamente por los microorganismos a menos que se hidrolicen en compuestos solubles, que puedan atravesar la pared celular. La hidrólisis es el primer paso necesario para la degradación anaeróbica de sustratos orgánicos complejos. Por tanto, es el proceso de hidrólisis el que proporciona sustratos orgánicos para la digestión anaeróbica. La hidrólisis de estas moléculas complejas es llevada a cabo por la acción de enzimas extracelulares producidas por microorganismos hidrolíticos.

La etapa hidrolítica puede ser el proceso limitante de la velocidad global del proceso sobre todo cuando se tratan residuos con alto contenido de sólidos. Además, la hidrólisis depende de la temperatura del proceso, del tiempo de retención hidráulico, de la composición bioquímica del sustrato (porcentaje de lignina, carbohidratos, proteínas y grasas), del tamaño de partículas, del nivel de pH, de la concentración de NH_4^+ y de la concentración de los productos de la hidrólisis.

La degradación de los lípidos en ambientes anaeróbicos comienza con la ruptura de las grasas por la acción de enzimas hidrolíticas denominadas lipasas produciendo ácidos grasos de cadena larga y glicerol.

La velocidad de degradación de los materiales lignocelulósicos compuestos principalmente por lignina, celulosa y hemicelulosa es tan lenta que suele ser la etapa limitante del proceso de hidrólisis.

Los pretratamientos físico-químicos, cuyo principal efecto es la reducción del tamaño de las partículas, producen un aumento en la tasa de hidrólisis y, si esta fase es la limitante del proceso anaerobio, supone un beneficio para el proceso general, produciendo menores tiempos de retención y tamaños de reactor menores.

Etapa fermentativa o acidogénica

Durante esta etapa tiene lugar la fermentación de las moléculas orgánicas solubles en compuestos que puedan ser utilizados directamente por las bacterias metanogénicas

(acético, fórmico, H_2) y compuestos orgánicos más reducidos (propiónico, butírico, valérico, láctico y etanol principalmente) que tienen que ser oxidados por bacterias acetogénicas en la siguiente etapa del proceso.

La importancia de la presencia de este grupo de bacterias no solo radica en el hecho de que produce el alimento para los grupos de bacterias que actúan posteriormente, sino que además eliminan cualquier traza del oxígeno disuelto del sistema. Este grupo de microorganismos se compone de bacterias facultativas y anaeróbicas obligadas, colectivamente denominadas bacterias formadoras de ácidos.

Etapas acetogénica

Mientras que algunos productos de la fermentación pueden ser metabolizados directamente por los organismos metanogénicos (H_2 y acético), otros (etanol, ácidos grasos volátiles y algunos compuestos aromáticos) deben ser transformados en productos más sencillos, como acetato (CH_3COO^-) e hidrógeno (H_2), a través de las bacterias acetogénicas. Representantes de los microorganismos acetogénicos son *Syntrophomonas wolfei* y *Syntrophobacter wolini*.

Etapas metanogénica

En esta etapa, un amplio grupo de bacterias anaeróbicas estrictas actúa sobre los productos resultantes de las etapas anteriores. Los microorganismos metanogénicos pueden ser considerados como los más importantes dentro del consorcio de microorganismos anaerobios, ya que son los responsables de la formación de metano y de la eliminación del medio de los productos de los grupos anteriores, siendo, además, los que dan nombre al proceso general de biometanización.

Los microorganismos metanogénicos completan el proceso de digestión anaeróbica mediante la formación de metano a partir de sustratos monocarbonados o con dos átomos de carbono unidos por un enlace covalente: acetato, H_2/CO_2 , formato, metanol y algunas metilaminas.

TIPOS DE PLANTAS DE BIOGÁS

Los diferentes tipos de plantas de biogás usadas para la producción anaeróbica (sin oxígeno) de metano pueden ser agrupadas de distintas maneras según su diseño, operación o aplicación. (ver Figura 5.9)

Según el material a utilizar:

1. Excretas de animales y humanos: En forma independiente o mezclados y donde el principal objetivo ha sido el de producir energía.
2. Tratamiento de lodos activados: El objetivo principal es reducir la contaminación ambiental producida por el efluente y además la obtención de abonos orgánicos de alta calidad con gran demanda en el mercado.

Sobre la base de su régimen de operación de carga y descarga se clasifican en:

1. Continuos: Son los que se cargan diariamente mezclando la materia orgánica con agua.
2. Discontinuos: También llamados periódicos, a templea o batch, son aquellos que se cargan por un periodo largo y en algunos casos no se utiliza agua.

Sobre la base de la homogeneidad de la mezcla:

1. Digestores para efluentes que contengan materia orgánica en solución a bajas concentraciones.
2. Digestores para excretas animales que son generalmente suspensiones del 5 al 12 % de sólidos.
3. Digestores para sustratos entre el 25 y 50 % de sólidos.

Por su diseño constructivo:

1. La planta con campana flotante.

2. La planta con cúpula fija.
3. La planta balón.

Existen factores muy importantes que inciden en la producción de biogás a tal punto que pueden detener el proceso:

1. La temperatura: debe ser uniforme entre 30 y 35 °C, las fluctuaciones bruscas de la temperatura o tendencia a bajar de 15 °C provoca interrupciones en la producción de biogás.
2. El tiempo de retención: Es el que necesitan las bacterias para su trabajo de descomposición de los residuos orgánicos. Existe una proporcionalidad inversa entre la temperatura y el tiempo de retención, o sea, a mayor temperatura menor será el tiempo de retención y también el digester será más pequeño, reduciéndose los costos.
3. El tipo de materia orgánica: Su mezcla adecuada garantiza la producción del biogás, influye en la selección del diseño del digester, cuando se usan materiales fibrosos tales como hierbas, paja, tallos, cáscaras, etc. deberán ser cortados para evitar interrupciones en la producción del biogás producto de la nata o espuma flotante, para evitar esto se propone utilizar en su diseño la utilización de agitadores o mezcladores. La materia orgánica debe de ser en tamaños digeribles pues entre más chica más rápida la producción del biogás.
4. No presencia de oxígeno (digestión anaeróbica): El contenedor debe de estar perfectamente sellado para evitar que entre el oxígeno y de esta manera tener un procedimiento anaeróbico adecuado; también evita fugas del biogás.
5. Acidez del digester: Debe estar entre 6.5 a 7.5; la acidez en el digester se afecta con los cambios que se realicen en la composición de la mezcla o por aumento del flujo del sistema, si se aumenta la cantidad de mezcla adicionada diariamente al digester se crea un desbalance y morirían estas bacterias debido a que disminuye la acidez y disminuye el crecimiento de las bacterias productoras de metano.
6. Concentraciones de nutrientes en la mezcla: La producción de biogás también puede ser afectada por este factor, lo cual se refleja diariamente en la producción

de metano, o sea, aparecen cambios en el crecimiento de bacterias encargadas de las hidrólisis afectando la acidez antes mencionada.

7. Se deberá tener un equilibrio del carbono y el nitrógeno.

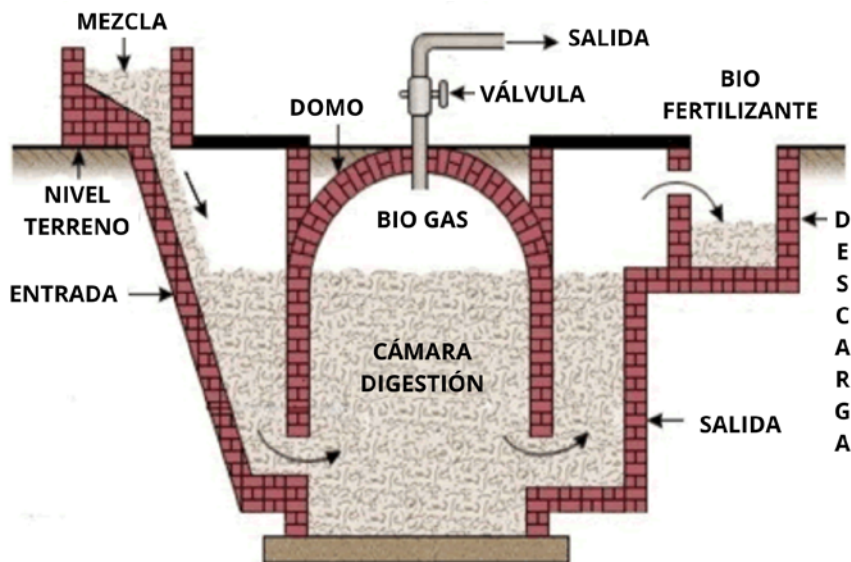


Figura 5.9. Diseño básico de un biodigestor cúpula fija.
Fuente: Diseño de un biodigestor. Disponible en: <https://www.aguamarket.com/tema-interes.asp?id=3897&tema=>

Una gama extensa de materias que producen gas como resultado de una digestión son las que se muestran en la Tabla 35.

Tabla 35. Materias que producen gas como resultado de una digestión anaeróbica.

Naturaleza de las materias	Cantidad de gas a 30° en litros/ kg de residuo seco.		Contenido de metano %	*Semi- Periodo días.
	Total	Orgánico		
A) Urbana.				
Fango de agua residual	431	607	78	8
Basura sin cenizas	281	305	66	10
Papeles	227	259	63	8
Desperdicios Vegetales	608	643	62	6
Desperdicios de mataderos				

Naturaleza de las materias	Cantidad de gas a 30° en litros/ kg de residuo seco.		Contenido de metano %	*Semi- Periodo días.
	Total	Orgánico		
Intestino	461	524	74	13
Viseras	87	89	42	2
Sangre	158	159	51	2
B) Industriales.				
Vertidos de lecherías	975	1,025	75	4
Suero de leche (673 g/l de residuo seco)	670	—	50	-
Agua residual de levaduras secas	486	796	85	-
Agua de papeleras	250	—	60	-
Recortes de remolacha	400	423	75	4
Orujo de manzanas	313	322	75	4
Orujo de uva (fermentado)	137	200	79	27
Residuos de cervecerías	426	445	76	2
Residuos de naranjas	482	500	72	5
Cáscaras de plátanos secas	413	460	78	18
C) Agrícolas.				
Estiércol con paja	286	342	75	19
Excrementos de caballo	391	430	76	16
Excrementos de vaca	237	315	80	20
Excrementos de cerdo	257	415	81	13
Paja de trigo	348	367	78	12
Hojas de papas	526	606	75	3
Paja de maíz	485	514	83	5
Hojas de remolacha azucarera	456	501	85	2
Hierba	490	557	84	4
Paja de maquina Trilladora	338	386	73	10
Esparto	434	446	73	7
Juncos, cañas.	285	314	79	8

Fuente: J.A. Guardado, Cubasolar (2007). Diseño y Construcción de plantas de Biogás. Disponible en: Yumpu.com. (s. f.). Diseño y construcción de plantas de biogás sencillas. Disponible en: <https://www.yumpu.com/es/document/view/17098398/diseño-y-construcción-de-plantas-de-biogás-sencillas-centro->.

**Semi-Periodo-tiempo para convertir en gas la mitad de las sustancias gasificables.*

Otros indicadores que pudieran servir de referencia de la cantidad de biogás que se puede obtener en función del tiempo de las materias primas más utilizadas a temperatura promedio ambiental (24–25 °C) son:

Tabla 36. Indicadores de operación en función de la materia prima utilizada.

Materia Orgánica	U/M	Cant.	Equiv. en Biogás m ³	Dilución Excret./Agua	Tr. Días
Excreta porcina	Kg	1	0.031	1 :3-10	16
Excreta vacuna	Kg	1	0.035	1 :1-3	14
Excreta de pollos	Kg	1	0.045	1 :3	20
Excreta de carnero	Kg	1	0.04	1 :3	30
Cachaza	Kg	1	0.09	1 :3	25
Excreta humana	Kg	1	0.05	1 :1-3	16

Fuente: J.A. Guardado, Cubasolar (2007). Diseño y Construcción de plantas de Biogás. Disponible en: Yumpu.com. (s. f.). Diseño y construcción de plantas de biogás sencillas Disponible en: <https://www.yumpu.com/es/document/view/17098398/diseño-y-construcción-de-plantas-de-biogás-sencillas-centro->.

UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS

El biogás es un combustible que tiene un valor calórico de 20–25 MJ/m³ (4,700 a 5,500 Kcal/m³) y puede ser utilizado para la cocción de alimentos, la iluminación de las naves y viviendas. A su vez, puede ser quemado en calderas de procesos industriales, así como para la alimentación de motores de combustión interna en el transporte, bombeo o generación de electricidad.

Un metro cúbico de biogás totalmente combustionado es suficiente para generar 1.25 kW/h de electricidad, generar 6 horas de luz equivalente a un bombillo de 60 watt, poner a funcionar un refrigerador de 1 m³ de capacidad durante 1 hora, hacer funcionar una incubadora de 1 m³ de capacidad durante 30 minutos, hacer funcionar un motor de 1 hp durante 2 horas.

RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La bioenergía sólida representa actualmente alrededor del 10 % de la energía primaria utilizada en el mundo, y se proyecta que su uso continúe en aumento en el futuro. Dado que una parte de la biomasa proviene de residuos cuya eliminación es necesaria, su

aprovechamiento energético permite transformar un desecho en un recurso valioso. Además, la bioenergía sólida puede generar diversos productos capaces de satisfacer las principales necesidades energéticas de la sociedad moderna —calor, electricidad y transporte—, a diferencia de otras fuentes energéticas que suelen estar especializadas en un solo tipo de producción, como la eléctrica (hidráulica, eólica o fotovoltaica) o la térmica (solar térmica o geotérmica).

La combustión de biomasa libera dióxido de carbono (CO_2), un gas de efecto invernadero; sin embargo, la cantidad emitida equivale aproximadamente a la que fue captada por las plantas durante su crecimiento, por lo que no genera un incremento neto de este gas en la atmósfera. Además, al poseer un contenido muy bajo o nulo de azufre, su combustión no produce óxidos de este elemento —principales causantes de las lluvias ácidas—, como sí ocurre con los combustibles fósiles. Finalmente, el aprovechamiento de la biomasa contribuye a disminuir la dependencia externa de combustibles y promueve el desarrollo del sector rural, ofreciendo nuevas oportunidades para la agricultura.

La biomasa ofrece múltiples alternativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir a la descarbonización del país. Además, constituye un elemento clave para disminuir el uso de petróleo en los procesos energéticos tanto urbanos como rurales. En el ámbito urbano, las oportunidades para reemplazar el carbón y el diésel en procesos térmicos de calderas son considerables. En el entorno rural, el uso de biomasa podría mejorar la salud de madres cabeza de hogar y de niños, al emplearse en cocinas más limpias y seguras.

A pesar de su bajo aprovechamiento actual en comunidades rurales, la biomasa posee un gran potencial energético (ver Atlas de Biomasa – Colombia). Su adopción podría incrementarse significativamente mediante programas de capacitación y sensibilización que promuevan el conocimiento de sus beneficios ambientales, sociales y económicos.

Las distintas biomásas aquí mencionadas, además de potenciar la generación de energía en la transición energética, elevan la factibilidad económica de proyectos agrícolas

y/ó rurales si se aumenta su uso. Los costos del energético usado son mínimos y los proyectos serían más económicos.

La biomasa es una fuente de energía renovable que, a diferencia del petróleo, está disponible en todos los países, lo que fortalece la seguridad energética de las naciones. Por esta razón, numerosos países de distintos continentes han promulgado leyes destinadas a promover el uso de biocombustibles, los cuales provienen de la biomasa de origen vegetal o animal.

En Colombia, la Ley 693 de 2001, aprobada por el Congreso de la República, impulsó el desarrollo de este tipo de proyectos. En los años siguientes, varios ingenios iniciaron su implementación con inversiones cercanas a los diez millones de dólares. Los primeros proyectos comenzaron a operar entre 2005 y 2006, y durante la década siguiente algunos de ellos ampliaron significativamente su capacidad instalada.



ENERGÍA DEL OCÉANO

YURI LÓPEZ

INTRODUCCIÓN

Actualmente, el océano cubre cerca del 70% de la superficie del planeta y según datos del informe REN21 de 2018, la producción de electricidad usando como fuente el océano, la geotérmica y los sistemas CSP, cubren el 0.4 % del consumo de energía mundial. América es un continente ubicado estratégicamente entre el Océano Pacífico y el Océano Atlántico, lo que le da una gran ventaja para el desarrollo de todo tipo de actividades económicas, utilizando el mar y la posibilidad de coleccionar y convertir esa energía.

DEFINICIÓN

El nombre puede ser diferente pero la fuente es la misma, el océano. Como recurso natural, puede representar una de las alternativas a la producción de energía en este siglo y los futuros. Las energías renovables provenientes del océano se pueden clasificar en energía mareomotriz, energía undimotriz, energía de las olas, energía de las corrientes marinas, energía osmótica.

TECNOLOGÍAS

Existen diversas tecnologías que aprovechan el recurso del océano. El potencial del recurso oceánico puede clasificarse según el recurso (ver Figura 6.1).

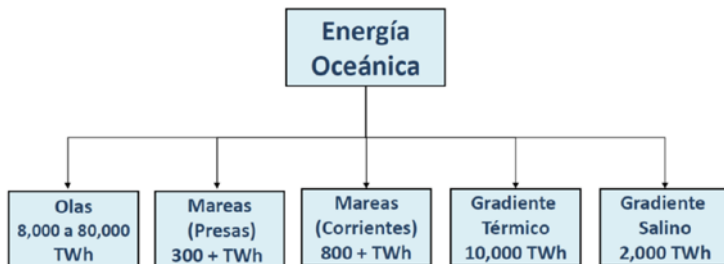


Figura 6.1. Potencial teórico de la energía oceánica en el mundo.

Fuente: Backoffice-Cms. (s. f.). OES | Ocean Energy and Net Zero: An International Roadmap to Develop 300GW of Ocean Energy by 2050. Disponible en: <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-documents/market-policy-/document/ocean-energy-and-net-zero-an-international-roadmap-to-develop-300gw-of-ocean-energy-by-2050/>

Energía de la fuerza de las olas: La ola es el resultado de la fuerza del viento sobre la superficie del mar. Un desarrollo de esta tecnología lo hizo la empresa Aquamarine Power junto con SEE Renewable, quienes desarrollaron dispositivos de energía de ola de tipo hidroeléctrica de 200 MW, frente a las costas de Orkney, Escocia, en 2013 (ver figuras 6.2 y 6.3).

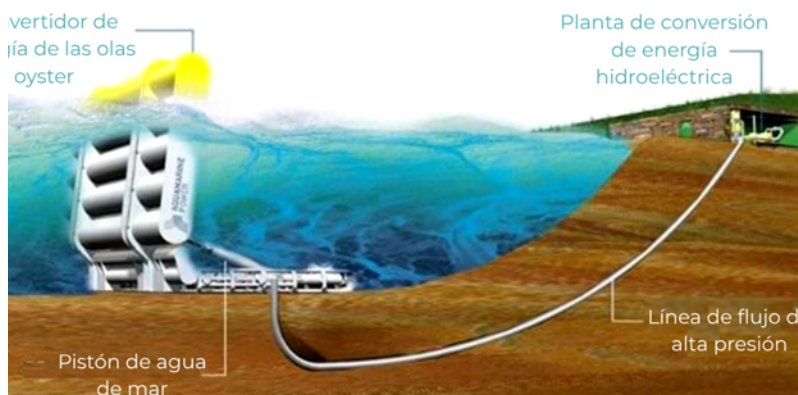


Figura 6.2. Diagrama del dispositivo o turbina Aquamarine Power.

Fuente: Benites, Daniela & Huang, Luofeng & Thomas, Giles. (2024). Optimal array arrangement of oscillating wave surge converters: An analysis based on three devices. *Renewable Energy*. 222. 119825. Disponible en: 10.1016/j.renene.2023.119825.

La energía se transfiere del viento a la ola y es proporcional al cuadrado de la altura de dicha ola, como se muestra en la central pelamis de la Figura 6.3. Su conversión primaria consiste en un sistema oscilante interfiriendo onda – la ola (Falnes, 2007).



Figura 6.3. Fotografía real de una turbina de olas.

Fuente: Sun Dog. (15 de julio de 2011). Convertidor de energía undimotriz Oyster 800 instalado frente a la costa escocesa. La fotografía es poder. <https://photohistory.tistory.com/10414>.

Otro proyecto piloto que utiliza la energía permanente del movimiento del mar es denominado Pelamis (PWP). Este proyecto de la empresa Scottish Power Renewables y EON UK, desarrolló un sistema de generación eléctrica que aprovecha las olas y genera una potencia de 50 MW ubicado frente a las costas de las Islas de Orkney. El primer prototipo de dispositivo de ola Pelamis a gran escala se instaló en el Centro Europeo de Energía Marina (EMEC) en Orkney entre 2004 y 2007, como se muestra en la Figura 6.4.



Figura 6. 4. Turbina Pelamis.

Fuente: Caro, R. (2025). España, a la cabeza de Europa en aprovechar el potencial de las energías renovables marinas. The Conversation. Disponible en: <https://doi.org/10.64628/aa0.4e6f3ym7f>

Energía de mareas: Aprovecha la fuerza natural del mar para impulsar una turbina tipo culebra, cuya energía se considera variable pero predecible. Entre las diferentes tecnologías, destaca el concepto de “presa”, ampliamente desarrollado en el Reino Unido y con gran potencial (Radtke, Dent y Couch, 2011).

El movimiento de las mareas ha posibilitado el desarrollo de columnas de agua oscilantes, las cuales generan el movimiento de una turbina acoplada a un generador eléctrico. En este tipo de sistema energético, la energía proveniente de las mareas altas y bajas permite una gestión sencilla y controlada de la generación, como se muestra en la Figura 6.5.

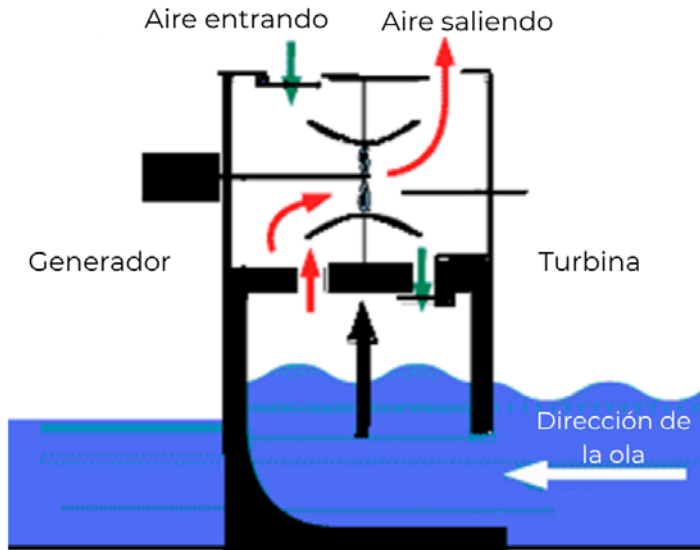


Figura 6.5. Funcionamiento de la turbina.

Fuente: R. S., Bello. (2012). *Farm Tractor Systems: Operations and Maintenance*. Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/Wave-energy-generation_fig23_275642331.

Energía osmótica: En investigación y primeros pasos, utiliza los puntos de unión de ríos de agua dulce con la costa marina y el agua salada, para llenar depósitos de alturas cercanas a los 100 m y crear un embalse que permita el flujo de agua en caída como en una central hidroeléctrica.

Energía de las corrientes marinas. Aprovecha el flujo natural —la velocidad del agua— de las corrientes marinas de superficie (movimiento horizontal del agua) o de fondo (subacuáticas) para generar una fuerza capaz de impulsar turbinas similares a los aerogeneradores utilizados en la producción de electricidad.

En Escocia, una turbina de marea instalada en Orkney suministra energía mareomotriz a hogares y negocios en la isla de Eday, una de las islas del norte del archipiélago. En diciembre de 2012 se instaló un generador subacuático con capacidad de 1 MW, suficiente para abastecer aproximadamente a 500 hogares.

El aprovechamiento de las corrientes marinas subacuáticas puede entenderse como el uso de “molinos de viento bajo el agua” (ver Figura 6.6), donde las palas capturan el movimiento del flujo marino. De manera similar, las grandes corrientes oceánicas pueden explotarse mediante rotores sumergidos, análogos a las turbinas eólicas, para extraer energía de forma eficiente y continua.



Figura 6.6. Instalación de generador de energía subacuática.

Fuente: SatheeshKumar J, Balaji R. Estimation of tidal current energy along the Gulf of Khambhat using three-dimensional numerical modeling. *The International Journal of Ocean and Climate Systems*. 2017;8(1):10-18. doi:10.1177/1759313117690010

En 2016, la empresa Marine Current Turbines Ltd. (MCT), implementó su dispositivo de corriente de marea “SeaGen” en Brough Ness, el extremo sur de las Islas Orcadas y al noreste de John O’Groats. El objetivo de MCT fue asegurar la planificación y el consentimiento del medio ambiente para 2015, con la construcción a partir de 2016. Las primeras turbinas de marea estaban previstas para desplegarse en 2017, con todo el esquema en funcionamiento para 2020. El plan era instalar 66 turbinas mareas SeaGen con una capacidad de 99 MW en total durante un periodo de cuatro años en un área de 4,3 km². Sin embargo, Marine Current Turbines dijo que el momento de la

construcción y el despliegue dependerá de que se fortaleciera la infraestructura de la red local, como se muestra en la Figura 6.7.



Figura 6.7. Turbinas de MCT.

Fuente: Welle, D. (2013, 29 septiembre). Siemens suprimirá 15.000 puestos de trabajo. Disponible en: <https://www.dw.com/es/siemens-suprimir%C3%A1-15000-puestos-de-trabajo/a-17121909>

Ejercicio

Revise las características de la turbina MCT (Figuras 6.8 y 6.9) y resuelva:

- ¿Cuál es el tamaño de las dos palas o del rotor?
- ¿Qué tipo de generador eléctrico posee esta turbina marina?
- ¿A qué velocidad alcanza su potencia nominal en MW?

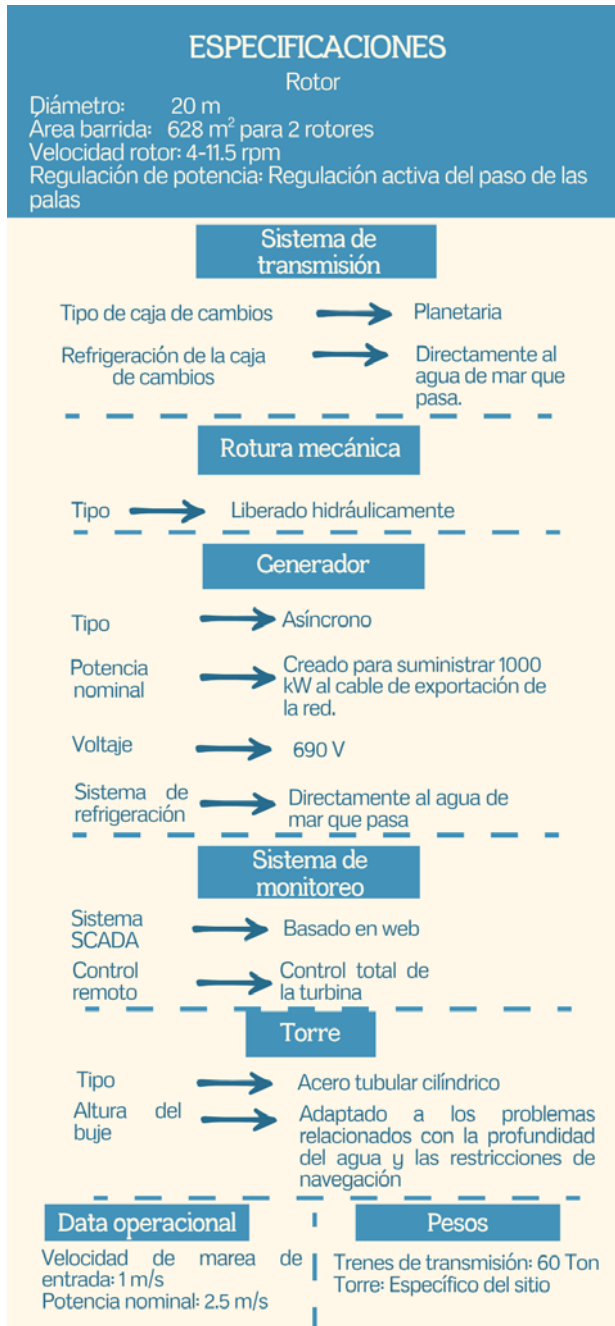


Figura 6.8. Características de la turbina.

Fuente: Folleto de fabricante.

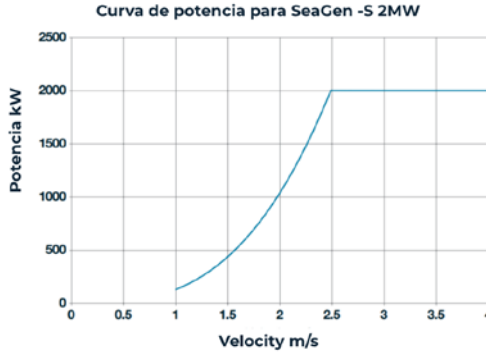


Figura 6.9. Gráfica de comportamiento de la turbina.
Fuente: Folleto de fabricante.

Por otro lado, la conversión de energía térmica del océano, conocida como OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion), aprovecha la diferencia de temperatura entre el agua cálida de la superficie (22 – 27 °C) y el agua fría a una profundidad de aproximadamente 1 km (4 – 7 °C).

En Hawái existe una planta piloto con un sistema de investigación OTEC que busca mantener una diferencia térmica cercana a 40 °F entre la superficie y las capas profundas del océano, requisito necesario para la extracción eficiente de energía (Etemadi et al., 2011). (ver Figura 6.10)

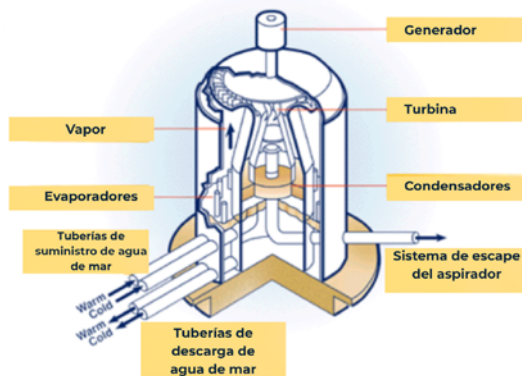


Figura 6.10. Sistema de investigación OTEC.
Fuente: Darling, D. (s. f.). ocean thermal energy conversion. https://www.daviddarling.info/encyclopedia/O/AE_ocean_thermal_energy_conversion.html

Por ejemplo, para investigar una tecnología de futuro para usar el océano en el mar Caribe, investigadores colombianos del grupo Oceánico de la Facultad de Minas de la Universidad de Nacional en Medellín, están investigando el recurso energético de Oleaje, las mareas, las corrientes y los gradientes térmicos y salinos de los mares colombianos. (ver Figura 6.11)

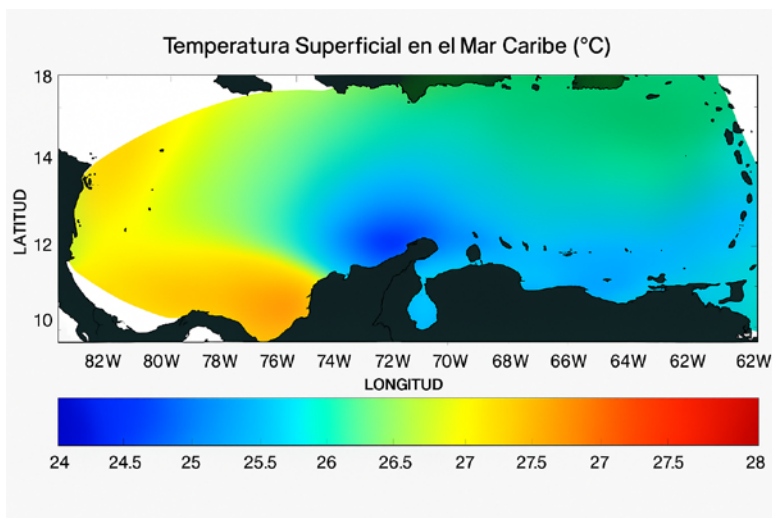


Figura 6.11. Mapa de la temperatura del Mar Caribe.

Fuente: 4.4. Mareas. (s. f.). Issuu.https://issuu.com/dimarcolombia/docs/pro_mar_2021/s/11871167

A este respecto, actualmente son varias las investigaciones publicadas sobre recursos y aplicaciones en las dos costas colombianas. Principalmente, se estimó el potencial de energía marina existente de las olas, corrientes marinas, gradientes de salinidad y gradiente térmico, y esto para ambas costas, Atlántica y Pacífica. Como resultado interesante, el artículo presenta el potencial y las barreras que afronta el desarrollo de energía del océano para Colombia (Osorio, 2016).

Algunos estudios con mayor profundidad y usando análisis dinámicos, evalúan el potencial de corrientes marinas, como el artículo de Quintero et al. (2021). El potencial de energía de corrientes marinas se conoce mediante modelado hidrodinámico (Delft3D) validado con datos experimentales de la costa de Buenaventura, lo que permite seguir avanzando en desarrollo de tecnologías de corrientes marinas (tidal).

RECURSO

Aunque las corrientes oceánicas se desplazan a velocidades menores que las del viento, contienen una gran cantidad de energía debido a la elevada densidad del agua. De hecho, el agua es aproximadamente 800 veces más densa que el aire; por ello, una corriente marina que se mueve a 12 mph (19,2 km/h) puede generar la misma fuerza que un viento de 110 mph (76 km/h) sobre una superficie equivalente. En la Figura 6.12 se presenta un mapa que ilustra el potencial energético global de estas corrientes.

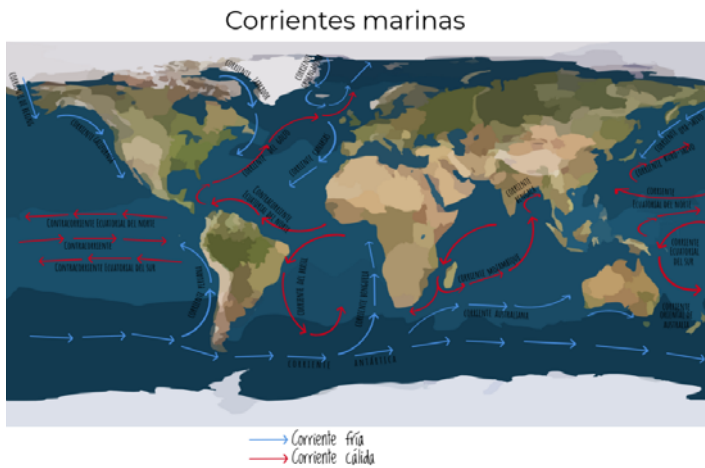


Figura 6.12. Recurso de energía del océano.

Fuente: Las corrientes oceánicas: cuáles son y cómo se producen. (2024, 27 diciembre). IngeExpert. Disponible en: https://ingexpert.com/2024/12/27/las-corrientes-oceanicas-cuales-son-y-como-se-producen/?srsltid=AfmBOorMAAd0XMwoQgh9_ZHoIp1Rh-F9xeRb7udu7xfCvBckeqT7W92V

El poder escondido en una ola del océano puede ser determinado por la siguiente ecuación teórica:

$$P = \frac{\rho q^2 a^2 T}{8\pi} \left[W/m \right] \quad (7)$$

Nota: P es el poder por unidad de longitud del frente de onda (W/m). ρ es la densidad del agua ($\text{kg}/(\text{m}^3)$). q es la gravedad ($\text{m}/(\text{s}^2)$). a es la amplitud de la onda de agua (m). T es el periodo de la onda (s).

APLICACIONES

Algunos proyectos comerciales ya tienen instalaciones, como se muestra en el diagrama monofásico de la Figura 6.13 (Ahmed, Nishida y Nakaoka, 2011).

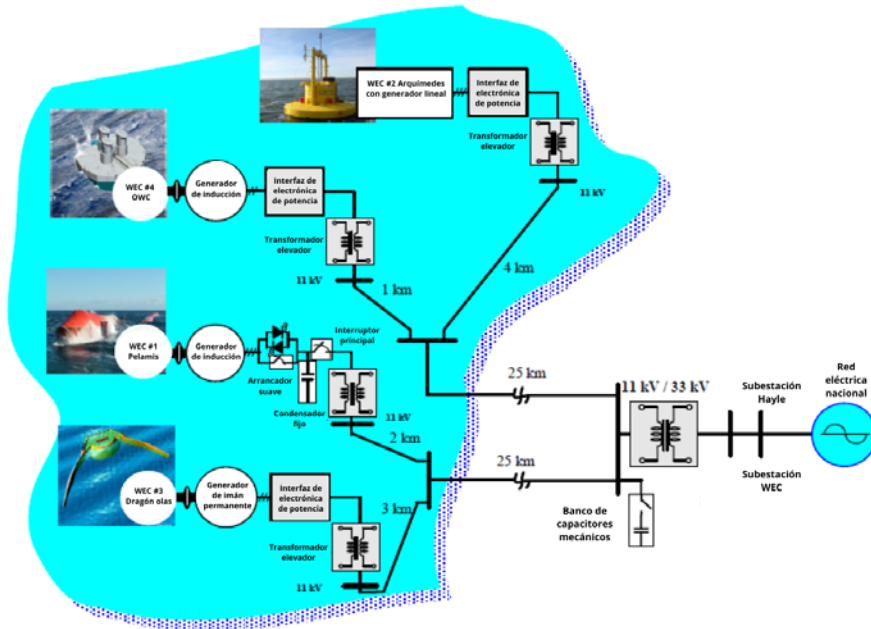


Figura 6.13. Circuito monofásico de planta comercial de energía de olas.
Fuente: Ahmed et al., (2011).

La planta de energía de olas es desarrollada para dispositivos en mar abierto (*offshore*). Cada unidad con un valor de 4 MW es conectada a través de un barraje de 11 kV en una línea de 25 km de cable de 300 mm², inicialmente operado como dos circuitos independientes con cada circuito conectando dos dispositivos. Otros parámetros del conductor son: $R = 0.0745 \Omega/\text{km}$, $L = 0.34155 \text{ mH}/\text{km}$ y $C = 0.208 \mu\text{F}/\text{km}$. El equipo de corrección del factor de potencia FP, es instalado en la subestación para asegurar el envío a la red dentro de las especificaciones de una buena calidad de energía.

En Suramérica, esta puede ser una gran fuente de desarrollo para el Pacífico, donde es bien sabido que existen muchas pequeñas poblaciones marginadas sufriendo inclemen-

cias climáticas a causa de fenómenos meteorológicos como El Niño o La Niña. Pero si estas regiones se vieran beneficiadas por macroproyectos incluyentes que provean energía y trabajo a estas personas, seguramente el Pacífico dejaría de ser una de las regiones más densamente pobladas y más económicamente atrasadas de la región.

RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El océano constituye un vasto recurso natural con un enorme potencial para la producción de electricidad renovable mediante diversas tecnologías emergentes. Las zonas costeras de muchos países no tendrían por qué ser económicamente deprimidas, ya que pueden beneficiarse del aprovechamiento de estas fuentes energéticas. Las tecnologías oceánicas permiten utilizar una amplia reserva de energía potencial, derivada de la gran cantidad de radiación solar que el océano recibe y almacena, y que puede transformarse en electricidad.

Algunos beneficios del poder de las olas incluyen la generación de electricidad predecible. A su vez, algunas tecnologías no producen contaminación visual o audible sobre la superficie debido a la instalación submarina que usa esta tecnología. Finalmente, recursos gratuitos con un alto potencial a nivel mundial.

La transición energética en Colombia representa la oportunidad de utilizar recursos energéticos naturales y renovables que hasta ahora no han sido aprovechados, como la energía del océano. Es claro que ya se han identificado distintos recursos para aprovechar las costas que Colombia tiene en el océano Pacífico y en el océano Atlántico, donde algunos investigadores proponen las tecnologías que deben ser utilizadas para aprovechar ese recurso. El principal desafío que tiene la eólica *off-shore* en la transición energética de Colombia es que no se han identificado las rutas de aves o especies en zonas de instalación, lo que pone en duda su sostenibilidad ambiental en un país con alta biodiversidad.

El movimiento de las mareas permite aprovechar las denominadas *oscillating water column* (owc) o columnas oscilantes de agua, las cuales generan el movimiento de una turbina acoplada a un generador eléctrico. En este sistema energético, la energía

proviene de las variaciones entre mareas altas y bajas. En Colombia, ya se adelantan investigaciones sobre esta tecnología (Parra, Rubio & Chica, 2023).

En cuanto a la tecnología de gradientes térmicos o la denominada *ocean thermal energy conversion* (OTEC), ya existen investigaciones que presentan los recursos, el potencial y las posibles aplicaciones, encontrando como lugar ideal la isla de San Andrés para una planta de unos 10 MW, aproximadamente (Devis-Morales, 2014).



ENERGÍA DEL HIDRÓGENO

TATIANA AYALA GÓMEZ

INTRODUCCIÓN

Actualmente se está produciendo un cambio en el mix energético mundial hacia las tecnologías de energías renovables (ER). En 2016, las ER, incluida la biomasa tradicional, representaron el 14 % de la combinación energética mundial, donde las tecnologías basadas en la electricidad lideraron la transición. Al respecto, la energía solar fotovoltaica (FV) y la energía eólica han sido las fuentes de generación de electricidad que más rápido han crecido desde principios de este siglo, y se espera que la generación de ER aumente, alcanzando hasta el 40 % de la generación total de electricidad en 2040 (Farbotko et al., 2020).

Sin embargo, a diferencia de las tecnologías de suministro convencionales, la energía fotovoltaica y la eólica, debido a su inherente dependencia de las condiciones meteorológicas y a las grandes distancias de transporte y distribución, no tienen la capacidad de atender por sí solas la totalidad de la demanda interna de un país. En consecuencia, para mantener la estabilidad de los sistemas eléctricos, se han comenzado a implementar sistemas híbridos que combinan fuentes renovables con tecnologías de almacenamiento de energía (REN21, 2020).

Es en este punto donde el hidrógeno, que históricamente ha sido una valiosa materia prima para procesos de refinería y en la generación de algunos productos químicos, puede convertirse en un importante combustible y vector para el almacenamiento de energía en el marco de la transición energética, ya que representa tres veces más energía que el gas natural, y su combustión da lugar a emisiones benignas (Amoo y Fagbenle, 2014). No obstante, el hidrógeno es un portador de energía que no se encuentra en estado libre en la naturaleza, por lo que se requiere energía (renovable o no) para su producción (Gasque Silva, 2018).

Este vector energético está en el punto de mira porque aumenta las sinergias entre las distintas fuentes de energía, contribuyendo a la seguridad y fiabilidad del sistema energético a escala local, regional y mundial. En este sentido, desde distintos sectores se ha avanzado en la formulación de metodologías de inversión y desarrollo de tecnologías buscando que los precios de producción, transmisión, distribución, venta y aplicaciones finales del hidrógeno disminuyen para el año 2030 (Hydrogen Council, 2021). Por ejemplo, se espera que la capacidad de los electrolizadores aumente a aproximadamente 3 GW por año (Hydrogen Council, 2021), lo que permite proyectar una disminución del 80% de los costos y alcanzar el 18 % de la demanda de energía final del mundo en 2050 (Gobierno de Chile, 2021).

Los sistemas de energía del hidrógeno, con su potencial para proporcionar seguridad energética y crecimiento económico, además de ser adecuados para la descentralización mediante soluciones locales o individuales, son por tanto una excelente alternativa para alcanzar los objetivos de sostenibilidad de los países en desarrollo.

DEFINICIÓN

El hidrógeno es el elemento químico más ligero —compuesto únicamente por un protón y un electrón— y el más abundante del universo, presente en las estrellas y en los planetas gaseosos gigantes. Posee una alta capacidad de detonación y una notable facilidad de difusión, ya que puede atravesar materiales porosos con facilidad. Sin embargo, no se encuentra libre en la Tierra, sino combinado con otros elementos quí-

nicos. Su asociación más común es con el carbono, formando el hidrocarburo alcano más simple, el metano (CH_4); también suele unirse al oxígeno para formar agua (H_2O). Por ello, la obtención de hidrógeno molecular en grandes cantidades requiere someter estos compuestos a procesos industriales que demandan un aporte considerable de energía (Gasque Silva, 2018).

Paracelso produjo sintéticamente por primera vez este elemento en el siglo xvi, mezclando metales con ácidos fuertes, pero fue descrito por primera vez por Cavendish en 1781. Posteriormente, Lavoisier le dio el nombre de hidrógeno porque generaba agua al quemarse (Brijaldo et al., 2021; Gasque Silva, 2018).

En condiciones normales de presión y temperatura, el hidrógeno es una sustancia gaseosa más ligera que el aire, incolora, inodora, insípida e inflamable, que se enciende fácilmente, produciendo una llama azul pálido imperceptible. El gas se convierte en líquido o sólido si se somete a temperaturas muy bajas o a presiones muy elevadas (Brijaldo et al., 2021; Gupta et al., 2015).

La relación entre el hidrógeno y la industria viene de lejos. El gas ha sido un combustible para coches, aeronaves y naves espaciales desde principios del siglo xix (Iberdrola, 2022). Este portador de energía ha sido históricamente una valiosa materia prima para combustible y para la generación de productos químicos. Puede convertirse en un combustible necesario y en un almacén de energía para la transición energética, ya que representa tres veces más energía que el gas natural y su combustión produce agua (Amoo y Fagbenle, 2014).

Tabla 37. Poder calorífico bajo y alto del hidrógeno en comparación con los combustibles fósiles.

Combustible	Poder calorífico (MJ/kg)		Referencia
	Bajo poder calorífico-LHV	Alto poder calorífico- HHV	
Hidrógeno	120.0	141.8	Osman et al., 2021
Metano	50	55.5	Cao et al., 2020; Singh et al., 2015
Gas natural	47.1	52.2	World Nuclear Association, 2021
Gasolina	44	47.3	Cao et al., 2020; Singh et al., 2015
Diesel	42	46	World Nuclear Association, 2021
Diesel 90%- Biodiesel 10%	43.0	-	Armando et al., 2015

La reducción en las emisiones de gases efecto invernadero en la producción de hidrógeno también está dada por el tipo de tecnologías empleadas, la materia prima y los combustibles. En las siguientes secciones se mencionan algunas alternativas en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones.

CLASIFICACIÓN DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno se ha clasificado en colores en función de la energía utilizada para su producción. Si la energía es renovable y por tanto no emite CO_2 o es neutra, es hidrógeno verde (Linares Hurtado et al., 2021). Mientras que, si esta energía procede de combustibles fósiles, el hidrógeno puede ser azul, gris o negro y, por tanto, no libre de carbono (Yu et al., 2021). En este sentido, el hidrógeno renovable o verde puede obtenerse por varios métodos. Estos se dividen en dos categorías, según la materia prima utilizada: 1) uso de biomasa, como el reformado, la pirólisis (liberación de residuos biogénicos sólidos) o la gasificación (se liberaría CO_2 biogénico) (Linares Hurtado et al., 2021), y 2) uso del agua, donde destacan la electrólisis y los ciclos termoquímicos (Porto Mato, 2021).

El hidrógeno verde generado a partir de la biomasa como residuos agrícolas, residuos sólidos municipales, entre otros, en el que se incluyen procesos de captura de carbono,

permite la eliminación de carbono de la atmósfera ya que evita la emisión de carbono que originalmente fue capturado del medio ambiente por las plantas (Linares Hurtado et al., 2021).

Sin embargo, la mayor parte del hidrógeno se genera a partir de combustibles fósiles porque es más rentable que el hidrógeno con bajas emisiones de carbono. La transición a tecnologías más renovables para la producción de hidrógeno es actualmente una estrategia costosa, lo que dificulta su difusión en el mercado (Yu et al., 2021).

Según Chintala y Subramanian (2015), la cadena industrial del hidrógeno tiene tres fases: 1) la fase inicial con la producción, 2) la fase intermedia del almacenamiento y el transporte, y 3) la fase final se refiere a las aplicaciones como las estaciones de hidrogenación y las aplicaciones de las pilas de combustible. En este sentido, el desarrollo actual de las tecnologías ha avanzado significativamente en las dos últimas fases, pero la investigación sobre la producción de hidrógeno ha sido hasta ahora escasa (ver Figura 7.1).

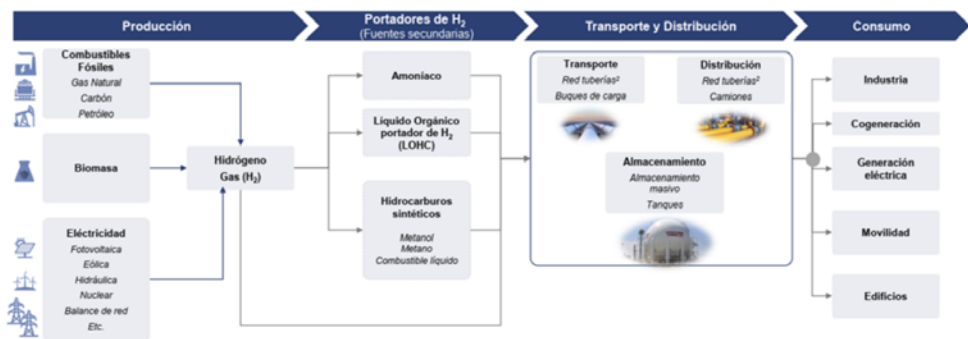


Fig. 7. 1. Cadena de valor del hidrógeno.

Fuente: Adaptado de: Hitachi, Ltd. (s. f.). Sustainable Hydrogen Value Chain for a Decarbonized Society : Hitachi Review. Hitachi Review. https://www.hitachihyoron.com/rev/archive/2021/r2021_04/04c03/index.html

El hidrógeno tiene múltiples aplicaciones, especialmente en sectores como el industrial —para la fabricación de semiconductores, vidrio flotado y aleaciones— y el petroquímico, donde se utiliza como insumo en las reacciones de hidrocrackeo. Más

recientemente, ha cobrado relevancia en el sector del transporte como fuente de energía alternativa para motores de combustión interna (Brijaldo et al., 2021).

En este contexto, el interés por convertir al hidrógeno en una alternativa energética accesible, tanto para el uso público como industrial, se refleja en los programas desarrollados en 30 países de Europa, Asia, Australia, América, Oriente Medio y el norte de África. En estas regiones se han iniciado procesos para mapear su potencial de generación, establecer políticas de impulso y promover iniciativas de apoyo público, con una financiación superior a los 70 mil millones de dólares en 2021, destinados a la implementación de 200 proyectos (Hydrogen Council, 2021).

MÉTODOS PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO

Alrededor del mundo se han generado distintas tecnologías y métodos para la producción del hidrógeno. Su selección depende en gran medida de la materia prima y combustibles empleados que pueden provenir de fuentes fósiles y renovables (Nikolaidis y Poullikkas, 2017). Tradicionalmente, el hidrógeno puede producirse por rutas electroquímicas, bioquímicas, termoquímicas y fotoquímicas, tal como se presenta en la Figura 7.2 (Brijaldo et al., 2021).

En la actualidad, las tecnologías termoquímicas a través de la gasificación y pirólisis, así como las bioquímicas como la digestión anaerobia y la fermentación oscura, son las más implementadas para la generación de hidrógeno verde usando la biomasa como materia prima (Cao et al., 2020).

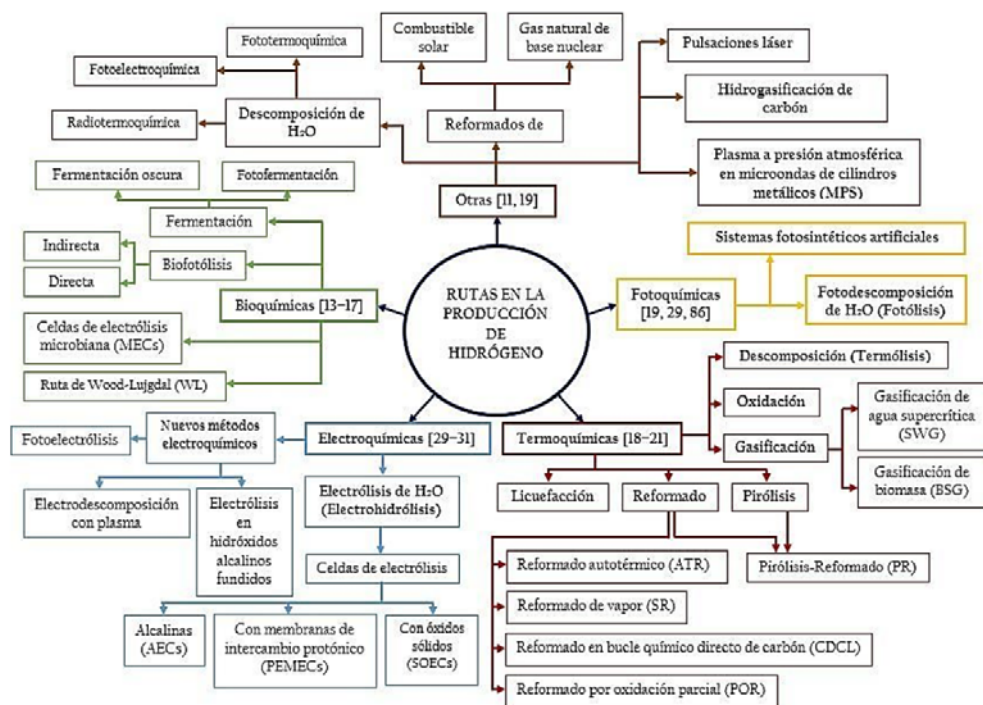


Fig. 7. 2. Rutas principales en la producción de hidrógeno.
Fuente: Brijaldo et al. (2021).

El calor es el mecanismo dominante para convertir la materia prima en otra forma química en los procesos de conversión térmica (Speight, 2020). La principal diferencia entre las tecnologías termoquímicas es el aire utilizado durante el proceso y en la cámara de combustión (Efremov y Dudolin, 2019). Muchos de estos procesos de conversión son relativamente intensivos en energía, lo que lleva a una baja producción de energía, pero la conversión termoquímica se considera factible para su aplicación en varias escalas de conversión (Aziz et al., 2021).

Por otro lado, la producción bioquímica de hidrógeno se considera un método prácticamente ilimitado y respetuoso con el medio ambiente, ya que permite obtener hidrógeno neutro en carbono y de origen renovable (Aziz et al., 2021). Mediante la combinación de energía solar y dióxido de carbono a través de la fotosíntesis, la biomasa puede almacenar energía química en forma de carbohidratos, proteínas, lípidos

y otros compuestos elementales (Sansaniwal et al., 2017). En consecuencia, se han desarrollado diversas tecnologías en todo el mundo para extraer y optimizar la producción de hidrógeno, permitiendo que la biomasa compita con los recursos fósiles (Nikolaidis y Poullikkas, 2017).

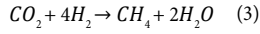
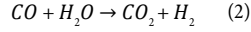
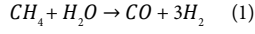
La transformación de la biomasa en hidrógeno puede realizarse mediante procesos biológicos —como la biofotólisis, la digestión anaeróbica, la fermentación oscura y la fotofermentación— o termoquímicos —como la pirólisis, la gasificación, la combustión y la licuefacción—, tal como se muestra en la Figura 7.2.

Métodos de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles

Como se ha mencionado, el reformado de hidrocarburos es el método más ampliamente utilizado para producir hidrógeno a nivel mundial a partir de combustibles fósiles, principalmente a partir de gas natural, nafta y carbón. En general, los métodos de reformado convierten los hidrocarburos en hidrógeno y óxidos de carbono (Nikolaidis y Poullikkas, 2017). Alrededor del 48 % del hidrógeno total producido a partir de los fósiles es por el gas natural como materia prima, que utiliza el proceso de reformado de metano de vapor para la conversión (Kothari, R. et al., 2008). A continuación, se detallan los procesos para la reforma del metano con vapor, la oxidación parcial y el reformado autotérmico.

El método de reforma del metano con vapor

Se trata de una reacción endotérmica que se produce a altas temperaturas, de 850 °C a 900 °C, y a una presión de hasta 3.5 MPa en presencia de un catalizador a base de níquel (Balthasar, W., 1984). Normalmente comienza con la generación de gas de síntesis (syngas), donde el metano o los hidrocarburos inferiores como el etano, el propano y el butano se convierten en monóxido de carbono e hidrógeno (ver Ecuación 1). A continuación, se produce la reacción de cambio de gas de agua, cuando el monóxido de carbono reacciona con el vapor para separar el hidrógeno del agua, mientras que obtiene óxidos a dióxido de carbono (ver Ecuación 2).



Más adelante en el proceso, el CO_2 se captura mediante adsorción por oscilación de presión (PSA por sus siglas en inglés) y se secuestra en depósitos geológicos. El proceso de metanización puede ocurrir cuando el CO_2 reacciona con H_2 y se convierte en metano y vapor (ver Ecuación 3) (Nikolaidis y Poullikkas, 2017). La eficiencia de conversión del proceso está entre el 74 – 85 % y es un proceso bien desarrollado y maduro. Algunas de las desventajas del proceso son que, para evitar la coquización del catalizador, se deben mantener altas temperaturas y presiones. El catalizador es muy sensible a la presencia de azufre, por lo que debe realizarse una desulfuración de la alimentación. En la Figura 7.3 se presenta el diagrama de flujo del proceso de reformado con vapor.

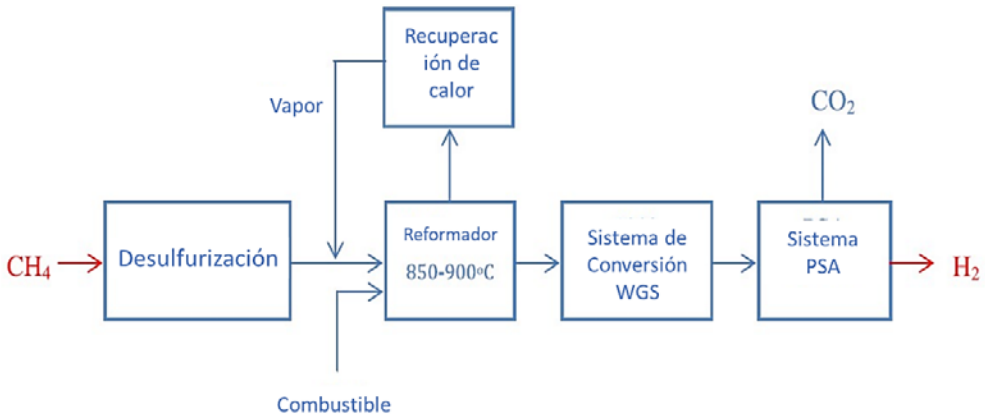


Fig. 7. 3. Diagrama de flujo del reformado de metano con vapor.

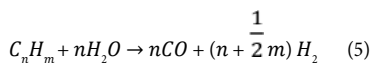
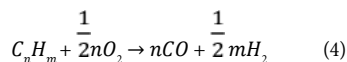
Fuente: Nikolaidis y Poullikkas (2017).

En la Figura 7.3 se representa el diagrama de flujo del proceso reformado de metano con vapor en el que se considera la desulfuración cuando hay sulfuros orgánicos presentes en el gas de entrada. El proceso requiere 63.3 kJ/mol de H_2 , lo que puede conseguirse utilizando el 30 – 35 % del total de la materia prima como combustible de proceso. Esto supone una emisión adicional de 0.3 – 0.4m³ de CO_2 por m³ de H_2 (Muradov, N., 2001).

Las estimaciones muestran que, si se considera un tamaño de planta de 379,387 kg/día, con un factor de capacidad del 90 % y un coste del gas natural de 10 \$/MMBtu, el coste sería de 2.27 \$/kg y 2.08 \$/kg de hidrógeno considerando la captura y secuestro de carbono (Nikolaidis y Poullikkas, 2017).

Método de oxidación parcial

Este método es preferible para las materias primas con mayor contenido de carbono, como el petróleo crudo, la nafta y el carbón. Los métodos siguen dos vías: un enfoque no catalítico que requiere una temperatura de reacción entre 1,150 y 1,315 °C. El enfoque catalítico reduce la temperatura a 950 °C (Steinberg y Cheng, 1989). El proceso se produce tras la eliminación del azufre, mediante el suministro de oxígeno puro para la oxidación parcial del carbono a CO. Este CO se somete además a la reacción de cambio de gas de agua para eliminar el hidrógeno del vapor y el propio óxido, como se muestra en la Ecuación 2. Las reacciones para la oxidación catalítica y la no catalítica se muestran en las Ecuaciones 4 y 5, respectivamente. La composición típica del gas de síntesis a 6 MPa es 46 % H₂, CO 46 %, 6 % CO₂, 1 CH₄ y 1% N₂.



En el caso del carbón, que tiene un bajo contenido de hidrógeno en la materia prima, el 83 % del hidrógeno producido proviene del agua. En cambio, en el caso del petróleo pesado es del 63 %. La distribución del coste del hidrógeno en la oxidación parcial a partir del fuel es del 34.8 % de la materia prima, el 47.9 % de la inversión de capital y el 17.3 % de la operación y mantenimiento (Steinberg y Cheng, 1989).

Método de reformado autotérmico

Este método es una combinación de reformado con vapor y oxidación parcial. Tanto el vapor como el oxígeno puro se suministran a la materia prima a una temperatura de reacción óptima de 900 °C, con una relación de vapor: carbono (S/C) de 1.5 y una cantidad de oxígeno: carbono (O₂/C) de 0.45. El diagrama de flujo del proceso se

presenta en la Figura 7.4. El coste de inversión del reformado autotérmico es un 15 – 25 % más barato que el reformado de metano con vapor y casi la mitad del coste de inversión de la gasificación del carbón.

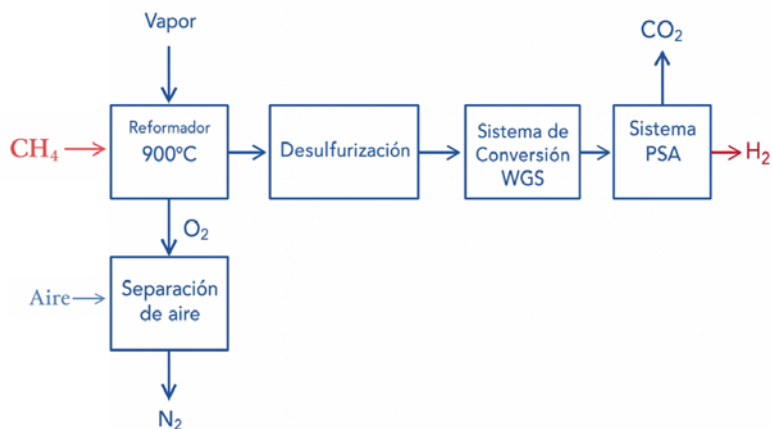


Fig. 7.4. Diagrama de flujo del proceso de reformado autotérmico.
Fuente: Nikolaidis y Poullikkas, 2017.

Métodos de producción de hidrógeno verde a partir de recursos energéticos renovables

En este numeral se ofrece una visión global de las diferentes tecnologías para la generación de hidrógeno verde. Mediante el análisis de las dos principales tecnologías de electrolizadores y las emergentes, la fotólisis, la descomposición térmica del agua, la gasificación de la biomasa y la digestión anaerobia.

Es importante mencionar que este tipo de tecnologías al no ser generadas a partir de combustibles fósiles generan hidrógeno verde, favoreciendo la reducción en la generación de gases efecto invernadero. Por su parte, las tecnologías que aprovechan la biomasa permiten el secuestro del carbono de la atmósfera en procesos que se explicarán más adelante.

Electrólisis

La electrólisis es una de las tecnologías más competitivas para la generación de hidrógeno verde, donde el excedente de electricidad producido por los sistemas de

energías renovables como la hidroeléctrica, la eólica y la fotovoltaica se utiliza para separar las moléculas de hidrógeno de las de oxígeno en un dispositivo electrolizador (Is y Hydrogen, 2021).

Los electrolizadores llevan a cabo una reacción química, que utiliza un electrolito y una membrana para ayudar a la separación de las moléculas de hidrógeno generadas en el cátodo, y de las moléculas de oxígeno generadas en el ánodo (World Bank, 2020). Un electrolizador típico suele estar compuesto por 100 células de placa que forman una pila. Estas pilas se agrupan para alcanzar la capacidad necesaria para la unidad, añadiendo a continuación, un segundo sistema para ajustar el calor, la humedad y la presión del hidrógeno a la aplicación específica (World Bank, 2020).

Por un lado, el electrolizador alcalino se considera la tecnología más asentada en ese campo, y está disponible comercialmente desde la década de 1940. Pero, recientemente, la tecnología ha experimentado un fuerte descenso de costes debido a la mejora de la eficiencia del sistema y al mayor interés por el hidrógeno verde (Tashie-Lewis y Nnabuife, 2021). La Figura 7.5 representa un diagrama simplificado de un electrolizador alcalino.

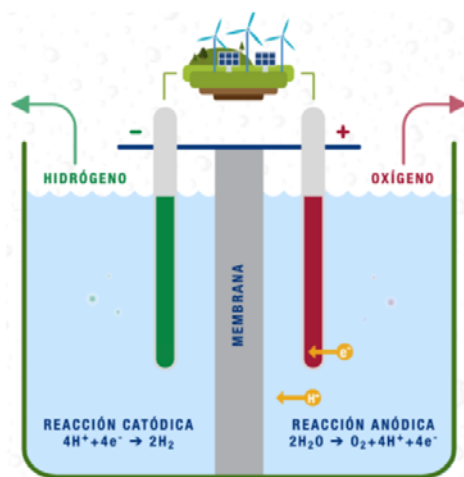


Fig. 7. 5. Electrolizador alcalino.

Fuente: Mackenzie, W. (2021, 27 octubre). Data & analytics solutions. Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/reports/energy-markets-wood-mackenzies-2021-energy-transition-outlook-highlights-538220>.

Por otro lado, la membrana de intercambio de protones (PEM) se considera la tecnología de electrolizadores de más rápido crecimiento (IRENA, 2019). Es más dinámica y responde muy bien a los cambios en las necesidades de energía de entrada. La mayor unidad PEM se encuentra en Austria, con una capacidad de 6 MW. Además, los estudios de viabilidad y los diseños conceptuales examinan el despliegue de una unidad de 250 MW en Holanda (World Bank, 2020).

El interés por las unidades PEM ha aumentado significativamente ya que tienen un papel en la absorción de la energía almacenada en una zona con una alta proporción de recursos energéticos renovables. También pueden desempeñar un papel fundamental en la distribución del hidrógeno generado a las estaciones de servicio (IRENA, 2021).

Además, hay otras dos tecnologías de electrolizadores disponibles en el mercado. La primera es la membrana de intercambio aniónico. Puede alcanzar el nivel de eficiencia de la electrólisis alcalina, combinado con la flexibilidad de la PEM (World Bank, 2020). La segunda tecnología se llama electrólisis de óxido sólido. Ha demostrado la mayor eficiencia teórica entre las tecnologías de electrólisis. Sin embargo, todavía es incipiente, con una capacidad total instalada inferior a 300 kW a nivel mundial (Is y Hydrogen, 2021).

La producción de hidrógeno verde a través de la electrólisis del agua mediante cualquiera de las tecnologías anteriores conlleva retos como los altos costes de producción, la baja eficiencia de conversión y el coste de la energía eléctrica (IRENA, 2021). A pesar de los elevados costes de producción derivados de las altas inversiones de capital, se espera que los costes de la electricidad producida se reducen con el tiempo, como ocurrió con la tecnología fotovoltaica, que experimentó un descenso del 99 % en los precios de los módulos fotovoltaicos desde 1980 (World Bank, 2020). Además, el uso de las importantes cantidades de energía que se desperdician durante las horas punta en muchas centrales eléctricas de ER puede reducir aún más los costes de producción (World Bank, 2020).

En cuanto a la eficiencia, la electrólisis del agua exige una energía mínima de 39.4 kWh para producir 1 kg de hidrógeno en la generación total. Sin embargo, la mayoría de los electrolizadores consumen 50 kWh para producir 1 kg de hidrógeno (World Bank, 2020). Se están realizando esfuerzos y estudios para aumentar la eficiencia del proceso de electrólisis. Las mayores eficiencias se consiguen en la electrólisis alcalina con un rango del 70 % al 80 %. (Tashie-Lewis y Nnabuife, 2021).

Fotólisis

La división del agua en oxígeno e hidrógeno mediante la radiación solar es uno de los métodos más atractivos de producción de hidrógeno. El proceso de división del agua es difícil y requiere una energía libre de 237 kJ/mol en condiciones estándar para la reacción global. Además, el agua pura solo absorbe unas pocas frecuencias infrarrojas del espectro solar que llega a la biosfera y dicha radiación infrarroja no es suficiente para la disociación de las moléculas de agua. Por lo tanto, se necesita un fotocatalizador para dividir el agua mediante la radiación solar, que absorbe fotones de mayor energía y desencadena una reacción redox para descomponer el H_2O en O_2 y H_2 (Frowijn y van Sark, 2021).

Hay muchas opciones posibles para los fotocatalizadores, pero los óxidos metálicos heterogéneos son especialmente atractivos debido a su estabilidad y resistencia a la foto-corrosión. Los óxidos metálicos que se suelen utilizar para el proceso son semiconductores que absorben fotones solares con una energía igual o superior a la de sus huecos de banda. Cuando estos materiales absorben energía solar, crean agujeros positivos en los átomos, lo que permite a los electrones saltar a la banda de conducción. En ese momento, las cargas positivas y negativas deben llegar a la superficie de las partículas sin recombinarse entre sí y avanzar la oxidación del oxígeno y la reducción del hidrógeno, respectivamente (Frowijn y van Sark, 2021).

Descomposición termoquímica del agua

En el método termoquímico, la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno se produce añadiendo agua y calor a otras reacciones químicas cuyo único catalizador

es el calor. En otras palabras, el agua y el calor se añaden en una combinación de reacciones químicas y los elementos constitutivos junto con el calor extra se dan. Con este método, el calor (o la energía) se transforma del tipo de fuente primaria en energía química o calor de combustión del hidrógeno (Ohta, 1979).

La ventaja de la descomposición termoquímica del agua frente a la división del agua en hidrógeno y oxígeno mediante adición de calor es que el proceso tiene lugar a temperaturas más bajas. Cuanto más baja sea la temperatura máxima del proceso, más ventajoso será el mismo ya que alcanza una eficiencia de conversión a hidrógeno del 50 %, mientras que la eficiencia neta del proceso de electrólisis del agua es de alrededor del 24 % (Rosen, 2010).

Ohta (1979) menciona 18 reacciones químicas que podrían utilizarse para la producción de hidrógeno en el proceso de tratamiento termoquímico o electroquímico-termoquímico del agua. Se han dedicado muchos esfuerzos a los ciclos de azufre y yodo. Sin embargo, los ciclos termoquímicos de cobre y cloro parecen tener un futuro más prometedor ya que, en comparación con otras reacciones químicas, gozan de una menor necesidad de temperatura para suministrar calor.

Gasificación de biomasa

La biomasa y los residuos ofrecen una materia prima relativamente barata para la gasificación, que da lugar a productos que tienen un valor y una aplicación potencial mayores que las propias materias primas (Hu et al., 2012). Dado que la gasificación implica la oxidación parcial del combustible con una presencia limitada de oxígeno, este proceso puede clasificarse como intermedio entre la pirólisis y la combustión (Efremov y Dudolin, 2019).

La gasificación térmica es un proceso en el que la biomasa en un reactor de gasificación (gasificador) reacciona a altas temperaturas (700 °C – 1,290 °C) y en condiciones de falta de oxígeno (sin combustión) para la conversión del carbono orgánico de la biomasa en varios constituyentes que conforman el syngas (Speight, 2020). El syngas resultante es una mezcla gaseosa inflamable con componentes primarios como monóxido de

carbono, hidrógeno, metano, nitrógeno, dióxido de carbono y pequeñas cantidades de hidrocarburos (Zhang y Brown, 2019). Como componentes secundarios, es posible encontrar agua, sulfuro de hidrógeno y amoníaco (Speight, 2020).

Además del gas de síntesis, hay muchos productos resultantes de la gasificación de la biomasa, como (i) calor, (ii) energía, (iii) energía, (iv) biocombustibles y (v) biocarbón (Speight, 2020). La Figura 7.6 muestra el proceso de conversión de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos en hidrógeno mediante la gasificación.

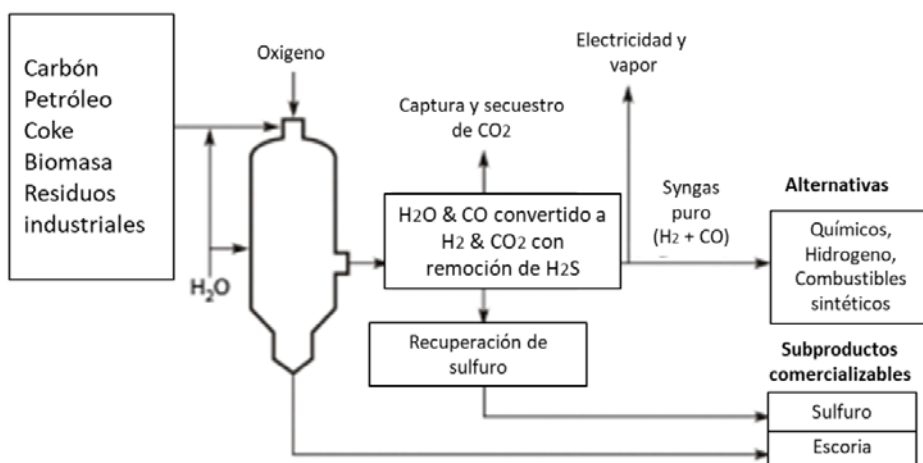


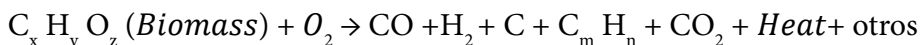
Fig. 7. 6. Proceso de gasificación de materias primas carbonosas.

Fuente: Speight, M & Speight, Martin & Castella, Emmanuel & Sarthou, Jean-Pierre & Cédric, Vanappelghem. (2021). stn key for the identification of the genera of european syrphidae 2020.

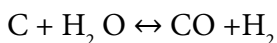
En un proceso de gasificación intervienen numerosas reacciones químicas y pasos. Sin embargo, es posible simplificar una reacción química y reducir los pasos a cuatro (Aziz et al., 2021; White y Samikannu, 2022):

Calentamiento y secado: Se genera una reducción del 10 – 50 % del contenido de humedad de la biomasa. Un mayor contenido de humedad produce más CO₂ y H₂O en la mezcla final, mientras que un porcentaje bajo produce mayores contenidos de CO, H₂ y CH₄.

Pirólisis: Este proceso implica la rápida descomposición de las materias primas orgánicas sin la presencia de oxígeno. Este proceso comienza entre 300 y 500 °C, libera volátiles y produce gases como el CO, CO₂, H₂, que permanecen en suspensión incluso durante el enfriamiento.



Reacciones gas-sólido: tras la pirólisis, el carbono y las moléculas gaseosas flotantes sufren reacciones químicas. en particular las reacciones



Reacciones en fase gaseosa: debido a la reacción continua entre los volátiles producidos durante la pirólisis el CO reacciona con H₂O para formar H₂ + CO y CH₄ + H₂O.

Es posible conseguir una mejor calidad de syngas cuando hay menos humedad en la biomasa debido a que el agua en la biomasa reduce la temperatura de combustión y aumenta la cantidad de alquitrán (líquido espeso y de color oscuro con una baja temperatura de condensación) producido durante la gasificación (Rubio et al., 2011). Teniendo en cuenta el tipo de agente oxidante, el proceso de gasificación puede dividirse en gasificación por aire, por oxígeno y por vapor. Las diferencias entre ellos se muestran en la Tabla 38.

Tabla 38. Diferencias de la gasificación según el agente oxidante utilizado.

Agente oxidante	Composición principal del syngas producido	concentración del H2 %	Relación H2-CO
AIRE	CO, H ₂ , CO ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ , H ₂ O, N ₂	15	0.75
OXÍGENO	CO, H ₂ , CO ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄	40	1
VAPOR	CO, H ₂ , CO ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄	40	1.6

Fuente: Aziz et al. (2021).

Si el contenido de humedad de la biomasa es alto, la energía requerida para el proceso aumenta, lo que resulta en una ineficiencia de la conversión. Para solucionar esto, se podría emplear la gasificación hidrotérmica a presiones más altas, que no incluye la

eliminación de la humedad. La gasificación hidrotérmica se divide en tres categorías, según la temperatura y la presión del agua (Aziz et al., 2021).

- Reformado en fase acuosa: Tiene lugar a una temperatura del orden de 215–265 °C y en condiciones subcríticas. La concentración de la materia prima es inferior al 1 % y la hidrólisis de la biomasa es lenta. Los componentes de mayor peso molecular son más difíciles de convertir con este proceso.
- Gasificación catalizada casi crítica: La temperatura está entre 350–400 °C y el proceso se utiliza más para mejorar la conversión de gas de síntesis en metano, a través de un catalizador.
- Gasificación supercrítica: La temperatura es superior a 500 °C y la presión se sitúa en un nivel superior al punto crítico (22.3 MPa). La tasa y la eficiencia de este proceso es mayor que la de los otros dos, pero requiere más calor para preparar el agua y la materia prima en las condiciones requeridas.

Digestión anaerobia

La digestión anaerobia es un proceso bioquímico que ocurre en ausencia de oxígeno mediante la acción conjunta de diversos grupos de microorganismos que transforman la materia orgánica compleja —como carbohidratos, proteínas y lípidos— en moléculas más simples y solubles en agua, tales como azúcares, aminoácidos y ácidos grasos volátiles (Cárdenas Cleves et al., 2016). Este proceso se desarrolla en cuatro etapas: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis (Cárdenas Cleves et al., 2016; González et al., 2000; López Pulgarín y Franco Orozco, 2021). En las fases de acetogénesis y metanogénesis, los productos formados en las etapas anteriores se transforman en ácido acético, hidrógeno, dióxido de carbono y metano.

Este proceso puede tratar varios tipos de residuos orgánicos como los que se encuentran en los residuos sólidos urbanos, los lodos del tratamiento de aguas, los residuos de cultivos, el estiércol del ganado o los residuos agroindustriales (Linares Hurtado et al., 2021). La conversión biológica de la biomasa por digestión anaerobia genera, en sistemas con alta carga orgánica y en una mezcla completa, dos productos principales:

el biogás (con propiedades energéticas y características de combustible debido a su alto contenido) y un material digerido, que puede ser sólido o líquido (donde se encuentran los microorganismos responsables de la degradación de los residuos orgánicos) como se muestra en la Figura 7.7 (López Pulgarín y Franco Orozco, 2021).

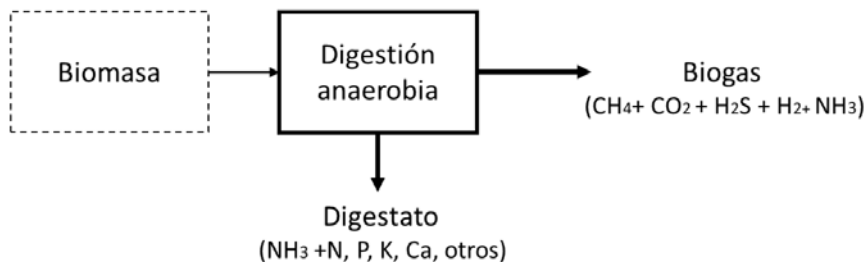


Fig. 7.7. Productos de la digestión anaerobia de la biomasa.

Fuente: Adaptado de: Gutiérrez et al. (2021).

Por otra parte, el biogás está formado principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), con cantidades mínimas de sulfuro de hidrógeno (H_2S), amoníaco (NH_3), hidrógeno (H_2) y compuestos volátiles (Park et al., 2022). Dependiendo de la materia prima y del reactor, las concentraciones de CH_4 oscilan entre el 40 % y el 70 % en volumen (Jenkins et al., 2019). Como se ha dicho, el uso principal del amoníaco es en los fertilizantes, pero ahora se contempla su uso como una fuente de energía limpia potencialmente revolucionaria, en especial para el transporte marítimo (Hansson et al., 2020).

Existe una correlación directa entre el poder calorífico del biogás y su contenido de CH_4 , donde el biogás que contiene más del 45 % de CH_4 es inflamable (Jenkins et al., 2019). Cuando se elimina el resto de los componentes del biogás mediante un proceso denominado “*Biogas upgrading*” o purificación del biogás (ver Figura 7.8), se produce biometano, que contiene concentraciones de metano superiores al 90 % y tiene propiedades similares al gas natural (Linares Hurtado et al., 2021).

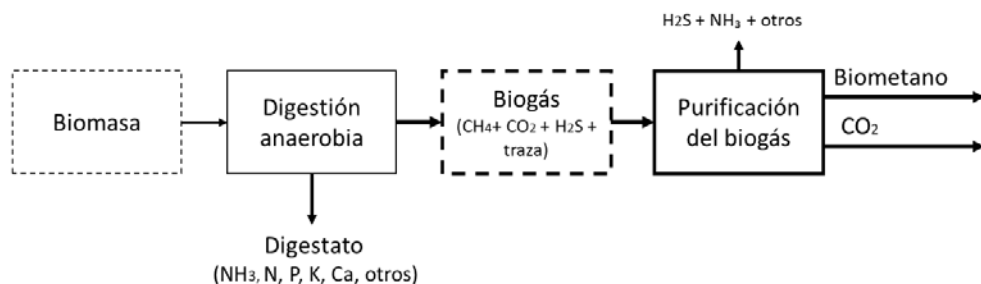


Fig. 7.8. Purificación del biogás en metano.
Fuente: Adaptado de: Gutiérrez et al. (2021).

Para producir hidrógeno a partir del biogás, se requiere una reacción de reformado catalítico para convertir el CH_4 del biogás en syngas ($\text{H}_2 + \text{CO}$). Hay tres tipos de reacciones de reformado de metano basadas en el tipo de oxidante utilizado: reformado de metano en presencia de dióxido de carbono—CRM, oxidación parcial de metano con oxígeno—POM, y reformado de metano con vapor SMR (Park et al., 2022). Según Park et al., (2022), es esencial mencionar que la relación H_2 / CO del syngas producido por SRM es mayor que la de las otras reacciones de reformado.

RETOS DEL HIDRÓGENO DE BAJAS EMISIONES

En cuanto a los retos, las aplicaciones de almacenamiento y transporte intermedios y posteriores del hidrógeno han hecho grandes progresos hasta ahora, y las pilas de combustible de hidrógeno han empezado a comercializarse, aunque todavía queda mucho trabajo por hacer. Para avanzar en la implantación de proyectos de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, es importante reconocer los retos, tal como se mencionan en la Tabla 39.

Tabla 39. Desafíos de los métodos de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono.

Tipo de hidrógeno	Descripción
Verde	<ul style="list-style-type: none"> • Debido a la complejidad de la tecnología y al subdesarrollo, la producción de hidrógeno verde aún no es económicamente competitiva con las soluciones azul, negra y gris. • El coste de las energías renovables (eólica y solar) para los procesos sigue siendo caro. • Al depender de otras energías renovables, su aplicación depende de las condiciones meteorológicas, como la velocidad y dirección del viento, la temperatura y la presión atmosférica, y de la intermitencia de la energía solar. Resistencia de los residentes por el impacto en la salud, el precio de la propiedad y la inequidad de la instalación de parques solares o eólicos.
Azul	<ul style="list-style-type: none"> • El precio del hidrógeno azul está muy vinculado al precio del carbón o del gas natural. • Las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono son inmaduras. • La captura de carbono tiene fugas de entre el 5 % y el 15 %. • Además, hay que tener en cuenta la contribución de los gases de efecto invernadero generados por las tecnologías utilizadas, la ubicación geográfica, las diferencias en las técnicas y procedimientos de extracción, el transporte del gas natural y la quema y venteo.

Fuente: Yu et al. (2021) y Bauer et al. (2022).

DEMANDA DE HIDRÓGENO A NIVEL MUNDIAL

Según Zhiznin et al. (2020), en 2018 se produjeron unas 115 Mt de hidrógeno para satisfacer las necesidades del refinado de petróleo (33 % de la demanda total), para la producción de amoníaco (27 %), la producción de metanol (11 %) y la metalurgia ferrosa (3 %). Para producir este vector energético, se utilizó gas natural (196 millones de tep), carbón (75 millones de tep), petróleo (2 millones de tep) y electricidad.

Aunque durante 2018 el sector del transporte no tuvo una gran demanda, según las perspectivas revisadas por el Consejo del Hidrógeno, el hidrógeno centrado en el transporte tendrá una gran demanda en la próxima década, ya que más de 20 países tienen entre sus políticas de descarbonización la prohibición de la venta de vehículos con motor de combustión interna para 2035. En este sentido, los países prevén contar con 4.5 millones de vehículos eléctricos de pila de combustible para 2030, con China, Japón y Corea a la cabeza del despliegue. Para ello, han previsto la implementación de 10.500 estaciones de repostaje de hidrógeno, también conocidas como hidrogeneras (Hydrogen Council, 2021).

En cuanto al sector industrial, cuatro países europeos (Francia, Alemania, Portugal y España) han anunciado recientemente objetivos de consumo de hidrógeno verde espe-

cíficos para la industria en sus estrategias nacionales. Además, en Francia, los usuarios industriales pueden evitar los impuestos asociados al carbono utilizando hidrógeno renovable, y en Países Bajos están invirtiendo en el aumento de la capacidad instalada de electrólisis a gran escala vinculada a la energía eólica marina y en la modernización de la red de gas natural, como estrategias para sustituir los combustibles fósiles. Este es también el caso de América, donde se han establecido incentivos para el hidrógeno bajo en carbono a través de beneficios fiscales, como el programa 45Q en Estados Unidos (Hydrogen Council, 2021).

Las políticas de descarbonización, el desarrollo de normativas con límites de emisión más estrictos, los incentivos tarifarios y la implementación de costos al carbono han impulsado un cambio significativo en las proyecciones de producción de hidrógeno para 2030. Según los reportes, la producción acumulada estimada se triplicó, pasando de 2.3 millones de toneladas anuales en 2019 a 6.7 millones en 2020, con una mayor contribución de las fuentes renovables. Este crecimiento refleja el incremento sostenido de la inversión y la estrecha cooperación entre la industria y los gobiernos, factores esenciales para avanzar de la fase de planificación —a corto, mediano y largo plazo— hacia una etapa efectiva de implementación (Young y Penson, 2022). Un ejemplo destacado de esta cooperación es el “Valle del Hidrógeno” en el norte de los Países Bajos.

En estas proyecciones se incluyen los 228 proyectos de hidrógeno a lo largo de la cadena de valor, como se muestra en la Figura 7.9. De ellos, 17 son proyectos de producción a gran escala con más de 1 GW en el caso de las energías renovables y más de 200.000 toneladas al año en el caso del hidrógeno bajo en carbono, siendo los más grandes los de Europa, Australia, Oriente Medio y Chile (Hydrogen Council, 2021).

En cuanto a la captura y secuestro de carbono durante la producción del hidrógeno, Yu et al., (2021) mencionan que hay 43 proyectos de captura de carbono a gran escala en marcha, entre ellos, diez en Estados Unidos, tres en Canadá, dos en Noruega, uno en China y los tres restantes en el resto del mundo.

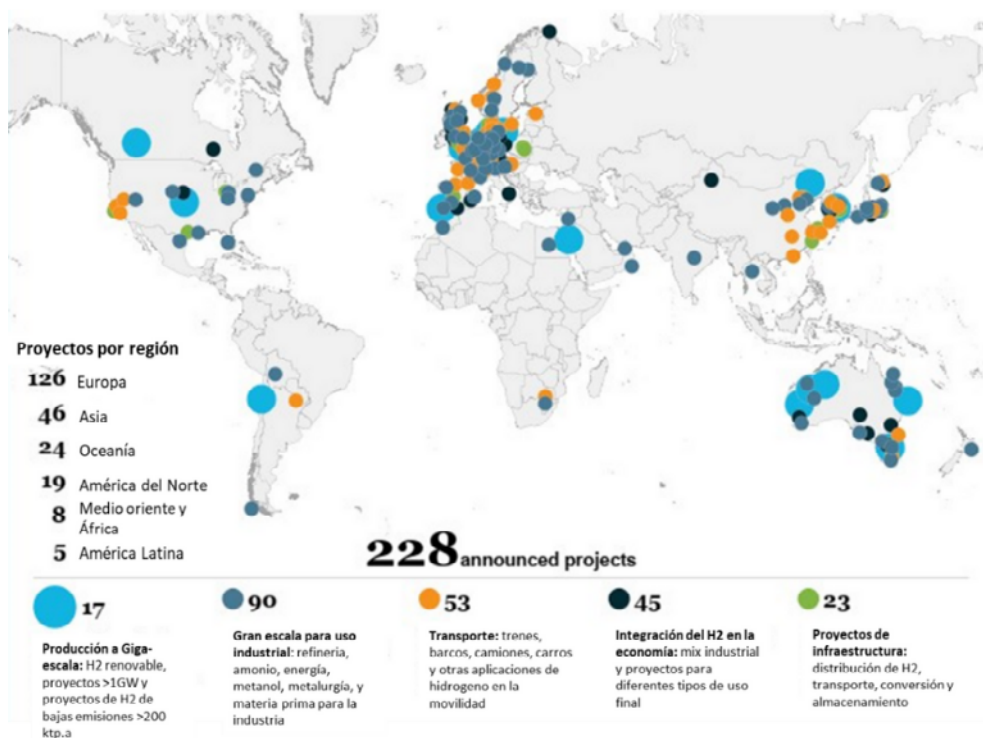


Fig. 7.9. Proyectos mundiales de hidrógeno en la cadena de valor.
Fuente: Hydrogen Council (2021).

En el marco de las iniciativas de cooperación internacional, en noviembre de 2021 la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), el Programa Euroclima+, el Banco Mundial y la Alianza por el Hidrógeno Verde en América Latina lanzaron la plataforma H2LAC. Esta iniciativa busca consolidarse como un repositorio de proyectos sobre hidrógeno verde que contribuyan al carbono neutralidad de la región y al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (CEPAL, 2021; H2LAC, 2021). Plataformas como esta facilitan la difusión global de los proyectos latinoamericanos y caribeños de producción de hidrógeno, fomentando así la atracción de inversión internacional, tradicionalmente concentrada en Europa (CEPAL, 2021).

Este tipo de iniciativas se fundamentan principalmente en dos aspectos: (1) la región es una de las principales generadoras de energía renovable del mundo y se encuentra en una posición estratégica para impulsar el uso de hidrógeno bajo en carbono, ya que puede producir más de este vector energético del que demanda internamente; y (2) más de once países han publicado o están elaborando estrategias y hojas de ruta nacionales sobre el hidrógeno, con una cartera de más de 25 proyectos en etapas iniciales de desarrollo (IEA, 2021). En consecuencia, se estima que para 2050 el costo del hidrógeno producido en la región mediante electrólisis alimentada por energía solar fotovoltaica eólica terrestre híbrida será altamente competitivo a nivel mundial, como se muestra en la Figura 7.10.

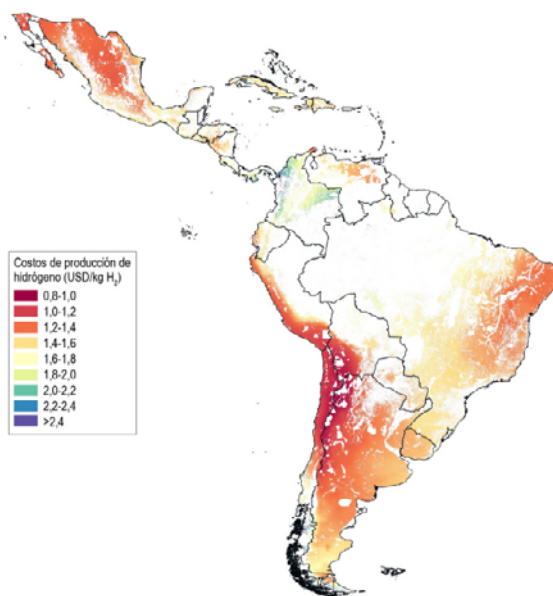


Fig. 7.10. Proyección del costo de producción de hidrógeno en América Latina, 2050 (USD kg/H₂).
Fuente: IEA (2021).

Chile, Argentina, Brasil, Colombia y México se encuentran entre los países con el costo de producción de hidrógeno más bajo (0.8 – 1.4 USD kg/H₂) en América Latina. Para lograrlo, la Agencia Internacional de Energía recomienda que la región debe enfocar los esfuerzos en incentivar la instalación de cadenas de valor para producir equipamiento, apoyar la investigación y desarrollo, los proyectos piloto y el despliegue

inicial de tecnologías de producción y consumo de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, así como el establecimiento de programas de certificación y garantías de origen reconocidos internacionalmente (IEA, 2021).

POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA

En septiembre de 2021, Colombia, a través del Ministerio de Minas y Energía, publicó su Hoja de Ruta del Hidrógeno, enfocada en establecer el camino para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, como parte de la estrategia nacional de descarbonización de múltiples sectores (MinEnergía y IDB, 2021).

En una primera fase, se contempla la producción de hidrógeno azul como la opción de bajas emisiones más viable, aprovechando la infraestructura existente para la generación de hidrógeno gris. Sin embargo, para 2030 se proyecta un incremento significativo en la producción de hidrógeno verde, especialmente en las zonas con mayor potencial eólico del país, como la región Caribe Norte.

La hoja de ruta no descarta completamente el uso de combustibles fósiles en el mediano plazo, pero prevé que entre 2030 y 2040 se dé una coexistencia gradual del hidrógeno azul y verde, permitiendo una transición paulatina hacia un escenario en el que el hidrógeno verde se consolide como la alternativa más competitiva en todo el territorio colombiano a largo plazo (MinEnergía y IDB, 2021).

Se espera, además, que este proceso contribuya a la reducción de los costos de producción del hidrógeno bajo en carbono (USD/kg H₂) en las diferentes regiones del país y fomente la atracción de inversión extranjera, como se muestra en la Figura 7.11.

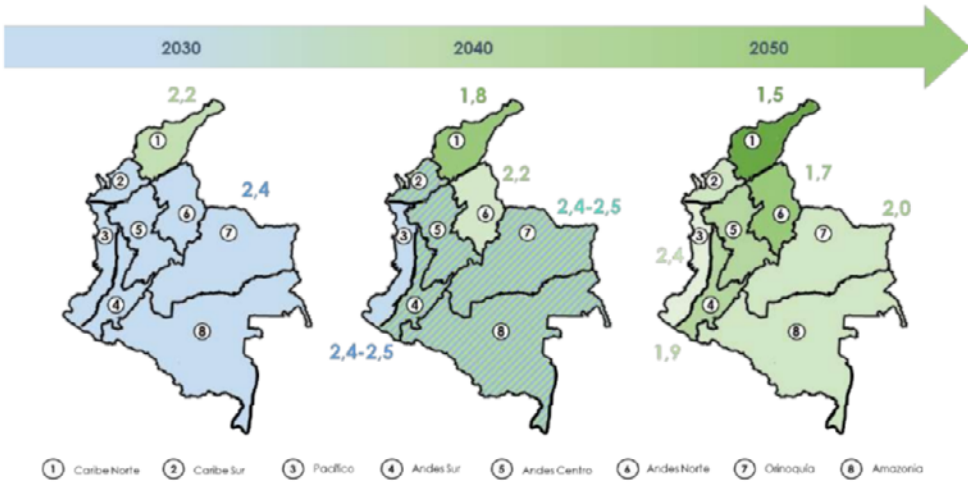


Fig. 7. 11. Competitividad de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.
Fuente: MinEnergía y IDB (2021).

NORMATIVA

A nivel nacional se han generado diversos instrumentos económicos orientados a estimular la aplicación y el acceso a los beneficios e incentivos tributarios ambientales, enfocados principalmente en el descuento en el impuesto de renta por inversiones en el control del ambiente y de exclusión de IVA. A continuación, se plantean los distintos incentivos tributarios, arancelarios, contables y de participación relacionados con la implementación de energías renovables no convencionales.

Tabla 40. Incentivos tributarios, arancelarios para la implementación de energías renovables no convencionales.

Norma	Objeto	Incentivos
Ley 1715 de 2014	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.	<ul style="list-style-type: none"> -Los autogeneradores de pequeña y gran escala podrán realizar la venta de energía y de créditos de energía por parte de los generadores distribuidos de acuerdo con la entrega de excedentes. (Art. 8°).
Ley 2099 de 2021	Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.	<ul style="list-style-type: none"> -Se podrán financiar parcial o totalmente, planes, programas y proyectos en el Sistema Interconectado Nacional y en Zonas No Interconectadas (Art. 7°). -Tendrán derecho a deducir de su renta, en un periodo no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50 % del total de la inversión realizada (Art. 8°). -Los equipos [...] que se destinen a la pre-inversión e inversión [...] estarán excluidos del IVA (Art. 9°). -Personas naturales o jurídicas [...] gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación (Art. 10°). Las actividades de generación a partir de fuentes no convencionales de energía (FNCE) y de Gestión eficiente de la energía, gozará del régimen de depreciación acelerada (Art. 11°).
Decreto 1564 de 2017	Modifica parcialmente y adiciona Capítulo 14, Título 1, Parte 3, Libro 1 del Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria.	“Artículo 1.3.1.14.5. Exclusión del IVA en aplicación del artículo 428 literal f) del Estatuto Tributario. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA [...] certifica en cada caso, que la maquinaria l. [...]” (Art. 1°).

RECOMENDACIONES Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Es innegable el enorme potencial de Colombia para la generación de hidrógeno. Como se expuso en este capítulo, una vez el Gobierno definió la Ruta del Hidrógeno, quedó claro que numerosos países reconocen este combustible como un vector energético que representa una alternativa viable a los combustibles fósiles.

Se reconoce, por tanto, que el hidrógeno está llamado a desempeñar un papel clave en la transición energética, especialmente en los procesos de descarbonización de actividades, servicios y productos. No obstante, para que su desarrollo sea viable en el mediano plazo, es necesario superar los desafíos presentes en cada fase de la cadena

de valor, tanto en los aspectos tecnológicos, legales, políticos, ambientales, sociales como económicos.

En este contexto, la Agencia Internacional de Energía (IEA) recomienda que, en América Latina y el Caribe, los esfuerzos se orienten a impulsar la creación de cadenas de valor para la producción de equipamientos, promover la implementación de proyectos piloto y facilitar el despliegue inicial de tecnologías de producción y consumo de hidrógeno con bajas emisiones de carbono. Asimismo, sugiere el establecimiento de programas de certificación y sistemas de garantías de origen reconocidos internacionalmente (IEA, 2021).

En Colombia, donde se ha priorizado la producción de hidrógeno en regiones con abundantes recursos eólicos y fotovoltaicos, como la región Caribe Norte, resulta fundamental impulsar la investigación y el desarrollo de este vector energético a partir de fuentes renovables no convencionales, como la biomasa y los biocombustibles. Esta estrategia permitirá acelerar el cumplimiento de los objetivos establecidos en la Hoja de Ruta 2021-2050 y garantizar la disponibilidad del hidrógeno en gran parte del territorio nacional.

En todos los niveles de toma de decisión, la alfabetización de los actores involucrados se considera un pilar esencial para lograr la aceptación social del hidrógeno y asegurar su sostenibilidad en el tiempo. Por ello, es necesario diseñar e implementar estrategias de información, comunicación y educación que aborden el tema desde una perspectiva multidisciplinaria.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA: POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO EN EL PAÍS

Aspectos técnicos

En términos de usos y consumos potenciales, según las proyecciones del Ministerio de Minas y Energía, se prevé que el sector transporte sea el mayor demandante de hidrógeno de bajas emisiones para el año 2050, con un consumo estimado de 1,180

kton. En este contexto, ya se han formulado proyectos normativos orientados a incentivar y establecer medidas que promuevan la adquisición de flotas conformadas íntegramente por vehículos eléctricos y/o de hidrógeno, tanto por parte de entidades públicas como privadas, dentro de los Sistemas de Transporte Estratégico, Integrado o Masivo (Congreso de la República, 2021).

Asimismo, se proyecta que para 2030 el país cuente con 1,500 a 2,000 vehículos ligeros y 1,000 a 1,500 vehículos pesados equipados con pilas de combustible, además de 50 a 100 hidrogeneras de acceso público en funcionamiento a nivel nacional (MinEnergía y IDB, 2021).

Como parte de la implementación de las estrategias establecidas por el Gobierno nacional en la Hoja de Ruta del Hidrógeno 2021, durante el primer trimestre de 2022, seis meses después de la entrada en vigor de dicho instrumento de planificación, se inauguraron dos plantas de generación de hidrógeno verde en la región norte del país.

El proyecto piloto ubicado en la Refinería de Cartagena, propiedad de Ecopetrol, emplea agua industrial de la refinería para producir 20 kg diarios de hidrógeno verde de alta pureza (99.999 %), mediante un electrolizador de Membrana de Intercambio de Protones (PEM) de 50 kilovatios alimentado por 270 paneles solares. Este proyecto tiene como objetivo recopilar información sobre el funcionamiento, mantenimiento, fiabilidad y escalabilidad de las tecnologías empleadas.

El hidrógeno verde obtenido en este piloto se destina a mejorar la calidad de los combustibles producidos en la refinería, en sustitución del hidrógeno gris que se utiliza actualmente (Ecopetrol, 2022).

El segundo piloto fue puesto en marcha por Promigas, una empresa que gestiona el gas natural como fuente de energía. El piloto transforma el agua de la red de acueducto de Cartagena en hidrógeno mediante electrólisis y un parque solar de 137 kWp compuesto por 324 paneles fotovoltaicos. Con este proyecto, la empresa producirá 1,574 kilogramos de hidrógeno verde al año (4.3 kg/día) para inyectar en la red de la zona de Mamonal de la ciudad, generando un impacto positivo sobre el gas natural del

sector industrial y los habitantes de la zona. Según la empresa, esta alternativa evitará la emisión de 6 toneladas de CO₂ cada año (El Tiempo, 2022).

Aspectos económicos

Para el desarrollo de proyectos competitivos de hidrógeno en el país, se han formulado distintos instrumentos que presentan alternativas arancelarias, fiscales y de acuerdos internacionales, lo que hacen este tema de gran atractivo para la inversión y la mejora de capacidades tecnológicas a nivel nacional. Se resalta entonces la Ley 2099 de Transición Energética de 10 de julio de 2021 que “fija un marco fiscal ventajoso para la inversión en fuentes no convencionales de energía contribuyendo a la recuperación de la economía” (MinEnergía y IDB, 2021).

De igual manera, la transición energética enmarcada en la producción de hidrógeno puede apalancarse de los beneficios establecidos en la Ley 1715 de 2014 como la exención de pago de derechos arancelarios, la exclusión del IVA, la depreciación acelerada y la deducción del impuesto de la renta del 50 % de la inversión, durante un periodo de 30 años (MinEnergía y IDB, 2021).

Entonces, para saber qué tan competitiva es una solución en términos económicos, se debe calcular el costo nivelado de hidrógeno (LCOH), el cual considera todos los costos a lo largo del ciclo de vida de la producción, tales como los costos de inversión iniciales (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento (O&M). En ese sentido, Lizarazo de la Cruz, Corredor Martínez y Pupo Roncallo (2023) realizaron el cálculo del LCOH para distintas tecnologías con una capacidad instalada de 1GW en un escenario a 2030 y uno a 2050, encontrando que para ambos escenarios el hidrógeno proveniente de combustibles fósiles sin captura de carbono tiene un costo menor a los 3 USD/kg H₂, seguido por la electrólisis PEM con energía solar y eólica en el rango de los 5 USD. Por último, se encuentra el hidrógeno proveniente de la gasificación de la biomasa entre 8 y 14 USD. (ver Figura 7.12)

Tecnología de producción de hidrógeno	Precio del hidrógeno (USD/kg)	
	2030	2050
SMR	2.71	2.44
Gasificación carbón	2.81	2.65
SMR+CCS	6.02	5.89
Gasificación carbón + CCS	7.65	7.40
Electrolisis PEM+ Energía solar	5.62	5.24
Electrolisis PEM+ Energía eólica	5.44	5.13
Gasificación + paja de arroz	14.92	14.90
Gasificación + Bagazo de caña	8.52	8.51

Fig. 7.12. Costos nivelados de hidrógeno sin incluir costos al impuesto de CO₂eq para los años 2030 y 2050.

Fuente: Lizarazo de la Cruz, Corredor Martínez y Pupo Roncallo (2023).

Nota: CCS: captura y secuestro de carbono. SMR: Reformado de metano con vapor.

Los datos descritos en la tabla anterior se dan principalmente por la disponibilidad en el territorio nacional de tecnologías para la producción de hidrógeno para eliminar las impurezas que se encuentran en el petróleo crudo, como el azufre. Los costos elevados para soluciones más favorables para el ambiente están dados por la necesidad de desarrollar y adaptar tecnologías para la producción de hidrógeno.

En consecuencia, los autores mencionan que “incluir un impuesto por emisión de carbono a las tecnologías que generan altas cantidades de CO₂eq puede tener un impacto significativo en el futuro del hidrógeno” (Lizarazo de la Cruz, Corredor Martínez y Pupo Roncallo, 2023).

Aspectos ambientales

El impacto ambiental asociado al hidrógeno dependerá de las decisiones que se realicen durante su ciclo de vida. En términos de cambio climático, las emisiones de gases de

efecto invernadero pueden variar con respecto a las tecnologías y los medios empleados para la producción de este vector energético.

Cuando se utiliza biomasa para la producción de hidrógeno con secuestro y captura de carbono, pueden generarse emisiones negativas, dado que las plantas absorben carbono del ambiente durante la fotosíntesis. De este modo, al capturar el carbono en el proceso de producción de hidrógeno, este se elimina efectivamente del entorno (Linares Hurtado et al., 2021).

En contraste, otras tecnologías pueden contribuir significativamente a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), ya que implican la combustión de combustibles fósiles. Para comprobar esta diferencia, Lizarazo de la Cruz, Corredor Martínez y Pupo Roncallo (2023) calcularon la huella de carbono por kilogramo de hidrógeno producido mediante las tecnologías analizadas, obteniendo los resultados que se presentan en la Figura 7.13.

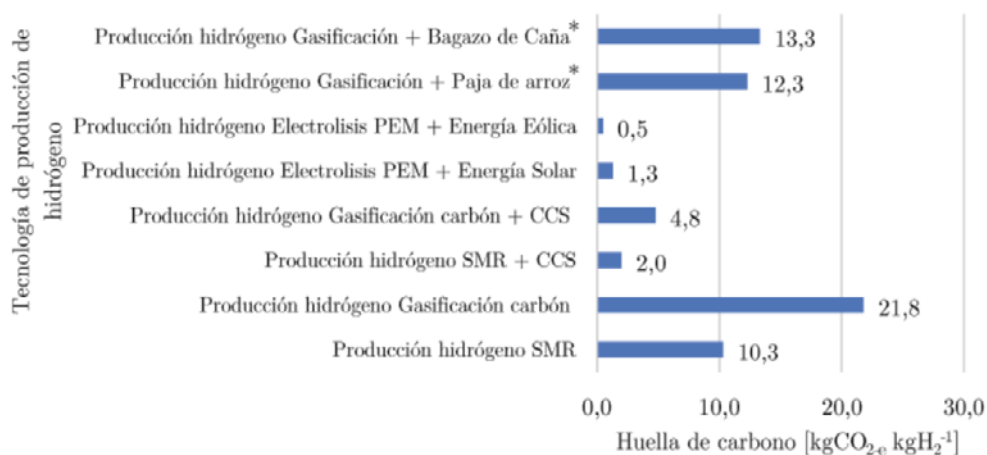


Fig. 7.13. Huella de carbono de cada tecnología de producción de hidrógeno.
Fuente: Lizarazo de la Cruz, Corredor Martínez y Pupo Roncallo (2023).

Contrario a lo visto en el aspecto económico, las tecnologías con menor impacto en la generación de GEI son la Electrólisis PEM con energía eólica y solar, y aquellas alternativas con captura de carbono. Aunque las soluciones para la producción de hidrógeno provenientes de biomasa deberían suponer una disminución en la generación de GEI, si

no están acompañadas de tecnologías para la captura y el secuestro, o bien para su uso en otras actividades, pueden generar un impacto significativo en la huella de carbono pues se está liberando el carbono contenido en la biomasa, sumado a las emisiones de los procesos mismos de producción (Linares Hurtado et al., 2021).

Como se aprecia en la Figura 7.13, el hidrógeno proveniente de combustibles fósiles, como la gasificación de carbón y el reformado de metano con vapor, son más económicas y grandes generadoras de gases efecto invernadero traducidos a $\text{CO}_{2\text{eq}}$. Por lo tanto, tienen impacto negativo en el cambio climático.

No obstante, es importante tener en cuenta que la transición energética del país debe aprovechar las infraestructuras existentes para minimizar los costos asociados. En consecuencia, debe darse una transición gradual del hidrógeno gris al verde (Lizarazo de la Cruz, Corredor Martínez y Pupo Roncallo, 2023).

Por ello, los instrumentos de planificación buscan incorporar, dentro del marco de las ciudades sostenibles, la implantación de infraestructuras para la generación de hidrógeno azul —con captura y secuestro de carbono— y de hidrógeno verde, como alternativas para cumplir los objetivos de mitigación de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático.

Asimismo, la Hoja de Ruta del Hidrógeno propone que, en el marco de la planificación de proyectos de hidrógeno gris y azul, se realicen estudios orientados a analizar, por un lado, el potencial geológico para el almacenamiento de CO_2 en yacimientos fósiles agotados, acuíferos, cavernas de sal u otros contenedores naturales, y, por otro, las tecnologías más eficientes para la captura e inyección. Además, se plantea la valorización del CO_2 en procesos industriales como una opción para aumentar la competitividad del hidrógeno de bajas emisiones (MinEnergía y IDB, 2021).

Esto coincide con lo señalado por Amaya Navas y Amaya Arias (2017), quienes describen las ciudades sostenibles como una iniciativa que, mediante medidas sectoriales integrales y acciones de desarrollo bajo en carbono, busca reducir los riesgos asociados al cambio climático que afectan a los ciudadanos, las infraestructuras y los ecosistemas.

Asimismo, destacan la promoción de la biodiversidad urbana como una herramienta clave de adaptación y mitigación.

En este sentido, los autores proponen que, para lograr una gestión eficiente del cambio climático, las ciudades deben avanzar hacia una transformación estructural en los ámbitos económico y energético, incorporando la biodiversidad como base para la innovación y la integración.



SIMULACIÓN DE ESTUDIOS DE CASO

YURI LÓPEZ

La simulación es el proceso de diseño de sistemas de energía solar fotovoltaica, utilizando herramientas computacionales. Entre las más populares están: PVSYSY, PVSOL, Helioscope, Homer, Retscreen, Hybrid2, HOGA, Polysun, PV System Builder.

A un nivel más detallado de diseño, modelado (representación de sistemas por ecuaciones y variables), existen dos herramientas muy valiosas y utilizadas desde la ingeniería, el PSCAD y el Matlab.

Para una simulación, se deben responder algunas de las siguientes preguntas.

- ¿Qué se quiere hacer?
- ¿Qué modelos se usan?
- ¿Qué variables intervienen en el proceso y son necesarias para la simulación?
- ¿Qué software y hardware se necesita?
- ¿Qué procedimiento se sigue?
- ¿Qué resultado se necesita obtener?
- ¿Si el análisis se realiza en estado estable o transitorio?
- ¿Qué es desea obtener los valores propios, mínimos y máximos?

Cada simulación aquí presentada se analiza como un estudio de caso y tiene como objetivo ofrecer una alternativa energética viable en una comunidad rural, brindando una posibilidad de electrificación en lugares alejados de la red eléctrica. Los datos de cada ejercicio se encuentran al inicio del proyecto. Las simulaciones son realizadas en el programa HOMER. Esta herramienta optimiza la evaluación de opciones de diseño para sistemas aislados, conectados a red, generación distribuida (DG). Los algoritmos de este programa evalúan la factibilidad económica y técnica de un gran número de opciones tecnológicas, mientras da resultados ambientales o una pequeña evaluación de los posibles gases de efecto invernadero producidos o dejados de emitir.

Los ejercicios aquí presentados varían por su recurso energético, consumo o demanda energética y los alcances. Así, por ejemplo, se presentan inclusive costos aduaneros por importación de equipos, costos logísticos y recursos humanos.

CASA CAMPO EN TIBÚ, MUNICIPIO DEL NORTE DE SANTANDER

Para realizar el proyecto se considera una casa de campo en Tibú, municipio del Norte de Santander, en donde por su alta zona montañosa resulta difícil y costoso llevar interconexión de red eléctrica. Está ubicada cerca de la ciudad de Cúcuta ubicada en el departamento de Norte de Santander, que cuenta con una población de 1'120,632 habitantes y cuya ubicación geográfica es 07°54''N 72°30''O. La temperatura media es de 28 °C. Las temperaturas más altas oscilan entre 30 y 40 °C y las más bajas oscilan entre 21 y 23 °C. La precipitación media anual es moderada: 806 mm. La temporada de vientos ocurre entre julio y agosto.

Recurso y demanda energética (consumo) existente

Tomando como guía el atlas de radiación solar en Colombia, se observa en el mapa que contiene la información de las radiaciones promedio de todo el año que para la ciudad de Cúcuta la radiación promedio es de 4.0 a 5.5 kWh/m² al día.

Tabla 41. Consumo total Ah/día vivienda.

EQUIPO	Potencia (W)	Voltaje (V)	I(A) = P/V	No. Horas/Día	AH/día = X No. Horas
Nevera	300	110	2.72	20	54.4
Tomas	1,350	110	12.27	6	73.62
Iluminación	160	110	1.45	5	7.25
				TOTAL, AH/DIA	135.27

Fuente: Elaboración propia.

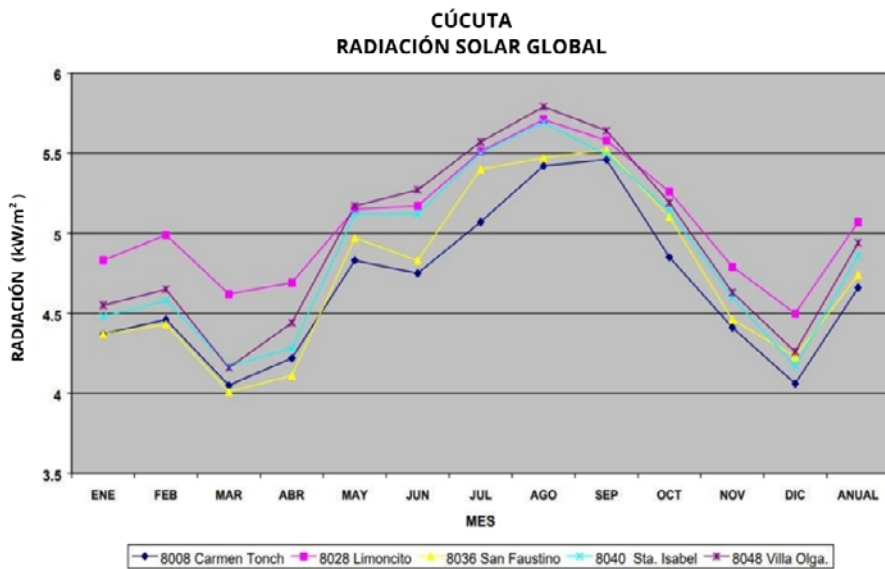


Figura 8.1. Radiación solar en Cúcuta.

Fuente: North Solar SAS. Radiación solar Cúcuta (2018).

En la Figura 8.1 se pueden ver las distintas estaciones meteorológicas que se encuentran en la vecindad de la ciudad de Cúcuta; debido a su ubicación, no todas las gráficas registran el mismo valor, es por esta razón que se habla de radiación promedio anual.

Se define el consumo para una vivienda habitada por dos personas que cuentan con servicio de alumbrado, nevera y tomacorrientes destinados a equipos como grabadora,

DVD o taladro. Se considera, además, que el sistema no abastecerá aparatos de alto consumo energético, como microondas o lavadora.

Una vez establecida la Tabla 53, que presenta el consumo de la vivienda y el factor de seguridad por sobredimensionamiento —necesario para compensar el envejecimiento de los equipos instalados—, se procede al cálculo de los paneles solares, obteniéndose un total de tres paneles. Posteriormente, se determinan los demás componentes del sistema: regulador, baterías e inversor.

Tabla 42. Equipos del sistema.

EQUIPO	CANTIDAD	MARCA	MODELO	VALOR EN EUROS (€)
Panel fotovoltaico	3	MITSUBISHI	PV-TD185MF5	1,380.00
Regulador	1	VICTRON ENERGY	Blue solar	140.00
Batería	3	TROJAN	L16P	990.00
Inversor	1	PHOENIX	C 24/2000	950.00
			TOTAL	3.46 €

Fuente: Elaboración propia.

Simulación

Para la simulación del sistema utilizaremos la ayuda del software HOMER, que es un modelo informático que simplifica la tarea de evaluar las opciones de diseño para fuera de la red y conectadas a la red de sistemas de energía a distancia, independiente, y la generación distribuida (DG) de aplicaciones.

Con la ayuda del software HOMER es posible evaluar la viabilidad técnica y económica de un gran número de opciones de tecnología y saber la incertidumbre en los costos de la tecnología, la disponibilidad de recursos energéticos y otras variables.

Para este sistema se calcularon distintas formas de conexión tratando de optimizar tanto el presupuesto como la efectividad del sistema. En la Figura 8.2 se muestra el resultado esquemático de la simulación para el proyecto. Un generador tipo diésel al lado izquierdo, como solución fósil, pero de mayor potencia y continuidad, conectada a un barraje de corriente alterna (AC) donde se deriva la vivienda titulada como casa campestre con un consumo de 14.2 kWh/día y 2.1 kW pico. Además, el inversor (*converter*), que convierte la energía de corriente continua proveniente de los paneles solares fotovoltaicos y la(s) batería(s). Estos dos últimos componentes aparecen conectados al barraje o bus DC.

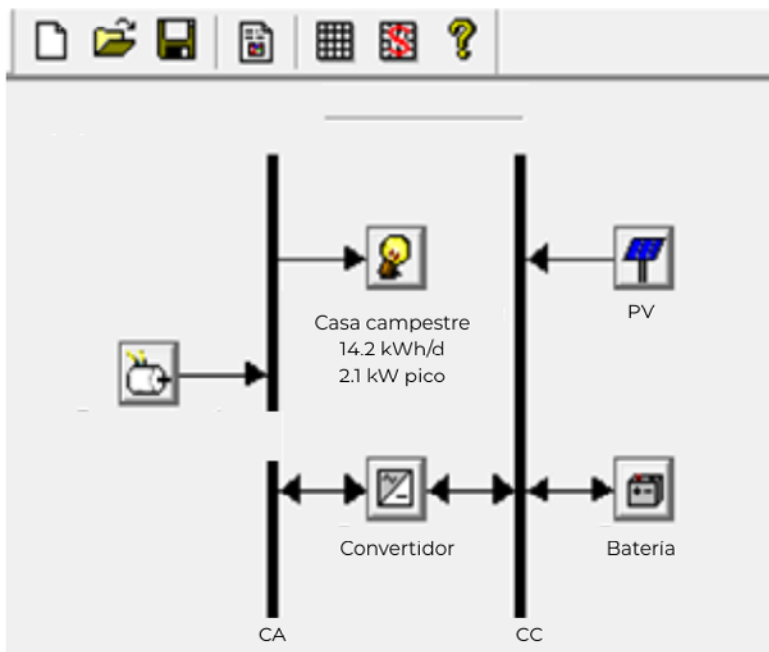


Figura 8.2. Topología del sistema en HOMER.

Después de tener todo el sistema dimensionado con los costos de compra e instalación, se desarrollan 24 simulaciones que arrojan el cuadro o tabla presentado aquí en la Figura 8.3. Ahí se muestra que la optimización sugiere utilizar paneles, diésel, inversor y baterías. El valor de potencia de cada uno se encuentra en el cuadro siguiente, indicando un sistema de paneles de 0.375 kW o un panel de 375W, un diésel de 1.5 kW, 4 baterías y un inversor de 2 kW. Todo ello con un costo de 3'160,000 pesos

colombianos. Seguido de ello, aparece el valor presente neto (*Net Present Cost: NPC*), costo de electricidad, fracción de renovables, cantidad de Diesel utilizado (litros y tiempo de uso del generador).


				PV (kW)	Gen 1 (kW)	Bat.	Conv. (kW)	Capital inicial	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diésel (L)	Gen 1 (hrs)
				0.375	1.5	4	2000	\$ 3,160,000	\$ 112,685,...	1697...	0.09	2,003	5,146

Figura 8.3. Resultados de la optimización.
Fuente: Elaboración propia.

PROYECTO FOTOVOLTAICO DE CASA FINCA EN RIOHACHA

Este caso es para el dimensionado de un sistema de energía solar fotovoltaica aislada para una finca en La Guajira, aprovechando los recursos asociados a la radiación solar proporcionados por el IDEAM y la UPME.

Recurso y demanda energética (consumo) existente

En la tabla 43, se muestra el número de horas diarias promedio, que son disponibles en La Guajira, según datos de IDEAM y UPME. Se tiene un promedio de 7 a 8 horas de luz solar al día.

Tabla 43. Horas promedio día, iluminación solar.

Mes	Horas sol día (h)
Enero	8 a 9
Febrero	8 a 9
Marzo	7 a 8
Abril	6 a 7
Mayo	6 a 7
Junio	7 a 8
Julio	8 a 9
Agosto	7 a 8
Septiembre	6 a 7
Octubre	6 a 7
Noviembre	7 a 8
Diciembre	7 a 8

Fuente: Elaboración propia.

Con la siguiente Tabla 44, del atlas de radiación de Colombia se van a mostrar los promedios mensuales por día de 5.5 a 6.0 kW/h. En cuanto al consumo de energía, se muestran los elementos con su consumo y las horas al día en que estos elementos están encendidos. Los elementos básicos que se van a considerar para la vivienda son: la iluminación, nevera pequeña, televisor y tomas de energía.

Tabla 44. Elementos eléctricos de una vivienda.

EQUIPO	Potencia (W)	Voltaje (V)	I(A) = P/V	No. Horas/Día	AH/día = X No. Horas
Nevera	100	110	0.91	20	18.18
iluminación	120	110	1.09	6	6.55
Tomas	750	110	6.82	3	20.45
Televisor	100	110	0.91	3	2.73
				Total A-h/día	47.91

Fuente: Elaboración propia

Total de A-h /día CD electrónico = Total de A-h/ día CD + (Total de A-h/ día CA) x 1'15.

Total de A-h /día CD electrónico = 47.92 x 1.15 = 55.09 ah/día CD.

El factor 1,15 es para convertir el consumo de CA a CD al pasar por el inversor o convertidor de corriente continua en alterna, ya que los módulos o paneles y las baterías solo producen este tipo de corriente. Este factor considera una eficiencia de 85 % en la conversión a plena carga del equipo. Es decir, con el cálculo anterior obtenemos la corriente que pasa a través de los dispositivos electrónicos como regulador (controlador) e inversor.

En este momento, se tienen 3 valores de corriente total en amperios – hora. La total AC: 47.91 A; la total DC con un valor de 0 A, y la total DC que incluye lo electrónico: 55.09 A. Una vez obtenido el valor del total DC que incluye en el eléctrico, hay que multiplicarlo por el factor de desgaste de los paneles solares fotovoltaicos debido a su envejecimiento, polvo y deterioro. Es decir, incluyendo un factor de seguridad 20 %.

Total de A-h /día = Total de A-h/ día CD electrónico x 1.20

Total de A-h /día = 55,09 x 1.20 = 66 A-h/día

Cálculo del número de módulos o paneles en paralelo

Ahora, para el cálculo del número de paneles, consideramos un sencillo procedimiento. Se considera el cálculo del ítem que incluye el factor de seguridad.

Número total de módulos en paralelo (NMP) = (# HSP) / (Total A-h/día)

Utilizando el panel KYOCERA de 200 W, $V_{mp} = 26.3$ V, $I_{mp} = 7.61$ A. Zona con 5 horas de luz al día.

$$NMP = (66) / (7.61 \times 5) = 1.73 \sim 2 \text{ paneles}$$

Cálculo del número de módulos o paneles en serie:

- $NMS = \text{Voltaje nominal del montaje en serie} / \text{Voltaje nominal módulo solar.}$
- $\text{Número total de módulos o paneles} = \text{Voltaje nominal en serie (NM.)} / \text{Voltaje nominal módulo solar.}$
- $\text{Número total de módulos o paneles} = 24 \text{ V} / 24 \text{ V} = 1 \text{ panel.}$

El número total de módulos o paneles será de:

$$\text{Número total de módulos} = NMP \times NMS$$

$$\text{Número total de módulos} = 2 \times 1 = 2 \text{ paneles}$$

Como resultado de la investigación de precios, se encontró que el panel solar de 200 Wp fabricado por la empresa Solar Energy tiene un costo de 1'424.531 pesos por unidad.

Como el sistema del panel solar tiene un rendimiento de 200 Wp, el sistema tiene que ir conectado a un inversor DC/AC de 200 W. El inversor de onda senoidal pura necesita una fuente de 12 V. Se puede usar en dispositivos como computadores, televisores, DVD, cámaras, ventiladores, etc. Este inversor posee una alarma en caso de detectar un voltaje inferior de la batería. Se apaga automáticamente al detectar un voltaje inferior a 9.5 voltios. El precio lo da el inversor cobra cpi 880 de 8 A y de 200 W.

Tabla 45. Precios de diferentes marcas de baterías.

Baterías	Precios USD unidad	Precio en COP
Ecocafe 660 Ah	435	850,029
OPZS 660 Ah	429	838,304
Solar energy H31 115 Ah	92	179,776

Fuente: Elaboración propia.

Tenemos que es mejor comprar la batería de 660 Ah de marca OPZS, y no comprar 6 baterías de 115 pues es más costoso.

Tabla 46. Precios de diferentes marcas de reguladores.

REGULADOR	Precios USD unidad	Precio COP
ECO 10 solar energy	45.50	88,911
Syscom	87.03	170,064

Fuente: Elaboración propia.

Así, el valor total del sistema fotovoltaico se muestra en la Tabla 47.

Tabla 47. Elementos seleccionados para la configuración técnica.

Elemento	Cantidad	Valor
panel solar	2	2'849,062
regulador	1	88,911
inversor	1	230,582
batería	1	838,304
soporte paneles	1	103,000
Gabinete batería	1	24,000
Total		3'295,555

Fuente: Elaboración propia.

Para la elaboración del sistema, el primer paso consistió en seleccionar los componentes que lo integrarían: paneles solares, inversor, batería y generador diésel. Entre los datos ingresados al programa se incluyeron la capacidad, los precios de adquisición y reemplazo, así como el costo del combustible para la planta. Una vez introducida la información correspondiente a cada elemento, se registró la potencia consumida por hora, utilizando valores promedio diarios.

Posteriormente, se incorporó el precio del diésel, con base en el valor del galón en Colombia (COP \$7,494), equivalente a 1.03 dólares por litro considerando un volumen de 2.025 litros. Finalmente, al ejecutar el programa se obtuvieron seis posibles configuraciones del sistema; sin embargo, dado que el objetivo era implementar una solución híbrida, se seleccionó la opción 1, con un costo total de 10,514 dólares.

Simulación

En la Figura 8.4 se observa, mediante el diagrama de barras, que a lo largo del año el panel solar (color amarillo) es el componente que genera la mayor cantidad de energía, mientras que la planta (color negro) presenta un uso mínimo.

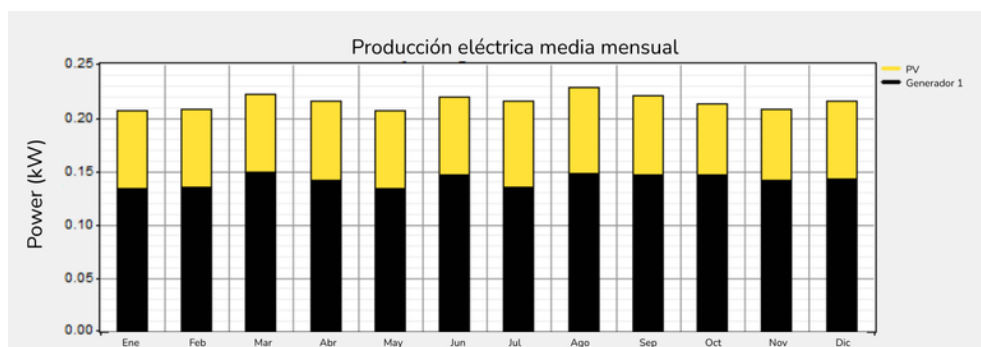


Figura 8.4. Datos de uso de los elementos del sistema dado por el software.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 8.4 presenta el comportamiento del sistema solar expresado en la sección amarilla del diagrama de barras. En cuanto al generador diésel, la Figura 8.4, muestra los valores de generación de energía mensual en color negro.

En cuanto al costo, dado que el programa no considera aspectos como la nacionalización de los equipos en el país, los costos logísticos, ni los gastos de entrega en la zona indicada, como se muestra en la Figura 8.5. Al costo total se aplica un incremento equivalente al 30 % sobre el valor total del proyecto calculado por el programa. Este ajuste se realiza tomando como referencia el valor del dólar en Colombia para el año 2012, que era de 1,917 pesos.

	Dólares
Costo programa	10,514
Incremento 30%	3,154
Total	13,668
Total en pesos colombianos	26'174,603

Figura 8.5. Costo final de la implementación del sistema.
Fuente: Elaboración propia.

HOGAR INDÍGENA EN EL CORREGIMIENTO DE ITAIBE, CAUCA

Se pretende dar solución a la producción de electricidad en el municipio de Páez, Cauca, con ayuda del programa HOMER, permitiendo la optimización de un modelo de distribución de energía. El modelo por desarrollar será híbrido, el cual combina una fuente generadora de energía solar, y una fuente generadora por medio de combustible diésel.

Recurso y demanda energética

Teniendo en cuenta las zonas de mayor radiación solar según el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia), se escogió una zona rural sobre la cual se puede aplicar el siguiente proyecto. Las siguientes son las regiones de mayor potencial para la aplicación de energía solar.

Tabla 48. Regiones de mayor potencial energético en Colombia.

Región del país	Radiación solar (kWh/m ² /año)
Guajira	2,000 – 2,100
Costa Atlántica	1,730 – 2,000
Orinoquía–Amazonía	1,550 – 1,900
Región Andina	1,550 – 1,750
Costa Pacífico	1,450 – 1,550

Fuente: Elaboración propia.

El presente trabajo se enfoca en la comunidad indígena del municipio de Páez, en el departamento del Cauca, seleccionada por su alto potencial fotovoltaico y el desarrollo de proyectos de energía solar en la región.

Páez está conformado por dos corregimientos; en particular, este estudio se centra en el corregimiento de Itaibe, dado que el municipio está políticamente dividido en quince resguardos indígenas: Avirama, Belalcázar, Cohetando, Chinas, Lame, Mosoco, PickweThaFiw, San José, Ricaurte, Tálaga, Tóez, Togoima, Vitoncó, Wila y Zuin, en los cuales se podría implementar el sistema en una de las viviendas.

El corregimiento de Itaibe se encuentra a una latitud norte de 2°40', longitud oeste de 75°59' y una altitud de 1,450 metros sobre el nivel del mar. Está ubicado en la zona andina, con una radiación solar promedio de 4.79 kW/m²/día (equivalente a 4.790 W/m²/día, aproximadamente). Los meses de julio y agosto presentan los mayores niveles de radiación solar, mientras que noviembre y diciembre son los más fríos del año.

Para este proyecto, se piensa aplicar un sistema fotovoltaico aislado a una casa rural de población indígena, con los servicios básicos en electrodomésticos. A continuación, se muestra la descripción de los elementos para tener en cuenta.

Tabla 49. Descripción de los elementos del hogar.

	Iluminación	Tomas
Sala	1	1
Baño	1	0
Cocina	1	2
Cuartos (2)	2	2
Entrada	1	0
Total	7	5

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 50. Cuadro de carga para corriente alterna.

EQUIPO	NÚMERO	POTENCIA (W)	POTENCIA TOTAL (W)	TENSIÓN (V)
Iluminación	7	25	175	108
Tomas	5	150	750	108
Nevera	1	300	300	108
Radio	1	15	15	108
		TOTAL (W)	1,240	

Tabla 51. Cálculo de Amperios Hora.

EQUIPO	CORRIENTE (A)	NÚMERO DE HORAS DE OPERACIÓN/DÍA	AMPERIOS HORA POR DÍA
Iluminación	1.620	3	4.861
Tomas	6.944	3	20.833
Nevera	2.778	20	55.556
Radio	0.139	3	0.417
Total A	11.48	Total A-h/día	81.667

Fuente: Elaboración propia.

Total Ah/día CD electrónico = 93.92 Ah/día CD electrónico.

Total Ah/día = 112.70 Ah/ día.

A continuación, se muestra el plano del hogar sobre el cual se desea implementar el proyecto, especificando las ubicaciones de los elementos antes mencionados.

En primera instancia, se dará a conocer el número de módulos solares teóricos a considerar, que más adelante se contrastará con el número de módulos otorgados por la simulación. Se detalla entonces las características del panel o módulo solar a trabajar.

Panel solar: El Panel Solar seleccionado es la Placa solar fotovoltaica 230 W Hyundai SG – Series, $V_{mp} = 29.4$ V, $I_{mp} = 7.9$ A.

Con los datos anteriores, y teniendo en cuenta que la potencia del panel solar es de 230 W, se procede a calcular el número de paneles. En total, son necesarios 11 paneles solares.

Simulación

La simulación de la instalación fotovoltaica se realizó en el programa HOMER, el cual, de acuerdo con los datos suministrados, otorga la opción óptima para el dimensionado del lugar trabajado, teniendo en cuenta aspectos técnicos y económicos. A continuación, se muestran los pasos realizados para la realización de la simulación.

1. Se registran los datos del consumo de energía de acuerdo con la iluminación, tomacorrientes, nevera y radio. Los datos se registran para 24 horas con un promedio de 11.1 kWh/día, dato suministrado por el programa.
2. Se define el convertidor/inversor. El inversor seleccionado convierte la energía de corriente continua de los paneles en corriente alterna para los electrodomésticos.
3. Definir la batería. La batería escogida de las opciones otorgadas por el programa fue Hoppecke 4 OPzS 200. Su función es almacenar durante varios días, la energía que requiere la vivienda o instalación.
4. Las especificaciones dadas por el programa son: 2 V, 200 Ah, 0.4 kWh. La cantidad de baterías depende de los Ah, de manera que estas logren cubrir los Ah necesarios según el sistema.
5. Se registran los datos del panel solar, del cual ya se observó las especificaciones de este. Se define en la opción “size” o tamaño hasta 11 paneles solares, en base al cálculo teórico.
6. Se registra el recurso solar. Para la zona del Cauca, más específicamente en el municipio de Páez, corresponde a la radiación solar de la región andina mostrada en la Tabla 51. Se define entonces una radiación solar de 4 a 5 kWh/m²/día aproximadamente, siendo más calurosos los meses de julio y agosto.
7. En este apartado también se especifica en el programa la latitud y altitud de la zona.
8. Se especifican los datos pertenecientes al generador diésel. Al ser un sistema híbrido, se dispone además de la producción de electricidad por medio de los paneles solares, un generador diésel que combinado otorga una parte de la producción eléctrica necesaria.

Las especificaciones del generador diésel KGE2500X, marca Gen-Set, se detallan a continuación.

Tabla 52. Ficha técnica del Generador.

Frecuencia (Hz)	50
Voltaje (volt)	230
Potencia Máxima otorgada (kW)	2.2
Potencia Nominal de Salida (kW)	2
Corriente Nominal (A) AC	8.7

Se establece el precio por litro del recurso diésel. Actualmente, en Colombia, el costo de un litro de diésel es de **\$1.982 COP**. Con base en las disposiciones anteriores, se procede a realizar la simulación del sistema. La configuración seleccionada queda compuesta por:

- 14 paneles solares, con una potencia total de 3,22 kW.
- Un generador diésel de 2 kW.
- 7 baterías.
- Un inversor de 1 kW.

De acuerdo con la información anteriormente definida, se ejecuta la simulación en el software HOMER, obteniéndose una configuración óptima del sistema, la cual se presenta en la Figura 8.6.





















					PV (kW)	Label (kW)	H200	Conv. (kW)	Capital inicial
					3.22	2	7	1	\$ 19,392,144
					3.22	2	7	1	\$ 3,111,540
					3.22	2		1	\$ 17,790,544
						2			\$ 909,940

Figura 8.6. Resultado Óptimo otorgado por HOMER.

Al evaluar la producción energética aportada por cada fuente, se observa que el 45 % de la electricidad proviene de los paneles solares, con una generación anual de

2,565 kWh, mientras que el 55 % restante corresponde al generador diésel, con una producción de 3,152 kWh/año. Con esta configuración se buscó lograr una relación aproximadamente equilibrada en el sistema híbrido diseñado, de modo que la energía solar renovable desempeñará un papel relevante dentro del conjunto de generación.

Además de las especificaciones técnicas introducidas en el programa sobre los equipos utilizados, fue necesario definir los precios de venta de cada componente. Cabe aclarar que todos los productos fueron cotizados en España, con excepción del inversor, cuya cotización se realizó en Colombia.

Tabla 53. Precio por Unidad de los elementos en euros.

	Precio por Unidad (euros)
Panel Solar	550
Batería	112
Inversor	-
Generador diésel	350

Tabla 54. Precio por unidad de los elementos en pesos colombianos.

	Precio por Unidad (Pesos)
Panel Solar	1'162.900
Batería	228,800
Inversor	600,000
Generador diésel	909,940

Así mismo, en el programa se especifica además los costos del reemplazo de un equipo y los costos de arreglo y mantenimiento. En este apartado se tuvo en cuenta que el costo de reemplazo no es exactamente el mismo costo de adquisición del equipo nuevo, ya que en elementos como el generador o el inversor se pueden reemplazar partes del sistema más no todo el equipo completo.

Tabla 55. Precio total en pesos colombianos.

	Precio Total (Pesos)
Panel Solar (14)	16'280,600
Batería (7)	1'601,600
Inversor (1)	600,000
Generador Diesel (1)	909,940
TOTAL SISTEMA	\$19'392,144

La inversión o el capital inicial se estiman en \$19'392,144.

Costos logísticos

Debido a que el programa no considera los costos logísticos o de la implementación de los equipos, se realizará en este apartado un análisis, ya que la mayoría de los elementos que forman parte del sistema fueron cotizados en España, y al costo total se le debe añadir el transporte hasta el lugar de instalación.

Para esto, es importante definir el tipo de producto que se va a importar, el medio por el cual se va a lograr, y los impuestos sobre los mismos.

Empresa transportadora

Para el sistema híbrido que se desea implementar, se recomiendan empresas como COLTRANS. Este agente de carga internacional cuenta con la certificación ISO 9001-2008 y seguimiento de carga por Internet. COLTRANS consolida y envía la carga, tardando 15 días en llegar la mercancía.

Medio de transporte

Se considera manejar un flete marítimo de España a un puerto en Colombia. Debido a la cercanía con el departamento del Cauca, se define la llegada al Puerto de Buenaventura.

Con el proveedor, se recomienda realizar un acuerdo que brinde una mayor facilidad, de manera que este transporte la mercancía al puerto de Barcelona, y de allí definir su salida vía marítima a Buenaventura por medio de una empresa transportadora internacional.

Esto requiere de un cargo adicional definido por el proveedor, pues la realización de estos envíos directos se ejecuta de manera constante a varios clientes; el cargo no es costoso. Se puede estimar que la mercancía llegue al puerto de Barcelona en menos de una semana, con un cargo de 7.4 EUR, aproximadamente de 10 a 15 USD. Si se decidiera transportar a nivel aéreo, el tiempo de llegada sería más rápido, pero el costo sería mayor. Por esta razón, se recomienda realizar el transporte vía marítima, donde se tarda 15 días en llegar la mercancía, y el costo disminuye.

Aranceles

De acuerdo con el tipo de producto, se define un porcentaje de aranceles mostrados en la siguiente lista:

- Panel solar y/o célula solar

Código: 85.41.40.10.00

5 % de Arancel sobre el valor CIF.

- Baterías de plomo para sistemas de suministro continuo de energía.

Código: 85.07.20.00.00

15 % de arancel sobre el valor CIF.

- Generadores eléctricos

Código: 85.01.61.90.00

10 % de arancel sobre el valor CIF.

CIF es una abreviatura comúnmente utilizada en algunos contratos internacionales de venta, cuando el precio de venta incluye todos los “Costos, Seguro y Flete” correspondientes a los bienes vendidos.

$$\text{CIF} = \text{costo de la carga} + \text{seguro} + \text{flete } 3.0$$

El seguro se define siempre como el 0.08 % sobre el valor de la carga, y el flete desde España siempre es el 35 % sobre el valor de la carga. A la empresa transportadora se le paga el seguro más el flete, que en total de aproximadamente 3,000 EU para toda la carga, es decir, \$7'764,169

Según lo anterior, se tiene para cada elemento los siguientes CIF.

Tabla 56. Valor CIF para cada carga.

	CIF (euros)
Panel Solar	10,401
Batería	1,059
Generador diésel	473
Total CIF	11,933

Los cálculos se realizaron con base a que la carga de paneles solares contiene 14 módulos, así como la carga de la batería contiene 7 unidades. A cada uno de estos valores otorgados por la Tabla 56 se les calcula el porcentaje de arancel a pagar.

Tabla 57. Valor CIF para cada carga en pesos colombianos.

	CIF (pesos)
Panel Solar	26'918,374
Batería	2'740,751
Generador diésel	1'224,150
Total CIF	\$30'883,275

Tabla 58. Valor de los aranceles para cada carga en pesos colombianos.

	Aranceles (pesos)
Panel Solar (5 %)	1'345,918
Batería (15 %)	411,113
Generador diésel (10 %)	122,415
Total aranceles	\$1'879,446

Aproximadamente, se debe pagar en total por todos los elementos que componen el sistema a importar, \$1'879,446 en aranceles.

Impuesto IVA

Se considera un IVA del 16 %, el cual se aplica sobre la suma del valor CIF y los aranceles.

Tabla 59. Total IVA (16 %) a pagar por carga.

	CIF+ Arancel (\$)	IVA (\$)
Panel Solar	28'264,292	4'522,287
Batería	3'151,864	504,298
Generador diésel	1'346,565	215,450
Total IVA		5'242,035

Tabla 60. Total impuestos a pagar.

	Arancel + IVA
Panel Solar	5'868,205
Batería	915,411
Generador diésel	337,865
TOTAL	\$7'121,481

Agente Aduanero

Se debe además realizar un proceso de nacionalización con el agente de Aduana Coral Visión. Estos manejan una tarifa de 0.3 % sobre el valor CIF de la carga. Para el valor CIF total de la carga, se debe pagar una tarifa de \$977,984 aproximadamente para el agente aduanero.

El agente de aduana se encarga del manejo de la carga, movilización de la mercancía, registro del tráfico internacional de mercancías que se importan y exportan desde un país concreto y cobro de los impuestos que establezcan las aduanas. Teniendo en cuenta el valor de los impuestos, se tiene que en total se debe pagar por el sistema un valor de:

$$\text{TotalSis} = \text{costo del sistema} + \text{transporte} + \text{impuestos} + \text{aduanas} \quad (1)$$

$$\text{TotalSis} = \$19.392.144 + \$7.764.169 + \$7.121.481 + \$92.642 \quad (2)$$

En total, el sistema posee un costo de \$34.370.443.

Recurso humano

Para el recurso humano se debe considerar:

- Ingenieros eléctricos: Esenciales para la generación, distribución y uso de la energía eléctrica, así como la instalación y transporte de la corriente de manera adecuada a través de la zona de aplicación del sistema.
- Ingenieros industriales: Encargados del desarrollo y mejora de la aplicación del proyecto, administración de este, teniendo en cuenta aspectos humanos, económicos, de procesos y de materiales. Permiten también evaluar la necesidad, y de esta manera determinar si los resultados obtenidos son los deseados o plantear mejoras en caso de ser requeridas. Los ingenieros industriales también estarán a cargo de la parte logística del proyecto, en cuanto al transporte, distribución y disposición de los materiales y elementos que requieren en el sistema.
- Ingenieros ambientales: Necesarios en cuanto al estudio del impacto ecológico y social que se pueda obtener el proyecto. De esta manera se puede otorgar resultados en cuanto al ahorro de la generación contaminante, y al aprovechamiento de los recursos naturales como lo es la energía solar.
- Ingenieros mecánicos: Su conocimiento acerca del diseño de los elementos a utilizar en el sistema permite formular y solucionar problemas técnicos, apoyándose en los principios físicos, de manera que los elementos, equipos e instalaciones presten un servicio adecuado, mediante el uso racional y eficiente de los recursos disponibles.

Los resultados obtenidos arrojan un total de 14 paneles solares, 7 baterías, un inversor y un generador. Teniendo en cuenta los costos de los productos cotizados en España y los costos de transporte hasta el Puerto de Buenaventura, además de los impuestos a pagar, se evalúa un costo aproximado del sistema en \$34'370,443.



ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA EN TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

YURI LÓPEZ

JUSTIFICACIÓN

Este capítulo nace como respuesta al necesario y constante debate sobre el impacto ambiental que tienen las tecnologías limpias. La mayoría de los estudios presentan los procesos de reciclaje o reutilización de equipos en el fin de los proyectos, pero un completo análisis del ciclo de vida de fabricación de cualquier producto ha sido aplicado en este tema, creando una discusión alrededor de la pregunta: ¿qué tan limpias serán las tecnologías limpias? La respuesta no es definitiva ni concluyente, pero, ante la duda y cuestionamientos, se presentan definiciones y estudios comparativos al respecto.

Es fundamental para la sostenibilidad del planeta que el ser humano desarrolle tecnologías energéticas capaces de sustituir las obsoletas plantas de generación eléctrica basadas en carbón y otros combustibles fósiles, objetivo central del impulso a las energías renovables.

Debe tenerse en cuenta que todo proceso de fabricación de componentes o equipos tecnológicos implica algún grado de contaminación. Por ello, resulta prácticamente

imposible desarrollar una tecnología completamente libre de emisiones. No obstante, si el propósito es reducir al máximo la contaminación ambiental asociada a la producción de energía, las fuentes renovables constituyen la mejor alternativa.

Definición–presentación

El análisis del ciclo de vida de un proyecto energético permite evaluar y definir los parámetros que abarcan todos los componentes del sistema, desde su fase de construcción hasta su disposición final una vez implementado.

En el caso de un sistema solar fotovoltaico, este análisis incluye los paneles, las estructuras de soporte, los inversores, el cableado y los sistemas de protección, entre otros elementos que conforman el proyecto.

En el análisis del ciclo de vida se considera todo el proceso, desde la fabricación de los componentes hasta la finalización de su vida útil. Esto incluye el transporte internacional hacia el país donde serán instalados, así como el transporte interno, que generalmente se realiza en vehículos con motores de combustión interna hasta el sitio del proyecto.

Una vez en el lugar, se lleva a cabo la instalación de los equipos y comienza el ciclo operativo del proyecto. Por tanto, el análisis del ciclo de vida abarca todas las etapas, desde la producción hasta la disposición final de los componentes.

El impacto ambiental asociado a cada elemento energético —desde su fabricación hasta el fin de su vida útil— se evalúa dentro de este análisis, considerando tanto sus efectos positivos como negativos sobre el entorno.

En este breve capítulo se busca definir y describir, de manera general, el análisis de ciclo de vida (ACV) aplicado a algunas tecnologías de energía renovable relevantes para Colombia, así como los criterios y parámetros que deben considerarse en dicho análisis.

Es importante señalar que no todas estas tecnologías cuentan con proyectos desarrollados en el país, y que un estudio de ACV completo requeriría una investigación exhaustiva, probablemente con resultados de tipo monográfico o libro especializado.

No obstante, en este apartado se presentan definiciones básicas, ideas generales y criterios de aplicación del ACV en el contexto colombiano. En la figura siguiente se muestra un diagrama de proceso que ilustra de forma esquemática el enfoque del análisis de ciclo de vida.

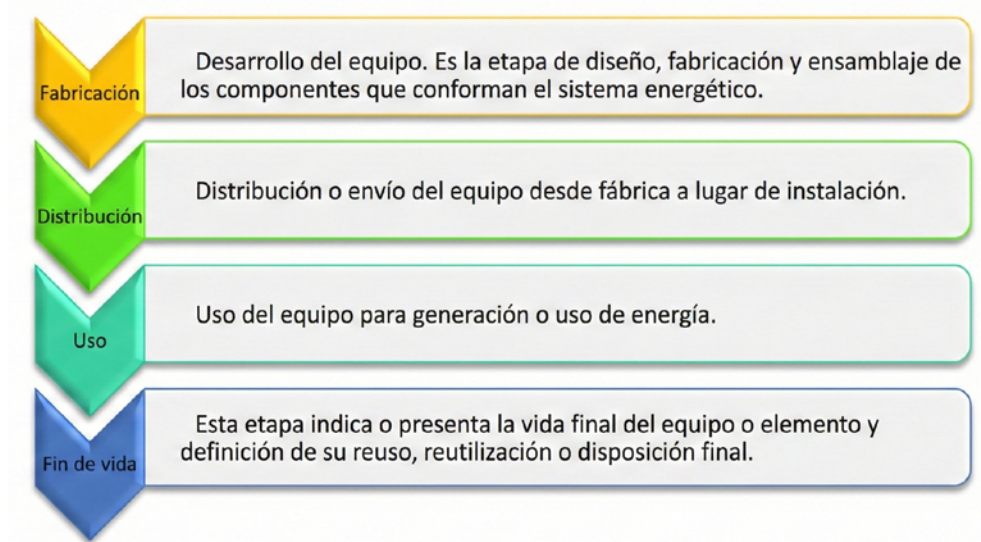


Figura 9.1. Análisis del ciclo de vida.
Fuente: Elaboración propia

Una de las etapas más complejas corresponde al uso del equipo para la generación o aprovechamiento de energía, lo cual incluye no solo los equipos principales de generación, sino también los componentes asociados al proceso, como los cables y demás elementos auxiliares.

El análisis de ciclo de vida (ACV) no es una tarea sencilla; requiere una investigación rigurosa y comparativa entre distintas tecnologías. Este análisis abarca toda la historia del producto, desde su origen hasta la finalización del proyecto o la instalación donde se utiliza.

Con base en las normas técnicas NTC-ISO 14040 y 14044, el proceso debe partir de la identificación del lugar de adquisición del producto (en la mayoría de los casos, estos equipos se compran en China) y extenderse hasta el sitio donde se ejecutará el proyecto energético, considerando las cuatro etapas definidas para el análisis (Departamento Nacional de Planeación – DNP, 2017).

- Definición del objetivo y del alcance.
- Análisis del inventario de ciclo de vida.
- Evaluación del impacto del ciclo de vida (EICV).
- Interpretación del ciclo de vida.

El NREL (National Renewable Energy Laboratory) de Estados Unidos realizó en 2011 un proyecto de armonización y unificación de estudios que muestra que el impacto del uso de tecnologías renovables es mucho menor que los de las tecnologías fósiles (NREL, 2011). La tendencia muestra que las emisiones están entre 400 y 1,000 g CO_{2eq}/kWh menores que las fósiles.

En este proyecto, el NREL armonizó las evaluaciones del ciclo de vida (ECV) de tecnologías de generación de electricidad renovables, para reducir la incertidumbre de las estimaciones de los impactos ambientales y así aumentar el valor de estas evaluaciones para las comunidades de formulación de políticas y de investigación. Esto porque se han publicado cientos de evaluaciones del ciclo de vida, con una considerable variabilidad en los resultados (NREL, 2011).

El análisis de ciclo de vida (ACV) puede evaluarse definiendo un único lugar de referencia para el proyecto, ya que, de lo contrario, los casos o escenarios posibles para su evaluación serían demasiado numerosos.

Con este propósito, se presenta una revisión sustentada en referencias de alcance global, pero con aplicación específica al contexto colombiano. En el caso de los proyectos de energía solar fotovoltaica y energía eólica, es importante destacar que la mayoría de los equipos son fabricados en China.

Esta afirmación se respalda en un reporte comercial obtenido mediante una búsqueda de información con inteligencia artificial (Copilot), el cual confirma que China es líder indiscutible en la fabricación de equipos para tecnologías renovables. A continuación, se presentan algunos datos relevantes:

Paneles solares: China produce más del 80 % de los componentes de paneles solares, incluyendo polisilicio, lingotes, obleas, celdas y módulos. En 2023, China representó el 70 % de la cuota de mercado mundial (IEA, 2022), (Chadly, A., 2024).

Turbinas eólicas: Casi el 50 % de las turbinas eólicas del mundo son Chinas (xataka, s.f.).

Estos porcentajes reflejan la capacidad de China para dominar la cadena de suministro de tecnologías renovables, lo que le permite ser un actor crucial en el mercado global.

Continuando con el estudio del análisis de ciclo de vida (ACV) en tecnologías renovables, se evalúa el transporte de los componentes hacia Colombia. En este proceso, se considera el envío marítimo como el principal medio de transporte, junto con los índices de contaminación asociados a esta modalidad.

Posteriormente, una vez en territorio colombiano, los equipos son trasladados mediante vehículos de carga pesada con motores de combustión interna, ya que el país no cuenta con sistemas de transporte ferroviario eléctrico como los existentes en Europa o Japón. Esta limitación aumenta el impacto ambiental dentro del ciclo de vida de los proyectos eólicos y solares, al no disponer de medios de transporte más sostenibles para la distribución interna.

Estandarización o normalización del análisis de ciclo de vida

A nivel internacional, en 1994 se estableció que el comité técnico ISO TC207 sería el encargado de definir la regulación y elaboración de los documentos técnicos relacionados con la gestión ambiental. En este contexto, las normas ISO 14040 a 14043 establecen el marco general, los principios y los procedimientos del análisis de ciclo de vida (Sanes Orrego, 2012; ISO, 1997; INAM, 2023).

MÉTODOS USADOS

Existen diversos métodos empleados en investigaciones que constituyen las principales herramientas para realizar un análisis de ciclo de vida (ACV). Entre las metodologías de cálculo más utilizadas se destacan ReCiPe 2016 y ILCD 2011 Midpoint (Basosi, 2020).

Asimismo, se dispone de varias herramientas computacionales para apoyar este tipo de análisis. Una de ellas, de desarrollo reciente, está orientada a respaldar la toma de decisiones durante la fase de diseño de intervenciones en el sector de la construcción, al combinar la evaluación del costo del ciclo de vida con el análisis ambiental correspondiente (Baldoni, 2021).

Otro ejemplo es la herramienta computacional desarrollada por la Oficina Nacional de Estándares de Estados Unidos para el análisis del costo del ciclo de vida, referenciada en la norma NBS SP 709, *Comprehensive Guide for Least-Cost Energy Decisions*, la cual se centra en proyectos de conservación energética (Petersen, 1988).

ACV PARA ENERGÍA SOLAR

El análisis de ciclo de vida (ACV) en plantas de energía solar implica la evaluación de los impactos ambientales a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Diversas investigaciones señalan que, aunque la conversión de energía solar en electricidad es un proceso ecoamigable, la fabricación de los módulos fotovoltaicos requiere una cantidad considerable de energía y materiales.

Para realizar un ACV adecuado, es necesario definir la tecnología empleada, así como la capacidad, potencia y localización del proyecto dentro del territorio colombiano. Estos factores influyen directamente en los resultados del análisis, ya que determinan el tipo de transporte requerido, la cantidad de equipos y su peso total.

No es equivalente, por ejemplo, un análisis de ciclo de vida para un proyecto con microinversores que para una planta solar fotovoltaica de 80 MW ubicada en la costa atlántica, equipada con inversores de cadena de más de 100 kW cada uno.

En cuanto a tecnologías y herramientas existentes, es posible mencionar diversas publicaciones que emplean la metodología ReCiPe 2016 (Adam et al., 2023). Estos estudios enfatizan también la importancia de la gestión del recurso y de las estrategias posconsumo —como el reciclaje— para mitigar las consecuencias ambientales negativas (João et al., 2023).

De manera complementaria, al comparar diferentes sistemas solares fotovoltaicos, se ha identificado que aquellos con seguidor solar resultan ambientalmente más favorables, logrando reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el uso del suelo y el consumo de agua hasta en un 17 %, 15 % y 7 %, respectivamente (Xushen et al., 2022).

Adicionalmente, los enfoques innovadores —como el uso de mezclas de dióxido de carbono en ciclos de potencia supercríticos— muestran resultados promisorios en la reducción de la huella de carbono en plantas de potencia termosolar. En este tipo de investigaciones también se recurre al ReCiPe 2016 (Katarzyna, 2022).

ACV PARA ENERGÍA EÓLICA

En el caso de los proyectos de energía solar fotovoltaica y energía eólica, es importante recordar que los principales equipos son fabricados en China. Este proceso de manufactura implica posteriormente el envío de los componentes —como ocurre en el contexto colombiano— mediante transporte marítimo, el cual debe incluirse en la evaluación debido a sus correspondientes impactos ambientales. A ello se suma el transporte interno, que en Colombia se realiza principalmente mediante camiones de carga pesada con motores de combustión interna. El país no dispone de un sistema de carga ferroviaria electrificado, como ocurre en Europa o Japón, lo cual permitiría reducir de manera significativa el impacto ambiental asociado a esta etapa del ciclo de vida de los productos.

En los proyectos de energía eólica, el análisis debe considerar si la instalación se ubicará fuera de la costa o en tierra firme, es decir, si será de tipo *offshore* (en el mar) u *onshore*. Esta decisión se relaciona directamente con el uso del suelo, el transporte de equipos desde el puerto hasta el sitio de instalación y otros indicadores asociados a

la distancia, los cuales inciden en los niveles de contaminación generados durante las etapas de transporte.

Para el desarrollo del ACV se emplean herramientas informáticas como SimaPro, las cuales permiten modelar y simular el ciclo de vida completo. En el caso de la energía eólica, las etapas del ciclo de vida incluyen la construcción del aerogenerador y el transporte —como se mencionó anteriormente—, además del levantamiento o hincado de las torres del parque eólico. Posteriormente se encuentra la etapa de operación, que suele generar los impactos más reducidos dentro del ciclo de vida, ya que se limita principalmente a la producción de energía, el mantenimiento y la gestión de la vida útil del parque.

En un estudio realizado en España se evaluaron las emisiones de CO₂, el consumo de agua y los costos asociados a las tecnologías eólica e hidroeléctrica durante su ciclo de vida completo. La conclusión fue que la energía eólica presenta unas emisiones de CO₂ significativamente más bajas en comparación con otras fuentes de energía (Galindo, 2016).

ACV EN LA HIDROELÉCTRICA

En el análisis de la energía hidroeléctrica, dos proyectos recientes en Colombia han generado una amplia cantidad de información relacionada con los impactos ambientales y sociales que deben considerarse dentro de un análisis de ciclo de vida. Se trata de los proyectos El Quimbo e Hidroituango. Una investigación “presenta a fondo los impactos socioambientales, como la afectación al cuerpo de agua y a las zonas forestales, el desalojo territorial, la violencia y las afectaciones económicas y psicológicas a la población, generados por la inundación de la presa del proyecto El Quimbo y por la contingencia presentada en el año 2018 en Hidroituango” (Morales Pardo, 2022).

Al igual que en las demás tecnologías, el ACV involucra diversos actores (individuos) e indicadores de impacto. Sin embargo, una investigación realizada en la Universidad de La Salle, en Bogotá, analizó específicamente la dinámica de los sedimentos y aplicó la metodología de Brune para estimar la retención sedimentaria y sus posibles efectos.

Los resultados señalan que el caudal sólido del río Sogamoso se ha reducido hasta en un 96 %, generando alteraciones morfológicas visibles desde los primeros años de operación. Asimismo, “el impacto por retención de sedimentos puede alterar incluso al río Magdalena, al reducir en un 32 % los aportes históricos del caudal sólido del río Sogamoso a dicho afluente” (Pacheco Silva et al., 2018).

Por otra parte, otro ACV, que evalúa los impactos ambientales en las comunidades, el suelo, el agua y el entorno en general y generan gases de efecto invernadero, considera ese análisis de ciclo de vida como herramienta para la toma de decisiones en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en Colombia (Martínez-Vallejo, 2021).

ACV PARA BIOMASA Y BIODIGESTORES

En el caso específico de los biodigestores, existen diversas técnicas para evaluar su impacto ambiental. De manera general, el análisis de ciclo de vida aplicado a estos sistemas se desarrolla de la siguiente forma:

Definición del alcance del análisis: Esto define las etapas del ciclo de vida que se incluirán. Puede abarcar desde la producción de materiales para construir el biodigestor hasta su desmantelamiento y disposición final.

Datos: Aquí se recopila información sobre los materiales utilizados en la construcción del biodigestor y la información sobre la energía en su funcionamiento. También se considera la cantidad o peso y tipo de residuos generados durante su uso.

Evaluación de impacto: Cuantifica las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), consumo de recursos naturales, generación de residuos, entre otros. Se utilizan factores de emisión y datos específicos para calcular estos impactos.

Interpretación de resultados: Finalmente, se analizan los resultados para comprender los puntos críticos del ciclo de vida del biodigestor. Además, se identifican oportunidades de mejora y posibles acciones para reducir los impactos negativos.

RESULTADOS DE ESTUDIOS COMPARATIVOS DE ENERGÍAS RENOVABLES APLICABLES EN COLOMBIA BAJO UNA PERSPECTIVA DE CICLO DE VIDA

Se presenta aquí un estudio comparativo del análisis de ciclo de vida (ACV). En el caso del vector energético hidrógeno, los resultados demuestran que las tecnologías de producción basadas en fuentes renovables constituyen alternativas prometedoras. En particular, el hidrógeno obtenido a partir de biomasa mediante el proceso de gasificación presenta una menor demanda de energía fósil y menores emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con el reformado de metano con vapor (Buffi, 2022).

La producción de hidrógeno a partir de energía solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa mediante el proceso de electrólisis se ha identificado como una fuente renovable de gran relevancia para la generación de este vector energético (H. Ishaq, 2020). Las comparaciones de eficiencia exergética —medida que evalúa la calidad de la energía— indican que la electrólisis alimentada con electricidad proveniente de centrales hidroeléctricas alcanza la mayor eficiencia, con un 56 %, mientras que la electrólisis impulsada por energía solar fotovoltaica presenta la menor, con un 10 % (Richa, 2008). Asimismo, la pirólisis termoquímica y la gasificación de biomasa se perfilan como métodos económicamente viables, con un potencial competitivo a gran escala en un futuro cercano (Koroneos).

Finalmente, es pertinente señalar que este capítulo se centra en el ACV y que Colombia, al ubicarse sobre la línea del ecuador, recibe valores constantes y elevados de radiación solar, lo que favorece el aprovechamiento de la energía fotovoltaica. A ello se suma que diversas investigaciones destacan esta tecnología como una opción óptima para el uso de recursos naturales con un bajo impacto ambiental (Saeed, 2022). Junto con la energía eólica, la solar lidera actualmente el mercado de la electricidad renovable (M. G. Hemeida, 2022). De hecho, la energía solar se posiciona como la alternativa con mejor desempeño ambiental, con una ponderación cercana al 61 % frente a otras tecnologías (Bartosz, 2020).



REFERENCIAS

- Abebe, B. (2010). Aerogeneradores en el Parque Eólico de Pamplona, Santander, España.
- Ackermann, T. (Ed.). (2005). **Wind power in power systems**. John Wiley & Sons.
- Adam, I. I.-W. (2023). Adam, Idzikowski, Izabela, Piasecka., Patrycja, Bałdowska-Witos., Tomasz, Cierlicki., Marcin, Zawada. (2023). Management of Environmental Life Cycle Impact Assessment of a Photovoltaic Power Plant on the Atmosphere, Water, and Soil Environment. *Energies*. doi:doi: 10.1201/9781003263326-13
- Aguamarket. (s. f.-b). Que es un biodigestor. <https://www.aguamarket.com/tema-interes.asp?id=3897&tema=>
- Ahmed, T.; Nishida, K.; Nakaoka, M., “The commercial advancement of 16 MW offshore wave power generation technologies in the southwest of the UK,” *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE)*, 2011 IEEE 8th International Conference on, vol., no., pp.1476, 1483, May 30 2011-June 3 2011
- Akhmatov, V. (2003). **Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power** (Tesis doctoral). Technical University of Denmark.
- Alvarado Chimbo, W. J., & Guasco Loja, M. J. (2023). *Caracterización del syngas obtenido a partir de la biomasa forestal y cascarilla de arroz en el gasificador tipo downdraft de la Facultad de Mecánica* [Trabajo de Integración Curricular, Escuela

Superior Politécnica de Chimborazo]. Facultad de Mecánica, Carrera de Mantenimiento Industrial. <https://dspace.esPOCH.edu.ec>

Amaya Navas, O. D., & Amaya Arias, Á. M. (2017). Aspectos ambientales de la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Bogotá: Universidad Externado & Andesco.

Amoo, L. M., & Fagbenle, R. L. (2014). An integrated impact assessment of hydrogen as a future energy carrier in Nigeria's transportation, energy and power sectors. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(24), 12409-12433. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.06.022>

Antezana Núñez, J. C. (2004). *Diseño y construcción de un prototipo de generador eólico de eje vertical* (Tesis de pregrado). Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.

Armando, P.-S., Gisela, M.-A., Ramón, A.-B., Marcos Alberto, C.-O., Héctor Enrique, C.-R., & Conrado, G.-G. (2015). Simulación en Aspen de la combustión de mezclas diesel-biodiesel. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 16(1), 83-92. [https://doi.org/10.1016/S1405-7743\(15\)72109-8](https://doi.org/10.1016/S1405-7743(15)72109-8)

Aziz, M., Darmawan, A., & Juangsa, F. B. (2021). Hydrogen production from biomasses and wastes: A technological review. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 46, Issue 68, pp. 33756-33781). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.189>

Baldoni, E. C. (2021). A Software Tool for a Stochastic Life Cycle Assessment and Costing of Buildings' Energy Efficiency Measures. *Sustainability*.

Balthasar, W. (1984). Hydrogen production and technology: today, tomorrow and beyond. *International Journal of Hydrogen Energy*, 9(8), 649-668.

Bartosz, C. (-C. (2020). Multi-Criteria Comparative Analysis of Clean Hydrogen Production Scenarios. *Energies*. doi:doi: 10.3390/EN13164180

- Basosi, R. (2020). Life cycle analysis of a geothermal power plant: Comparison of the environmental performance with other renewable energy systems. *Sustainability*, 12(7), 2786. <https://doi.org/10.3390/su12072786>
- Bauer, C., Treyer, K., Antonini, C., Bergerson, J., Gazzani, M., Gencer, E., ... & van der Spek, M. (2022). On the climate impacts of blue hydrogen production. *Sustainable Energy & Fuels*, 6(1), 66-75.
- Bayod-Rújula, Á. A. (2014). **Sistemas fotovoltaicos**. Pressas de la Universidad de Zaragoza.
- Benavides Franco, J., Aristizábal Grisales, F. I., Cano Castrillón, J. C., Ocampo Gutmann, A. F., & Zamorano Batlle, J. C. (2003). Tablas de salvación para la industria azucarera colombiana. Universidad ICESI.
- Benites, Daniela & Huang, Luofeng & Thomas, Giles. (2024). Optimal array arrangement of oscillating wave surge converters: An analysis based on three devices. *Renewable Energy*. 222. 119825. Disponible en: 10.1016/j.renene.2023.119825.
- Bioeconomía. (2014). El mercado mundial de los biocombustibles. Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de Argentina. <http://www.bioeconomia.mincyt.gob.ar/wp-content/uploads/2014/12/4-El-mercado-mundial-de-los-biocombustibles-V%C3%ADctor-Castro.pdf>
- Bioenergy. (2017). Noticias del sector bioenergético colombiano. Recuperado de <http://www.bioenergy.com.co/SitePages/Noticia.aspx?IdElemento=38>
- Blanco-Chaparro, S. A., & Rodríguez, T. (2012). Producción de biohidrógeno a partir de residuos mediante fermentación oscura: Una revisión crítica (1993-2011). *Revista Chilena de Ingeniería*. Arica, Chile.
- Bolsa de Comercio del Rosario. (2017). Informe de Mercado de Granos y Biocombustibles. Recuperado de <https://www.bcr.com.ar/>

- Brijaldo, M. H., Castillo, C., & Pérez, G. (2021). Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. *INGENIERÍA Y COMPETITIVIDAD*, 23(2), e30111155. <https://doi.org/10.25100/iyc.v23i2.11155>
- Buffi, M. P. (2022). Energy and environmental assessment of hydrogen from biomass sources: Challenges and perspectives. *Biomass & Bioenergy*. doi:doi: 10.1016/j.biombioe.2022.106556
- Buffi, M., Seljak, T., Cappelletti, A., Bettucci, L., Valera-Medina, A., & Gasparella, A. (2022). Energy and environmental assessment of hydrogen from biomass sources: Challenges and perspectives. *Biomass & Bioenergy*, 165, 106556. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2022.106556>
- C-Power. (2015). *Wind turbines*. <https://c-power.be/en/technology/Windturbines>
- Cailler, D. (2010, 25 junio). Idea reveals need for wind turbine rules. *Columbia Daily Tribune*.
- Calero C., Claudia Ximena. (2000). Alcohol Carburante: una alternativa con altos beneficios económicos, sociales y ecológicos para Colombia. *Carta Trimestral (CENICAÑA)*, 22(3):16-21.
- Calero, C., & Briceño, C. (2003). Proyecto nacional de oxigenación de las gasolineras en Colombia. *Carta Trimestral (CENICAÑA)*, 25(4), 14-20.
- Campo Cuello Carlos Eduardo. 2009. Los Biocombustibles en Colombia ¿Una alternativa de Desarrollo Sostenible? Trabajo de grado para optar al título de Magister en Administración de Empresas. Universidad de los Andes. Facultad de Administración de Empresas. 113 pgs. Consultado en línea en: <https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/44991e48-6775-434c-9837-87daeea13f74/content>
- Cao, L., Yu, I. K. M., Xiong, X., Tsang, D. C. W., Zhang, S., Clark, J. H., Hu, C., Ng, Y. H., Shang, J., & Ok, Y. S. (2020). Biorenewable hydrogen production through

- biomass gasification: A review and future prospects. *Environmental Research*, 186. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2020.109547>
- Carlson, D. E. (1984). Solar cells. En J. I. Pankove (Ed.), *Semiconductors and semi-metals* (Vol. 21, Pt. D, pp. 7–37). Elsevier.
- Caro, R. (2025). España, a la cabeza de Europa en aprovechar el potencial de las energías renovables marinas. *The Conversation*. <https://doi.org/10.64628/aa0.4e6f3ym7f>
- CEPAL. (2021, November 30). Lanzamiento de la Plataforma H2LAC: el Poder del Hidrógeno Verde de Latinoamérica para la Transición Energética Mundial | Comisión Económica para América Latina y el Caribe. *Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos*. <https://www.cepal.org/es/notas/lanzamiento-la-plataforma-h2lac-poder-hidrogeno-verde-latinoamerica-la-transicion-energetica>
- Chadly, A. (2024). State of global solar energy market: Overview, China's role. *Renewable Energy Reports*, xx(xx), pp-pp. [https://doi.org/10.1016/S2772-7378\(24\)00020-8](https://doi.org/10.1016/S2772-7378(24)00020-8)
- Cloete, S., Ruhnau, O., & Hirth, L. (2021). On capital utilization in the hydrogen economy: The quest to minimize idle capacity in renewables-rich energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(1), 169-188. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.197>
- Congreso de la República de Colombia. (2021). Ley 2099 de 2021: Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética. *Diario Oficial*. https://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2099_2021.html
- Corporación para el Desarrollo Industrial de la Biotecnología y Producción Limpia-Corpodib. (2016). Información institucional. Recuperado de <http://www.corpodib.com/>
- Cárdenas Cleves, L. M., Parra Orobio, B. A., Torres Lozada, P., & Vásquez Franco, C. H. (2016). Perspectivas del ensayo de Potencial Bioquímico de Metano-PBM

- para el control del proceso de digestión anaerobia de residuos. *Revista ION*, 29(1), 95–108. <https://doi.org/10.18273/revion.v29n1-2016008>.
- Darling, D. (s. f.). ocean thermal energy conversion. https://www.daviddarling.info/encyclopedia/O/AE_ocean_thermal_energy_conversion.html
- Departamento Nacional de Planeación–DNP. (2017). Misión de crecimiento verde. Retrieved from Energy Supply Situation in Colombia: https://www.dnp.gov.co/LaEntidad_/misiones/mision-crecimiento-verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Supply%20Situation%20vf.pdf
- Devis-Morales Andrea., Montoya-Sánchez Raúl A., Osorio Andrés F., Otero-Díaz Luis J., Ocean thermal energy resources in Colombia, *Renewable Energy*, Volume 66, 2014, Pages 759-769, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.010>
- Ecopetrol. (2022, 18 de marzo). El Grupo Ecopetrol inició la producción de hidrógeno verde en Colombia. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/>
- Efremov, A. N., & Dudolin, A. A. (2019). Comparative analysis of msw thermal utilization technologies for environment friendly WtE plant. *Journal of Physics: Conference Series*, 1370(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1370/1/012057>
- El Tiempo. (2022, March 19). Hidrógeno verde: inauguran primeros pilotos de generación -Sectores-Economía-ELTIEMPO.COM. <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/>
- Energypedia. (2012). *Energypedia*. https://energypedia.info/wiki/Main_Page
- Energy economics | Home. (s. f.). Bp Global. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics.html>
- European Wind Energy Association. (2005). *Large scale integration of wind energy in the European power supply: Analysis, issues and recommendations*. European Wind Energy Association.

- ESPOCH DSpace. (s. f.). <https://dspace.esPOCH.edu.ec/>
- FAO, MINENERGÍA, PNUD, & Varnero, M. T. (2011). MANUAL DE BIOGÁS. <http://www.fao.org/3/as400s/as400s.pdf>
- Farbotko, C., Dun, O., Thornton, F., McNamara, K. E., & McMichael, C. (2020). The future of coal in a carbon-constrained climate. *Nature Climate Change*, 10(8), 702-704. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0829-6>
- Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia. (2018). Informe anual de biocombustibles 2018. Fedebiocombustibles. <https://www.fedebiocombustibles.com>
- Freepik. (s. f.). *Central hidroeléctrica* [Ilustración]. Freepik. https://www.freepik.com/free-vector/isometric-dam-design_1259825.htm
- Frowijn, L. S., & van Sark, W. G. (2021, August). Analysis of photon-driven solar-to-hydrogen production methods in the Netherlands. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101631>
- Galindo, M. M. (2016). Diseño de un aerogenerador que permita generar energía eléctrica en el colegio Ofelia Uribe de Acosta comunidad de Yomasa.
- Gasque Silva, L. (2003). Hidrógeno. *Educación Química*, 14(4), 249. <https://doi.org/10.22201/fq.18708404e.2003.4.66233>
- Gobierno de Chile. (2021). Estrategia nacional de hidrógeno verde. Chile, Fuente energética para un planeta cero emisiones. https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf
- Gonçalves de Lássio, J. G., Castelo Branco, D. A., Magrini, A., & Matos, D. F. (2022). Environmental life cycle-based analysis of fixed and single-axis tracking systems for photovoltaic power plants: A case study in Brazil. *Cleaner Engineering and Technology*. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2022.100548>

- Greenpeace, & European Photovoltaic Industry Association. (2007). Solar generation. **Management of Environmental Quality: An International Journal*, 18*(1). <https://doi.org/10.1108/meq.2007.08318aae.003>
- Greenpeace, & European Photovoltaic Industry Association. (2007). Solar Generation V: Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020. EPIA.
- Gupta, R., Basile, A., & Veziroglu, T. (2015). *Compendium of Hydrogen Energy- Volume 2: Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure (Vol. 2)*. Woodhead Publishing.
- Gutiérrez, J.M., R. Ranasinghe, A.C. Ruane, R. Vautard, N. Arnell, E. Coppola, I. Pinto, D. Ruiz Carrascal, J. Sillmann, and C. Tebaldi, 2021: Annex VI: Climatic impact-driver and extreme indices. In *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. V. Masson-Delmotte, P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou, Eds., Cambridge University Press, pp. 2205-2214, doi:10.1017/9781009157896.020.
- H Ishaq, I. D. (2020). Comparative assessment of renewable energy-based hydrogen production methods. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*,. doi:doi: 10.1016/J.RSER.2020.110192
- H2LAC. (2021, 5 de noviembre). El poder del hidrógeno verde de Latinoamérica para la transición energética mundial. <https://h2lac.org/noticias/el-poder-del-hidrogeno-verde-de-latinoamerica-para-la-transicion-energetica-mundial/>
- Hangzhou Hydrotu Engineering Co., Ltd. (s. f.). **Francis hydro turbine factory: Bulb hydro turbine products**. <https://www.hydrotu.com/products.html>
- Hansson, J., Fridell, E., & Brynolf, S. (2020). On the potential of ammonia as fuel for shipping A synthesis of knowledge. <https://fudinfo.trafikverket.se/fudinfoex->

ternwebb/Publicationer/Publicationer_004101_004200/Publication_004185/fs2_2019_The%20potential%20of%20ammonia%20as%20fuel%20for%20shipping.pdf

Hari, Krishna; Janardhan, Reddy T.; Chowdary, G.V. (2001). Simultaneous saccharification and fermentation of lignocellulosic wastes to ethanol using a thermotolerant yeast. *Bioresource Technology*, 77(2): 193-196.

Heier, S. (2005). **Grid integration of wind energy conversion systems**. John Wiley & Sons.

Hemeida, M. G., Hemeida, A. M., Senjyu, T., & Osheba, D. (2022). Renewable energy resources technologies and life cycle assessment: Review. *Energies*, 15(24), 9417. <https://doi.org/10.3390/en15249417>

Hitachi, Ltd. (s. f.). Sustainable Hydrogen Value Chain for a Decarbonized Society : Hitachi Review. *Hitachi Review*. https://www.hitachihyoron.com/rev/archive/2021/r2021_04/04c03/index.html

Hu, J., Yu, F., & Lu, Y. (2012). Application of Fischer-Tropsch Synthesis in Biomass to Liquid Conversion. *Catalysts*, 2, 303–326. <https://doi.org/10.3390/catal2020303>

Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. www.hydrogencouncil.com.

Iberdrola. (2022). *Pioneros en hidrógeno verde*. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde>.

ICONTEC, & Unidad de Planeación Minero Energética. (2017). **Guía técnica colombiana (GTC): Sistemas solares fotovoltaicos**. UPME. http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro_Normalizacion/Icontec%20Solar.pdf

IDAE, & Castro, A. (2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_2.1.7_Minicentrales_hidroelectricas_125f6cd9.pdf

- Idzikowski, A., Piasecka, I., Bałdowska-Witos, P., Cierlicki, T., & Zawada, M. (2023). Management of environmental life cycle impact assessment of a photovoltaic power plant on the atmosphere, water, and soil environment. *Energies*. <https://doi.org/10.1201/9781003263326-13>
- International Energy Agency. (2019). *World Energy Outlook 2019*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/98909c1b-aabc-4797-9926-35307b418cdb/WEO2019-free.pdf>
- International Energy Agency. (2021, 30 de junio). *Hydropower has a crucial role in accelerating clean energy transitions to achieve countries' climate ambitions securely* [Comunicación]. <https://www.iea.org/news/hydropower-has-a-crucial-role-in-accelerating-clean-energy-transitions-to-achieve-countries-climate-ambitions-securely>
- International Energy Agency. (2022). *Solar pv global supply chains – Executive summary*. <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>
- IEA. (2021). *Hidrógeno en América Latina: De las oportunidades a corto plazo al despliegue a gran escala*. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/20691e17-8fe4-49a5-b062-8f1c6490c390/IEA_Hydrogenin-LatinAmerica_ES_Spanish.pdf
- INAM. (2023). *Informe técnico*. Universidad Nacional Autónoma de México. http://proyectos2.iingen.unam.mx/LACclimateChange/PrimerInformeTec/7_Anexo_7.pdf
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2012). **Normas técnicas colombianas (NTC)**. ICONTEC. <http://www.icontec.org.co/index>
- International Energy Agency. (2021). **Hydropower has a crucial role in accelerating clean energy transitions to achieve countries' climate ambitions securely**. <https://www.iea.org/news/hydropower-has-a-crucial-role-in-accelerating-clean-energy-transitions-to-achieve-countries-climate-ambitions-securely>

- IRENA. (2019). Hydrogen: a Renewable Energy Perspective. In Irena (Issue September). <https://irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>
- Is, W., & Hydrogen, C. (2021). FOCUS ON HYDROGEN : A NEW ENERGY FRONTIER FOR AFRICA As African economies continue to further their green ambitions , clean hydrogen is increasingly viewed as an. January, 1–10.
- Ishaq, H., & Dincer, I. (2021). Comparative assessment of renewable energy-based hydrogen production methods. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 135, 110192. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110192>
- ISO International Organization for Standardization. (1997). Environmental management–Life cycle assessment–Principles and framework (ISO 14040:1997)*. Retrieved from Disponible en: <https://www.iso.org/standard/37456.html>
- J.A. Guardado, Cubasolar (2007). Diseño y Construcción de plantas de Biogás. Disponible en: Yumpu.com. (s. f.). Diseño y construcción de plantas de biogás sencillas–Centro yumpu.com.[https://www.yumpu.com/es/document/view/17098398/disen-y-construccion-de-plantas-de-biogas-sencillas-centro-](https://www.yumpu.com/es/document/view/17098398/disen-y-construccion-de-plantas-de-biogas-sencillas-centro)
- Jenkins, B. M., Baxter, L. L., & Koppejan, J. (2019). Biomass Combustion. In *Thermochemical Processing of Biomass: Conversion into Fuels, Chemicals and Power* (pp. 13-46). John Wiley & Sons.
- Jitputti, J; Kitiyanan, B.; Rangsunvigit, P.; Bunyakiat, K.; Attanatho, L. and Jenvanitpanjakul, P., (2006). Transesterification of crude palm kernel oil and crude coconut oil by different solid catalysts. *Chemical Engineering Journal*, 116 (1), 61-66.
- João, G. G.-b.-a. (2023). João, Gabriel, Gonçalves, de, Lássio., David, Alves, Castelo, Branco., Alessandra, Magrini., D., F., Matos. (2022). Environmental life cycle-based analysis of fixed and single-axis tracking systems for photovoltaic power plants: A case study in Brazil. Cl. João, Gabriel, Gonçalves, de, Lássio., David, Alves, Castelo, Branco., Alessandra, Magrini., D., F., Matos. (2022). Environmental

life cycle-based analysis of fixed and single-axis tracking systems for photovoltaic power plants: A case study in Brazil. Cl. doi:10.1201/9781003263326-13

Jutglar, L. (2004). *Sistemas fotovoltaicos: Energía solar*. CEAC.

Katarzyna, P. I. (2022). Assessment of the Life Cycle of a Wind and Photovoltaic Power Plant in the Context of Sustainable Development of Energy Systems. *Materials*.

Koroneos, C., Dompros, A., Roubas, G., & Moussiopoulos, N. (2004). Advantages of the use of hydrogen as compared to methanol and methane. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 8(3), 295-316. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2003.11.004>

Kothari, R., Buddhi, D., & Sawhney, R. L. (2008). Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2), 553-563.

Krishna, H., Reddy, T. J., & Chowdary, G. V. (2001). Simultaneous saccharification and fermentation of lignocellulosic wastes to ethanol using a thermotolerant yeast. *Bioresource Technology*, 77(2), 193-196.

Lain, S., Quintero, B., & Lopez, Y. (2016). Aerodynamic and structural evaluation of horizontal axis wind turbines with rated power over 1 MW. *Energetics and Mechanics Department, Universidad Autónoma de Occidente*.

Laín, S., Quintero, B., & López, Y. (2007). Aerodynamic and structural evaluation of horizontal axis wind turbines with rated power over 1 MW. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1*(5), 491–506.

Las corrientes oceánicas: cuáles son y cómo se producen. (2024, 27 diciembre). IngeExpert. Disponible en: https://ingeoexpert.com/2024/12/27/las-corrientes-oceanicas-cuales-son-y-como-se-producen/?srsltid=AfmBOorMAAD0xMwo-Qgh9_zHOIp1Rh-F9xeRb7udu7xfCvBckeqT7W92V.

- León F., José Guillermo. (2003). La Incorporación de Etanol en la Cadena de las Gasolineras Automotor. Memorias del Seminario Internacional de Alcohol Carburante, ASOCAÑA; Cali.
- Liao, X., Chalumeau, S., Crespi, F., Prieto, C., Lopez-Roman, A., Rodriguez de Arriba, P., Martínez, N. D., Sánchez, D., Paggini, A., & David, P. (2022). Life cycle assessment of innovative concentrated solar power plants. *Energy*.
- Linares Hurtado, J. I., Moratilla Soria, Y., & Arenas Pinilla, E. (2021). El Papel Del Hidrógeno Dorado En La Descarbonizacion Del Sector Residencial.
- Lizarazo de la Cruz, C. G., Corredor Martínez, L. A., & Pupo Roncallo, O. R. (2023). Modelo para la evaluación técnica, Económica y Ambiental de las rutas de producción de hidrógeno en Colombia con horizontes 2030 y 2050. Barranquilla: Universidad del Norte.
- Lopez Pulgarín, Y., & Franco Orozco, B. (2021, November 28). Gestión de residuos sólidos urbanos: Un enfoque en Colombia y el departamento de Antioquia. Cuaderno Activa. <https://ojs.tdea.edu.co/index.php/cuadernoactiva/article/view/808/1126>
- M. G. Hemeida., A. M. (2022). Renewable Energy Resources Technologies and Life Cycle Assessment: Review. *Energies*. doi: doi: 10.3390/en15249417
- Macias, H., López, Y., & Gaviria, F. (2016). Diseño de un sistema solar fotovoltaico eficiente y asequible para iluminación pública de zonas no interconectadas. En *3er Congreso Internacional de Energía Sostenible*.
- Marchetti, J. M. (2012). A summary of the available technologies for biodiesel production based on a comparison of different feedstock's properties. *Process Safety and Environmental Protection*, 90(3), 157-163. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2011.06.010>

- Mackenzie, W. (2021, 27 octubre). Data & analytics solutions. Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/reports/energy-markets-wood-mackenzies-2021-energy-transition-outlook-highlights-538220>.
- Mareas. (s. f.). Issuu. https://issuu.com/dimarcolombia/docs/pro_mar_2021/s/11871167.
- Martínez-Vallejo, L. A.-M.-A.-R. (2021). Un enfoque desde la sustentabilidad: análisis de ciclo de vida como herramienta para la toma de decisiones en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en Colombia. .
- Meher L.C., Vidya Sagar D., Naik S.N. (2006). Technical aspects of biodiesel production by transesterification—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 10, Issue 3, June 2006, Pages 248-268. <https://doi.org/10.1016/j.rser>.
- Meher, L. C., Vidya Sagar, D., & Naik, S. N. (2006). Technical aspects of biodiesel production by transesterification—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(3), 248-268. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.002>
- Menet, J.-L., Valdés, L.-C., & Ménart, B. (2001). A comparative calculation of wind turbines capacities on the basis of the L-s criterion. **Renewable Energy*, 22*(4), 491–506.
- Mesa Díshington, J. (2000). La palmicultura colombiana de cara al 2020. *PALMA*, 21(Especial, Tomo 2).
- Mesa Díshington, Jens. La palmicultura colombiana de cara al 2020. *PALMA S–Vol. 21 No. Especial, Tomo2, 2000*.
- Ministerio de Minas y Energía, & Banco Interamericano de Desarrollo. (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf
- Mohd-Azhar, S. H., Abdullah, R., Jambo, S. A., Marbawi, H., Gansau, J. A., Faik, A. A. M., & Rodrigues, K. F. (2017). Yeasts in sustainable bioethanol production: A

- review. *Biochemistry and Biophysics Reports*, 10, 52-61. <https://doi.org/10.1016/j.bbrep.2017.03.003>
- Morales Pardo, H. J. (2022). Análisis del impacto socioambiental de las hidroeléctricas El Quimbo e Hidroitango en Colombia.
- Morales, S., Corredor, L., Paba, J., & Pacheco, L. (2014). Etapas de desarrollo de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas: Contexto y criterios. *Dyna*, 81(184), 178-185. <https://www.redalyc.org/pdf/496/49630405025.pdf>
- Muradov, N. (2001). Hydrogen via methane decomposition: an application for decarbonization of fossil fuels. *International Journal of Hydrogen Energy*, 26(11), 1165-1175.
- National Renewable Energy Laboratory. (2025). *Best research-cell efficiency chart*. NREL. <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency>
- Navarrete Pinzón, D. (2018, agosto 27). Biocombustibles, producción que no para. Portafolio. <https://www.portafolio.co/economia/biocombustibles-produccion-que-no-para-520498>
- Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 597-611. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.09.044>
- NREL. (2011). National renewable laboratory. National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80580.pdf>
- Ochoa Suárez, M. (2020, 14 enero). Energía eólica: un tema de alto voltaje para los wayúu. *Semana*. <https://sostenibilidad.semana.com/impacto/articulo/energia-eolica-un-tema-de-alto-voltaje-para-los-wayu/47189>
- Ohta, T. (1979). *Solar-Hydrogen Energy Systems*. Pergamon.

- Osman, A. I., Mehta, N., Elgarahy, A. M., Hefny, M., Al-Hinai, A., Al-Muhtaseb, A. H., & Rooney, D. W. (2021). Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review. *Environmental Chemistry Letters* 2021 20:1, 20(1), 153–188. <https://doi.org/10.1007/S10311-021-01322-8>
- Pacheco Silva, H. D., & Mejía Garzón, E. M. (2018). Evaluación de impactos en la vida útil del embalse y la carga sólida del río por retención de sedimentos en el embalse Topocoro Central Hidroeléctrica Sogamoso. <https://ciencia.lasalle.edu.co/>
- Palma Z., Alberto; Posada C., Claudia. (2003). Resultados comerciales de la agroindustria azucarera colombiana, septiembre 2003. *Carta Trimestral (CENICAÑA)*, 25(4), 5 pgs.
- Park, M. J., Kim, H. M., Lee, Y. H., Jeon, K. W., & Jeong, D. W. (2022). Optimization of a renewable hydrogen production system from food waste: A combination of anaerobic digestion and biogas reforming. *Waste Management*, 144, 272–284. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2022.03.028>
- Parlamento Europeo y del Consejo. (2015). Directiva (UE) 2015/1513 del Parlamento Europeo y del Consejo. *Diario Oficial de la Unión Europea*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2015/1513/oj?eliuri=eli%3Adir%3A2015%3A1513%3Aoj&locale=es>
- Parra, D., Rubio, J., & Chica, E. (2023). Hydrodynamic behavior of resonant chamber of an oscillating column of water for Pacific Ocean conditions.
- Petersen, S. R. (1988). Life-cycle cost (NBSLCC) program for microcomputers. National Bureau of Standards. NIST Building Science Series. Washington, DC (USA). OSTI ID: 6372732. Report Number(s): PB-89-151203/XAB. Country of Publication: United States. Language: English.
- Piasecka, I., Tomporowski, A., Flizikowski, J., Kruszelnicka, W., Kasner, R., & Mroziński, A. (2022). Assessment of the life cycle of a wind and photovoltaic power plant in the context of sustainable development of energy systems. *Materials*, 15(21).

- Portal Caña. (2017). Vuelve a expandirse el etanol en Estados Unidos. <http://www.portalcania.com.ar/noticia/vuelve-a-expandirse-el-etano-en-estados-unidos/>
- Porto Mato, P. (2021, September). Decarbonisation of the Spanish transport sector with green hydrogen. Archivo Digital UPM. <https://oa.upm.es/68685/>
- Ramírez, A., López, Y., & Holguín, J. (2018). *Energy and water performance for a sustainable house*. Universidad Autónoma de Occidente.
- Razpet, T. (2018, 9 marzo). *TINCK promotion video* [Publicación en LinkedIn]. <https://www.linkedin.com/pulse/tinck-promotion-video-tomaz-razpet>
- Reciclado y Valorización de Residuos–Grupo de Investigación Supren–EHU. (s. f.). Grupo de Investigación Supren. <https://www.ehu.es/es/web/supren/piroli-si-eta-gasifikazioa>
- REN21. (2020). Renewables 2020 global status report. REN21 Secretariat. ISBN 978-3-948393-00-7
- REN21. (2022). *Renewables 2022 global status report*. REN21 Secretariat.
- REN21. (2023). *Renewables 2023 global status report*. REN21 Secretariat.
- Richa, K. D. (2008). Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods. Renewable & Sustainable Energy Reviews. doi:doi:10.1016/J.RSER.2006.07.012
- Rodríguez, H. (1989). *Evaluación del potencial eólico de la Costa Atlántica*. PESENCA.
- Rodríguez, H. (2008). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. *Revista de Ingeniería*.
- Rosen, M. A. (2010). Advances in hydrogen production by thermochemical water decomposition: A review. Energy, 1068-1076.
- R. S., Bello. (2012). Farm Tractor Systems: Operations and Maintenance.

- Rubio, S. R., Sierra, F. E., & Guerrero, C. A. (2011). Gasification from waste organic materials (Vol. 31, Issue 3).
- Saavedra, J., & López, Y. (2018). *Análisis de la calidad de la energía de un sistema solar fotovoltaico conectado a red*. Universidad Autónoma de Occidente.
- Saeed, K. (2022). Comparative analysis of five widely-used multi-criteria decision-making methods to evaluate renewable energy technologies.
- Sanchez, N., Ruiz, R., Hacker, V., & Cobo, M. (2020). Impact of bioethanol impurities on steam reforming for hydrogen production: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45, 11923-11942.
- Sanes Orrego, A. (2012). El análisis de ciclo de vida (ACV) en el desarrollo sostenible: Propuesta metodológica para la evaluación de la sostenibilidad de sistemas productivos. Bogotá, Colombia. Retrieved from <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/94137/04CAPITOL3.pdf?sequence=4>
- Sansaniwal, S. K., Pal, K., Rosen, M. A., & Tyagi, S. K. (2017). Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 72, pp. 363–384). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.038>
- SatheeshKumar J, Balaji R. Estimation of tidal current energy along the Gulf of Khambhat using three-dimensional numerical modeling. *The International Journal of Ocean and Climate Systems*. 2017;8(1):10-18. doi:10.1177/1759313117690010
- Shashikant Vilas Ghadge, Hifjur Raheman. (2006). Process optimization for biodiesel production from mahua (*Madhuca indica*) oil using response surface methodology. *Bioresource Technology*. Volume 97, Issue 3, February 2006, Pages 379-384. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2005.03.014>.
- Shahzad, H. M. A., Asim, Z., Khan, S. J., Almomani, F., Mahmoud, K. A., Mustafa, M. R. U., & Rasool, K. (2024). Thermochemical and biochemical conversion of

- agricultural waste for bioenergy production: an updated review. *Discover Environment*, 2(1). <https://doi.org/10.1007/s44274-024-00171-w>
- Silva, C., Sousa, J. M., Runkler, T., & da Costa, J. M. G. S. (2009). Distributed supply chain management using ant colony optimization. *European Journal of Operational Research*, 199(2), 349-358.
- Simões, M. G., & Farret, F. A. (2004). **Renewable energy systems: Design and analysis with induction generators**. CRC Press.
- Singh, L., Siddiqui, M. F., Ahmad, A., Rahim, M. H. A., Sakinah, M., & Wahid, Z. A. (2015). Application of polyhydroxyalkanoate in food packaging: Improvements by nanotechnology. *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, 6(4), 295.
- Siqueira, J. G. W., Rodrigues, C., Vandenberghe, L. P. S., Woiciechowski, A. L., & Soccol, C. R. (2008). Current advances in on-site cellulase production and application on lignocellulosic biomass conversion to H₂ and ethanol by extreme thermophilic bacteria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(20), 5316-5326.
- Slootweg, J. G. (2003). **Wind power: Modeling and impact on power system dynamics** (Tesis doctoral). Delft University of Technology.
- Soens, J. (2005). **Impact of wind energy in a future power grid** (Tesis doctoral). Katholieke Universiteit Leuven.
- Speight, M & Speight, Martin & Castella, Emmanuel & Sarthou, Jean-Pierre & Cédric, Vanappelghem. (2021). *stn key for the identification of the genera of european syrphidae 2020*.
- Steinberg, M., & Cheng, H. C. (1989). Modern and prospective technologies for hydrogen production from fossil fuels. *International Journal of Hydrogen Energy*, 14(11), 797-820.

- Sun Dog. (15 de julio de 2011). Convertidor de energía undimotriz Oyster 800 instalado frente a la costa escocesa. La fotografía es poder. <https://photohistory.tistory.com/10414>
- Tashie-Lewis, B. C., & Nnabuife, S. G. (2021). Hydrogen Production, Distribution, Storage and Power Conversion in a Hydrogen Economy—A Technology Review. *Chemical Engineering Journal Advances*, 8(July), 100172. <https://doi.org/10.1016/j.ceja.2021.100172>
- Tobío-Pérez, I., Domínguez, Y. D., Machín, L. R., Pohl, S., Lapuerta, M., & Pílo-to-Rodríguez, R. (2022). Biomass-based heterogeneous catalysts for biodiesel production: A comprehensive review. *International Journal of Energy Research*, 46(4), 3782-3809.
- Trumper, Silvio & Cabanillas, Esteban (2016). ¿Alconafta, un combustible alternativo? Recuperado de <http://www.ambiente-ecologico.com/revist53/alnaft53.htm>.
- UFOP :: General. (s. f.). <https://www.ufop.de/medien/downloads/english/general/>
- Ulianov, Y., & Laín, S. (2012). Small signal stability analysis of Jepirachi wind park. En *2012 IEEE International Symposium on Alternative Energies and Energy Quality (SIFAE)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/SIFAE.2012.6478909>
- Unidad de Planeación Minero Energética–UPME. (2016). Plan Energético Nacional 2050. Ministerio de Minas y Energía. Recuperado de
- Unidad de Planeación Minero Energética, & Corpoema. (2010). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia*. UPME.
- Unión Europea. (2015). Directiva (UE) 2015/1513 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de septiembre de 2015. Diario Oficial de la Unión Europea. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32015L1513>

- Urien Pinedo, A. (2013). Obtención de biocarbones y biocombustibles mediante pirólisis de biomasa residual [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Educación a Distancia]. https://digital.csic.es/bitstream/10261/80225/1/BIOCARBONES_CENIM_CSIC.pdf
- Van Aalst, A. C., de Valk, S. C., Van Gulik, W. M., Jansen, M. L., Pronk, J. T., & Mans, R. (2022). Pathway engineering strategies for improved product yield in yeast-based industrial ethanol production. *Synthetic and Systems Biotechnology*, 7(1), 554-566.
- Verma, G. (2000). Bioconversion of starch to ethanol in a single-step process by coculture of amylolytic yeasts and *Saccharomyces cerevisiae* 21. *Bioresource Technology*, 72(3), 261-266.
- Welle, D. (2013, 29 septiembre). Siemens suprimirá 15.000 puestos de trabajo. Disponible en: <https://www.dw.com/es/siemens-suprimir%C3%A1-15000-puestos-de-trabajo/a-17121909>.
- World Bank. (2020). Green Hydrogen in developing countries. In Energy Sector Management Assistance Program.
- World Nuclear Association. (2021). Heat values of various fuels . <https://world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/heat-values-of-various-fuels.aspx>.
- Xushen, L. S.-r. (2022). Xushen, Liao., Simon, Chalumeau., F., Crespi., Cristina, Prieto., A., Lopez-roman., P., Rodriguez, de, Arriba., Nora, Dolores, Martínez., David, Sánchez., Alberto, Paggini., P., David. (2022). Life Cycle Assessment of Innovative Concentrated Solar Power P.
- Young, T., & Penson, S. (2022, 24 de marzo). Hydrogen Council looks to the future. Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-council-looks-to-the-future/>

- Yu, M., Wang, K., & Vredenburg, H. (2021). Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(41), 21261–21273. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.016>
- Zabed, H., Sahuc, J. N., Suely, A., Boyce, A. N., & Faruq, G. (2017). Bioethanol production from renewable sources: Current perspectives and technological progress. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, 475-501. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.076>
- Zafranet. (2017, diciembre). Crece producción de etanol en Brasil a costa del azúcar. <http://www.zafranet.com/2017/12/crece-produccion-de-etanol-en-brasil-a-costa-del-azucar/>
- Zhao Jikai, Xu Youjie, Wang Weiqun, Griffin Jason, Roozeboom, Kriag, Wang Donghai, (2020). Bioconversion of industrial hemp biomass for bioethanol production: A review. *Fuel*, 281: 118725.
- Zhao, J., Xu, Y., Wang, W., Griffin, J., Roozeboom, K., & Wang, D. (2020). Bioconversion of industrial hemp biomass for bioethanol production: A review. *Fuel*, 281, 118725.
- Zhiznin, S. Z., Timokhov, V. M., & Gusev, A. L. (2020). Economic aspects of nuclear and hydrogen energy in the world and Russia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(56), 31353–31366. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.08.260>
- Zoppetti G. (1982). Centrales hidroeléctricas GG. Presa de gravedad del salto de los Peares. México D.F. (México): G. Gili Ediciones.
- Zoppetti, G. (1982). *Centrales hidroeléctricas GG: Presa de gravedad del salto de los Peares*. G. Gili.

La transición energética es el cambio en el modelo energético hacia formas renovables, con un impacto tecnológico, ambiental, social y económico. Esta obra realiza un recorrido por las principales fuentes de energía renovable y las tecnologías que aprovechan dichos recursos para ser aplicadas en el actual proceso de transición energética global. En los ocho capítulos, los autores, con experiencia en proyectos aplicados en comunidad, explican cómo la energía solar fotovoltaica, eólica, oceánica, biomasa, biocombustibles e hidrógeno se han consolidado como opciones de la transición hacia un modelo energético sostenible.

El texto explica, de manera pedagógica y a profundidad, el aprovechamiento energético de estos recursos naturales; muestra cómo los residuos orgánicos pueden convertirse en recursos energéticos valiosos, definidos como biomasa y biocombustibles, mediante procesos innovadores. A estas fuentes se suman la energía oceánica y el hidrógeno, presentadas como las nuevas apuestas estratégicas para la reducción de emisiones y el desarrollo de sistemas energéticos más eficientes no solo en economías avanzadas sino en países en vía de desarrollo, con miras a impactar el contexto colombiano.

La obra cierra con estudios de caso, que permiten aplicar los conceptos abordados y comprender sus implicaciones técnicas y normativas. Por su enfoque didáctico y actualizado, este libro resulta de interés para estudiantes, docentes y lectores que buscan entender, sin tecnicismos innecesarios, los desafíos y oportunidades de la transición energética.

