Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética

Danish Energy Agency

EMBASSY OF DENMARK
Bogotá

emergente
innovación para transformar



Catálogo Tecnológico Colombiano

Tecnologías de generación y almacenamiento de energía

Marzo 2025



Primera Edición: Marzo 2025

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética

30 años

Danish Energy Agency

EMBASSY OF DENMARK
Bogotá

emergente
innovación para transformar

Prólogo

Para frenar el calentamiento global, garantizar la seguridad energética y aumentar las oportunidades de desarrollo sostenible, el mundo está atravesando una transición energética global. Colombia, al igual que muchos otros países, enfrenta una creciente demanda de energía, así como desafíos relacionados con la seguridad del suministro.

En respuesta, el gobierno colombiano ha establecido metas ambiciosas para el desarrollo de energías renovables y una transformación social sostenible. Esto incluye alcanzar la carbono-neutralidad a mediados de siglo a través de su estrategia climática de largo plazo: *Estrategia 2050*, acelerando la implementación de proyectos de energía renovable, modernizando las redes de transmisión y aprovechando el potencial de energía eólica costa afuera del país.

Para lograr estos objetivos, la planificación energética a largo plazo es una herramienta esencial para alinear los escenarios futuros con acciones inmediatas. Sin embargo, una planificación a largo plazo efectiva depende de estimaciones precisas sobre los costos y el desempeño de las tecnologías de generación de energía, tanto actuales como futuras.

Ese es el propósito del primer *Catálogo Tecnológico Colombiano*: crear una base de datos estandarizada, pública y actualizada para la planificación energética en todo el país.

Este primer catálogo es el resultado de un esfuerzo colaborativo entre el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la Agencia Danesa de Energía (DEA) y la Real Embajada de Dinamarca en Bogotá (RDE), en el marco de la Colaboración Energética Dinamarca-Colombia. Su desarrollo se basó en un proceso estructurado y transparente, incorporando perspectivas valiosas para que sea un recurso clave para el sector energético colombiano.

Esperamos que el *Catálogo Tecnológico Colombiano* sea un apoyo valioso para la toma de decisiones gubernamentales en el sector eléctrico. La accesibilidad pública de los datos contenidos en el catálogo permitirá que todas las partes interesadas cuenten con una base de información estandarizada, fortaleciendo así la planificación energética a largo plazo.

Es un placer presentar este primer *Catálogo Tecnológico Colombiano*, que esperamos se convierta en una herramienta clave para la formulación de políticas energéticas y la planificación a largo plazo, contribuyendo al cumplimiento de las ambiciosas metas energéticas del país.



Kristoffer Bottzauw
Director General
Agencia Danesa de Energía



Juan Carlos Bedoya Ceballos
Viceministro de Energía (E)
Ministerio de Minas y Energía



Adrián Correa Flórez
Director General
Unidad de Planeación Minero-Energética

Derechos de autor

A menos que se indique lo contrario, el material de esta publicación puede utilizarse, compartirse o reimprimirse libremente, pero se solicita reconocimiento. Esta publicación debe citarse como: *MME, UPME, DEA & Emergente. (2025). Catálogo tecnológico colombiano para tecnologías de generación y almacenamiento de energía 2025.*

Descargo de responsabilidad

Este catálogo tecnológico ha sido desarrollado utilizando la mejor información disponible en el momento de la publicación. Los datos pueden utilizarse como se desee, pero los autores de la publicación no se hacen responsables.

Agradecimientos

Este catálogo tecnológico ha sido elaborado por el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Agencia Danesa de Energía (DEA), Emergente y la Embajada Real de Dinamarca en Colombia (RDE) en el marco de la Cooperación Sectorial Estratégica Colombo-Danesa.

Queremos agradecer a todos los interesados en Colombia y en el extranjero que han contribuido a este catálogo tecnológico proporcionando datos técnicos, revisando capítulos y participando en talleres. Sin estas contribuciones, no habría sido posible realizar esta publicación.

Contribuyentes institucionales

Nos gustaría reconocer particularmente al Servicio Geológico Colombiano (SGC) y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por sus importantes contribuciones al capítulo de energía geotérmica, así como a la Red Nuclear Colombiana por su experiencia en el capítulo de energía nuclear. También agradecemos especialmente a XM por sus valiosos comentarios, que han enriquecido significativamente el contenido de este catálogo.

Contribuyentes individuales

El desarrollo de este catálogo fue un esfuerzo colaborativo que involucró a muchas personas del MME, de la UPME, de la DEA y de Emergente. Extendemos un reconocimiento especial a:

Puntos focales del proyecto en el Ministerio de Minas y Energía (MME) y en la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuyo compromiso y colaboración fueron fundamentales para garantizar la calidad y relevancia de este catálogo tecnológico:

- Del MME, agradecemos a **Jorge Arturo Pulido** (Asesor de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales) y a **Juan Antonio Domínguez** (Asesor del Viceministro del MME).

- De la UPME, estamos agradecidos con **Jessica Arias** (Subdirectora de la Subdirección de Demanda), **Johanna Castellanos** (Subdirectora de la Subdirección de Gestión de la Información) y **Diana Montaña** (Coordinadora en la Subdirección de Energía Eléctrica).

Francesco Lovat (Asesor, DEA) sirvió como gerente del proyecto, coordinando el desarrollo del proyecto, incluyendo los talleres de consulta con las partes interesadas y el proceso de revisión por pares del documento.

Santiago Ortega (Director de Innovación, Emergente) lideró el desarrollo de las partes cualitativas (subsecciones) para todas las tecnologías y la recopilación de datos cuantitativos de las partes interesadas.

Christoph Wolter (Asesor Especial, DEA) y **Thomas Dahl** (Asesor, DEA) lideraron el desarrollo de las hojas de datos cuantitativos, recopilando datos internacionales y manejando datos locales. También revisaron por pares los capítulos de energía eólica, solar, geotérmica, biomasa, biogás y residuos a energía.

Revisores pares en el MME y la UPME

Muchos funcionarios del gobierno proporcionaron aportes y revisaron borradores preliminares del informe. Entre ellos se incluyen:

Jessica Arias	Subdirección de Demanda, UPME
Juan Antonio Domínguez	Viceministerio de Energía, MME
Jorge Arturo Pulido	Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, MME
John Sánchez	Subdirección de Demanda, UPME
Diana Montaña	Subdirección de Energía Eléctrica, UPME
Sofía Delgado	Subdirección de Energía Eléctrica, UPME
Johanna Castellanos	Subdirección de Gestión de la Información, UPME
Iván Darío	Subdirección de Gestión de la Información, UPME
Héctor Herrera	Subdirección de Demanda, UPME
Jorge Luis Rubiano	Grupo Upstream, MME
Lina Beatriz Franco	Grupo Upstream, MME
Juan Sebastián Fajardo	Dirección de Energía Eléctrica, MME
Juliana Parra	Grupo de Gestión Internacional, MME
Alejandro Parrado	Dirección de Energía Eléctrica, MME
Esteban Lara	Grupo de Gestión Internacional, MME

Contactos

- Ministerio de Minas y Energía de Colombia, menergia@minenergia.gov.co
- Unidad de Planeación Minero Energética, correspondencia@upme.gov.co
- Agencia Danesa de Energía, ens@ens.dk
- Emergente, info@emergente.com.co

Créditos

Fotos de la portada por:

- Central solar (Parque Solar La Unión, Córdoba): Base de datos del MME.
- Central hidroeléctrica (Hidroituango, Antioquia): Santiago Ortega.
- Parque eólico (Guajira I, La Guajira): Francesco Lovat.

Tabla de Contenidos

Lista de Figuras 8

Lista de Tablas 13

Abreviaciones 16

1. Metodología 19

2. Energía Solar Fotovoltaica 33

3. Energía Eólica - Terrestre 70

4. Energía Eólica - Costa Afuera 91

5. Central Hidroeléctrica 112

6. Energía Geotérmica 142

7. Central de Biomasa 163

8. Central de Biogás 181

9. Central Supercrítica de Carbón Pulverizado 194

10. Ciclo Combinado con Turbina de Gas 211

11. Turbina de Gas de Ciclo Simple (o Convencional) 223

12. Central de Conversión de Residuos en Energía 234

13. Energía Nuclear 257

14. Baterías de iones de litio para almacenamiento a gran escala 292

15. Almacenamiento Hidráulico por Bombeo 317

Apéndice. Predicción del Costo de las Tecnologías de Generación de Electricidad 327

Lista de Figuras

Figura 1. Fases del desarrollo tecnológico. Correlación entre el volumen de producción acumulado (MW) y el precio [2]. 27
Figura 2. Cuotas históricas del mercado mundial de las distintas tecnologías celulares [5]. 34
Figura 3. Previsión de la cuota de mercado mundial de los paneles fotovoltaicos bifaciales frente a los monofaciales [8]. 35
Figura 4. Clasificación de las aplicaciones de un sistema fotovoltaico en función de la escala. Advertencia: No todas las subcategorías han sido consideradas para el análisis cuantitativo de este estudio, sólo las que tienen un papel importante actual o futuro en Colombia. 36
Figura 5. Mapa de Radiación Solar para Colombia por Emergente [16]. 40
Figura 6. Integración del rendimiento financiero y las criticidades medioambientales para parques solares en Colombia [17]. 41
Figura 7. Proyección de la demanda neta horaria de energía de la “curva del pato” para Colombia en 2030 [40]. 45
Figura 8. Fachada solar en la Escuela Internacional de Copenhague [24]. 48
Figura 9. Tecnología Solenium Zentrack [12]. 49
Figura 10. EAFIT – Ladrillo Solar [29]. 49
Figura 11. Thermowire – Fabricación fotovoltaica [30]. 50
Figura 12. Capacidad instalada anual de energía solar en Colombia. Datos de [20]. 50
Figura 13. Distribución de la capacidad solar instalada en Colombia por tipo de proyecto. Datos de [20]. 51
Figura 14. Vista aérea de la Central Solar de La Loma [30]. 52
Figura 15. Vista aérea de la Central Solar de la Compañía Nacional de Chocolates [37]. 52
Figura 16. Índice histórico de aprendizaje de los módulos fotovoltaicos [8]. 54
Figura 17. Tendencias de la eficiencia de los distintos tipos de células [8]. 57
Figura 18. Tecnología general de turbinas y sistema eléctrico [1]. 70
Figura 19. Curvas de potencia de las turbinas (información procedente de un taller de expertos organizado por la Agencia Danesa de Energía). Los valores específicos de potencia se refieren, por ejemplo, a 3 MW con un rotor de 124 m de diámetro (250 W/m^2) y 3 MW con un rotor de 101 m de diámetro (375 W/m^2). 72
Figura 20. Curvas de duración basadas en las turbinas V117 de 3,3 MW (307 W/m^2) y V126 de 3,3 MW (265 W/m^2) de energía eólica terrestre situadas en Dinamarca [2]. Faltan datos empíricos para Colombia debido a que no hay cifras operativas representativas a partir de 2024. 73
Figura 21. Velocidades medias anuales del viento en función de la altura del buje y de la clase de rugosidad para un terreno llano en Dinamarca. El punto verde representa un emplazamiento interior moderno típico; el punto azul representa un emplazamiento costero típico [30]. 74
Figura 22. Horas anuales a plena carga en función de la velocidad media del viento a la altura del buje [30]. 75
Figura 23. Atlas Eólico de Colombia [3]. 76
Figura 24. Integración del rendimiento financiero y las criticidades medioambientales de los parques eólicos en Colombia [4]. 77
Figura 25. Aumento del rendimiento de los aerogeneradores terrestre [5]. 78
Figura 26. Turbina a pequeña escala de Parsons Kinetics [21]. 84
Figura 27. Tipos de cimientos para generación eólica costa afuera [1]. 92
Figura 28. Velocidad de la Generación Eólica en Colombia Costa Afuera [3]. 93

Figura 29. Primeras zonas de exploración de generación eólica costa afuera en Colombia [3]. 94
Figura 30. Ejemplo de curva de potencia. La curva roja discontinua indica una desconexión suave. Los valores específicos de potencia se refieren, por ejemplo, a 7 MW con un rotor de 154 m de diámetro [6]. 96
Figura 31. Ejemplo de curva de duración de una Explotación Eólica costa afuera del Mar del Norte [23]. 97
Figura 32. Tasa de crecimiento de aerogeneradores costa afuera puestos en servicio (primer año de instalación comercial de un aerogenerador determinado) [7]. 97
Figura 33. Aumento del rendimiento de los aerogeneradores costa afuera [9]. 98
Figura 34. Comparación de los factores de capacidad entre las explotaciones danesas existentes de generación eólica costa afuera y las estimaciones para las explotaciones de generación eólica terrestre en Colombia [12, 13]. 99
Figura 35. Factor de planta mostrado en función de la Potencia Específica (W/m^2) para los proyectos daneses de aerogeneradores costa afuera. Los tres proyectos situados más a la izquierda son los más recientes de la muestra [28]. 100
Figura 36. Parque eólico Hollandse Kust Zuid [30]. 103
Figura 37. El proyecto de demostración a escala real Stiesdal TetraSpar en 2021 [29]. 107
Figura 38. Esquema de una central hidroeléctrica “de pasada” o “a filo de agua” [1]. 113
Figura 39. Esquema de una central hidroeléctrica de embalse [1]. 114
Figura 40. Sistema de la cadena hidroeléctrica Nare-Guatapé [2]. 115
Figura 41. Turbinas Pelton (a), Kaplan (b) y Francis (c) [4]. 116
Figura 42. Cuadro de aplicaciones de las turbinas hidroeléctricas [5]. 118
Figura 43. Cuadro de aplicación de otras tecnologías hidroeléctricas [6]. 119
Figura 44. Potencial hidroeléctrico por zona subhidrográfica en Colombia [7]. 120
Figura 45. Participación de la energía hidroeléctrica a gran escala en la generación de energía eléctrica en Colombia, para diferentes escenarios y plazos [11]. 124
Figura 46. RivGen Power System - Turbina hidro cinética desplegada en Alaska [14]. 127
Figura 47. Central hidroeléctrica de Pico con tornillo de Arquímedes en Miravalle, Meta [15]. 128
Figura 48. Curvas de duración del caudal del río Magdalena en Colombia bajo el escenario de cambio climático representado por las Sendas Socioeconómicas Compartidas (SSPs): SSP1-2.6, SSP2-4.5, y SSP5-8.5 [17]. 129
Figura 49. Proyecto Hidroeléctrico Hidroituango [21]. 131
Figura 50. Proyecto Hidroeléctrico Miel I [21]. 132
Figura 51. Proyecto Hidroeléctrico Agua Fresca [32]. 132
Figura 52. Esquema de una central geotérmica de vapor seco [2]. 143
Figura 53. Esquema de una planta geotérmica de simple flash [16]. 143
Figura 54. Esquema de una planta geotérmica de doble flash [2]. 144
Figura 55. Esquema de una central geotérmica binaria [2]. 145
Figura 56. Esquema de una central geotérmica híbrida [2]. 145
Figura 57. Resumen de la eficiencia de las centrales geotérmicas [3]. 146
Figura 58. Localización de áreas geotérmicas (polígonos negros) y bloques geotérmicos (polígonos amarillos) en Colombia [5]. 149
Figura 59. Consumo operativo de agua de las tecnologías geotérmicas [7]. 151
Figura 60. Tendencias cualitativas del riesgo y de los costos acumulados de un proyecto geotérmico. Fuente: Manual de geotermia: Planificación y Financiación de la Generación de Energía [13]. 156

Figura 61. Las rutas de conversión de la biomasa funcionan [1]. 163
Figura 62. Caldera de biomasa de lecho fijo [4]. 164
Figura 63. Proceso de cogeneración de bagazo de caña de azúcar [7]. 165
Figura 64. Combinación típica de calor y electricidad a partir de residuos sólidos de aceite de palma [8]. 166
Figura 65. Potencial Energético de la Biomasa Residual Agrícola [9]. 167
Figura 66. Densidad energética de la biomasa y el carbón [14]. 171
Figura 67. Estado de madurez de la tecnología de generación de energía a partir de biomasa [15]. 172
Figura 68. Laboratorio de Biomasa Híbrida de la Universidad de La Guajira [18]. 174
Figura 69. Generación de energía a partir de biomasa forestal de Refoenergy Bita [21]. 176
Figura 70. Esquema de una planta de biogás de laguna cubierta [3]. 182
Figura 71. Imagen de una celda de laguna cubierta para materia prima de abono [4]. 182
Figura 72. Esquema de un Reactor de Tanque de Agitado Continuo CSTR [5]. 183
Figura 73. Reactores de Tanque de Agitado Continuo CSTR [6]. 184
Figura 74. Diagrama del sistema combinado de biogás de calor y energía (CHP) [7]. 185
Figura 75. Representación esquemática del flujo operativo del ciclo Rankine de vapor en centrales de carbón [1]. 194
Figura 76. Capacidad eléctrica de carbón en funcionamiento, por grupo de edad de la unidad y tipo de tecnología [5]. 195
Figura 77. Diferencias de eficiencia entre las centrales sub, super y ultra supercríticas, derivadas de [15]. 196
Figura 78. Comparación de la pérdida de agua de varias centrales fósiles, derivada de [8]. ... 197
Figura 79. Parámetros clave de flexibilidad de una central eléctrica [6]. 198
Figura 80. Comparativa de emisiones de tecnologías de centrales de carbón [3]. 205
Figura 81. Ubicación, año y capacidad instalada de las centrales eléctricas de carbón en Colombia [12]. 206
Figura 82. Diagrama de proceso de una CCGT [1]. 211
Figura 83. Diagrama de proceso de una CCGT [2]. 212
Figura 84. Ilustración con los principales componentes de las turbinas de vapor [4]. 213
Figura 85. Factor de consumo de agua para diferentes centrales térmicas [7]. 215
Figura 86. Central de Ciclo Combinado de Termocandelaria [15]. 218
Figura 87. Diagrama de proceso de una turbina de gas de ciclo simple (SCGT) [1]. 223
Figura 88. Ilustración con los principales componentes de las turbinas de gas industriales [2]. 224
Figura 89. Turbinas de gas aeroderivadas [2]. 225
Figura 90. Motores de gas para generación de electricidad [3]. 226
Figura 91. Central El Tesorito, Sahagún, Colombia [11]. 230
Figura 92. Central WtE (de Residuos a Energía) típica [2]. 234
Figura 93. Generación de Gas de Relleno Sanitario (LFG) y cambios a lo largo del tiempo [4]. 237
Figura 94. Programa de conversión de gas de relleno sanitario en energía [5]. 237
Figura 95. Diagrama de Sankey de creación y eliminación de residuos sólidos urbanos en Colombia [9]. 240
Figura 96. Toneladas de residuos de los 8 municipios más poblados de Colombia. 240
Figura 97. Lugares de eliminación definitiva en Colombia [10]. 243
Figura 98. Capacidad máxima instalada de potencia y calor de diferentes tecnologías en varias ciudades colombianas [9]. 244

Figura 99. Balsa de captación y tratamiento de lixiviados en el relleno sanitario de Doña Juana [15]. 249
Figura 100. Planta de Gas del Relleno Sanitario de Doña Juana [20]. 251
Figura 101. Planta de residuos sólidos urbanos en la isla de San Andrés [21]. 252
Figura 102. Gráfico de enlace de la energía nuclear [1]. 257
Figura 103. Clasificación de reactores nucleares [36]. 259
Figura 104. Esquemas de BWR [5]. 260
Figura 105. Esquemas PWR y PHWR [5]. 260
Figura 106. Neutrón Rápido SMR o FR [34]. 264
Figura 107. Reactores Micro Modulares Refrigerados por Gas (MMR) [10]. 266
Figura 108. Reactor de Sales Fundidas [35]. 267
Figura 109. Reactor de Alta Temperatura Refrigerado por Gas (HTGR) [13]. 268
Figura 110. Ilustración y parámetros técnicos del ACP-100. 270
Figura 111. Comparación del consumo de agua de las fuentes de energía [24]. 273
Figura 112. Emisiones medias equivalentes de CO_2 durante el ciclo de vida de diferentes fuentes de generación de electricidad [29]. 278
Figura 113. IAN-R1 Reactor en el Servicio Geológico Colombiano [32]. 282
Figura 114. Central Nuclear Atucha II [33]. 283
Figura 115. Seis estimaciones top-down “de arriba hacia abajo” de los costos de construcción “overnight” de SMR: tendencia cualitativa [37]. 284
Figura 116. Diagrama esquemático de una batería típica [1]. 292
Figura 117. Diagrama esquemático de un sistema LIB en modo de carga y descarga. Durante la descarga, los iones Li+ pasan del electrodo negativo (lado izquierdo) al positivo. El proceso se invierte durante el modo de carga (lado derecho) [2]. 294
Figura 118. Dibujo esquemático que muestra la forma, el embalaje y los componentes de varias configuraciones de baterías de iones de litio [10]. (a) Cilíndrica; (b) moneda; (c) prismática; y (d) bolsa. 296
Figura 119. Ejemplos de celdas LIB comerciales. (a) Celda LIB NMC cilíndrica Tesla 21700 (b) Celdas LIB prismáticas Samsung SDI (c) Celda LIB NMC en bolsa LG Chem. 296
Figura 120. Dibujo esquemático de un sistema de almacenamiento en batería, acoplamiento del sistema de alimentación y componentes de la interfaz de red. Las palabras clave destacan aspectos técnica y económicamente relevantes [11]. 297
Figura 121. Capacidad de carga restante para una LIB típica en función del tiempo de almacenamiento [13]. 298
Figura 122. Eficiencia de conversión de ida y vuelta frente a la tasa C para baterías de polímero de litio basadas en NMC [14]. 299
Figura 123. Curvas de retención de la capacidad con diferentes hábitos de carga/descarga [43]. 299
Figura 124. Costo específico de la batería a escala comercial en 2024, expresado en costo por capacidad (MW) y por almacenamiento de energía (MWh). Fuente: Elaboración propia. 303
Figura 125. Ejemplo de tecnología estándar de mercado para sistemas LIB conectados a la red en todo el mundo [40]. 308
Figura 126. Crecimiento previsto de la capacidad de fabricación de LIB entre el 2022 y en el 2027 (proyección), total y dividido por productores de tecnología, derivada de [41]. 309
Figura 127. Previsión mundial de capacidad de almacenamiento en baterías (TWh) [42]. 309
Figura 128. Principales características de las instalaciones HPS para configuraciones de ciclo abierto (izquierda) y cerrado (derecha) [1]. 317

Figura 129. Eficiencia del ciclo hidroeléctrico de bombeo [1]. 318
Figura 130. Desglose representativo del costo total de capital para un ejemplo de proyecto HPS (ciclo cerrado) [5]. 323

Lista de Tablas

Tabla 1-1. Hipótesis general para el número de horas de plena carga de las tecnologías térmicas. 20
Tabla 1-2. Ficha técnica de referencia para centrales térmicas. 30
Tabla 1-3. Ficha técnica de referencia para centrales eléctricas no térmicas. 31
Tabla 1-4. Ficha técnica de referencia de las tecnologías de almacenamiento. 32
Tabla 2-1. Coeficiente de cobertura del suelo y densidad de potencia instalada para distintos segmentos fotovoltaicos. 43
Tabla 2-2. Comparación de los costos de inversión en distintas regiones para distintos proyectos solares. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado por inflación a los valores de 2024. 53
Table 2-3. Costos de los componentes de los sistemas fotovoltaicos de gran escala. 54
Tabla 2-4. Costos futuros de los componentes basados en las proyecciones de capacidad solar fotovoltaica mundial del Escenario de Compromisos Anunciados 2021 de la IEA [32]. 55
Tabla 2-5. Costos futuros de los componentes basados en las previsiones de capacidad solar fotovoltaica mundial del escenario “Emisiones netas cero para 2050” de la IEA [32]. 56
Tabla 3-1. Descripción de la clasificación de la rugosidad superficial. 73
Tabla 3-2. Comparación de los costos de inversión para eólica terrestre. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 85
Tabla 4-1. Potencial de desarrollo de la generación eólica costa afuera en las zonas de exploración inicial [3]. 94
Tabla 4-2. Hipótesis sobre el tamaño del aerogenerador para futuros proyectos colombianos representativos. 98
Tabla 4-3. Comparación de los costos de inversión para eólica costa afuera. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 103
Tabla 5-1. Clasificación del tamaño de las centrales hidroeléctricas [3]. 115
Tabla 5-2. Características de turbinas Pelton, Francis y Kaplan [4]. 117
Tabla 5-3. Potencial Hidroeléctrico en Colombia [7]. 119
Tabla 5-4. Uso del suelo en centrales hidroeléctricas de embalse en Colombia. Modificado de [8]. 121
Tabla 5-5. Área requerida en algunas centrales hidroeléctricas a filo de agua en Colombia [8]. 122
Tabla 5-6. Comparación de costos de inversión para proyectos hidroeléctricos en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado por inflación a los valores de 2024. 133
Tabla 6-1. Fuentes de calor y energía eléctrica estimada en las zonas geotérmicas de Colombia [4]. 146
Tabla 6-2. Comparación de los costos de inversión para geotermia. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 156
Tabla 7-1. Porcentaje de biomasa utilizada y poder calorífico de diferentes cultivos [5] [6]. .. 164
Tabla 7-2. Potencial energético de la biomasa residual agrícola por departamentos [9]. 167

Tabla 7-3. Composición de fases de los productos de pirólisis de biomasa para distintos modos de operación [16]. 172
Tabla 7-4. Cogeneración con Biomasa en el Sistema Interconectado Colombiano. Datos en MW [19]. 174
Tabla 7-5. Plantas de procesamiento de palma de palma que han implementado proyectos de cogeneración/generación de energía eléctrica en Colombia en 2020 [20]. 175
Tabla 7-6. Comparación de los costos de inversión para centrales de biomasa. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 176
Tabla 8-1. Comparación entre lagunas cubiertas y CSTR. 184
Tabla 8-2. Producción de biogás a partir de diferentes materias primas [9]. 186
Tabla 8-3. Comparación de costos de inversión para proyectos de biogás en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado por inflación a los valores de 2024. 191
Tabla 9-1. Comparación de las características de las tecnologías de las centrales de carbón [3]. 195
Tabla 9-2. Soluciones para aumentar la flexibilidad de las Centrales de carbón [1, 8]. 199
Tabla 9-3. Comparación de los parámetros de flexibilidad antes y después de las iniciativas de flexibilización en una central eléctrica de hulla [1] [9]. 203
Tabla 9-4. Costo de inversión estimado para soluciones específicas de mejora de la flexibilidad basadas en un estudio para una central de hulla de 600 MW [4]. 203
Tabla 9-5. Comparación de costos de inversión para plantas de carbón supercríticas en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 207
Tabla 10-1. Uso del Suelo de las Centrales de Ciclo Combinado de Gas en Colombia [6]. 214
Tabla 10-2. Comparación de los costos de inversión para TGCC. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 219
Tabla 11-1. Uso del suelo en centrales eléctricas de gas de ciclo simple en Colombia [6]. 227
Tabla 11-2. Comparación de costos de inversión para plantas a gas de ciclo simple en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 231
Tabla 12-1. Poder calorífico medio de los componentes de los MSW [3]. 235
Tabla 12-2. Resumen de la idoneidad de las tecnologías WtE por flujo de residuos y producción potencial [4]. 238
Tabla 12-3. Composición (%) de los residuos de algunas ciudades de Colombia [9]. 239
Tabla 12-4. Disposición final a nivel de departamento [10]. 241
Tabla 12-5. Toneladas de residuos eliminados por tipo de sistema [10]. 242
Tabla 12-6. Flujo de gases de relleno sanitario y potencia de los motores de combustión interna [4]. 244
Tabla 12-7. Materias primas necesarias para diferentes capacidades y tecnologías WtE [11]. 245
Tabla 12-8. Eficiencia de las Tecnologías de Conversión de Energía [16,17]. 250
Tabla 12-9. Desvío Previsto del Relleno Sanitario [18,19]. 250

Tabla 12-10. Comparación de costos de inversión para plantas de incineración en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 252
Tabla 13-1. Ejemplos de tipos de reactores nucleares actualmente operativos o en funcionamiento [5]. 261
Tabla 13-2. KLT-40: Principales parámetros técnicos [7]. 269
Tabla 13-3. Intensidad energética del uso del suelo [21]. 273
Tabla 13-4. Atributos de flexibilidad y ventajas potenciales de los SMR [25]. 274
Tabla 13-5. Reactores de IV Generación [5]. 280
Tabla 13-6. Comparación de costos de inversión para centrales nucleares en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 285
Tabla 14-1. Comparación de tres químicas LIB ampliamente utilizadas. 295
Tabla 14-2. Aplicaciones del Almacenamiento de Energía a Gran Escala [21]. 301
Tabla 14-3. Ejemplo de tecnología estándar de mercado para sistemas LIB conectados a la red en Colombia. 306
Tabla 14-4. Ejemplo de tecnología estándar de mercado para sistemas LIB conectados a la red en todo el mundo. 307
Tabla 14-5. Comparación de costos de inversión entre regiones para proyectos LIB. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla han sido ajustados por inflación a valores de 2024. 310
Tabla 15-1. Comparación de costos de inversión para plantas hidroeléctricas de bombeo. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024. 324
Tabla 0-1. Ventajas y desventajas de las distintas metodologías de pronóstico de costos tecnológicos [1]. 327
Tabla 0-2. Capacidades de generación acumuladas en relación con 2024, en los escenarios STEPS, APS y NZE [3]. 329
Tabla 0-3. Las tasas de aprendizaje aplicadas en este estudio se basan en [3], [5], [6], [7]. 330

Abreviaciones

AD	Digestión Anaeróbica (Anaerobic Digestion)
AEP	Producción Anual de Energía (Annual Energy Production)
AEP	Producción Anual de Energía (Annual Energy Production)
AGC	Control Automático de Generación (Automatic Generation Control)
APS	Escenario de Compromisos Anunciados (Announced Pledges Scenario)
ARB	Junta de Recursos del Aire (Air Resources Board)
BOP	Balance de Planta (Balance of Plant)
BWR	Reactor de Agua en Ebullición (Boiling Water Reactor)
CAPEX	Gastos de Capital (Capital Expenditures)
CARDER	Corporación Autónoma Regional de Risaralda (Risaralda Regional Autonomous Corporation)
CCGT	Turbinas de Gas de Ciclo Combinado (Combined-Cycle Gas Turbines)
CCS/U	Captura y Almacenamiento o Utilización de Carbono (Carbon Capture and Storage or Utilization)
CHP	Cogeneración de Calor y Energía (Combined Heat and Power)
CNNC	Corporación Nacional Nuclear de China (China National Nuclear Corporation)
COP	Costos de Producción (Production Costs)
CORTOLIMA	Corporación Autónoma Regional del Tolima (Tolima Regional Autonomous Corporation)
Cp	Coeficiente de Potencia (Power Coefficient)
CRQ	Corporación Autónoma Regional del Quindío (Quindío Regional Autonomous Corporation)
CSP	Energía Solar Concentrada (Concentrated Solar Power)
CSTR	Reactor Continuo de Tanque Agitado (*Continuous Stirred-Tank Reactor*)
DEA	Agencia de Energía Danesa (Danish Energy Agency)
DST	Prueba de Estrés Dinámica (Dynamic Stress Test)
EFB	Racimos Vacíos de Fruta (Empty Fruit Bunches)
EGS	Sistemas Geotérmicos Mejorados (Enhanced Geothermal Systems)
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental (Environmental Impact Assessment)
EMS	Sistema de Gestión de Energía (Energy Management System)
ENFICC	Energía Firme para el Cargo de Confiabilidad (Firm Energy for Reliability Charge)
ENSO	Oscilación del Sur de El Niño (El Niño Southern Oscillation)
EPM	Empresas Públicas de Medellín (Empresas Públicas de Medellín)
EPR	Reactor Presurizado Europeo (European Pressurised Reactor)
EUR	Requisitos de Utilidad Europea (European Utility Requirements)
FBR	Reactores de Rápidos de Breeder (Fast Breeder Reactors)
FENAVI	Federación Nacional de Avicultores (Federal Association of Poultry Farmers)
FFB	Racimos de Fruta Fresca (Fresh Fruit Bunches)
FGT	Tratamiento de Gases de Combustión (Flue Gas Treatment)
FID	Decisión Final de Inversión (Final Investment Decision)
FR	Reactores Rápidos (Fast Reactors)
GCR	Reactor Refrigerado por Gas (Gas-Cooled Reactor)
GFR	Reactor de Gas Rápido (Gas-Cooled Fast Reactor)
GHG	Gases de Efecto Invernadero (Greenhouse Gas)
GIF	Foro Internacional de Generación IV (Generation IV International Forum)

HAT	Humidificación de Procesos de Entrada de Aire (Humidification of Intake Air Processes)
HCCI	Encendido por Compresión de Carga Homogénea (Homogeneous Charge Compression Ignition)
HJT	Heterounión (Heterojunction)
HLW	Residuos de Alto Nivel (High-Level Waste)
HPS	Almacenamiento Hidráulico Bombeado (Hydro Pumped Storage)
HRSG	Generador de Vapor de Recuperación de Calor (Heat Recovery Steam Generator)
HRT	Tiempo de Retención Hidráulico (Hydraulic Retention Time)
HTGR	Reactor de Gas de Alta Temperatura (High-Temperature Gas-Cooled Reactor)
HTGR-PBM	Módulo de Reactor de Lecho de Bolas de Alta Temperatura Refrigerado por Gas (High-Temperature Gas-Cooled Reactor Pebble-Bed Module Reactor)
HTR	Reactor de Alta Temperatura (High Temperature Reactor)
HWRs	Reactores de Agua Pesada (Heavy Water Reactors)
IAEA	Agencia Internacional de Energía Atómica (International Atomic Energy Agency)
IAM	Modificador del Ángulo de Incidencia (Incident Angle Modifier)
IEA	Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency)
ILW	Residuos de Nivel Intermedio (Intermediate-Level Waste)
IRR	Tasa Interna de Retorno (Internal Rate of Return)
ITCZ	Zona de Convergencia Intertropical (Intertropical Convergence Zone)
LCA	Evaluación del Ciclo de Vida (Life-Cycle Assessment)
LHV	Valor Calorífico Inferior (Lower Heating Value)
LIB BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías de Iones de Litio (Li-ion Battery Energy Storage System)
LIB	Batería de Iones de Litio (Li-ion Battery)
LLW	Residuos de Bajo Nivel (Low-Level Waste)
MEI	Ingeniería Makel, Inc. (Makel Engineering, Inc.)
MME	Ministerio de Minas y Energía (Ministry of Mines and Energy)
MMR	Reactor Modular Micro (Micro Modular Reactor)
MOX	Óxido Mixto (Mixed Oxide)
MPPT	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracking)
MSR	Reactor de Sales Fundidas (Molten Salt Reactor)
MSW	Residuos Sólidos Urbanos (Municipal Solid Waste)
MWe	Megavatio Eléctrico (Megawatt Electric)
MWh	Hora de Megavatio (Megawatt Hour)
NAA	Análisis por Activación de Neutrones (Neutron Activation Analysis Technique)
NCG	Gas no Condensable (Non-Condensable Gas)
NCRE	Energía Renovable No Convencional (Non-Conventional Renewable Energy)
NDC	Contribución Determinada a Nivel Nacional (Nationally Determined Contribution)
NPV	Valor Presente Neto (Net Present Value)
NSSS	Sistema de Suministro de Vapor Nuclear (Nuclear Steam Supply System)
NZE	Emisiones Netas Cero para 2050 (Net Zero Emissions by 2050)
OPEX	Gastos Operativos (Operational Expenditures)
ORC	Ciclos Orgánicos Rankine (Organic Rankine Cycles)
PCS	Sistema de Conversión de Energía (Power Conversion System)
PHS	Almacenamiento Hidráulico Bombeado (Pumped Hydro Storage)
PHWR	Reactores de Agua Pesada Presurizados (Pressurized Heavy Water Reactors)

PKS	Cáscaras de Palma (Palm Kernel Shells)
PM	Material Particulado (Particulate Matter)
POME	Efluente de Molino de Aceite de Palma (Palm Oil Mill Effluent)
PPA	Acuerdos de Compra de Energía (Power Purchase Agreements)
PV	Fotovoltaico (Photovoltaic)
PWR	Reactor de Agua a Presión (Pressurized Water Reactor)
R&D	Investigación y Desarrollo (Research and Development)
RCS	Sistema de Refrigerante del Reactor (Reactor Coolant System)
RD	Diámetros de Rotor (Rotor Diameters)
RDE	Real Embajada de Dinamarca en Colombia (Royal Danish Embassy in Colombia)
RO	Ósmosis Inversa (Reverse Osmosis)
RPV	Vasija de Presión del Reactor (Reactor Pressure Vessel)
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control and Data Acquisition)
SCGT	Turbinas de Gas de Ciclo Simple (Simple-Cycle Gas Turbines)
SCR	Reducción Catalítica Selectiva (Selective Catalytic Reduction)
SCWR	Reactores Refrigerados por Agua Supercrítica (Supercritical Water-Cooled Reactors)
SDG	Objetivos de Desarrollo Sostenible (UN Sustainable Development Goals)
SIN	Sistema Interconectado Nacional (National Interconnected System)
SMR	Reactores Modulares Pequeños (Small Modular Reactors)
SNCR	Sistemas de Inyección de Amoniaco (Systems as Ammonia Injection)
SoC	Estado de Carga (State of Charge)
SSC	Cooperación del Sector Estratégico (Strategic Sector Cooperation)
SSP	Vías Socioeconómicas Compartidas (Shared Socioeconomic Pathways)
STC	Condiciones de Prueba Estándar (Standard Test Conditions)
STEPS	Escenario de Políticas Declaradas (Stated Policies Scenario)
TLP	Plataforma de Piernas Tensionadas (Tension Leg Platform)
TSO	Operadores del Sistema de Transmisión (Transmission System Operators)
UNAL	Universidad Nacional de Colombia (National University of Colombia)
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética en Colombia (Mining and-Energy Planning Unit in Colombia)
VOC	Compuestos Orgánicos Volátiles (Volatile Organic Compounds)
WCFs	Factores de Consumo de Agua (Water Consumption Factors)
WCR	Reactores Refrigerados por Agua (Water Cooled Reactors)
WEEE	Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (Waste from Electrical and Electronic Equipment)
WMF	Marco de Modelado de Cuencas (Watershed Modelling Framework)
WPP	Planta de Energía Eólica (Wind Power Plant)
WtE	Residuos a Energía (Waste to Energy)

1. Metodología

1.1. Objetivo del catálogo tecnológico

La presente publicación del catálogo tecnológico es el resultado de la cooperación gubernamental colombo-danesa en materia de transición energética. Resume los datos técnicos y económicos de las tecnologías de generación y almacenamiento de energía más importantes de Colombia. Con ello se pretende establecer una base uniforme, de común acuerdo y actualizada para la planificación energética.

El catálogo tecnológico se basa en los mejores datos disponibles y actualizados sobre las características técnicas y económicas de las tecnologías consideradas. Esto incluye una variedad de conjuntos de datos públicos y no públicos sobre proyectos colombianos de generación y almacenamiento de energía. Estos se han complementado con datos internacionales de fuentes aceptadas, por ejemplo, del informe Perspectiva Energética Mundial (World Energy Outlook) de la Agencia Internacional de la Energía [1], cuando ha sido pertinente. Además, los conjuntos de datos han sido revisados y verificados por representantes de la industria, el mundo académico, el gobierno y el tercer sector, tanto durante una serie de talleres específicos como en un proceso de audiencias públicas.

Se incluyen tres categorías distintas de centrales:

- Generación térmica de electricidad: centrales que producen electricidad mediante procesos térmicos (por ejemplo, ciclo de vapor o motores de combustión interna), incluida la energía nuclear.
- Generación de electricidad no térmica: tecnologías que producen electricidad sin procesos térmicos, como la energía eólica, la energía solar o las centrales hidroeléctricas.
- Almacenamiento de electricidad: centrales que consumen y producen electricidad sin procesos térmicos, como las baterías de iones de litio y el almacenamiento por bombeo.

La información resumida en este informe puede servir de base para futuras perspectivas del sector eléctrico, evaluaciones de la seguridad del suministro, estudios sobre las repercusiones medioambientales y del cambio climático y otros estudios técnicos y económicos, por ejemplo, sobre las condiciones marco para el desarrollo y la implantación de determinadas clases de tecnologías.

Los catálogos tecnológicos son recursos valiosos que recopilan datos técnicos y económicos. Sin embargo, estos catálogos tienen limitaciones e incertidumbres inherentes. La información que contienen suele basarse en los datos disponibles y en proyecciones y estimaciones sobre costos tecnológicos, eficiencias e impactos ambientales. Dado que estos parámetros pueden evolucionar rápidamente y no según lo previsto a medida que avanzan las tecnologías y cambian las condiciones del mercado, los catálogos pueden quedar obsoletos con rapidez. Además, las incertidumbres se derivan de factores como los cambios imprevistos en las políticas, la fluctuación de los costos de los materiales y los avances tecnológicos, todo lo cual repercute en la fiabilidad de los datos. Por lo tanto, para mantener su relevancia y exactitud, es esencial actualizar periódicamente estos catálogos para mantener la confianza en sus proyecciones y apoyar la toma de decisiones informadas en el sector energético.

1.2. Supuestos generales

Esta sección contiene una breve descripción de la suposición base para todas las tecnologías, marcando cómo se definen los límites de las mismas. Por lo tanto, este estudio limita los datos de costos y rendimiento a los activos de generación más la infraestructura necesaria para suministrar la energía a la red principal. Para las centrales que generan electricidad, se trata de la subestación terrestre más cercana de la red de transmisión/distribución. En otras palabras, las tecnologías se describen tal y como las percibe la red eléctrica. En consecuencia, las capacidades declaradas son capacidades netas, que se calculan como la capacidad bruta de generación menos la "capacidad" de consumo de energía auxiliar en la central. Del mismo modo, las eficiencias también son eficiencias netas.

Otro supuesto general es el número de horas de carga completa[1], que debería corresponderse con las expectativas del país concreto. A menos que se indique lo contrario, se supone que las tecnologías térmicas del catálogo tecnológico colombiano están diseñadas y funcionan durante aproximadamente 4.000-5.000 horas anuales a plena carga. Se prevé que el 75 % de la generación tenga lugar a plena carga y el 25 % restante a carga parcial. Algunas de las excepciones son las instalaciones de incineración de residuos sólidos urbanos y las plantas de biogás autónomas, que están diseñadas para un funcionamiento continuo, es decir, aproximadamente 8000 horas anuales a plena carga. El número supuesto de horas a plena carga se resume en la Tabla 1-1.

Para las tecnologías de producción de electricidad dependientes de los recursos eólicos y solares, se realizan estimaciones de las horas anuales de producción a plena carga de cada tecnología.

Tabla 1-1. Hipótesis general para el número de horas de plena carga de las tecnologías térmicas.

Tecnología térmica	Horas anuales representativas a plena carga
Centrales de carbón supercríticas	4000-5000
Turbina de gas de ciclo combinado	4000-5000
Turbina de gas de ciclo simple	4000-5000
Incineración de residuos sólidos urbanos / biogás autónomo	8000

1.3. Diálogo con partes interesadas colombianas durante el proceso

Para lograr de la mejor manera posible los objetivos mencionados y los supuestos generales de un catálogo tecnológico para Colombia, se realizaron dos series de talleres de consulta con las

[1] Las "horas de carga completa" de una planta de generación representan el tiempo equivalente durante el cual la planta tendría que operar a su potencia máxima nominal para generar la misma cantidad de energía que produjo en un período dado.

partes interesadas - y más de 50 entrevistas bilaterales posteriores- en Bogotá y Medellín durante 2024, la primera serie en mayo y la segunda en agosto. Estos talleres, que incluyeron formatos presenciales y en línea, tenían como objetivo recabar la opinión de expertos y facilitar la colaboración para el desarrollo de un catálogo tecnológico integral relevante para el sector eléctrico de Colombia. La celebración de los talleres tanto en Bogotá como en Medellín, junto con las consultas en línea, permitió una participación más amplia de todas las regiones y sectores. Este enfoque atrajo a más de 500 participantes registrados, con más de 150 expertos del sector energético de Colombia que asistieron en persona.

La serie inicial se centró en revisar y perfeccionar las secciones cualitativas del catálogo tecnológico, mientras que la serie posterior, en agosto, se centró en debatir las fichas técnicas cuantitativas de cada tecnología.

La participación de los grupos de interés fue decisiva para garantizar la contribución de conocimientos y datos esenciales que contribuyeran a la profundidad y pertinencia del catálogo. Los principales resultados incluyeron:

- **Identificación de proyectos representativos** e iniciativas piloto de investigación en Colombia, proporcionando datos localizados y conocimientos sobre aplicaciones tecnológicas.
- **Apreciaciones sobre parámetros técnicos y financieros** para tecnologías ampliamente adoptadas, lo que enriquece la precisión y aplicabilidad del catálogo.
- **Conexiones con grupos de interés** abierto a seguimientos bilaterales, lo que permite seguir suministrando datos y apoyar las actualizaciones del catálogo. Esto permitió al equipo establecer consultas bilaterales con más de 50 promotores de proyectos, académicos y funcionarios públicos.

Además de recopilar datos, el enfoque inclusivo de estas consultas -tanto en línea como en persona - sirvió para proporcionar una plataforma de encuentro para los grupos de interés, promoviendo el catálogo y mostrando el valor del intercambio de conocimientos entre la industria y el gobierno. Este esfuerzo colaborativo, inspirado en el “Teknologikatalog” danés [2], puso de relieve la importancia estratégica del compromiso intersectorial para el avance del sector energético colombiano.

1.4. Descripción cualitativa

La descripción cualitativa ofrece un resumen conciso de las características clave de la tecnología y consta de las siguientes secciones.

1.4.1. Breve descripción de la tecnología

Esta sección ofrece una breve descripción de los principios básicos de la tecnología para no ingenieros, incluida una ilustración de los principales componentes de la tecnología.

1.4.2. Entrada

En esta sección se describen las principales materias primas y, principalmente, los combustibles que consume la tecnología.

1.4.3. Salida

En esta sección se describen las formas de energía generada, es decir, electricidad y calor, y los productos derivados correspondientes.

1.4.4. Capacidades típicas

Las capacidades indicadas se refieren a una sola unidad capaz de producir energía (por ejemplo, un solo aerogenerador o una sola turbina de gas), no a una central eléctrica formada por varias unidades, como un parque eólico.

En el caso de la tecnología modular, como la fotovoltaica o la solar térmica, se elige como unidad un tamaño típico de central solar basado en el estándar del mercado. Los distintos tamaños pueden especificarse en tablas separadas, por ejemplo, distinguiendo entre fotovoltaica pequeña, fotovoltaica mediana y fotovoltaica grande.

1.4.5. Espacio requerido

Las necesidades de espacio se expresan en 1000 m^2 por MW_e. El valor presentado sólo se refiere a la superficie ocupada por las instalaciones necesarias para producir energía.

En caso de que la superficie se refiera al uso global del terreno necesario para instalar una cantidad específica de capacidad, o si se requiere una cierta distancia mínima de las viviendas, esto se especifica en las notas. Las necesidades de espacio pueden utilizarse, por ejemplo, para calcular el alquiler del terreno, que no se incluye en el costo financiero, ya que esta partida de costos depende de la ubicación específica de la central.

1.4.6. Consumo de agua

El consumo de agua se expresa en l/MWh e incluye el agua utilizada directamente en la operación de la planta de generación, como la requerida para el enfriamiento o el proceso de generación de energía. Este valor no contempla el agua empleada en la fabricación o construcción de los equipos e infraestructura de la planta, que suele abordarse en análisis de ciclo de vida. Dichos análisis también pueden considerar el uso de agua fuera de Colombia.

No obstante, cuando proceda, la descripción cualitativa también podrá incluir el consumo de agua durante el ciclo de vida para poder comparar tecnologías.

1.4.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema energético

Las capacidades de regulación son especialmente relevantes para las tecnologías de generación de electricidad. Esto incluye las características de carga parcial, el tiempo de arranque y la rapidez con la que una tecnología es capaz de cambiar su producción cuando ya está funcionando con carga parcial.

Si procede, la descripción cualitativa incluye la capacidad de la tecnología para prestar los siguientes servicios del sistema energético:

- Inercia.
- Potencia de cortocircuito.
- Arranque en negro.
- Control de tensión.
- Amortiguación de las oscilaciones del sistema (PSS).
- Regulación de frecuencia.

1.4.8. Ventajas/desventajas

Esta sección describe las ventajas y desventajas específicas en relación con tecnologías similares. Se ignoran las ventajas genéricas, como el papel de las tecnologías de energías renovables en la mitigación de los riesgos climáticos.

En cuanto a las desventajas, la sección explica las posibles barreras para acelerar el desarrollo de las tecnologías y las razones de los elevados costos de instalación y funcionamiento en el contexto colombiano.

1.4.9. Medio ambiente

Esta sección destaca las características medioambientales relevantes, por ejemplo, las emisiones especiales o la huella ecológica.

No se indican los valores de emisión de CO_2, pero el lector del catálogo puede calcularlos combinando los datos de combustible con los de eficiencia tecnológica.

Las emisiones de partículas se expresan en PM 2,5 en gramos por GJ de combustible.

Las emisiones de SO_2 se expresan en gramos por GJ de combustible.

En el caso de las tecnologías en las que se emplean equipos de desulfuración (normalmente grandes centrales eléctricas), el grado de desulfuración se indica en términos porcentuales.

Las emisiones de NO_x representan las emisiones de NO_2 y NO, donde NO se convierte en NO_2 en equivalentes de peso. Las emisiones de NO_x también se expresan en gramos por GJ de combustible.

Las emisiones de metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O) también se expresan en gramos por GJ de combustible.

Las principales fuentes utilizadas para los valores presentados son *Informe del inventario nacional de gases efecto invernadero 1990-2018 y carbono negro 2010-2018 de Colombia - Tercer Informe Bienal de Actualización de Cambio Climático de Colombia, desarrollado por IDEAM*; *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero), 2006, IPCC* y valores de los proyectos existentes a través de la base de datos Sinergox.

1.4.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

En esta sección se enumeran los retos más importantes para el desarrollo futuro de la tecnología. También se mencionan y cuantifican, si es posible, las posibilidades de desarrollo tecnológico en términos de costos y eficacia. Cuando procede, se destacan las perspectivas de investigación y desarrollo en Colombia.

1.4.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Esta sección describe proyectos comerciales recientes a gran escala, que pueden considerarse estándar de mercado, preferiblemente con enlaces a más información. En la introducción de la sección de descripción cuantitativa se describe lo que se entiende por “estándar de mercado”. En el caso de las tecnologías para las que aún no se ha establecido una norma de mercado, se hace referencia a la mejor tecnología disponible entre los proyectos de I+D.

1.4.12. Predicción de desempeño y costo

Cabe esperar reducciones de costos y mejoras de rendimiento para la mayoría de las tecnologías en el futuro. Esta sección da cuenta de los supuestos en los que se basan el costo y el rendimiento técnico en 2024, así como las mejoras previstas para los años 2030 y 2050. Para una explicación exhaustiva de los métodos utilizados y una mayor comprensión de los supuestos en los que se basan las proyecciones, véase el *Apéndice. Predicción del Costo de las Tecnologías de Generación de Electricidad*.

La tecnología específica se identifica y clasifica en una de las cuatro categorías de madurez tecnológica, indicando su actual progreso comercial y tecnológico, y se describen detalladamente los supuestos para las proyecciones.

Las predicciones de rendimiento se basan en datos técnicos de fuentes internacionales acreditadas

Las predicciones de costos se basan en la siguiente información: cada año de la ficha técnica corresponde al año de la Decisión de Inversión Final (FID, por sus siglas en inglés, *Final Investment Decision*), cuando se dispone de todos los permisos y la financiación, seguido del plazo técnico de construcción indicado en las hojas de datos.

Datos para el año base 2024

Si están disponibles, se incluyen proyectos locales junto con proyecciones internacionales de fuentes creíbles (por ejemplo, IRENA, IEA, etc.). Las cifras de los costos de inversión locales se comunican directamente si están disponibles; de lo contrario, se derivan del resultado de CCE, subastas y/o mecanismos de apoyo.

Si no se dispone de datos coherentes, o si aún no ha surgido una norma de mercado adecuada para las nuevas tecnologías, los costos del año de referencia pueden estimarse mediante una evaluación ascendente de ingeniería que aplique una descomposición de los costos de fabricación e instalación en materias primas, costos laborales, costos financieros, etc. Para este tipo de estimaciones se prefieren referencias internacionales como la IEA, NREL, etc.

Supuestos para proyectar los costos en años futuros

Cuando proceda, las proyecciones de costos según un enfoque de tasa de aprendizaje se ajustan al despliegue de capacidad descrito en los escenarios del Modelo Energético Mundial de la Perspectiva Energética Mundial (*World Energy Outlook*) 2023 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés, *International Energy Agency*) [1]. Para una explicación detallada de los métodos e hipótesis en los que se basan estas proyecciones, véase el *Apéndice. Predicción del Costo de las Tecnologías de Generación de Electricidad*. Según la IEA:

"*La teoría de la innovación describe la innovación tecnológica a través de dos enfoques: el modelo de empuje tecnológico, en el que las nuevas tecnologías evolucionan y se introducen por sí solas en el mercado, y el modelo de atracción del mercado, en el que una oportunidad de mercado conduce a la inversión en I+D y, finalmente, a una innovación*" [3].

"El proceso de innovación implica a un amplio abanico de participantes: gobiernos, investigadores, inversores, empresarios, corporaciones y sociedad civil todos desempeñan un papel importante en la generación de ideas para tecnologías nuevas o mejoradas y en su mejora y financiación hasta su entrada en el mercado y despliegue. Los sistemas de innovación son complejos y se basan en cuatro pilares: el impulso de los recursos, la gestión del conocimiento, la atracción del mercado y el apoyo sociopolítico" [4].

El nivel de "atracción del mercado" depende en gran medida de las políticas climáticas y energéticas mundiales. Por lo tanto, en un futuro con políticas climáticas fuertes, la demanda de tecnologías de energías renovables será mayor, mientras que se espera que la innovación tenga lugar más rápidamente que en un futuro potencial con políticas menos ambiciosas. Se espera que esto conduzca tanto a tecnologías más eficientes como a reducciones de costos, entre otras cosas debido a los efectos de la economía de escala. Por lo tanto, en el caso de las tecnologías para las que se esperan grandes reducciones de costos, es importante tener en cuenta los supuestos sobre la futura demanda mundial.

El **Escenario de Compromisos Anunciados** (APS, por sus siglas en inglés, *Announced Pledges Scenario*) de la IEA se utiliza como estimación central para las proyecciones de este estudio, siempre que sea aplicable. La IEA describe el Escenario de Compromisos Anunciados en su versión de Perspectiva Energética Mundial 2023 [1] del siguiente modo:

"Este escenario asume que los gobiernos cumplirán, en su totalidad y a tiempo, todos los compromisos relacionados con el clima que han anunciado, incluidos los objetivos de emisiones netas cero a largo plazo y los compromisos en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés, Nationally Determined Contributions), así como los compromisos en áreas relacionadas como el acceso a la energía. Los compromisos asumidos por las empresas y otros grupos de interés también se tienen en cuenta cuando se suman a la ambición de los gobiernos."

Según la IEA [1], el **Escenario** menos ambicioso de **Políticas Declaradas** (STEPS, por sus siglas en inglés, *Stated Policies*) *"(...) está diseñado para proporcionar una idea de la dirección predominante de la progresión del sistema energético, basándose en una revisión detallada del panorama político actual. Mientras que la APS refleja lo que los gobiernos dicen que van a conseguir, STEPS examina en detalle lo que están haciendo realmente para alcanzar sus metas y objetivos en toda la economía energética."*

El escenario STEPS puede considerarse como un límite inferior para el futuro desarrollo tecnológico basado en un enfoque de política congelada.

Como proyección más ambiciosa, el **Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050** (NZE, por sus siglas en inglés, *Net Zero Emissions by 2050*) puede utilizarse como límite superior para el desarrollo tecnológico. Según la IEA [1], el NZE es una *"(...) escenario normativo [que] describe una vía para que el sector energético contribuya a limitar el aumento de la temperatura mundial a 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales en 2100 (con una probabilidad de al menos el 50 %) con un rebasamiento limitado.* (...) *El escenario NZE también cumple los principales Objetivos de Desarrollo Sostenible (SDG, por sus siglas en inglés, Sustainable Development Goals) de las Naciones Unidas relacionados con la energía: se alcanza el acceso universal a servicios energéticos modernos y fiables para 2030 y se garantizan mejoras importantes en la calidad del aire."*

Gracias a este enfoque, los datos cuantitativos utilizados en el catálogo tecnológico son coherentes con el Modelo Global de Energía y Clima de la IEA [1], y abarcan los resultados pertinentes para las evaluaciones políticas de las tecnologías, así como los desarrollos tecnológicos en cumplimiento de los objetivos nacionales y los tratados internacionales.

Curvas de aprendizaje y madurez tecnológica

Como se indica en el *Apéndice. Predicción del Costo de las Tecnologías de Generación de Electricidad*, existen varios enfoques para proyectar los futuros costos financieros de las

tecnologías de generación de energía. Un método consiste en una evaluación ascendente de ingeniería, como ya se ha comentado al derivar los datos de 2024. Este enfoque desglosa los costos de la tecnología en categorías como mano de obra y materiales, para las que se dispone de proyecciones futuras. También pueden utilizarse curvas de aprendizaje, basadas en el principio de que con cada unidad adicional producida o desplegada se produce un aprendizaje acumulativo. Este aprendizaje impulsa mejoras en los productos y procesos, lo que se traduce en menores costos para las unidades posteriores. Una tercera opción es la encuesta Delphi, que reúne las opiniones de un amplio grupo de expertos internacionales para evaluar la evolución prevista de los costos y los principales factores de reducción de costos.

El potencial de mejora de las tecnologías está vinculado al nivel de madurez tecnológica. Las tecnologías se clasifican en uno de los cuatro niveles de madurez tecnológica siguientes, también ilustrados en la Figura 1. Este enfoque sigue la metodología presentada en el informe Technology Data - *Generation of Electricity and District Heating* (Datos tecnológicos - Generación de Electricidad y Calefacción Urbana), publicado por la Agencia Danesa de Energía [2].

Categoría 1. Tecnologías que aún están en *fase de investigación y desarrollo*. La incertidumbre relacionada con el precio y el rendimiento actual y futuro es elevada (por ejemplo, convertidores de energía undimotriz, baterías de combustible de óxido sólido).

Categoría 2. Tecnologías en *fase pionera*. Se ha demostrado que la tecnología funciona mediante instalaciones de demostración o plantas semicomerciales. Debido a su limitada aplicación, el precio y el rendimiento aún están sujetos a una gran incertidumbre, y todavía es necesario un mayor desarrollo y personalización. La tecnología aún tiene un importante potencial de desarrollo (por ejemplo, gasificación de biomasas).

Categoría 3. *Tecnologías comerciales con un despliegue moderado*. Se conoce el precio y el rendimiento de la tecnología. Se considera que estas tecnologías tienen un potencial de desarrollo específico y, por lo tanto, existe cierta incertidumbre relacionada con el precio y el desempeño futuros (por ejemplo, turbinas eólicas costa afuera).

Categoría 4. *Tecnologías comerciales, con gran despliegue*. El precio y el desempeño de la tecnología actual están bien establecidos y normalmente sólo cabría esperar mejoras incrementales. Por lo tanto, el precio y el rendimiento futuros también pueden proyectarse con un nivel relativamente alto de certidumbre (por ejemplo, energía de carbón, turbinas de gas).

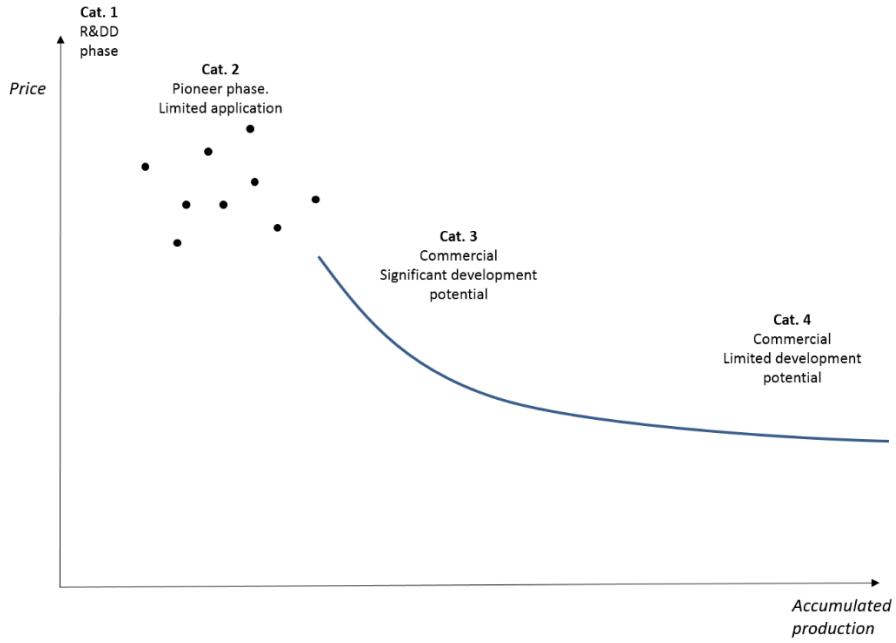


Figura 1. Fases del desarrollo tecnológico. Correlación entre el volumen de producción acumulado (MW) y el precio [2].

1.4.13. Observaciones adicionales

Esta sección incluye otra información relevante no incluida en ninguna de las secciones anteriores, por ejemplo, enlaces a sitios web que describen la tecnología con más detalle.

1.4.14. Referencias

Las referencias se numeran en el texto entre corchetes y los detalles bibliográficos se enumeran en esta sección.

1.5. Descripción cuantitativa

Como se detalla en el *Apéndice. Predicción del Costo de las Tecnologías de Generación de Electricidad*, los enfoques de curva de aprendizaje *de un componente* y *de múltiples componentes*[2] seleccionados se consideran los métodos más adecuados para proyectar los costos financieros de las tecnologías en este estudio. La elección entre los enfoques de un factor y de varios factores depende de la importancia de los componentes tecnológicos específicos y de la disponibilidad de datos financieros para cada componente. En esta sección se explica la estructura de las tablas que presentan los datos cuantitativos generados a partir de este estudio.

[2] Los enfoques de curva de aprendizaje *de un componente* y *de múltiples componentes* son dos variantes del método de curva de aprendizaje *unifactorial* descrito en la literatura, ya que ambos vinculan la reducción de costos con la producción o capacidad acumulada. La diferencia clave es que el enfoque *de un solo componente* asume una única tasa de aprendizaje para todo el sistema, mientras que el enfoque *de múltiples componentes* asigna tasas de aprendizaje distintas a los diferentes componentes tecnológicos (por ejemplo, en la energía solar fotovoltaica, estos podrían ser los módulos, inversores, etc.). En contraste, el método de curva de aprendizaje *multifactorial* amplía este concepto al incorporar influencias adicionales, como el gasto en I+D, las economías de escala y los costos de los materiales, proporcionando una perspectiva más amplia sobre el progreso tecnológico. Las curvas de aprendizaje *multifactoriales* no se consideran en este estudio.

Para poder realizar análisis comparativos entre tecnologías, es imprescindible que los datos presentados sean realmente comparables: **todos los datos de costos se expresan en precios fijos de 2024 en USD, excluyendo el impuesto sobre el valor agregado (IVA) y otros impuestos**[3]. La información de los cuadros se refiere al estado de desarrollo de la tecnología en el momento de la decisión final de inversión (FID) en el año dado (2024, 2030 y 2050, si procede). Se supone que la FID se adopta cuando está garantizada la financiación de un proyecto y se dispone de todos los permisos. El año de puesta en servicio dependerá del tiempo de construcción de cada tecnología.

En la Tabla 1-2, Tabla 1-3 y Tabla 1-4, se muestra una tabla típica de datos cuantitativos que contiene todos los parámetros utilizados para describir las tecnologías. La tabla consta de una parte genérica, que es idéntica para grupos de tecnologías similares (centrales térmicas, centrales no térmicas) y una parte específica para cada tecnología. La parte genérica está pensada para facilitar la comparación entre tecnologías.

Cada celda de la tabla contiene una sola cifra, que es la estimación central para la tecnología estándar del mercado, es decir, no deben utilizarse intervalos. Las incertidumbres relacionadas con las cifras se indican en las columnas denominadas *Incertidumbre*. Para simplificar la tabla, el nivel de incertidumbre sólo se especifica para los años 2024 y 2050.

Entendiendo la Incertidumbre en las Proyecciones Tecnológicas

El catálogo aborda tanto las tecnologías bien establecidas como las que aún están en fase de desarrollo, cada una de ellas con diversos grados de incertidumbre en cuanto a las futuras mejoras de costos y desempeño (para más detalles, véase *Curvas de aprendizaje y madurez tecnológica*. La descripción cualitativa destaca los factores clave que contribuyen a los rangos de incertidumbre esbozados en los análisis cuantitativos del catálogo. Estos factores pueden estar relacionados con dinámicas tecnológicas o de mercado específicas, el nivel de experiencia de la industria o las posibles limitaciones de las materias primas. También influye el grado de madurez tecnológica.

Para ilustrar la incertidumbre, en las fichas técnicas se indican los límites inferior y superior junto a una estimación central. Es importante señalar que las proyecciones de costos a largo plazo implican una incertidumbre significativa. El grado de incertidumbre está ligado al nivel de madurez de la tecnología y al horizonte temporal considerado; de ahí que la diferencia entre los límites inferior y superior pueda variar sustancialmente. La evaluación de la incertidumbre se adapta a cada tecnología sobre la base de las mejores proyecciones disponibles y no tiene en cuenta las variaciones en la eficiencia de los productos o en los precios de los distintos modelos.

Los niveles de incertidumbre se especifican para los parámetros más importantes, como los costos de inversión y los índices de eficiencia, y se incluyen otras cifras cuando es pertinente.

[3] Este estudio no tiene en cuenta las proyecciones macroeconómicas del Banco de la República o de la OCDE sobre los costos futuros de insumos y suministros, los cuales pueden verse afectados por variables como el Índice de Precios al Productor y la Tasa Representativa del Mercado.

Todos los datos de las tablas están referenciados por un número en la columna de la derecha *Ref*, que remite a las fuentes específicas debajo de la tabla. La columna *Nota* incluyen información adicional sobre cómo se han obtenido los datos, así como los supuestos y posibles cálculos que subyacen a las cifras. Antes de utilizar los datos, tenga en cuenta que la información esencial puede encontrarse en las notas debajo de la tabla.

A continuación, se presentan las partes genéricas de las tablas correspondientes a las centrales térmicas, las centrales no térmicas y las tecnologías de almacenamiento:

Tabla 1-2. Ficha técnica de referencia para centrales térmicas.

Tecnología	**Generación térmica de electricidad**										
	2024	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
						Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos											
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)											
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal											
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual											
Interrupción forzada (%)											
Interrupción planificada (semanas al año)											
Vida útil técnica (años)											
Tiempo de construcción (años)											
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)											
Capacidad de regulación											
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)											
Carga mínima (% de la carga completa)											
Tiempo de arranque en caliente (horas)											
Tiempo de arranque en frío (horas)											
Tiempo mínimo de funcionamiento (horas)											
Tiempo mínimo de inactividad (horas)											
Medio ambiente											
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)											
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)											
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)											
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)											
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)											
Datos financieros											
Inversión específica (millones USD/MW)											
- de la cual equipos (%)											
- de la cual instalación (%)											
O&M fijas (USD/MW_e/año)											
O&M Variables (USD/MWh)											
Costo de puesta en marcha (USD/MW_e/ puesta en marcha)											

Tabla 1-3. Ficha técnica de referencia para centrales eléctricas no térmicas.

Tecnología	**Generación de electricidad no térmica**										
	2024	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
						Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos											
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)											
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)											
Media anual de Horas a plena carga /potencial (MWh_e/MW_e)											
Interrupción forzada (%)											
Interrupción planificada (semanas al año)											
Vida útil técnica (años)											
Tiempo de construcción (años)											
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)											
Datos adicionales para plantas no térmicas											
Factor de planta (%), teórico											
Factor de planta (%), incluidas las interrupciones											
Capacidad de regulación											
Velocidad de rampa (% de plena carga/minuto)											
Carga mínima (% de la carga completa)											
Tiempo de arranque en caliente (horas)											
Tiempo de arranque en frío (horas)											
Datos financieros											
Inversión específica (millones USD/MW)											
- de la cual equipos (%)											
- de la cual instalación (%)											
O&M fijas (USD/MW_e/año)											
O&M Variables (USD/MWh)											
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)											

Tabla 1-4. Ficha técnica de referencia de las tecnologías de almacenamiento.

Tecnología	Tecnologías de almacenamiento										
	2024	2030	2035	2040	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
						Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos											
Capacidad de almacenamiento de energía para una unidad (MWh)											
Capacidad de entrada de una unidad (MW)											
Capacidad de producción de una unidad (MW)											
Eficacia de ida y vuelta (%)											
Interrupción forzada (%)											
Interrupción planificada (semanas al año)											
Vida útil técnica (años)											
Tiempo de construcción (años)											
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)											
Capacidad de regulación (sólo para almacenamiento de electricidad)											
Tiempo de respuesta de inactividad a descarga completa (s)											
Tiempo de respuesta de carga completa a descarga completa (s)											
Datos financieros											
Costo total de la inversión (millones de USD por MWh)											
- componente energético (millones USD/MWh)											
- componente de capacidad (millones USD/MW)											
- otros costos del proyecto (millones USD)											
O&M fijas (USD/MW_e/año)											
O&M Variables (USD/MWh)											

1.6. Referencias

[1] IEA (2023), World Energy Outlook 2023, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023, Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A)

[2] Danish Energy Agency (2023), Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-generation-electricity-and-district-heating

[3] IEA (2012), Energy Technology Perspectives 2012, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2012, Licence: CC BY 4.0

[4] IEA (2020), Clean Energy Innovation, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation, Licence: CC BY 4.0

[5] IEA, Global Energy and Climate Model 2023 key input data, IEA, Paris https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data, License: Terms of Use for Non-CC Material

2. Energía Solar Fotovoltaica

2.1. Breve descripción de la tecnología

Una célula solar es un componente semiconductor que genera electricidad cuando se expone a la luz. Por razones prácticas, normalmente se interconectan varias células solares y se laminan (o depositan) sobre un panel de vidrio para obtener un módulo solar mecánicamente reforzado y protegido de la intemperie.

Los módulos fotovoltaicos constan de varias células solares interconectadas que se caracterizan por el tipo de material absorbente utilizado: silicio cristalino, película fina, perovskita y derivados monolíticos. El silicio cristalino (c-si) es el material de sustrato más explotado y suele presentarse en forma de obleas. El monocristalino y el multicristalino dominan el mercado y se espera que la tendencia se mantenga en el futuro dada su competitividad en costos y su rendimiento [1,2,3,4]. Mientras que las monocristalinos experimentan mayores eficiencias en comparación con sus equivalentes multicristalinos, éstos podrían experimentar mayores eficiencias en el futuro. Las láminas solares delgadas se fabrican a partir de otros compuestos como el teluro de cadmio o el cobre indio galio, entre otros. Las células monolíticas se fabrican a partir de compuestos de elementos del grupo III y V (Ga, As, In, P), y suelen depositarse sobre un sustrato de Ge. Estas células multiunión de alta eficiencia se utilizan principalmente en aplicaciones espaciales o en sistemas fotovoltaicos concentrados (CPV), que funcionan mejor en climas con abundante luz solar directa. Con el tiempo, las células de perovskita han mostrado una eficiencia prometedora, pero se enfrentan a graves problemas de toxicidad, estabilidad y escalabilidad a gran escala. Aunque todavía no son comercialmente viables, pueden servir como capas superiores en células solares en tándem con sustratos c-Si que permitan absorber un amplio espectro de luz solar de forma eficiente. El sulfuro de cobre, zinc y estaño (CZTS) es otro candidato estable para futuros diseños en tándem.

Proceso de fabricación - Método de crecimiento de los cristales

El método de fundición multicristalina ha sido la tecnología de cristalización dominante desde principios de la década de 2000 debido a la flexibilidad en la utilización de cualquier tipo de silicio purificado, independientemente de su forma (obleas rotas, tapas y colas de crecimiento monocristalino) y de la contaminación residual. Sin embargo, como se indica en la Figura 2, en los últimos años casi todas las grandes empresas fotovoltaicas han estado en proceso de reconvertirse a un enfoque totalmente monocristalino añadiendo únicamente nueva capacidad de fabricación basada en monosoluciones debido a su eficiencia ligeramente superior, y puesto que un mayor escalado ha hecho que las células mono-Si sean más baratas y, por tanto, más competitivas en costos. Hay otros factores, como la menor degradación y la mejora de la estética, que podrían desempeñar un papel para los clientes residenciales, que influyen en el cambio general. En 2023, más del 95% del mercado solar mundial se basaba en productos monocristalinos [5]. Se espera que la cuota de mercado siga aumentando en 2025.

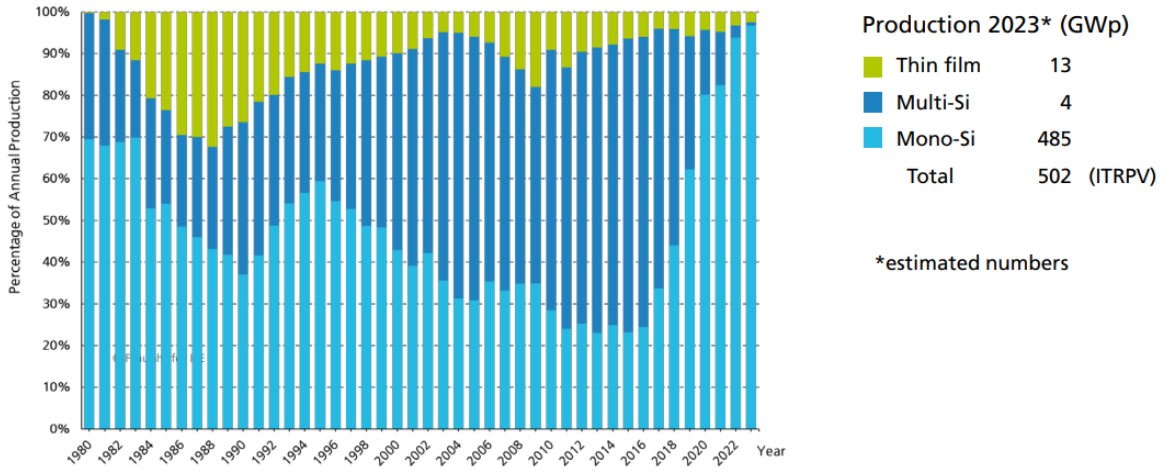


Figura 2. Cuotas históricas del mercado mundial de las distintas tecnologías celulares [5].

Además, otras macrotendencias están a punto de remodelar el panorama de los productos de silicio en los próximos años, con obleas de mayor tamaño y productos de tipo n que se espera que se generalicen. Estos cambios avanzan tan rápidamente que los informes y estadísticas de mercado actuales aún no han captado plenamente su impacto. El cambio hacia obleas de mayor tamaño obedece a la necesidad de optimizar los costos de procesamiento de la oblea a la célula y al módulo. Algunos subprocesos tienen costos que varían en función de la superficie de la oblea (y, por tanto, no se benefician del aumento del tamaño de la oblea), mientras que otros, como los procesos por lotes, tienen costos que varían en función del número de unidades, lo que se traduce en reducciones de costos a medida que aumenta el tamaño de la oblea. El paso de tipo p a tipo n representa un cambio del dopaje principal (de boro o galio a fósforo) y, por tanto, un cambio de la carga eléctrica del portador mayoritario de electricidad en la oblea, que pasa de positivo (huecos) a negativo (electrones), lo que se traduce en una mayor vida útil del portador minoritario, que es un parámetro clave de optimización del diseño de la célula tal y como se entiende en términos de física de semiconductores [5].

Proceso de fabricación - Método de corte de obleas

El sustrato de silicio activo que constituye la celda solar se corta del lingote o bloque con una sierra de hilo. Desde que se inventó esta tecnología en los años 90, las partículas duras de carburo de silicio en un lodo de glicol han sido el material de abrasión preferido. Sin embargo, en los últimos años, esta solución se ha sustituido casi por completo por hilos recubiertos de diamante y agua de refrigeración normal. Este método ha demostrado ser más económico, ya que elimina la operación de reciclado del lodo, ofrece la posibilidad de cortar obleas más finas y proporciona una superficie de oblea más adecuada para la estructuración posterior a la limpieza en micropirámides u otros tratamientos superficiales antirreflejantes mediante grabado [39].

Arquitectura de las células solares

La más dominante es la PERC (Passivated Emitter and Rear Cell, Célula Trasera y Emisora Pasivada), en la que se ha añadido un paso de procesamiento adicional para reducir la recombinación de portadores en la superficie "pasivando" estas superficies (normalmente mediante una fina capa nanométrica de dióxido de silicio, óxido de aluminio u óxinitruros). También se están introduciendo en las instalaciones de fabricación a gran escala alternativas como PERT (Tunnel-Oxide Passivated Contact, Emisor Pasivado Trasero Totalmente Difuso), HJT (por sus siglas en inglés, tecnología de heterounión) o TopCON (por sus siglas en inglés, contacto

pasivado de óxido de túnel), todo ello debido al mayor potencial de eficiencia que puede obtenerse (hasta un 24-25% en comparación con el máximo de Al-BSF, en torno al 20-21%) [6].

Módulo Solar

El encapsulado de las células en un módulo fotovoltaico ha experimentado varios cambios en los últimos años. Mientras que la protección frontal sigue estando constituida por un vidrio microestructurado semiduro con revestimiento antirreflejante de 2,2 a 3,2 mm de grosor, cada vez son más los módulos en los que la lámina de polímero de la lámina posterior se sustituye por otro panel de vidrio, con lo que se obtiene una estructura mecánicamente más rígida y mejor protegida. Esto también permite eliminar opcionalmente el marco de aluminio. Además, ahora se utilizan materiales de encapsulación más transparentes, conocidos como poliolefinas, y se han introducido revestimientos superficiales anti suciedad [6].

Paneles fotovoltaicos bifaciales y células semicortadas

Los paneles solares bifaciales captan la luz tanto por delante como por detrás. Esta configuración ha experimentado un gran impulso en los últimos años, sobre todo en sistemas instalados en el suelo a escala comercial y en tejados comerciales, donde los módulos se montan en tejados planos con estructuras similares a las de las plantas instaladas en el suelo. Aprovechan la luz reflejada de superficies como la hierba, la nieve o los tejados blancos, y cualquier otra superficie con un albedo suficientemente alto para reflejar la luz y la energía. Además, la tecnología de células semicortadas, en la que las células del módulo se dividen en dos para aumentar la eficiencia al reducir las pérdidas por resistencia, ha ganado adeptos rápidamente. En Colombia se están instalando paneles bifaciales de gran formato de última generación con células cortadas por la mitad (600 W_p) y se espera que se conviertan en el estándar. Para 2026, como sugiere la Figura 3, se prevé que los módulos bifaciales basados en silicio dominen el 90% del mercado mundial debido a su eficiencia y bajo costo adicional, así como a las ventajas de estandarización de la creciente industria de producción de módulos solares [7, 8].

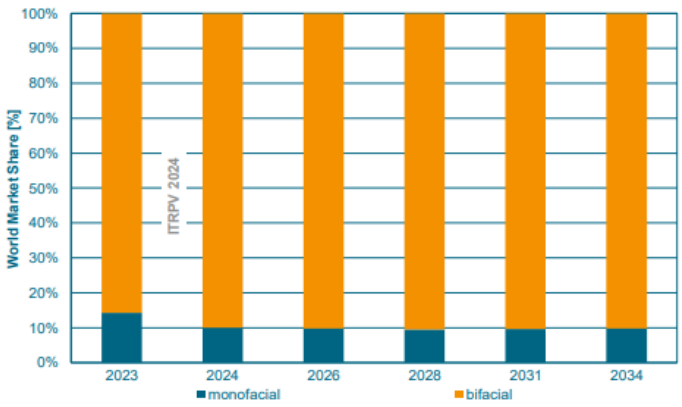


Figura 3. Previsión de la cuota de mercado mundial de los paneles fotovoltaicos bifaciales frente a los monofaciales [8].

2.1.1. Aplicaciones del sistema Fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos (FV) son soluciones versátiles para gestionar la energía solar en una amplia variedad de aplicaciones, desde instalaciones a pequeña escala hasta proyectos de servicios públicos a gran escala.

Los módulos fotovoltaicos (FV) se dividen en dos clases distintas según su aplicación: los paneles residenciales suelen tener entre 1,5 y 2,1 m^2, mientras que los paneles para proyectos a gran escala tienen entre 2 y 3 m^2. Los módulos para ambas aplicaciones tendrán potencias similares en el rango de 190-220 W_p/m^2 y pueden estar fabricados con diversos materiales absorbentes. Se venden con una garantía de producto de entre diez y doce años, una garantía de potencia de un mínimo de 25 años y una vida útil prevista de más de 30-35 años, dependiendo del tipo de células y del método de encapsulación.

En cuanto a las aplicaciones más pequeñas, los sistemas fotovoltaicos suelen abastecer a viviendas individuales, aportando energía limpia a los consumidores finales.

Las instalaciones a escala industrial pueden cubrir mayores necesidades energéticas para hacer frente a la demanda de edificios, fábricas e infraestructuras. Esto contribuye significativamente a lograr una producción de energía sostenible y rentable. Cuando se trata de despliegues a gran escala, los proyectos a escala de servicios públicos, que suelen estar montados en tierra, cubren grandes necesidades de energía aprovechando las economías de escala, así como las ventajas técnicas de la mayor generación de energía que proporcionan los sistemas de seguimiento. Esta capacidad de rendimiento adicional de los sistemas de seguimiento depende de la ubicación geográfica, el tipo de módulo fotovoltaico, el tipo de sistema de control, el horizonte temporal de las mediciones y el ángulo de inclinación aplicado. La Figura 4 resume todo lo expuesto anteriormente. Además, el lector puede consultar los siguientes manuscritos para comprender mejor todos los casos, incluidos los residenciales [52], industriales [54], a escala de servicios públicos (con sistemas de seguimiento [50, 51] y diseños flotantes [53]).

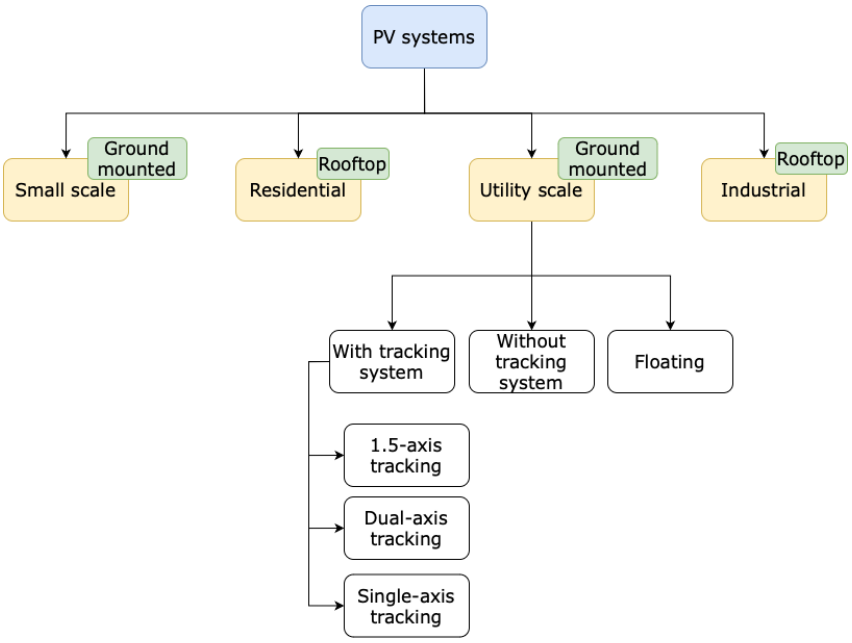


Figura 4. Clasificación de las aplicaciones de un sistema fotovoltaico en función de la escala. Advertencia: No todas las subcategorías han sido consideradas para el análisis cuantitativo de este estudio, sólo las que tienen un papel importante actual o futuro en Colombia.

2.1.2. Potencia del módulo fotovoltaico (capacidad)

La capacidad de generación de energía de un módulo solar depende de la intensidad de la irradiación que recibe el módulo, del ángulo de incidencia, de la distribución espectral de la

radiación solar, así como de la temperatura del módulo. Por razones prácticas, la potencia del módulo está referenciada a un conjunto de Condiciones Estándar de Ensayo[4] (STC, por sus siglas en inglés) de laboratorio que corresponde a una irradiación de 1000 W/m^2 con una distribución espectral AM 1.5[5] perpendicular a la superficie del módulo y una temperatura de la célula de 25 °C. Esta capacidad STC se denomina capacidad pico.

Pérdidas y correcciones

Dado que las condiciones reales de funcionamiento serán siempre diferentes de las establecidas por el STC, la capacidad media del módulo a lo largo del año diferirá, por tanto, de la capacidad pico.

La producción de energía fotovoltaica se reduce en la realidad y en comparación con las condiciones de laboratorio debido a configuraciones subóptimas en cuanto al ángulo de inclinación y al aumento de la temperatura exterior en más de 25 °C.

Por razones prácticas, las distintas pérdidas suelen compilarse en un único factor, denominado coeficiente de rendimiento, que describe el rendimiento energético del sistema real en relación con un sistema de referencia que funciona en condiciones de ensayo estándar ideales. Este factor describe todos los componentes de las pérdidas de energía en el sistema real, que incluyen las pérdidas ópticas relacionadas (reflejos de luz de la superficie del vidrio), las pérdidas eléctricas (pérdida por desajuste de la cadena eléctrica, pérdidas resistivas de CC y CA), las pérdidas de rendimiento en comparación con los valores STC de la hoja de datos (al funcionar a temperaturas diferentes de 25 °C, intensidades de luz diferentes de 1000 W/m^2 y condiciones espectrales diferentes de AM 1.5, etc., así como las pérdidas del inversor y del transformador, las pérdidas por nieve y suciedad, etc. La elevación debida a la bifacialidad, aunque no forma parte de la medición STC Pp, suele incluirse en el coeficiente de rendimiento o presentarse por separado.

Capacidad del inversor y factor de dimensionamiento

La capacidad del inversor, también conocida como potencia nominal, define el límite superior de potencia que puede suministrar la central. La capacidad de la central se define como la capacidad mínima entre esta capacidad del inversor y la capacidad de la red acordada con la compañía eléctrica, es decir, la capacidad mínima que la central puede inyectar a la red. La relación entre la capacidad pico de CC y la capacidad de la planta se denomina factor de dimensionamiento o la relación de carga del inversor (IRL, por sus siglas en inglés). Un factor de dimensionamiento elevado provoca el «recorte» de energía durante las horas pico, pero al mismo tiempo reduce el costo de los inversores y de la conexión a la red. El factor de dimensionamiento se optimiza de forma diferente si el factor limitante de la instalación es la disponibilidad de superficie, la disponibilidad de capacidad de la red, el régimen de subsidios, las restricciones impuestas a la potencia nominal permitida, el perfil de autoconsumo diario, la orientación física fija o el ángulo de inclinación de los módulos, etc.

[4] Aunque los módulos se especifican en condiciones STC, estos operan en condiciones NOC, cuyos parámetros se especifican en las fichas técnicas de cada panel solar fotovoltaico: irradiancia de 800 [W/m^2], temperatura superficial de 45 [°C], valor espectral de 1,5 [AM] y velocidad del viento de 1 [m/s] a 20 [°C].

[5] El coeficiente de masa de aire define la longitud del camino óptico de la irradiación solar cuando viaja a través de la atmósfera terrestre, en relación con un camino vertical.

Según los grupos de interés, el factor de dimensionamiento típico en Colombia es de . 1,3 en corriente alterna en promedio para las plantas instaladas en suelo y es un parámetro sensible a la regulación y a la optimización del diseño de la planta por parte del promotor. En los próximos años, el factor de dimensionamiento podría cambiar de nuevo, entre otras cosas como posible reacción a la introducción prevista de tarifas de conexión a las que pueden enfrentarse los promotores de energía solar fotovoltaica, y la posible reubicación inducida de algunos proyectos y los consiguientes cambios a nivel de proyecto en términos de los factores limitantes mencionados anteriormente. La justificación de la introducción de estas tasas es incentivar el desarrollo de la energía solar fotovoltaica con el menor costo total de conexión a la red. Se espera que el rango de los diferentes factores de dimensionamiento se mantenga en torno al mismo nivel que se observa en la actualidad.

En resumen, tanto la medida en que los sistemas de seguimiento puedan llegar a ser comercialmente atractivos en Colombia como las condiciones del marco (pagos por capacidad y requisitos del código de red) en las que los proyectos a escala de servicio público puedan conectarse a la red (DSO y TSO), influirán en el factor de dimensionamiento. Por lo tanto, la evolución del factor de dimensionamiento fotovoltaico a escala comercial en los próximos años es incierta.

Desgaste y degradación

En general, una instalación fotovoltaica es muy robusta y sólo requiere un mínimo de sustitución de componentes a lo largo de su vida útil. Algunas tecnologías de inversores suelen tener que sustituirse cada 10-15 años [36]. En el caso del módulo fotovoltaico, sólo se producirá una degradación física limitada. Es habitual asignar una tasa de degradación anual constante del 0,3% - 0,5% a la producción total de la instalación. Esta tasa de degradación no representa un mecanismo de degradación física real, sino que refleja tasas de fallo generales que siguen la teoría de la fiabilidad ordinaria, con una “mortalidad infantil” inicial elevada (en comparación con la posterior) pero que disminuye rápidamente, seguida de una tasa baja de fallos constantes y con una tasa de fallos creciente hacia el final de la vida útil de los distintos productos [15]. Los fallos en el sistema fotovoltaico suelen estar relacionados con soldaduras, grietas en las células, puntos calientes, amarillamiento o fallas en la lámina encapsulante, fallos en las cajas de conexiones, cables sueltos, granizo y rayos [11]. La degradación es difícil de evaluar a nivel de proyecto, ya que la magnitud de la degradación puede verse fácilmente contrarrestada o superada por otros factores que influyen en la eficiencia de cada sistema [2].

Orientación

Pueden utilizarse tanto la luz directa (haz) como los componentes difusos de la luz. Esto implica un alto grado de libertad a la hora de orientar los módulos fotovoltaicos, tanto con respecto a la inclinación como a la orientación Este-Oeste. En el caso Colombiano, la orientación optima de los paneles es hacia el sur, debido a que la mayorí de ciudades del país están en el hermisferio norte.

Para un sistema de inclinación fija, donde los módulos se instalan en un ángulo de inclinación típicamente de hasta 15 grados, la energía disponible recibida en el plano del módulo fotovoltaico (superficie de vidrio) se incrementa en comparación con la horizontal por el llamado factor de transposición, que sin embargo es bajo en ca. 1,01 en las latitudes colombianas. Al estar cerca del ecuador, la orientación óptima de los paneles estaría más cerca del plano horizontal con ca. 7 grados, pero en la práctica, de acuerdo con la información de las partes

interesadas, muchas plantas fotovoltaicas a escala de servicios públicos se instalan normalmente con un ángulo de inclinación de 15 grados para permitir que el agua drene fuera de los paneles de manera más efectiva, evitando la formación de charcos y la acumulación de suciedad y residuos que pueden disminuir la eficiencia de la producción de energía solar. Esta inclinación también optimiza el ángulo de incidencia entre los paneles solares y los rayos del sol, mejorando la captación de energía durante las horas de mayor luz solar. Los ángulos de inclinación residenciales y comerciales suelen seguir la inclinación del tejado existente. Los paneles orientados hacia otras direcciones que no sean el sur reciben menos energía que los paneles orientados directamente hacia el sur, lo que también se refleja en los factores de transposición.

2.2. Entrada

La radiación solar es el insumo de un panel fotovoltaico. La irradiación que recibe el módulo depende del potencial de energía solar del lugar, incluidas las condiciones de sombreado y la orientación del módulo.

2.2.1. Potencial en Colombia

Debido a su ubicación geográfica, como se observa en la Figura 5, Colombia goza de una alta disponibilidad de recursos solares. La irradiancia solar media anual recibida sobre una superficie horizontal en Colombia es de 4,5 kWh/m^2/día[6] [16]. La variación de la radiación solar en términos de Colombia está influenciada por su diversa topografía y entornos hidro climáticos.

Las zonas que reciben los mayores niveles de radiación solar a nivel general superan las islas de San Andrés y Providencia, gran parte de la región Caribe y el valle interandino. Los valores más altos, superiores a 5,5 kWh/m^2 por día, se dan en pequeñas zonas del centro y norte de La Guajira. Las zonas con menores niveles de radiación solar global en Colombia, con promedios inferiores a 3 kWh/m^2 por día, se encuentran en partes del occidente del Chocó y en las zonas de mayor altitud de las cordilleras, debido principalmente a la alta precipitación y cobertura nubosa presente.

[6] El valor de kWh/m^2/día equivale a las horas pico solares (HPS), es decir a la cantidad de energía solar que recibe un metro cuadrado de superficie suponiendo una radiación constante de 1000 W/m^2.

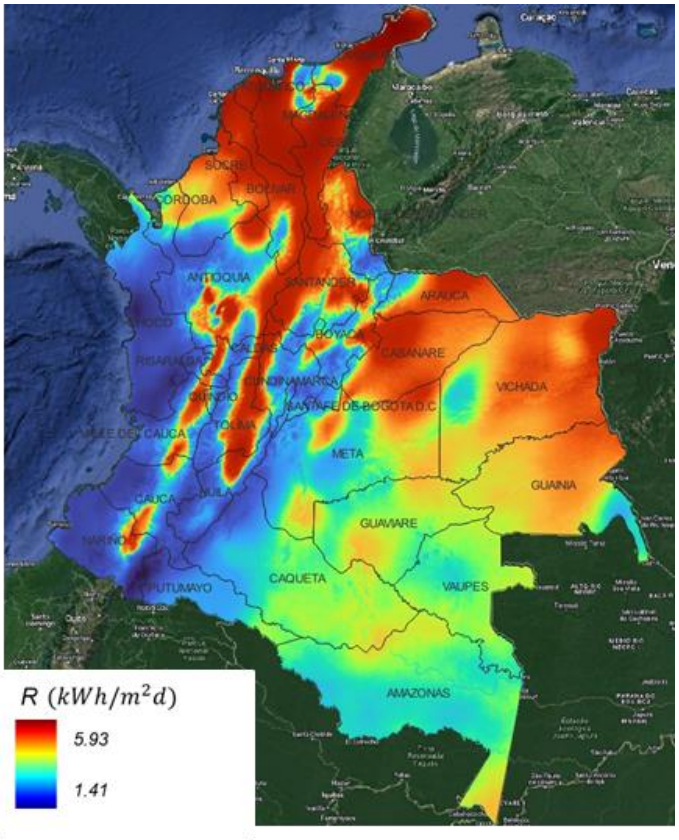


Figura 5. Mapa de Radiación Solar para Colombia por Emergente [16].

La ubicación tropical de Colombia desempeña un papel importante en la consistencia de su radiación solar a lo largo del año. Esta posición constante hace que los niveles de radiación solar sean relativamente estables a lo largo de las estaciones, a diferencia de las regiones más alejadas del ecuador, donde el ángulo del sol cambia más drásticamente con las estaciones.

Sin embargo, las principales variaciones de la radiación solar en Colombia están condicionadas por el movimiento de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT). La ZCIT es una región en la que convergen los vientos alisios del noreste y del sureste, y se caracteriza por una banda de nubes y precipitaciones que se desplaza al norte y al sur del ecuador según la estación del año. A medida que la ZCIT se desplaza sobre diferentes partes de Colombia, puede aumentar la nubosidad, lo que reduce la cantidad de radiación solar que llega a la superficie [38].

Numerosas regiones de Colombia son idóneas para el desarrollo y la explotación eficientes de parques solares fotovoltaicos. Sin embargo, amplias zonas del país presentan pendientes demasiado elevadas para el desarrollo de parques a gran escala, y podrían producirse conflictos con el uso del suelo y los ecosistemas presentes, con una costosa gestión ambiental. En este sentido, se espera que los proyectos más atractivos para los promotores sean los más rentables y los que requieran una menor gestión ambiental. De ahí que los investigadores de [17] clasificaran las criticidades ambientales y el costo nivelado de la energía (LCOE) de los proyectos en 3 grupos: bajo, medio y alto. La mayor idoneidad se asocia a puntuaciones de 1, y la menor, a puntuaciones de 9. Los proyectos en desarrollo con una capacidad de 20 MW o superior se muestran superpuestos en la Figura 6.

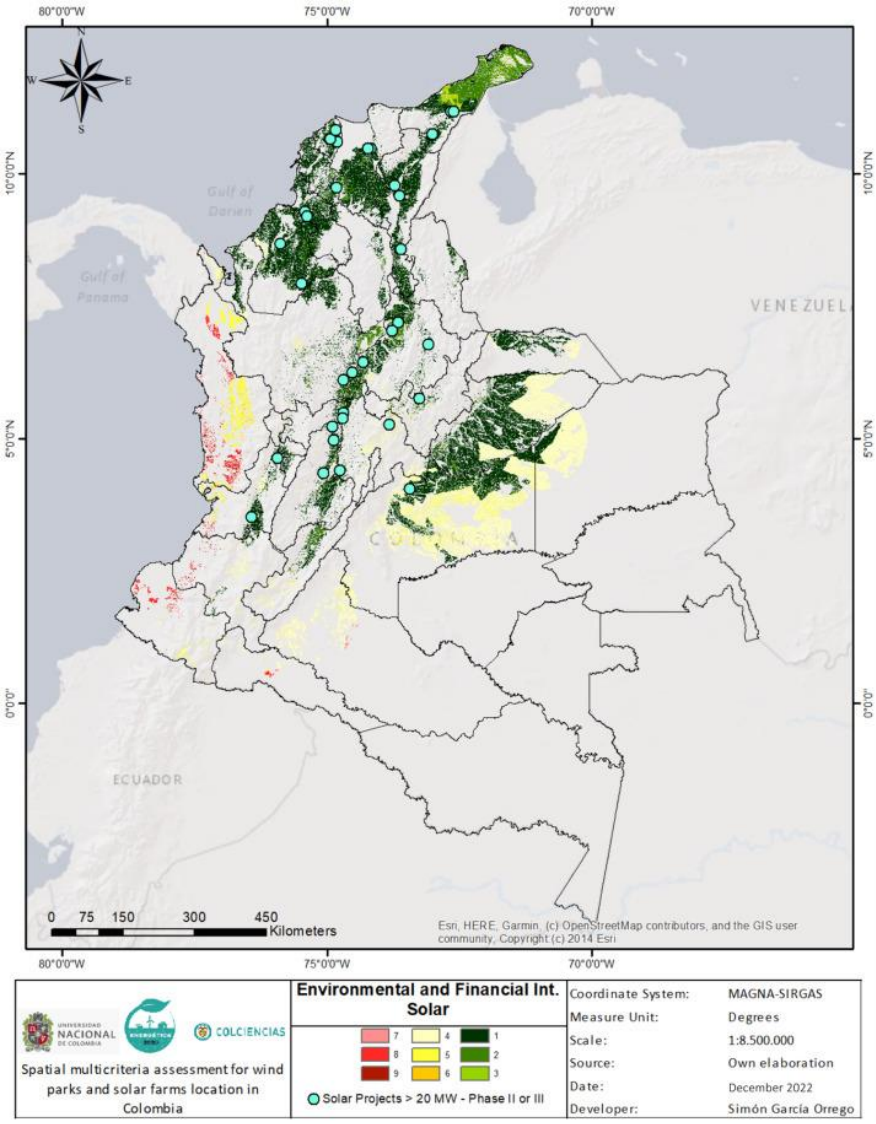


Figura 6. Integración del rendimiento financiero y las criticidades medioambientales para parques solares en Colombia [17].

En particular, los departamentos costeros del norte, como La Guajira, Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena y Cesar, se distinguen por sus ricos y constantes recursos solares, a los que se suman unas condiciones medioambientales ventajosas. Además, los valles interandinos del centro de Colombia, especialmente el segmento del valle del río Cauca que se extiende entre el Valle del Cauca y el Quindío, y el valle del río Magdalena desde el Huila hasta el Caribe, son zonas privilegiadas para el desarrollo de la energía solar. Los llanos orientales, especialmente en los departamentos de Meta y Casanare, también ofrecen condiciones óptimas para la captación de energía solar a gran escala, con fácil acceso a la red nacional. En conjunto, los proyectos del país podrían alcanzar una capacidad instalada superior a 8 TW, con una producción potencial de más de 11.000 TWh al año [17].

2.3. Salida

Los módulos fotovoltaicos generan electricidad en corriente continua (CC), que debe convertirse en corriente alterna (CA) mediante inversores. Algunos módulos, llamados módulos de CA,

tienen inversores integrados, lo que ofrece ventajas como una instalación más sencilla, flexibilidad en la orientación, mayor resistencia a la sombra y paradas más seguras en caso de emergencia. Sin embargo, son más caros y se utilizan sobre todo en entornos residenciales. Por otro lado, los optimizadores de potencia se suelen utilizar en instalaciones muy afectadas por las sombras. Esta solución es más económica que los microinversores, pero ofrece las mismas ventajas operativas y de seguridad.

La generación final de energía depende de:

- La cantidad de irradiación solar recibida en el plano del módulo (véase más arriba).
- Capacidad de generación de módulos instalada.
- Pérdidas relacionadas con el lugar de instalación (suciedad y sombra).
- Pérdidas relacionadas con la conversión de luz solar en electricidad.
- El tipo de inversor utilizado (ongrid, offgrid o híbrido).
- Pérdidas relacionadas con la conversión de CC a CA en el inversor.
- Conexión a la red y pérdidas del transformador.
- Longitud y perfil transversal de los cables y calidad general de los componentes.
- Patrones meteorológicos.

2.4. Capacidades típicas

Los sistemas fotovoltaicos oscilan entre unos pocos vatios y gigavatios, pero a efectos prácticos son relevantes los sistemas de unos cientos de vatios a unos cientos de MW. Estos sistemas son modulares, con módulos de entre 450 W_p y 600 W_p, aunque algunos modelos nuevos llegan hasta los 670 W_p.

En Colombia, los sistemas fotovoltaicos residenciales suelen oscilar entre 2 y 6 kW_p, con una superficie de entre 15 y 40 m^2, y están diseñados para satisfacer el 100% del consumo energético doméstico gracias a la política de medición neta. En las zonas no interconectadas, estos sistemas pueden combinarse con pequeñas baterías; una batería de 5 kWh cuesta entre 2.000 y 3.000 USD por un sistema de 6,7 kW_p, IVA incluido (precios de 2024) [19].

Los sistemas fotovoltaicos comerciales e industriales, normalmente instalados en edificios, oscilan entre 20 y 1.000 kW_p y están diseñados principalmente para autoconsumo. Suelen tener un factor de dimensionamiento de entre 1 y 1,2 y pueden suministrar la energía no autoconsumida a un transformador de la red de distribución de baja tensión.

Los sistemas a escala comercial o las plantas fotovoltaicas se montan normalmente en el suelo y suelen tener un tamaño a partir de 1 MW. Las nuevas centrales a escala comercial en Colombia responden a límites reglamentarios: Los planes de generación distribuida se sitúan justo por debajo de 1 MW, las centrales no centralizadas oscilan entre 5 y 19,9 MW. Por encima de 20 MW, el tamaño típico de desarrollo es de 70 MW, pero también se están desarrollando plantas más grandes, de hasta 300 MW_p [20]. Suelen ser explotadas por productores de energía independientes que, mediante transformadores, suministran energía a la red de distribución de media tensión o directamente a la red de transmisión de alta tensión.

2.5. Espacio requerido

La superficie de módulo necesaria para suministrar 1 kW de capacidad de generación máxima puede calcularse como $1/\eta_{mod}$[7], y equivale a 4,9 m^2 por los módulos fotovoltaicos estándares actuales. Según la consulta a las partes interesadas, en el caso de los módulos sobre tejados inclinados, se necesitan 1,2 m^2 de superficie de tejado por m^2 de superficie de módulo para tener en cuenta las zonas de servicio para la instalación y el mantenimiento. Los módulos en tejados planos y los módulos en el suelo necesitarán normalmente más superficie de tejado y de terreno que la superficie de los propios módulos, para evitar demasiada sombra de los otros módulos. La siguiente tabla muestra las relaciones típicas (según las partes interesadas) entre la superficie del módulo y la superficie de suelo necesaria para la instalación, las llamadas relaciones de cobertura del suelo. Para instalaciones residenciales, la tabla muestra la relación entre la superficie del módulo y la superficie del tejado (suponiendo una instalación con tejado inclinado) (Véase la Tabla 2-1).

Tabla 2-1. Coeficiente de cobertura del suelo y densidad de potencia instalada para distintos segmentos fotovoltaicos.

	Residencial (tejado)	Comercial (tejado plano)	Servicios Públicos (inclinación fija)	Servicios Públicos (rastreador)
Coeficiente de cobertura del suelo	0,8	0,8		
Requisitos de superficie [ha/MW_p]			1,2	1,5

2.6. Consumo de agua

En Colombia, las instalaciones solares fotovoltaicas típicas no necesitan agua para la generación de electricidad en sí, sino principalmente para la limpieza ocasional de los paneles solares para eliminar el polvo y otros residuos que podrían bloquear la luz solar. Dadas las frecuentes lluvias de Colombia, las precipitaciones naturales pueden cumplir a menudo esta función de limpieza, reduciendo la necesidad de lavado manual y minimizando así el consumo de agua. Según los promotores del proyecto en Colombia, las operaciones habituales de mantenimiento incluyen 2 lavados al año, en los que se utiliza aproximadamente 1 litro de agua por módulo.

2.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

La energía solar a gran escala plantea importantes retos a las redes eléctricas, sobre todo a la hora de gestionar sus efectos sobre parámetros eléctricos claves. Uno de los principales problemas es la variabilidad e intermitencia de la energía solar, que puede provocar fluctuaciones en la estabilidad de la tensión y la frecuencia. Como la producción solar varía con la nubosidad y la hora del día, los cambios rápidos en la generación de energía pueden provocar desequilibrios entre la oferta y la demanda, afectando a la capacidad de la red para mantener niveles de tensión constantes. Además, los parques solares pueden afectar a la inercia de la red y a la capacidad de cortocircuito, que son cruciales para mantener la estabilidad de la red,

[7] η_{mod} representa la eficiencia del módulo fotovoltaico, es decir, la proporción de la energía solar incidente que el módulo convierte en electricidad utilizable.

especialmente durante cambios repentinos en la carga o el suministro de energía. Esta reducción de la inercia hace que la red sea más susceptible a las desviaciones de frecuencia, lo que puede provocar cortes de suministro o la necesidad de generación de reserva. Para mitigar estos efectos, los operadores de la red deben invertir en tecnologías avanzadas de gestión de la red, como compensadores síncronos, sistemas de almacenamiento de energía y centrales eléctricas convencionales de respuesta rápida para garantizar la estabilidad frente a la integración solar a gran escala.

La generación de un sistema fotovoltaico refleja la variación anual y diaria de la irradiación solar. Cuando se conectan sistemas fotovoltaicos a la red, deben respetarse una serie de códigos de red que describen la funcionalidad requerida y el protocolo de comunicación establecido por el TSO y el DSO. Los requisitos técnicos detallados dependen del tamaño del sistema y no imponen ninguna demanda técnica específica que no pueda satisfacer cualquier inversor fotovoltaico moderno. Sin embargo, para los sistemas de más de 125 kW, se requiere un controlador que interactúe con el operador de la red para garantizar el control remoto a nivel de sistema de todos los inversores individuales, lo que permite al sistema prestar servicios auxiliares de red como respuesta de frecuencia, potencia reactiva, salida de tensión variable o funcionalidad de protección contra fallos hacia la red. Además del controlador, debe entregarse a la empresa eléctrica un modelo de simulación para verificar la capacidad técnica, y el desarrollo y entrega de este modelo puede resultar bastante retador para los instaladores más pequeños. Las plantas fotovoltaicas de la red pública pueden regular a la baja si están generando o al alta si no están generando al máximo de su capacidad, pero hoy en día la mayoría de los sistemas fotovoltaicos suministran toda la energía disponible al consumidor o a la red.

A escala de un DSO, los inversores de los sistemas de tejados residenciales y comerciales/industriales seguirán las características de la red local y suministrarán su potencia de acuerdo con los códigos de red definidos. Esto también implica que el inversor debe reducir su producción en caso de que las condiciones de frecuencia o tensión observadas se salgan de los límites predefinidos. Sin embargo, la masificación de la generación distribuida puede crear retos para la red como la “curva de pato”. En pocas palabras, la curva de pato muestra la diferencia entre la demanda de electricidad y la cantidad de energía solar disponible a lo largo del día. Las fuentes de energía convencionales (térmica e hidroeléctrica) tienen serios problemas para compensar estos cambios repentinos. La Figura 7 ilustra este fenómeno previsto para 2030 en Colombia. Las medidas de mitigación son, entre otras, incentivos para un funcionamiento más flexible de la capacidad de energía térmica existente, o la inclusión de baterías en conexión con las plantas solares para la reducción de picos, si es económicamente viable, así como sistemas de pronóstico mejorados que reducen los errores. Además, las adaptaciones en la estructura del mercado que comercializan volúmenes de energía más cercanos a lo real y para períodos de tiempo más cortos también podrían aliviar este fenómeno.

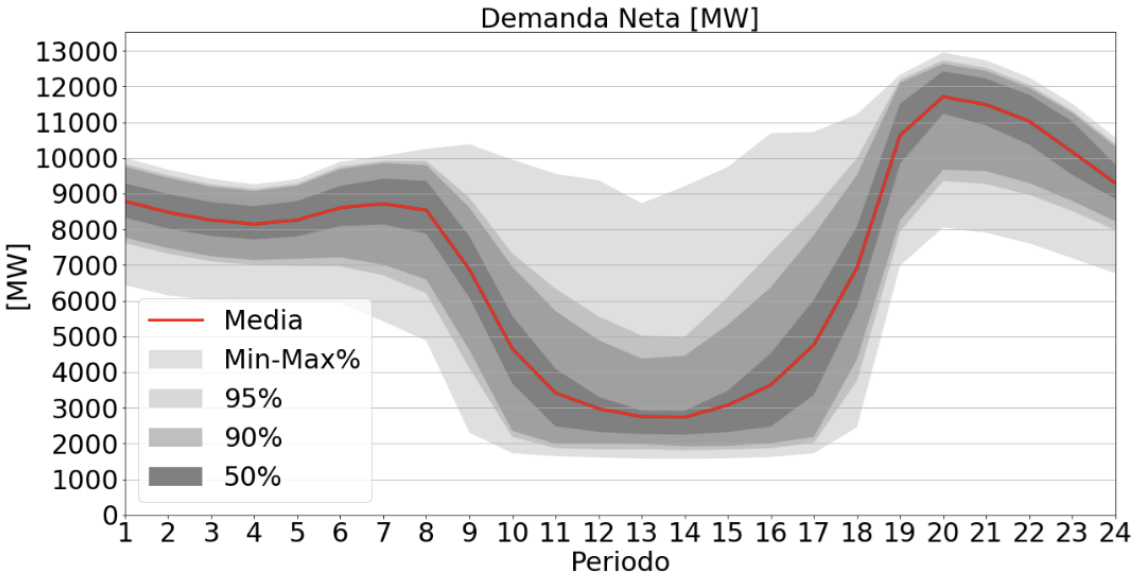


Figura 7. Proyección de la demanda neta horaria de energía de la "curva del pato" para Colombia en 2030 [40].

Proyección de "curva del pato" de la demanda neta horaria de energía para Colombia en 2030 [40]. A pesar de esto, los recursos de energía solar en Colombia podrían complementar eficazmente la generación hidroeléctrica del país tanto en las épocas secas causadas por la variabilidad natural de los recursos, que incluye las Oscilaciones Madden-Julian (MJO), las épocas secas del ciclo climático anual y la fase cálida de El Niño Oscilación del Sur (ENOS). Durante estas épocas, en las que hay menos precipitaciones y, en consecuencia, menos nubes, las instalaciones de energía solar pueden alcanzar mayores rendimientos. Este aumento de la captación de radiación solar es crucial porque la energía hidroeléctrica, que depende del caudal de agua, puede disminuir debido al descenso de las precipitaciones. Al aprovechar más energía solar durante estos periodos, Colombia puede compensar los posibles déficits energéticos causados por la reducción de la generación hidroeléctrica, garantizando un suministro energético más estable y fiable durante todo el año.

2.8. Ventajas/desventajas

2.8.1. Ventajas

- La energía fotovoltaica no utiliza combustible ni otros consumibles.
- La energía fotovoltaica es silenciosa (salvo el ruido de los ventiladores de los inversores y transformadores).
- La energía fotovoltaica es un complemento para otras renovables, en particular para la hidroléctrica en Colombia, ya que durante las épocas de la fase positiva del ENSO (El Niño) se reduce la precipitación, pero hay menos nubosidad. También complementa a la eólica, ya que el perfil genérico de generación diario es diferente.
- Los módulos fotovoltaicos tienen una vida útil de más de 30 años y pueden reciclarse en gran medida [21] [22].
- Los sistemas fotovoltaicos son modulares y fáciles de instalar.
- La operación y el mantenimiento (O&M) de las plantas fotovoltaicas son simples y limitados, ya que no hay piezas móviles, salvo en los sistemas de seguimiento, ni

desgaste. Los inversores sólo deben sustituirse una o dos veces durante la vida útil de la instalación.

- Las grandes centrales fotovoltaicas pueden instalarse en terrenos que, de otro modo, tendrían un uso comercial nulo o limitado (zonas de recogida de agua/libres de pesticidas, vertederos, tierras bajas, zonas de acceso restringido o contaminadas químicamente).
- Los sistemas solares se pueden desarrollar fácilmente como sistemas híbridos con baterías como una estrategia para mitigar impactos en variabilidad, complementariedad y fortaleza de red.
- Los sistemas fotovoltaicos integrados en los edificios no requieren espacio adicional en el suelo, y la interconexión eléctrica y la capacidad de exportación están disponibles sin costo adicional o con un costo adicional reducido.
- Se espera que en los próximos años se disponga de paneles estéticos asequibles para su integración en los edificios.

2.8.2. Desventajas

- Los sistemas fotovoltaicos son muy intermitentes debido a la incertidumbre de las condiciones meteorológicas, generando variabilidad importante en la generación de energía en la escala intrahoraria.
- La generación solar se concentra en horas cercanas al medio día, y esto no típicamente corresponde con los mayores consumos. El sistema FV puede generar rampas en horas pico debido a la “curva de pato” y vertimientos de energía en las horas de mayor generación.
- La estética puede limitar el uso de la energía fotovoltaica en determinados entornos urbanos y en espacios abiertos cuando el impacto visual es inaceptable.
- Las instalaciones fotovoltaicas sólo pueden prestar servicios auxiliares en situaciones específicas, ya que la generación suele seguir las variaciones diarias y anuales de la irradiación solar.
- La abundancia de materiales (In, Ga, Te) es preocupante para la implantación a gran escala de algunas tecnologías de capa fina (CIGS, C_dTe).
- Algunas tecnologías de capa fina contienen pequeñas cantidades de cadmio y arsénico tóxicos.
- Los mejores absorbentes de perovskita contienen compuestos orgánicos solubles de plomo, que son tóxicos y peligrosos para el medio ambiente a un nivel que exige precauciones extraordinarias.
- Los sistemas fotovoltaicos requieren mucha superficie, ya que el factor potencia pico versus espacio requerido suele ser de 0,8 - 0,9 MW_p por hectárea para las instalaciones de inclinación fija y de 0,6 - 0,7 para los sistemas de seguimiento monoeje horizontales, incluidas las superficies adicionales (25 ± 10 %) necesarias para las carreteras internas, los recintos y los centros de transformación [36].

2.9. Ambiente

El impacto ambiental de la fabricación, instalación y funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos es limitado.

Los módulos de capa fina pueden contener pequeñas cantidades de cadmio y arsénico, pero todos los módulos fotovoltaicos, así como los inversores, están cubiertos por la directiva de la

Unión Europea sobre «Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos» (RAEE), por la que se organiza el tratamiento adecuado de los productos al final de su vida útil. La metodología exacta que se utilizará cuando se desmantelen y reciclen grandes cantidades de paneles fotovoltaicos dentro de 15-20 años puede no estar identificada, pero varios proyectos están trabajando en la optimización de soluciones y la preparación de instalaciones a gran escala para este fin, en un estudio reciente se han identificado 15 empresas que están actualmente activas en el sector de la reutilización fotovoltaica en Europa [23].

En Colombia, los investigadores estimaron el número de residuos de paneles solares presentes en el país, para diferentes escenarios. Los resultados muestran que en la década de 2040 se generarán entre 20.000 y 80.000 toneladas de residuos solares al año. La diferencia en las cifras se explica por las diferentes hipótesis de adopción de la energía solar en Colombia y los objetivos de reciclaje y las políticas públicas [21].

2.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

La investigación y desarrollo (I+D) en tecnología fotovoltaica (FV) ha evolucionado sustancialmente con el tiempo. De 2005 a 2010, la atención se centró principalmente en los retos de fabricación y el aumento de la producción. Inmediatamente después, entre 2010 y 2013, los esfuerzos se dirigieron a reducir los costos para que la fotovoltaica fuera más competitiva. Después, el énfasis se ha puesto en el desarrollo de soluciones de alta eficiencia y en abordar cuestiones relacionadas con la durabilidad y la vida útil del sistema. Como se espera que las plantas fotovoltaicas desempeñen un papel fundamental en la generación de energía en el futuro, la I+D se esforzará cada vez más en maximizar la generación de energía. Estas actividades se concentran principalmente en los principales países fabricantes, como Alemania, China, Estados Unidos, Taiwán y Japón [31]. La fotovoltaica integrada en edificios (BIPV, por sus siglas en inglés) y la coloración de los módulos solares lideran las aplicaciones más recientes en el mercado.

Las aplicaciones BIPV están diseñadas principalmente para incorporar células solares en fachadas y ventanas, y siguen teniendo un costo inicial significativo en comparación con las instalaciones convencionales. Sin embargo, pueden sustituir a las inversiones típicas, ya que forman parte de la envolvente del edificio. Además, en lo que respecta al ahorro en materiales de construcción (como revestimientos o tejados), el costo marginal de optar por la BIPV frente a la fotovoltaica tradicional es mucho menor de lo que podría sugerir el precio inicial más elevado. La Figura 8 ilustra un ejemplo de estas configuraciones. En cuanto a las aplicaciones de coloración, los módulos solares pueden teñirse añadiendo una capa delante de las células solares que refleje determinadas longitudes de onda, lo que reduce la eficiencia del sistema, ya que la luz reflejada no contribuye a la generación de energía. Los estudios teóricos muestran que la mayoría de los colores RAL[8] pueden conseguirse mediante coloración con menos de un 20% de pérdida de eficiencia, aunque los tonos blancos tienen mayores pérdidas [26,27]. Sin embargo, la realización práctica a gran escala de estos filtros idealizados aún está por demostrar. Comercialmente, existen dos métodos principales de coloración: el basado en pigmentos, que absorbe la luz y reduce la eficiencia en más de un 20%, pero ofrece colores consistentes, ya que

[8] RAL es un sistema de codificación de colores estándar ampliamente utilizado en la industria para definir colores específicos de manera uniforme y consistente.

suele ser independiente del ángulo [28]. Otras técnicas, como las fibras ópticas, el vidrio difuso y satinado, pueden reducir el deslumbramiento y la variabilidad del color.

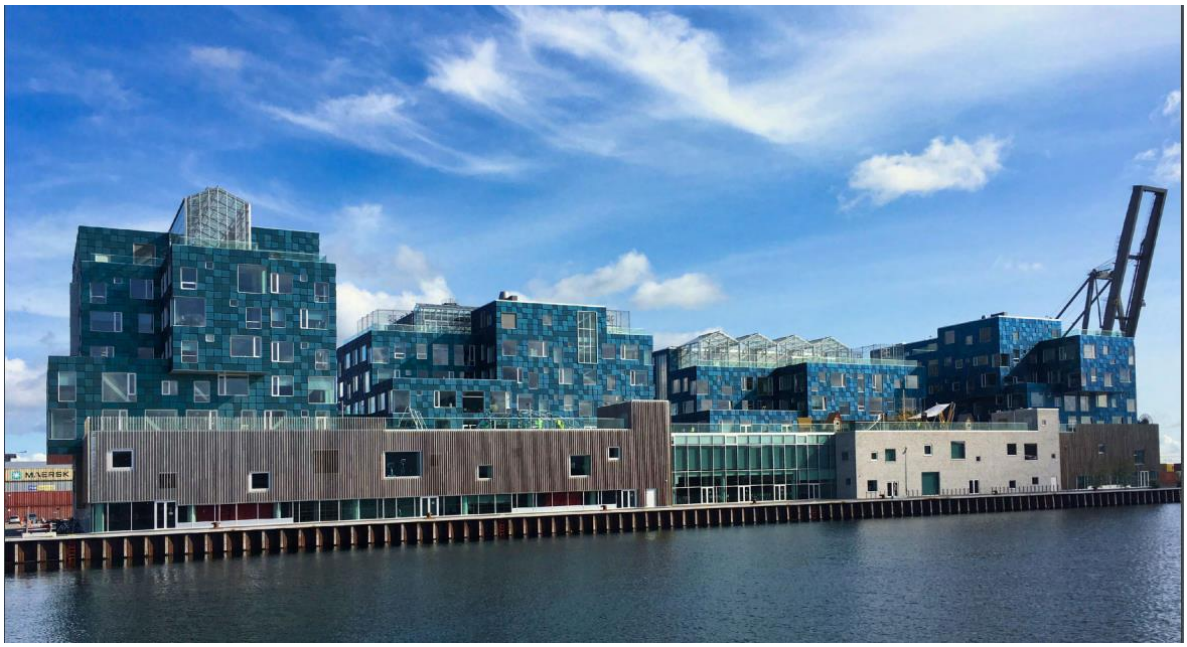


Figura 8. Fachada solar en la Escuela Internacional de Copenhague [24].

2.10.1. Investigación y Desarrollo de tecnología fotovoltaica en Colombia

La empresa colombiana Solenium desarrolló y patentó una tecnología de seguimiento denominada Zentrack. Este sistema, creado en 2017 e ilustrado en la Figura 9, permite a los paneles solares seguir automáticamente la trayectoria del sol, aumentando la producción de energía hasta en un 25%, y está diseñado para ser utilizado en proyectos a pequeña escala. Funciona mediante un algoritmo astronómico y se integra con datos meteorológicos para monitorizar variables clave como la velocidad del viento, la radiación solar y la lluvia, optimizando el posicionamiento de los paneles. Solenium ya ha exportado 60 unidades a varias regiones de Brasil [12].



Figura 9. Tecnología Solenium Zentrack [12].

Investigadores de la Universidad EAFIT han desarrollado una solución BIPV local, un ladrillo solar (véase la Figura 10). Este sistema integra elementos fotovoltaicos en la construcción de edificios, adecuados para superficies verticales como fachadas de edificios. Esta solución permite aprovechar espacios a menudo infrautilizados para la generación de energía, ofreciendo una alternativa práctica tanto para entornos urbanos como rurales. El sistema incluye unidades de mampostería y cubiertas especialmente diseñadas que albergan módulos fotovoltaicos, componentes electrónicos y de almacenamiento. Entre sus ventajas se incluyen la independencia energética, la captación solar optimizada en un 10%, la reciclabilidad y la resistencia sísmica, lo que lo convierte en una solución práctica y ecológica para la energía sostenible en los diseños de edificios [29].

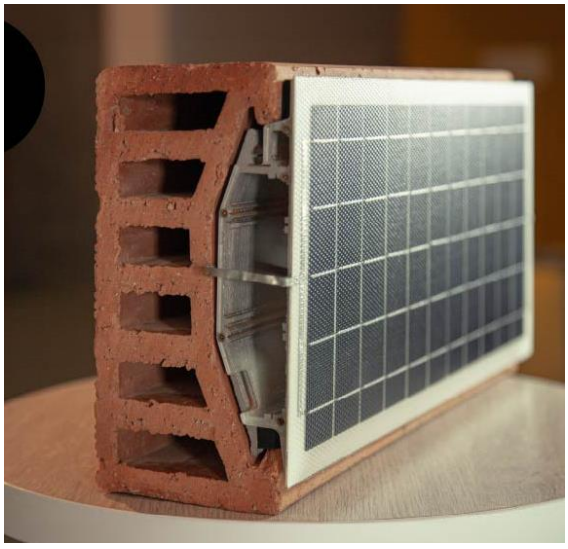


Figura 10. EAFIT – Ladrillo Solar [29].

Thermowire es un fabricante colombiano de energía solar fotovoltaica que estableció una línea de producción automatizada en Sogamoso (Boyacá) con tecnología alemana y fabricación 100%

colombiana. Estas instalaciones, como puede verse en la Figura 11, permiten a la empresa diseñar módulos solares adaptados a las especificaciones del cliente, garantizando al mismo tiempo unos estándares de alta calidad. Thermowire cuenta con el primer laboratorio automatizado del país para probar la eficiencia de las células solares, lo que permite a la empresa garantizar el rendimiento energético de sus productos. La planta de producción local elimina la necesidad de importar módulos solares, lo que reduce el tiempo de almacenamiento y garantiza que cada módulo se produzca por pedido, lo que proporciona una vida útil real. Además, la empresa ofrece una garantía real de 25 años, lo que subraya su confianza en la durabilidad y el rendimiento de sus productos [30].



Figura 11. Thermowire – Fabricación fotovoltaica [30].

2.11. Ejemplos de tecnología de mercado estándar

Los datos del operador del mercado en la Figura 12 muestran que la capacidad fotovoltaica instalada y registrada en Colombia ha ido creciendo en los últimos años. La capacidad de instalación adicional en 2024 no contiene datos del año completo [20].

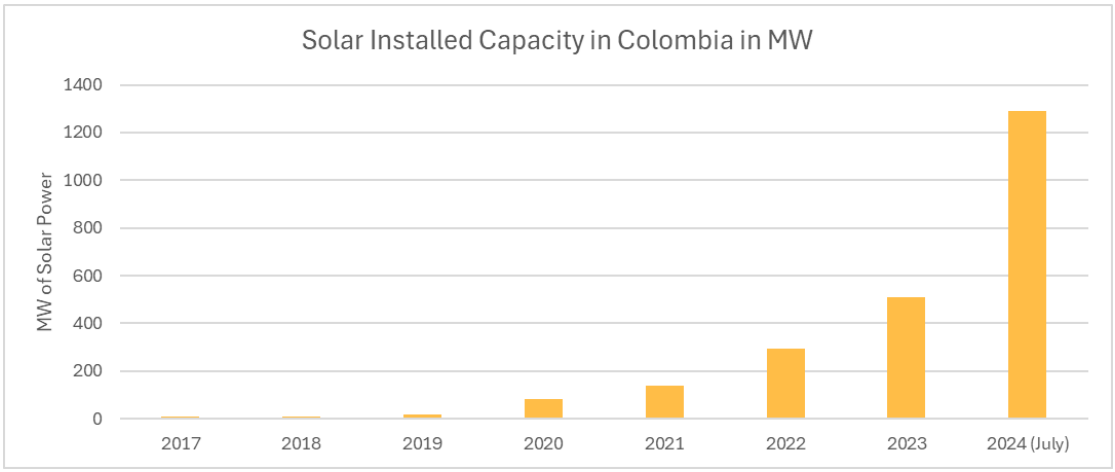


Figura 12. Capacidad instalada anual de energía solar en Colombia. Datos de [20].

Según los datos de XM en la Figura 13, la energía solar a escala comercial domina la capacidad solar instalada en el país, con un 53% (673 MW) de la capacidad total que utiliza seguidores solares. Las instalaciones solares fijas con menos de 20 MW de potencia representan el 41% (514 MW), lo que contribuye aún más a los esfuerzos de generación a gran escala. Las instalaciones solares en techos representan sólo el 5% (60 MW) de la capacidad total, mientras que la generación distribuida, que incluye sistemas localizados a pequeña escala de hasta 1 MW, aporta sólo el 1% (14 MW). Esta distribución revela que el país se centra en los proyectos a escala comercial como motor principal del desarrollo de la energía solar. Sin embargo, hay que tener en cuenta que muchos sistemas solares sobre techos no están registrados ante el operador del mercado, por lo que la cifra puede ser mayor de lo que realmente se presenta [20].

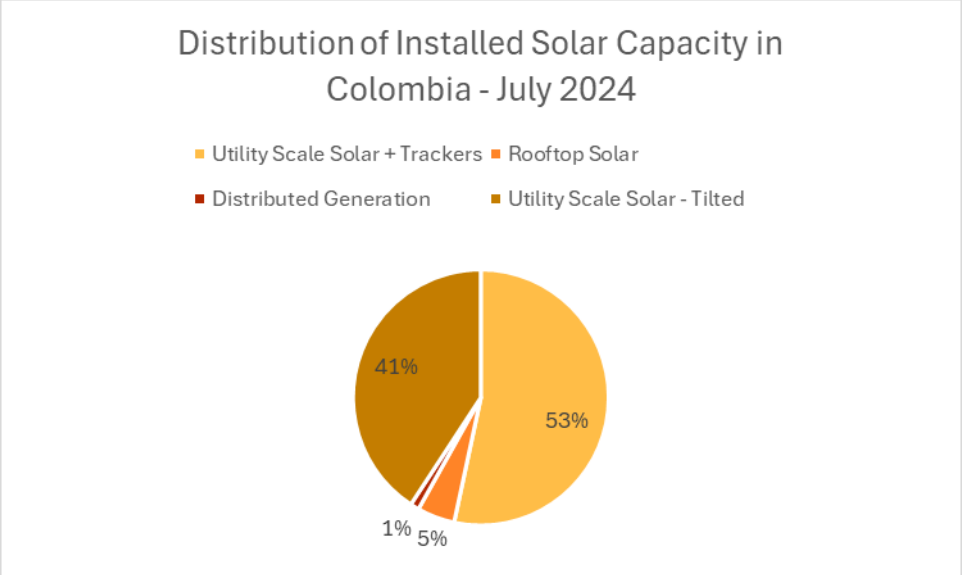


Figura 13. Distribución de la capacidad solar instalada en Colombia por tipo de proyecto. Datos de [20].

La Central Solar La Loma, desarrollada por ENEL y situada en el departamento colombiano de Cesar, es el mayor parque fotovoltaico construido en el país. Con 400.000 paneles solares distribuidos en un área de 437 hectáreas, tiene una capacidad instalada de 187 megavatios pico (150 MW conectados a la red), y puede generar 420 GWh de energía renovable al año (Véase la Figura 14).



Figura 14. Vista aérea de la Central Solar de La Loma [30].

Según datos de XM, a mediados de 2024 había más de 68 MW de proyectos industriales de autogeneración a gran escala sobre tejados en Colombia [20], y se espera que este número aumente en los próximos años. Uno de los primeros proyectos icónicos en Colombia, representado en la Figura 15, fue instalado por Celsia en la Compañía Nacional de Chocolates en 2017. La capacidad instalada del sistema es de 2.132 kW y produce 3.150.964 kWh/año de energía limpia.



Figura 15. Vista aérea de la Central Solar de la Compañía Nacional de Chocolates [37].

2.12. Predicción de desempeño y costo

La Tabla 2-2 compara distintas estimaciones de costos de inversión procedentes de diversas fuentes. Los datos se centran en la energía solar fotovoltaica a escala comercial con un costo por capacidad de CA conectada a la red. Si se expresan en capacidad de CC basada en módulos, como suele hacerse en el sector solar fotovoltaico, los valores serán inferiores escalados por la relación aplicable entre capacidad de CC y CA.

Tabla 2-2. Comparación de los costos de inversión en distintas regiones para distintos proyectos solares. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado por inflación a los valores de 2024.

Fuente de datos	Costo de inversión [MUSD-2024/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	1,36 (FV residencial) 1,18 (FV industrial) 1,12 (FV a pequeña escala) 1,03 (FV a gran escala)	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Dinamarca (2023)	1,55 (FV residencial) 1,09 (FV industrial) 0,81 (FV a gran escala)	2022
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	1,35 (FV residencial) 1,21 (FV industrial) 1,08 (FV a gran escala)	2023
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	1,21 (FV residencial) 0,79 (FV a gran escala – sin seguimiento)	2022
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	0,65 (FV residencial) 0,65 (FV industrial) 0,84 (FV a gran escala)	2021
NREL ATB (2023)	3,35 (FV residencial) 2,1 (FV industrial) 1,52 (FV a gran escala)	2023

La Tabla 2-2 muestra un rango considerable entre los costos de inversión específicos de las distintas referencias, que puede explicarse por los distintos tamaños de capacidad que se consideran estándar. Dado que el costo de la energía solar fotovoltaica también es propenso a las economías de escala desde la perspectiva de una sola planta (las plantas solares fotovoltaicas más grandes suelen tener, en igualdad de condiciones, un costo de inversión específico más bajo), es difícil comparar las referencias únicamente en función de su costo de inversión específico.

Las predicciones sobre los futuros costos de inversión de los paneles fotovoltaicos pueden hacerse observando la evolución pasada de los precios y la capacidad mundial. Los índices de aprendizaje describen las reducciones de costos que se consiguen cuando se duplica la capacidad acumulada. Para la mayoría de las tecnologías, los índices de aprendizaje oscilan entre el 5 y el 25%, lo que significa que una duplicación de la capacidad acumulada se traduce en una reducción de costos de entre el 5 y el 25%. Los índices precisos de aprendizaje de los componentes fotovoltaicos, como el inversor, la subestructura, el EPC, el transformador, los cables y otros costos relacionados con la red, son difíciles de estimar, ya que estos componentes llevan muchas décadas en el mercado y, por lo tanto, es difícil conseguir registros de producción mundial. Sin embargo, es razonable suponer una menor tasa de aprendizaje para estos componentes. En este orden, la tasa de aprendizaje de los módulos fotovoltaicos fue del 39,9% de media entre 2006 y 2023, como se muestra en la Figura 16.

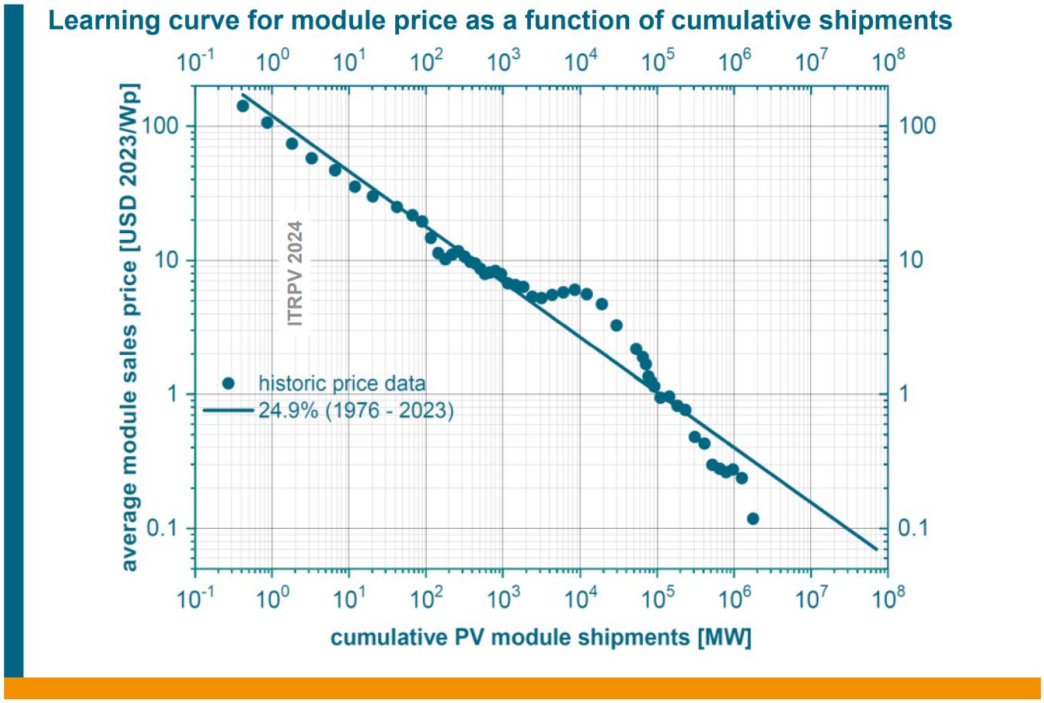


Figura 16. Índice histórico de aprendizaje de los módulos fotovoltaicos [8].

La Figura 16 muestra que el precio de los módulos ha disminuido de 24-26 USD por W_p en 1980 a aproximadamente 0,1 USD por W_p en 2020 en una perspectiva global. Esta tendencia muestra una fuerte correlación entre la producción acumulada y la reducción de precios. Se prevé que esta tendencia continúe en el futuro.

Los componentes típicos del costo total de inversión de una central eléctrica figuran en la Table 2-3, que representa la hoja de datos de una central eléctrica, incluidos los sistemas de seguimiento.

Table 2-3. Costos de los componentes de los sistemas fotovoltaicos de gran escala.

Componente	Parte del costo total
Modulo	41%

Inversor	13%
Costo relacionado con el seguidor	5%
Instalación	22%
Otro saldo del costo de la central	18%
Total	100%

Los precios de los módulos y los inversores, que juntos registran los descensos de costos más significativos, como también se ha expuesto anteriormente, representan en conjunto el 54% de los costos de inversión totales y se proyectan con una tasa de aprendizaje del 24% [34]. Los seguidores solares, otros costos de equilibrio de la planta y los costos de instalación representan el 46% de los costos totales y se proyectan con una tasa de aprendizaje ligeramente más moderado del 20% [31].

En 2023, la capacidad acumulada mundial de sistemas fotovoltaicos (FV) aumentó a 1,6 teravatios (TW), frente a los 1,2 TW de 2022. Este crecimiento se vio impulsado por la puesta en servicio de nuevos sistemas fotovoltaicos, que pasaron de 407,3 gigavatios (GW) a 446 GW, y por unos 150 GW de módulos en los inventarios mundiales. A pesar de varios años de elevados costos de material y transporte, los precios de los módulos cayeron drásticamente debido a un exceso de oferta en el mercado. Esta caída de los precios ayudó a mantener la competitividad de la tecnología fotovoltaica, incluso cuando los precios de la electricidad disminuyeron desde sus máximos históricos en 2022 [31].

Utilizando las proyecciones de capacidad del Escenario de Compromisos Anunciados 2021 [31], pueden calcularse los costos futuros de los componentes con las respectivas tasas de aprendizaje (Véase la Tabla 2-4).

Tabla 2-4. Costos futuros de los componentes basados en las proyecciones de capacidad solar fotovoltaica mundial del Escenario de Compromisos Anunciados 2021 de la IEA [32].

$MUSD_{2024}/MW_p$	2024	2030	2050
Módulo FV*	0,33	0,22	0,18
Inversor*	0,11	0,07	0,05
Costo relacionado con el seguidor**	0,04	0,03	0,02
Instalación**	0,18	0,13	0,09
Otros saldos del costo de la central**	0,15	0,11	0,07
Inversión Total	0,79	0,55	0,37

*Tasa de aprendizaje del módulo fotovoltaico y el inversor: 24%.
**Tasa de aprendizaje de otros componentes: 20%.

Con la proyección del Escenario de Cero Emisiones Netas para 2050 de la IEA, las reducciones de costos son algo más acuciantes, lo que se traduce en un costo global inferior para 2050. Como se ve en la Tabla 2-5, la principal diferencia es el descenso de los precios de los módulos fotovoltaicos debido a la mayor instalación acumulada a nivel mundial. Las proyecciones de precios comienzan con la estimación central en 2024.

Tabla 2-5. Costos futuros de los componentes basados en las previsiones de capacidad solar fotovoltaica mundial del escenario "Emisiones netas cero para 2050" de la IEA [32].

$MUSD_{2024}/MW_p$	2024	2050
Módulo FV	0,33	0,13
Inversor	0,11	0,04
Costo relacionado con los seguidores solares	0,04	0,02
Instalación	0,18	0,08
Otros Saldos del costo de la central	0,15	0,07
Inversión Total	0,79	0,20

Ambas proyecciones sugieren que el desarrollo de los precios en el futuro puede no ser tan radical como el desarrollo histórico en una perspectiva global, lo que significa que la tecnología fotovoltaica puede actualmente, de acuerdo con las directrices del Catálogo Tecnológico, ser clasificada como una tecnología de categoría 3 con un gran despliegue, mientras que presumiblemente se acercará a la categoría 4 alrededor de 2030 en términos de desarrollo de los precios.

2.12.1. Perspectivas de eficiencia

Se prevé que los actuales módulos PERC mono-Si de tipo p alcancen una eficiencia del 21,6% en 2024, con un crecimiento potencial de hasta el 22% en los próximos 10 años. No se esperan nuevos avances en los PERC de tipo p más allá de una media del 22%. En cambio, se prevé que los módulos de tipo n con pasivación de óxido en túnel superen a los PERC de tipo p, comenzando con una eficiencia del 22,8% en 2024 y alcanzando hasta el 24% en una década. Los módulos SHJ alcanzarán el 23% en 2024 y llegarán al 24,3% en 2034 [8].

Se prevé que las células de contacto posterior con tecnología de tipo n alcancen una eficiencia en torno al 23,2% en 2024, que aumentará hasta el 24,7% en 2034 (véase la Figura 17). El desarrollo de conceptos de contacto posterior combinados con contactos pasivados está avanzando, mejorando tanto el rendimiento como la cuota de mercado. Se espera que los módulos en tándem basados en Si surjan después de 2026, con eficiencias que alcanzarán el 27% en 2028 y cerca del 30% en 2034, superando los límites prácticos de eficiencia del silicio. Las tecnologías en tándem que utilizan perovskita siguen siendo un importante foco de investigación, pero habrá que seguir de cerca los avances. Los tándems de perovskita-perovskita se consideran una tecnología más difícil, que probablemente sólo pueda alcanzarse tras el éxito del desarrollo del tándem de silicio-perovskita [8].

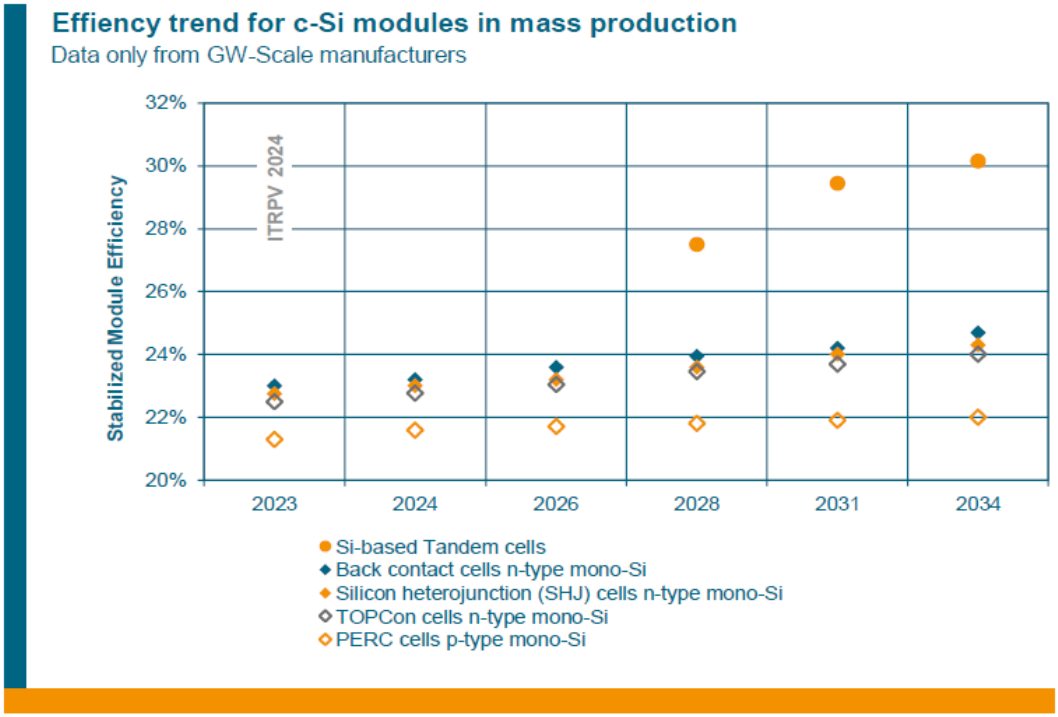


Figura 17. Tendencias de la eficiencia de los distintos tipos de células [8].

2.12.2. Incertidumbre

Aunque las proyecciones de precios futuros de los módulos fotovoltaicos muestran nuevas reducciones de precios, existen incertidumbres asociadas a la magnitud y el calendario de estas reducciones. Hay muchos factores que pueden influir en la evolución futura de los precios, como el costo de las materias primas de los distintos tipos de células, las nuevas innovaciones estructurales, las políticas nacionales y la competencia con otras tecnologías renovables.

En cuanto a los tipos de células de silicio, se estima que las reservas mundiales de silicio son abundantes y, por tanto, capaces de abastecer la demanda actual durante muchas décadas [18].

Otra incertidumbre se refiere a qué tipo de célula será el dominante en el mercado futuro, ya que aún no se ha determinado el efecto de los nuevos métodos de producción de células monocristalinas que se aplicarán en un futuro próximo. Además, siempre cabe la posibilidad de que surja un nuevo tipo de celda y se convierta en dominante.

2.13. Referencias

[1] NPD Solarbuzz. (2013). *PV Equipment Quarterly report, July 2013*.

[2] Berkeley Lab. (2018). *Utility-Scale Solar. Empirical Trends in Project Technology, Cost, Performance, and PPA Pricing in the United States – 2018 Edition*.

[3] International Energy Agency (IEA). (2014). *Energy Technology Perspectives. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy, 2014 edition*. OECD/International Energy Agency.

[4] International Technology Roadmap for Photovoltaic (IRTPV). (2014). *Results 2013*. March 2014.

[5] Fraunhofer. (2023). *Photovoltaics report*.

[6] Oreski, G., Vedde, J., et al. (n.d.). *Designing new materials for photovoltaics: Opportunities for lowering cost*.
[7] Solar Europe. (2018). *Global Market Outlook 2018-2022*.
[8] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). (2024). *15th edition annual report*.
[9] Array Technologies. (2019). *Downloaded from https://arraytechinc.com/*
[10] Castaño Serna, J. P., Rubio-Clemente, A., & Chica Arrieta, E. (2022). Evaluación de superficies reflectantes para paneles solares bifaciales mediante la metodología de superficie respuesta. *Ingeniería, 27*(3), e205. https://doi.org/10.14483/23448393.18069
[11] Solar Europe. (2018). *Global Market Outlook 2018-2022*.
[12] La Republica. (2024, October 29). *Empresa colombiana Solenium inicia exportación de tecnología de energía solar a Brasil*. https://www.larepublica.co/empresas/empresa-colombiana-solenium-inicia-exportacion-de-tecnologia-de-energia-solar-a-brasil-3519412
[13] Soltec. (2019). *Downloaded from https://soltec.com/*
[14] Magsun Solar. (2019). *Downloaded from http://www.solarenergy86.com/en/showpro.php?id=143*
[15] PV Tech. (2017, July 4). *Retrieved from https://www.pv-tech.org/products/helioslites-disruptive-1.5-axis-pv-tracker*
[16] Emergente. (n.d.). *Solar Radiation Map for Colombia*. https://www.emergente.com.co/mapa-solar-de-colombia
[17] Angel-Sanint, E., García-Orrego, S., & Ortega, S. (2023). Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. *Energy for Sustainable Development, 73*, 152-164. https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.03.001
[18] CREG. (2021). *Resolución 174 de 2021*.
[19] Emergente. (n.d.). *Tienda Solar*. https://www.emergente.com.co/tienda-energia-solar
[20] XM. (n.d.). *Paratec*. https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad
[21] Ortega, S., Angel, E., Jaramillo, A., Arango, S., Arias, J., Olaya, Y. (2023). *Escenarios Energéticos: Seis posibilidades para la transición en Colombia – Volumen II: Resultados y Señales de Política Pública*. Fondo Editorial EIA. ISBN: 978-958-53782-8-5
[22] United Nations Economic Commission for Europe (UNECE). (2021). *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options*.
[23] PV Magazine. (2021, March 8). *Reusing PV modules poses opportunities and challenges*. https://www.pv-magazine.com/2021/03/08/reusing-pv-modules-pose-opportunities-and-challenges/
[24] International Energy Agency (IEA) – PVPS. (2021). *Successful Building Integration of Photovoltaics: A Collection of International Projects*. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/03/IEA-PVPS-Task-15-An-international-collection-of-BIPV-projects-compr.pdf
[25] Becquerel Institute. (n.d.). *BIPV Solutions in Europe: Competitiveness Status & Roadmap Towards 2030 – White Paper*. https://bipvboost.eu/public-reports/download/bipv-solutions-in-europe-competitiveness-status-ro

[26] Peharz, G., & Ulm, A. (2018). Quantifying the influence of colors on the performance of c-Si photovoltaic devices. *Renewable Energy, 129*, 299-308.

[27] Halme, J., & Mäkinen, P. (2019). Theoretical efficiency limits of ideal coloured opaque photovoltaics. *Energy & Environmental Science, 12*(4), 1274-1285. https://doi.org/10.1039/c8ee03161d

[28] Babin, M., Santamaria Lancia, A. A., Thorseth, A., & Thorsteinsson, S. (2020). Characterisation of angular dependent optical properties of different coloring technologies employed in BIPV products. *EUPVSEC 2020*, 1136-1142. https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-4AV.2.32

[29] Universidad EAFIT. (n.d.). *Tecnologías – Ladrillo Solar*. https://tecnologiaseafit.com/ladrillo-solar/

[30] ENEL Green Power. (n.d.). *Parque Solar La Loma*. https://www.enelgreenpower.com/es/proyectos/operativos/parque-solar-la-loma

[31] International Energy Agency (IEA). (2023). *World Energy Outlook 2023*. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023

[32] IEA – PVPS. (2024). *Snapshot of Global PV Markets 2024*. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets-1.pdf

[33] The World Bank. (2024). *Global Solar Atlas*. https://globalsolaratlas.info/

[34] Fraunhofer. (2024). *Photovoltaics report*.

[35] Pfenninger, S., & Staffell, I. (2024). *Renewables.ninja*.

[36] Danish Energy Agency. (2024). *Technology Data for Generation of Electricity and District Heating*.

[37] Compañía Nacional de Chocolates. (2024, October 9). *Nuestra fábrica Rionegro tiene el techo solar más grande de Antioquia*. https://chocolates.com.co/actualidad/nuestra-fabrica-rionegro-tiene-el-techo-solar-mas-grande-de-antioquia/

[38] Poveda, G. (2023). La hidrología de Colombia: Una síntesis desde la escala inter-decadal hasta la escala diurna. *Revista De La Academia Colombiana De Ciencias Exactas, Físicas Y Naturales, 28*(107), 201-221. https://doi.org/10.18257/raccefyn.28(107).2004.1991

[39] FPT Semiconductor. (n.d.). *A guidance to silicon wafer manufacturing process*. https://fpt-semiconductor.com/blogs/a-guidance-to-silicon-wafer-manufacturing-process/

[40] XM. (2024). *Informe estudio de flexibilidad el sistema interconectado nacional (p. 20)*. Colombia: XM.

2.14. Ficha técnica

2.14.1. Escala residencial

Tecnología	Instalación fotovoltaica a escala residencial, techo - conectada a la red								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de la central eléctrica total ($kW_{e(AC)}$)	6	6	6	2	20	2	20	J	8
Interrupción forzada (%)	0	0	0						2
Interrupción planificada (semanas al año)	0	0	0						2
Vida útil técnica (años)	27	30	35	25	30	30	40		2,5

Tiempo de construcción (años)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5				5
Espacio requerido ($m^2/kW_{e(AC)}$)	5,1	4,8	4,1	4,4	6,0	3,5	5,2		5
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teorético	18,0	18,5	19,6	12,3	25,4	12,7	27,5	D,E	5
Factor de planta (%), incl. interrupciones	18,0	18,5	19,6	12,3	25,4	12,7	27,5	D,E,F	5
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)									
Carga mínima (% de la carga completa)									
Tiempo de arranque en caliente (horas)									
Tiempo de arranque en frío (horas)									
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
Salida									
Horas de carga completa (kWh/kW)	1.574	1.622	1.717	1.077	2.225	1.116	2.413	D,E,L	
Horas de carga máxima (kWh/kW_p)	1.369	1.410	1.493	979	1.854	1.015	2.010	D,E,F, L	
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total (millones USD/MW_e)	1,36	0,94	0,63	1,29	1,48	0,60	0,69	A,B,C	1,2,3, 4
Inversión específica, sistema total, per DC (millones USD/MW_p)	1,18	0,82	0,55	1,17	1,24	0,5	0,6	A,B,C	1,2,3, 4
Costo del módulo PV ($USD/W_{e(AC)}$)	0,47	0,32	0,20	0,45	0,52	0,19	0,22	A,B,C	1,2,3, 4
Costo del inversor PV ($USD/W_{e(AC)}$)	0,28	0,18	0,12	0,26	0,30	0,11	0,13	A,B,C	1,2,3, 4
Balance del costo de la planta ($USD/W_{e(AC)}$)	0,35	0,25	0,18	0,33	0,38	0,17	0,19	A,B,C	1, 3, 4
Costo de instalación ($USD/W_{e(AC)}$)	0,26	0,19	0,13	0,25	0,28	0,13	0,14	A,B,C	1,2,3, 4
O&M fijas (USD/MW_e/año)	17.000	14.600	12.300	16.700	17.700	12.100	12.800	C	2,5,6, 7,10
O&M variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Irradiancia horizontal global (kWh/m^2/year)	1.643	1.643	1.643	1.194	2.190	1.194	2.190	I	9,11
Factor de dimensionamiento DC/AC (W_p/W)	1,15	1,15	1,15	1,10	1,20	1,10	1,20		10
Factor de transposición	1,01	1,01	1,01	1	1,02	1	1,02		
Ratio de rendimiento	0,825	0,85	0,90	0,82	0,83	0,85	0,90	H	2,3,10
Eficiencia de conversión del módulo PV (%)	21,5	23	25					G	2,3
Vida útil del inversor (años)	12,50	15	15						2
Degradación media anual de las horas a plena carga (%)	0,4	0,3	0,3					L	2
Datos financieros - por capacidad pico de DC									
Inversión nominal ($MUSD/MW_p$)	1,18	0,82	0,55	1,17	1,24	0,54	0,57	A,B,C	1,2,3, 4
Costo del módulo PV ($USD/W_{p(DC)}$)	0,41	0,27	0,18	0,41	0,44	0,17	0,19	A,B,C	1,2,3, 4
Costo del inversor PV ($USD/W_{p(DC)}$)	0,24	0,16	0,10	0,23	0,25	0,10	0,11	A,B,C	1,2,3, 4
Saldo del costo de la planta ($USD/W_{p(DC)}$)	0,30	0,22	0,15	0,30	0,31	0,15	0,16	A,B,C	1, 3, 4
Costo de instalación ($USD/W_{p(DC)}$)	0,23	0,17	0,12	0,23	0,24	0,12	0,12	A,B,C	1,2,3, 4

O&M fijo (USD/$MW_{p(DC)}$/año)	14.783	12.696	10.696	13.917	16.091	10.083	11.636	C	2,5,6, 7,10
Variable O&M (USD/$MWh_{p(DC)}$)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A Datos agregados de proyectos colombianos que reciben incentivos/ayudas, en consonancia con otras fuentes internacionales.

B Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje asumiendo una tasa de aprendizaje del 24% para módulos e inversores basada en Fraunhofer, y del 20% para otros componentes basada en la IEA, y del 10% para O&M, incluyendo proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando datos de los escenarios "Announced Pledges" para los valores centrales y "Stated Policies" y "Net Zero Emissions by 2050" como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente.

C La incertidumbre a corto plazo asume el mismo margen que la incertidumbre a largo plazo.

D Factor de planta = Horas equivalentes a plena carga / 8760.

E El factor de planta depende en gran medida de la irradiancia horizontal global en el emplazamiento específico de una determinada central. Para emplazamientos con irradiación muy diferente de la irradiación solar promedio de 1643 kWh/m^2/año mencionada en esta tabla, los factores de capacidad deben ajustarse en consecuencia.

F Se supone que el tiempo de inactividad anual es del 0,5 %, lo que equivale aproximadamente a 18 horas.

G La eficiencia es una media de mercado de los módulos comerciales. Se comercializan módulos con una eficiencia superior al 21%. Se prevé que el desarrollo del mercado hacia 2030 se desplace hacia las células monocristalinas de tipo n de contacto posterior y las células monocristalinas de tipo n de heterounión de silicio (HJT), ambas con mayores eficiencias.

H El coeficiente de rendimiento es una medida de la eficiencia que tiene en cuenta las pérdidas combinadas del modificador del ángulo de incidencia, las pérdidas del inversor, las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones y pérdidas en la red de AC no relacionadas con las condiciones estándar de ensayo - STC. La pérdida por modificador del ángulo de incidencia (IAM) representa la energía solar total anual que se refleja en el cristal cuando el ángulo de incidencia es distinto del perpendicular (las reflexiones con incidencia normal ya están incluidas en la eficiencia STC). Las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones no STC se calculan simulando un año-modelo en el que las correcciones se realizan hora a hora debido a que el funcionamiento real no tiene lugar en condiciones STC. Además, se incluyen las pérdidas eléctricas en los cables. La pérdida del inversor incluye la eficiencia del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y se promedia sobre niveles de carga típicos. Se añade al coeficiente el beneficio añadido de contar con módulos bifaciales, que se supone que serán estándar para las plantas montadas en suelo en 2050.

I El valor central es la irradiancia solar media anual recibida sobre una superficie horizontal en Colombia. Las zonas que reciben los mayores niveles de radiación solar global, son las islas de San Andrés y Providencia, gran parte de la región Caribe y los valles interandinos del Cauca y Magdalena. Los valores mínimo y máximo corresponden a la distribución de irradiancia horizontal global del Mapa de Radiación Solar en Colombia desarrollado por Emergente Energía Sostenible.

J El rango de capacidad es continuo a través de las diferentes hojas de datos con un valor representativo seleccionado a través del procesamiento de la base de datos y la consulta a las partes interesadas.

K Las horas a plena carga son el resultado de la radiación horizontal global, el factor de transposición y el coeficiente de rendimiento.

L La degradación anual de las horas de plena carga no se incluye en las cifras anteriores de horas de plena carga y factores de planta.

Referencias

[1] UPME, "Incentivos tributarios para las FNCER" database, 2024
[2] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for generation of electricity and District Heating, 2024
[3] Fraunhofer, 2024, Photovoltaics report 2024
[4] IEA, 2023, World Energy Outlook Global Energy and Climate Model input data
[5] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024
[6] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023
[7] Danish Energy Agency, Indian Technology Catalogue Generation and Storage of Electricity, 2022
[8] XM, Data from Paratec
[9] Emergente Energía Sostenible - Radiation Map for Colombia
[10] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group
[11] World Bank, Global Solar Atlas

2.14.2. Escala industrial

Tecnología	**Instalación fotovoltaica a escala industrial, techo - conectada a la red**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de la central eléctrica total ($kW_{e(AC)}$)	100	100	100	20	1000	20	1000	J	7
Interrupción forzada (%)	0	0	0						2
Interrupción planificada (semanas al año)	0	0	0						2

Vida útil técnica (años)	27	30	35	25	30	30	40		2,5
Tiempo de construcción (años)	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	0,5	1,5		5
Espacio requerido ($m^2/kW_{e(AC)}$)	5,1	4,8	4,1	4,4	6,0	3,5	5,2		5
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teorético	18,7	19,3	20,5	12,3	27,5	12,7	30,5	D,E	5
Factor de planta (%), incl, interrupciones	18,7	19,3	20,5	12,3	27,5	12,7	30,5	D,E,F	5
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)	-	-	-	-	-	-	-		
Carga mínima (% de la carga completa)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en caliente (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
Salida									
Horas de carga completa (kWh/kW)	1.642	1.692	1.792	1.077	2.410	1.116	2.672	D,E,L	
Horas de carga máxima (kWh/kW_p)	1.369	1.410	1.493	979	1.854	1.015	2.055	D,E,F, L	
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total ($MUSD/MW_e$)	1,18	0,81	0,55	1,11	1,29	0,52	0,59	A,B,C	1,2
Inversión específica, sistema total, per DC (millones USD/MW_p)	0,98	0,68	0,45	1,01	0,99	0,47	0,46	A,B,C	1,2
Costo del módulo PV ($USD/W_{e(AC)}$)	0,46	0,31	0,20	0,44	0,51	0,19	0,22	A,B,C	1,2
Costo del inversor PV ($USD/W_{e(AC)}$)	0,20	0,13	0,09	0,19	0,22	0,08	0,10	A,B,C	1,2
Balance del costo de la planta ($USD/W_{e(AC)}$)	0,23	0,17	0,12	0,22	0,25	0,11	0,13	A,B,C	1
Costo de instalación ($USD/W_{e(AC)}$)	0,28	0,21	0,14	0,27	0,31	0,14	0,16	A,B,C	1,2
O&M fijas (USD/MW_e/año)	15.000	12.900	10.900	14.600	15.600	10.600	11.300	C	4,5,6,9
O&M variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Irradiancia horizontal global (kWh/m^2/year)	1.643	1.643	1.643	1.194	2.190	1.194	2.190	I	8,10
Factor de dimensionamiento DC/AC (W_p/W)	1,20	1,20	1,20	1,10	1,30	1,10	1,30		9
Factor de transposición	1,01	1,01	1,01	1	1,02	1	1,02		10
Ratio de rendimiento	0,825	0,85	0,90	0,82	0,83	0,85	0,92	H	2,3,9
Eficiencia de conversión del módulo PV (%)	21,5	23	25					G	2,3
Vida útil del inversor (años)	12,5	15	15						2
Degradación media anual de las horas a plena carga (%)	0,4	0,3	0,3					K	2
Datos financieros - por capacidad pico de DC									
Inversión nominal ($MUSD/MW_p$)	0,98	0,68	0,45	1,01	0,99	0,47	0,46	A,B,C	1,2
Costo del módulo PV ($USD/W_{p(DC)}$)	0,39	0,26	0,17	0,40	0,39	0,17	0,17	A,B,C	1,2
Costo del inversor PV ($USD/W_{p(DC)}$)	0,17	0,11	0,07	0,17	0,17	0,07	0,07	A,B,C	1,2
Saldo del costo de la planta ($USD/W_{p(DC)}$)	0,19	0,14	0,10	0,20	0,19	0,10	0,10	A,B,C	1
Costo de instalación ($USD/W_{p(DC)}$)	0,24	0,17	0,12	0,25	0,24	0,12	0,12	A,B,C	1,2
O&M fijo ($USD/MW_{p(DC)}$/año)	12.500	10.750	9.083	11.231	14.182	8.154	10.273	C	4,5,6,9
Variable O&M ($USD/MWh_{p(DC)}$)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A Datos agregados de proyectos colombianos que reciben incentivos/ayudas, en consonancia con otras fuentes internacionales.

B Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje asumiendo una tasa de aprendizaje del 24% para módulos e inversores basada en Fraunhofer, y del 20% para otros componentes basada en la IEA, y del 10% para O&M, incluyendo proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando datos de los escenarios "Announced Pledges" para los valores centrales y "Stated Policies" y "Net Zero Emissions by 2050" como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente.

C La incertidumbre a corto plazo asume el mismo margen que la incertidumbre a largo plazo.

D Factor de planta = Horas equivalentes a plena carga / 8760.

E El factor de planta depende en gran medida de la irradiancia horizontal global en el emplazamiento específico de una determinada central. Para emplazamientos con irradiación muy diferente de la irradiación solar promedio de 1643 kWh/m^2/año mencionada en esta tabla, los factores de capacidad deben ajustarse en consecuencia.

F Se supone que el tiempo de inactividad anual es del 0,5 %, lo que equivale aproximadamente a 18 horas.

G La eficiencia es una media de mercado de los módulos comerciales. Se comercializan módulos con una eficiencia superior al 21%. Se prevé que el desarrollo del mercado hacia 2030 se desplace hacia las células monocristalinas de tipo n de contacto posterior y las células monocristalinas de tipo n de heterounión de silicio (HJT), ambas con mayores eficiencias.

H El coeficiente de rendimiento es una medida de la eficiencia que tiene en cuenta las pérdidas combinadas del modificador del ángulo de incidencia, las pérdidas del inversor, las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones y pérdidas en la red de AC no relacionadas con las condiciones estándar de ensayo (STC). La pérdida por modificador del ángulo de incidencia (IAM) representa la energía solar total anual que se refleja en el cristal cuando el ángulo de incidencia es distinto del perpendicular (las reflexiones con incidencia normal ya están incluidas en la eficiencia STC). Las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones no STC se calculan simulando un año-modelo en el que las correcciones se realizan hora a hora debido a que el funcionamiento real no tiene lugar en condiciones STC. Además, se incluyen las pérdidas eléctricas en los cables. La pérdida del inversor incluye la eficiencia del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y se promedia sobre niveles de carga típicos. Se añade al coeficiente el beneficio añadido de contar con módulos bifaciales, que se supone que serán estándar para las plantas montadas en suelo en 2050.

I El valor central es la irradiancia solar media anual recibida sobre una superficie horizontal en Colombia. Las zonas que reciben los mayores niveles de radiación solar global, son las islas de San Andrés y Providencia, gran parte de la región Caribe y los valles interandinos del Cauca y Magdalena. Los valores mínimo y máximo corresponden a la distribución de irradiancia horizontal global del Mapa de Radiación Solar en Colombia desarrollado por Emergente Energía Sostenible.

J El rango de capacidad es continuo a través de las diferentes hojas de datos con un valor representativo seleccionado a través del procesamiento de la base de datos y la consulta a las partes interesadas

K La degradación anual de las horas de plena carga no se incluye en las cifras anteriores de horas de plena carga y factores de planta.

L Las horas de plena carga son el resultado de la radiación horizontal global, el factor de transposición y el coeficiente de rendimiento.

Referencias

[1] UPME, "Incentivos tributarios para las FNCER" database, 2024
[2] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for generation of electricity and District Heating, 2024
[3] Fraunhofer, 2024, Photovoltaics report 2024
[4] IEA, 2023, World Energy Outlook Global Energy and Climate Model input data
[5] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024
[6] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023
[7] XM, Data from Paratec
[8] Emergente Energía Sostenible - Radiation Map for Colombia
[9] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group
[10] World Bank, Global Solar Atlas

2.14.3. Pequeña escala

Tecnología	Planta fotovoltaica a pequeña escala								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de la central eléctrica total (MW_e)	10	10	10	1	20	1	20	L	5
Interrupción forzada (%)	0	0	0						2
Interrupción planificada (semanas al año)	1	1	1						
Vida útil técnica (años)	27	30	35	25	30	30	40		2,7
Tiempo de construcción (años)	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	0,5	1,5		7
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	12,5	11,7	10,0	6,0	13,0	6,0	13,0	M	8
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teorético	20,3	20,9	22,6	12,3	33,9	12,7	37,5	F,G	7

Factor de planta (%), incl. interrupciones	19,9	20,5	22,2	12,3	33,9	12,7	37,5	F,G,H	7
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)	-	-	-	-	-	-	-		
Carga mínima (% de la carga completa)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en caliente (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
Salida									
Horas de carga completa (kWh/kW)	1.779	1.833	1.984	1.077	2.966	1.116	3.288	F,G,O	
Horas de carga máxima (kWh/kW_p)	1.369	1.410	1.526	979	1.854	1.015	2.055	F,G,H,O	
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total (millones USD/MW_e)	1,12	0,77	0,52	1,06	1,22	0,49	0,57	A,B,C	1,2, 10
Inversión específica, sistema total, per DC (MUSD/MW_p)	0,86	0,59	0,40	0,96	0,76	0,45	0,35	A,B,C,D	1,2
Costo del módulo PV (USD/$W_{e(AC)}$)	0,46	0,31	0,20	0,44	0,51	0,19	0,22	A,B,C	1,2
Costo del inversor PV (USD/$W_{e(AC)}$)	0,14	0,09	0,06	0,13	0,15	0,06	0,07	A,B,C	1,2
Balance del costo de la planta (USD/$W_{e(AC)}$)	0,29	0,21	0,14	0,27	0,31	0,14	0,16	A,B,C	1
Costo de instalación (USD/$W_{e(AC)}$)	0,23	0,17	0,12	0,22	0,25	0,11	0,13	A,B,C	1,2
O&M fijas (USD/MW_e/año)	11.000	9.400	8.000	10.700	11.400	7.800	8.300	C,E	6
O&M variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Irradiancia horizontal global (kWh/m^2/year)	1.643	1.643	1.643	1.194	2.190	1.194	2.190	K	4,9
Factor de dimensionamiento DC/AC (W_p/W)	1,30	1,30	1,30	1,1	1,6	1,1	1,6	D	10
Factor de transposición	1,01	1,01	1,01	1	1,02	1	1,02		9
Ratio de rendimiento	0,825	0,85	0,92	0,82	0,83	0,85	0,92	J	2,3,8
Eficiencia de conversión del módulo PV (%)	21,5	23	25					I	2,3
Vida útil del inversor (años)	12,50	15	15						2
Degradación media anual de las horas a plena carga (%)	0,4	0,3	0,3					N	2
Datos financieros - por capacidad pico de DC									
Inversión nominal (MUSD/MW_p)	0,86	0,59	0,40	0,96	0,76	0,45	0,35	A,B,C,D	1,2
Costo del módulo PV (USD/$W_{p(DC)}$)	0,36	0,24	0,15	0,40	0,32	0,17	0,14	A,B,C	1,2
Costo del inversor PV (USD/$W_{p(DC)}$)	0,11	0,07	0,05	0,12	0,10	0,05	0,04	A,B,C	1,2
Saldo del costo de la planta (USD/$W_{p(DC)}$)	0,22	0,16	0,11	0,25	0,19	0,13	0,10	A,B,C	1
Costo de instalación (USD/$W_{p(DC)}$)	0,18	0,13	0,09	0,20	0,16	0,10	0,08	A,B,C	1,2
O&M fijo (USD/$MW_{p(DC)}$/año)	8.462	7.231	6.154	6.688	10.364	4.875	7.545	C,E	6
Variable O&M (USD/$MWh_{p(DC)}$)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A Datos agregados de proyectos colombianos que reciben incentivos/ayudas, complementados con otras fuentes internacionales.

B Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje asumiendo una tasa de aprendizaje del 24 % para módulos e inversores basada en Fraunhofer, y del 20% para otros componentes basada en la IEA, y del 10% para O&M, incluyendo proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando datos de los escenarios "Announced Pledges" para los valores centrales y "Stated Policies" y "Net Zero Emissions by 2050" como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente.

C La incertidumbre a corto plazo asume el mismo margen que la incertidumbre a largo plazo.

D El factor de dimensionamiento típico se basa en proyectos operativos, expresados en su media para el valor central y mínimo y máximo para el límite inferior y superior. La mayoría de los proyectos se diseñan en torno al valor central, tanto para las centrales de pequeña escala como para las de gran escala.

E Los datos de IRENA son representativos de las centrales a pequeña escala convertidas en centrales a pequeña escala.

F Factor de planta = Horas equivalentes a plena carga / 8760.

G El factor de planta depende en gran medida de la irradiancia horizontal global en el emplazamiento específico de una determinada central. Para emplazamientos con irradiación muy diferente de la irradiación solar promedio de 1643 kWh/m^2/año mencionada en esta tabla, los factores de capacidad deben ajustarse en consecuencia.

H Se supone que el tiempo de interrupción anual es del 0,5 %, lo que equivale aproximadamente a 2 horas.

I La eficiencia es una media de mercado de los módulos comerciales. Se comercializan módulos con una eficiencia superior al 21%. Se prevé que el desarrollo del mercado hacia 2030 se desplace hacia las células monocristalinas de tipo n de contacto posterior y las células monocristalinas de tipo n de heterounión de silicio (HJT), ambas con eficiencias superiores.

J El coeficiente de rendimiento es una medida de la eficiencia que tiene en cuenta las pérdidas combinadas del modificador del ángulo de incidencia, las pérdidas del inversor, las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones y pérdidas en la red de AC no relacionadas con las condiciones estándar de ensayo (STC). La pérdida por modificador del ángulo de incidencia (IAM) representa la energía solar total anual que se refleja en el cristal cuando el ángulo de incidencia es distinto del perpendicular (las reflexiones con incidencia normal ya están incluidas en la eficiencia STC). Las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones no STC se calculan simulando un año-modelo en el que las correcciones se realizan hora a hora debido a que el funcionamiento real no tiene lugar en condiciones STC. Además, se incluyen las pérdidas eléctricas en los cables. La pérdida del inversor incluye la eficiencia del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y se promedia sobre niveles de carga típicos. Se añade al coeficiente el beneficio añadido de contar con módulos bifaciales, que se supone que serán estándar para las plantas montadas en suelo en 2050.

K El valor central es la irradiancia solar media anual recibida sobre una superficie horizontal en Colombia. Las zonas que reciben los mayores niveles de radiación solar global, son las islas de San Andrés y Providencia, gran parte de la región Caribe y los valles interandinos del Cauca y Magdalena. Los valores mínimo y máximo corresponden a la distribución de irradiancia horizontal global del Mapa de Radiación Solar en Colombia desarrollado por Emergente Energía Sostenible

L El rango de capacidad es continuo a través de las diferentes hojas de datos con un valor representativo seleccionado a través del procesamiento de la base de datos y la consulta a las partes interesadas

M Tamaño típico identificado a través de la consulta a las partes interesadas, y proyectado según la ganancia de eficiencia asumida de los módulos. Normalmente, los proyectos de seguimiento utilizan un 20% más de terreno en comparación con los proyectos de inclinación fija, según las consultas a las partes interesadas.

N La degradación anual de las horas de plena carga no se incluye en las cifras anteriores de horas de plena carga y factores de capacidad.

O Las horas de carga completa son el resultado de la radiación horizontal global, el factor de transposición y el coeficiente de rendimiento.

Referencias

[1] UPME, “Incentivos tributarios para las FNCER” database, 2024
[2] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for generation of electricity and District Heating, 2024
[3] Fraunhofer, 2024, Photovoltaics report 2024
[4] Emergente Energía Sostenible - Radiation Map for Colombia
[5] XM, Data from Paratec
[6] IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022
[7] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024
[8] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group
[9] World Bank, Global Solar Atlas
[10] Bloomberg New Energy Finance, Power Asset Database

2.14.4. Gran Escala

Tecnología	**Planta fotovoltaica a gran escala**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos técnicos/energéticos									
Capacidad de generación de la central eléctrica total (MW_e)	70	70	70	20	150	20	150	J	6
Interrupción forzada (%)	0	0	0						2
Interrupción planificada (semanas al año)	1	1	1						
Vida útil técnica (años)	27	30	35	25	30	30	40		2,7
Tiempo de construcción (años)	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	0,5	1,5		7
Espacio requerido (1000 m^2/MW_p)	15,0	14,6	13,1	7,2	15,6	7,2	15,6	K	8
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teorético	25,4	26,2	28,3	17,5	39,7	18,1	44,0	F	7

Factor de planta (%), incl, interrupciones	24,9	25,7	27,8	17,5	39,7	18,1	44,0	F	7
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)	-	-	-	-	-	-	-		
Carga mínima (% de la carga completa)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en caliente (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
Salida									
Horas de carga completa (kWh/kW)	2.224	2.291	2.480	1.530	3.476	1.586	3.853	F,M	
Horas de carga máxima (kWh/kW_p)	1.711	1.763	1.908	1.224	2.318	1.269	2.569	F,M	
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total (millones USD/MW_e)	1,03	0,71	0,48	0,98	1,13	0,45	0,52	A,B,C	1,2
Inversión específica, sistema total, per DC (MUSD/MW_p)	0,79	0,55	0,37	0,78	0,75	0,36	0,35	A,B,C,E	1,2
Costo del módulo PV (USD/$W_{e(AC)}$)	0,42	0,28	0,18	0,40	0,47	0,17	0,20	A,B,C	1,2
Costo del inversor PV (USD/$W_{e(AC)}$)	0,14	0,09	0,06	0,13	0,15	0,06	0,06	A,B,C	1,2
Inversión nominal (costos relacionados con el seguidor) (USD/We(AC))	0,05	0,04	0,03	0,05	0,05	0,02	0,03	A,B,C,D	1,2
Balance del costo de la planta (USD/$W_{e(AC)}$)	0,23	0,17	0,12	0,22	0,25	0,11	0,13	A,B,C	1
Costo de instalación (USD/$W_{e(AC)}$)	0,19	0,14	0,10	0,18	0,21	0,09	0,10	A,B,C	1,2
O&M fijas (USD/MW_e/año)	7.400	6.300	5.400	7.100	7.700	5.200	5.600	B,C	5
O&M variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Irradiancia horizontal global (kWh/m^2/year)	1.643	1.643	1.643	1.194	2.190	1.194	2.190	I	4,9
Factor de dimensionamiento DC/AC (W_p/W)	1,30	1,30	1,30	1,25	1,5	1,25	1,5	E	10
Factor de transposición	1,26	1,26	1,26	1	1,28	1	1,28		9
Ratio de rendimiento	0,825	0,85	0,92	0,82	0,83	0,85	0,92	H	2,3,8
Eficiencia de conversión del módulo PV (%)	21,5	23	25					G	2,3
Vida útil del inversor (años)	12,5	15	15						2
Degradación media anual de las horas a plena carga (%)	0,4	0,3	0,3					L	2
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_p)	0,79	0,28	0,18	0,40	0,47	0,17	0,20	A,B,C,E	1,2
Costo del módulo PV (USD/$W_{p(DC)}$)	0,33	0,22	0,14	0,32	0,31	0,14	0,13	A,B,C	1,2
Costo del inversor PV (USD/$W_{p(DC)}$)	0,11	0,07	0,05	0,10	0,10	0,04	0,04	A,B,C	1,2
Saldo del costo de la planta (USD/$W_{p(DC)}$)	0,04	0,03	0,02	0,04	0,04	0,02	0,02	A,B,C,D	1,2
Costo de instalación (USD/$W_{p(DC)}$)	0,18	0,13	0,09	0,17	0,17	0,09	0,08	A,B,C	1
O&M fijo (USD/$MW_{p(DC)}$/año)	0,15	0,11	0,07	0,15	0,14	0,07	0,07	A,B,C	1,2
Variable O&M (USD/$MWh_{p(DC)}$)	5.692	4.846	4.154	4.733	6.160	3.467	4.480	B,C	5
Inversión nominal (MUSD/MW_p)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A Datos agregados de proyectos colombianos que reciben incentivos/ayudas, complementados con otras fuentes internacionales.

B Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje, asumiendo una tasa de aprendizaje del 24% para módulos e inversores basada en Fraunhofer, y del 20% para otros componentes basada en la IEA, y del 10% para O&M, incluyendo proyecciones de capacidad

del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando datos de los escenarios "Announced Pledges" para los valores centrales y "Stated Policies" y "Net Zero Emissions by 2050" como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente.

C La incertidumbre a corto plazo asume el mismo margen que la incertidumbre a largo plazo.

D El costo del seguidor suele suponer entre el 10% y el 15% del costo, incluida su instalación.

E El factor de dimensionamiento típico se basa en proyectos operativos, expresados en su media para el valor central y mínimo y máximo para el límite inferior y superior. La mayoría de los proyectos se diseñan en torno al valor central, tanto para las centrales pequeñas como para las grandes.

F El factor de planta depende en gran medida de la irradiancia horizontal global en el emplazamiento específico de una determinada central. Para emplazamientos con irradiación muy diferente de la irradiación solar promedio de 1643 kWh/m^2/año mencionada en esta tabla, los factores de capacidad deben ajustarse en consecuencia.

G La eficiencia es una media de mercado de los módulos comerciales. Se comercializan módulos con una eficiencia superior al 21%. Se prevé que el desarrollo del mercado hacia 2030 se desplace hacia las células de silicio monofásicas de tipo n de contacto posterior y las células de silicio monofásicas de tipo n de heterounión (HJT), ambas con eficiencias superiores.

H El coeficiente de rendimiento es una medida de la eficiencia que tiene en cuenta las pérdidas combinadas del modificador del ángulo de incidencia, las pérdidas del inversor, las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones y pérdidas en la red de AC no relacionadas con las condiciones estándar de ensayo (STC). La pérdida por modificador del ángulo de incidencia (IAM) representa la energía solar total anual que se refleja en el cristal cuando el ángulo de incidencia es distinto del perpendicular (las reflexiones con incidencia normal ya están incluidas en la eficiencia STC). Las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones no STC se calculan simulando un año-modelo en el que las correcciones se realizan hora a hora debido a que el funcionamiento real no tiene lugar en condiciones STC. Además, se incluyen las pérdidas eléctricas en los cables. La pérdida del inversor incluye la eficiencia del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y se promedia sobre niveles de carga típicos. Se añade al coeficiente el beneficio añadido de contar con módulos bifaciales, que se supone que serán estándar para las plantas montadas en suelo en 2050.

I El valor central es la irradiancia solar media anual recibida sobre una superficie horizontal en Colombia. Las zonas que reciben los mayores niveles de radiación solar global, son las islas de San Andrés y Providencia, gran parte de la región Caribe y los valles interandinos del Cauca y Magdalena. Los valores mínimo y máximo corresponden a la distribución de irradiancia horizontal global del Mapa de Radiación Solar en Colombia desarrollado por Emergente Energía Sostenible.

J El rango de capacidad es continuo en las diferentes hojas de datos, con un valor representativo seleccionado mediante el procesamiento de la base de datos y la consulta a las partes interesadas. El rango superior corresponde a la mayor planta fotovoltaica en funcionamiento en Colombia en septiembre de 2024.

K Tamaño típico identificado a través de la consulta a las partes interesadas, y proyectado según la ganancia de eficiencia asumida de los módulos. Por lo general, los proyectos de seguimiento utilizan un 20% más de terreno que los proyectos de inclinación fija, según las consultas realizadas a las partes interesadas.

L La degradación anual de las horas de plena carga no se incluye en las cifras anteriores de horas de plena carga y factores de capacidad.

M Las horas de carga completa son el resultado de la radiación horizontal global, el factor de transposición y el coeficiente de rendimiento.

Referencias

[1] UPME, "Incentivos tributarios para las FNCER" database, 2024
[2] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for generation of electricity and District Heating, 2024
[3] Fraunhofer, 2024, Photovoltaics report 2024
[4] Emergente Energía Sostenible - Radiation Map for Colombia
[5] IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022
[6] XM, Data from Paratec
[7] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024
[8] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group
[9] World Bank, Global Solar Atlas
[10] Bloomberg New Energy Finance, Power Asset Database

2.14.5. Flotante

Tecnología	Planta fotovoltaica flotante								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de la central eléctrica total (MW_e)	10	10	10	1	20	1	20	H	
Interrupción forzada (%)	0	0	0						2,6
Interrupción planificada (semanas al año)	1	1	1						2,6
Vida útil técnica (años)	27	30	35	25	30	30	40		2,6
Tiempo de construcción (años)	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	0,5	1,5		2,6

Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	12,5	11,7	10,0	6,0	13,0	6,0	13,0		2,6
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teorético	21,3	21,4	22,6	14,0	33,3	14,5	35,2	K	2
Factor de planta (%), incl. interrupciones	20,9	21,0	22,2	14,0	33,3	14,5	35,2	K	2
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)	-	-	-	-	-	-	-		
Carga mínima (% de la carga completa)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en caliente (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	-	-	-	-		
Salida									
Horas de carga completa (kWh/kW)	1.865	1.876	1.984	1.224	2.920	1.269	3.083	K	
Horas de carga máxima (kWh/kW_p)	1.435	1.443	1.526	979	1.947	1.015	2.055	K	
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total (MUSD/MW_e)	1,38	0,96	0,65	1,30	1,50	0,61	0,71	A,B,C	1,2
Inversión específica, sistema total, per DC (MUSD/MW_p)	1,06	0,74	0,50	1,04	1,00	0,49	0,47	A,B,C,D	1,2
Costo del módulo PV (USD/$W_{e(AC)}$)	0,46	0,31	0,20	0,44	0,51	0,19	0,22	A,B,C	1,2
Costo del inversor PV (USD/$W_{e(AC)}$)	0,14	0,09	0,06	0,13	0,15	0,06	0,07	A,B,C	1,2
Balance del costo de la planta (USD/$W_{e(AC)}$)	0,43	0,31	0,22	0,41	0,46	0,21	0,23	A,B,C	1,2
Costo de instalación (USD/$W_{e(AC)}$)	0,35	0,25	0,18	0,33	0,37	0,17	0,19	A,B,C	1,2
O&M fijas (USD/MW_e/año)	13.750	11.800	10.000	13.300	14.200	9.700	10.300	A,C	1,2
O&M variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Irradiancia horizontal global (kWh/m^2/year)	1.643	1.643	1.643	1.194	2.190	1.194	2.190	G	4,7
Factor de dimensionamiento DC/AC (W_p/W)	1,30	1,30	1,30	1,25	1,5	1,25	1,5	D	8
Factor de transposición	1,01	1,01	1,01	1	1,02	1	1,02		7
Ratio de rendimiento	0,865	0,87	0,92	0,82	0,87	0,85	0,92	F,I	2,3,5
Eficiencia de conversión del módulo PV (%)	21,5	23	25					E	2,3
Vida útil del inversor (años)	12,5	15	15						2
Degradación media anual de las horas a plena carga (%)	0,4	0,3	0,3					J	6
Datos financieros - por capacidad pico de DC									
Inversión nominal (MUSD/MW_p)	1,06	0,74	0,50	1,04	1,00	0,49	0,47	A,B,C,D	1,2
Costo del módulo PV (USD/$W_{p(DC)}$)	0,36	0,24	0,15	0,35	0,34	0,15	0,15	A,B,C	1,2
Costo del inversor PV (USD/$W_{p(DC)}$)	0,11	0,07	0,05	0,11	0,10	0,04	0,04	A,B,C	1,2
Saldo del costo de la planta (USD/$W_{p(DC)}$)	0,33	0,24	0,17	0,33	0,31	0,17	0,16	A,B,C	1,2
Costo de instalación (USD/$W_{p(DC)}$)	0,27	0,19	0,13	0,26	0,25	0,13	0,13	A,B,C	1,2
O&M fijo (USD/$MW_{p(DC)}$/año)	10.577	9.077	7.692	8.867	11.360	6.467	8.240	A,C	1,2
Variable O&M (USD/$MWh_{p(DC)}$)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A La estimación global de costos se basa en la hoja de datos de las centrales fotovoltaicas a escala comercial, teniendo en cuenta que las centrales fotovoltaicas flotantes son aproximadamente un 25% más caras que las centrales a escala comercial montadas en tierra, con un margen de beneficio evidente en la instalación y otros costos, incluido el equilibrio de la central.

B Los costos se proyectan con una tasa de aprendizaje del 24% para módulos e inversores basada en Fraunhofer, del 20% para otros componentes basada en la IEA, y del 10% para O&M incluyendo proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando datos de los escenarios "Announced Pledges" para los valores centrales y "Stated Policies" y "Net Zero Emissions by 2050" como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente.

C La incertidumbre a corto plazo asume el mismo margen que la incertidumbre a largo plazo

D El factor de dimensionamiento típico se basa en proyectos operativos (tanto centrales flotantes como terrestres), expresados en su media para el valor central y mínimo y máximo para el límite inferior y superior, respectivamente.

E La eficiencia es una media de mercado de los módulos comerciales. Se comercializan módulos con una eficiencia superior al 21%. Se prevé que la evolución del mercado hacia 2030 se desplace hacia las células de silicio monofásicas de tipo n de contacto posterior y las células de silicio monofásicas de tipo n de heterounión (HJT), ambas con eficiencias más elevadas.

F El coeficiente de rendimiento es una medida de la eficiencia que tiene en cuenta las pérdidas combinadas del modificador del ángulo de incidencia, las pérdidas del inversor, las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones y pérdidas en la red de AC no relacionadas con las condiciones estándar de ensayo (STC). La pérdida por modificador del ángulo de incidencia (IAM) representa la energía solar total anual que se refleja en el cristal cuando el ángulo de incidencia es distinto del perpendicular (las reflexiones con incidencia normal ya están incluidas en la eficiencia STC). Las pérdidas de los sistemas fotovoltaicos y las correcciones no STC se calculan simulando un año-modelo en el que las correcciones se realizan hora a hora debido a que el funcionamiento real no tiene lugar en condiciones STC. Además, se incluyen las pérdidas eléctricas en los cables. La pérdida del inversor incluye la eficiencia del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y se promedia sobre niveles de carga típicos. Se añade al coeficiente el beneficio añadido de contar con módulos bifaciales, que se supone que serán estándar para las plantas montadas en suelo en 2050.

G El valor central es la irradiancia solar media anual recibida sobre una superficie horizontal en Colombia. Las zonas que reciben los mayores niveles de radiación solar global, son las islas de San Andrés y Providencia, gran parte de la región Caribe y los valles interandinos del Cauca y Magdalena. Los valores mínimo y máximo corresponden a la distribución de irradiancia horizontal global del Mapa de Radiación Solar en Colombia desarrollado por Emergente Energía Sostenible.

H El rango de capacidad equivale al tamaño de las plantas fotovoltaicas de pequeña escala montadas en el suelo para facilitar la comparación entre las hojas de datos. A partir de 2024, no hay plantas fotovoltaicas flotantes de ese tamaño puestas en servicio en Colombia y la experiencia mundial a esta escala es escasa.

I El agua circundante puede tener un efecto sobre el coeficiente de rendimiento en términos de sus propiedades de refrigeración y reflexión, que normalmente se sitúa un 5% por encima de las plantas fotovoltaicas terrestres comparables montadas en tierra.

J La degradación anual de las horas de plena carga no se incluye en las cifras anteriores de horas de plena carga y factores de capacidad.

K Las horas de carga completa son el resultado de la radiación horizontal global, el factor de transposición y el coeficiente de rendimiento.

Referencias

[1] UPME, "Incentivos tributarios para las FNCER" database, 2024

[2] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024

[3] Fraunhofer, 2024, Photovoltaics report 2024

[4] Emergente Energía Sostenible - Radiation Map for Colombia

[5] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group

[6] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for generation of electricity and District Heating, 2024

[7] World Bank, Global Solar Atlas

[8] Bloomberg New Energy Finance, Power Asset Database

3. Energía Eólica - Terrestre

3.1. Breve descripción de la tecnología

La turbina eólica terrestre contemporánea de gran tamaño suele adoptar un diseño de eje horizontal con tres aspas, situadas a barlovento y conectada a la red. Estas turbinas utilizan mecanismos de control activo del paso, la velocidad variable y la guiñada para optimizar la generación de electricidad en todo el espectro de velocidades del viento. Los turbinas eólicas funcionan aprovechando la energía cinética del viento a través de las aspas del rotor y la transmiten al eje de transmisión. Este eje de transmisión está conectado a una caja de engranajes de aumento de velocidad junto con un generador de velocidad media o alta, o a un generador de accionamiento directo de baja velocidad. El generador convierte la energía de rotación del eje en energía eléctrica.

En las turbinas modernas, el control del paso de las aspas desempeña un papel fundamental para maximizar la producción de energía con vientos de bajas velocidades. Al mismo tiempo, garantiza una potencia constante y limita el esfuerzo mecánico y las cargas de la turbina cuando la velocidad del viento es alta. La Figura 18 presenta una descripción completa de la tecnología y el sistema eléctrico de la turbina, ilustrando el ejemplo de una turbina de engranajes.

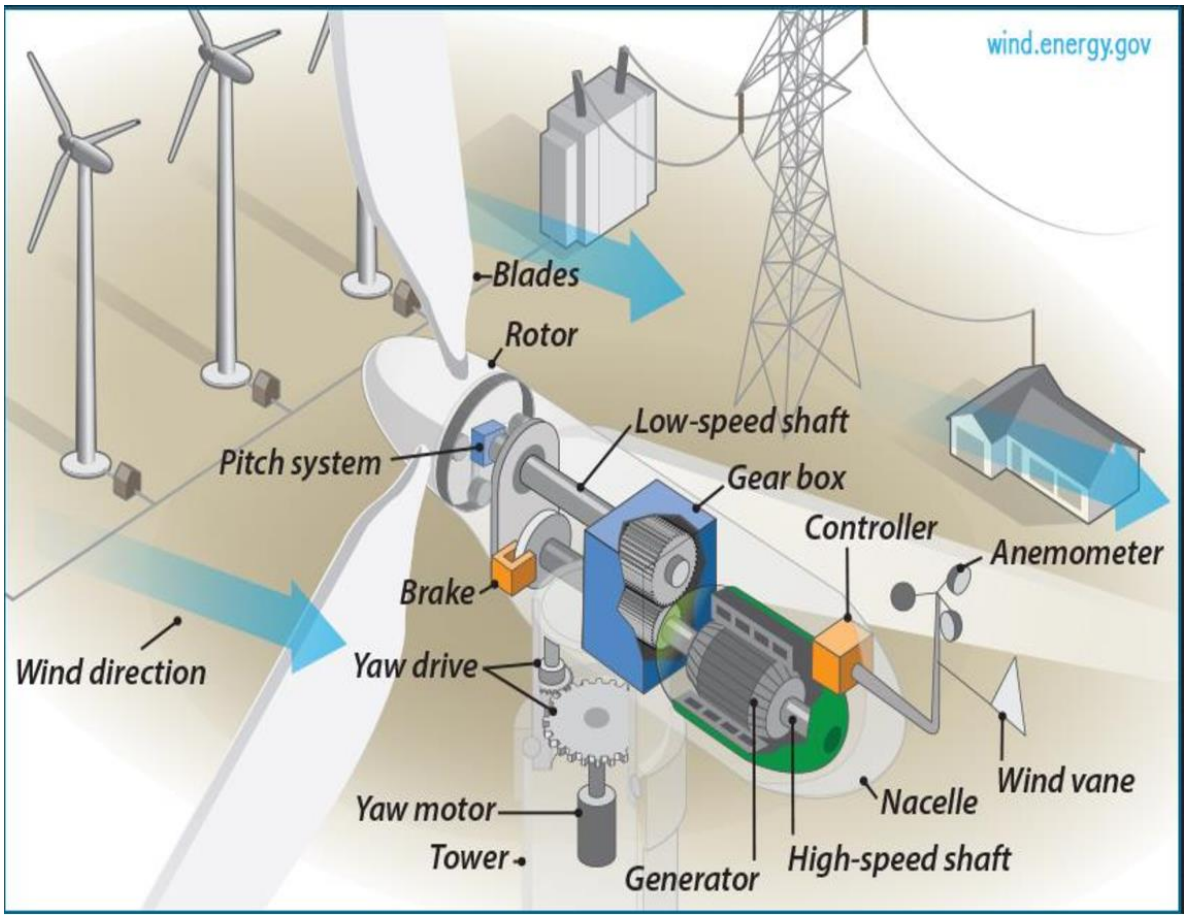


Figura 18. Tecnología general de turbinas y sistema eléctrico [1].

La ecuación de la energía eólica calcula la cantidad de energía que puede extraer del viento una turbina. La ecuación es:

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3$$

Donde:

- **P** es la potencia (en vatios) extraída del viento.
- **ρ** (rho) es la densidad del aire (en kilogramos por metro cúbico, kg/m³), que suele rondar los 1,225 kg/m³ a nivel del mar en condiciones estándar.
- **A** es el área de barrido del rotor del aerogenerador (en metros cuadrados, m²), que es proporcional al cuadrado del radio del rotor.
- **v** es la velocidad del viento (en metros por segundo, m/s) en el emplazamiento de la turbina.

Cabe destacar que la velocidad del viento es la que más influye en la potencia, ya que ésta es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Esto significa que incluso pequeños aumentos en la velocidad producen incrementos significativos de la potencia. Por ejemplo, si se duplica la velocidad del viento, la potencia se multiplica por ocho.

Ninguna turbina eólica puede captar más del 59,3 % de la energía cinética del viento, concepto conocido como Límite de Betz. Esto se debe a que parte del viento debe pasar a través del rotor para mantener el flujo de aire. La potencia real producida por una turbina siempre será inferior al valor teórico calculado por la ecuación de la potencia eólica debido a diversas pérdidas (mecánicas, eléctricas y aerodinámicas).

Las turbinas están diseñadas para funcionar dentro de un espectro específico de velocidades del viento delimitado por una velocidad de “entrada baja” y una velocidad de “salida alta”. Por debajo de la velocidad de entrada, el viento carece de energía suficiente para ser aprovechado. Cuando la velocidad del viento supera el umbral de conexión, la turbina se pone en marcha y empieza a generar electricidad. Al aumentar la velocidad del viento, aumenta la potencia de la turbina, que alcanza su potencia nominal a una velocidad determinada. Para mantener esta potencia nominal a velocidades de viento más altas, se regula el paso de las aspas. Al alcanzar la velocidad de desconexión, la turbina se para o funciona a potencia reducida para evitar daños mecánicos.

Las turbinas de energía eólica terrestre pueden instalarse individualmente, en grupos o como parte de parques eólicos más grandes. Las turbinas comerciales funcionan de forma autónoma y se supervisan y gestionan mediante un sistema de control y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés).

Las turbinas funcionan a distintas velocidades del viento para optimizar la producción de electricidad. Como se ilustra en la Figura 19, la velocidad de entrada del viento, normalmente entre 2 y 4 m/s, es la velocidad mínima a la que una turbina empieza a producir electricidad. A medida que aumenta la velocidad del viento, las turbinas alcanzan su potencia nominal de generación, normalmente en torno a 10 o 12 m/s, dependiendo de la potencia específica, que es la relación entre la potencia nominal y la superficie barrida del rotor. A velocidades del viento de 25 m/s, las turbinas se paran o pasan a funcionar a potencia reducida para evitar daños

mecánicos. Sin embargo, los fabricantes están incorporando cada vez más mecanismos de desconexión suave, que permiten a las turbinas seguir funcionando a velocidades de viento elevadas, con una desconexión final prevista en torno a los 30 m/s en los futuros modelos, como se muestra en la Figura 19 con una curva roja punteada. Este enfoque maximiza la producción de energía ay garantiza la seguridad de la turbina [30].

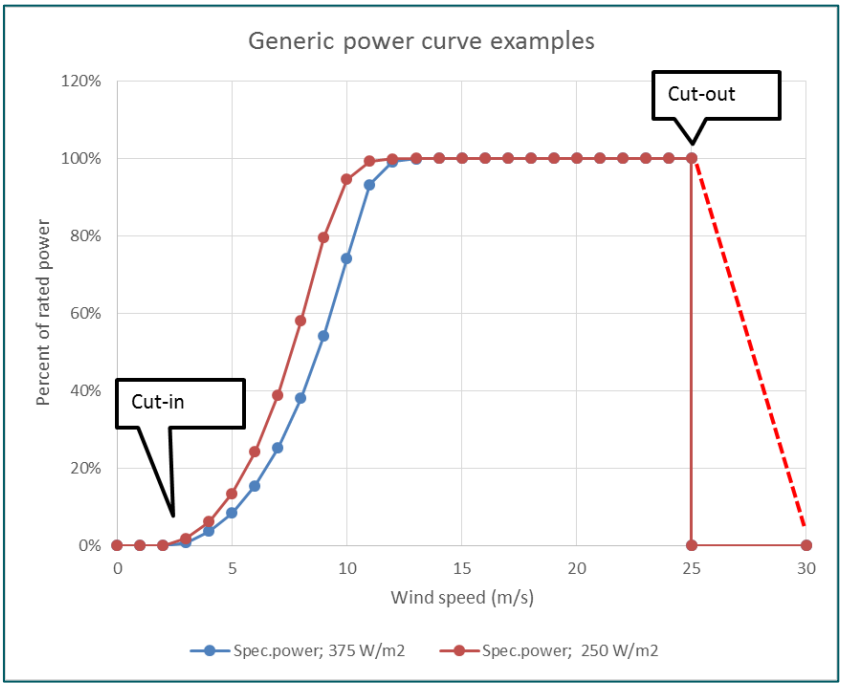


Figura 19. Curvas de potencia de las turbinas (información procedente de un taller de expertos organizado por la Agencia Danesa de Energía). Los valores específicos de potencia se refieren, por ejemplo, a 3 MW con un rotor de 124 m de diámetro (250 W/m²) y 3 MW con un rotor de 101 m de diámetro (375 W/m²).

3.1.1. Factores de capacidad y velocidad del viento

El rendimiento energético anual de una turbina depende en gran medida de la velocidad media del viento en su emplazamiento. Esta velocidad media del viento depende de varios factores, como la posición geográfica, la altura del buje de la turbina y la rugosidad de la superficie de la zona. Además, los obstáculos localizados, como bosques, edificios (sobre todo en el caso de las turbinas más pequeñas), cercos y los efectos de la estela de las turbinas vecinas, contribuyen a reducir la velocidad del viento. Por último, el diseño de la turbina influye considerablemente en el número de horas a plena carga que se puede esperar en un emplazamiento determinado. Parte del diseño de la turbina se expresa como potencia específica en W/m², que es la relación entre la capacidad del generador de una turbina y el área de barrido del rotor, es decir, el área circular entre el diámetro del rotor que la turbina utiliza para convertir el recurso eólico en energía.

Las turbinas terrestres modernas habituales en Dinamarca presentan un factor de planta del orden del 35 %, lo que equivale a unas 3.100 horas anuales a plena carga. En la Figura 20 se ofrecen representaciones gráficas de las curvas de duración típicas.

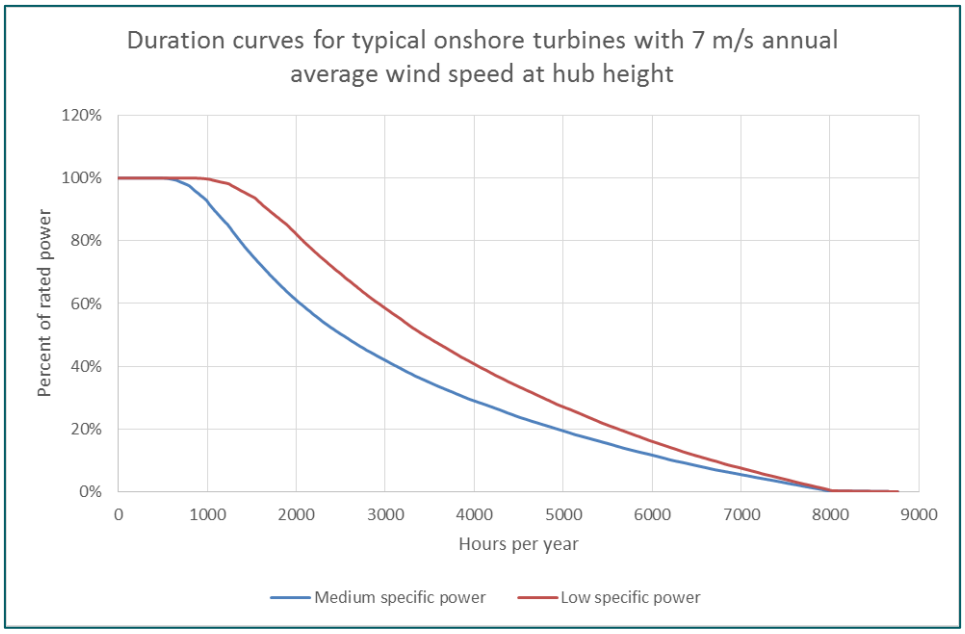


Figura 20. Curvas de duración basadas en las turbinas V117 de 3,3 MW (307 W/m²) y V126 de 3,3 MW (265 W/m²) de energía eólica terrestre situadas en Dinamarca [2]. Faltan datos empíricos para Colombia debido a que no hay cifras operativas representativas a partir de 2024.

La rugosidad de la superficie, es un factor crítico, se clasifica comúnmente utilizando la Tabla 3-1. La longitud de la rugosidad es la altura sobre el nivel del suelo, donde la velocidad media del viento se considera 0, debido a las barreras que la superficie irregular crea para un flujo estable del viento. Cuanto más irregular es el terreno, mayor es la longitud de rugosidad, como se muestra en la Tabla 3-1 . La variación de la velocidad del viento con la altura se rige por la longitud de rugosidad.

Tabla 3-1. Descripción de la clasificación de la rugosidad superficial.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (m)	Descripción
0	0,0002	Agua
1	0,03	Tierras agrícolas abiertas
2	0,1	Tierras de cultivo parcialmente abiertas con algunos asentamientos y árboles
3	0,4	Bosques, ciudades, tierras de cultivo con muchos cortavientos

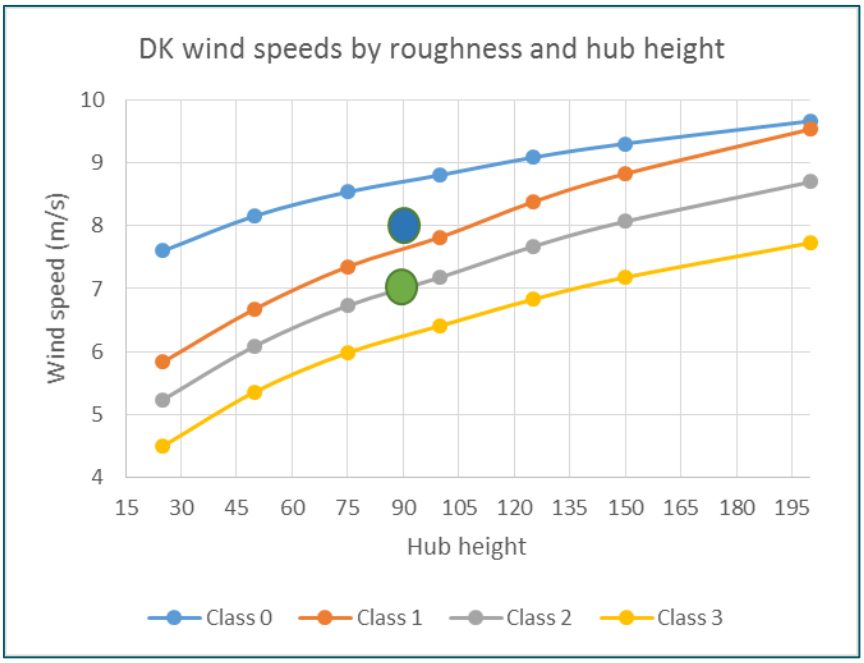


Figura 21. Velocidades medias anuales del viento en función de la altura del buje y de la clase de rugosidad para un terreno llano en Dinamarca. El punto verde representa un emplazamiento interior moderno típico; el punto azul representa un emplazamiento costero típico [30].

La Figura 21 ilustra las velocidades medias del viento en función de la altura del buje y la rugosidad de la superficie en terreno llano. En la actualidad, las turbinas terrestres instaladas en Europa suelen tener alturas de buje de entre 85 y 90 metros. Para los proyectos que se instalarán en La Guajira, las alturas se aproximan a los 121 m. Para un emplazamiento interior estándar en Europa, la velocidad media del viento ronda los 7 m/s, mientras que, en un emplazamiento costero típico, la velocidad media del viento se eleva a aproximadamente 8 m/s. En particular, un aumento de la velocidad media del viento de 7 a 8 metros por segundo supone un incremento sustancial del 25 % en la producción anual de energía. Aunque no hay estudios publicados sobre las curvas típicas de duración de la carga en Colombia, en algunas zonas de los departamentos de Cesar y La Guajira se pueden encontrar velocidades del viento similares a las de la imagen anterior. Para velocidades medias de viento más elevadas, como es el caso de la zona norte de La Guajira, las curvas de duración se desplazarán hacia la derecha con un mayor rango de 100 % de potencia de las turbinas, ya que éstas estarán produciendo durante más tiempo bajo carga nominal de la curva de potencia de las turbinas.

Existe una correlación entre la velocidad media anual del viento y la potencia específica para la producción anual de energía (AEP, por sus siglas en inglés). En particular, el aumento de la AEP muestra una relación casi lineal con la velocidad media del viento, especialmente en el intervalo de 6 m/s y 9 m/s, como se muestra en la Figura 22. Los ejemplos de la Figura 22 corresponden a:

- Turbinas de 3 MW y 90 m de diámetro de rotor, con una potencia específica de 472 W/m^2 (denominada “alta potencia específica”);
- Turbinas de 3,3 MW y 112 m con una potencia específica de 335 W/m^2 (denominada “potencia específica media”);

- Turbinas de 3,3 MW y 126 m de diámetro de rotor, con una potencia específica de 265 W/m^2 (denominada “baja potencia específica”).

Las proyecciones indican que las futuras turbinas tendrán probablemente una potencia específica aún menor que la del ejemplo de “*baja potencia específica*” de la Figura 22 [30].

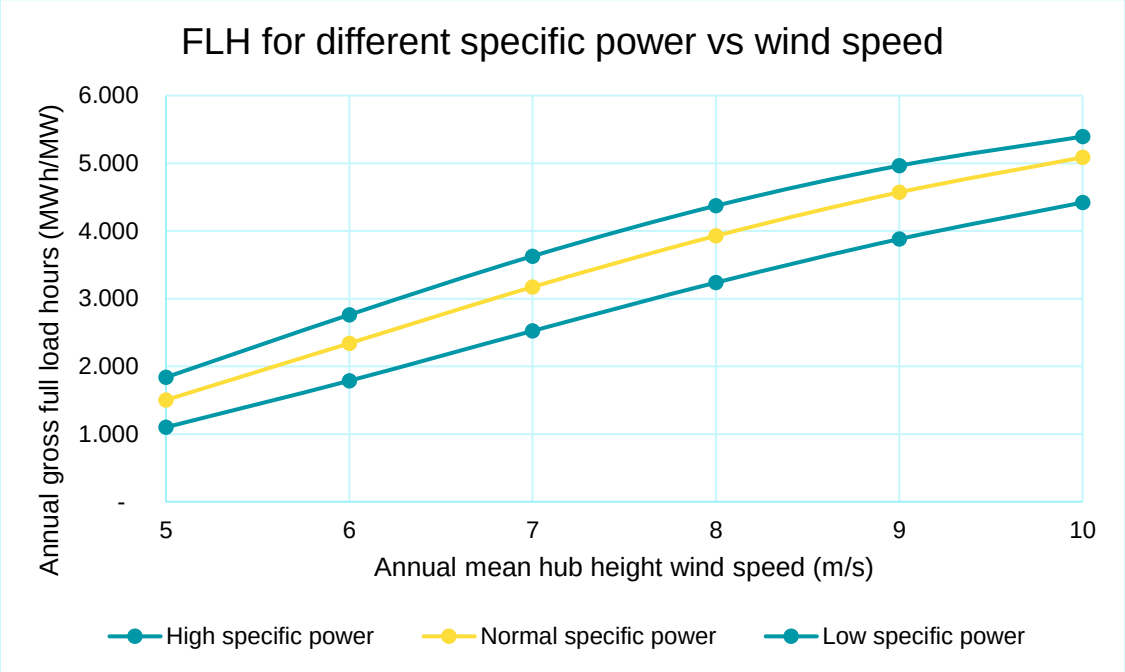


Figura 22. Horas anuales a plena carga en función de la velocidad media del viento a la altura del buje [30].

3.1.2. Potencial Eólico en Colombia

El mapa de potencial eólico de Colombia de la Figura 23, pone de manifiesto las disparidades regionales del potencial eólico. En particular, la costa norte del país, especialmente en La Guajira, donde predominan los vientos alisios del este y este-noreste, presenta el mayor potencial eólico (9-10 m/s) [3]. El resto de Colombia presenta velocidades de viento significativamente menores, debido al abrigo topográfico de la Cordillera de los Andes.

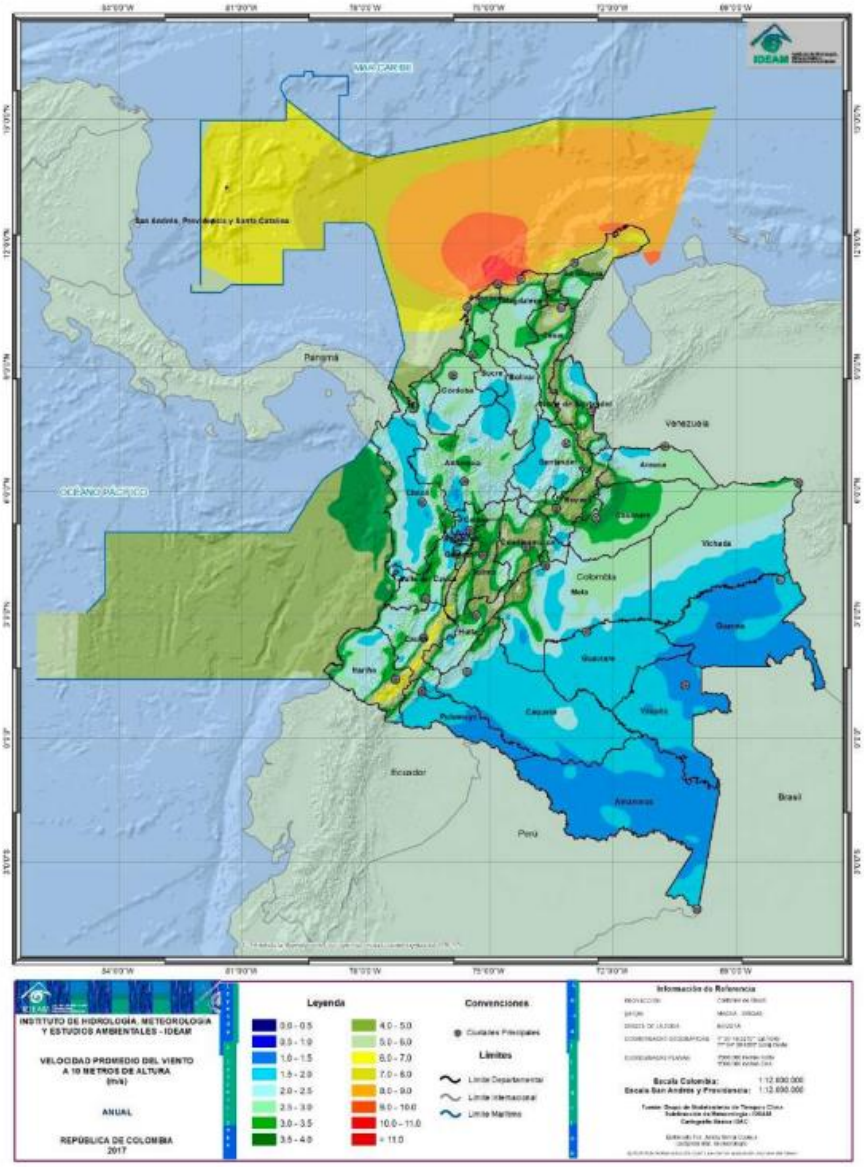


Figura 23. Atlas Eólico de Colombia [3].

Teniendo esto en cuenta, el aprovechamiento eólico terrestre c considerando más de un solo sitio sólo es posible a gran escala en los departamentos de La Guajira y Atlántico. La Guajira tiene, con diferencia, el mayor potencial de energía eólica, pero también es el hogar de los wayuu y otras comunidades indígenas, lo que supone un reto para el desarrollo de proyectos en relación con las prolongadas y complejas negociaciones.

Para dar cuenta de esta situación, investigadores de Energética 2030 analizaron el rendimiento financiero y medioambiental de los parques eólicos. Se espera que los proyectos más atractivos para los promotores sean los más rentables y los que requieran una menor gestión medioambiental. Por ello, las criticidades medioambientales y el LCOE de los proyectos se clasificaron en 3 grupos: bajo, medio y alto. La mayor idoneidad se asocia a una puntuación de 1, y la menor, a puntuaciones de 9 (véase la Figura 24). Los proyectos actuales en desarrollo con una capacidad de 20 MW o superior se muestran superpuestos.

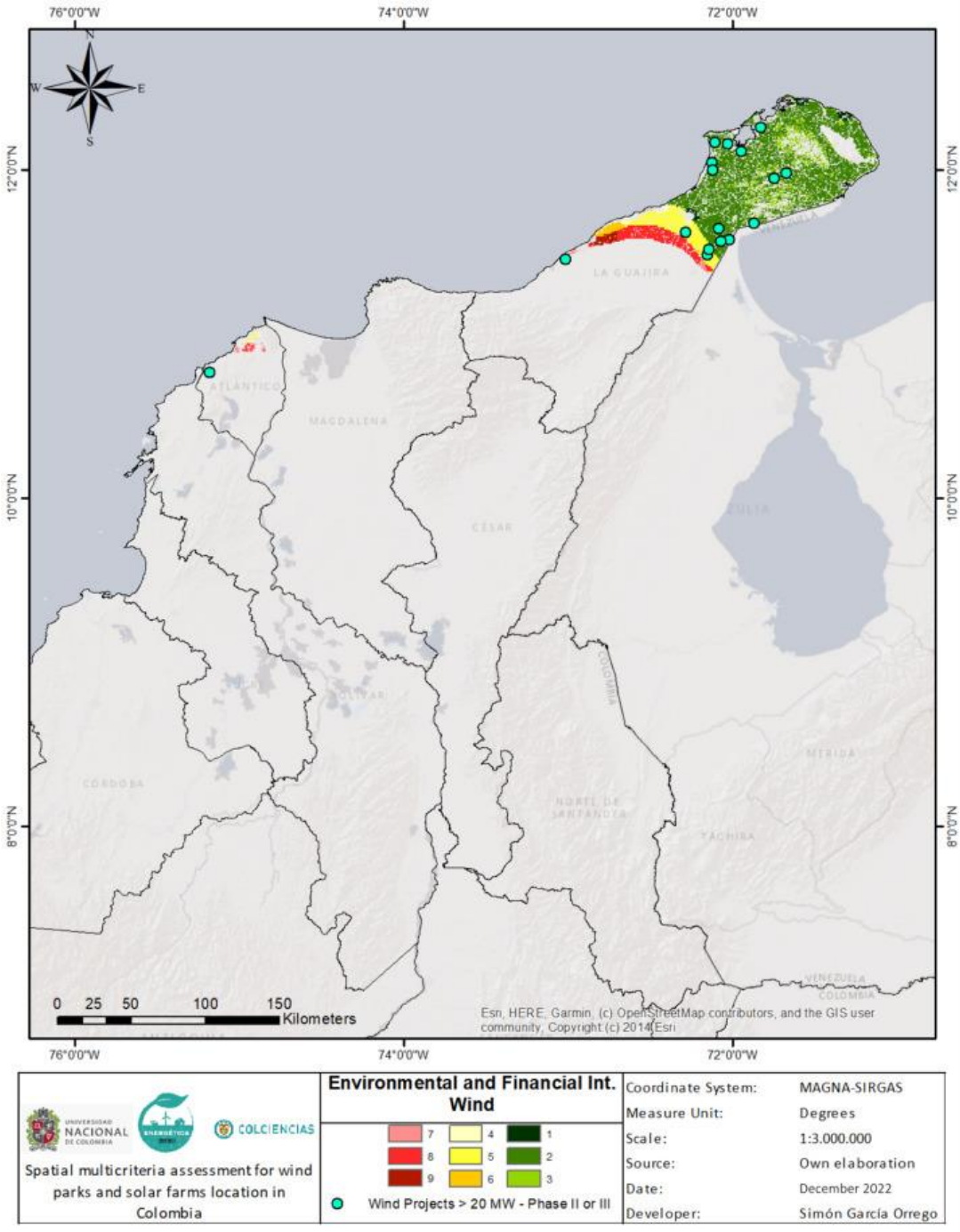


Figura 24. Integración del rendimiento financiero y las criticidades medioambientales de los parques eólicos en Colombia [4].

Como se muestra en la Figura 24, los recursos eólicos explotables se concentran principalmente en el norte de la región Caribe, particularmente en los municipios de Uribia, Maicao y Manaure en el departamento de La Guajira, así como en Puerto Colombia, Barranquilla, Tubará y Galapa en el departamento del Atlántico a lo largo de la costa norte. A pesar de la limitada disponibilidad de viento en otras regiones del país, los proyectos de energía eólica se enfrentan a importantes

restricciones debidas a factores medioambientales. Los retrocesos de seguridad respecto a zonas pobladas, carreteras y ríos reducen considerablemente el terreno disponible para el desarrollo de la energía eólica. No obstante, si se construyeran todos los parques eólicos potenciales, Colombia podría añadir aproximadamente 35 GW de capacidad instalada a su red energética y generar 176 TWh anuales aprovechando esta fuente de energía no convencional [*4]*.

3.2. Entrada

Una turbina aprovecha la energía del viento y la convierte en energía eléctrica.

3.3. Salida

Electricidad.

3.4. Capacidades típicas

Las turbinas terrestres a escala comercial instaladas actualmente con una capacidad de entre 3 y 6 megavatios (MW) en diversos mercados de todo el mundo se clasifican generalmente en función de su capacidad nominal. Las turbinas de menor escala utilitaria ya no están disponibles en el mercado debido al desarrollo técnico. Las variantes más pequeñas y las microturbinas, de entre 1 y 25 kilovatios (kW), se clasifican como turbinas eólicas domésticas.

En el mercado global, y como muestra la Figura 25, el tamaño de las turbinas no ha dejado de aumentar con el tiempo. Este crecimiento se atribuye a generadores más grandes, alturas de buje más elevadas y rotores de mayor tamaño, que en conjunto mejoran la generación de electricidad. La adopción de una potencia específica más baja -aumentando la superficie del rotor manteniendo la misma potencia nominal del generador- mejora el factor de planta, sobre todo porque la producción de energía a velocidades del viento inferiores a la potencia nominal se escala directamente con la superficie barrida del rotor. Además, las mayores alturas de buje asociadas a turbinas más grandes suelen ofrecer mayores recursos eólicos.



Figura 25. Aumento del rendimiento de los aerogeneradores terrestre [5].

La potencia nominal media de los aerogeneradores terrestres en el mercado global ha pasado de alrededor de 1 MW desde el año 2000 a aproximadamente 5,3 MW en 2021, y se espera que alcance casi 6 MW en 2035. Los diámetros de rotor (DR) han seguido una tendencia similar, que comenzó en 50,17 metros en 2000 y alcanzó los 158 metros en 2021. Se prevé que las turbinas tengan un diámetro de rotor de 174 metros en 2035. Existe una gama considerable de capacidad en torno a los valores medios desplegados, ya que actualmente también se instalan turbinas del tamaño de 6 MW, pero también se siguen utilizando en proyectos turbinas más antiguas con una capacidad inferior de 2 MW.

En promedio, el factor de planta de las turbinas terrestres instaladas en Dinamarca antes de 2000 se mantuvo por debajo del 25 % (equivalente a unas 2.200 horas a plena carga). En cambio, las turbinas terrestres instaladas después de 2010 presentan un factor de planta medio que suele oscilar entre el 30 % y el 35 % (lo que equivale a entre 2.600 y 3.100 horas a plena carga). Esta tendencia hacia rotores de mayor tamaño y menor potencia específica no es exclusiva de Dinamarca, sino que se observa en todo el mundo [31].

3.5. Requerimiento de espacio

Los parques eólicos tienen dos tipos de impacto sobre el suelo: la superficie total y la superficie de impacto directo. Las grandes instalaciones eólicas utilizan entre 10 y 50 hectáreas por megavatio de producción, sobre todo para espaciar las turbinas. Por término medio, los parques eólicos requieren 24 hectáreas por megavatio, dependiendo de la medición y de la consideración de la superficie de que conste el parque eólico. Esto se debe a que, a pesar de la gran demanda de terreno, los parques eólicos suelen coexistir con actividades agrícolas, aunque la construcción y los edificios cercanos a las turbinas están restringidos [6]. Cuando se utiliza junto con la agricultura, la zona entre las turbinas puede utilizarse en su totalidad, aparte de las deducciones marginales de los caminos de acceso de mantenimiento.

3.6. Consumo de agua

Los parques eólicos terrestres no suelen utilizar agua dulce en el propio proceso de generación de energía. Existe un consumo marginal de agua en los edificios durante la fase de explotación y en algunos procesos durante la fase de construcción.

3.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

La electricidad generada por el viento es inherentemente variable debido a su dependencia de las condiciones meteorológicas imperantes. Por consiguiente, la capacidad de regulación de frecuencia de las turbinas depende de las condiciones meteorológicas. Durante los periodos de poco viento (velocidad inferior a 4-6 m/s), la capacidad de regulación de las turbinas es limitada, salvo potencialmente para la regulación de la tensión. Aunque las turbinas modernas, equipadas con inversores y sistemas de control avanzados, ayudan a estabilizar la red suministrando potencia reactiva, su capacidad de regulación depende de las condiciones meteorológicas.

En condiciones de recurso eólico suficiente (velocidad superior a 4-6 m/s, pero inferior a 25-30 m/s), las turbinas pueden ofrecer sistemáticamente una regulación de frecuencia descendente y, en muchos casos, ascendente, siempre que la turbina funcione en modo de reducción de potencia, manteniendo deliberadamente una producción inferior a su potencial en función del viento disponible. Aunque técnicamente es posible, la práctica de hacer funcionar las turbinas a

un nivel de potencia reducido para facilitar la regulación de frecuencia al alza es poco frecuente. Esto se debe al requisito típico de que los operadores del sistema compensen a los propietarios por los ingresos reducidos, lo que lleva a una utilización limitada de esta función en muchos países [7]. La generación eólica puede ajustarse rápidamente a la baja para equilibrar la red. El tiempo de arranque desde la ausencia de producción hasta el pleno funcionamiento depende de las condiciones del viento.

La energía eólica influye en el funcionamiento fiable del sistema eléctrico en función de su nivel de penetración, el tamaño del sistema eléctrico, la combinación de capacidad de generación, la variación de la carga y la interconexión con los sistemas eléctricos vecinos. La naturaleza intermitente de la energía eólica puede provocar problemas de equilibrio de la energía en un sistema eléctrico altamente integrado con la energía eólica, ya que puede desviar la frecuencia del sistema de su nivel nominal y el intercambio de energía de la línea de interconexión del programa de generación planificado y rentable. Por tanto, la integración a gran escala de la energía eólica plantea a los operadores del sistema el reto de mantener un estrecho equilibrio entre la producción y el consumo en sus sistemas de energía individuales y el intercambio de la línea de interconexión en su programación.

Los recursos de energía eólica a lo largo de la Costa Caribe podrían complementar eficazmente la generación hidroeléctrica del país tanto durante las estaciones secas del ciclo climático anual como durante los eventos del fenómeno de El Niño Oscilación del Sur (ENOS). Esta relación se caracteriza por una correlación inversa entre el suministro de agua al sistema eléctrico nacional y la disponibilidad de energías renovables no convencionales como la solar y la eólica; a medida que los niveles de agua disminuyen, los recursos solares y eólicos tienden a aumentar, y viceversa. La sinergia entre estos dos recursos específicos no es constante, sino que varía a lo largo del año y en respuesta a los cambios en las condiciones ENOS [8-9].

La previsión de la energía eólica desempeña un papel importante, ya que, por ejemplo, en un sistema eléctrico danés actual, un solo aumento o disminución de 1 m/s en la velocidad del viento generará un desequilibrio de potencia de aproximadamente 350 MW [10].

Los métodos de control desarrollados y las reservas disponibles son adecuados para hacer frente al suministro variable de energía eólica en los sistemas eléctricos existentes. Sin embargo, es necesario revisar los métodos de funcionamiento y control para la futura integración de la energía eólica, ya que las centrales eólicas sustituirán a las convencionales en los sistemas eléctricos modernos.

En Colombia, la introducción de sistemas eólicos obliga a una modernización de los procedemientos de operación del mercado eléctrico, ya que será necesario activar el despacho de energía con un horizonte de planificación reducido para disminuir la carga de regulación en tiempo real. Sobre todo, si se planifica como respaldo a la previsible ineficacia de las centrales hidroeléctricas durante El Niño, la fase cálida del ENSO. Varios países europeos han introducido el despacho de mercado como parte del mercado europeo de la electricidad que funciona con un plan de despacho con una hora de antelación para gestionar los desequilibrios de energía en un sistema eléctrico muy integrado con la energía eólica, complementado por el mercado intradiario y el mercado de equilibrio para tener en cuenta las irregularidades en una escala temporal inferior a una hora.

Las centrales de despacho participan en la regulación al alza o a la baja de la potencia activa, mientras que el control automático de la generación (AGC) regula a la baja la producción de potencia activa de la central eólica (WPP) sólo en caso de exceso de generación y cuando las centrales de despacho operan en sus límites mínimos. La estrategia AGC integra eficazmente las Centrales Eólicas en el control secundario regulando a la baja su producción sólo en caso de exceso de generación y utiliza la energía eólica disponible en caso de déficit de generación. El desequilibrio de potencia restante tras la respuesta del AGC se minimiza mediante la activación programada [11].

3.8. Ventajas/desventajas

3.8.1. Ventajas

- Las turbinas no producen emisiones durante su funcionamiento.
- Las turbinas en funcionamiento no emiten gases de efecto invernadero, lo que contribuye a un medio ambiente más limpio.
- Debido a los bajos costos operativos y a la ausencia de gastos de combustible, la energía eólica ofrece estructuras de costos predecibles y estables.
- La naturaleza modular de la tecnología eólica facilita la expansión escalable de la capacidad, garantizando la flexibilidad para adaptarse a la demanda, evitando así sobreconstrucciones innecesarias y los costos asociados a activos inutilizados.
- Los proyectos de energía eólica suelen tener plazos de entrega más cortos que los de otras tecnologías energéticas alternativas, lo que permite una implementación más rápida.
- El recurso eólico complementa la disponibilidad de la energía hidroeléctrica, ya que el perfil genérico de generación anual es diferente [34].
- Los sistemas eólicos se pueden desarrollar fácilmente como sistemas híbridos con baterías como una estrategia para mitigar impactos en variabilidad, complementariedad y fortaleza de red.

3.8.2. Desventajas

- Al principio, la energía eólica requiere mucho capital e importantes inversiones para su instalación.
- La dependencia del viento como recurso energético introduce variabilidad en la producción de energía, lo que afecta la consistencia.
- En comparación con las centrales térmicas tradicionales, la energía eólica contribuye moderadamente a garantizar la adecuación continua de la capacidad.
- El carácter intermitente de la energía eólica requiere una potencia de regulación complementaria para gestionar las fluctuaciones y la estabilidad de la red.
- Las turbinas pueden tener impacto visual y producir ruido, afectando a las comunidades cercanas.
- Los recursos eólicos de alta calidad en Colombia suelen encontrarse en áreas remotas, lo que requiere infraestructura de red para conectarse con los centros de consumo.

3.9. Medio ambiente

La energía eólica es una fuente de energía limpia. Las preocupaciones medioambientales incluyen el uso del suelo y la ubicación de los parques, así como el impacto visual si están cerca de la población, incluido el parpadeo de los cambios rápidos entre la sombra y la luz cuando la turbina está entre el sol y la comunidad, el ruido y el riesgo de colisiones con murciélagos o aves.

El impacto visual de las turbinas es un tema controversial, sobre todo porque las turbinas de energía eólica terrestre son cada vez más grandes.

La oscilación suele gestionarse mediante una combinación de herramientas de predicción y control de las turbinas. En algunos casos, puede ser necesario apagar las turbinas durante breves periodos de tiempo cuando el parpadeo pueda afectar a las viviendas cercanas.

El ruido puede tratarse en la fase de planificación, si es pertinente para un parque eólico determinado. Los niveles de emisión sonora admisibles se calculan en función de los niveles de presión sonora admisibles en las proximidades. En algunos casos, es necesario hacer funcionar las turbinas a una velocidad de rotación reducida y/o con un ajuste de paso menos agresivo para cumplir los requisitos de ruido. El funcionamiento con reducción de ruido puede causar una reducción de la producción anual de energía del 5-10 % debido al aumento de las paradas manuales a pesar de la capacidad de funcionamiento, según la experiencia danesa, donde el funcionamiento con reducción de ruido se ha aplicado en algunos parques eólicos relevantes. A pesar de cumplir los niveles de emisión de ruido exigidos, las turbinas a veces dan lugar a quejas por ruido de las comunidades cercanas. En 2013, la Agencia Danesa de Medio Ambiente investigó cómo influyen en la salud humana las turbinas y, en especial, el ruido que emiten. El informe presentaba varios hallazgos [12]:

- No se han encontrado pruebas concluyentes de una correlación entre la exposición a corto y largo plazo al ruido de las turbinas y la aparición de coágulos sanguíneos en el corazón y accidentes cerebrovasculares.
- Los resultados del estudio no respaldan una relación entre la exposición a largo plazo al ruido de las turbinas y la diabetes de reciente aparición, ni al desarrollo defectos congénitos negativos durante el embarazo.
- En el caso de las personas mayores de 65 años que tomaban por primera vez medicamentos para dormir y antidepresivos, los investigadores hallaron una relación con los niveles elevados de ruido de las turbinas en el exterior, y escasos indicios de resultados similares en el caso de las personas que tomaban por primera vez medicamentos para el tratamiento de la hipertensión arterial.
- En general, el estudio incluye pocas enfermedades entre los grupos expuestos a los niveles de ruido más elevados. Los investigadores no consideran válidos los resultados a menos que los reproduzcan otros investigadores.

Un estudio bibliográfico canadiense concluye que los aerogeneradores pueden causar molestias a las poblaciones cercanas, pero no se ha podido establecer una relación causal entre el ruido de las turbinas y la salud de las personas cercanas [13].

El riesgo de colisión de aves ha sido motivo de preocupación en Dinamarca debido a la proximidad de las turbinas con las rutas migratorias de las aves. En general, resulta que las aves

pueden navegar alrededor de las turbinas, y los estudios informan de una baja mortalidad general de las aves, aunque con algunas variaciones regionales [14].

El impacto ambiental de la fabricación de turbinas eólicas es moderado y está en consonancia con el impacto de otras producciones industriales normales. La extracción y refinación de los metales utilizados en los imanes permanentes es un motivo de preocupación [1, 15, 16]. En varios estudios se calcula que el tiempo de amortización energética de una turbina terrestre es del orden de 3-9 meses [17, 18].

Los estudios de evaluación del ciclo de vida (ECV) de los parques eólicos han llegado a la conclusión de que los impactos ambientales proceden de tres fuentes principales:

- Residuos a granel de la torre y los cimientos, aunque un alto porcentaje del acero se recicla.
- Residuos peligrosos de los componentes de la góndola.
- Gases de efecto invernadero (por ejemplo, CO_2 de la fabricación de acero y disolventes de los recubrimientos superficiales).

Aproximadamente el 96 % de una turbina está fabricada con materiales reciclables, como acero, cobre, aluminio y plásticos en su carcasa exterior y sus componentes. Con más de 8.000 piezas, las turbinas suelen estar diseñadas (garantizadas) para funcionar hasta 25 años, pero empíricamente suelen funcionar más tiempo [30], y la mayoría de sus materiales pueden reciclarse al final de su vida útil. Sin embargo, las palas, normalmente de fibra de vidrio, no son totalmente reciclables y suelen acabar en vertederos o incineradas. Están surgiendo métodos innovadores para reutilizarlas, como el uso de fibra de vidrio en la producción de cemento o la reutilización de astas enteras en estructuras como cobertizos para bicicletas, barreras acústicas y puentes. Con el aumento de la oferta de palas al final de su vida útil debido al crecimiento del mercado global de la energía eólica, se espera que surjan métodos adicionales para reutilizar y reciclar estos componentes.

3.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

La investigación futura se centrará en reducir los costos de inversión mediante tecnologías mejoradas de diseño y reducción de la carga. Se desarrollarán métodos más eficaces para determinar los recursos eólicos, incluidas las condiciones externas de diseño, y se mejorará el desempeño aerodinámico. Se intentará reducir los costos operativos y de mantenimiento mejorando la fiabilidad de los componentes de las turbinas. Se avanzará en los servicios auxiliares, se mejorará la integración con los sistemas energéticos y se perfeccionarán las herramientas de previsión de la energía eólica. La investigación también explorará formas de mejorar la calidad de la energía, reducir el ruido, optimizar las estrategias de repotenciación y explorar soluciones de almacenamiento para aumentar el valor de la energía eólica [5].

3.10.1. Perspectivas de la investigación en Colombia

Investigadores de Energética 2030 se dedicaron a diseñar y construir un pequeño aerogenerador, destinado a zonas rurales y aisladas. El aerogenerador se compone de un eje horizontal, un rotor de paso fijo y un sistema de orientación pasivo. Genera energía con vientos de entre 2,5 m/s y 25 m/s, con un coeficiente de potencia de 0,43. Este aerogenerador innovador utiliza materiales compuestos para mejorar su eficiencia y adaptabilidad, y se espera que mejore la generación de energía distribuida en Colombia [19].

Parsons Kinetics es una empresa colombiana que desarrolla aerogeneradores a pequeña escala, como se muestra en la Figura 26, El aerogenerador bioinspirado alcanza una alta eficiencia a velocidades de viento bajas, de 3,5 m/s, lo que lo hace adecuado para muchas zonas geográficas. A diferencia de las grandes turbinas comerciales, que requieren más de 10 m/s, este diseño ofrece un aprovechamiento del viento casi ideal, con un coeficiente de potencia (C_p) cercano al 60 %. Además, reduce los costos energéticos en un 55 % por kWh en comparación con otras turbinas de este segmento de capacidad, proporcionando una solución competitiva para la generación de energía [21].

Existen tambien otras experiencias de desarrollo de aerogeneradores en Colombia como la turbina Kadua 200 de la Escuela Colombiana de Ingeniería [32] y el Kit eólico de ejer vertical desarrollado por SUNEO Energy [33].



Figura 26. Turbina a pequeña escala de Parsons Kinetics [21].

3.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Oferta actual de aerogeneradores terrestres en Dinamarca:

En la actualidad, el mercado danés de aerogeneradores terrestres cuenta sobre todo con turbinas comercialmente homologadas de Siemens Gamesa y Vestas. Estas turbinas suelen tener una potencia nominal de entre 4,5 y 7 megavatios (MW) y un diámetro de rotor de entre 100 y 150 metros. Sin embargo, las alturas de los bujes suelen estar limitadas, sobre todo por cuestiones de impacto visual y de distancia a poblaciones cercanas. En Colombia no existe esta normativa. Los actuales proyectos colombianos que han obtenido financiación se desarrollan con una media de turbinas de 4,3 MW y entre 2 y 5,6 MW [29].

En particular, no se han observado alturas de buje superiores a 125 metros fuera de las zonas de prueba específicas, ya que los proyectos existentes superan las limitaciones impuestas por el impacto visual y los requisitos de distancia a las zonas vecinas.

3.12. Predicción de desempeño y costo

La Tabla 3-2 compara diferentes estimaciones de costos de inversión procedentes de diversas fuentes. Los datos se centran en la energía eólica terrestre a escala de servicios públicos.

Tabla 3-2. Comparación de los costos de inversión para eólica terrestre. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	1,37	2024
Datos nacionales		
Reuniones bilaterales con partes interesadas locales	1,1 – 1,5	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Dinamarca (2023)	1,28	2022
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	1,85	2023
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	1,82	2022
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	1,18	2021
IRENA (LATAM excl. Brasil)	1,47	2023
NREL ATB (2023)	1,36 – 2,00	2023
Lazard, LCoE, 2024	N/A	

El desarrollo de la energía eólica terrestre en Colombia incluye una variedad de capacidades de los parques eólicos con algunas economías de escala entre ellos. Dada la fase de desarrollo en la que se encuentra la generación actual de turbinas a escala de servicio público, el sector está de acuerdo en las cifras de costos, pero tiene poca experiencia en cifras reales basadas en plantas totalmente desarrolladas y puestas en marcha. Aunque varios proyectos han obtenido permisos o han conseguido financiación y han iniciado la fase de construcción, muchos parques aún no han entrado en servicio.

Los costos de explotación y mantenimiento se derivan de los costos de inversión CAPEX (gastos de capital), suponiendo un 2,5 % anual por gasto de capital.

En este catálogo, la predicción del costo de turbinas de pequeña potencia y parques eólicos afines se obtiene mediante la economía de escala derivada de los parques de gran potencia, ya que se dispone de pocos datos fiables sobre turbinas de pequeña potencia. La comparación se realiza utilizando los tamaños de turbina típicos de cada ficha técnica y convirtiendo el costo de inversión con un factor de proporcionalidad de 0,85. Aunque la ingeniería difiere ligeramente para los modelos de turbina típicos presentados anteriormente, se ha observado la misma proporcionalidad también para otras tecnologías de este catálogo.

3.13. Observaciones adicionales

Los avances tecnológicos y las continuas mejoras en el mantenimiento y los materiales han ampliado la vida técnica prevista de las turbinas eólicas. Mientras que la hipótesis tradicional era un ciclo de vida de 20 años, los estudios actuales y las observaciones prácticas sugieren que las turbinas instaladas próximamente podrían tener una vida útil prevista de 25 años [26-28]. De cara al futuro, entre 2030 y 2050, es plausible que las turbinas eólicas puedan durar hasta 30 años, dadas las continuas mejoras y perfeccionamientos en el diseño, los materiales y las estrategias operativas de las turbinas. Las turbinas eólicas domésticas, clasificadas como micro o pequeños aerogeneradores con potencias de hasta 25 kW, tienen una normativa específica en Dinamarca. Suelen estar situadas muy cerca de los edificios, a menos de 20 metros [17], y están sujetas a requisitos de ruido similares a los de las turbinas más grandes [17].

3.14. Referencias

[1] U.S. Department of Energy (DOE). (n.d.). Wind Energy. Retrieved from https://wind.energy.gov

[2] DTU. (2021). International Energy Report – Perspectives on Wind Energy.

[3] IDEAM, & UPME. (2017). Atlas de Viento de Colombia. Bogotá, D.C.: IDEAM. ISBN: 978-958-8067-96-4.

[4] Ángel-Sanint, E., García-Orrego, S., & Ortega, S. (2023). Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment: Case study of Colombia. Energy for Sustainable Development, 73, 152–164. https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.01.004

[5] Siddiqui, M. O., Feja, P. R., Borowski, P., Kyling, H., Nejad, A. R., & Wenske, J. (2023). Wind turbine nacelle testing: State-of-the-art and development trends. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 188, 113767. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113767

[6] Strata. (2017). The footprint of energy: Land use of U.S. electricity production.

[7] NREL. (2013). Fixed speed and variable-slip wind turbines providing spinning reserves to the grid.

[8] Henao, F., Viteri, J. P., Rodríguez, Y., Gómez, J., & Dyner, I. (n.d.). Annual and interannual complementarities of renewable energy sources in Colombia. Renewable and Sustainable Energy Reviews. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110209

[9] Echeverri Puerta, J. A. (2021). Study of wind potential in Colombia and its complementarity with hydraulic generation sources (Master's thesis). Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Departamento de Geociencias y Medio Ambiente, Medellín, Colombia.

[10] Energinet. (n.d.). Wind power to combat climate change. Retrieved from https://www.e-pages.dk/energinet/126/

[11] Basit, A., Altin, M., Hansen, A. D., & Sørensen, P. E. (2014). Balancing modern power systems with large-scale wind power.

[12] Ministry of Climate, Energy, and Utilities (Denmark). (2019). Undersøgelse om helbredseffekter af vindmøllestøj er afsluttet [Study on the health effects of wind turbine noise is completed]. Retrieved from https://www.kefm.dk/aktuelt/nyheder/2019/mar/undersoegelse-om-helbredseffekter-af-vindmoellestoej-er-afsluttet

[13] McCunney, R., et al. (2014). Wind turbines and health. Journal of Occupational and Environmental Medicine, 56(11).
[14] Naturvårdsverket. (2011). Vindkraftens påverkan på fåglar och fladdermöss [The impact of wind power on birds and bats].
[15] Vestas Wind Systems A/S. (2014). Life cycle assessment of electricity production from an onshore V112-3.3 MW wind plant.
[16] Siemens. (2014). Environmental product declaration - SWT-3.2-133. Retrieved from https://siemens.dk/wind
[17] Krohn, S. (1997). The energy balance of modern turbines.
[18] Haapala, K. R., & Prempreeda, P. (2014). Comparative life cycle assessment of 2.0 MW wind turbines. Oregon State University, USA.
[19] Megavind. (2014). Increasing the owner's value of wind power plants in energy systems with large shares of wind energy.
[20] Energética 2030. (n.d.). El proyecto "Generación eólica y fotovoltaica" construye generador híbrido [The project "Wind and photovoltaic generation" builds a hybrid generator]. Retrieved from https://www.energetica2030.co/el-proyecto-generacion-eolica-y-fotovoltaica-construye-generador-hibrido/
[21] Parsons Kinetics. (n.d.). Retrieved from https://parsonskinetics.com/
[22] Stockholm Environment Institute (SEI). (2023). Factores habilitantes para proyectos eólicos en La Guajira [Enabling factors for wind projects in La Guajira]. Retrieved from https://www.sei.org/wp-content/uploads/2024/01/sei2023.060-factores-habilitantes-proyectos-eolicos-guajira.pdf
[23] Energinet.dk. (2015). Information from Energinet.dk based on analyses of recent installed projects (2013–14), published under "Købsretsordningen".
[24] Schwabe, P., Lensink, S., & Hand, M. (2011). IEA Wind Task 26: Multi-national case study of the financial cost of wind energy.
[25] Energinet.dk. (2015). Information from Energinet.dk based on analyses of recent installed projects (2013–14), published under "Købsretsordningen".
[26] Naturlig Energi. (2012, January). Hvor længe holder en mølle [How long does a turbine last?].
[27] Green, R., & Staffell, I. (2014). How does wind farm performance decline with age? Renewable Energy, 66.
[28] Vindmøller lever længere end forventet [Wind turbines last longer than expected]. (2010, November). Retrieved from http://www.ing.dk/artikel/vindmoller-lever-laengere-end-forventet-114251
[29] Bloomberg New Energy Finance. (2024). Power Asset Database.
[30] Danish Energy Agency. (2024). Technology data for generation of electricity and district heating.
[31] Danish Energy Agency. (2024). Master data register for wind turbines at end of August 2024.
[32] Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. (n.d.). *La Escuela desarrolla turbina eólica de eje vertical para zonas no interconectadas de Colombia*. Retrieved February 21, 2025,

from https://www.escuelaing.edu.co/es/noticias/la-escuela-desarrolla-turbina-eolica-de-eje-vertical-para-zonas-no-interconectadas-de-colombia/

[33] Suneo Energy. (n.d.). *Turbina eólica vertical casera Colombia 1kW*. Retrieved February 21, 2025, from https://suneoenergy.com.co/turbina-eolica-vertical-casera-colombia-1kw

[34] Rodríguez-Espinoza, Y., Díaz-Mendoza, C., Álvarez-Bel, C., & Escrivá-Escrivá, G. (2021). Annual and Interannual Complementarities of Renewable Energy Sources in Colombia. *Energies, 14(2), 312*. https://doi.org/10.3390/en14020312

3.15. Ficha técnica

3.15.1. Gran escala

Tecnología	**Energía eólica – Terrestre a gran escala**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	4,5	6,2	7,0	2,0	5,6	5,5	9,0		2,3,9
Capacidad de generación de la central eléctrica total (MW_e)	100	100	100	10	300	10	300		9,11
Interrupción forzada (%)	2,5	2	2						3
Interrupción planificada (semanas al año)	0,16	0,16	0,16						3
Vida útil técnica (años)	27	30	30	25	35	25	40		2,3
Tiempo de construcción (años)	1,5	1,5	1,5						2
Espacio requerido ($1000m^2/MW_e$)	14	14	14						3
Media anual de horas a plena carga ($MWhe/MW_e$)	3.066	3.300	3.700						10
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teorético	37	39	44					E	
Factor de planta (%), incl. interrupciones	35	38	42	24	46	24	46	E	8
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)	-	-	-	-	-	-	-		
Carga mínima (% de la carga completa)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en caliente (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total (millones USD/MW_e)	1,37	1,30	1,23	1,10	1,50	1,20	1,26	A,D	1,2,3,4,5,6,9
- de la cual equipo	0,96	0,91	0,86	0,77	1,05	0,84	0,89	B,D	2,3,4,9
- de la cual instalación	0,41	0,39	0,37	0,33	0,45	0,36	0,38	B,D	2,3,4,9
O&M fijas (USD/MW_e/año)	27.400	26.000	24.600	22.000	30.000	24.000	25.500	C,D	1,2,3,4,5,6,9
O&M variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	0	0	0	0	0	0	0		

Datos específicos de la tecnología									
Altura del eje (m)	85	130	150	85	120	85	150		2,3,9
Diámetro del rotor (m)	135	162	190						9
Potencia específica (W/m^2)	314	301	247						2,3,9

Notas

A Dada la etapa temprana del mercado eólico terrestre en Colombia, los valores son una evaluación agregada de la literatura complementada con la agregación de datos del registro de la UPME.

B Equipos: Costo de las turbinas incluido el transporte. Instalación: Infraestructura eléctrica de la turbina, obras civiles, conexión a la red, planificación y gestión. El reparto de costos puede variar considerablemente de un proyecto a otro. El valor central supone un reparto 70/30.

C O&M correspondiente al 2% del CAPEX/año. Todo el O&M se asume como costo fijo. En realidad, algunos de ellos serán variables, pero dada la gran dispersión de los posibles factores de capacidad, todos los gastos de funcionamiento se acumulan como fijos para simplificar el cálculo.

D Los costos se proyectan con una tasa de aprendizaje del 5% basada en [1] y [2], y una tasa de aprendizaje del 6% para OPEX basada en [2]. El aprendizaje está vinculado a las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando los escenarios "Announced Pledges" para los valores centrales y "Stated Policies" y "Net Zero Emissions by 2050" como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente.

E Estos datos proceden de Guajira I y WESP-01, los únicos proyectos operando de Colombia (en 2024 todavía estaban en etapa de pruebas)

F El tamaño medio de los proyectos se ha calculado en conversaciones con las partes interesadas y se ajusta al tamaño medio de los proyectos colombianos para los que se ha obtenido financiación. El rango de incertidumbre muestra la gran dispersión de estos proyectos.

Referencias

[1] UPME, "Registro de proyectos de generación" database.
[2] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for generation of electricity and District Heating, 2024.
[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024.
[4] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023.
[5] Danish Energy Agency, Indian Technology Catalogue Generation and Storage of Electricity, 2022.
[6] IEA, 2023, World Energy Outlook Global Energy and Climate Model input data.
[7] IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022.
[8] Calculation from Sinergox - Data Provided by MME.
[9] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group.
[10] World Bank, Global Wind Atlas.
[11] Bloomberg New Energy Finance, Power Asset Database.

3.15.2. Pequeña escala

Tecnología	Energía eólica - Pequeñas turbinas eólicas terrestres < 1 MW								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW$_e$)	0,01	0,01	0,01	0,005	0,025	0,005	0,025		1,2
Capacidad de generación de la central eléctrica total (MW$_e$)	1	5	10	1	10	1	10		3
Interrupción forzada (%)	2	1,5	1,5	0	8	0	8		1,2,3
Interrupción planificada (semanas al año)	0,16	0,16	0,16						1,2,3
Vida útil técnica (años)	27	30	30	25	35	25	40		1,2
Tiempo de construcción (años)	1	1	1						1,2,3
Espacio requerido (1000m^2/MW$_e$)	11	11	11						2,3
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teorético	26	26	26	20	33	20	33		3
Factor de planta (%), incl, interrupciones	25	25	25	20	30	20	30		3
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)	-	-	-	-	-	-	-		
Carga mínima (% de la carga completa)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en caliente (horas)	-	-	-	-	-	-	-		

Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total (millones USD/MW_e)	3,4	3,3	3,1	3,0	3,8	3,0	3,2	A,D	1
- de la cual equipos	2,4	2,3	2,2	2,1	2,7	2,1	2,2	B,D	1
- de la cual instalación	1,0	1,0	0,9	0,9	1,1	0,9	0,9	B,D	1
O&M fijas (USD/MW_e/año)	68.500	64.300	60.200	51.375	85.625	45.150	75.250	C,D	1,2
O&M variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A Los valores coinciden con los de [1] y [2], que expresan las turbinas eólicas de pequeña escala con un factor de proporcionalidad de 0,8 en comparación con las turbinas de gran escala. El costo varía significativamente en función de los distintos diseños y tipos de aerogeneradores de pequeña escala

B Se supone que la incertidumbre del costo de inversión para el año base se escala con el factor de proporcionalidad en función de los tamaños de capacidad, con un costo menor debido a la mayor capacidad empleada

C El O&M fijo corresponde al 2,7% del CAPEX/año dado el mismo factor de proporcionalidad entre eólica a gran escala y a pequeña escala. Los valores de incertidumbre son +/-25%.

D Los costos se proyectan con una tasa de aprendizaje del 5% basada en [1] y [2], y una tasa de aprendizaje del 6% para OPEX basada en [2]. El aprendizaje está vinculado a las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando datos de los escenarios "Announced Pledges" para los valores centrales y "Stated Policies" y "Net Zero Emissions by 2050" como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente.

E Se utiliza un factor de proporcionalidad α de 0,85 para convertir el costo presentado de la hoja de datos a pequeña escala, de acuerdo con la economía de escala encontrada en la literatura y en línea con los aportes de las partes interesadas.

F La incertidumbre de la operación y mantenimiento se basa en un margen de +/- 25%, de acuerdo con [2].

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for generation of electricity and District Heating, 2024

[2] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024

[3] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group

4. Energía Eólica - Costa Afuera

4.1. Breve descripción de la tecnología

Los principios básicos de funcionamiento de los aerogeneradores de energía eólica costa afuera son los mismos que los de los aerogeneradores terrestres, aunque se requieren modificaciones para que los aerogeneradores sean adecuados para su despliegue en alta mar. Para una descripción técnica detallada, véase el capítulo *Energía Eólica - Terrestre*. Sin embargo, existen cuestiones específicas para los aerogeneradores de energía eólica costa afuera, que se presentan a continuación:

El entorno corrosivo de alta mar, debido a los altos niveles de sal y humedad del aire, impone requisitos adicionales a los componentes eléctricos y mecánicos. Desde el primer proyecto mundial de energía eólica costa afuera, en Vindeby (Dinamarca), muchos aerogeneradores costa afuera se han equipado con sistemas de aire acondicionado para proteger los sensibles componentes electrónicos del interior de las unidades, y con pintura protectora apta para el Mar del Norte para proteger las estructuras externas de acero [28].

Los cimientos de los aerogeneradores costa afuera están sometidos a condiciones de carga más complejas que los cimientos terrestres, por lo que su diseño y concepto son muy diferentes. Deben diseñarse para resistir el duro entorno marino y el impacto de grandes olas y tormentas tropicales, lo que contribuye a que sean más costosas que sus homólogos terrestres.

Hasta ahora, las granjas eólicas costa afuera se han instalado sobre cuatro tipos diferentes de cimentación: monopilotes, gravedad, jacket y estructuras de trípode. En la actualidad, los monopilotes y las estructuras tipo jacket son los tipos de cimentación más comunes y aún están en fase de desarrollo. La elección del tipo de cimentación depende de las condiciones locales del lecho marino y de la profundidad del agua (véase la Figura 27). En la actualidad se investigan cimentaciones de fondo fijo que pueden desplegarse hasta 70 m con la tecnología más avanzada. Se han investigado cimentaciones con cubos de succión para distintas aplicaciones. Las cimentaciones con cubos de succión son adecuadas sobre todo cuando el lecho marino es de arena, pero pueden tener la ventaja de un menor costo de desmantelamiento y de una instalación silenciosa en comparación con los monopilotes, aunque la experiencia en el despliegue es limitada y, en consecuencia, el riesgo es mayor. Los cubos de succión pueden utilizarse como “anclas” para cimientos tipo jacket a grandes profundidades de agua, donde el efecto de succión es más fácil de conseguir debido a la mayor presión del agua sobre los cubos. Las innovaciones tecnológicas, como las subestructuras flotantes, pueden reducir el costo global en el futuro. Las subestructuras flotantes pueden diseñarse para adaptarse bien a la producción en serie y son la única solución para las aguas profundas, en las que los monopilotes y las jackets llegan a sus límites [28].

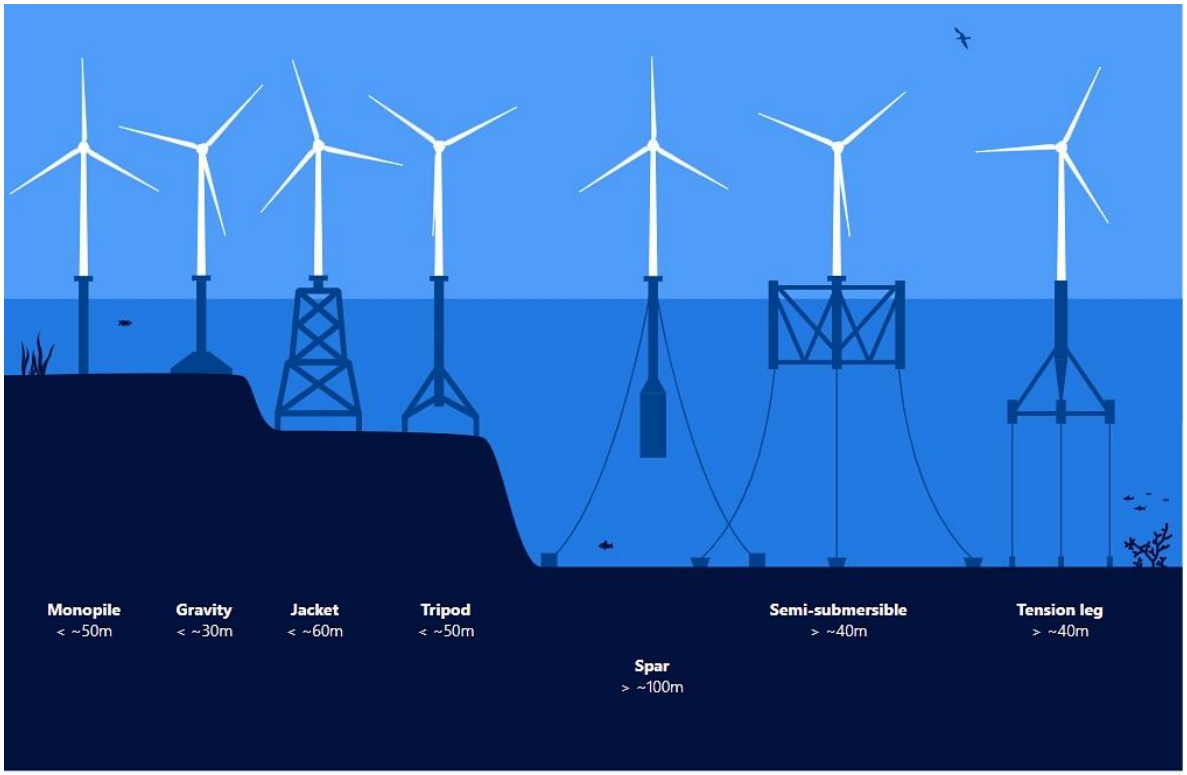


Figura 27. Tipos de cimientos para generación eólica costa afuera [1].

Los parques de generación eólica costa afuera se construyen normalmente con grandes turbinas en un número considerable. Los parques de generación eólica costa afuera más recientes desarrollados en Dinamarca tienen una capacidad de 800-1.000 MW, según lo acordado en el contrato energético de 2018. La última licitación danesa concluida es Thor, por la que la empresa de servicios públicos y el promotor de generación eólica costa afuera, la alemana RWE, obtuvieron los derechos para seguir desarrollando el proyecto. Le seguirá Hesselø, con una capacidad prevista de 1.000 MW más hasta 200 MW detrás del contador para posibles aplicaciones de almacenamiento o Power to X. El Parlamento danés acordó en 2021 una capacidad adicional de 2 GW con el objetivo de que se construya antes de 2030. Si a esto se añaden los centros energéticos (islas energéticas) del Mar del Norte y el Mar Báltico, que previsiblemente suministrarán energía tanto a Dinamarca como a los países vecinos, se están sentando las bases de un sistema de suministro más integrado en alta mar. En aguas del Reino Unido, los Países Bajos y Alemania se están desarrollando actualmente granjas eólicas costa afuera de varios miles de MW. Es probable que esta tecnología se implante también en los países en desarrollo en los próximos años.

En la actualidad, los aerogeneradores costa afuera en Europa llevan incorporados transformadores que suministran 66 kV al sistema de cables del parque eólico como tamaño estándar. Se están investigando soluciones de 132 kV. El mayor nivel de tensión reducirá los costos y las pérdidas específicas de los cables y los costos totales del ciclo de vida, con lo que se reducirá el costo de la energía. En los parques tradicionales de generación eólica costa afuera, los cables del sistema se conectan a una estación transformadora en el parque eólico. Aquí, la

tensión se transforma a 150 kV, 220 kV o 320 kV para su exportación a la red terrestre. Con mayores capacidades en alta mar, las soluciones HVDC son cada vez más importantes.

El recurso eólico costa afuera aumenta con la distancia de la costa [2] y, en consecuencia, los parques eólicos alejados de la costa tendrán generalmente un factor de planta es más elevado que los parques eólicos cercanos a la costa. Sin embargo, debido al diseño simplificado de la red, sin subestación en alta mar, así como a las aguas poco profundas y a las distancias más cortas a los centros de servicio, los parques eólicos cercanos a la costa tienen niveles de costo más bajos tanto para la inversión como para la operación y mantenimiento.

4.1.1. Potencial de Colombia para la Generación Eólica Costa Afuera

Como se ilustra en la Figura 28, la costa caribeña de Colombia cuenta con importantes recursos energéticos eólicos con un potencial técnico estimado de 109 GW. Las velocidades del viento, especialmente en la región de La Guajira, superan frecuentemente los 10 metros por segundo, con un factor de planta neto estimado para proyectos representativos -la cantidad de electricidad que podrían producir en comparación con su potencial teórico total- cercano al 70 %, uno de los más altos del mundo [3].

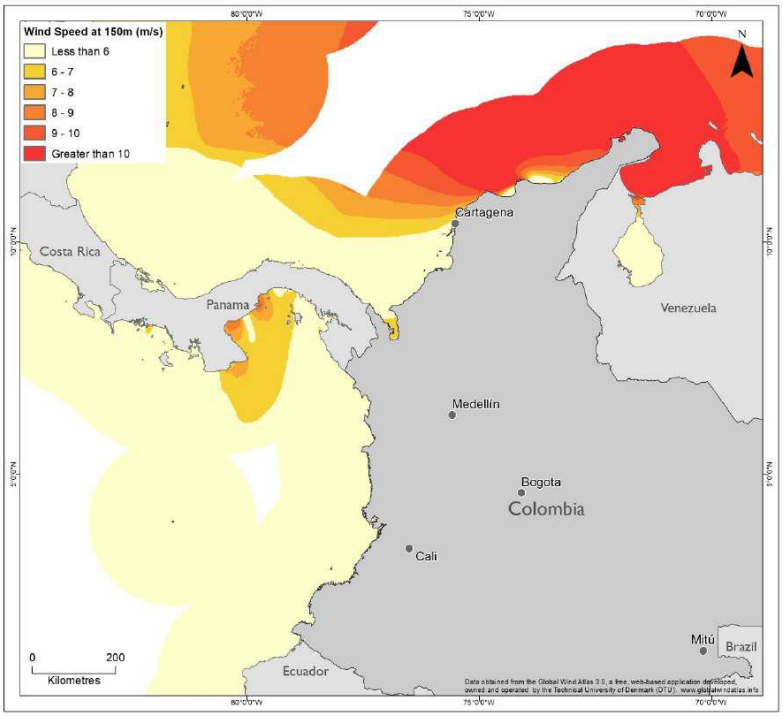


Figura 28. Velocidad de la Generación Eólica en Colombia Costa Afuera [3].

El litoral colombiano cuenta con numerosas zonas protegidas, hábitats críticos y zonas sensibles desde el punto de vista medioambiental. Las aguas son utilizadas por la pesca comercial y artesanal, y los sitios en tierra son importantes para las comunidades indígenas y, en algunas zonas puede haber presencia de patrimonio arquelógico y cultural sumergido. Además, hay zonas designadas para actividades de hidrocarburos y rutas marítimas muy transitadas. Para elaborar la hoja de ruta costa afuera, el Ministerio de Minas y Energía utilizó los datos espaciales existentes para caracterizar mejor los recursos de generación eólica costa afuera de Colombia y

las posibles limitaciones para su desarrollo. El Ministerio evaluó una amplia gama de cuestiones medioambientales, sociales y técnicas para identificar zonas de exploración inicial técnicamente atractivas que, según los datos disponibles, probablemente tengan menos impactos negativos asociados al desarrollo. Teniendo en cuenta las limitaciones medioambientales, sociales y técnicas, el potencial de desarrollo se estima en unos 50 GW, equivalentes a 2,8 veces la capacidad total de generación existente en el país [3].

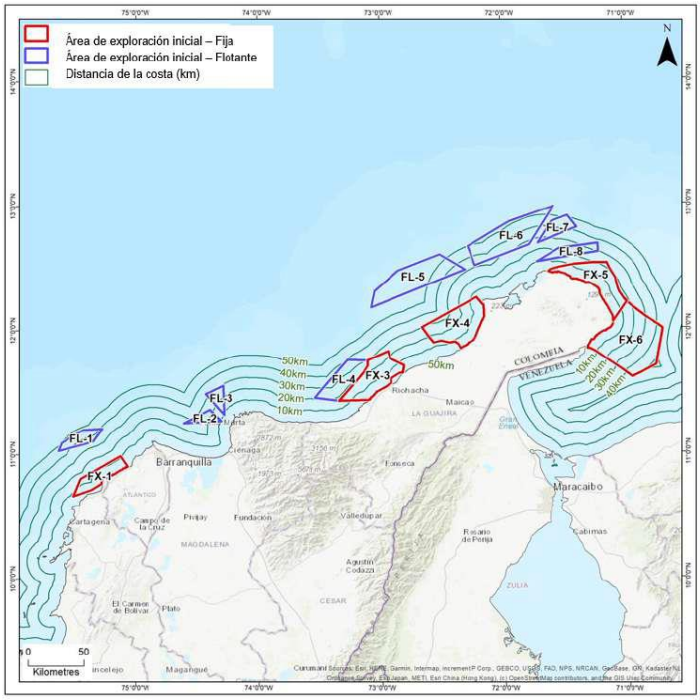


Figura 29. Primeras zonas de exploración de generación eólica costa afuera en Colombia [3].

De las 13 zonas de exploración inicial que se muestran en la Figura 29, cinco están situadas en aguas poco profundas (menos de 70 metros), lo que las hace aptas para cimentaciones fijas. Estas zonas representan más de 27 GW de potencial en 6.800 km². Las ocho zonas restantes se encuentran en aguas más profundas (más de 70 metros), ideales para proyectos de cimentaciones flotantes Eólica costa afuera, con un potencial de 21 GW en 5.400 km². La Tabla 4-1 muestra los valores de capacidad de referencia de las principales zonas costa afuera colombianas.

Tabla 4-1. Potencial de desarrollo de la generación eólica costa afuera en las zonas de exploración inicial [3].

Identificación del Emplazamiento	Área (km²)	Capacidad Nominal de Referencia (MW)
FX-1	550	2,200
FX-3	1,150	4,600
FX-4	1,400	5,600

FX-5	1,200	4,800
FX-6	2,500	10,000
Potencial de energía eólica de cimentación fija	6,800	27,200
FL-1	350	1,400
FL-2	200	800
FL-3	200	800
FL-4	800	3,200
FL-5	1,550	6,200
FL-6	1,550	6,200
FL-7	350	1,400
FL-8	400	1,600
Potencial de energía eólica flotante	5,400	21,600
Potencial de Capacidad de Referencia (MW)		~50,000

El mar Caribe sufre condiciones meteorológicas extremas, con vientos que superan los 120 km/h (más de 33 m/s) durante la temporada de huracanes de junio a noviembre y frentes fríos procedentes de latitudes más altas entre diciembre y marzo. Estos fenómenos meteorológicos causan importantes impactos socioeconómicos y medioambientales negativos. Los frentes fríos en el Caribe colombiano son particularmente impactantes, dañando la infraestructura costera y alterando las condiciones océano-atmosféricas. Estos cambios incluyen gradientes de presión, descensos de temperatura, aumento de la intensidad del viento, nubosidad y altura de las olas. En promedio, se producen seis frentes fríos al año, con mayor frecuencia en enero y febrero (en el 64 % de los casos).

La temporada de huracanes alcanza su punto álgido entre mediados de agosto y finales de octubre, y es posible que se produzcan huracanes graves en cualquier momento de esos meses. Las características oceanográficas locales influyen en la gravedad de las tormentas, lo que provoca grandes variaciones espaciales en las condiciones climáticas extremas. La mayoría de las tormentas se producen o persisten en el norte de la cuenca del Caribe, donde las temperaturas cálidas del océano alimentan los huracanes. Por el contrario, el afloramiento costero frente al norte de Sudamérica aporta aguas superficiales frías que inhiben la formación de tormentas cerca de la costa. No obstante, las tormentas tropicales han afectado a las cuencas costeras de Colombia y Venezuela en los últimos años [4].

4.2. Entrada

El insumo es el viento.

Como se muestra en la Figura 30, la velocidad mínima requerida es de 3-5 m/s, también denominada velocidad de entrada. La generación de potencia nominal se alcanza en torno a los 12 m/s de velocidad del viento. La desconexión o transición a un funcionamiento de potencia reducida se produce a una velocidad del viento de 25-30 m/s. La mayoría de los fabricantes de aerogeneradores aplican una desconexión suave para velocidades de viento elevadas (lo que da como resultado una velocidad de desconexión final de unos 30 m/s) [5, 6].

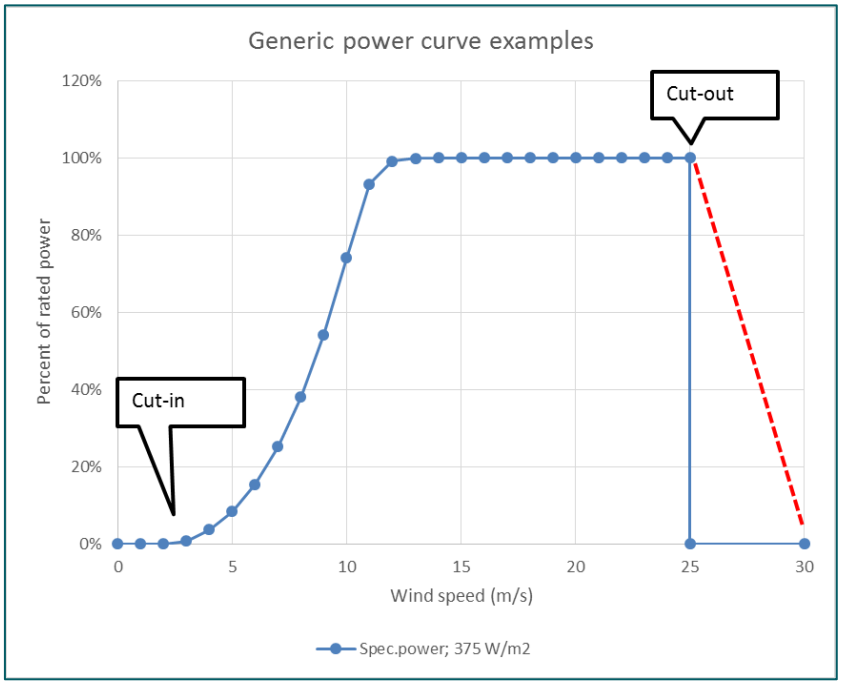


Figura 30. Ejemplo de curva de potencia. La curva roja discontinua indica una desconexión suave. Los valores específicos de potencia se refieren, por ejemplo, a 7 MW con un rotor de 154 m de diámetro [6].

4.3. Salida

Las turbinas eólicas generan electricidad como resultado de su funcionamiento.

Las turbinas costa afuera modernas puestas en servicio situadas en el Mar del Norte tienen un factor de planta es del orden del 50 %, lo que corresponde a 4.400 horas anuales a plena carga, en aguas con una velocidad media anual del viento de 10 m/s. En la Figura 31 se presenta una curva de duración típica de un parque eólico en el Mar del Norte, que puede servir de referencia para emplazamientos situados frente a la costa del Caribe con velocidades de viento similares. Debido a la relación entre el recurso eólico y la producción de energía, en los emplazamientos con velocidades medias anuales del viento más elevadas las curvas de potencia se desplazarán hacia la derecha, y viceversa.

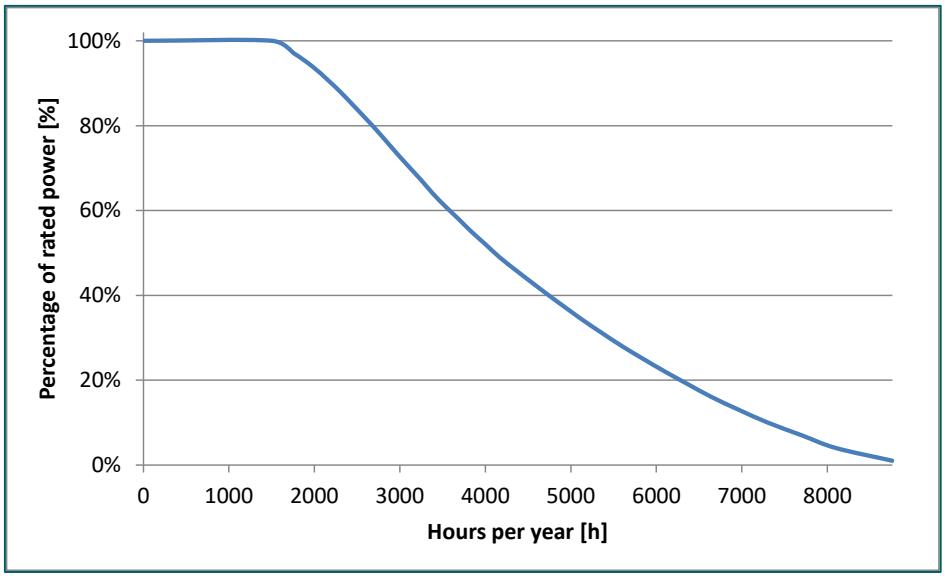


Figura 31. Ejemplo de curva de duración de una Explotación Eólica costa afuera del Mar del Norte [23].

4.4. Capacidades típicas

Como se muestra en la Figura 32 y en la Figura 33, la tasa de crecimiento histórico de las capacidades de las turbinas según su primer año de instalación comercial en un emplazamiento determinado ha seguido una tendencia exponencial de 2000 a 2020, con un tiempo de duplicación de aproximadamente 8-9 años, como se indica [7]. Las últimas generaciones de turbinas en el rango de 14-15 MW ampliarán esta tendencia en los próximos años. Al mismo tiempo, cabe esperar una disminución de la tasa de crecimiento a largo plazo a medida que la industria madure y se consolide, posiblemente mediante la estandarización de equipos y componentes. La competencia en el mercado podría influir en el momento y el nivel de capacidad en que se produzca una mayor normalización.

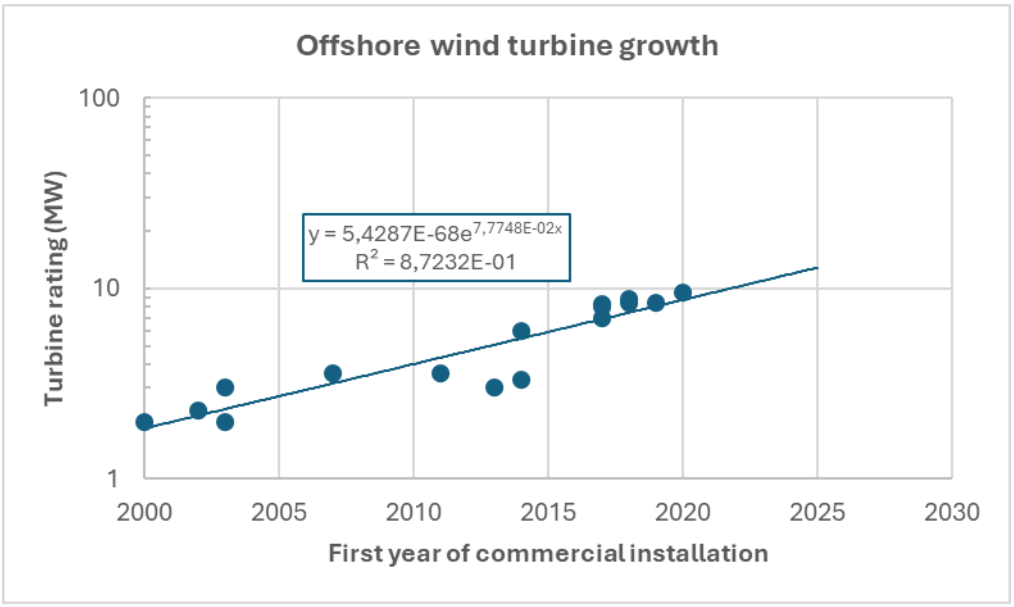


Figura 32. Tasa de crecimiento de aerogeneradores costa afuera puestos en servicio (primer año de instalación comercial de un aerogenerador determinado) [7].



Figura 33. Aumento del rendimiento de los aerogeneradores costa afuera [9].

Se supone que la tasa de crecimiento histórica y actual se mantendrá hasta 2030. Esto se traduce en turbinas de 20 MW en ese año, a partir del cual se supone que la tasa de crecimiento disminuirá, posiblemente hacia una meseta en el futuro. Con la tecnología actual, la industria considera viables diámetros de rotor de 300 m [10]. Con una potencia específica media constante de 350 W/m², esto se traduce en una capacidad del generador de unos 25 MW, superando así el nivel de capacidad extrapolado en 2030. Se espera que las mejoras tecnológicas conduzcan a un nuevo aumento de la capacidad [11], aunque a un ritmo más lento y con una tasa de crecimiento menor. En el caso de Colombia, se espera que haya un desfase temporal entre las turbinas más grandes del mercado en un momento dado y su despliegue en aguas colombianas. En consecuencia, se supone que el tamaño de las turbinas aumentará hasta las siguientes capacidades, como se muestra en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2. Hipótesis sobre el tamaño del aerogenerador para futuros proyectos colombianos representativos.

Año	Tamaño previsto del aerogenerador para futuros proyectos (MW)
2024	8
2030	15
2050	20

4.4.1. Recurso eólico y Factores de capacidad

Uno de los principales factores que impulsan el desarrollo de parques eólicos en alta mar en lugar de en tierra es el mejor recurso eólico, que puede justificar parte de la inversión adicional y los costos de operación y mantenimiento. No hay datos oficiales disponibles sobre Factores de capacidad eólica en Colombia, pero existen aproximaciones utilizando el Reanálisis Climático ERA 5 calibrado con datos de Jepírachi, que solía ser el único parque eólico de Colombia [12].

Los parques eólicos costa afuera instalados en Dinamarca entre 2009 y 2013 tienen un factor de planta medio ponderado del 48 %, como se ve en la Figura 34. En comparación, las turbinas

eólicas terrestres instaladas en Dinamarca entre 2011 y 2013 tienen un factor de planta medio del 33 %. En la Figura 34 se comparan los Factores de capacidad de los proyectos daneses existentes de Eólica costa afuera (representados por barras azules) con las aproximaciones para los Factores de capacidad de Eólica terrestre en Colombia (representados por barras naranjas). Los proyectos costa afuera daneses, como Horns Rev I, Rødsand I, Samsø, Horns Rev II, Sprogø, Rødsand II y Anholt, tienen Factores de capacidad que oscilan entre el 37 % y el 50 %. Por el contrario, las estimaciones de Factores de capacidad de los proyectos de generación eólica terrestre en Colombia, incluidos Puerto Estrella, Puerto Bolívar, Ballenas, Sta. Marta, y Puerto Velero, muestran valores mucho más elevados, que oscilan entre el 47 % y el 86 %, con Puerto Estrella y Puerto Bolívar tienen las aproximaciones más altas con un 86 % [12]. Esto ilustra el importante potencial eólico de los proyectos de generación eólica terrestre colombianos, especialmente en comparación con los parques de generación eólica costa afuera establecidos en el Mar del Norte.

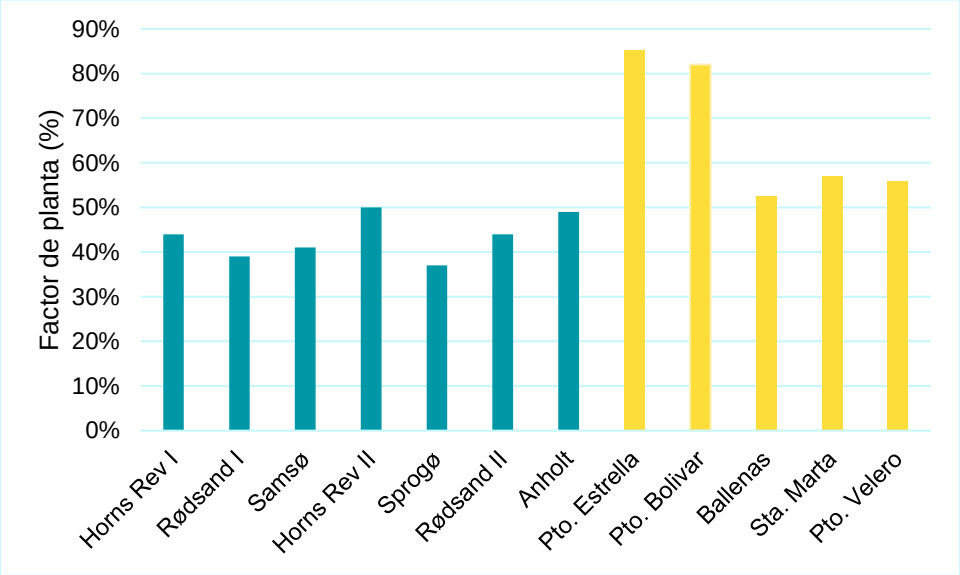


Figura 34. Comparación de los factores de capacidad entre las explotaciones danesas existentes de generación eólica costa afuera y las estimaciones para las explotaciones de generación eólica terrestre en Colombia [12, 13].

Sin embargo, es importante reconocer que los Factores de capacidad eólicos colombianos se basan en estimaciones de datos de viento de reanálisis climáticos, que pueden ser menos fiables en comparación con las mediciones reales de parques eólicos en funcionamiento, como los de Dinamarca. Los datos del reanálisis climático se generan combinando observaciones meteorológicas históricas con modernos modelos numéricos de predicción meteorológica. Aunque este enfoque puede proporcionar una estimación amplia del potencial eólico en el tiempo y el espacio, tiene limitaciones de calidad, ya que no se trata de mediciones reales del viento.

Por último, los datos de los proyectos daneses muestran que tanto la ubicación como la potencia específica son factores clave del factor de planta (Véase la Figura 35). Dos proyectos con una ubicación y una fuente eólica similares pueden tener un factor de planta diferente debido a diferencias en la potencia específica.

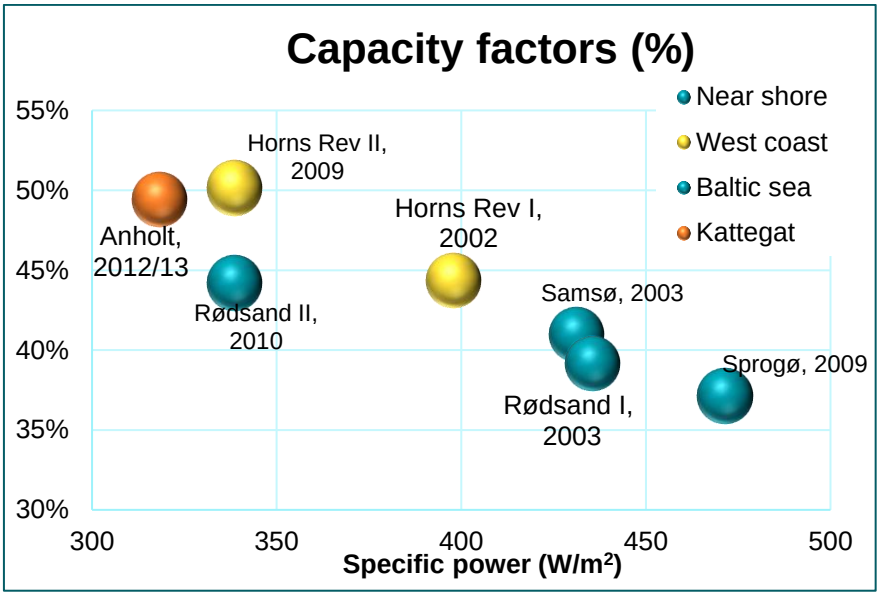


Figura 35. Factor de planta mostrado en función de la Potencia Específica (W/m²) para los proyectos daneses de aerogeneradores costa afuera. Los tres proyectos situados más a la izquierda son los más recientes de la muestra [28].

4.5. Espacio requerido

Los aerogeneradores costa afuera suelen estar más espaciados dentro de los parques eólicos, con una densidad media de potencia instalada de 7,2 MW por kilómetro cuadrado, que oscila entre 3,3 y 20,2 MW/km². Esta separación es necesaria para minimizar los efectos de estela y optimizar la eficiencia de la generación de energía. Sin embargo, la gran superficie necesaria para los parques eólicos costa afuera puede dar lugar a una competencia por el espacio con otras actividades económicas en el medio marino, como la pesca, las rutas marítimas y las actividades recreativas [14].

4.6. Consumo de agua

Los parques eólicos costa afuera, por su naturaleza, están situados en entornos marinos, por lo que no suelen utilizar agua dulce en el propio proceso de generación de energía. Existe un consumo marginal de agua en los edificios durante la fase de explotación y en algunos procesos durante la fase de construcción.

4.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

Los aerogeneradores costa afuera tienen capacidades de regulación y servicios auxiliares similares a las de los aerogeneradores terrestres. Véanse las descripciones en el capítulo *Energía Eólica - Terrestre*.

Debido a las grandes distancias entre el parque eólico y el punto de conexión a la red eléctrica, la regulación de la tensión y la potencia reactiva en la red eléctrica principal es más difícil para los parques de generación eólica costa afuera que para sus homólogos terrestres. A mayor distancia, mayor impedancia y mayores pérdidas. Un parque de generación eólica costa afuera podrá compensar la potencia reactiva creada por sí mismo; sin embargo, su contribución a una mayor compensación de la potencia reactiva en la red eléctrica principal es limitada y depende

de la distancia al punto de conexión. Los aerogeneradores terrestres, que en general están más cerca de la red, tienen más posibilidades de contribuir a la regulación de la tensión y la potencia reactiva. Debido a la diferencia de tamaño entre los parques marinos y terrestres, el potencial de regulación es mayor en los parques costa afuera que en los terrestres.

Los recursos de energía eólica a lo largo de la Costa Caribe colombiana podrían complementar eficazmente la generación hidroeléctrica del país tanto durante las estaciones secas del ciclo climático anual como durante los eventos de El Niño Oscilación del Sur (ENOS). Esta relación se caracteriza por una correlación inversa entre el suministro de agua al sistema eléctrico nacional y la disponibilidad de energías renovables no convencionales como la solar y la eólica; a medida que los niveles de agua disminuyen, los recursos solares y eólicos tienden a aumentar, y viceversa. La sinergia entre estos dos recursos específicos no es constante, sino que varía a lo largo del año y en respuesta a los cambios en las condiciones ENOS [15-16].

4.8. Ventajas/desventajas

Los aerogeneradores costa afuera presentan ventajas y desventajas generales similares a los aerogeneradores terrestres. Véase el capítulo *Energía Eólica - Terrestre*.

Las principales ventajas de los aerogeneradores costa afuera, en relación con los aerogeneradores terrestres, son los mejores recursos eólicos en alta mar, la reducción de los impactos visuales y acústicos y la reducción de las necesidades de espacio de los aerogeneradores, que se ha convertido en un obstáculo importante para el despliegue en tierra, y la posibilidad de construir parques eólicos mucho más grandes que en tierra.

Sin embargo, la construcción de aerogeneradores costa afuera conlleva más consideraciones logísticas que la construcción en tierra y requiere equipos más caros, lo que se traduce en mayores costos de capital para los parques eólicos costa afuera. Sin embargo, esos costos pueden compensarse si se tiene en cuenta la mayor escala de los proyectos y el mejor recurso eólico.

4.9. Medio ambiente

Como ocurre con todos los grandes proyectos de infraestructuras, hay que prever algunas perturbaciones de la vida marina durante la fase de construcción de los aerogeneradores costa afuera. En Colombia no hay proyectos en funcionamiento, pero se pueden extraer algunas enseñanzas del caso danés.

Antes, durante y después de la construcción de los dos parques eólicos daneses Horns Rev I y Rødsand I, se pusieron en marcha programas de seguimiento exhaustivos para investigar y documentar el impacto ambiental de estos dos parques [17]. Los programas de seguimiento demostraron que, en condiciones adecuadas, los grandes parques eólicos plantean escasos riesgos para las aves, los mamíferos y los peces. La diversidad de especies tiende incluso a aumentar debido al incremento de la heterogeneidad del hábitat resultante de las cimentaciones, que actúan como arrecifes en miniatura.

Sin embargo, como los impactos ambientales dependen del contexto, los ecosistemas tropicales específicos de Colombia podrían verse afectados por los proyectos de generación eólica costa afuera, por lo que debe realizarse una evaluación especial para valorar los impactos de los proyectos. En este sentido, Colombia cuenta con una amplia gama de hábitats y ecosistemas

marinos costeros, como lagunas, humedales, arrecifes de coral, algas, manglares, playas rocosas y arenosas, zonas de afloramiento y diversos tipos de fondos marinos. Además, el Caribe colombiano alberga una gran diversidad de mamíferos marinos como delfines, ballenas y manatíes, con 29 especies registradas, que representan el 83 % de las especies de mamíferos marinos que se encuentran en Colombia y el 24 % de las de todo el mundo [3].

La instalación de aerogeneradores y cables submarinos puede perturbar el lecho marino y aumentar la suspensión de sedimentos, reduciendo la calidad del agua y afectando a especies como corales, esponjas y praderas marinas. Las estructuras costa afuera pueden provocar una erosión localizada del lecho marino debido a los cambios en el movimiento del agua. Los aerogeneradores también pueden perturbar la circulación diaria de aves y murciélagos, creando barreras para las especies migratorias [3]. Los proyectos marinos desarrollados en Colombia deben tener en cuenta este y otros impactos específicos.

4.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

Además del potencial de I+D descrito en el capítulo *Energía Eólica - Terrestre*, se espera que el desarrollo del a tecnología costa afuera incluya [18, 19]:

- Aumento de la potencia de los aerogeneradores,
- Nuevos tipos de cimentación aptos para una auténtica industrialización, entre ellos las subestructuras flotantes,
- Desarrollo de sistemas de parques eólicos de 132 kV o más como alternativa a los actuales de 66 kV,
- Desarrollo de subestaciones costa afuera compactas, incluidas estaciones convertidoras de corriente continua de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés) y cables. Hoy en día se dispone de equipos HVDC, pero sólo se consideran económicamente viables a más de ~100 km de la costa,
- La multiterminal HVDC con flujo de energía en ambas direcciones para integrar grandes cantidades de energía eólica costa afuera en una futura red mallada costa afuera.
- Mejora de los métodos de diseño en las fases de planificación y explotación, por ejemplo, reducción de las pérdidas por estela y de los costos de funcionamiento y mantenimiento mediante estrategias de control mejoradas o una estructura de torre y cimentación más optimizada gracias a un diseño integrado,
- Cuestiones logísticas, por ejemplo, más buques dedicados a la fase de instalación y mantenimiento,
- Métodos mejorados para tratar diferentes condiciones del lecho marino, lo que reduce los costos de cimentación,
- Mayor fiabilidad y tolerancia a los fallos, entre otras cosas gracias a la supervisión, en la fase operativa para reducir las pérdidas de disponibilidad y garantizar un funcionamiento óptimo.

Actualmente, el ritmo de desarrollo de productos y la competencia son elevados. En consecuencia, a menudo se planifican y desarrollan proyectos con turbinas que aún no están en producción en serie.

4.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Para Hollandse Kust Zuid 1-4, en los Países Bajos, como muestra la Figura 36, Vattenfall está construyendo un parque eólico de 1,5 GW basado en turbinas Siemens de 11 MW y 200 m de diámetro de rotor. Para el siguiente proyecto, Northfolk, en la costa este del Reino Unido, que entrará en servicio en 2027, Vattenfall prevé turbinas Siemens de 15 MW y 236 m de diámetro de rotor. Se trata de un proyecto con una potencia prevista de 3,6 GW. En el centro de pruebas Østerild, Siemens ha instalado una turbina de 15 MW con un rotor de 236 m de diámetro.



Figura 36. Parque eólico Hollandse Kust Zuid [30].

4.12. Predicción de desempeño y costo

La Tabla 4-3 compara distintas estimaciones de costos de inversión procedentes de diversas fuentes. Los datos se centran en el fondo fijo de generación eólica costa afuera con conexión a la red de corriente alterna.

Tabla 4-3. Comparación de los costos de inversión para eólica costa afuera. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	4,3 (cimentación fija) 5,4 (flotante, en 2030)	2024
Datos nacionales		
Reuniones bilaterales con partes interesadas locales	4,5 – 5,0	2024
Datos internacionales		

Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	4,6 (cimentación fija) 6,17 (flotante, en 2030)	2023
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	3,83 (cimentación fija) 6,68 (flotante)	2022
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	4,98 (cimentación fija)	2021
Catálogo Tecnológico de Dinamarca (2024)	2,65 (cimentación fija)	2020

Dada la temprana fase de desarrollo de generación eólica costa afuera en el país, existe una gran incertidumbre respecto a las estimaciones iniciales de costos de generación eólica costa afuera frente a los futuros costos finales de realización. Así lo pone de manifiesto la considerable variedad de contribuciones de los distintos grupos de interés. Los datos localizados sobre costos de inversión son limitados, ya que no existen datos específicos para generación eólica costa afuera en Latinoamérica, excluido Brasil, como los que presenta IRENA para otras tecnologías de energías renovables.

Los costos de explotación y mantenimiento se derivan de los costos de inversión CAPEX (gastos de capital), suponiendo un 2,5 % anual por CAPEX (gasto de capital).

La generación eólica costa afuera flotante no está tan madura tecnológicamente como la generación eólica costa afuera de fondo fijo, y hay pocas plantas operativas en todo el mundo. Muchos emplazamientos se utilizan como prototipos para seguir probando las tecnologías, y por ahora no hay ningún emplazamiento operativo complejo a gran escala en todo el mundo. Las conexiones eléctricas y el amarre son algunas de las complejidades de una granja flotante de generación eólica costa afuera comercial a gran escala. Para enfatizar esto, se supone que el desarrollo de generación eólica costa afuera flotante va por detrás del de fondo fijo, con la primera información disponible en la ficha técnica en 2030 en lugar de 2024. Además, se supone que los costos son un 25 % superiores a los de generación eólica costa afuera de fondo fijo, lo que refleja la mayor complejidad de los emplazamientos. Esto tiene en cuenta tanto los costos de inversión como la mayor complejidad de los requisitos de instalación y equipamiento, así como el mayor costo de mantenimiento de los parques, debido a la mayor complejidad del equipamiento empleado y a la mayor distancia a los puertos de mantenimiento de los emplazamientos costa afuera en aguas más profundas.

4.12.1. Incertidumbre

Existen varias incertidumbres, no sólo en cuanto al costo y la mejora del desempeño de la tecnología, sino también sobre la cadena de suministro y las oportunidades de servicio. Las reducciones de costos relacionadas con la cadena de suministro y el servicio dependen del nivel internacional de despliegue de la energía eólica, así como de la disponibilidad nacional de servicios, que dependen de la continuidad y el nivel de despliegue nacional de la energía eólica costa afuera. Otra incertidumbre muy volátil es la evolución del costo de las materias primas. En este contexto, se supone que los cambios en los precios de las materias primas se equilibrarán a largo plazo, mientras que los posibles efectos a corto plazo no se prevén ni se tienen en cuenta. En particular, la disponibilidad de materiales más raros o limitados, como el cobre o los metales de tierras raras utilizados para los imanes permanentes, podría crear grandes fluctuaciones en los mercados de materias primas.

Demandas futuras costa afuera

En el futuro, se espera que las tecnologías de generación eólica costa afuera se enfrenten a los siguientes retos:

- Más atención a la biodiversidad y otras cuestiones medioambientales debido a proyectos más grandes y numerosos,
- Más exigencias de participación en la regulación de la red y su expansión en general,
- Nuevas soluciones para almacenar la energía producida, como las soluciones Power-to-X,
- Los requisitos de sostenibilidad también desempeñarán un papel importante en el futuro.

Energía eólica costa afuera flotante

La generación eólica costa afuera flotante se está desarrollando rápidamente. Mientras que la aplicación de la generación eólica costa afuera fija se limita actualmente a profundidades de agua de 60 m o menos, las tecnologías flotantes pueden aplicarse en principio a cualquier profundidad de agua superior a 30-40 m. Es probable que las aplicaciones prácticas se limiten a profundidades de agua inferiores a 1.000 - 1.500 m debido al costo de los sistemas de amarre, pero aun así la IEA ha estimado que los recursos de generación eólica costa afuera flotante comercialmente viables pueden superar el consumo total de electricidad del mundo en un factor de hasta 10 veces [24].

Existen tres conceptos principales de subestructuras flotantes, que difieren en la forma de obtener la estabilidad flotante necesaria para mantener la turbina en posición vertical en todas las condiciones de viento y oleaje. El concepto de boya flotante de mástil se apoya en el balasto para su estabilidad, ya que el centro de gravedad de todo el conjunto se sitúa por debajo del centro de flotabilidad. El concepto semisumergible se basa en la flotabilidad para la estabilidad. Dispone de columnas laterales que penetran en el plano de flotación y se sumergen en mayor o menor medida cuando la turbina vuelca debido a los momentos de flexión provocados por las cargas del viento y las olas, y las diferencias de flotabilidad en función de la inmersión de las columnas crean el momento de recuperación. El concepto de plataforma de pata tensada (TLP, por sus siglas en inglés) depende del sistema de amarre para su estabilidad. Dispone de líneas de amarre verticales o casi verticales que se mantienen tensas gracias a la flotabilidad de la subestructura, y los momentos de flexión provocados por las cargas del viento y las olas se contrarrestan con un momento de recuperación que surge de las diferencias en la tensión de las líneas [28].

Los aerogeneradores costa afuera estándar pueden utilizarse para aplicaciones flotantes; las dos únicas modificaciones necesarias son el refuerzo de la torre y el software de control del movimiento. El refuerzo de la torre es necesario para tener en cuenta las cargas adicionales causadas por las inclinaciones de la torre y las aceleraciones inducidas por las olas, y el software de control del movimiento garantiza la estabilidad durante el funcionamiento por encima de la potencia nominal, cuando los algoritmos estándar de regulación del paso conducen a una amortiguación aerodinámica baja o incluso negativa.

En el caso de la energía eólica flotante, los aerogeneradores suelen instalarse en las subestructuras flotantes en el muelle con grúas terrestres. El remolque de la estructura

completamente montada y su enganche al sistema de amarre preestablecido en el lugar de instalación pueden realizarse con grandes remolcadores, manipuladores de anclas o buques similares de unos pocos miles de toneladas de desplazamiento, eliminando así la necesidad de grandes y costosos buques de instalación. Existe una amplia gama de sistemas de amarre; por lo general, tres o más anclas de arrastre se conectan a la subestructura flotante con una combinación de cadenas y cables metálicos. Los llamados cables dinámicos se utilizan como cables guía; son cables submarinos ordinarios equipados con un refuerzo adicional de alambre de acero que garantiza que la flexión resultante del movimiento de la subestructura se mantiene dentro de un rango que minimiza la carga de fatiga en los conductores del cable.

En condiciones de viento y oleaje en las que el transporte de la tripulación se considera seguro, una subestructura flotante no tiene movimientos perceptibles, y el funcionamiento y mantenimiento normales pueden llevarse a cabo utilizando los mismos buques y metodologías que para las turbinas marinas fijadas en el fondo. Se están desarrollando grúas auto elevadoras y grúas montadas en buques con control de movimiento, pero en la actualidad se asume generalmente que una turbina eólica flotante requerirá ser remolcada a puerto en caso de sustitución de los componentes principales.

En la actualidad, solo se ha demostrado un número limitado de subestructuras flotantes. Los primeros demostradores fueron instalados en torno a 2010 por Equinor (un concepto de boya flotante de mástil) y Principle Power (un concepto semisumergible), y ambas partes han demostrado posteriormente sus tecnologías en pequeños parques eólicos. En 2017, la empresa francesa Ideol instaló una variante tipo barcaza del concepto semisumergible, y la empresa danesa Stiesdal Offshore Technologies instaló una boya flotante de mástil en 2021 (Véase la Figura 37) [28].

En la actualidad, dos empresas danesas se dedican al desarrollo de subestructuras flotantes costa afuera: Stiesdal Offshore Technologies y Floating Power Plant.

Stiesdal ha desarrollado la tecnología Tetra, un concepto de fabricación totalmente industrializado en el que todos los componentes de la subestructura se fabrican en fábrica y posteriormente se ensamblan en el puerto de embarque. El concepto de fabricación puede aplicarse a los tres conceptos de subestructura. En 2021, se instaló a 200 m de profundidad en el centro de pruebas METCentre, frente a la costa de Noruega, un primer demostrador con una configuración de tipo “spar” (mástil) equipado con una turbina de 3,6 MW y 130 m de longitud.

Floating Power Plant ha desarrollado la plataforma FPP, una subestructura que integra energía eólica y undimotriz. Un primer proyecto de demostración a escala real podría instalarse en el centro de pruebas PLOCAN de las Islas Canarias ya en 2024.



Figura 37. El proyecto de demostración a escala real Stiesdal TetraSpar en 2021 [29].

4.13. Referencias

[1] DHI Group. (n.d.). Example of typical foundation types and applicable water depths. DHI Blog. Retrieved from https://blog.dhigroup.com/decode-offshore-wind-engineering-challenges-at-every-stage/example-of-typical-foundation-types-and-applicable-water-depths/

[2] EMD International a/s. Retrieved from http://www.windprospecting.com/

[3] Ministerio de Minas y Energía. Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia [Roadmap for offshore wind energy deployment in Colombia]. Retrieved from https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-eolica-offshore/src/document/Espa%C3%B1ol%20Hoja%20de%20ruta%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20costa%20afuera%20en%20Colombia%20VE.pdf

[4] Devis-Morales, A., Montoya-Sánchez, R. A., Bernal, G., & Osorio, A. F. (2017). Assessment of extreme wind and waves in the Colombian Caribbean Sea for offshore applications. Applied Ocean Research, 69, 10-26. https://doi.org/10.1016/j.apor.2017.09.012

[5] Enercon. (2012). Product overview. Retrieved from http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_PU_en.pdf

[6] Siemens Wind Power. (2014). Product sheet HWRT. Retrieved from http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/Product-Sheet-HWRT.pdf

[7] Stiesdal. Offshore wind turbine size prediction tool (Excel file), with changes by Danish Energy Agency.

[8] DTU. (2014). International Energy Report – Wind Energy.
[9] Siddiqui, M. O., Feja, P. R., Borowski, P., Kyling, H., Nejad, A. R., & Wenske, J. (2023). Wind turbine nacelle testing: State-of-the-art and development trends. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 188, 113767. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113767
[10] Energiwatch. (2020, May 19). Siemens Gamesa is technically ready for 20 MW turbines and 300-meter rotors. Retrieved from https://energiwatch.dk/Energinyt/Renewables/article12148151.ece
[11] DTU Wind Energy. (2021). Pushing the physics of the large turbines of the future. Published in DTU International Energy Report 2021: Perspectives on Wind Energy. https://doi.org/10.11581/DTU.00000208
[12] Gil Ruiz, S. A., Cañón Barriga, J. E., & Martínez, J. A. (2021). Wind power assessment in the Caribbean region of Colombia, using ten-minute wind observations and ERA5 data. Renewable Energy, 172, 158–176. https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.033
[13] Danish Energy Agency. (2021). Master data register of wind turbines at end of September 2021.
[14] Enevoldsen, P., & Jacobson, M. Z. (2021). Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide. Energy for Sustainable Development, 60, 40-51. https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.11.004
[15] Henao, F., Viteri, J. P., Rodríguez, Y., Gómez, J., & Dyner, I. (n.d.). Annual and interannual complementarities of renewable energy sources in Colombia. Renewable and Sustainable Energy Reviews. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110209
[16] Echeverri Puerta, J. A. (2021). Study of wind potential in Colombia and its complementarity with hydraulic generation sources (Master's thesis). Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Departamento de Geociencias y Medio Ambiente, Medellín, Colombia.
[17] Ørsted & Vattenfall. (2006). The Danish offshore wind farm demonstration project: Horns Rev and Nysted offshore wind farms: Review report 2005.
[18] DTU. (2014). International Energy Report – Wind Energy.
[19] International Energy Agency (IEA). (2008). Energy Technology Perspectives 2008.
[20] Fingersh, L., Hand, M., & Laxson, A. (2006). Wind Turbine Design Cost and Scaling Model (Technical Report NREL/TP-500-40566). Retrieved from https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf
[21] National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2001). Wind PACT Turbine Design Scaling Studies: Technical Area 4—Balance-of-Station Cost. Retrieved from https://www.nrel.gov/docs/fy01osti/29950.pdf
[22] Ohlsen, G. L. (2019). Positioning of Danish offshore wind farms until 2030 - using Levelized Cost of Energy. Supervisors: Niels-Erik Clausen & Asger Bech Abrahamsen, Risø.
[23] Danish Energy Agency. (2019). Technology Catalogue 2019.
[24] International Energy Agency (IEA). World Energy Model Techno-economic inputs – World Energy Model – Analysis.
[25] National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2021). Technology Baseline Offshore Wind | Electricity | ATB | NREL.

[26] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). Power Generation Cost 2020. Retrieved from https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020

[27] Ministerio de Minas y Energía. (2023). Escenarios nacionales: Transición energética justa [National scenarios: A just energy transition]. Ministerio de Minas y Energía, Colombia.

[28] Danish Energy Agency. (2024). Technology Data for Generation of Electricity and District Heating.

[29] Stiesdal. (2021). The TetraSpar Demonstrator Project ApS. Retrieved from https://www.stiesdal.com/offshore/the-tetraspar-full-scale-demonstration-project/

[30] Vattenfall. Hollandse Kust Zuid plant. Retrieved from https://powerplants.vattenfall.com/hollandse-kust-zuid/

4.14. Ficha técnica

4.14.1. Cimentación fija

Tecnología	Energía eólica – costa afuera con cimentación fija								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	8	15	20						1,3,4
Capacidad de generación de la central eléctrica total (MW_e)	200	500	1000						1,3,4,10
Interrupción forzada (%)	0,04	0,03	0,02						1,3,4
Interrupción planificada (semanas al año)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50		1,3,4
Vida útil técnica (años)	27	30	30	25	30	25	35		1
Tiempo de construcción (años)	3,0	2,5	2,5	1,5	4,0	1,5	4,0		1,3,4
Espacio requerido ($1000m^2/MW_p$)	137,7	178,2	168,0					G	
Media anual de horas a plena carga (MWh_e/MW_e)	3.500	4.800	4.900						1,3,9,10
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	42,0	57,1	57,6	35	45	35	60	F	1,3,9,10
Factor de planta (%), incl. interrupciones	39,9	54,8	56,0					F	
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)	-	-	-	-	-	-	-	E	1,3,4
Carga mínima (% de la carga completa)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en caliente (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total (MUSD/MW)	4,3	3,2	2,3	4,0	5,0	2,2	2,6	A,D	2,3,6,8
- de la cual en equipos	2,2	1,6	1,1	2,0	2,5	1,1	1,3	B,D	6
- de la cual, instalación	1,3	1,0	0,7	1,2	1,5	0,7	0,8	B,D	6

- de conexión a la red	0,9	0,6	0,5	0,8	1,0	0,4	0,5	B,D	6
O&M fijas (USD/MW_e/año)	108.500	81.000	56.500	100.000	125.000	56.000	65.000	C,D	2,3,6,7
O&M variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0	C	
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Diámetro del rotor (m)	164	236	270						1
Altura del eje (m)	100	135	155						1
Potencia específica (W/m^2)	379	343	349						1
Disponibilidad (%)	95,1	96,1	97,1						1,3,9

Notas

A Dado el incipiente mercado de la energía eólica marina en Colombia, los valores son una evaluación agregada de la literatura complementada con la agregación de datos del registro de la UPME. Existe una gran incertidumbre sobre estos valores

B El desglose de costos puede variar significativamente en función de las características del emplazamiento. En este caso, el 50%, el 30% y el 20% para equipos, instalación y conexión a la red se asumen únicamente a efectos de modelización, consultando los datos globales de IRENA.

C O&M correspondiente al 2,5% del CAPEX/año. Todos los gastos de funcionamiento y mantenimiento se consideran fijos. En realidad, parte de los gastos de funcionamiento serán variables, pero dada la gran variedad de factores de capacidad posibles, todos los gastos de funcionamiento se acumulan en gastos de funcionamiento fijos para simplificar.

D Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje que asume una tasa de aprendizaje del 15% basada en la IEA, y una tasa de aprendizaje del 8% para OPEX. Dada la fase incipiente del mercado, existe una gran incertidumbre, que podría traducirse en un mayor aprendizaje tras el primer proyecto de este tipo. El aprendizaje está vinculado a las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando datos de los escenarios "Announced Pledges" para los valores centrales y "Stated Policies" y "Net Zero Emissions by 2050" como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente

E Con suficiente recurso eólico disponible (velocidad del viento superior a 4-6 m/s e inferior a 25-30 m/s), las turbinas eólicas siempre pueden proporcionar regulación descendente y, en muchos casos, también regulación ascendente, siempre que la turbina funcione en modo de reducción de potencia (es decir, con una potencia deliberadamente inferior a la posible en función del viento disponible).

F Los factores de capacidad dependen en gran medida del clima eólico. Para 2024, se han elegido velocidades de viento de 8-9 m/s, que representan las condiciones favorables para la energía eólica marina de fondo fijo frente a la costa entre Cartagena y Barranquilla. A partir de 2030, se escogen las condiciones climáticas del viento alrededor de La Guajira, asumiendo la disponibilidad para el *offtake* tras la puesta en servicio de la línea HVDC a la región según los planes de expansión de transmisión de la UPME.

G Cálculo basado en una separación media de 8 RD entre turbinas y una disposición cuadrada. Las necesidades de espacio dependen en gran medida del tamaño del emplazamiento, la disposición y la distancia elegida entre las turbinas.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for generation of electricity and District Heating, 2024

[2] UPME, "Registro de Proyectos de Generación" database

[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024

[4] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023

[5] Danish Energy Agency, Indian Technology Catalogue Generation and Storage of Electricity, 2022

[6] IEA, 2023, World Energy Outlook Global Energy and Climate Model input data

[7] IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022

[8] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group

[9] World Bank, Global Wind Atlas

[10] AFRY, Offshore Wind Roadmap Study, Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia, 2024

4.14.2. Flotante

Tecnología	**Energía eólica costa afuera - flotante**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	-	15	20	-	-				1,2,3
Capacidad de generación de la central eléctrica total (MW_e)	-	150	1.000	-	-				1,2,3,6
Interrupción forzada (%)	-	0,03	0,02	-	-				1,2,3
Interrupción planificada (semanas al año)	-	0,5	0,5	-	-				1,2,3

Vida útil técnica (años)	-	30	30	-	-				1,2,3
Tiempo de construcción (años)	-	2,5	2,5	-	-				1,2,3
Espacio requerido (1000m^2/MW_e)	-	95,1	168,0	-	-			C	
Media anual de horas a plena carga (MWh_e/MW_e)	-	4.800	4.900	-	-				1,3,5
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teorético	-	57,1	57,6	-	-	45	60	D	1,3,5,6
Factor de planta (%), incl. interrupciones	-	54,8	56,0	-	-			D	
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% de Plena Carga/Minuto)	-	-	-	-	-	-	-		
Carga mínima (% de la carga completa)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en caliente (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de combustible de entrada)	-	0	0	-	-	0	0		
SO_2 (g/ GJ de combustible de entrada)	-	0	0	-	-	0	0		
NO_X (g/GJ de combustible de entrada)	-	0	0	-	-	0	0		
CH_4 (g/GJ de combustible de entrada)	-	0	0	-	-	0	0		
N_2O (g/GJ de combustible de entrada)	-	0	0	-	-	0	0		
Datos financieros									
Inversión específica, sistema total (MUSD/MW)	-	5,4	2,8	-	-	2,8	3,3	B	2,3,4
- de la cual en equipos	-	2,7	1,4	-	-	1,4	1,6	B	2,3,4
- de la cual, instalación	-	1,6	0,9	-	-	0,8	1,0	B	2,3,4
- de conexión a la red	-	1,1	0,6	-	-	0,6	0,7	B	2,3,4
O&M fijas (USD/MW_e/año)	-	135.625	70.625	-	-	70.000	81.250	B,E	2,3,4
O&M variables (USD/MWh)	-	0	0	-	-	0	0		
Costo de puesta en marcha (USD /MW_e/ puesta en marcha)	-	0	0	-	-	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Diámetro del rotor (m)	-	236	270	-	-				1
Altura del eje (m)	-	135	155	-	-				1
Potencia específica (W/m^2)	-	343	349	-	-				1
Disponibilidad (%)	-	96,1	97,1	-	-				1,3,9

Notas

A Las turbinas flotantes en alta mar no se prevén antes de 2030, y su comercialización está prevista para 2035, como se menciona en [6].

B Para las evaluaciones de los costos iniciales CAPEX y OPEX, se parte de la base de que la flotación offshore es un 25% más cara que el fondo fijo offshore. Para el año inicial 2030, la comparación se realiza con los costos del fondo fijo de 2024. Los resultados coinciden con [2] y [3].

C Cálculo basado en una separación media de 8 RD entre turbinas y una disposición cuadrada. Las necesidades de espacio dependen en gran medida del tamaño del emplazamiento, la disposición y la distancia elegida entre aerogeneradores.

D Los factores de planta dependen en gran medida del clima eólico. Las hipótesis para el valor central se basan en el clima eólico de la costa de La Guajira.

E O&M correspondiente al 2,5% del CAPEX/año. Todos los gastos de funcionamiento se consideran fijos. En realidad, parte de los gastos de funcionamiento serán variables, pero dada la dispersión de los posibles factores de capacidad, para simplificar, todos los gastos de funcionamiento se contabilizan como gastos de funcionamiento fijos.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating, 2024

[2] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024

[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023

[4] IEA, 2023, World Energy Outlook Global Energy and Climate Model input data

[5] World Bank, Global Wind Atlas

[6] AFRY, Offshore Wind Roadmap Study, Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia, 2024

5. Central Hidroeléctrica

5.1. Breve descripción de la tecnología

La energía hidroeléctrica es un método de generación de electricidad que convierte la energía cinética del agua en energía mecánica y eléctrica. La eficiencia de este proceso está determinada por dos factores cruciales: el caudal y la altura.

El 'caudal' se refiere al volumen de agua en movimiento por unidad de tiempo, que suele medirse en metros cúbicos por segundo. Este caudal es lo que impulsa la turbina, el componente central de un sistema hidroeléctrico. Por su parte, la 'altura' describe la diferencia de nivel entre la fuente de agua y la turbina.

En una central hidroeléctrica, el agua se canaliza desde una cota superior (a menudo almacenada en un embalse) hasta una cota inferior donde se encuentran las turbinas. A medida que el agua desciende, gana velocidad y presión debido a la atracción gravitacional asociada con la diferencia de altura. Esta agua presurizada se conduce a través de las turbinas, donde la energía cinética del flujo se aprovecha para hacer girar los álabes de la turbina. El movimiento rotatorio de las turbinas acciona un generador, que transforma la energía mecánica en energía eléctrica para su uso. Cuanto mayor sea la altura y el caudal, más energía podrá generarse, por lo que estos factores son cruciales para el diseño y la ubicación de una central hidroeléctrica.

La producción de energía de una central hidroeléctrica puede calcularse a partir de la potencia generada, la cual está en función del caudal de agua, la altura desde la que cae el agua y el rendimiento de la turbina y el generador. La fórmula básica para calcular la potencia (□) de una central hidroeléctrica es la siguiente:

$$P = \eta \times \rho \times g \times Q \times H$$

Donde:

- P = Potencia en vatios (W).
- η = Eficiencia total del Sistema (valor entre 0 y 1).
- ρ = Densidad del agua (aproximadamente 1000 kg/m³ para el agua dulce).
- g = Aceleración debido a la gravedad (aproximadamente 9,81 m/s²).
- Q = Caudal volumétrico del agua en metros cúbicos por segundo (m³/s).
- H = Altura, o la diferencia de nivel en metros (m) entre el estanque de carga y el eje de la unidad generadora.

Esta ecuación da una estimación teórica de la potencia eléctrica que puede generarse en condiciones ideales

Tipos de centrales hidroeléctricas

Existen tres tipos principales de instalaciones hidroeléctricas:

- **A filo de agua.** Instalación que canaliza el agua fluyente de un río a través de un canal o tubería forzada para hacer girar una turbina (véase la Figura 38). Por lo general, un proyecto a filo de agua tendrá poca o ninguna capacidad de almacenamiento.

- **Almacenamiento con embalse.** Utiliza una presa para almacenar agua en un embalse (véase la Figura 39). La electricidad se produce liberando agua del embalse a través de una turbina, que activa un generador.
- **Central de bombeo.** Suministra carga en horas de pico, aprovechando el agua que circula entre un embalse inferior y otro superior mediante bombas que utilizan el excedente de energía del sistema en momentos de baja demanda (esta tecnología se explica en un capítulo aparte).

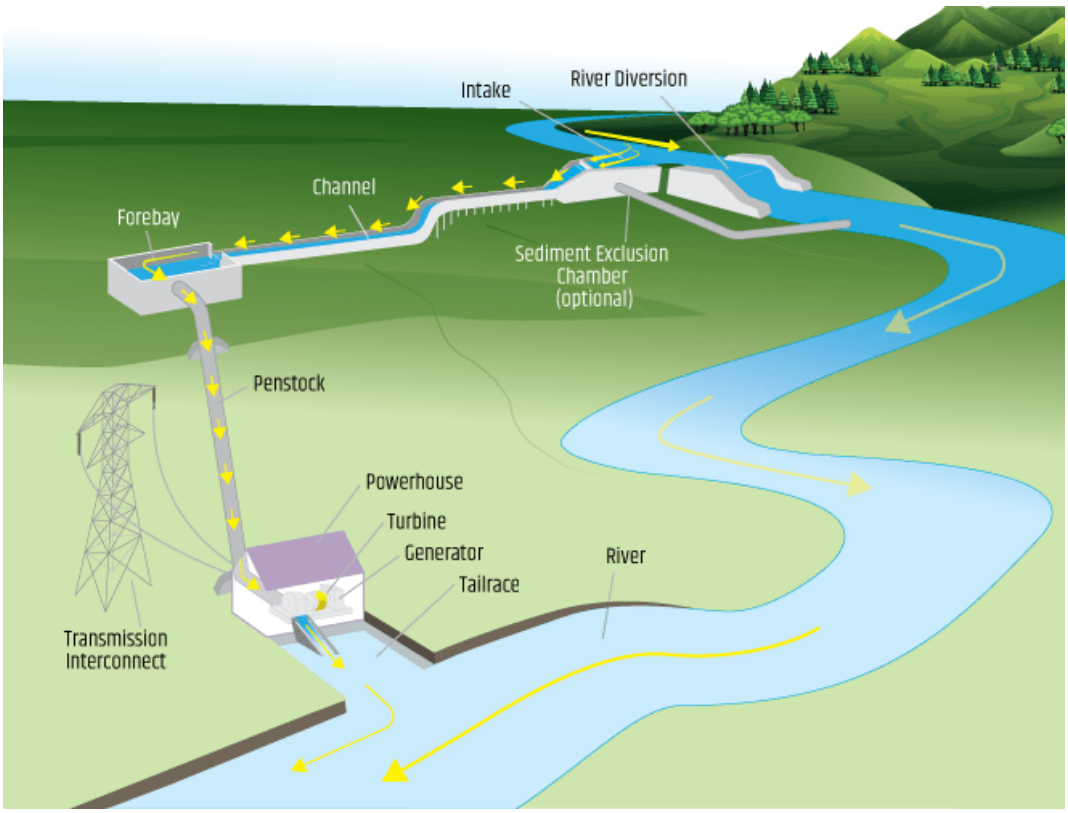


Figura 38. Esquema de una central hidroeléctrica "de pasada" o "a filo de agua" [1].

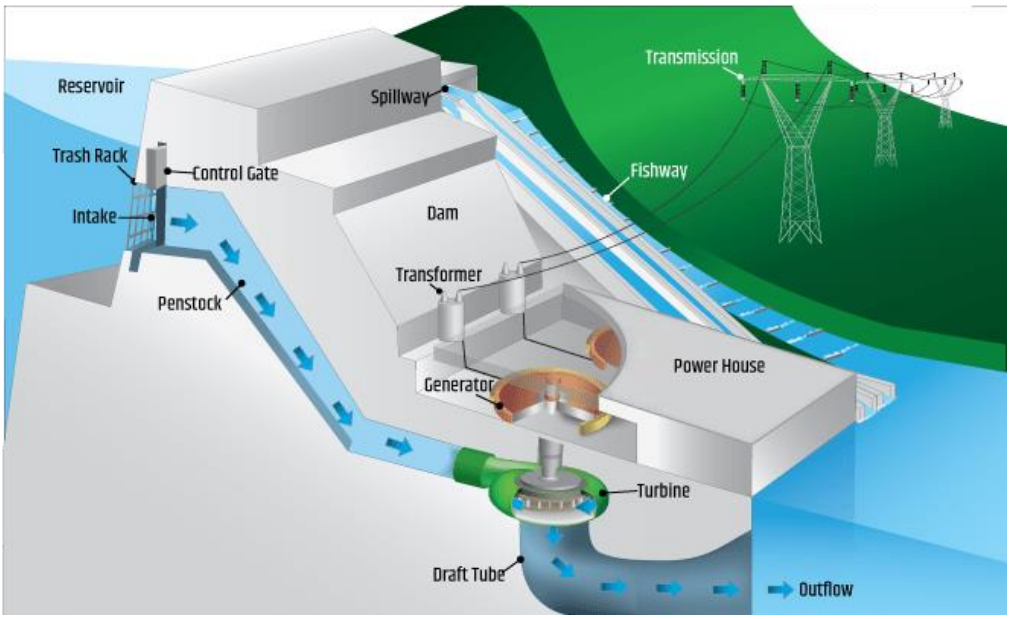


Figura 39. Esquema de una central hidroeléctrica de embalse [1].

En ambos tipos de centrales, el agua es conducida a una casa de máquinas que contiene los equipos de generación, esta puede ser subterránea o estar ubicada en un emplazamiento superficial. Después de generar, el agua se devuelve a su cauce a través de unas obras de descarga.

Los sistemas a filo de agua no requieren la construcción de embalses. Por consiguiente, no pueden almacenar agua ni regular los caudales. Este tipo de sistema hidroeléctrico suele tener un impacto menor en el paisaje que los embalses, manteniendo gran parte del entorno natural intacto. Sin embargo, como el agua se toma directamente del río, se necesitan estructuras de control como tanques de sedimentación o desarenadores para evitar que los sedimentos lleguen a la turbina y la dañen.

Los sistemas de embalses no necesitan estructuras de sedimentación, ya que el mismo embalse funciona como una gran trampa de sedimentos, evitando que lleguen a la turbina. En los embalses es posible pueden almacenar agua y gestionar los caudales, lo que permite una generación de electricidad más controlada. Sin embargo, estos sistemas suelen tener un impacto significativo en el paisaje, alterando los hábitats naturales y la dinámica sedimentar y desplazando potencialmente a las comunidades, debido al almacenamiento de agua a gran escala y a la estructura de la presa.

Las centrales a filo de agua e hidroeléctricas con embalse pueden combinarse en sistemas de corrientes en cascada y las centrales de bombeo pueden utilizar el almacenamiento de agua de una o varias centrales hidroeléctricas de embalse. En los sistemas en cascada, la producción de energía de una central hidroeléctrica a filo de agua podría ser regulada por una central hidroeléctrica de embalse aguas arriba, como en los sistemas hidroeléctricos en cascada. Un gran embalse en la cuenca alta suele regular los caudales de salida de varias centrales a filo de agua o pequeños embalses aguas abajo. Esto incrementa el potencial energético anual de centrales aguas abajo y mejora el valor de la función del embalse superior. Sin embargo, esto también genera una dependencia de las plantas aguas abajo respecto a las superiores y podría perturbar los ecosistemas debido a la interrupción del flujo de nutrientes y la migración de

especies. Si bien esta es una apreciación general, al hacer operación conjunta de centrales en cascada es necesario considerar particularidades locales y las restricciones sociales y ambientales de operación que tiene cada central.

En Colombia, los mayores sistemas en cascada se encuentran en la Cadena Hidroeléctrica Nare-Guatapé, en la región oriental del departamento de Antioquia, que incluye las centrales de Guatapé (560 MW), Jaguas (170 MW), Playas (200 MW), Calderas (20 MW) y San Carlos (1.240 MW) (véase la Figura 40). Otras cadenas de embalses son la cadena hidráulica Porce III, que incluye las centrales de La Tasajera (306 MW), Guadalupe-Troneras-Guatrón (512 MW), Porce II (405 MW) y Porce III (700 MW).

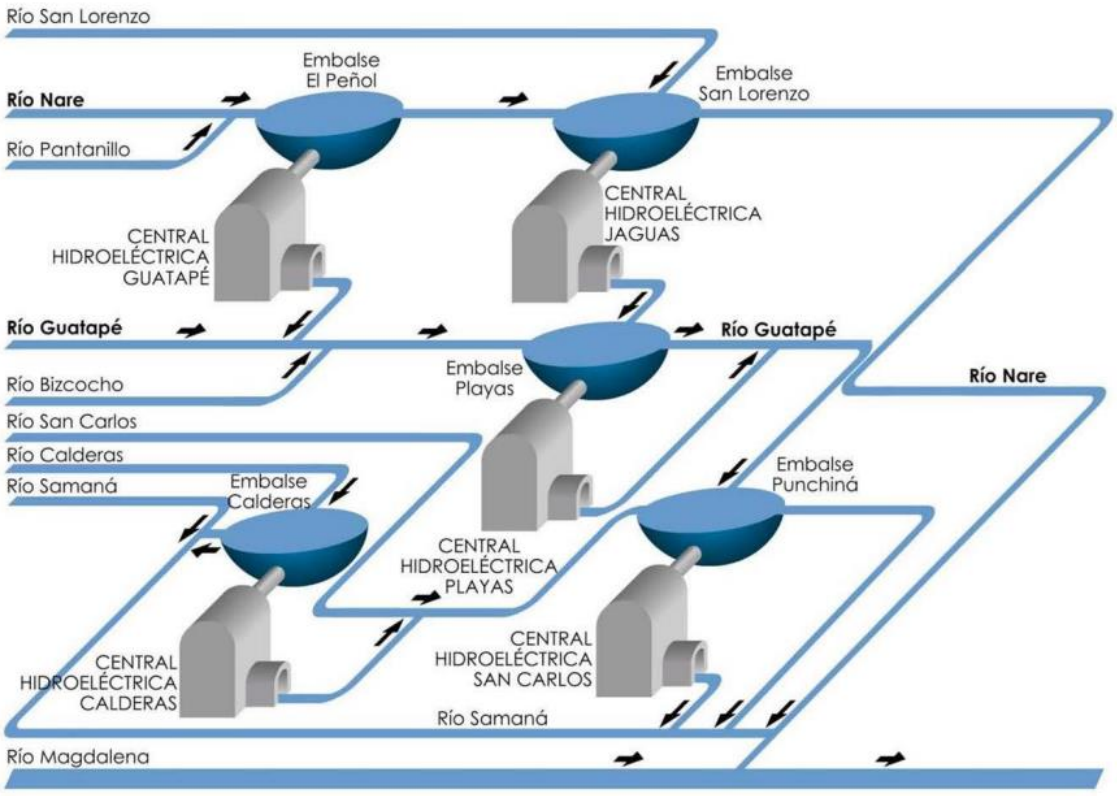


Figura 40. Sistema de la cadena hidroeléctrica Nare-Guatapé [2].

5.1.1. Clasificación por capacidad instalada

La capacidad instalada de los sistemas hidroeléctricos puede oscilar entre decenas de vatios y cientos de MW. En la Tabla 5-1 se presenta una clasificación basada en el tamaño de las centrales hidroeléctricas en Colombia. Sin embargo, no existe una definición estándar reconocida internacionalmente para el tamaño de las centrales hidroeléctricas, por lo que las definiciones pueden variar de un país a otro. En Colombia, la definición del tamaño de las centrales hidroeléctricas suele seguir las reglas de despacho del operador del mercado:

Tabla 5-1. Clasificación del tamaño de las centrales hidroeléctricas [3].

Tipo	Capacidad

Despacho centralizado - Grandes centrales hidroeléctricas	> 20 MW
No Centralizadas - Pequeñas centrales hidroeléctricas	1 MW – 20 MW
Generación Distribuida - Minicentrales y microcentrales hidroeléctricas	1 - 1000 kW

5.1.2. Tipos de Turbinas

Las turbinas Pelton, Francis y Kaplan son los tipos de turbinas hidráulicas más utilizados en las centrales hidroeléctricas, cada una de ellas adaptada a condiciones hidráulicas diferentes (Véase la Figura 41 y la Tabla 5-2.):

- **Turbina Pelton**: La turbina Pelton es una turbina de impulso, ideal para grandes alturas y caudales bajos, en la que los chorros de agua golpean unos cangilones en forma de cuchara montados alrededor del borde de una rueda. El impacto del agua en los cangilones hace girar la rueda, generando energía.
- **Turbina Kaplan:** La turbina Kaplan, adecuada para caudales altos y caudales bajos, también es de reacción, pero con álabes ajustables. Tiene un diseño similar al de una hélice, con álabes que pueden inclinarse para optimizar el rendimiento a medida que cambian el caudal de agua y las condiciones hidráulicas. Esta característica la hace muy adaptable y eficaz en lugares donde el caudal de agua varía.
- **Turbina Francis:** La turbina Francis, una turbina de reacción que funciona en condiciones de altura y caudal medios o altos, tiene una carcasa en forma de espiral que dirige el agua a través de paletas en un rodete. Este proceso convierte la energía de presión del agua en energía mecánica. El agua entra radialmente y sale axialmente, empujando contra los álabes de la turbina a su paso, lo que hace girar la turbina.

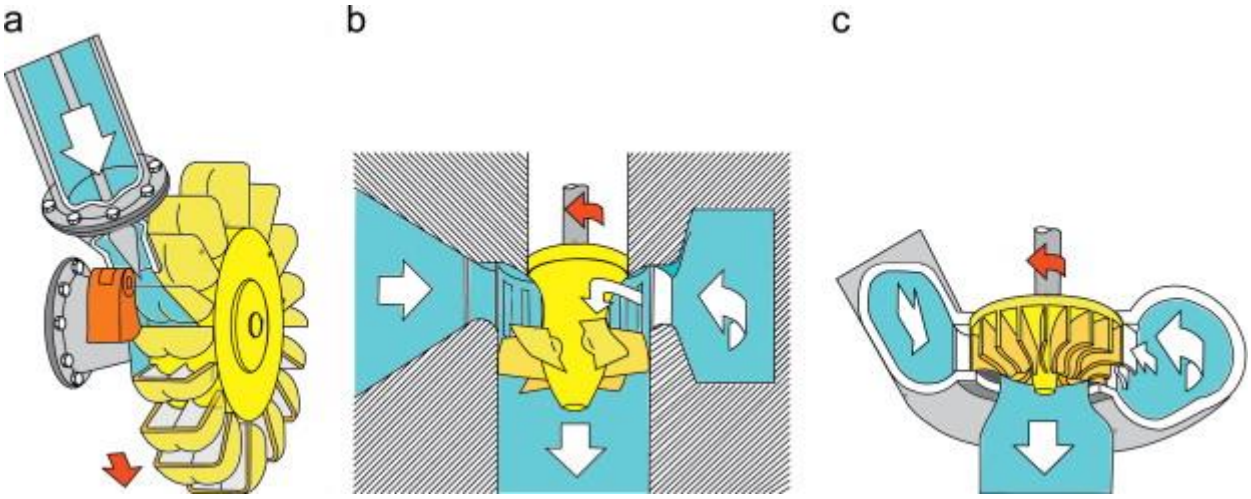


Figura 41. Turbinas Pelton (a), Kaplan (b) y Francis (c) [4].

Tabla 5-2. Características de turbinas Pelton, Francis y Kaplan [4].

Característica	Turbina Pelton	Turbina Francis	Turbina Kaplan
Tipo	Impulso	Reacción	Reacción
Altura	Alta	Media-Alta	Baja
Caudal	Bajo	Medio	Alto
Eficiencia	Alta en condiciones muy específicas	Alta en una serie de condiciones	Alta y ajustable
Diseño	Rueda de cangilones, las boquillas dirigen los chorros de agua	Carcasa en espiral, el agua pasa radial y axialmente	Hélice con álabes ajustables
Aplicación	Zonas montañosas con fuerte descenso del río	Amplia gama de aplicaciones, incluidas las instalaciones en presas	Lo mejor para terrenos llanos con grandes ríos

La elección de un tipo de turbina hidroeléctrica depende de dos parámetros: el caudal y la altura. Para los sistemas de altura elevada, las turbinas Pelton son las más adecuadas por su capacidad para gestionar altas presiones con caudales bajos. En cambio, para sistemas de altura media se suelen elegir turbinas Francis, ya que pueden gestionar eficazmente una combinación de altura y caudal moderados. Para sistemas de baja altura, las turbinas Kaplan son ideales, ya que están diseñadas para grandes caudales con baja presión. Los fabricantes de turbinas ofrecen diversos diagramas de aplicación, como el mostrado en la Figura 42, para seleccionar la tecnología más adecuada en función de la combinación de caudal y altura.

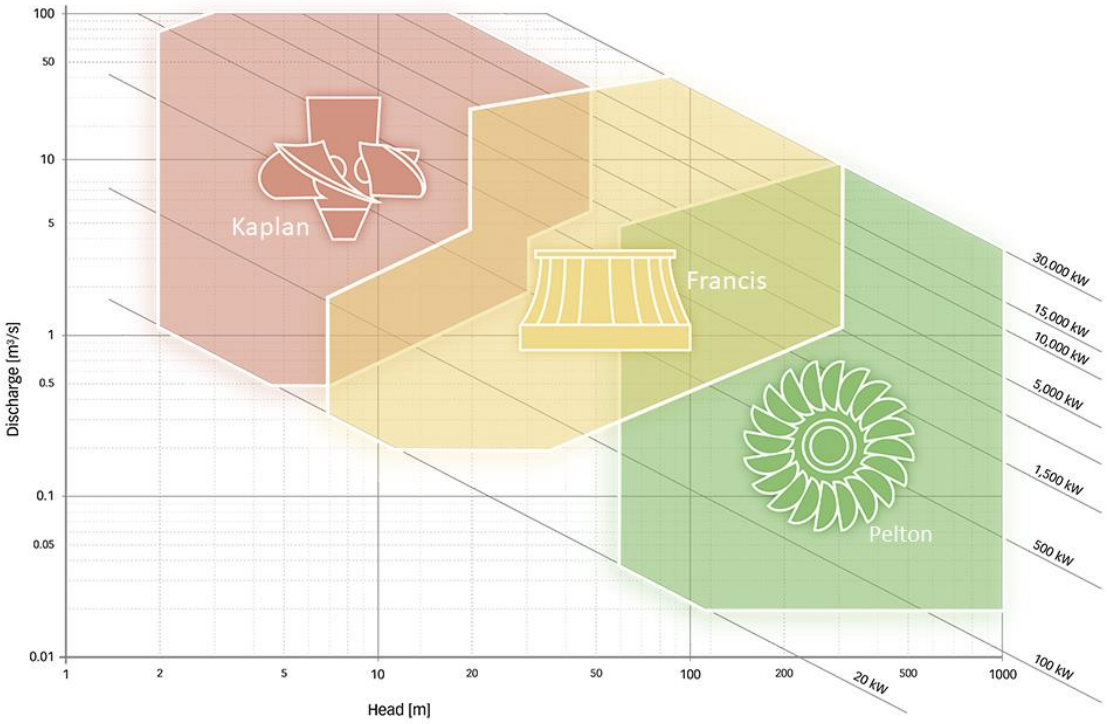


Figura 42. Cuadro de aplicaciones de las turbinas hidroeléctricas [5].

Existen diversas tecnologías para alturas de elevación más pequeñas, que incluyen diferentes tipos de turbinas, como las ruedas hidráulicas de sobrealimentación e infraalimentación, turbinas tipo Bulbo, tipo Turgo, de flujo transversal y los tornillos de Arquímedes, entre otras. El principio de selección, basado en la combinación de altura y caudal, también se aplica a estas turbinas.

En la Figura 43 se presenta una breve descripción de estas tecnologías, así como los intervalos de caudal y altura para su aplicación:

- **Rueda Hidráulica de sobrealimentación**: El agua fluye sobre la parte superior de la rueda, haciéndola girar debido al peso del agua.
- **Rueda Hidráulica de infraalimentación**: El agua impacta la parte inferior de la rueda, generando su movimiento rotatorio.
- **Turbina tipo Bulbo**: Esta turbina está totalmente sumergida en el agua y se emplea en aplicaciones de baja altura y alto caudal. Su generador está alojado en una carcasa en forma de bulbo, de ahí su nombre.
- **Turbina Turgo**: Variante de la turbina Pelton, es un modelo de impulso en el que el agua impacta los álabes en ángulo, lo que permite velocidades de rotación superiores a las de una Pelton. Esto la hace más eficiente para determinados rangos de altura.
- **Turbina de flujo transversal**: Sencilla y robusta, permite que el agua fluye a través de las palas dos veces, maximizando la captación de energía. Estas turbinas son reconocidas por su capacidad para manejar escombros sin daños significativos.
- **Turbina tipo tornillo de Arquímedes**: El tornillo gira cuando el agua fluye a través de él, generando energía mecánica. Es eficiente a bajas velocidades y suele emplearse en

pequeñas instalaciones hidroeléctricas ecológicas gracias a su diseño respetuoso con los peces.

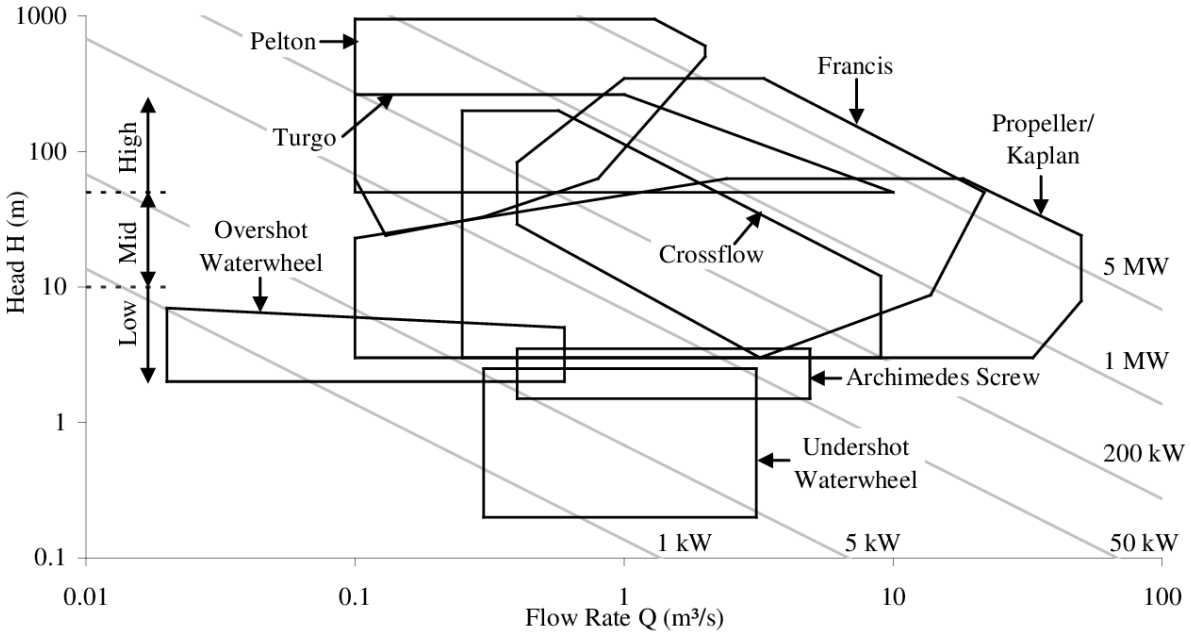


Figura 43. Cuadro de aplicación de otras tecnologías hidroeléctricas [6].

5.1.3. Potencial Hidroeléctrico en Colombia

En 2015, la UPME publicó el «Atlas del Potencial Hidroeléctrico de Colombia», centrado en el aprovechamiento a través de centrales hidroeléctricas a filo de agua con diferentes longitudes de conducto (200 m, 1000 m y 5000 m). Los resultados, representados en la Figura 44 y en la Tabla 5-3, se presentaron para subzonas hidrográficas correspondientes a diferentes áreas hidrográficas del territorio nacional.

Tabla 5-3. Potencial Hidroeléctrico en Colombia [7].

Rango de Capacidad	Potencial de Capacidad (MW)
Menos de 5 kW	2 MW
Menos de 50 kW	15 MW
Menos de 500 kW	143 MW
10 - 20 MW	4786 MW
20 - 100 MW	8113 MW
Mayor que 100 MW	43,129 MW

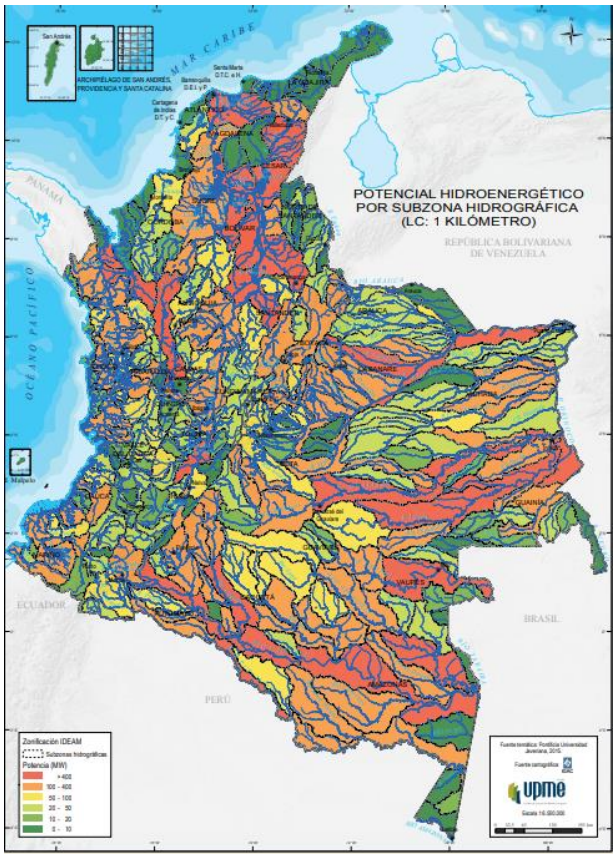


Figura 44. Potencial hidroeléctrico por zona subhidrográfica en Colombia [7].

En general, el territorio colombiano tiene un potencial hidroeléctrico bien distribuido, especialmente abundante en la región andina del país, donde se combinan grandes caudales fluviales y diferencias de altitud muy pronunciadas.

En 2024, la capacidad total de las centrales hidroeléctricas instaladas en Colombia era de 13.206 MW [3], lo que representa la mayor parte (63 %) de la capacidad instalada en el país. Esto hace que Colombia sea muy sensible al fenómeno El Niño-Oscilación del Sur (ENOS), ya que influye significativamente en la generación de energía hidroeléctrica en Colombia debido a su impacto en los patrones de precipitación del país. Durante las fases de El Niño, Colombia suele experimentar una reducción de las precipitaciones, lo que provoca una disminución del caudal de los ríos y del nivel de los embalses. Dado que la energía hidroeléctrica en Colombia depende en gran medida de la disponibilidad de agua superficial, tales condiciones pueden dar lugar a reducciones sustanciales en la capacidad de generación de electricidad. Por el contrario, la fase de La Niña se asocia a un aumento de las precipitaciones, lo que puede mejorar la producción hidroeléctrica al elevar los caudales de los ríos y los niveles de los embalses. En un año ENOS neutro, alrededor del 85 % de la energía de Colombia puede proceder de la hidroelectricidad, mientras que durante El Niño ese porcentaje puede descender al 50 %.

5.2. Entrada

Agua a presión en una conducción, con un caudal y una altura establecidos.

5.3. Salida

Las centrales hidroeléctricas generan electricidad como resultado de su funcionamiento.

5.4. Capacidades típicas

Los sistemas hidroeléctricos pueden oscilar entre decenas de vatios y cientos de MW. La mayor central hidroeléctrica de turbina que se instalará en Colombia es la central de Hidroituango, de 2.400 MW, dividida en 8 turbinas de 300 MW cada una.

5.5. Espacio requerido

Los embalses requieren la construcción de una presa que crea un gran lago artificial, lo que exige la adquisición de grandes extensiones de terreno, lo que puede alterar significativamente los ecosistemas locales y a menudo exige reubicar a las comunidades y la fauna. Sin embargo, el espacio necesario varía considerablemente, ya que depende mucho de la topografía local y de las condiciones geográficas particulares, como se muestra en la Tabla 5-4 [8].

Tabla 5-4. Uso del suelo en centrales hidroeléctricas de embalse en Colombia. Modificado de [8].

Uso del suelo - Central hidroeléctrica de embalse	Ha/MW	MW
Playas	35,3	207
Prado	83,3	51
Urra	21,7	338
El Quimbo	20,8	400
Calima	14,7	132
Betania	13,7	540
Guatron	12,5	512
Guatapé	11,1	560
Sogamoso	8,5	819
Salvajina	6,5	315
Jaguas	6,3	170
San Francisco / Santo Domingo	5,2	135
La tasajera	3,6	306
Miel I	3,5	396
Porce II	2,7	405
Chivor	1,3	1000
Guavio	1,1	1250
Porce III	0,7	700
San Carlos	0,3	1240
Alto y bajo Anchicayá	0,2	429
Hidroituango	2,9	2400
Esmeralda	41,7	30
Promedio	14,0	
Bajo	0,2	

Alto	83,3	

Por otro lado, los proyectos hidroeléctricos a filo de agua dejan una huella mucho menor. Como no necesitan grandes embalses, sino que utilizan el caudal natural del río para generar electricidad, los sistemas a filo de agua suelen requerir una pequeña porción de terreno para la toma de agua y las estructuras de la central eléctrica, lo que provoca alteraciones mínimas en el paisaje y los hábitats circundantes. Se necesitan menos de 0,3 hectáreas por MW para este tipo de proyecto, como se ve en la Tabla 5-5.

Tabla 5-5. Área requerida en algunas centrales hidroeléctricas a filo de agua en Colombia [8].

Proyecto Hidroeléctrico	ha/MW	MW
San Miguel	0,1	52
Amoya la esperanza	0,3	80
Carlos Lleras	0,3	60

5.6. Consumo de agua

El agua es el principal insumo para la generación hidroeléctrica y la cantidad de agua utilizada depende de cada proyecto. Sin embargo, el agua no se pierde, ya que se devuelve al río tras generar energía, aunque puede reducir el caudal en un tramo específico. Además, el agua puede perderse por evaporación en los embalses.

En algunas centrales con embalses de agua, el mismo volumen de agua puede servir para dos fines, primero en la generación de energía y luego para satisfacer la demanda local de agua. Este método de utilización del agua optimiza la gestión de los recursos y reduce la huella hídrica global de la producción de energía, lo que la convierte en una estrategia muy eficiente en regiones donde la conservación del agua es fundamental.

Según datos de XM, el operador del Mercado del Sistema Eléctrico de Colombia, por término medio cada metro cúbico por segundo de agua en la central del sistema puede proporcionar 31 MW de potencia, primero en generación de energía y luego para satisfacer la demanda local de agua. Este método de utilización del agua optimiza la gestión de los recursos y reduce la huella hídrica global de la producción de energía, lo que la convierte en una estrategia muy eficiente en regiones donde la conservación del agua es fundamental [3].

5.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

La energía hidroeléctrica desempeña un papel crucial en la mejora de la flexibilidad de los sistemas energéticos, gracias a su capacidad para ajustar rápidamente la producción de energía en respuesta a las fluctuaciones de la demanda de electricidad. A diferencia de las centrales de combustibles fósiles, que pueden tardar horas en ponerse en marcha, las instalaciones de hidroeléctrica de embalse pueden aumentar o disminuir la producción de electricidad casi instantáneamente [24]. Esto las hace ideales para equilibrar la red cuando se integran fuentes renovables intermitentes como la eólica y la solar, cuya producción varía según las condiciones meteorológicas. Esta capacidad no sólo proporciona un suministro de energía estable y fiable,

sino que también mejora la eficiencia general y la resistencia de los sistemas eléctricos, ayudando a mitigar los problemas relacionados con la variabilidad y la imprevisibilidad de otras fuentes de energía renovables. La energía hidroeléctrica contribuye a mantener la frecuencia de la red mediante la modulación continua de la potencia activa, permitiendo gestionar las fluctuaciones momentáneas en la demanda de energía [24]. Además, ofrece velocidades de rampa rápidas y, por lo general, rangos de rampa muy amplios, lo que la hace muy eficaz para responder a variaciones de carga pronunciadas o a la intermitencia en el suministro de energía renovable, como ocurre con las centrales eólicas y solares.

Las centrales hidroeléctricas de embalse almacenan agua durante los periodos de alta disponibilidad, lo que permite generar energía incluso cuando los caudales naturales son bajos. Esto permite una producción flexible de energía durante periodos prolongados, desde semanas hasta un año completo, independientemente de los niveles actuales de descarga del río. Como resultado, las hidroeléctricas de embalse son la fuente renovable dominante para proporcionar flexibilidad energética tanto a corto como a largo plazo. En cambio, las hidroeléctricas a filo de agua dependen directamente de los caudales naturales, ya que no cuentan con grandes embalses para almacenamiento. Por esta razón, son menos flexibles. Aunque estos sistemas son más respetuosos con el medio ambiente debido a su menor impacto en los ecosistemas y almacenamiento de agua, también son más susceptibles a las variaciones estacionales y meteorológicas. Por lo tanto, ofrecen menos control sobre la producción de energía y son más adecuados para caudales constantes y predecibles, pero no para hacer frente a grandes fluctuaciones en la demanda energética. Las hidroeléctricas de embalse, en comparación con los sistemas a filo de agua, ofrecen una gestión energética superior en plazos variables. Por otro lado, los sistemas a filo de agua son más limitados para responder a las demandas de la red, debido a su dependencia de la disponibilidad de agua en tiempo real [9]. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la sedimentación puede afectar a la capacidad de regulación a largo plazo, este tema se trata con más detalle en la sección de Medio ambiente.

La flexibilidad que proporcionan los embalses hidroeléctricos es especialmente importante para el futuro del sector eléctrico. Los estudios de escenarios realizados en el país han demostrado que, con un crecimiento estable de la demanda de electricidad sin cambios, la mitad de la electricidad generada en Colombia en 2050 podría seguir procediendo de las grandes centrales hidroeléctricas de embalse existentes (Véase la Figura 45) [10] [11]. En un escenario de transición energética con una mayor electrificación de los usos finales, será necesaria una ampliación de la capacidad hidroeléctrica [25]. En cualquier escenario, la gestión adecuada de los embalses será crucial para complementar el crecimiento proyectado de energía solar y eólica en el país.

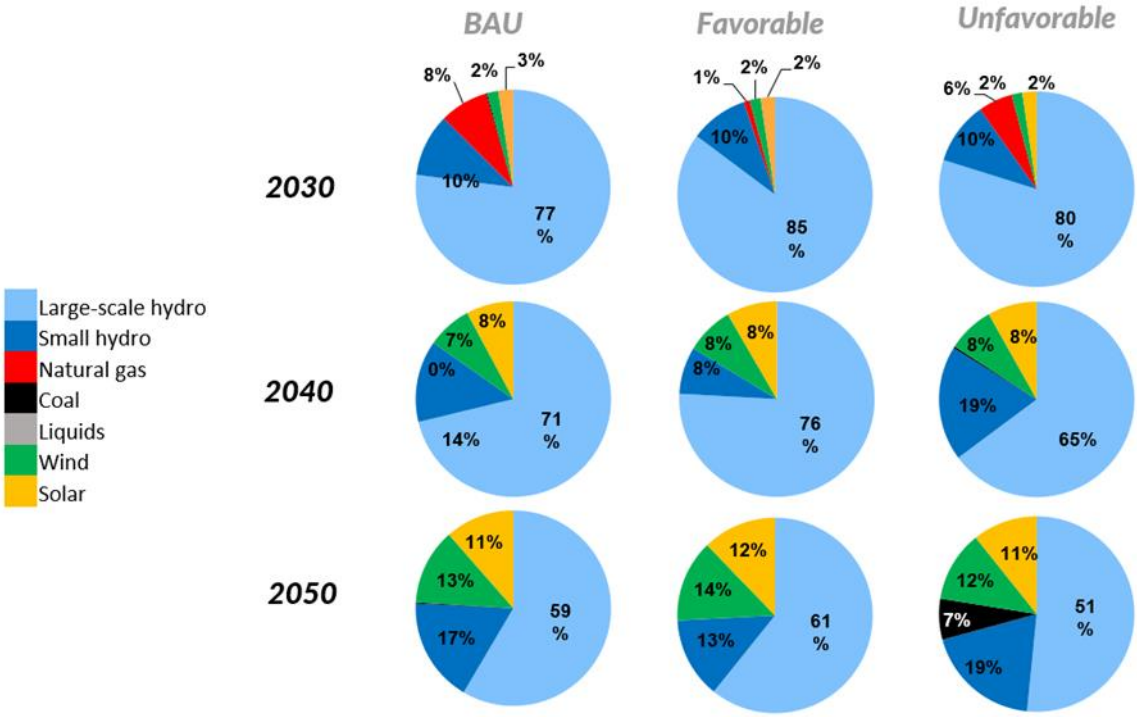


Figura 45. Participación de la energía hidroeléctrica a gran escala en la generación de energía eléctrica en Colombia, para diferentes escenarios y plazos [11].

5.8. Ventajas/desventajas

5.8.1. Ventajas

- La energía hidroeléctrica es la energía renovable más eficiente. La eficiencia de la conversión de agua en energía puede alcanzar el 90 %.
- Las instalaciones hidroeléctricas tienen una vida útil muy larga, que puede prolongarse indefinidamente y mejorarse aún más. Algunas instalaciones en funcionamiento en ciertos países tienen más de 100 años. Esto se traduce en electricidad duradera y asequible.
- La variabilidad del caudal de agua a corto plazo (horaria, diaria) suele ser menor que la de la energía eólica o solar, lo que la hace más predecible para el despacho de energía.

Ventajas Específicas para Embalses

- Los embalses pueden almacenar energía en forma de agua para utilizarla cuando sea necesario; los ingenieros pueden controlar el flujo de agua a través de las turbinas para producir electricidad según la demanda.
- Los embalses hidroeléctricos pueden utilizarse conjuntamente en otros usos, como el abastecimiento de agua, riego y recreación.

- Los embalses tienen capacidad para controlar las inundaciones y crecientes aguas abajo, previniendo el impacto de desastres naturales en ecosistemas y emplazamientos poblacionales en las riberas.
- Los proyectos hidroeléctricos en cascada pueden gestionarse para lograr un uso óptimo de los recursos hídricos.
- Los proyectos con embalse tienen la capacidad de hacer de regulación rápida de frecuencia y control de potencia reactiva.

Ventajas Específicas para Proyectos a Filo de Agua

- Las centrales hidroeléctricas a filo de agua no inundan grandes extensiones de terreno, por lo que su impacto en el paisaje o en el uso del suelo es mínimo.
- La energía hidráulica a filo de agua no afecta a la regulación natural de los recursos hídricos.
- Las centrales hidroeléctricas pueden reducirse y convertirse en soluciones para la generación distribuida o para poblaciones no conectadas a la red.

5.8.2. Desventajas

- Las instalaciones hidroeléctricas pueden impactar el medio ambiente local y competir con otros usos de la tierra y el agua, los cuales podrían ser más valorados que la producción de electricidad.
- La energía hidroeléctrica puede afectar a la calidad y el caudal del agua.
- Las centrales hidroeléctricas pueden provocar bajos niveles de oxígeno disuelto en el agua, un problema perjudicial para los hábitats de las riberas.
- Estas instalaciones son vulnerables a la variabilidad climática, como las sequías estacionales. Cuando no hay agua disponible, no pueden producir electricidad, lo que es particularmente crítico para Colombia y la influencia del fenómeno de El Niño.

Desventajas Específicas de los Embalses

- Los embalses tienen repercusiones sociales muy importantes, ya que la construcción de una presa modifica las vocaciones económicas de los territorios y puede incluir la reubicación de la población, lo que puede generar una pérdida de capital social.
- Las poblaciones de peces pueden verse afectadas si no logran migrar río arriba hacia las zonas de desove o río abajo hacia el océano.
- Los embalses se ven afectadas por la sedimentación, la cual puede comprometer la seguridad de las presas, reducir la producción de energía, disminuir la capacidad de almacenamiento y descarga y afectar la regulación del caudal y la atenuación de las inundaciones, como también se detalla en la sección *Medio ambiente*. La sedimentación incrementa las cargas sobre la presa y las compuertas, daña los equipos mecánicos y genera una serie de impactos ambientales.

Inconvenientes Específicos de los Proyectos Fluviales

- Los proyectos a filo de agua no pueden almacenar agua, por lo que carecen de capacidad de regulación de los recursos hídricos.
- Los proyectos a filo de agua están expuestos a inundaciones repentinas que podrían dañar las estructuras de captación.

- Los proyectos a filo de agua pueden necesitar equipos adicionales para eliminar los obstáculos de las estructuras de captación de agua.

5.9. Medio ambiente

Entre los problemas medioambientales identificados en el desarrollo de la energía hidroeléctrica figuran los siguientes:

- **Problemas de seguridad:** Los proyectos hidroeléctricos modernos se consideran seguros, y en las tres últimas décadas han sido relativamente escasas las rupturas de presas[9] que han causado víctimas mortales. La población en riesgo se ha reducido considerablemente gracias al encauzamiento y la mitigación de las inundaciones extremas. Se han observado mejoras en la seguridad de las presas a lo largo del tiempo. La Comisión Internacional de Grandes Presas (ICOLD) observa una reducción de cuatro veces en los índices de fallo en los últimos 40 años [29]. Para las presas construidas antes de 1950, el índice de fallo era del 2,2 %, mientras que, para las construidas después de 1950, el índice disminuyó a menos del 0,5 % [30]. Sin embargo, incidentes recientes como el desastre de la presa de Brumadinho, el desastre de la presa de Derna y la rotura de la presa de Koshi subrayan la necesidad de seguir tomando precauciones de seguridad [31].
- **Uso del agua e impacto en la calidad del agua:** El impacto de las centrales hidroeléctricas en la calidad del agua es específico de cada lugar y depende del tipo de central, de su funcionamiento y de la calidad del agua antes de que llegue a la central. Los niveles de oxígeno disuelto (OD) son un aspecto importante de la calidad del agua de los embalses. Los embalses grandes y profundos pueden tener niveles reducidos de OD en las aguas del fondo, donde las cuencas hidrográficas aportan cantidades moderadas o elevadas de sedimentos orgánicos [26].
- **Impactos sobre las especies migratorias y la biodiversidad:** Las presas más antiguas con instalaciones hidroeléctricas se construyeron a menudo sin tener debidamente en cuenta la migración de los peces. Muchas de estas centrales antiguas se han reformado para permitir la migración tanto aguas arriba como aguas abajo.
- **Sedimentación y escombros en los embalses**: La construcción de presas puede modificar la geomorfología y los patrones de sedimentación o erosión del río y afectar al embalse, a la presa/central eléctrica y al medio ambiente aguas abajo [27]. La sedimentación en los embalses afecta a la regulación hidráulica al reducir la capacidad de almacenamiento, lo que limita la capacidad de controlar el flujo de agua para la generación de electricidad y la gestión de las inundaciones. La acumulación de sedimentos reduce el volumen efectivo de almacenamiento de agua y puede obstruir las estructuras de control, reduciendo la eficiencia operativa y la seguridad. Los métodos de prevención de la sedimentación incluyen la reforestación de la cuenca, que estabiliza el suelo y minimiza la erosión; las prácticas agrícolas sostenibles, que reducen la pérdida de suelo y el flujo de sedimentos de las tierras de cultivo; y la construcción de barreras de sedimentos aguas arriba, que capturan los sedimentos antes de que lleguen al embalse principal [28].

[9] El fallo o la capacidad inadecuada de la estructura de descarga de crecidas es la causa más común de fallo de una presa, que suele ser un defecto de diseño más que una consecuencia de una operación y mantenimiento inadecuados [29].

- **Emisiones de gases de efecto invernadero en los embalses**. Los gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono y el metano, se generan debido a la descomposición natural de la materia orgánica en la mayoría de los medios acuáticos, incluidos los embalses. Estas emisiones son significativas en los embalses artificiales, creados para generar energía hidroeléctrica o el almacenar agua mediante presas. Dado que los embalses son artificiales, los gases de efecto invernadero que liberan se consideran de origen antropogénico [12].

5.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

La generación de energía hidroeléctrica es una tecnología bien establecida y ampliamente conocida. Aunque la energía hidroeléctrica es la tecnología de generación de energía más eficiente, con un elevado coeficiente de recuperación de la energía y eficiencia de conversión, todavía hay margen para pequeñas pero importantes mejoras en el desarrollo tecnológico.

5.10.1. Mejoras en las turbinas

La eficiencia de las turbinas hidroeléctricas ha experimentado un aumento gradual a lo largo de los años: los equipos modernos alcanzan entre el 90 % y el 95 %. Este es el caso tanto de las turbinas nuevas como de la sustitución de las existentes (sujeta a limitaciones físicas). Algunas mejoras tienen como objetivo directo reducir el impacto ambiental de la energía hidroeléctrica mediante el desarrollo de turbinas respetuosas con la vida acuática, turbinas con velocidad variable, turbinas sin aceite.

5.10.2. Turbinas hidro cinéticas

Turbinas de flujo cinético, como las ilustradas en la Figura 46 para uso en canales, tuberías y ríos. Las turbinas de flujo dentro del cauce, a veces denominadas turbinas hidro cinéticas, se basan principalmente en la conversión de la energía proveniente del flujo libre de agua, más que en la carga hidráulica creada por presas o estructuras de control. La mayoría de estos dispositivos subacuáticos tienen turbinas de eje horizontal, con álabes de paso fijo o variable.

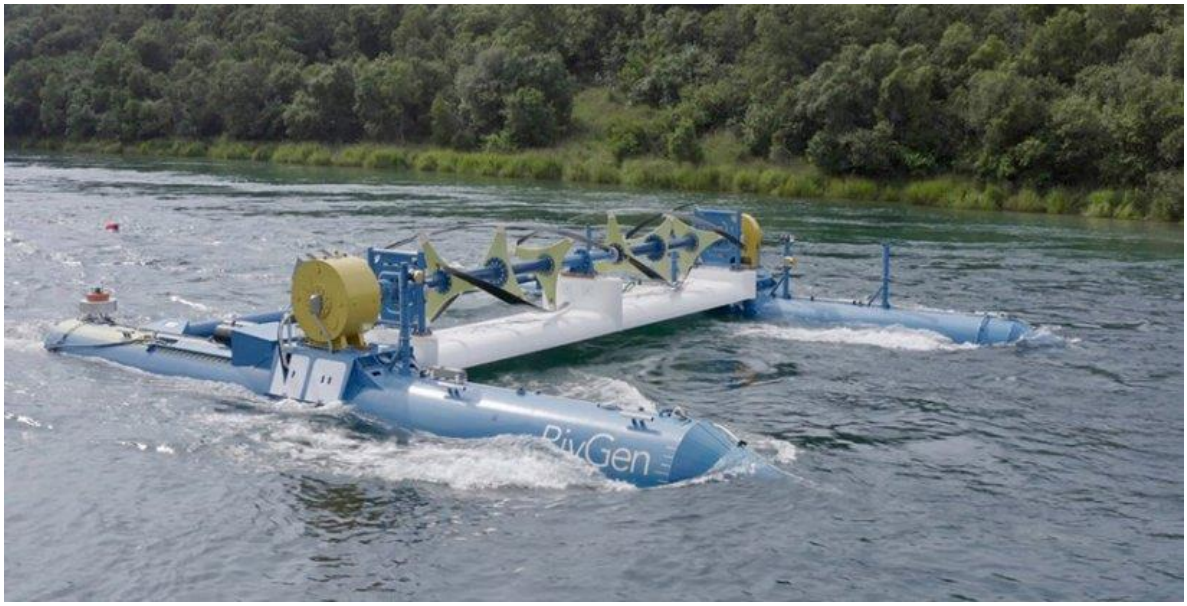


Figura 46. RivGen Power System - Turbina hidro cinética desplegada en Alaska [14].

5.10.3. Turbina tipo Tornillos de Arquímedes

Concebidos originalmente como un método para elevar agua, han encontrado una aplicación moderna en la generación de energía renovable. Estos dispositivos, mostrados en la Figura 47, consisten en un gran tornillo helicoidal encerrado en un tubo cilíndrico que está parcialmente sumergido en agua. Cuando el agua fluye hacia el extremo inferior del tornillo, la fuerza del peso del agua y el propio flujo hacen que el tornillo gire. Esta rotación se aprovecha para accionar un generador y producir electricidad. Los tornillos de Arquímedes son especialmente eficaces en centrales hidroeléctricas de baja altura, donde las turbinas tradicionales pueden no ser tan eficientes. Ofrecen varias ventajas, como unos costos de instalación y mantenimiento bajos, un alto rendimiento en toda una gama de condiciones de caudal y una inocuidad inherente para los peces que minimiza el impacto ambiental. Estas características hacen de los tornillos de Arquímedes una opción atractiva para los proyectos hidroeléctricos a pequeña escala, contribuyendo a la diversificación de las fuentes de energía renovables y apoyando al mismo tiempo los esfuerzos de conservación ecológica. En Colombia, los tornillos de Arquímedes se han utilizado para suministrar agua a zonas no conectadas a la red.



Figura 47. Central hidroeléctrica de Pico con tornillo de Arquímedes en Miravalle, Meta [15].

5.10.4. Adaptación al cambio climático

Para adaptar los sistemas hidroeléctricos al cambio climático, la investigación se centra en comprender las repercusiones de los cambios en la disponibilidad de agua y los fenómenos meteorológicos extremos. El cambio climático provocará tanto escasez de agua como un aumento de las inundaciones debido a precipitaciones más frecuentes e intensas. Las centrales hidroeléctricas, sobre todo las que no controlan los caudales aguas arriba, pueden enfrentar variaciones estacionales del agua y a un mayor riesgo de inundaciones, lo que puede provocar problemas de funcionamiento y una menor eficiencia.

Entre las principales áreas de investigación figura el desarrollo de escenarios climáticos e hidrometeorológicos de alta resolución para la ubicación de cada presa, con el fin de predecir futuros caudales y fenómenos meteorológicos extremos. Estos datos ayudarán a optimizar las operaciones, el mantenimiento y las adaptaciones infraestructurales de las instalaciones. Por ejemplo, es necesario evaluar la compatibilidad de los sistemas de gestión de crecidas, como aliviaderos, compuertas y tapones fusibles, con las presas existentes y la geografía circundante. En algunos casos, la adaptación de las infraestructuras, como la construcción de presas más grandes, puede ser necesaria cuando se prevea una importante escorrentía de agua [16].

Se han llevado a cabo investigaciones destinadas a utilizar modelos hidrológicos de alta resolución para evaluar el impacto del cambio climático en el caudal del río. Utilizando las proyecciones de precipitaciones futuras de los modelos climáticos, y la reducción de escala espacial y la corrección de sesgos, es posible obtener series diarias de precipitaciones que reflejan las señales del cambio climático, que luego se utilizan para ejecutar el modelo hidrológico y evaluar los posibles cambios en los regímenes de flujo (Véase la Figura 48) [17].

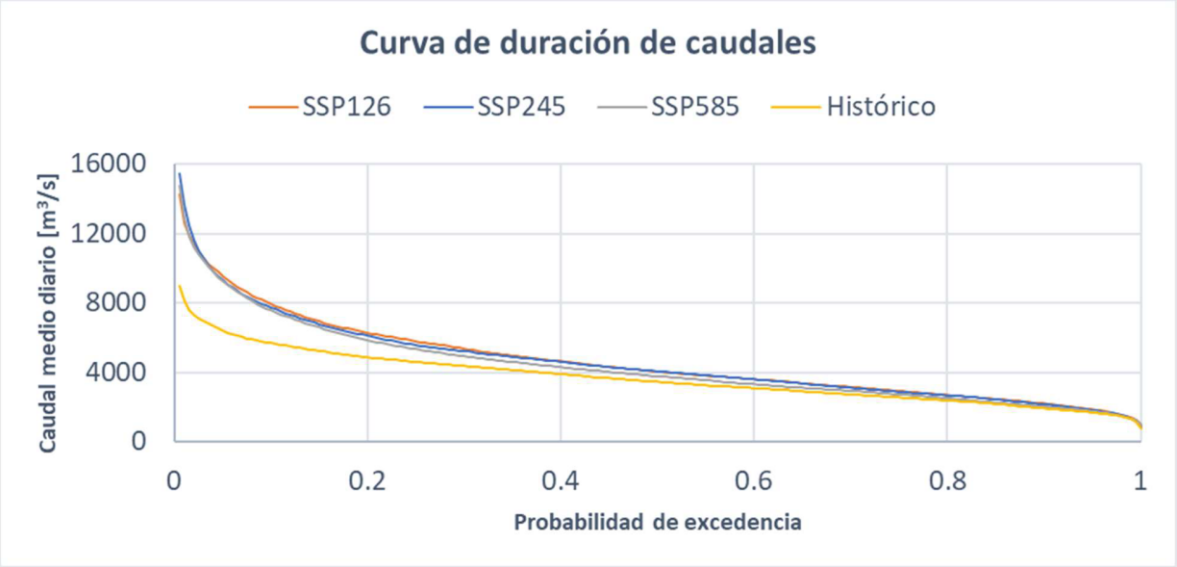


Figura 48. Curvas de duración del caudal del río Magdalena en Colombia bajo el escenario de cambio climático representado por las Sendas Socioeconómicas Compartidas (SSPs): SSP1-2.6, SSP2-4.5, y SSP5-8.5 [17].

5.10.5. Gestión de Cuencas Hidrográficas

La energía hidroeléctrica se diferencia de otras energías renovables como la eólica y la solar por su capacidad única de gestionar e influir en los recursos de las cuencas hidrográficas. Esta gestión de las cuencas hidrográficas (en términos de uso del suelo, cubierta forestal, construcción de embalses y otros), permite a los sistemas hidroeléctricos adaptarse mejor a las cambiantes condiciones climáticas, tal como los cambios en los patrones de precipitaciones y de agua. Esta capacidad de gestión activa y de adaptación a los cambios de las cuencas hidrográficas puede suponer una ventaja significativa a la hora de mitigar y responder a los impactos del cambio climático.

Una de las herramientas existentes para entender esto es el Marco de Modelización de Cuencas Hidrográficas (WMF, por sus siglas en inglés, Watershed Modelling Framework) [19]. El WMF utiliza una plataforma modular basada en Python diseñada para la modelización eficiente y

distribuida de procesos hidrológicos a escala de cuenca. El WMF facilita las aplicaciones en la predicción de inundaciones, la gestión de recursos hídricos y la evaluación del impacto del cambio climático, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones informadas. Esta adaptabilidad es especialmente beneficiosa para los países en desarrollo que afrontan retos como la escasez de recursos y la insuficiencia de infraestructuras. Al ofrecer una comprensión más profunda de los procesos hidrológicos, el WMF contribuye a la creación de políticas de gestión del agua más eficaces y sostenibles, incluido el sector hidroeléctrico [20].

5.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Hidroituango

El proyecto Hidroituango en Colombia, representado en la Figura 49, cuenta con una gran presa de 225 metros de altura y un volumen de 20 millones de metros cúbicos, que aprovecha el río Cauca con un caudal de 1.010 metros cúbicos por segundo. El proyecto incluye planes para una central eléctrica subterránea con una capacidad instalada de 2.400 MW y una producción media anual de energía de 13.930 GWh. La sala de máquinas, equivalente a un edificio de 17 pisos, albergará ocho turbinas Francis de 300 MW [21].

Otras instalaciones de la central incluyen equipos electromecánicos y de control, sala de control, sala de montaje y edificios de oficinas. La caverna de transformadores situada aguas arriba alberga tres bancos de transformadores monofásicos por unidad generadora. Aguas abajo, dos cavernas con cámaras de compensación recogen el agua después de la turbina y la devuelven al río Cauca a través de túneles de descarga situados aproximadamente a unos 1.400 metros aguas abajo.

Las unidades de generación son alimentadas mediante un túnel de abastecimiento que comienza en la margen derecha del río, equipado con compuertas para el control del caudal. Un túnel de descarga intermedio, modificado para manejar un caudal de hasta 750 m^3/s, gestiona el llenado del embalse y la descarga controlada de agua aguas abajo de la presa. El aliviadero, un canal abierto controlado por cuatro compuertas, puede manejar hasta 22.600 m^3/s de agua, aproximadamente el tamaño de cuatro campos de fútbol. En el exterior, la subestación principal encapsulada de 500 kV recibe energía de la caverna del transformador. El embalse tiene 78 km de longitud y una capacidad máxima de 2.800 millones de metros cúbicos de agua. Otras infraestructuras incluyen vías de acceso, zonas de campamento, una línea de transmisión y una subestación de construcción.



Figura 49. Proyecto Hidroeléctrico Hidroituango [21].

Miel

La Central Hidroeléctrica Miel I, mostrada en la Figura 50 está ubicada en el municipio de Norcasia y forma parte del potencial hídrico del oriente de Caldas, región comprendida por las cuencas de los ríos Guarinó, La Miel, Moro, Manso, Samaná Sur y afluentes secundarios como los ríos Pensilvania y Tenerife. Entró en operación comercial en diciembre de 2002. La central tiene una Capacidad Efectiva Neta de 396 MW. La presa de Patángoras, de 188 metros de altura, está construida sobre el río La Miel, creando el embalse de Amaní, que cubre 1.220 hectáreas y tiene una capacidad de almacenamiento de 571 millones de metros cúbicos (m^3) [22].



Figura 50. Proyecto Hidroeléctrico Miel I [21].

Agua Fresca

En su primera etapa, Agua Fresca es un proyecto de generación hidroeléctrica a filo de agua, con un caudal de diseño de 2,7 m^3 /s, una capacidad instalada de 7,49 MW y una producción anual de 63,3 GWh. La conexión del Proyecto al SIN se realiza en el municipio de Fredonia, en la Subestación Fredonia de Empresas Públicas de Medellín (EPM). Para ello se construyó una Línea de transmisión de 44 kV con una longitud de 15 km. Se estima que el proyecto reducirá anualmente 11.577 toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO_2e), al reemplazar la generación de energía de las plantas térmicas del Sector Eléctrico Colombiano. El proyecto reutiliza el agua de la descarga de la Central Hidroeléctrica Río Piedras. En caso de que esta central no esté operando o lo haga con un caudal inferior a 2,7 m^3 /s, la Central Agua Fresca cuenta con una estructura de captación secundaria que toma el agua directamente del río. De esta manera, el proyecto Agua Fresca es independiente y tiene una mayor confiabilidad en su operación [23].



Figura 51. Proyecto Hidroeléctrico Agua Fresca [32].

5.12. Predicción de desempeño y costo

5.12.1. Estimación de los costos de inversión

El costo del capital de las centrales hidroeléctricas depende en gran medida del lugar donde se ubique la central, por lo que los costos observados presentan grandes variaciones. Si bien la energía hidroeléctrica se beneficia de la economía de escala como la mayoría de las tecnologías de generación, es posible que los mejores y más accesibles emplazamientos para las grandes centrales ya estén explotados; en algunos casos, las centrales hidroeléctricas pasada filo de agua (de pequeño tamaño) se construyen a un costo más bajo. Tabla 5-6 muestra las diferencias en los costos de inversión entre regiones.

Tabla 5-6. Comparación de costos de inversión para proyectos hidroeléctricos en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado por inflación a los valores de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	2,5 (filo de agua - grande) 3,0 (filo de agua - pequeña) 4,3 (filo de agua - micro) 2,5 (embalse - grande)	2024
Datos nacionales		
Reuniones bilaterales con partes interesadas locales	3,0 – 5,0 (filo de agua - grande)	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	2,47 (filo de agua - grande) 2,81 (filo de agua - pequeña) 3,03 (filo de agua - micro)	2023
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	1,58 (filo de agua - grande) 1,08 (embalse - grande)	2022
Catálogo Tecnológico de India (2021)	1,76 (filo de agua - grande) 1,37 (embalse - grande)	2021
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	2,36 (filo de agua - grande) 3,76 (filo de agua - pequeña)	2021

5.13. Referencias

[1] Department of Energy, USA. (n.d.). Types of hydropower plants. *Energy.gov*. Retrieved from https://www.energy.gov/eere/water/types-hydropower-plants

[2] EPM. (n.d.). *Central Playas: Presentación ante el CNO*. Retrieved from https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/presentacion_playascno.pdf

[3] XM. (n.d.). *Paratec*. Retrieved from https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad

[4] López, I., Andreu, J., Ceballos, S., Martínez de Alegría, I., & Kortabarria, I. (2013). Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 27*, 413-434. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.025

[5] Andritz. (n.d.). *Small hydropower solutions*. Retrieved from https://www.andritz.com/products-en/group-de/markets/small-mini-hydropower-plants

[6] Williamson, S. J., Stark, B. H., & Booker, J. D. (2014). Low head pico hydro turbine selection using a multi-criteria analysis. *Renewable Energy, 61*, 43-50. https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.039

[7] UPME. (2015). *Atlas Potencial Hidroeléctrico de Colombia*.

[8] Ramirez-Tovar, A., Moreno-Chuquen, R., & Moreno-Quintero, R. (2022). Land-use in the electric Colombian system: Hidden impacts and risks of large-scale renewable projects. *International Journal of Energy Economics and Policy, 12*(2), 127–134. https://doi.org/10.32479/ijeep.11631

[9] Eurelectric. (n.d.). *The hidden power of water: flexibility*. Retrieved from https://www.eurelectric.org/news/hydropower_flexibility/

[10] Ortega, S., Angel, E., Jaramillo, A., Arango, S., Arias, J., & Olaya, Y. (2023). *Escenarios energéticos: Seis posibilidades para la transición en Colombia – Volumen II: Resultados y señales de política pública* [Energy scenarios: Six possibilities for the transition in Colombia – Volume II: Results and policy signals]. Fondo Editorial EIA. ISBN: 978-628-95287-.

[11] Ortega Arango, S., Giraldo Quiroz, J., España Forero, J., Arango Aramburo, S., Olaya Morales, Y., Parra Rodas, J., & Valencia Hernandez, V. (2023). *¿Un sector eléctrico sin combustibles fósiles en Colombia a 2030? : Explorando escenarios y estrategias de salida de los combustibles fósiles en el sector eléctrico colombiano* [An electricity sector without fossil fuels in Colombia by 2030? Exploring scenarios and strategies for exiting fossil fuels in the Colombian electricity sector]. Universidad Nacional de Colombia.

[12] Environmental Protection Agency (EPA). (n.d.). *Research on emissions from US reservoirs*. Retrieved from https://www.epa.gov/air-research/research-emissions-us-reservoirs

[13] Moreno, M. P., & Sandoval, C. C. (2024). *Análisis prospectivo SRO – Estudio aplicado a proyecto de generación de energía renovable* [Prospective analysis SRO – Study applied to renewable energy generation project]. Maestría en Sostenibilidad. Universidad EAFIT.

[14] U.S. Department of Energy. (n.d.). *River hydrokinetics reduce dependence on diesel in Alaska*. Retrieved from https://www.energy.gov/eere/water/articles/river-hydrokinetics-reduce-dependence-diesel-alaska

[15] El Espectador. (2018, September 14). *La energía limpia que los excombatientes llevaron a Miravalle* [The clean energy that former combatants brought to Miravalle]. Retrieved from https://www.elespectador.com/ambiente/la-energia-limpia-que-los-excombatientes-llevaron-a-miravalle-article-826191/

[16] Climate Adapt EU. (n.d.). *Adaptation options for hydropower plants*. Retrieved from https://climate-adapt.eea.europa.eu/en/metadata/adaptation-options/adaptation-options-for-hydropower-plants

[17] Estupiñan, A., Ruiz-Carrascal, D., & Ortega, S. (2021). Simulación hidrológica en la cuenca hidrográfica del Río Magdalena bajo escenarios de cambio climático [Hydrological

simulation in the Magdalena River basin under climate change scenarios]. XXIX Congreso Latinoamericano de Hidráulica, Evento Virtual, 15-19 de noviembre de 2021, México.

[18] Emergente. (n.d.). *K-Hydro: modelación automática del recurso hídrico para un desarrollo energético sostenible* [K-Hydro: Automatic modeling of the water resource for sustainable energy development]. Retrieved from https://www.emergente.com.co/k-hydro-modelacion-automatica-del-recurso-hidrico-para-un-desarrollo-energetico-sostenible

[19] Velásquez, N., Vélez, J. I., Álvarez-Villa, O. D., & Salamanca, S. P. (2023). Comprehensive analysis of hydrological processes in a programmable environment: The Watershed Modeling Framework. *Hydrology, 10*(4), 76. https://doi.org/10.3390/hydrology10040076

[20] Emergente. (2024). *Modelación ecohidrológica para analizar la sostenibilidad financiera de estrategias de restauración de cuencas* [Ecohydrological modeling to analyze the financial sustainability of watershed restoration strategies]. Retrieved from https://www.emergente.com.co/modelacion-ecohidrologica-para-analizar-la-sostenibilidad-financiera-de-estrategias-de-restauracion-de-cuencas

[21] EPM. (n.d.). *Proyecto Hidroituango*. Retrieved from https://epm.com.co/institucional/proyectos/hidroituango/proyecto-hidroituango/#accordion-9d6a0be8e6-item-3aebf7b43a

[22] ISAGEN. (n.d.). *Generamos Energía* [We generate energy]. Retrieved from https://www.isagen.com.co/es/nuestro-negocio/generamos-energia

[23] UNFCCC. (n.d.). *Agua Fresca Environmental Services Project - Project Design Document*. Retrieved from https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/ZQA98BVU25I70P1LKJNFTSEDX6RO43

[24] XFLEX HYDRO. (2024). *XFLEX 2024 report: Enhancing hydropower flexibility and resilience*. XFLEX HYDRO Project. Retrieved from https://cdn.prod.website-files.com/64f9d0036cb97160cc26feba/65e092ff59470df90d3420f6_XFLEX%202024%20report.pdf

[25] UPME. (2022). *Plan Energético Nacional 2022-2052* [National Energy Plan 2022-2052]. Unidad de Planeación Minero Energética.

[26] Winton, R. S., López-Casas, S., Valencia-Rodríguez, D., Bernal-Forero, C., Delgado, J., Wehrli, B., & Jiménez-Segura, L. (2022). Patterns and drivers of water quality changes associated with dams in the Tropical Andes. *EGUsphere*. https://doi.org/10.5194/egusphere-2022-403

[27] U.S. Geological Survey. (1996). *Dams and rivers: A primer on the downstream effects of dams* (Circular 1126). U.S. Department of the Interior. Retrieved from https://pubs.usgs.gov/circ/1996/1126/report.pdf

[28] Polanco, J. A., Ramírez-Atehortúa, F. H., Montes-Gómez, L. F., Botero-Hernández, B. A., & Otálvaro Barco, M. (2020). Effect of sediment management decision on a hydropower plant value. *DYNA, 87*(213), 232–240. https://doi.org/10.15446/dyna.v87n213.81832

[29] World Bank. (2020). *Operation and maintenance strategies for hydropower handbook for practitioners and decision makers*.

[30] International Hydropower Association. (n.d.). *Dam safety*. Retrieved from https://www.hydropower.org/factsheets/dam-safety

[31] Wikipedia. (n.d.). *Dam failure*. Retrieved from https://en.wikipedia.org/wiki/Dam_failure

[32] Generadora Unión SAS. (n.d.). *Agua Fresca*. Retrieved from https://gunion.com/projects/proyecto-hidroelectrico-agua-fresca/

5.14. Ficha técnica

5.14.1. Filo de agua – gran escala

Tecnología	Central hidroeléctrica a filo de agua – gran escala								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	35	35	35	20	50	20	50	A	1,6,11
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	95	95	95	85	97	85	97		8
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	95	95	95	85	97	85	97		8
Interrupción forzada (%)	4	4	4	2	7	2	7		9
Interrupción planificada (semanas al año)	3	3	3	2	6	2	6		9
Vida útil técnica (años)	50	50	50	40	90	40	90		8
Tiempo de construcción (años)	4	4	4	2	6	2	6		3,11
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	2,4	2,4	2,4	1,4	3,2	1,4	3,2	G	10,11
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	53	53	53	38	66	38	66	H	
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	48	48	48	31	62	31	62	H	6,7
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	55	55	55	0	100	0	100	H	6,12
Carga mínima (% de plena carga)	0	0	0	0	0	0	0		12
Tiempo de arranque tibio (horas)	0,3	0,3	0,3	0	0,5	0	0,5		6
Tiempo de arranque en frío (horas)	0,3	0,3	0,3	0	0,5	0	0,5		6
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_X (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
CH_4 (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
N_2O (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_e)	2,50	2,50	2,48	2,2	3,0	2,18	2,98	B,E,I	2,3,4,5,11
- de la cual equipos	0,90	0,90	0,89	0,79	1,08	0,79	1,07	C,E,I	2,3,4,11
- de la cual instalación	1,60	1,60	1,59	1,41	1,92	1,40	1,91	C,E,I	2,3,4,11
O&M fijos (USD/MW_e/año)	55.000	54.900	54.600	44.000	75.000	43.500	74.500	D,E	4,5
O&M Variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A Las grandes centrales hidroeléctricas a filo de agua se evalúan como representativas entre 20 MW y 50 MW, con base en proyectos operativos en Colombia. El valor central corresponde al valor promedio.

B Datos agregados y curva ajustada de proyectos colombianos en el "Registro de Proyectos de Generación" de la UPME, complementados con otras fuentes internacionales

C Suponiendo una participación de aproximadamente el 36 % del costo de los equipos y el 64 % de la instalación para filo de agua a gran escala con base en los aportes de las partes interesadas.

D O&M correspondiente al 2,2 % del CAPEX/año según la IEA con un rango de incertidumbre del 2 % al 2,5 % para plantas a gran escala según IRENA.

E Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje asumiendo una tasa de aprendizaje del 1 % con base en los supuestos de la IEA en su Modelo Global de Energía y Clima, incluidas las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, con el escenario "Announced Pledges" para los valores centrales.

F Esta es la eficiencia de la utilización de la energía potencial del agua.

G Los requisitos de espacio para nuevos sitios son altamente inciertos dada la dependencia geográfica. Las aportaciones de las partes interesadas han dado lugar a la gama que se presenta aquí.

H Las cifras se basan en la operación histórica, pero las centrales hidroeléctricas despachables no están limitadas por las cifras presentadas. El factor de planta teórica se deriva teniendo en cuenta los tiempos de interrupción más bajos para el factor de planta superior y viceversa.

I Las incertidumbres de los costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos actuales en funcionamiento y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial limitado de mejora general de la tecnología.

J El costo de referencia se deriva de los efectos de la economía de escala con un factor de proporcionalidad de 0,85 basado en el costo de la energía hidroeléctrica a filo de agua de gran escala.

Referencias

[1] Bloomberg New Energy Finance, Power Asset Database
[2] UPME, "Registro de Proyectos de Generación" database
[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024
[4] IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022
[5] IEA, 2010, Projected Cost of Generating Electricity
[6] Paratec - Projects that started operation after 2010
[7] Calculation from Sinergox - Data Provided by MME
[8] Stepan, 2011, Workshop on Rehabilitation of Hydropower, "The 3-Phase Approach".
[9] U.S. Department of Energy, 2015, "Hydropower Market Report".
[10] Ramirez-Tovar el al 2022 Land-use in the Electric Colombian System: Hidden Impacts and Risks of Large-scale Renewable Projects. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2),
[11] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group
[12] Eurelectric, 2015, "Hydropower - Supporting a power system in transition".

5.14.2. Filo de agua – Mediana/Pequeña escala

Tecnología	**Central hidroeléctrica a filo de agua – Mediana/Pequeña escala**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	10	10	10	1	20	1	20	A	1,6,11
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	95	95	95	85	97	85	97	F	8
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	95	95	95	85	97	85	97	F	8
Interrupción forzada (%)	4	4	4	2	7	2	7		9
Interrupción planificada (semanas al año)	3	3	3	2	6	2	6		9
Vida útil técnica (años)	50	50	50	40	90	40	90		8
Tiempo de construcción (años)	3	3	3	2	6	2	6		3,11
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	2,4	2,4	2,4	1,4	3,2	1,4	3,2	G	10,11
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	70	70	70	56	76	56	76	H	
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	63	63	63	46	72	46	72	H	6,7
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	55	55	55	0	100	0	100	H	6,12
Carga mínima (% de plena carga)	0	0	0	0	0	0	0		12
Tiempo de arranque tibio (horas)	0,3	0,3	0,3	0	0,5	0	0,5		6
Tiempo de arranque en frío (horas)	0,3	0,3	0,3	0	0,5	0	0,5		6
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		

SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_X (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
CH_4 (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
N_2O (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_e)	3,02	3,01	3,00	2,1	3,8	2,09	3,77	B,E,I,J	2,3,4,5,11
- de la cual equipos	1,00	0,99	0,99	0,69	1,25	0,69	1,24	C,E,I	2,3,4,11
- de la cual instalación	2,02	2,02	2,01	1,41	2,54	1,40	2,53	C,E,I	2,3,4,11
O&M fijos (USD/MW_e/año)	66,500	66,400	66,000	46,200	75,000	45,900	83,000	D,E	4,5
O&M Variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A Las pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas a filo de agua se evalúan como representativas entre 1 MW y 20 MW, con base en proyectos operativos en Colombia. El valor central corresponde al valor promedio redondeado.

B Datos agregados y curva ajustada de proyectos colombianos en el "Registro de Proyectos de Generación"de UPME, complementados con otras fuentes internacionales

C Suponiendo una participación de aproximadamente el 36 % del costo de los equipos y el 64 % por instalación para centrales a filo de agua de gran escala con base en los aportes de las partes interesadas.

D O&M correspondiente al 2,2 % de CAPEX/año según la IEA con un rango de incertidumbre del 2 % al 2,5 % para plantas de pequeña y mediana escala según IRENA

E Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje asumiendo una tasa de aprendizaje del 1 % con base en los supuestos de la IEA en su Modelo Global de Energía y Clima, incluidas las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, con el escenario "Announced Pledges" para los valores centrales.

F Esta es la eficiencia de la utilización de la energía potencial del agua.

G Los requisitos de espacio para nuevos sitios son altamente inciertos dada la dependencia geográfica. Las aportaciones de las partes interesadas han dado lugar a la gama que se presenta aquí.

H Las cifras se basan en la operación histórica, pero las centrales hidroeléctricas despachables no están limitadas por las cifras presentadas. El factor de planta teórica se deriva teniendo en cuenta los tiempos de interrupción más bajos para el factor de planta superior y viceversa.

I Las incertidumbres de los costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos actuales en funcionamiento y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial limitado de mejora general de la tecnología.

J El costo de referencia se deriva de los efectos de la economía de escala con un factor de proporcionalidad de 0,85 basado en el costo de la energía hidroeléctrica a filo de agua de gran escala.

Referencias

[1] Bloomberg New Energy Finance, Power Asset Database

[2] UPME, "Registro de Proyectos de Generación" database

[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023

[4] IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022

[5] IEA, 2010, Projected Cost of Generating Electricity

[6] Paratec - Projects that started operation after 2010

[7] Calculation from Sinergox - Data Provided by MME

[8] Stepan, 2011, Workshop on Rehabilitation of Hydropower, "The 3-Phase Approach".

[9] U.S. Department of Energy, 2015, "Hydropower Market Report".

[10] Ramirez-Tovar el al 2022 Land-use in the Electric Colombian System: Hidden Impacts and Risks of Large-scale Renewable Projects. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2),

[11] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group

[12] Eurelectric, 2015, "Hydropower - Supporting a power system in transition".

5.14.3. Filo de agua – Escala Mini/Micro

Tecnología	**Central hidroeléctrica a filo de agua – Mini/Micro**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									

Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	1	1	1	0,1	1	0,1	1	A	1,6,11
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	95	95	95	85	97	85	97		8
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	95	95	95	85	97	85	97		8
Interrupción forzada (%)	4	4	4	2	7	2	7		9
Interrupción planificada (semanas al año)	3	3	3	2	6	2	6		6
Vida útil técnica (años)	50	50	50	40	90	40	90		6
Tiempo de construcción (años)	2	2	2	1,5	3	1,5	3		3,11
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	2,4	2,4	2,4	1,4	3,2	1,4	3,2		10,11
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	56	56	56	24	83	24	83	H	
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	51	51	51	20	78	20	78	H	6,7
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	-	-	-	-	-	-	-	F	
Carga mínima (% de plena carga)	-	-	-	-	-	-	-	F	
Tiempo de arranque tibio (horas)	0,3	0,3	0,3	0,0	0,5	0,0	0,5		6
Tiempo de arranque en frío (horas)	0,3	0,3	0,3	0,0	0,5	0,0	0,5		6
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_X (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
CH_4 (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
N_2O (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos financieros									
Inversión nominal ($MUSD/MW_e$)	4,3	4,25	4,23	4,0	5,0	3,97	4,96	B,E,I,J	2,3,4,5,11
- de la cual equipos	1,41	1,40	1,40	1,32	1,65	1,31	1,64	C,E,I	2,3,4,11
- de la cual instalación	2,86	2,85	2,84	2,68	3,35	2,66	3,33	C,E,I	2,3,4,11
O&M fijos (USD/MW_e/año)	94.000	93.600	93.100	80.000	125.000	79.400	124.100	D,E	4,5
O&M Variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A Las micro y minihidráulicas a filo de agua se evalúan como representativas de hasta 1 MW y menos, basándose en proyectos operativos en Colombia. Las minicentrales hidroeléctricas a filo de agua representan plantas adecuadas para comunidades energéticas.

B Datos agregados y curva ajustada de proyectos colombianos en el registro de la UPME, complementados con otras fuentes internacionales.

C Suponiendo que aproximadamente el 36% de los costos correspondan a equipos y el 64% a instalaciones en el caso de las centrales hidroeléctricas pasada a filo de agua, sobre la base de la información facilitada por las partes interesadas.

D O&M correspondiente al 2,2% del CAPEX/año según la IEA con un rango de incertidumbre del 2% al 2,5% para las plantas de mini escala según IRENA.

E Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje que asume una tasa de aprendizaje del 1% para basarse en los supuestos de la IEA en su Modelo Global de Energía y Clima, incluidas las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, con el escenario "Announced Pledges" para los valores centrales.

F Se asume que las micro y minihidráulicas no son capaces de regularse. La posibilidad de un bypass de la turbina podría dar la posibilidad de regulación a la baja.

G Las necesidades de espacio de los nuevos emplazamientos son muy inciertas, dada la dependencia geográfica. Las aportaciones de las partes interesadas han dado como resultado el abanico que aquí se presenta.

H Las cifras se basan en el funcionamiento histórico, pero las centrales hidroeléctricas despachables no están sujetas a las cifras presentadas. El factor de planta teórico se obtiene teniendo en cuenta tiempos de interrupción inferiores para el factor de planta superior y viceversa.

I Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos en curso y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el limitado potencial general de mejora de la tecnología.

J El costo de referencia se deriva de los efectos de la economía de escala con un factor de proporcionalidad de 0,85 basado en el costo de micro y minihidráulicas a filo de agua.

Referencias

[1] Bloomberg New Energy Finance, Power Asset Database

[2] UPME, “Registro de Proyectos de Generación” database
[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024
[4] IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022
[5] IEA, 2010, Projected Cost of Generating Electricity
[6] Paratec - Projects that started operation after 2010
[7] Calculation from Sinergox - Data Provided by MME
[8] Stepan, 2011, Workshop on Rehabilitation of Hydropower, “The 3-Phase Approach”.
[9] U.S. Department of Energy, 2015, “Hydropower Market Report”.
[10] Ramirez-Tovar el al 2022 Land-use in the Electric Colombian System: Hidden Impacts and Risks of Large-scale Renewable Projects. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2),
[11] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group
[12] Eurelectric, 2015, "Hydropower - Supporting a power system in transition".

5.14.4. Central hidroeléctrica de embalse

Tecnología	Central hidroeléctrica de embalse								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	200	200	200	50	600	50	600		1,6,11
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	800	800	800	50	1250	50	2400		1,6,11
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	95	95	95	85	97	85	97	F	8
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	95	95	95	85	97	85	97	F	8
Interrupción forzada (%)	4	4	4	2	7	2	7		9
Interrupción planificada (semanas al año)	3	3	3	2	6	2	6		9
Vida útil técnica (años)	50	50	50	40	90	40	90		8
Tiempo de construcción (años)	5	5	5	4	6	4	6		3,11
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	135,2	135,2	135,2	2,4	833,3	2,4	833,3	G	10
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	57	57	57	55	63	55	63	H	
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	52	52	52	45	59	45	59	H	6,7
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	12	12	12	6	23	6	23		6,12
Carga mínima (% de plena carga)	48	48	48	44	51	44	51		12
Tiempo de arranque tibio (horas)	0,3	0,3	0,3	0	0,5	0	0,5		6
Tiempo de arranque en frío (horas)	2	2	2	0,1	7	0,1	7		6
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_X (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
CH_4 (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
N_2O (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos financieros									
Inversión nominal ($MUSD/MW_e$)	2,50	2,50	2,48	1,85	3,20	1,84	3,18	B,E,I,J	2,3,4,5,11
- de la cual equipos	1,25	1,25	1,24	0,93	1,60	0,92	1,59	C,E,I	2,3,4,11
- de la cual instalación	1,25	1,25	1,24	0,93	1,60	0,92	1,59	C,E,I	2,3,4,11
O&M fijos (USD/MW_e/año)	55.000	54.900	54.600	37.000	80.000	36.700	79.500	D,E	4,5
O&M Variables (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A La capacidad corresponde a la mediana, el límite inferior y el límite superior de las centrales hidroeléctricas de embalse operativas en Colombia. El intervalo de incertidumbre superior en 2050 corresponde a la mayor central de embalse actualmente en fase de planificación.

B Datos agregados y curva ajustada de los proyectos colombianos registrados por la UPME, complementados con otras fuentes internacionales.

C Suponiendo que aproximadamente el 50% de los costos correspondan a equipos y el 50% restante a instalaciones en el caso de las centrales de embalse a gran escala, según los costos de generación de energía renovable de IRENA en 2022.

D O&M correspondiente al 2,2% del CAPEX/año según la IEA con un rango de incertidumbre del 2% al 2,5% para las centrales a gran escala según IRENA.

E Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje que asume una tasa de aprendizaje del 1% para basarse en los supuestos de la IEA en su Modelo Global de Energía y Clima, incluidas las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, con el escenario "Announced Pledges" para los valores centrales.

F Se trata de la eficiencia de la utilización de la energía potencial del agua

G Las necesidades de espacio para nuevos emplazamientos son muy inciertas, dada la dependencia geográfica.

H Las cifras se basan en el funcionamiento histórico, pero las centrales hidroeléctricas despachables no están sujetas a las cifras presentadas. El factor de planta se obtiene teniendo en cuenta tiempos de interrupción inferiores para el factor de planta superior y viceversa.

I Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos en curso y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el limitado potencial general de mejora de la tecnología.

J El costo de referencia corresponde a la consulta de las partes interesadas y a los datos internacionales de referencia presentados.

Referencias

[1] Bloomberg New Energy Finance, Power Asset Database

[2] UPME, "Registro de Proyectos de Generación" database

[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023

[4] IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022

[5] IEA, 2010, Projected Cost of Generating Electricity

[6] Paratec - Projects that started operation after 2010

[7] Calculation from Sinergox - Data Provided by MME

[8] Stepan, 2011, Workshop on Rehabilitation of Hydropower, "The 3-Phase Approach".

[9] U.S. Department of Energy, 2015, "Hydropower Market Report".

[10] Ramirez-Tovar el al 2022 Land-use in the Electric Colombian System: Hidden Impacts and Risks of Large-scale Renewable Projects. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2),

[11] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group

[12] Eurelectric, 2015, "Hydropower - Supporting a power system in transition".

6. Energía Geotérmica

6.1. Breve descripción de la tecnología

Desde la superficie se construyen pozos profundos hasta llegar a los reservorios geotérmicos con el fin de extraer los fluidos (la salmuera caliente y/o vapor de agua) que están contenidos en las formaciones rocosas dadas sus condiciones de porosidad y fracturamiento que le conceden propiedades de permeabilidad relativa para liberar estos fluidos a altas temperaturas y presiones. El fluido geotérmico se extrae de un pozo de producción que puede caracterizarse por su entalpía (y, por tanto, su presión y temperatura). En 1990, Hochstein propuso la siguiente categorización de los yacimientos geotérmicos [1]:

- Pozos geotérmicos de baja temperatura (entalpía) con temperaturas del yacimiento inferiores a 125°C.
- Pozos geotérmicos de temperatura media (entalpía) con temperaturas del yacimiento entre 125°C y 225°C.
- Pozos geotérmicos de alta temperatura (entalpía) cuyas temperaturas superan los 225°C.

En Colombia se ha prestado especial atención a los recursos geotérmicos hidrotermales convectivos de alta temperatura (> 225°C), los cuales se pueden aprovechar principalmente para generación de energía eléctrica. Recursos de entalpía media, como aquellos relacionados con cuencas sedimentarias o áreas de explotación de hidrocarburos que no están tan ampliamente caracterizados desde el punto de vista de su potencial para la generación de electricidad, pueden ser cuantiosos dada la geología del país. En cuanto a los recursos de baja entalpía, se pueden decir que están en gran parte del territorio dada la característica natural de gradiente geotérmico, pero su aplicación básicamente se limita a usos directos y bombas de calor que han sido muy poco investigados.

La configuración de la planta en el yacimiento geotérmico depende de la aplicación y del tipo de fluido geotérmico disponible en el subsuelo, definido por sus propiedades termodinámicas y químicas. Los sistemas de conversión de energía geotérmica en energía eléctrica que se utilizan actualmente en el mundo pueden dividirse en cuatro grandes sistemas de conversión de energía:

- Las centrales de vapor seco (que se encuentran en campos geotérmicos de alta temperatura) se utilizan en yacimientos dominados por el vapor. El fluido geotérmico debe estar compuesto predominantemente de vapor para evitar el rápido desgaste y corrosión de los componentes de la central. Estas centrales, representadas en la Figura 52, suelen utilizar vapor saturado o ligeramente sobrecalentado.

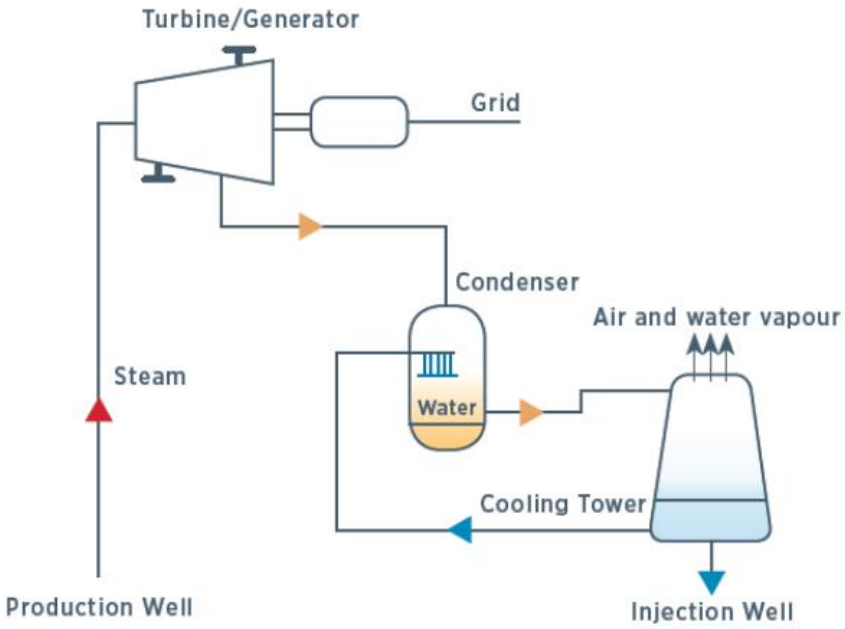


Figura 52. Esquema de una central geotérmica de vapor seco [2].

- Centrales de vapor flash[10] (que se encuentran en campos geotérmicos de alta temperatura), ilustradas en la Figura 53 y en la Figura 54, son utilizadas tanto en yacimientos dominados por vapor como por agua, y más concretamente:
  - Centrales flash simples (sólo para vapor flash de alta presión).
  - Plantas de doble flash (para vapor flash de alta y baja presión).

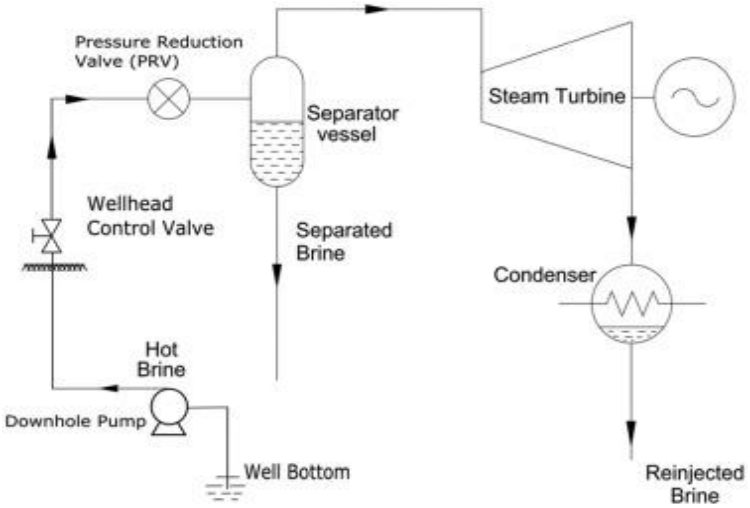


Figura 53. Esquema de una planta geotérmica de simple flash [16].

[10] El término "vapor flash" utilizado en plantas geotérmicas se traduce al español como "vapor instantáneo" o "vapor súbito". Este término se refiere al fenómeno en el que un fluido geotérmico caliente (generalmente agua) experimenta una rápida reducción de presión al entrar en un separador o expansor, lo que provoca que parte del líquido se transforme instantáneamente en vapor.

Las plantas geotérmicas de doble flash son más eficientes porque aprovechan de manera óptima la energía del fluido geotérmico al generar vapor en dos etapas. Primero, el fluido se somete a una separación a alta presión, y el vapor resultante impulsa la turbina en la primera etapa. Luego, el líquido restante se reduce a una presión más baja en un segundo separador, generando vapor adicional que también se utiliza en la turbina.

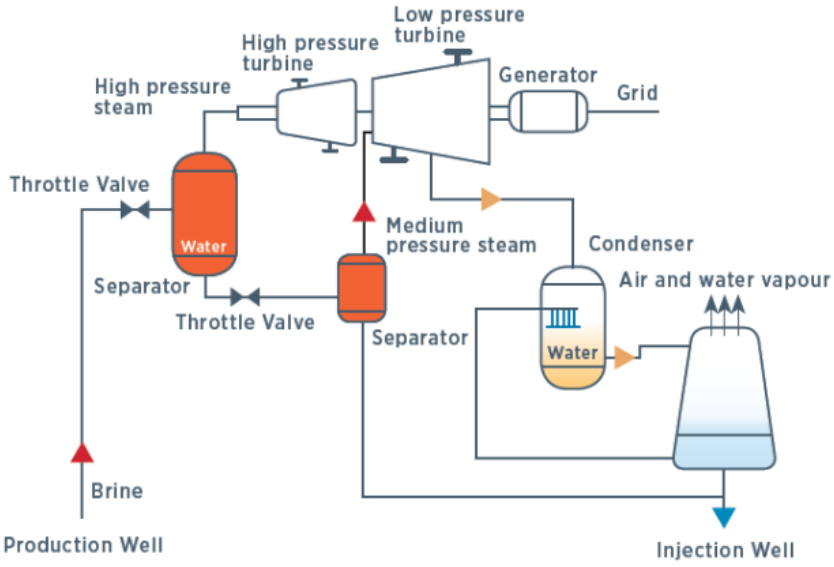


Figura 54. Esquema de una planta geotérmica de doble flash [2].

- El sistema binario o de doble fluido, se encuentra en campos geotérmicos de baja y media temperatura, basado en los ciclos Kalina u Orgánico Rankine (ORC, por sus siglas en inglés, *Organic Rankine Cycles*). El esquema de la Figura 55 ilustra cómo la salmuera caliente del subsuelo terrestre se extrae a través de un pozo de producción y pasa por un intercambiador de calor, transfiriendo su calor a un fluido de trabajo secundario con un punto de ebullición más bajo. El fluido de trabajo se vaporiza, impulsando una turbina conectada a un generador, y a continuación se condensa y enfría en una torre de refrigeración antes de ser recirculado, mientras que la salmuera enfriada se reinyecta en la Tierra a través de un pozo de inyección. Con las nuevas tecnologías ORC, es posible aprovechar los recursos incluso a temperaturas inferiores a 100°C [15].

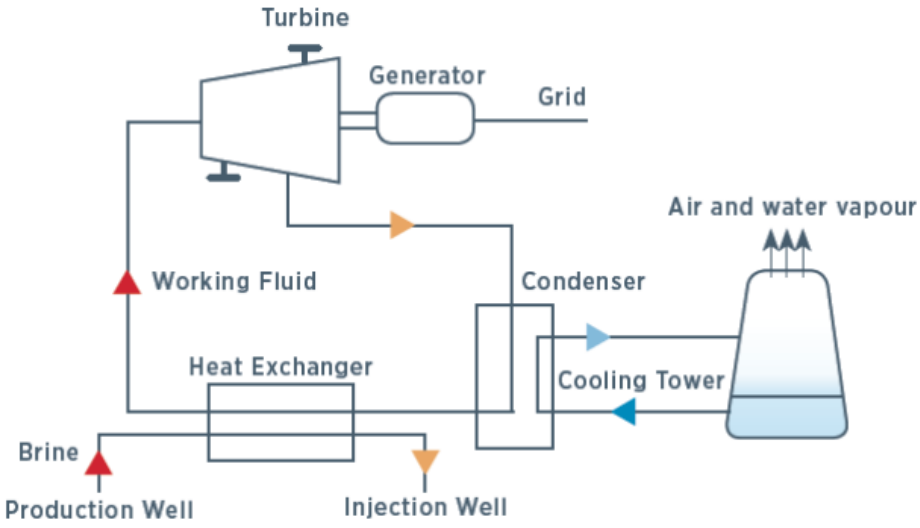


Figura 55. Esquema de una central geotérmica binaria [2].

- Ciclo Híbrido/Combinado, que es un sistema combinado que comprende dos o más de los tipos básicos anteriores en serie y/o en paralelo, está representado en la Figura 56. Normalmente, las centrales binarias pueden utilizarse como ciclos de fondo para explotar el calor residual de una central de cobertura (flash) o pueden incorporarse otros sistemas de producción de calor para aumentar la eficiencia de la central, como la energía solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés).

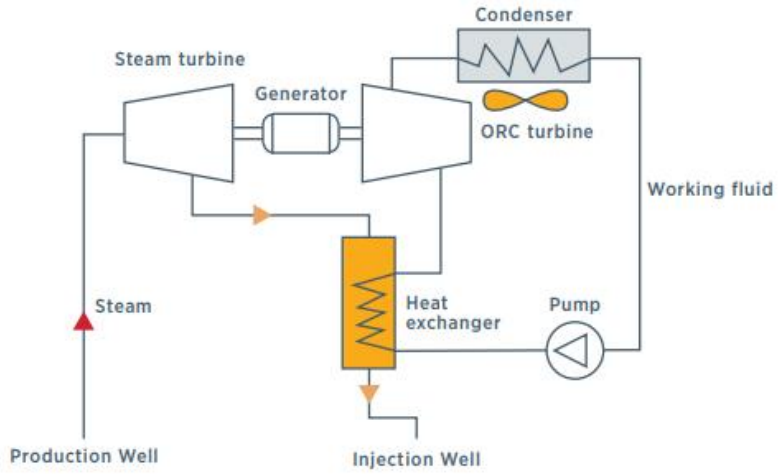


Figura 56. Esquema de una central geotérmica híbrida [2].

Las turbinas geotérmicas del tipo de condensación y contrapresión son esencialmente máquinas de baja presión diseñadas para funcionar con una gama de presiones de entrada que van desde unos 20 bar hasta 2 bar y vapor saturado. Este tipo de sistema de condensación es el más común en la actualidad. En función de las características del fluido geotérmico, el tipo de planta y la frecuencia del sistema, las turbinas geotérmicas se fabrican en distintos tamaños, de hasta 120 MW. Las unidades de baja/media temperatura de tipo binario, como los ciclos Kalina o los ORC, suelen fabricarse en tamaños más pequeños, es decir, entre 100 kW y 10 MW de potencia

nominal. Sin embargo, existen unidades más grandes, adaptadas a usos específicos, a precios más elevados.

Las centrales geotérmicas suelen tener una eficiencia de conversión menor que las centrales térmicas convencionales debido a la menor temperatura y presión de los fluidos geotérmicos. La eficiencia de las centrales geotérmicas varía en función del tipo de sistema y de la entalpía del yacimiento. Como se muestra en la Figura 57, las plantas binarias tienden a tener una menor eficiencia en rangos de entalpía más altos, pero son más eficientes en entalpías más bajas (750–850 kJ/kg), con una eficiencia de alrededor del 8 %.

Por otro lado, las plantas de doble flash pueden alcanzar eficiencias más altas, llegando hasta el 15 % con entalpías de yacimiento superiores a 1800 kJ/kg. Las instalaciones de vapor seco y flash simple funcionan mejor con las entalpías más altas, alcanzando rendimientos de hasta el 17 % [3].

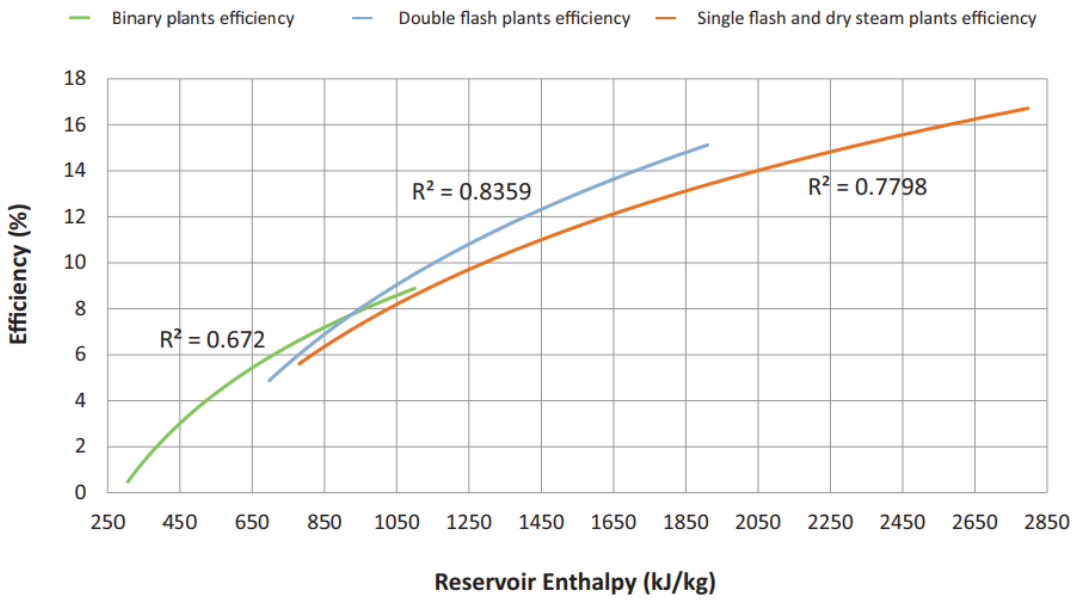


Figura 57. Resumen de la eficiencia de las centrales geotérmicas [3].

6.1.1. Potencial Geotérmico en Colombia

Para el año 2020, como se observa en la Tabla 6-1, el Servicio Geológico Colombiano estimó el potencial del país en 1170,20 MW_e con un calor almacenado de 138,60 EJ, en 21 áreas geotérmicas distribuidas en 80 grupos [4]. Cabe anotar que este es un estudio preliminar que solo considera yacimientos hidrotermales y no incluye yacimientos asociados a cuencas sedimentarias ni aquellos que puedan ser explotados en cogeneración en la industria de hidrocarburos.

Tabla 6-1. Fuentes de calor y energía eléctrica estimada en las zonas geotérmicas de Colombia [4].

Área Geotérmica	Aguas termales	Grupos	Calor (EJ)	90% Intervalo de Confianza (EJ)	Calor Recuperable (EJ)	Energía (MW_e)	90% Intervalo de Confianza (MW_e)

Paipa	14	4	4,31	3,41 a 5,22	0,5	21,5	10,96 a 32,04
Paipa*	14	0	2,87	--	0,0	20,89	--
Iza	4	3	2,72	2,27 a 3,14	0,3	12,09	6,45 a 178,73
San Diego	15	6	12,51	11,45 a 13,6	1,15	141,85	118 a 165
Volcán Cerro Bravo	8	4	7,94	6,96 a 8,92	0,88	79,73	63,49 a 95,98
Villamaría-Termales	9	3	4,83	4,03 a 5,62	0,51	38,5	27,39 a 49,71
Nereidas-Botero Londoño	14	5	12,19	10,55 a 13,83	1,31	100,72	71,60 a 129,85
Hacienda Granates	19	9	11,57	10,39 a 12,76	1,36	67,24	52,04 a 82,43
Volcán de Santa Rosa	20	3	10,66	9,27 a 12,05	1,07	137,24	105,6 a 168,9
Laguna Otún	1	1	0,63	0,3 a 0,95	0,08	0,08	0,03 a 0,13
Nevado del Tolima	18	4	8,66	7,5 a 9,82	1,17	82,7	60,70 a 104,71
Volcán Cerro Machín	14	2	10,05	8,29 a 11,81	1,14	129,94	93,65 a 166,23
Volcán del Huila	4	1	0,76	0,37 a 1,14	0,09	0,1	0,03 a 0,16
Caldera Gabriel López	8	4	5,15	4,55 a 5,75	0,57	24,78	19,69 a 29,83
Caldera del Paletará	21	8	14,27	12,86 a 15,67	1,48	117,96	96,13 a 139,78
Volcanes de Sotará - Sucubún	2	2	2,82	2,37 a 3,27	0,3	17,43	12,06 a 22,62
Volcanes Doña Juana-Las Ánimas	6	3	5,3	4,62 a 5,99	0,55	37,84	29,82 a 45,86
Volcanes Galeras-Morasurco	8	4	4,87	4,22 a 5,51	0,68	29,49	20,68 a 38,29
Volcán de Sibundoy	4	3	3,09	2,66 a 3,52	0,33	9,8	5,52 a 12,83

Volcán Azufral	8	6	9,6	8,69 a 10,52	0,91	81,9	67,41 a 96,36
Volcán Cumbal	1	2	2,56	1,59 a 3,51	0,25	15,66	5,41 a 25,90
Complejo Volcánico Chiles - Cerro Negro	5	3	4,14	3,58 a 4,8	0,48	23,77	16,98 a 30,55
TOTAL	203	80	138,6	136,76 a 140,43	15,11	1170,2	1138,81 a 1201,58

*Áreas con dimensiones de reservorio inferidas por modelo 3D de densidad. No se toman en cuenta para la suma total de calor y potencia.

Las 21 áreas geotérmicas asociadas a sistemas volcánicos activos e inactivos se agrupan en cinco zonas circundantes ubicadas en la Cordillera Oriental (Paipa - Iza) (ver Figura 58). Estas se ubican al norte (San Diego y Cerro Bravo - Cerro Machín) y sur (Huila - Sucubún y Las Ánimas - Chiles) de la Cordillera Central, con algunas áreas en el flanco oriental de la Cordillera Occidental (Azufral, Cumbal y Chiles - Cerro Negro).

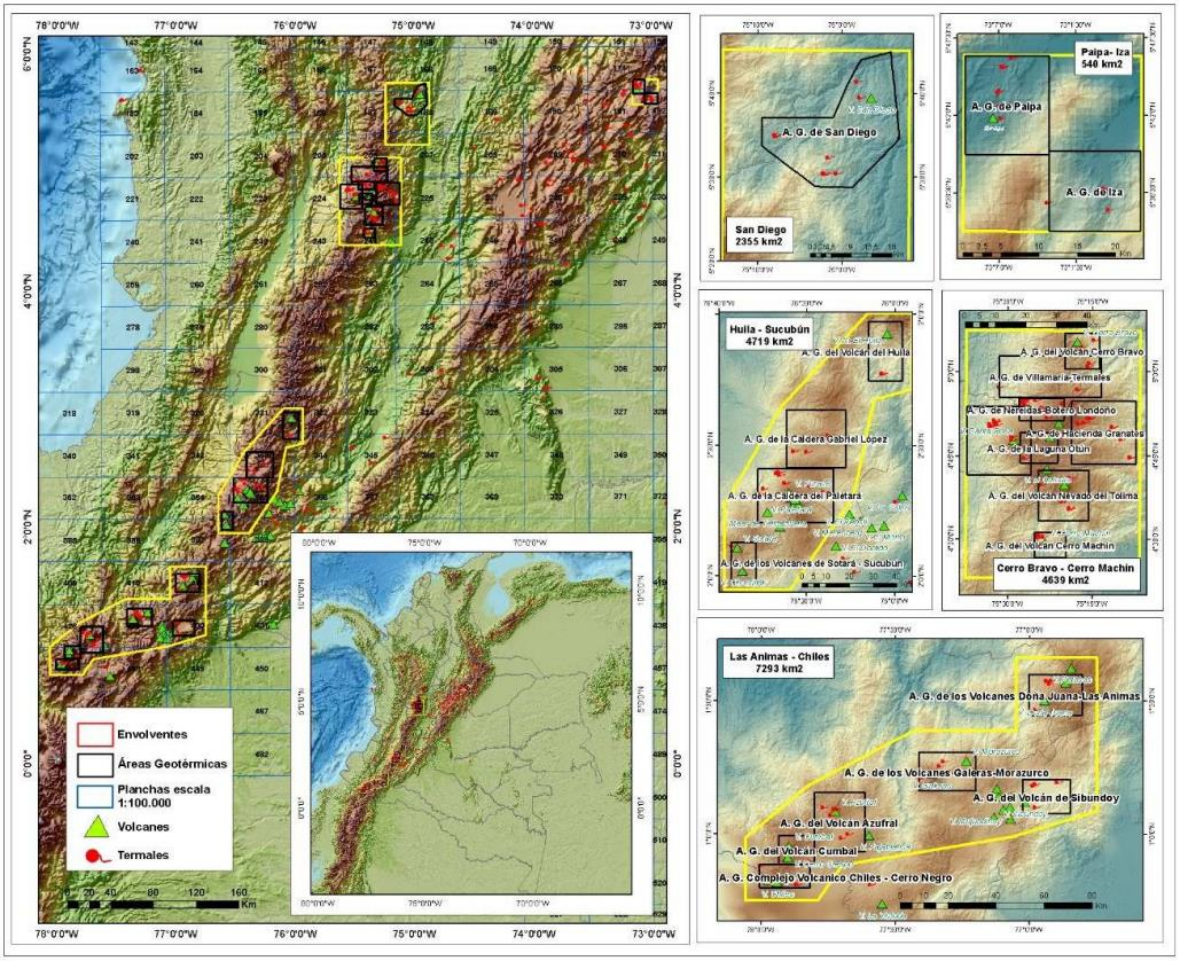


Figura 58. Localización de áreas geotérmicas (polígonos negros) y bloques geotérmicos (polígonos amarillos) en Colombia [5].

Los lugares más atractivos para los recursos geotérmicos de alta entalpía (> 200°C), incluyen Nereidas - Botero Londoño, Cerro Machín, Cerro Bravo, Paramillo de Santa Rosa, San Diego, Caldera del Paletará, Chiles Cerro Negro, Azufral y Paipa, tienen un calor almacenado total de 85,6 EJ y una potencia eléctrica total de 834,6 MW_e. Esto representa el 70 % del potencial calculado para todo el territorio.

Cabe destacar que el SGC estudió y estimó el potencial geotérmico utilizando únicamente datos geoquímicos de aguas termales. La estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia corresponde a la implementación de una metodología ampliamente validada para la evaluación del potencial geotérmico regional en áreas que carecen de información de pozos geotérmicos exploratorios o de producción. Colombia requiere información confiable sobre los yacimientos y su potencial en áreas volcánicas [5] para cuantificar adecuadamente y con precisión este potencial.

Para los sistemas geotérmicos de menor entalpía no relacionados con volcanes, se calculó un calor almacenado de 49,56 EJ y una potencia eléctrica de 24,95 MW_e. Estos sistemas están ubicados en 16 departamentos de las regiones Caribe, Pacífica, Orinoquía y principalmente Andina. La mayor concentración de calor almacenado y potencia eléctrica corresponde al

departamento del Huila, con valores de 7,08 EJ y 12,09 MW_e, respectivamente [4]. Estos recursos están asociados a fuentes termales probablemente controladas por sistemas de fracturas.

6.2. Entrada

Calor proveniente del fluido térmico, cuya naturaleza varía según el tipo de reservorio y las condiciones geológicas de la región, aunque en la mayoría de los casos se trata de salmuera[11] a alta temperatura extraída de depósitos subterráneos.

6.3. Salida

Electricidad (el calor puede recuperarse en sistemas de cogeneración).

6.4. Capacidades típicas

Las unidades de generación de las centrales geotérmicas suelen tener una capacidad que va desde las instalaciones de pequeña escala que generan unos pocos megavatios (MW) hasta las instalaciones más grandes que producen varios cientos de megavatios. La capacidad depende de factores como la calidad del recurso, la tecnología utilizada y el tamaño del yacimiento geotérmico. Las centrales más pequeñas, situadas a menudo en regiones con yacimientos de baja entalpía, pueden generar en torno a 2,5-20 MW, al servicio de comunidades locales o necesidades industriales. Por otro lado, las unidades geotérmicas más grandes, que se encuentran en zonas con un potencial geotérmico importante, pueden producir de 50 MW a más de 100 MW, suficiente para suministrar energía a decenas de miles o incluso millones de hogares.

6.5. Espacio requerido

La energía geotérmica destaca como la fuente de energía renovable menos intensiva en suelo, ya que utiliza menos superficie por teravatio-hora (TWh) que otras alternativas como la solar o la eólica. Un informe del gobierno estadounidense muestra la eficiencia de la energía geotérmica, que requiere 7,5 kilómetros cuadrados por TWh, mucho menos que la solar fotovoltaica y la eólica, que utilizan hasta 10 veces más terreno. Este escaso uso del suelo sitúa a la geotermia como una opción energética muy sostenible, que minimiza su huella ambiental [6].

6.6. Consumo de agua

El consumo de agua de la energía geotérmica es una consideración importante, aunque varía significativamente según el tipo de tecnología empleada. Los sistemas de circuito cerrado, como las centrales de ciclo binario, utilizan un mínimo de agua porque el fluido de trabajo (normalmente un compuesto orgánico con un punto de ebullición bajo) se recondensa y recicla continuamente dentro del sistema. Este tipo de centrales tiene un consumo de agua muy bajo en comparación con otros métodos de generación de energía. En cambio, los sistemas de circuito abierto, que utilizan directamente vapor geotérmico de depósitos subterráneos, pueden

[11] Salmuera es agua salina con concentraciones de minerales y gases disueltos (como la sílice, el sulfuro de hidrógeno o el dióxido de carbono).

requerir más agua. Estos sistemas suelen necesitar agua adicional para refrigerar y condensar el vapor de nuevo en agua, lo que puede mitigarse parcialmente utilizando condensadores refrigerados por aire, aunque con un costo para la eficiencia. El agua utilizada suele proceder del propio yacimiento geotérmico, lo que puede reducir el impacto sobre los recursos locales de agua dulce.

Es importante destacar que los desarrollos recientes en el diseño de plantas geotérmicas están enfocados cada vez más en optimizar el consumo de agua y mejorar la eficiencia, en lugar de depender de tecnologías con alta demanda de agua dulce.

Las centrales flash, que utilizan geofluidos a mayor temperatura, son más eficientes desde el punto de vista termodinámico, lo que se traduce en un menor consumo de agua (de 0,7 a 3,8 gal/kWh). Las centrales binarias, sin embargo, consumen más agua (ya que requieren agua externa de alta calidad para la refrigeración [7].

Este tipo de sistema de refrigeración influye significativamente en el consumo de agua operativa de las centrales geotérmicas. Este análisis se centra en los sistemas binarios refrigerados por vía seca y en los sistemas flash refrigerados por vía húmeda que utilizan geofluido condensado, aunque también se analizan los sistemas húmedos e híbridos. La selección del sistema de refrigeración afecta tanto al consumo de agua durante la vida útil como a la eficiencia de la generación de energía. Los sistemas de refrigeración seca reducen mucho el consumo de agua, pero sacrifican la eficiencia, sobre todo en los días calurosos de verano, cuando la demanda de energía es mayor. Así lo demuestra la Figura 59.

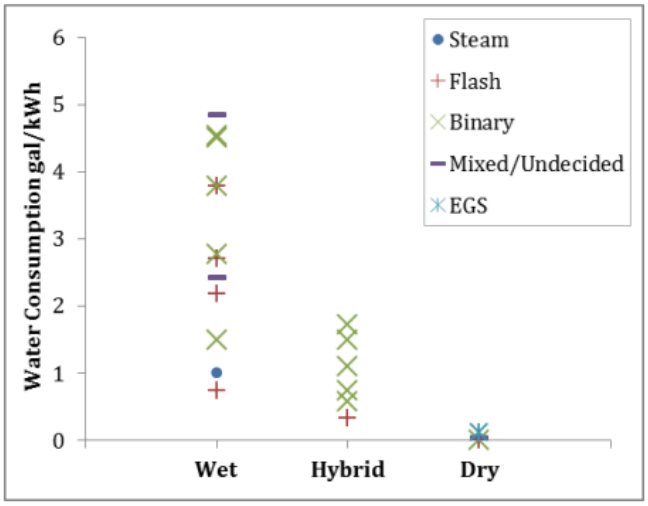


Figura 59. Consumo operativo de agua de las tecnologías geotérmicas [7].

6.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

La energía geotérmica puede proporcionar a la red una potencia fiable y continua, lo que la convierte en una fuente ideal de energía de carga base. Debido a su dependencia del calor interno de la Tierra, que es constante e inagotable a escalas de tiempo humanas, las centrales geotérmicas pueden funcionar las veinticuatro horas del día, siendo sólo marginalmente externas las condiciones meteorológicas, los ciclos día-noche o la variabilidad climática a gran escala como el ENOS. Este funcionamiento constante garantiza un flujo estable de electricidad, manteniendo la estabilidad y fiabilidad de la red. Además, las centrales geotérmicas suelen

presentar factores de capacidad elevados, lo que indica que funcionan casi a pleno rendimiento la mayor parte del tiempo.

6.7.1. La energía geotérmica, en la mayoría de los casos, se utilizará como energía base, pero los avances tecnológicos también han hecho posible utilizarla como energía flexible. Estos avances en los sistemas geotérmicos mejorados (EGS, por sus siglas en inglés) han mejorado esta flexibilidad al permitir que las plantas almacenen energía bajo tierra y ajusten la producción según la demanda de la red. Esto hace que la energía geotérmica sea un posible complemento para fuentes renovables variables como el viento y la solar en algunos casos, ayudando a equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real. Con la posibilidad de trasladar la producción de energía a períodos en los que las fuentes renovables son menos disponibles, la geotermia puede apoyar la estabilidad de la red y maximizar los retornos económicos para los operadores. Los sistemas geotérmicos mejorados pueden funcionar como una "batería incorporada", almacenando calor bajo tierra cuando la demanda es baja y generando electricidad cuando más se necesita. Esta capacidad de aumentar o disminuir la producción aumenta el valor de la energía geotérmica en los mercados energéticos con generación fluctuante de fuentes renovables y podría convertirla en un componente esencial de las redes descarbonizadas del futuro [8].Configuraciones de rampa

La experiencia general es que la energía geotérmica debe utilizarse como carga base para garantizar un rendimiento aceptable de la inversión. Para la mayoría de las centrales geotérmicas, la flexibilidad es más una cuestión económica que técnica.

6.8. Ventajas/desventajas

6.8.1. Ventajas:

- Alto grado de disponibilidad (>98 % y 7500 horas de funcionamiento al año es lo habitual).
- Pequeñas huellas ecológicas.
- Contaminación líquida casi nula con reinyección de efluentes líquidos.
- Las plantas geotérmicas con reinyección garantizan un recurso energético sostenible e inagotable, manteniendo la producción de energía a largo plazo sin agotar los reservorios de calor subterráneos.
- Insignificante dependencia de las condiciones meteorológicas.
- Impacto visual comparativamente bajo.
- Tecnología establecida para la producción de electricidad.
- Fuentes de energía renovables y tecnología ecológica con bajas emisiones de CO_2.
- Gran estabilidad de funcionamiento y larga vida útil.
- Potencial de combinación con almacenamiento de calor y/u otras aplicaciones de calor de proceso.

6.8.2. Desventajas:

- Costos iniciales elevados en las fases de exploración.

- Existe un alto riesgo en las primeras fases del proyecto geotérmico (exploración, pruebas, etc.) No hay certeza de éxito antes de que se perfore el primer pozo y se haya probado el yacimiento [9].
- El éxito de los proyectos depende en gran medida de su ubicación. Los yacimientos geotérmicos adecuados no siempre se encuentran cerca de las zonas de demanda energética.
- Las tuberías para transportar los fluidos geotérmicos tendrán un impacto en la zona circundante.
- Agotamiento de los recursos geotérmicos si la tasa de extracción del yacimiento es demasiado elevada.
- Dificultad de acceso a los sitios de potencial geotérmico y dificultad para perforación que permita aprovechamiento de dicho potencial (en alta montaña).

6.9. Medio ambiente

El vapor de los campos geotérmicos contiene gases no condensables (NCG) como dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), amoníaco (NH_3), nitrógeno (N_2), metano (CH_4) e hidrógeno (H_2). Éstos representan entre el 1 y el 2 % del vapor extraído de los pozos de producción. Entre los NCG, el CO_2 es el elemento más importante, constituyendo entre el 95 y el 98 % del total, mientras que el sulfuro de hidrógeno (H_2S) sólo representa entre el 2 y el 3 %, y los demás gases son aún menos abundantes.

El H_2S es un gas incoloro, inflamable y extremadamente peligroso. Provoca una amplia gama de efectos sobre la salud, dependiendo de la concentración. Concentraciones bajas del gas irritan los ojos, la nariz, la garganta y el sistema respiratorio (por ejemplo, ardor/llanto en los ojos, tos, dificultad para respirar). El umbral de seguridad del H_2S en los seres humanos puede oscilar entre 0,0005 y 0,3 ppm.

El CO_2 y el H_2S son los compuestos químicos dominantes en el vapor geotérmico, por lo que este catálogo ofrece datos sobre las emisiones de CO_2 y H_2S de las centrales geotérmicas de Indonesia. Las concentraciones de NCG de cada campo geotérmico son diferentes.

6.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

Las centrales geotérmicas se consideran de categoría 3, es decir, tecnologías comerciales con potencial de mejora. La investigación y desarrollo (I+D) en tecnologías geotérmicas ha avanzado considerablemente en los últimos años, impulsada por la necesidad de diversificar las fuentes de energía renovables y mejorar la eficiencia. Las tendencias más importantes son [9]:

- Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS, por sus siglas en inglés): A pesar de encontrarse en fase experimental, con algunos pocos pilotos de pequeña escala en funcionamiento a nivel mundial, la tecnología EGS ocupa un lugar destacado, ya que amplía el potencial geotérmico más allá de los recursos hidrotermales naturales. El EGS consiste en crear o aumentar la permeabilidad de formaciones rocosas profundas mediante la inyección de fluidos para estimular la extracción de calor geotérmico. Este método puede aplicarse en más localizaciones geográficas, proporcionando un acceso geotérmico más amplio. Los avances en perforación e ingeniería de yacimientos son fundamentales para esta tendencia.

- Fluidos geotérmicos supercríticos: Se está investigando el uso de fluidos geotérmicos supercríticos, que existen a temperaturas y presiones extremadamente altas. Estos fluidos pueden proporcionar mucha más energía por pozo que los sistemas geotérmicos convencionales. En zonas como Islandia se están llevando a cabo experimentos para acceder a estos yacimientos supercríticos profundos, que podrían revolucionar la producción de energía geotérmica.
- Reducción de Costos mediante la mejora de las Tecnologías de Perforación: La perforación es uno de los aspectos más costosos de los proyectos geotérmicos, ya que representa hasta el 50 % de los costos totales. Los esfuerzos de I+D se centran en reducir estos costos mejorando las tecnologías de perforación, incluidos métodos de perforación más rápidos y precisos y el uso de materiales avanzados. Se están probando tecnologías como la espalación térmica y la perforación con plasma para reducir considerablemente los costos.
- Digitalización y Monitoreo: La integración de herramientas digitales como modelos avanzados de simulación, sistemas de monitoreo en tiempo real e inteligencia artificial es otra tendencia clave. Estas tecnologías permiten gestionar mejor los yacimientos geotérmicos, optimizar el rendimiento de las instalaciones y predecir posibles fallos, aumentando la eficiencia y la vida útil.

En la producción de energía geotérmica influye la diferencia de temperatura entre el aire y el fluido geotérmico. La temperatura del fluido geotérmico es relativamente estable a lo largo del tiempo, lo que significa que las variaciones en la producción de energía se deben principalmente a los cambios en las condiciones atmosféricas locales. Investigadores de la Universidad EIA descubrieron que las tendencias del cambio climático en las mayores altitudes de los Andes tropicales colombianos, predicen aumentos en las temperaturas del aire cercanas a la superficie que podrían superar los niveles actuales, impactando potencialmente en las centrales geotérmicas de estas zonas al disminuir su producción de energía. Las previsiones de cambio climático sugieren que las temperaturas del aire en el Macizo del Ruiz-Tolima pueden experimentar aumentos entre +1,27 ºC y +3,47 ºC, con una media en torno a +2,18 ºC. Bajo tales escenarios, se estima que la producción anual de energía a partir de fuentes geotérmicas disminuirá aproximadamente un 1 % por cada grado de aumento de la temperatura del aire cerca de la superficie. El desarrollo de un método de evaluación del cambio climático y de proyecciones de temperatura es crucial para evaluar la viabilidad y la planificación de proyectos geotérmicos en zonas montañosas [11].

6.11. Ejemplos de tecnología estándar del mercado

El proyecto geotérmico más avanzado para la generación de energía en Colombia se encuentra en el Valle de Nereidas, en el Macizo del Ruiz-Tolima, en el departamento de Caldas. El proyecto ha estado en estudio desde la década de 1980, y cuenta con una licencia ambiental otorgada por el Ministerio de Medio Ambiente. En 2019, CHEC llevó a cabo actualizaciones de los estudios del proyecto para examinar lo que estaba sucediendo bajo la superficie y el potencial prometedor que podría permitir la construcción de una central con una capacidad de hasta 65 MW, con muy buenas perspectivas para la generación de energía eléctrica. En 2023, CHEC, Ecopetrol y Baker Hughes firmaron un memorando de entendimiento para estructurar los

estudios de viabilidad del proyecto y realizarán estudios técnicos, análisis del subsuelo y estructuración de la búsqueda de financiación. Esto llevaría a la ejecución de un proyecto piloto en el departamento de Caldas [12].

Cabe señalar que, en Colombia, las áreas potenciales para la energía geotérmica se encuentran en lugares remotos e inaccesibles, con condiciones climáticas extremas, donde las máquinas y vehículos pueden requerir ajustes especiales debido a las pérdidas de energía y el personal del proyecto requiere equipos especiales, capacitación para trabajar en alturas y preparación antes de comenzar el trabajo [14].

Estas áreas también se definen como zonas de alto riesgo debido a erupciones volcánicas y flujos de lodo; este aspecto debe evaluarse cuidadosamente para la ubicación de los pozos de gradiente térmico, los pozos de exploración, los pozos de producción o reinyección, la planta, la línea de conexión y las líneas de conducción de fluidos. Se debe disponer de mapas y fotografías aéreas a gran escala, de alta resolución y actualizados para dicha evaluación y para construir adecuadamente el modelo hidrogeológico [14].

En cuanto a energía geotérmica no convencional, Parex Resources Colombia, en alianza con la Universidad Nacional de Colombia (UNAL) Sede Medellín, desarrolló proyectos piloto de coproducción de hidrocarburos y energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos en el Bloque Maracas en San Luis de Palenque y el Campo Rumba, en el municipio de Aguazul, Casanare. Este innovador proyecto busca principalmente: (i) aprovechar las temperaturas y volúmenes de agua producidos en la extracción de hidrocarburos para generar energía eléctrica mediante el uso de equipos especializados instalados en la superficie; (ii) producir aproximadamente 100 kW de manera efectiva, sustituyendo el 5 % de la energía generada a partir de combustibles fósiles por energía geotérmica, reduciendo así hasta 550 toneladas de CO_2e anuales [12].

Además de estos proyectos, Ecopetrol cuenta con dos permisos otorgados por el gobierno colombiano en abril de 2024 para la explotación del recurso geotérmico para la generación de energía eléctrica en modalidad de coproducción con hidrocarburos, en las áreas denominadas “Apiay” y “Cubarral”. El área denominada “Apiay” está ubicada en los municipios de Acacías, Restrepo y Villavicencio - Meta. Y el área denominada “Cubarral” se localiza en los municipios de Acacías, Castilla La Nueva y Guamal-Meta. Se estima una capacidad de generación de energía eléctrica proyectada, entre 300 y 350 KW, para cada uno de los proyectos, con posibilidad de ampliarse a 5-20 MW, gracias a temperaturas superiores a los 100 °C. Energía suficiente para impactar los costos de producción, al poder abastecer la demanda energética de varios activos en esta región del país.

6.12. Predicción de desempeño y costo

6.12.1. Estimación de los costos de inversión

Los costos de inversión de un proyecto geotérmico están muy influidos por las fases de exploración y perforación y por el tipo de central geotérmica (flash o binaria). La selección y preparación del emplazamiento conllevan un cierto riesgo en el desarrollo del proyecto geotérmico, lo que aumenta el costo de capital de la central. La Figura 60 ilustra la relación entre el riesgo y los costos acumulados en un proyecto geotérmico.

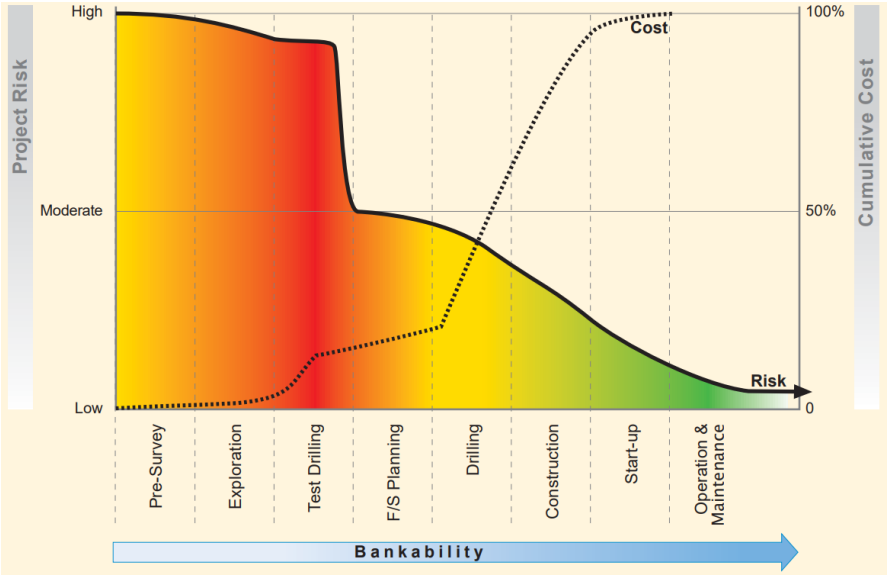


Figura 60. Tendencias cualitativas del riesgo y de los costos acumulados de un proyecto geotérmico. Fuente: Manual de geotermia: Planificación y Financiación de la Generación de Energía [13].

Por tanto, las cifras de costos pueden abarcar amplios rangos. Las centrales flash son más económicas porque en general necesitan menos equipos, mientras que la presencia de un ORC (centrales binarias) aumenta los costos del proyecto. En general, los costos entre proyectos varían mucho e IRENA informa de costos estimados que oscilan entre menos de 2 MUSD/MW y más de 8 MUSD/MW durante los últimos 15 años debido a factores específicos de cada emplazamiento. En la Tabla 6-2, figuran los datos de costos de las fuentes pertinentes, junto con los valores recomendados para los costos de inversión.

Los proyectos geotérmicos también tienen costos significativos relacionados con la gestión continua del yacimiento para mantener la producción y el rendimiento de la capacidad durante toda la vida útil. Estos costos se incluyen en la categoría de O&M fijos, estimados en unos 110.000-145.000 USD/MW dependiendo del tipo de planta para cubrir la reposición y reinyección de dos pozos durante toda la vida útil.

Tabla 6-2. Comparación de los costos de inversión para geotermia. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costos de inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	4,72 (grande - flash o seco) 6,00 (pequeño - binario o de condensación)	2024
Datos nacionales		
K&M Advisors, 2020, "Reporte del Modelo Económico Financiero (Geotermia)"	4,67 (grande - flash o seco) 11,07 (pequeño - binario o de condensación)	2020

Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	4,77 (grande - flash o seco) 6,00 (pequeño - binario o de condensación)	2023
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	4,18 (grande - flash o seco) 5,52 (pequeño - binario o de condensación)	2022

6.13. Comentarios adicionales

6.13.1. Datos específicos de la tecnología, costo de exploración

El cálculo del costo de exploración de la energía geotérmica implica varios pasos y diversos factores que reflejan la complejidad y la incertidumbre de la exploración geotérmica. El costo total de exploración es la suma de estos costos.

- **Costos del Estudio Preliminar:** Esto incluye el costo de los estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos. Cada estudio requiere un equipo, unos conocimientos y un tiempo diferentes, y los costos pueden variar significativamente en función de estos factores. También incluye los costos para adquirir los permisos necesarios y desarrollar análisis de mercado.
- **Costos de adaptación, obras viales, diseño y planificación de plataformas:** Incluye los gastos preliminares para el desarrollo del proyecto, las mejoras de la carretera necesarias para el movimiento de los equipos y la adaptación de la plataforma de exploración.
- **Costos de Perforación Exploratoria:** La parte más costosa de la fase de exploración es la perforación exploratoria, que proporciona información directa sobre el potencial geotérmico del emplazamiento. Los costos de perforación dependen de la geología del yacimiento, la profundidad del recurso y el número y profundidad de los pozos perforados.
- **Costos de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA):** Esto incluye los costos de realizar estudios medioambientales para comprender el posible impacto medioambiental de un proyecto geotérmico, que es un requisito legal en muchas jurisdicciones.
- **Costos Administrativos:** Incluye gastos generales como la gestión del proyecto, permisos, honorarios legales y de consulta.
- **Costos de Contingencia:** Dada la incertidumbre inherente a la exploración, a menudo se añade al presupuesto un costo de contingencia para hacer frente a gastos imprevistos.

Los costos reales de exploración varían considerablemente en función de las características del yacimiento, los requisitos reglamentarios y las condiciones del mercado y, por lo tanto, debería considerarse a nivel de planta.

6.14. Referencias

[1] Hochstein, M.P., 1990. “Classification and assessment of geothermal resources” in: Dickson MH and Fanelli M., *Small geothermal resources*, UNITAEWNDP Centre for Small Energy Resources, Rome, Italy, 31-59.

[2] GeoAtlantic - WP6_Action_6.1: Identification of technologies with potential for AA. Retrieved from http://geoatlantic.eu/portfolio/wp-content/uploads/2019/05/TSE0117IN002_v00_WP6_6.1.pdf

[3] Zarrouk, S. J., & Moon, H. (2014). Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. *Geothermics, 51*, 142-153. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.11.006https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.11.001

[4] Servicio Geológico Colombiano (2020) – Estimación preliminar del potencial Geotérmico de Colombia. Retrieved from https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/742_2021EstiPrePotGeotColombia/Documento/Pdf/EstiPrePotenGeoterColom.pdf

[5] Hochstein, Manfred. (2015). *EXPLORATION OF STRATO-VOLCANIC GEOTHERMAL SYSTEMS (PARADIGMS)*. Proc. NZ 37th Geothermal Workshop. Retrived from https://www.researchgate.net/profile/Manfred-Hochstein/publication/307973539_EXPLORATION_OF_STRATO-VOLCANIC_GEOTHERMAL_SYSTEMS_PARADIGMS/links/57d4e63b08ae5f03b49162d2/EXPLORATION-OF-STRATO-VOLCANIC-GEOTHERMAL-SYSTEMS-PARADIGMS.pdf

[6] Melillo, Jerry M., Terese (T.C.) Richmond, and Gary W. Yohe, Eds., 2014. *Climate Change Impacts in the United States: The Third National Climate Assessment*. U.S. Global Change Research Program, 841 pp. doi:10.7930/J0Z31WJ2.

[7] Harto, C., Yan, Y., & Veil, J. (2013). Water consumption factors for electricity production in the United States. Stanford University. Retrieved from https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2013/Harto.pdf

[8] Ricks, W., Jenkins, J., & Latimer, T. (2024). The role of flexible geothermal power in decarbonized electricity systems. *Nature Energy, 9*(1), 506-516. https://doi.org/10.1038/s41560-023-01112-x.

[9] Geothermal Energy Association, 2006, *A Handbook on the Externalities, Employment, and Economics of Geothermal Energy*.

[10] Angel, Enrique, Ortega, Santiago, GonzalezDuque, Daniel, Cuevas, Juanita, RuizCarrascal, Daniel. “Potential decline in geothermal energy generation due to rising temperatures under climate change scenarios.” AGU Fall Meeting 2016.

[11] Ecopetrol. (2023). Alianza entre Ecopetrol, Baker Hughes y CHEC para impulsar la energía geotérmica en Colombia. Ecopetrol. Retrieved from https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/alianza-entre-ecopetrol-baker-hughes-y-chec-para-impulsar-la-energia-geotermica-en-colombia

[12] La Reportería. (2021). Parex Resources y el Ministerio de Minas y Energía inauguran en San Luis de Palenque proyecto pionero en el país. La Reportería. Retrieved from https://lareporteria.com/2021/03/25/parex-resources-y-el-ministerio-de-minas-y-energia-inauguran-en-san-luis-de-palenque-proyecto-pionero-en-el-pais/

[13] *Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation*, ESMAP, 2012.

[14] Marzolf, N. C. (2014). *Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia* (Monografía del BID No. 215). Banco Interamericano de Desarrollo. Retrieved from http://dx.doi.org/10.18235/0012683

[15] Wieland, C., Schifflechner, C., Braimakis, K., Kaufmann, F., Dawo, F., Karellas, S., Besagni, G., & Markides, C. N. (2023). Innovations for organic Rankine cycle power systems: Current trends and future perspectives. *Applied Thermal Engineering, 225*, 120201. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120201

[16] Markides, C. N., & Wang, K. (Eds.). (2023). *Rankine cycle and variants*. En *Power Generation Technologies for Low-Temperature and Distributed Heat* (pp. 49–161). Woodhead Publishing. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818022-8.00001-6

6.15. Ficha técnica

6.15.1. Flash

Tecnología	Planta geotérmica flash								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	50	50	50	30	500	30	500	A	1,4,5,9
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	100	100	100	30	500	30	500	A	1,4,5,9
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	16%	17%	18%	8%	18%	10%	20%		6
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	15%	16%	17%	8%	18%	10%	20%		6
Interrupción forzada (%)	10%	10%	10%	5%	30%	5%	30%		4
Interrupción planificada (semanas al año)	4	4	4	2	6	2	6		4
Vida útil técnica (años)	30	30	30	20	50	20	50		4,7,9
Tiempo de construcción (años)	2	2	2	1,5	3	1,5	3	E	4,7,9
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	30	30	30	20	40	20	40		4
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	88%	88%	88%	70%	100%	70%	100%	J,K	4,9
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	73,1%	73,1%	73,1%	43%	91,3%	43%	91,3%	J,K	4
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	3%	10%	20%	-	-	-	-		8
Carga mínima (% de plena carga)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque tibio (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
NO_X (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
CH_4 (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
N_2O (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_e)	4,72	4,44	4,10	3,28	6,15	2,85	5,35	B,C,M,P	2,3,4,9
- de la cual equipos (%)	60%	60%	60%	40%	70%	40%	70%	G,M	2,4
- de la cual instalación (%)	40%	40%	40%	30%	50%	30%	50%	G,M	2,4

O&M fijos (USD/MW_e/año)	89.800	84.600	78.100	45.900	137.600	39.900	119.700	L,M,N,P	2,4,9
O&M Variables (USD/MWh)	0,30	0,29	0,26	0,22	0,38	0,20	0,33	M,P	4
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Costos de exploración (MUSD/MW_e)	0,66	0,66	0,61	0,46	0,85	0,43	0,80	H,O	4,9
Costo de expansión de capacidad de la inversión nominal (%)	82%	82%	82%	91%	73%	91%	73%	I	9

Notas

A Las plantas geotérmicas (flash o secas) se consideran representativas entre 30 MW y 500 MW en 2024, basándose en proyectos operativos en Colombia y en consonancia con otras fuentes internacionales.

B Los costos de inversión no incluyen los costos de exploración (véanse los datos específicos de la tecnología).

C Los costos de inversión incluyen la revisión y planificación del proyecto, el desarrollo del yacimiento, la construcción, la puesta en marcha y la puesta en servicio, así como otros costos imprevistos.

D La eficiencia es la eficiencia térmica, es decir, el aprovechamiento del calor del subsuelo. Dado que el calor geotérmico es renovable y se considera gratuito, un aumento de la eficiencia supondrá un menor costo de inversión por MW. Se supone que estas grandes unidades son unidades flash a altas temperaturas de la fuente.

E Se refiere a la construcción de la propia central de ciclo de vapor. La preparación del emplazamiento geotérmico incluye la prospección, exploración, perforación y confirmación de los recursos, lo que puede llevar entre 4 y 5 años en total.

F La energía geotérmica emite H_2S.

G Se supone un 60% de equipamiento y un 40% de instalación, según datos internacionales.

H El costo de exploración incluye la prospección preliminar, los estudios exploratorios, la perforación exploratoria y los costos imprevistos en fases exploratorias para proyectos de 50 MW en Colombia. Este costo varía significativamente ya que depende de las características del emplazamiento, los requisitos reglamentarios y las condiciones del mercado, por lo que debe considerarse a nivel de planta.

I Instalación de nueva capacidad (MW) en una nueva fase para un proyecto existente.

J Basado en datos operativos de Colombia.

K Se ha asumido el mismo factor de planta teórico para 2030 y 2050 y se ha calculado el factor de planta “incluyendo interrupciones” con base en el impacto de las mismas.

L Basado en el escenario base (escenario 2) de la referencia [9].

M Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje, asumiendo una tasa de aprendizaje del 5% tanto para el equipo como para la instalación basada en el World Energy Outlook 2023 de la IEA, y del 5% para O&M, incluyendo las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, con los datos del escenario “Announced Pledges” utilizados para los valores centrales.

N Costo total de O&M de la referencia [9], excluido el costo de O&M variable de la referencia [4].

O La incertidumbre (superior/inferior) se estima en +/- 30%.

P Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos actuales en explotación y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial general de mejora de la tecnología.

Referencias

[1] UPME, “Registro de Proyectos de Generación” database

[2] Learning curve approach for the development of financial parameters.

[3] Geothermal Energy Association, 2006, "A Handbook on the Externalities, Employment, and Economics of Geothermal Energy".

[4] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2024, Technology Data for the Indonesian Power Sector

[5] Discussion with Technolgy Catalogue stakeholder group

[6] Moon & Zarrouk, 2012, “Efficiency Of Geothermal Power Plants: A Worldwide Review”.

[7] Moore, 2016, "Geothermal Power Generation: Developments and Innovation, chapter 18: Project permitting, finance, and economics for geothermal power generation"

[8] Geothermal Energy Association, 2015, "Geothermal Energy Association Issue Brief: Firm and Flexible Power Services Available from Geothermal Facilities"

[9] K&M Advisor a Dorado Group Company. (2020). "Evaluación preliminar de la factibilidad económica y financiera de proyectos de geotermia en Colombia. Informe final”

6.15.2. Binaria

Tecnología	**Planta geotérmica binaria**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	10	10	10	1	50	1	50	A	1,4,5,9

Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	20	20	20	5	50	5	130	A	1,4,5,9
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	10%	11%	12%	6%	12%	8%	14%	D	6
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	10%	11%	12%	6%	12%	8%	14%	D	6
Interrupción forzada (%)	10%	10%	10%	5%	30%	5%	30%		4
Interrupción planificada (semanas al año)	4	4	4	2	6	2	6		4
Vida útil técnica (años)	30	30	30	20	50	20	50		4,7,9
Tiempo de construcción (años)	2	2	2	1,5	3	1,5	3	E	4,7,9
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	30	31	32	20	40	20	40		4
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	88%	88%	88%	70%	100%	70%	100%	J,K	4,9
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	73,1%	73,1%	73,1%	43%	91,3%	43%	91,3%	J,K	4
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	-	-	-	-	-	-	-		
Carga mínima (% de plena carga)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque tibio (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Tiempo de arranque en frío (horas)	-	-	-	-	-	-	-		
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
NO_X (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
CH_4 (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
N_2O (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-	F	
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_e)	6,00	5,66	5,22	4,60	7,63	4,00	6,64	B,C,M,P	2,3,4,9
- de la cual equipos (%)	60%	60%	60%	40%	70%	40%	70%	G,M	2,4
- de la cual instalación (%)	40%	40%	40%	30%	50%	30%	50%	G,M	2,4
O&M fijos (USD/MW_e/año)	88.900	83.700	77.300	45.900	137.600	39.900	119.600	L,M,N,P	2,4,9
O&M Variables (USD/MWh)	0,44	0,41	0,38	0,33	0,55	0,29	0,48	M,P	4
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Costos de exploración (MUSD/MW_e)	2,98	2,98	2,79	2,09	3,87	1,96	3,63	H,O	4,9
Costo de expansión de capacidad de la inversión nominal (%)	69%	69%	69%	77%	62%	77%	62%	I,Q	9

Notas

A Las plantas geotérmicas (binarias o de condensación) se consideran representativas entre 1 MW y 50 MW en 2024, basándose en proyectos operativos en Colombia y en consonancia con otras fuentes internacionales.

B Los costos de inversión no incluyen los costos de exploración (véanse los datos específicos de la tecnología).

C Los costos de inversión incluyen la revisión y planificación del proyecto, el desarrollo del yacimiento, la construcción, la puesta en marcha y la puesta en servicio, así como otros costos imprevistos.

D La eficiencia es la eficiencia térmica, es decir, el aprovechamiento del calor del subsuelo. Dado que el calor geotérmico es renovable y se considera gratuito, un aumento de la eficiencia supondrá un menor costo de inversión por MW. Se supone que estas unidades más pequeñas son unidades binarias a temperaturas de fuente medias.

E Se refiere a la construcción de la propia central de ciclo de vapor. La preparación del emplazamiento geotérmico incluye la prospección, exploración, perforación y confirmación de los recursos, lo que puede llevar entre 4 y 5 años en total.

F La energía geotérmica emite H2S.

G Se supone un 60% de equipamiento y un 40% de instalación, según datos internacionales.

H El costo de exploración incluye la prospección preliminar, los estudios exploratorios, la perforación exploratoria y los costos imprevistos en las fases exploratorias de un proyecto de 11 MW en Colombia. Este costo varía significativamente ya que depende de las características del emplazamiento, los requisitos reglamentarios y las condiciones del mercado, por lo que debe considerarse a nivel de planta.

I Instalación de nueva capacidad (MW) en una nueva fase para un proyecto existente.

J Basado en datos operativos de Colombia.

K Se ha asumido el mismo factor de planta teórico para 2030 y 2050 y se ha calculado el factor de planta "incluyendo interrupciones" con base en el impacto de las mismas.

L Basado en el escenario base (escenario 2) de la referencia 9.

M Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje, asumiendo una tasa de aprendizaje del 5% tanto para el equipo como para la instalación, basada en el World Energy Outlook 2023 de la IEA, y del 5% para O&M, incluyendo las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, con datos del escenario "Announced Pledges" utilizados para los valores centrales.

N Costo total de O&M [9] excluido el costo de O&M variable.

O La incertidumbre (superior/inferior) se estima en +/- 30%.

P Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos actuales en explotación y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial general de mejora de la tecnología.

Q Asumido el mismo porcentaje de incertidumbre que la geotermia flash.

Referencias

[1] UPME, "Registro de Proyectos de Generación" database

[2] Learning curve approach for the development of financial parameters.

[3] Geothermal Energy Association, 2006, "A Handbook on the Externalities, Employment, and Economics of Geothermal Energy".

[4] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2024, Technology Data for the Indonesian Power Sector

[5] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group

[6] Moon & Zarrouk, 2012, "Efficiency of Geothermal Power Plants: A Worldwide Review".

[7] Moore, 2016, "Geothermal Power Generation: Developments and Innovation, chapter 18: Project permitting, finance, and economics for geothermal power generation"

[8] Geothermal Energy Association, 2015, "Geothermal Energy Association Issue Brief: Firm and Flexible Power Services Available from Geothermal Facilities"

[9] K&M Advisor a Dorado Group Company. (2020). "Evaluación preliminar de la factibilidad económica y financiera de proyectos de geotermia en Colombia. Informe final"

7. Central de Biomasa

7.1. Breve descripción de la tecnología

La biomasa es una fuente muy versátil para la producción de energía y puede aprovecharse en tres procesos de conversión principales: bioquímico, hidrotérmico y termoquímico. En la conversión bioquímica, la biomasa se somete a pretratamiento e hidrólisis, seguidos de fermentación para producir biocombustibles como bioalcoholes, biohidrógeno y biogás. El proceso de conversión hidrotérmica se centra en la gasificación, produciendo gas de síntesis que puede transformarse posteriormente en bioetanol mediante la catálisis de Fischer-Tropsch. Por último, la conversión termoquímica incluye la gasificación, la licuefacción y la pirólisis. La gasificación genera gas de síntesis, que puede utilizarse para generar calor y electricidad, mientras que la licuefacción produce alquitrán y bioaceite, y la pirólisis produce gas, bioaceite y carbón vegetal, todo lo cual contribuye a la generación combinada de calor y electricidad. Cada proceso mencionado utiliza la biomasa de forma eficiente, ofreciendo múltiples vías para la producción de energía renovable. Las opciones de aprovechamiento se muestran en la Figura 61. Este capítulo examina la combustión de biomasa sólida para la generación de energía para cada una de las opciones descritas.

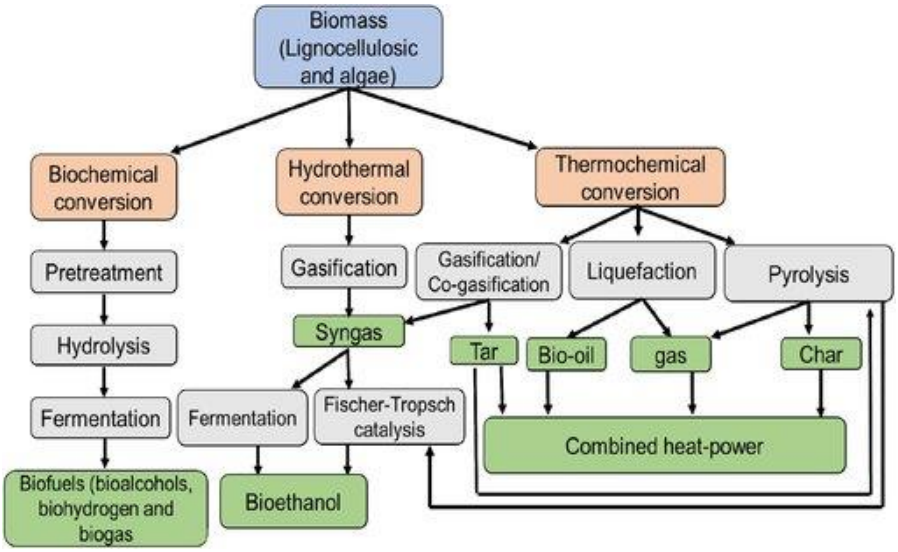


Figura 61. Las rutas de conversión de la biomasa funcionan [1].

La tecnología utilizada para producir electricidad en las centrales de biomasa depende de las características de la biomasa disponible. La eficiencia de la combustión de esta fuente para la generación de electricidad es inferior a la del carbón debido a que la biomasa posee un menor poder calorífico y a las limitaciones de temperatura y presión del vapor debidas al contenido mineral de las cenizas. Estas eficiencias oscilan normalmente entre el 15 y el 35% [2].

La combustión directa de biomasa se basa generalmente en el ciclo Rankine, en el que se emplea una turbina de vapor para accionar el generador, como en una central eléctrica de carbón. A veces se añade al sistema una caldera para recuperar el calor de los gases de combustión y precalentar el vapor, este sistema está bien desarrollado y disponible comercialmente en todo

el mundo. En la actualidad, la mayoría de las centrales eléctricas de biomasa son de combustión directa [3],en la combustión directa, el vapor se genera en calderas que queman biomasa sólida, que ha sido convenientemente preparada (secada, empacada, astillada, formada en pellets o briquetas o modificada de otro modo para adaptarla a la tecnología de combustión) mediante el tratamiento del combustible y un sistema de alimentación. Las tecnologías de combustión directa pueden dividirse en lecho fijo, lecho fluidizado y combustión de polvo (véase la Figura 62). En la combustión de polvo, la biomasa se pulveriza o se corta y se inyecta en el horno, posiblemente en combinación con un combustible fósil.

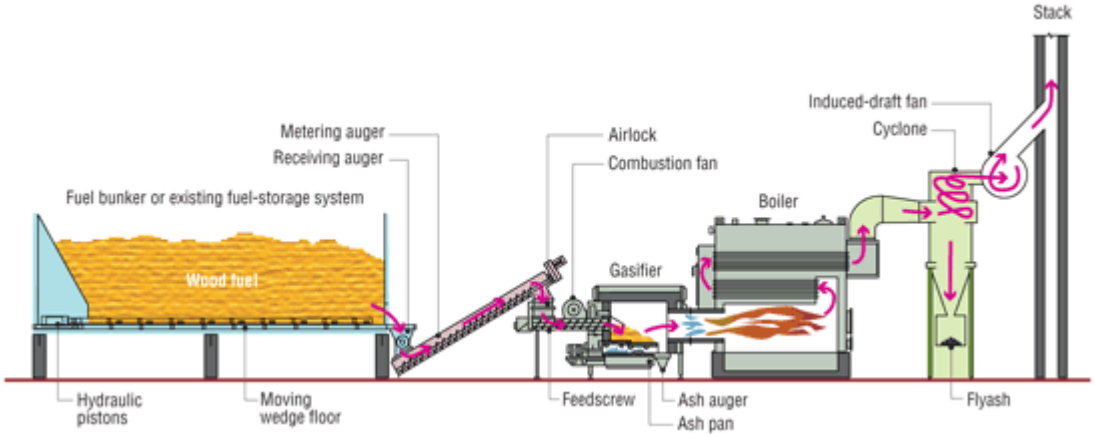


Figura 62. Caldera de biomasa de lecho fijo [4].

El cálculo de las materias primas de biomasa a partir de productos de plantación puede realizarse mediante el enfoque del balance de masas. El balance de masas es, por supuesto, diferente para cada materia prima. Cada cultivo proporciona distintos niveles de eficiencia al convertir su biomasa en energía utilizable, dependiendo de factores como la fracción de la biomasa utilizada y su poder calorífico inferior (LHV, por sus siglas en inglés, *Lower Heating Value*). Los datos de la Tabla 7-1 destacan el potencial de algunos cultivos comunes de biomasa en la generación de energía.

Tabla 7-1. Porcentaje de biomasa utilizada y poder calorífico de diferentes cultivos [5] [6].

Cultivo	Poder calorífico Inferior (LHV) (MJ/kg)
Bagazo de caña de azúcar	14,7
Residuos forestales (Eucalipto)	16,9
Cascarilla de arroz	14,9
Residuos de café	24,5
Cascarilla de café	17,9
Fibras de palma	16,6
Palmiste	16,7
Raquis de palma	18,3

7.1.1. Cogeneración de caña de azúcar

La producción de energía a partir del bagazo de caña de azúcar consiste en convertir el residuo fibroso que queda tras la extracción del azúcar en una fuente de energía renovable. El bagazo de caña suele quemarse en calderas de alta eficiencia para producir vapor, que acciona turbinas para generar electricidad. Este proceso, representado en la Figura 63, se utiliza a menudo en los ingenios azucareros, donde la energía producida puede alimentar tanto las operaciones del ingenio como aportar el exceso de electricidad a la red [7]. La caña de azúcar es un cultivo de rápido crecimiento, que proporciona un suministro constante y renovable de bagazo en regiones donde su cultivo es frecuente, como Brasil, India y Colombia.

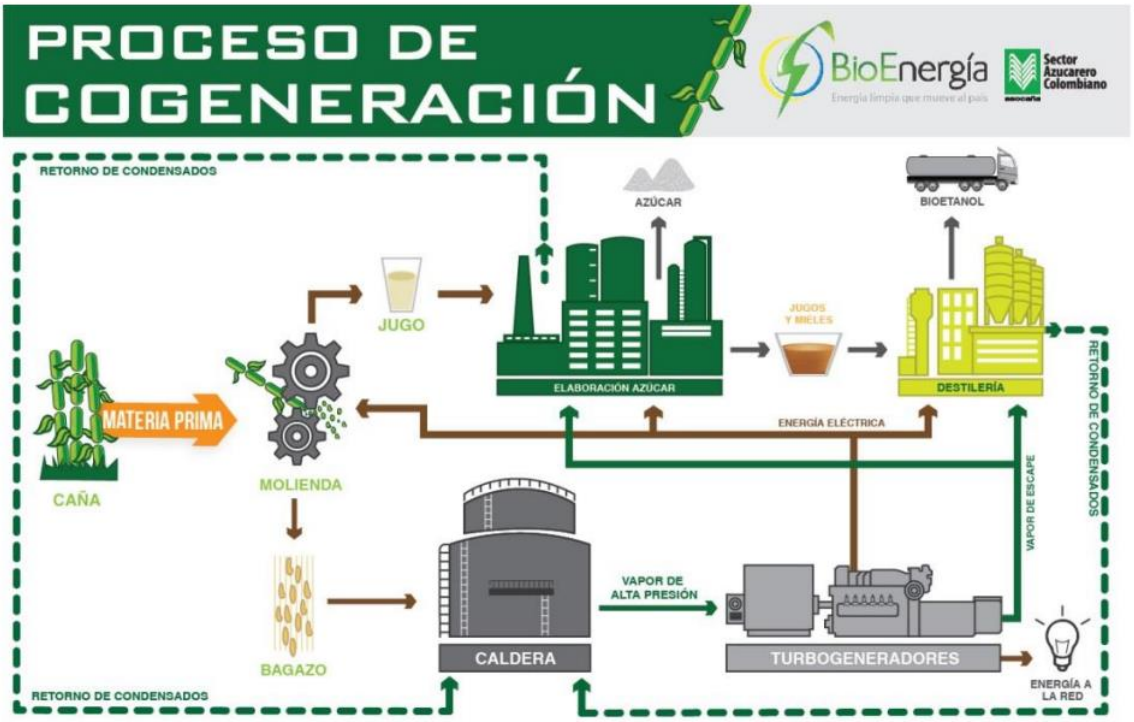


Figura 63. Proceso de cogeneración de bagazo de caña de azúcar [7].

7.1.2. Materia prima basada en residuos de aceite de palma

En un molino de palma típica, el aceite de palma crudo se extrae de los racimos de fruta fresca (FFB, por sus siglas en inglés) mediante un proceso mecánico. Este proceso, ilustrado en la Figura 64, genera un flujo de residuos compuesto por un 22% de racimos de fruta vacíos (EFB, por sus siglas en inglés), un 5% de cáscaras de palmiste (PKS, por sus siglas en inglés) y un 13% de fibras de mesocarpio. Normalmente, las cáscaras de palmiste y las fibras de mesocarpio se utilizan como combustible para producir vapor para los esterilizadores y electricidad para la almazara.

Los EFB suelen reciclarse en las plantaciones o utilizarse como combustible en otras plantas energéticas, como las que abastecen a las refinerías de aceite de palma, donde también se necesita vapor y energía para los procesos químicos. Un reto clave ha sido garantizar un suministro de energía estable y fiable durante el procesamiento del aceite.

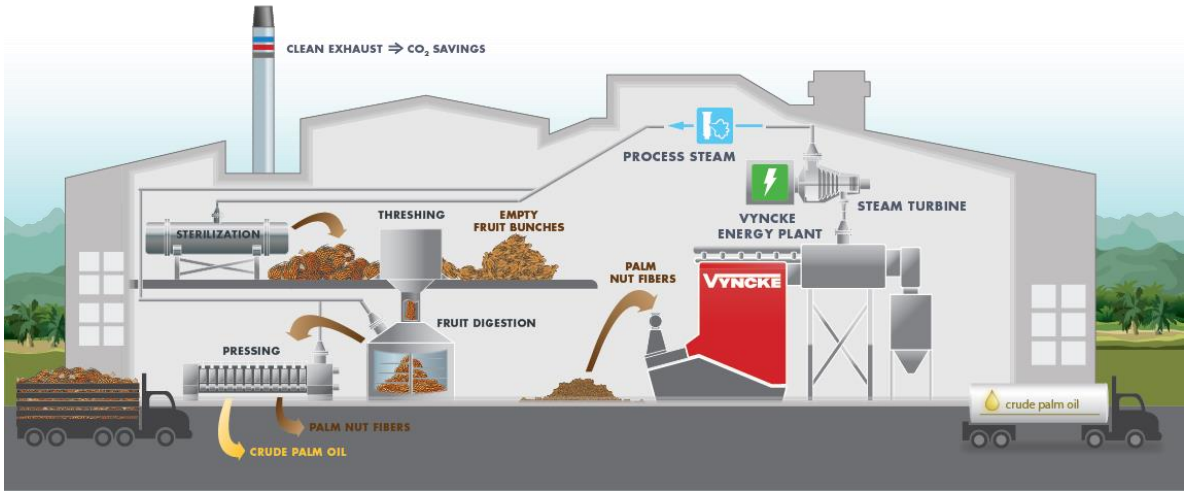


Figura 64. Combinación típica de calor y electricidad a partir de residuos sólidos de aceite de palma [8].

7.1.3. Potencial de la biomasa en Colombia

Colombia cuenta con importantes recursos de biomasa que tienen potencial para la generación de electricidad mediante combustión directa, como se muestra en la Figura 65. Las fuentes incluyen palma de aceite, caña de azúcar, café, maíz, cascarilla de arroz, banano y plátano. De acuerdo con la UPME y el MME, el potencial energético total de la biomasa asciende a casi 347.639 TJ/año, el cual se encuentra ampliamente distribuido por todo el país *[9].*

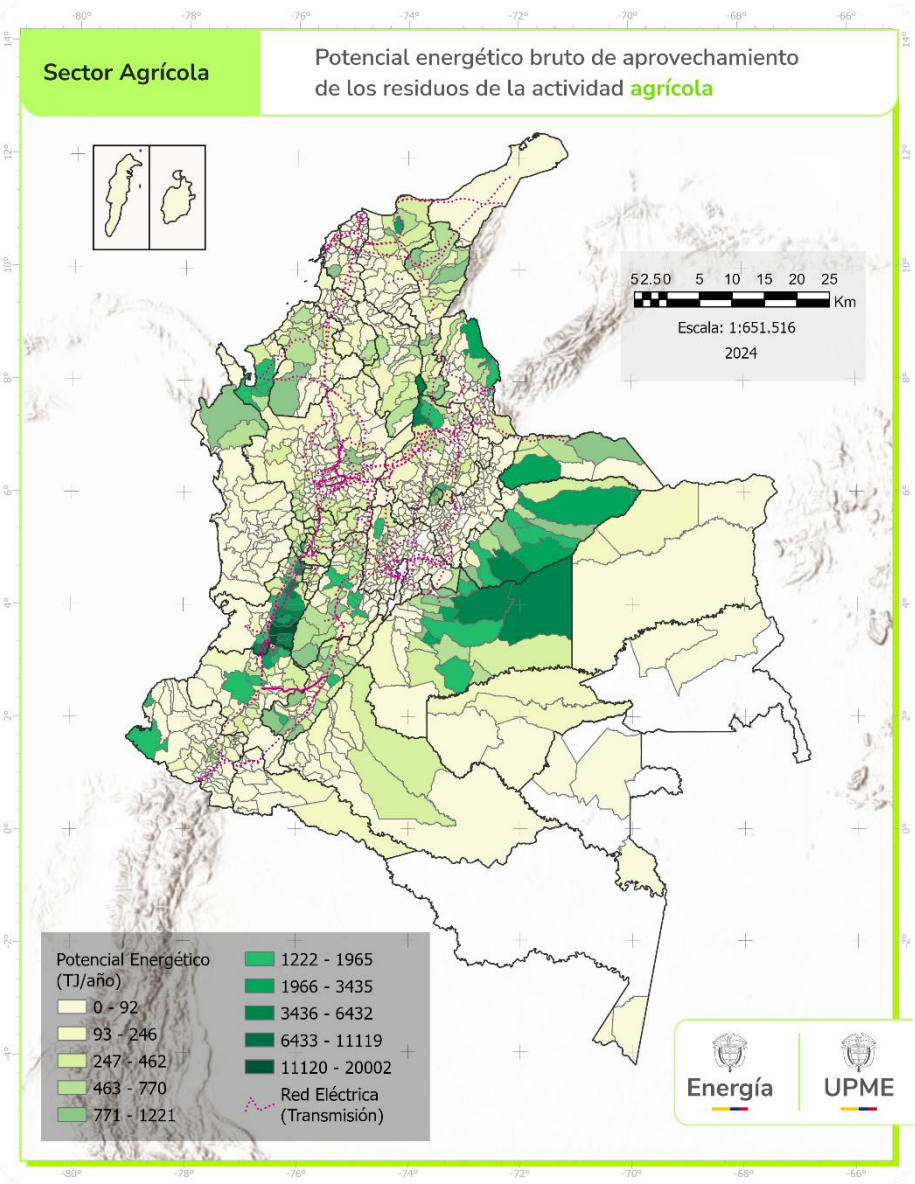


Figura 65. Potencial Energético de la Biomasa Residual Agrícola [9].

Los volúmenes de residuos agrícolas varían según los departamentos de Colombia. Como se observa en la Tabla 7-2, los departamentos con mayor potencial energético de biomasa son Valle del Cauca, a la cabeza con 108.126,23 TJ/año, seguido de Meta con 29.542,55 TJ/año. Quindío, a pesar de su menor superficie, destaca con un potencial energético de 2.089,76 TJ/año. Otros departamentos con aportes significativos son Cauca (27.453,85 TJ/año), Santander (19.121,47 TJ/año) y Tolima (19.716,58 TJ/año) [9].

Tabla 7-2. Potencial energético de la biomasa residual agrícola por departamentos [9].

Departamento	Potencial energético de la agricultura (TJ/año)
AMAZONAS	17,75
ANTIOQUIA	19857,07
ARAUCA	4359,22

ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	0,38
ATLÁNTICO	269,81
BOLÍVAR	6821,70
BOYACÁ	7343,50
CALDAS	6747,65
CAQUETÁ	1645,79
CASANARE	18250,35
CAUCA	27453,85
CESAR	10471,30
CHOCÓ	2640,99
CÓRDOBA	5940,73
CUNDINAMARCA	9928,99
GUAINÍA	8,80
GUAVIARE	400,84
HUILA	15531,55
LA GUAJIRA	124,88
MAGDALENA	7078,48
META	29542,55
NARIÑO	7878,11
NORTE DE SANTANDER	8326,91
PUTUMAYO	514,13
QUINDÍO	2089,76
RISARALDA	4271,93
SANTANDER	19121,47
SUCRE	2667,25
TOLIMA	19716,58
VALLE DEL CAUCA	108126,23
VAUPÉS	7,10
VICHADA	484,35
Total Nacional	347639,99

7.2. Entrada

Biomasa, como por ejemplo, residuos de industrias (desechos de madera, bagazo de caña de azúcar, racimos de fruta vacíos, cáscara de coco, etc.), astillas de madera (puloa de madera, residuos de la tala, etc.), paja y cultivos energéticos. La madera suele ser la biomasa más favorable para la combustión debido a su bajo contenido en cenizas y nitrógeno. La biomasa herbácea, como la paja y el miscanthus, tiene un mayor contenido de N, S, K, Cl, etc., lo que provoca mayores emisiones primarias de NO_x y partículas, un aumento de las cenizas, corrosión y depósitos de escoria. Para reducir aún más las emisiones, pueden aplicarse sistemas de depuración de gases de combustión como la inyección de amoniaco (SNCR), la inyección de cal, filtros traseros, catalizadores $DeNO_x$, etc.

7.3. Salida

Electricidad (y calor si hay demanda).

7.4. Capacidades típicas

Los proyectos en Colombia van de 1 MW a 60 MW de capacidad instalada [19].

7.5. Espacio requerido

No existe una cifra establecida para las necesidades de espacio de los residuos agrícolas, ya que la biomasa comparte el espacio para la producción de alimentos, y las necesidades reales pueden variar en función del rendimiento de los cultivos, las condiciones climáticas y el tipo de cultivo. Las instalaciones de generación de energía, incluidos el almacenamiento de combustible, la conversión de biomasa y los sistemas de control de emisiones, suelen requerir entre 0,1 y 0,4 hectáreas por MW de capacidad, dependiendo del diseño y la tecnología de la central (por ejemplo, combustión directa o gasificación). Una central de biomasa de tamaño medio puede necesitar varias hectáreas para equipos y operaciones [10].

7.6. Consumo de agua

El consumo de agua varía significativamente entre los distintos métodos de generación de energía a partir de biomasa. Según un análisis del ciclo de vida realizado por investigadores en la China, un sistema típico de generación eléctrica por combustión directa de biomasa en Asia Oriental requiere aproximadamente 42,2 litros por kilovatio-hora (l/kWh) [11]. En particular, alrededor del 85% de este consumo de agua se produce durante la fase agrícola, lo que resalta la importante huella hídrica de los cultivos. El 15% restante se atribuye al funcionamiento y mantenimiento de la propia planta. Por el contrario, un reciente estudio norteamericano señala que la demanda de agua durante el ciclo de vida es mucho mayor, oscilando entre 260 y 1.289 l/kWh, dependiendo de la tecnología específica y de factores regionales [28].

7.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

Las centrales de biomasa, sobre todo las de tamaño mediano y pequeño equipadas con calderas de tambor, pueden ajustarse para funcionar en un rango del 15% al 100% de su carga nominal. Esta flexibilidad operativa permite a las centrales aumentar o disminuir su producción en función de las fluctuaciones de la demanda [25]. Muchas de estas centrales también están equipadas con acumuladores de calor, lo que permite pararlas a diario sin pérdidas significativas de eficiencia o rendimiento operativo.

A diferencia de otras energías renovables, que dependen de las condiciones meteorológicas, la generación de energía a partir de biomasa puede producirse de forma continua, día y noche, independientemente de las condiciones climáticas, debido a que la combustión no se ve afectada por factores ambientales externos. Las centrales de biomasa pueden ser una fuente de energía fiable porque producen una cantidad de energía constante y controlable [24].

Si bien las centrales eléctricas de biomasa pueden funcionar continuamente, la disponibilidad de materia prima puede fluctuar en función de los ciclos agrícolas, los problemas logísticos y las demandas de la competencia. Por lo tanto, la generación de energía a partir de biomasa puede experimentar variaciones no debidas al clima, sino a la disponibilidad de recursos ligada a estos

factores. La clave para mitigar esta situación es garantizar fuentes de materias primas diversas y fiables y una gestión eficaz de la cadena de suministro [24].

7.8. Ventajas/desventajas

7.8.1. Ventajas

- Tecnología madura y conocida.
- Las emisiones de CO_2 se consideran neutrales[12] cuando la biomasa se obtiene de forma sostenible, tal y como se describe en la sección de *Medio ambiente*.
- La generación de energía a partir de biomasa es una alternativa para la gestión de los residuos agrícolas.
- La biomasa puede ser una alternativa renovable para procesos industriales intensivos en calor.
- La biomasa puede usarse para repotenciar las centrales térmicas existentes con fuentes renovables.

7.8.2. Desventajas

- La disponibilidad de biomasa depende de la ubicación geográfica.
- El uso de biomasa procedente de cultivos energéticos específicos puede tener consecuencias indirectas negativas, por ejemplo, generar competencia con la producción de alimentos, la naturaleza o la biodiversidad, dependiendo de las condiciones regionales [26].
- En bajas capacidades (menos de 10 MW) las economías de escala afectan los costos y la competitividad de los proyectos.
- Al quemar biomasa en una caldera, el cloro y el azufre del combustible acaban en los gases de combustión y erosionan las paredes de la caldera y otros equipos. Esto puede provocar la rotura de los tubos de la caldera y otros equipos, por lo que es necesario parar la planta para reparar la caldera.
- Las cenizas volantes pueden adherirse a los tubos de la caldera, lo que también reducirá el rendimiento de la caldera y puede provocar su rotura. Con temperaturas del horno superiores a 1000°C, los racimos de fruta vacíos, el bagazo de caña y las cáscaras de palma crean más cenizas fundidas que otros combustibles de biomasa. El nivel de cenizas fundidas no debe ser superior al 15% para evitar que la caldera sufra daños [12].
- La combustión de biomasa produce emisiones de SO_2, NO_x y partículas.
- El volumen de materia prima de biomasa puede verse afectado por los ciclos agrícolas.
- La recolección, el almacenamiento y el transporte de biomasa pueden generar problemas en la cadena de suministro que podrían ocasionar sobrecostos en la generación de energía [27].

7.9. Medio ambiente

Las principales huellas ecológicas de la combustión de biomasa son la toxicidad y la acidificación que se generan durante este proceso. Sin embargo, la huella es pequeñas, sobre todo cuando

[12] **La neutralidad** en carbono se refiere a un estado en el que una persona, organización o actividad no produce emisiones netas de dióxido de carbono (CO_2). Lograr la neutralidad de carbono implica equilibrar la cantidad de carbono emitido con una cantidad equivalente de carbono compensado o eliminado de la atmósfera.

sólo se utilizan biomasa residual para la combustión [13]. La combustión de biomasa procedente de plantaciones dedicadas sólo puede considerarse *neutra en carbono* si los cultivos energéticos cosechados para suministrar la bioenergía vuelven a crecer y mantienen ese carbono secuestrado en la biomasa y los suelos. Además, es importante tener en cuenta la huella hídrica cuando se requieren sistemas de riego para los cultivos energéticos.

7.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

A nivel global, las centrales eléctricas de biomasa son una tecnología madura y comercial. Sin embargo, en Colombia, el uso de biomasa para la generación de electricidad no es una práctica común en la industria, ya que se concentra en la cogeneración en entornos agroindustriales. La mayoría de los proyectos de biomasa en el país se basan en el uso del bagazo de caña de azúcar para cogenerar calor y electricidad para los ingenios azucareros y vender el excedente de energía eléctrica a la red.

Los usos directos y tradicionales de la biomasa para aplicaciones de calefacción y cocina se basan en una amplia gama de materias primas y dispositivos sencillos, donde la eficiencia energética de estas aplicaciones es muy baja debido al contenido de humedad de la biomasa, su baja densidad energética y la heterogeneidad del insumo básico. Se han desarrollado y mejorado una serie de tecnologías de pretratamiento para mejorar las características de la biomasa y hacer más eficientes y rentables los procesos de manipulación, transporte y conversión. En la Figura 66. se comparan las densidades energética y aparente de la biomasa sin procesar y procesada. Las formas más comunes de pretratamiento incluyen el secado, la paletización y el briqueteado, la torrefacción y la pirólisis, siendo las dos primeras las más utilizadas.

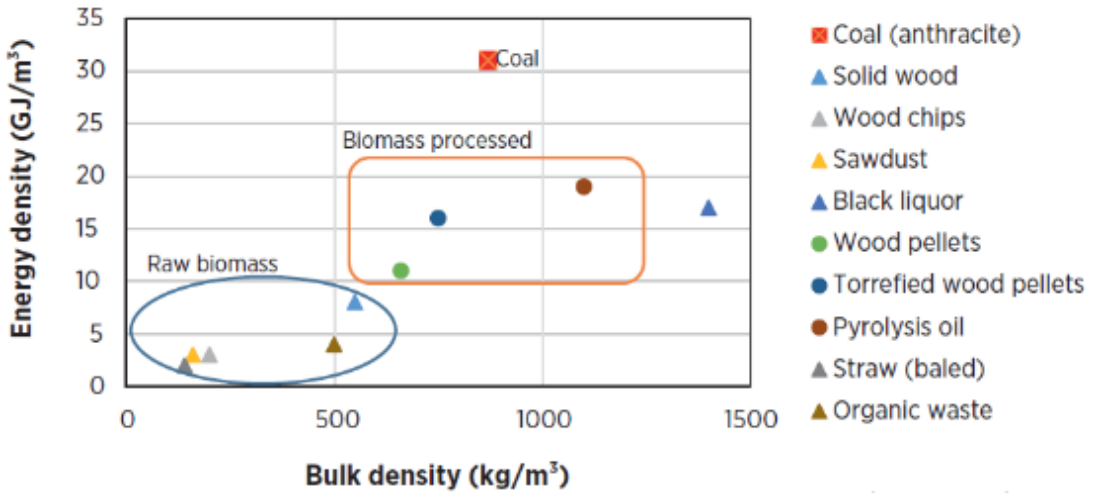


Figura 66. Densidad energética de la biomasa y el carbón [14].

Las tecnologías de gasificación ofrecen la posibilidad de convertir la biomasa en gas[13] de síntesis, que puede ser utilizado en turbinas de gas simples o de ciclo combinado, ofreciendo una mayor eficiencia que la combustión de biomasa para accionar una turbina de vapor. Aunque algunas tecnologías de gasificación están disponibles comercialmente, todavía se están realizando

[13]El gas de producción es la sustancia que se produce al quemar biomasa con un déficit de aire y una cantidad regulada de humedad. El gas de producción es una mezcla de gases como el monóxido de carbono, el dióxido de carbono y el nitrógeno.

esfuerzos en I+D y demostración para promover el uso comercial de las tecnologías de gasificación. La Figura 67 muestra el estado de las diferentes alternativas de gasificación.

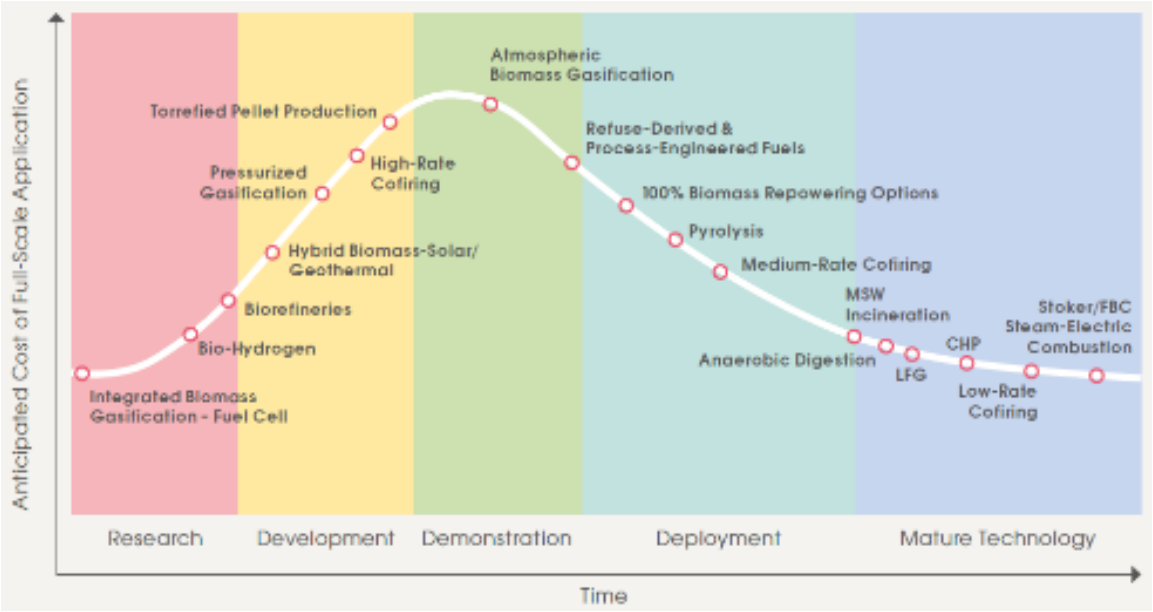


Figura 67. Estado de madurez de la tecnología de generación de energía a partir de biomasa [15].

La pirólisis de biomasa es la descomposición térmica de la biomasa en ausencia de oxígeno. Los productos de la descomposición son carbón sólido, un líquido conocido como bioaceite o aceite de pirólisis, y una mezcla de gases combustibles. Las proporciones relativas de productos sólidos, líquidos y gaseosos son controladas por la temperatura del proceso y el tiempo de permanencia, como se indica en la Tabla 7-3.

Tabla 7-3. Composición de fases de los productos de pirólisis de biomasa para distintos modos de operación [16].

Modo	Condiciones	Composición		
		Líquido	Char	Gas
Pirólisis rápida	Temperatura moderada, tiempo de residencia corto	75%	12%	13%
Carbonización	Baja temperatura, tiempo de residencia muy largo	30%	35%	35%
Gasificación	Alta temperatura, largo tiempo de residencia	5%	10%	85%

Aunque los sistemas de combustión de biomasa, en todos los rangos de capacidad, se consideran tecnologías maduras, se siguen realizando esfuerzos de investigación y desarrollo para abordar los nuevos retos y oportunidades que plantea la evolución del panorama energético [17]. La reducción de las emisiones de carbono sigue siendo una prioridad, sobre todo para los sistemas de calefacción residencial a pequeña escala que suelen carecer de medidas secundarias de control de la contaminación, así como para las instalaciones de combustión a mediana y gran escala. Las soluciones rentables para reducir las emisiones de partículas y compuestos orgánicos en los sistemas a pequeña escala tienen un importante potencial de mercado, especialmente dado el elevado volumen de ventas de estufas y calderas residenciales y el endurecimiento de las normativas sobre emisiones en muchos países. Para aplicaciones de mayor envergadura, como los sistemas de calefacción urbana, donde las emisiones orgánicas se controlan en gran medida mediante la combustión completa, la reducción de las emisiones de NOx sigue siendo un reto clave [17].

Uno de los mercados de futuros más prometedores para las tecnologías de combustión de biomasa es la sustitución de los combustibles fósiles en la industria, sobre todo en aplicaciones térmicas de altas temperaturas. Aunque la electrificación es una tendencia creciente en muchas industrias, puede no ser adecuada para todos los procesos, lo que crea oportunidades para soluciones energéticas a medida basadas en la biomasa. A medida que los sistemas energéticos globales evolucionan rápidamente para cumplir los objetivos de mitigación contra el cambio climático, las tecnologías de combustión de biomasa ofrecen oportunidades únicas. La creciente proporción de energía eólica y solar mejora el balance de gases de efecto invernadero (GEI), pero también aumenta la necesidad de equilibrar la red. Las tecnologías de combustión de biomasa ofrecen la flexibilidad operativa necesaria para satisfacer esta demanda. Además, la captura y el almacenamiento o la utilización de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés, *Carbon Capture Utilisation and Storage*) basados en la biomasa pueden ayudar a conseguir emisiones netas negativas de GEI, contribuyendo así a los objetivos del Acuerdo de París.

Algunos fabricantes trabajan en el desarrollo de soluciones eficientes de cogeneración de calor y electricidad (PCCE) a pequeña y micro escala, con el objetivo de reducir el tamaño de las centrales eléctricas para que se puedan instalar en los edificios residenciales. Estos sistemas suelen utilizar pellets o astillas de madera, combinados con unidades de potencia como motores Stirling, micromotores de vapor o ciclos Rankine orgánicos (ORC, por sus siglas en inglés). Aunque sólo unos pocos productos se han introducido en el mercado debido a las dificultades tecnológicas y económicas, el concepto de sistemas residenciales de cogeneración rentables sigue siendo atractivo, sobre todo porque complementan los sistemas solares proporcionando energía durante los periodos de poca luz solar.

7.10.1. Investigación sobre la energía de la biomasa en Colombia

Una iniciativa destacada es el primer laboratorio híbrido para la generación de energía en La Guajira, inaugurado en 2022 y representado en la Figura 68 [18]. Este proyecto se centra en la integración de diferentes fuentes de energía renovable, incluida la biomasa, para desarrollar soluciones sostenibles de generación de energía. El laboratorio sirve como centro de investigación para explorar el potencial de la biomasa en combinación con otras fuentes renovables, como la solar y la eólica, para suministrar energía a regiones aisladas. Esta iniciativa subraya el compromiso de Colombia de aprovechar la biomasa como parte de su amplia estrategia para promover las energías renovables en zonas remotas. El laboratorio forma parte de Energética 2030, una alianza de investigación entre varias universidades y empresas. Este

proyecto pretende desarrollar tecnologías que puedan producir múltiples formas de energía a partir de la biomasa, como electricidad, calor y biogás, haciendo el proceso más eficiente y sostenible. La investigación se centra en optimizar el uso de residuos agrícolas y forestales para mejorar la producción de energía y reducir al mismo tiempo el impacto ambiental [18].



Figura 68. Laboratorio de Biomasa Híbrida de la Universidad de La Guajira [18].

7.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

De acuerdo con el operador del mercado eléctrico colombiano, en 2024 había 192 MW de capacidad instalada en cogeneración de Biomasa, donde la mayoría de estas plantas pertenecen a los ingenios azucareros en la Región del Valle del Cauca (Véase la Tabla 7-4).

Tabla 7-4. Cogeneración con Biomasa en el Sistema Interconectado Colombiano. Datos en MW [19].

Generador	Potencia (MW)
BIOENERGY	19,9
CENTRAL CASTILLA 1	3
COGENERADOR MANUELITA 2	12
COGENERADOR PROENCA	19,9
INCAUCA 1	60
INGENIO PROVIDENCIA 2	19,9
INGENIO RIOPAILA 1	16
INGENIO RISARALDA 1	19,9
INGENIO SAN CARLOS 1	2
MAYAGUEZ 1	19,9
Total	192,5

7.11.1. Aceite de Palma

Como se muestra en la Tabla 7-5, Cenipalma consolidó el grado de implantación de procesos de cogeneración y generación de energía en las plantas de extracción de aceite de palma. Se encontró que el 25% de estas plantas cogenera energía para uso interno, el 7% la genera a partir de biogás y sólo el 3% suministra excedentes de energía a la red [20]. A partir de los datos proporcionados por siete plantas de extracción de la Zona Norte, se validó la operatividad del módulo de cogeneración. Se confirmó que la biomasa disponible en las plantas de extracción satisface las necesidades energéticas del proceso y, además, que puede generar excedentes de energía. Para plantas con capacidades entre 21 - 41 toneladas de racimos de fruta fresca (FFB) por hora, se determinó un potencial de generación entre 1,7 y 8,9 MW *[20].*

Tabla 7-5. Plantas de procesamiento de palma de palma que han implementado proyectos de cogeneración/generación de energía eléctrica en Colombia en 2020 [20].

Zonas	Número de plantas procesadoras	Cogeneración con biomasa	Captura de metano	Generar electricidad a partir del biogás	Exportar el exceso de electricidad a la red
Este	32	9	5	4	1
Norte	14	2	1	1	1
Central	17	6	1	-	-
Suroeste	5	-	-	-	-
Total	68	17	7	5	2

7.11.2. Cultivos Energéticos

Desde el 13 de noviembre de 2021, está operativa en Puerto Carreño Refoenergy Bita, una central eléctrica de biomasa (Figura 69) [21], proporcionando energía 100% renovable y sostenible a la capital del departamento del Vichada. Esta planta, operada por Refocosta, suministra energía limpia a más de 18.000 personas. Antes del funcionamiento de la planta, la zona sufría escasez y racionamiento de energía debido a la falta de conexión a la red nacional, y dependía intermitentemente de la energía procedente de Venezuela. Para solucionar este problema, el gobierno nacional, Valorem y Refocosta colaboraron en el desarrollo de la planta Refoenergy Bita, que genera 4,5 megavatios-hora de electricidad para Puerto Carreño a partir de biomasa forestal. Este proyecto también evita la emisión de 50.000 toneladas anuales de dióxido de carbono. Los árboles utilizados para la producción de energía se cultivan específicamente para este fin, evitando la deforestación de los bosques colombianos [21].



Figura 69. Generación de energía a partir de biomasa forestal de Refoenergy Bita [21].

Basándose en esta experiencia, EDF Colombia se ha asociado con Refocosta para desarrollar la mayor planta de generación de energía a partir de biomasa de eucalipto del país, Refoenergy Villanueva. Esta instalación, que estará situada en el municipio de Villanueva, en Casanare, tendrá una capacidad instalada total neta de 25 MW. Toda la energía producida será suministrada en exclusiva al Grupo Ecopetrol mediante un acuerdo con Gecelca S.A. Esta planta inició su construcción en 2023 y fue la primera planta de biomasa seleccionada en la subasta del cargo por confiabilidad de 2024 [23].

7.12. Predicción de desempeño y costo

7.12.1. Estimación de los costos de inversión

La Tabla 7-6 presenta una comparación de los costos de inversión de los proyectos energéticos, expresados en millones de USD por megavatio ($MUSD_{2024}$/MW), basada en distintas fuentes de datos y regiones. Los costos de inversión de las centrales eléctricas de biomasa dependen en gran medida del tipo de materia prima: tamaño, poder calorífico, composición química, etc., ya que esto afecta a los procesos de pretratamiento. La economía de escala también desempeña un papel importante, ya que las centrales de biomasa en Colombia son relativamente pequeñas.

Tabla 7-6. Comparación de los costos de inversión para centrales de biomasa. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costo de inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	2,56	2024
Datos internacionales		

Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	2,56	2024
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	2,17	2023
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	2,47	2021
NREL ATB (2023)	5,28	2023

7.13. Referencias

[1] S. Nanda, J. Mohammad, S.N. Reddy, J.A. Kozinski, A.K. Dalai, Pathways of lignocellulosic biomass conversion to renewable fuels, *Biomass Convers Biorefin*, 4 (2014) 157–191.

[2] Veringa, 2004. Advanced Techniques for Generation of Energy from Biomass and Waste, ECN, Netherlands.

[3] Loo, et.al., 2003. *Handbook of Biomass Combustion and Co-Firing*. Twente University Press: The Netherlands.

[4] Renewable Energy Hub. (n.d.). Biomass boiler types: The different types of biomass boilers. Renewable Energy Hub. Retrieved from https://www.renewableenergyhub.co.uk/main/biomass-boiler-information/biomass-boiler-types-the-different-types-of-biomass-boilers

[5] Sumathi, S., Chai, S.P., and Mohamed, A.R. (2010). A Review of Oil Palm Biomass as a Feedstock for Bioenergy and Bioproducts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*..

[6] Martins, L. O. S., Carneiro, R. A. F., Silva, M. S., & Torres, E. A. (2019). Potential of electric energy generation from vegetable biomass in different regions of Brazil: Mapping and analysis. *Revista Tecnologia e Sociedade, 15*(37), 332-359.

[7] Asocaña. (2014). El sector agroindustrial de la caña en Colombia y su contribución a la economía nacional. Asocaña. Retrieved from https://asocana.org/documentos/2692014-90F926BD-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,2D2D2D.pdf

[8] Vyncke. (n.d.). Palm oil refinery industry. Vyncke. Retrieved from https://www.vyncke.com/industries/food-agri/palm-oil-refinery-industry/

[9] UPME. (2024). Results of internal research. WBDG. (n.d.). Biomass for electricity generation. Whole Building Design Guide. Retrieved from https://www.wbdg.org/resources/biomass-electricity-generation

[10] Yuli Zhu, Ji Liang, Qing Yang, Hewen Zhou, & Kun Peng. (2019). Water use of a biomass direct-combustion power generation system in China: A combination of life cycle assessment and water footprint analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 115*, 109396.

[11] OJK, 2014. *Clean Energy Handbook for Financial Service Institutions*, Indonesia Financial Services Authority (OJK), Jakarta, Indonesia.

[12] Energinet, 2010. “Life cycle assessment of Danish electricity and cogeneration”, Energinet.dk, DONG Energy and Vattenfall, April 2010.

[13] IEA, 2012. “Technology Roadmap: Bioenergy for Heat and Power”, www.iea.org/publications/freepublications/publication/bioenergy.pdf
[14] EPRI, 2010. Power Generation Technology Data for Integrated Resource Plan of South Africa. EPRI, Palo Alto, CA.
[15] Brown, et.al., 2007. Biomass Applications, Centre for Energy Policy and Technology Imperial College London, UK.
[16] IEA Bioenergy Technology Collaboration program. (n.d.). Biomass combustion. IEA Bioenergy Review.
[17] Guajira Gráfica. (2022). Inaugurado primer laboratorio híbrido para la generación de energía en La Guajira. Guajira Gráfica. Retrieved from https://www.guajiragrafica.net/2022/10/25/inaugurado-primer-laboratorio-hibrido-para-la-generacion-de-energia-en-la-guajira/
[18] XM - Paratec. Retrieved from https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad
[19] Fedepalma. (2020). Informe de Gestión Fedepalma 2020.
[20] Valora Analitik. (2023). Refoenergy BITA: Proyecto del Grupo Valorem en Vichada. Valora Analitik. Retrieved from https://www.valoraanalitik.com/refoenergy-bita-proyecto-grupo-valorem-vichada/
[21] Incombustion Unión Temporal. (2016). Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de factores de emisión de los combustibles colombianos - FECOC: Informe final proyecto Incombustion-Natura. Medellín, Colombia.
[22] Ecopetrol. (2023). EDF Colombia y Refocosta construirán planta de biomasa para suministrar energía eléctrica al Grupo Ecopetrol. Ecopetrol. Retrieved from https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/edf-colombia-y-refocosta-construiran-planta-de-biomasa
[23] Arasto, A., Chiaramonti, D., Kiviluoma, J., van den Heuvel, E., Waldheim, L., Maniatis, K., & Sipilä, K. (2017). Bioenergy's role in balancing the electricity grid and providing storage options – an EU perspective. *IEA Bioenergy*.
[24] Ji, Ke & Guo, Jianxiang & Bi, Xuejun & Yu, Zhengchang & Si, Chenggong & Hou, Shengjun & Zhou, Xiaolu & Dong, Xu. (2022). Effects of low-load operation on biomass boiler performance: combustion stability, pollutant emission, and boiler efficiency. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 1-13. https://doi.org/10.1007/s13399-022-03355-7.
[25] Rosillo-Calle, F. (2016). A review of biomass energy – shortcomings and concerns. *Journal of Chemical Technology and Biotechnology*. https://doi.org/10.1002/jctb.4918.
[26] Ghani, N. M. A. M. A., Vogiatzis, C., & Szemereyovsky, J. (2018). Biomass feedstock supply chain network design with biomass conversion incentives. *Energy Policy, 116*, 39-49. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.043.
[27] Babkir Ali, Amit Kumar, Development of water demand coefficients for power generation from renewable energy technologies, *Energy Conversion and Management*, https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.028.

7.14. Ficha Técnica

Tecnología	Central de biomasa – (aceite de palma / caña de azúcar / cáscara de arroz)								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	25	25	25	1	50	1	50		1,4,9
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	25	25	25	1	50	1	50		1,4,9
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	32%	32%	32%	25%	35%	25%	35%		1,5,6
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	31%	31%	31%	25%	35%	25%	35%		1,5,6
Interrupción forzada (%)	7%	7%	7%	5%	9%	5%	9%	B	1
Interrupción planificada (semanas al año)	6	6	6	4,5	7,5	4,5	7,5	B	1
Vida útil técnica (años)	25	25	25	18,8	31,3	18,8	31,3	B	1,6
Tiempo de construcción (años)	2	2	2	1,5	2,5	1,5	2,5	B	6
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	35	35	35	26,3	43,8	26,3	43,8	B	1,7
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	52,6%	52,6%	52,6%	7,4%	83,3%	7,4%	83,3%	D,E	2,3
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	43,3%	43,3%	43,3%	5,8%	72,1%	5,8%	72,1%	D,E	2,3
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	10%	10%	10%						5
Carga mínima (% de plena carga)	30%	30%	30%						5
Tiempo de arranque tibio (horas)	0,5	0,5	0,5						5
Tiempo de arranque en frío (horas)	10	10	10						5
Medio ambiente									
PM 2,5 (mg por Nm^3)	12,5	12,5	12,5						5
SO_2 (grado de desulfuración, %)	0	0	0						5
NO_X (g por GJ de combustible)	125	125	125						5
CH_4 (g por GJ de combustible)	30	30	30	10	100	10	100	H	10
N_2O (g por GJ de combustible)	4,0	4,0	4,0	1,5	15,0	1,5	15,0	I	10
Datos financieros									
Inversión nominal ($MUSD/MW_e$)	2,56	2,47	2,32	1,66	2,89	1,51	2,61	A,C,F,G,J	1
- de la cual equipos (%)	65%	65%	65%	50%	85%	50%	85%	A	1
- de la cual instalación (%)	35%	35%	35%	15%	50%	15%	50%	A	1
O&M fijos (USD/MW_e/año)	60.700	58.400	54.900	48.300	80.900	43.700	73.200	A,F,G,J	1
O&M Variables (USD/MWh)	3,82	3,68	3,46	2,87	4,78	2,59	4,32	A,F,G,J	1
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	-	-	-	-	-	-	-		

Notas

A Basado en los precios de países con un aporte de biomasa similar.

B La incertidumbre (superior/inferior) se estima en +/- 25%.

C No se incluye el costo del terreno para plantar biomasa

D El factor de planta se calcula con la información disponible.

E Se ha asumido el mismo factor de planta teórico para 2030 y 2050 y se ha modificado el factor de planta, incluidas las interrupciones, en función de la reducción de las interrupciones.

F Los valores para el escenario de "Stated Policies" (escenario inferior utilizado normalmente como estimación para una menor incertidumbre) y el escenario de "Announced Plegdes" (escenario medio utilizado normalmente como estimación central) de la IEA se han intercambiado debido a la forma en que la IEA proyecta la bioenergía y los valores para el escenario medio (estimación central) son inferiores a los valores para el escenario inferior (menor incertidumbre).

G Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje asumiendo una tasa de aprendizaje del 5% tanto para el equipo como para la instalación basada en el World Energy Outlook 2023 de la IEA, y del 5% para O&M, incluyendo las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, con datos del escenario "Announced Pledges" utilizados para los valores centrales.

H Los datos de los proyectos existentes en Colombia [3] muestran cifras mucho más elevadas, con una estimación central de 600 g/GJ y un rango entre 130 y 2809 g/GJ.

I Los datos de los proyectos existentes en Colombia [3] muestran cifras mucho más elevadas, con una estimación central de 79,9 g/GJ y un rango entre 17,2 y 374,5 g/GJ.

J Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos actuales en funcionamiento y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial general de mejora de la tecnología.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2024, Technology Data for the Indonesian Power Sector

[2] XM: Paratec

[3] Data from Sinergox - calculation provided by Emergente

[4] IFC and BMF, 2017, "Converting biomass to energy - A guide for developers and investors".

[5] Danish Energy Agency and COWI, 2017, "Technology catalogue for biomass to energy".

[6] IEA-ETSAP and IRENA, 2015, "Biomass for Heat and Power, Technology Brief".

[7] India Central Electricity Authority, 2007, "Report on the Land Requirement of Thermal Power Stations".

[8] Bilateral meetings with stakeholders

[9] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2023, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation

[10] IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006

8. Central de Biogás

8.1. Breve descripción de la tecnología

La digestión anaeróbica (AD) es un complejo proceso microbiológico en ausencia de oxígeno utilizado para convertir la materia orgánica de un sustrato en biogás. La población de bacterias capaces de producir metano no puede sobrevivir en presencia de oxígeno. El proceso microbiológico de la DA es muy sensible a cambios en las condiciones ambientales, como la temperatura, la acidez, el nivel de nutrientes, etc.

Los procesos mesófilos y termófilos en la producción de biogás se distinguen por los rangos de temperatura que favorecen a cada tipo de bacteria. Las bacterias mesófilas prosperan a temperaturas moderadas, fermentando normalmente de manera óptima hasta los 30°C (90°F). Por el contrario, las bacterias termófilas prefieren temperaturas más altas y fermentan con mayor eficacia por encima de este rango. Cada proceso tiene sus propias ventajas: la digestión mesofílica suele requerir menos energía para el calentamiento, mientras que la digestión termofílica puede ofrecer velocidades de reacción más rápidas y una mayor destrucción de patógenos. El rango de temperaturas que ofrecería una mejor relación costo-eficiencia para el funcionamiento de las centrales de biogás se sitúa en torno a los 35 - 38°C (mesofílica) o 55 - 58°C (termofílica). La mesofílica proporciona un tiempo de retención hidráulica (TRH) de entre 25 y 35 días y la termofílica entre 15 y 25 días [2][14].

El biogás producido por digestión anaeróbica es una mezcla de varios gases. La parte más importante del biogás es el metano (CH_4). El biogás tiene un valor calorífico de entre 23,3 y 35,9 MJ/m^3, dependiendo del contenido de metano. El porcentaje en volumen de metano en el biogás varía entre el 50 % y el 72 % en función del tipo de sustrato y de sus sustancias digeribles, como hidratos de carbono, grasas y proteínas. Para el funcionamiento de unidades de generación de energía o de producción combinada de calor y electricidad (PCCE) con biogás, se necesita una concentración mínima de metano del 40 % al 45 %. El segundo componente principal del biogás es el dióxido de carbono (CO_2). Su composición en el biogás alcanza entre el 25 % y el 50 % del volumen. Otros gases presentes en el biogás son el sulfuro de hidrógeno, el nitrógeno, el hidrógeno y el vapor de agua [1,2].

Existen varios tipos y tamaños de sistemas de producción de biogás: digestores domésticos, sistemas de lagunas cubiertas y reactores continuos de tanque agitado (CSTR, por sus siglas en inglés). Los dos últimos se utilizan ampliamente en plantas comerciales de cogeneración de calor y electricidad (CHP, por sus siglas en inglés) , tanto para uso interno como para la venta a clientes a escala industrial. A continuación, se explican estos sistemas:

[14] Los procesos mesófilos y termófilos en la producción de biogás se distinguen por los rangos de temperatura que favorecen a cada tipo de bacteria. Las bacterias mesófilas prosperan a temperaturas moderadas, fermentando normalmente de forma óptima hasta los 30°C (90°F). Por el contrario, las bacterias termófilas prefieren temperaturas más altas y fermentan con mayor eficacia por encima de este rango. Cada proceso tiene sus propias ventajas: la digestión mesofílica suele requerir menos energía para el calentamiento, mientras que la digestión termofílica puede ofrecer velocidades de reacción más rápidas y una mayor destrucción de patógenos.

8.1.1. Lagunas cubiertas

Los sistemas de lagunas cubiertas se aplican cuando las materias primas para el biogás son en su mayoría residuos líquidos, como los efluentes de los molinos de palma (POME, por sus siglas en inglés). El sistema consiste en una laguna -esencialmente un estanque al aire libre- revestida con un material impermeable para evitar fugas, que luego se cubre con una membrana flexible e impermeable. La cubierta atrapa los gases generados por la descomposición anaeróbica de la materia orgánica (como el estiércol o los residuos agrícolas), principalmente metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), que pueden capturarse y utilizarse como biogás para producir energía. En la Figura 70 y Figura 71 se presenta un esquema de las lagunas cubiertas y una imagen de la tecnología.

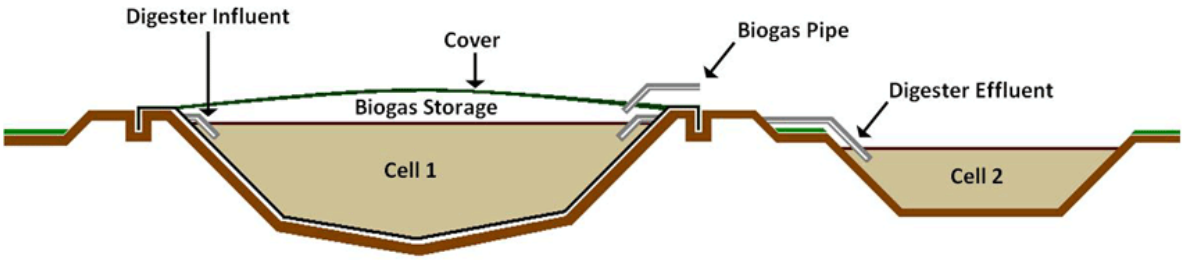


Figura 70. Esquema de una planta de biogás de laguna cubierta [3].



Figura 71. Imagen de una celda de laguna cubierta para materia prima de abono [4].

8.1.2. Reactores de Tanque Agitado Continuo (CSTR, por sus siglas en inglés)

La tecnología de Reactor Continuo de Tanque Agitado (CSTR) es un método ampliamente utilizado en la producción de biogás, diseñado para procesar materiales orgánicos en un entorno totalmente mezclado. En un sistema CSTR, la materia prima (como estiércol animal, desechos alimentarios o residuos agrícolas) se introduce continuamente en el reactor, donde los microorganismos la someten a digestión anaeróbica. El reactor está equipado con un mecanismo de agitación mecánica que garantiza una mezcla uniforme del material, promoviendo una acción microbiana eficaz y maximizando la producción de biogás. En los

sistemas CSTR, los residuos líquidos se almacenan en tanques para capturar el biogás durante el proceso de conversión biológica anaeróbica. En general, este tipo de tecnología tiene varios agitadores en el tanque que sirve para agitar continuamente el material que tiene mayor contenido de sólidos (≥12 %) .

Una de las principales ventajas de la tecnología CSTR es su flexibilidad para tratar diversos tipos de materia orgánica con diferentes composiciones. El mecanismo de agitación garantiza una distribución uniforme de los microorganismos, evitando la formación de zonas densas que podrían obstaculizar el proceso de digestión. Además, los sistemas CSTR pueden mantener una temperatura constante, lo que los hace muy eficaces para las operaciones de biogás a gran escala. El esquema de un CSTR se muestra en la Figura 72. Una fotografía real de un sistema CSTR se muestra en la Figura 73.

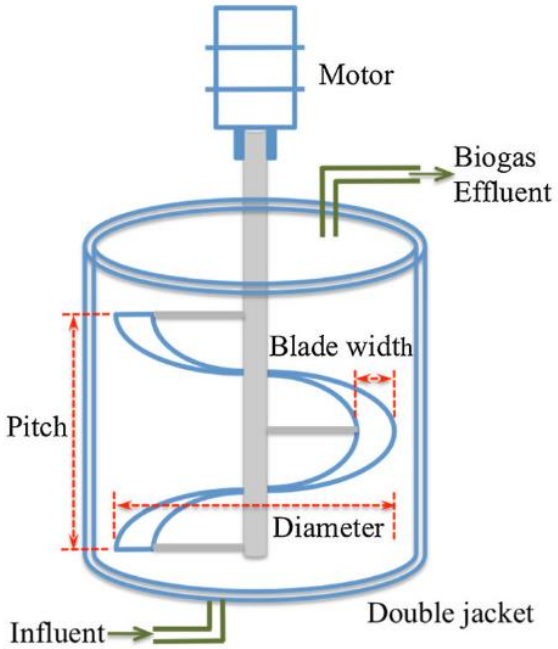


Figura 72. Esquema de un Reactor de Tanque de Agitado Continuo CSTR [5].



Figura 73. Reactores de Tanque de Agitado Continuo CSTR [6].

Resumiendo, la información presentada en esta sección, en la Tabla 8-1 se presenta una comparación entre las lagunas cubiertas y el CSTR.

Tabla 8-1. Comparación entre lagunas cubiertas y CSTR.

Característica	Sistemas de Lagunas Cubiertas	Reactores de Tanque Agitado Continuo (CSTR)
Materia prima	Residuos líquidos con bajo contenido en sólidos (por ejemplo, POME)	Materiales orgánicos con alto contenido en sólidos (≥12 %)
Estructura	Laguna con revestimiento impermeable y cubierta flexible	Tanque cerrado con agitación mecánica
Mezcla	Ninguno (sistema pasivo)	Agitación mecánica para una mezcla uniforme
Control de Temperatura	Temperatura ambiente, sin control activo	Mantiene la temperatura constante para la eficacia microbiana
Ventajas	Rentabilidad y bajo mantenimiento	Alta eficiencia, manipulación flexible de la materia prima, controlada
Limitaciones	Limitado a residuos con bajo contenido en sólidos, menor control del proceso	Mayor costo, requiere mantenimiento mecánico
Aplicación Ideal	Sistemas de biogás agrícolas o basados en el estiércol	Producción de biogás a gran escala con materias primas diversas

8.1.3. Generación de electricidad y calor a partir de biogás

Tras la producción en un biodigestor, el biogás se purifica introduciendo una pequeña cantidad de aire fresco (0-3 % en relación con la producción de biogás) por los tubos de escape a medida que pasa del fermentador primario al secundario. El aire fresco proporciona el oxígeno necesario para que las bacterias del azufre conviertan el sulfuro de hidrógeno (H_2S) en azufre elemental, ayudando así a limpiar el biogás de compuestos nocivos de azufre. La cantidad exacta de aire necesaria se determina midiendo los niveles de H_2S con un analizador de gases. El suministro máximo de aire permitido está limitado al 10 % del biogás producido para garantizar la eficacia y la seguridad [7].

La utilización del biogás implica la cogeneración, en la que el biogás se convierte tanto en electricidad como en calor. La electricidad se introduce en la red eléctrica, mientras que la energía térmica puede utilizarse para calentar los fermentadores y las instalaciones cercanas, como granjas e invernaderos. El calor sobrante también puede utilizarse para secar productos agrícolas, calentar edificios, calentar agua o incluso vapor para procesos industriales. Se dispone de una antorcha de gas de emergencia para quemar el biogás sobrante durante por exceso de producción o por las paradas de mantenimiento. El biogás se almacena en un tanque de baja presión para equilibrar las fluctuaciones de la producción, y los subproductos restantes de la fermentación se separan en fracciones líquidas y sólidas para uso agrícola, almacenándose la fracción líquida en depósitos abiertos antes de utilizarse como fertilizante [7]. La eficiencia de una central de biogás es de aproximadamente el 35 % si sólo se utiliza para la producción de electricidad. La eficiencia puede aumentar hasta el 80 % si la central funciona como cogeneración. En la Figura 74 se ofrece un ejemplo de un sistema CHP.

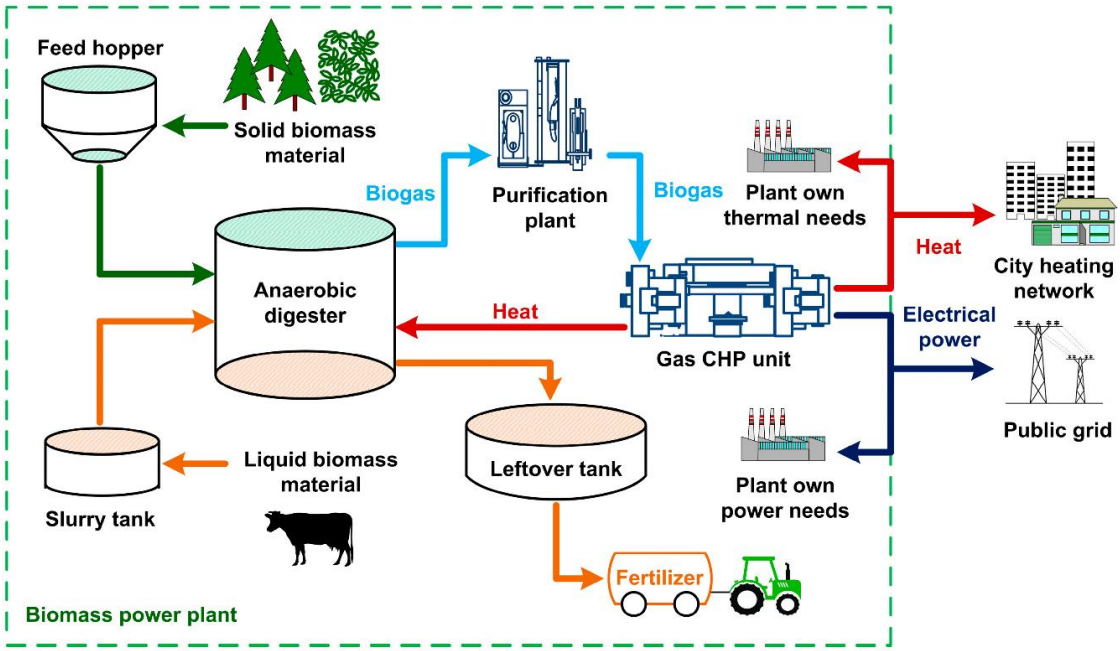


Figura 74. Diagrama del sistema combinado de biogás de calor y energía (CHP) [7].

8.1.4. La producción de biogás depende de la materia prima de biomasa

La producción de biogás depende en gran medida de la cantidad y calidad de los residuos orgánicos suministrados. La Tabla 8-2 muestra los rendimientos de gas de diferentes materias primas. Para el estiércol, la producción de gas suele ser de 14 – 14,5 m^3 de metano por tonelada, mientras que la producción de gas suele ser de 30 – 130 m^3 de metano por tonelada para los residuos industriales [8]. El almacenamiento adicional de biogás es necesario cuando su consumo de no es continuo. El almacenamiento de biogás sería beneficioso cuando la demanda es mayor o menor que la producción de biogás.

Tabla 8-2. Producción de biogás a partir de diferentes materias primas [9].

Materia Prima	Residuos totales (frescos)	Producción de gas (m^3/kg de materia seca)
Bovinos	10–15 kg/día/cabeza	0,34
Aves de corral	0,75 kg/día/cabeza	0,46
Ovino	0,75 kg/día/cabeza	0,37
Porcino	1,3 kg/día/cabeza	0,39
Cocina	0,25 kg/día/cabeza	0,3
Paja de arroz	1,2 toneladas/ha	0,61
Paja de trigo	3,5 toneladas /ha	0,41
Jacinto de agua	5 toneladas /ha	0,40

8.2. Entrada

Residuos orgánicos biodegradables sin componentes nocivos para el medio ambiente como, por ejemplo, estiércol animal, residuos orgánicos sólidos y líquidos procedentes de la industria o residuos agrícolas. También pueden utilizarse los lodos de las plantas de tratamiento de aguas residuales y la fracción orgánica de los residuos domésticos.

8.3. Salida

Las salidas de la planta de biogás son electricidad y calor.

Los datos presentados en esta ficha tecnológica suponen que el biogás se utiliza como combustible en un motor, que produce electricidad y/o calor, o se vende a un tercero. Sin embargo, el gas también puede inyectarse en la red de gas natural o utilizarse como combustible para vehículos. La biomasa digerida puede utilizarse como fertilizante en la producción de cultivos.

8.4. Capacidades típicas

Las plantas de biogás varían en escala: los sistemas de pequeña escala (10-100 kW) suelen utilizarse en granjas o áreas rurales para autoabastecerse energía , las plantas de mediana escala (100 kW-1 MW) abastecen a pequeñas industrias, municipios o grandes granjas, y las instalaciones de gran escala (más de 1 MW) están centralizadas para procesar residuos urbanos o industriales.

Las plantas de biogás se están expandiendo en las carteras de energía renovable, soportados por los avances tecnológicos, las políticas y los objetivos de economía circular. La transformación del biogás en biometano mejora su uso en vehículos y redes de gas.

8.5. Espacio requerido

Los requerimientos de espacio para una planta de biogás pueden variar en función de la configuración y los componentes del sistema. Según los datos facilitados por las partes interesadas colombianas, una planta de biogás suele necesitar espacio para contenedores, tanques de digestión y para medidas de seguridad adicionales, como la distancia a la antorcha. Por ejemplo, dos contenedores para el equipo de energía, cada uno de los cuales ocupa 30 m², requerirían un total de 60 m². El espacio necesario para los digestores anaeróbicos depende de su diámetro, ya que estos oscilan entre 20 y 30 m², lo que supone una superficie de entre 314 m² y 707 m². Además, suele reservarse un espacio de seguridad de 79 m² de distancia a la antorcha. En total, la planta de biogás necesitaría un espacio de entre 453 m² y 845 m² para una capacidad instalada de 1 MW.

8.6. Consumo de agua

La producción de bioenergía requiere un uso intensivo de agua, y su consumo varía significativamente entre los distintos métodos de generación de energía a partir de biomasa [10, 16]. Para obtener información más detallada, consulte la sección Consumo de agua del capítulo de Biomasa.

8.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

8.7.1. Configuraciones

Al igual que las centrales de gas, la Central de biogás puede aumentar y disminuir su producción. Sin embargo, existe un límite biológico con respecto a la rapidez con la que puede variar la producción de biogás. Este no es el caso de las centrales que disponen de almacenamiento de biogás. El almacenamiento de biogás sería beneficioso cuando la demanda es mayor o menor que la producción de biogás.

A diferencia de otras energías renovables, que dependen de las condiciones meteorológicas, la producción de biogás puede producirse de forma continua, día y noche, independientemente del tiempo, porque el proceso de digestión no se ve influido por factores ambientales externos. Las plantas de biogás pueden servir como fuente de energía de carga base fiable porque producen una cantidad de energía constante y controlable.

Si hay un suministro constante de materia prima, como residuos agrícolas, estiércol o residuos industriales orgánicos, la producción de biogás puede ser continua.

8.8. Ventajas/desventajas

8.8.1. Ventajas

- El costo de reducción del CO_2 es bastante bajo, debido a que se mitiga la emisión de metano.
- Ahorro en gastos de manipulación y almacenamiento de abono; siempre que se incluya la separación y se moneticen las externalidades.

- Los nutrientes críticos para el medio ambiente, principalmente el nitrógeno y el fósforo, pueden redistribuirse de las tierras agrícolas sobrecargadas a otras zonas.
- El valor fertilizante de la biomasa digerida es mejor que el de las materias primas. Las características del valor fertilizante se conocen mejor, por lo que es más fácil esparcir la cantidad adecuada en las tierras de cultivo.
- En comparación con otras formas de tratamiento de residuos, la digestión de biomasa sólida tiene la ventaja de reciclar nutrientes de las tierras de cultivo de una forma económica y respetuosa con el medio ambiente.

8.8.2. Desventajas

- Escala de producción: La producción de biogás requiere una importante inversión inicial en instalaciones de tecnologías de digestión y podría no ser rentable a pequeña escala.
- Requisitos de la materia prima: Es necesario un suministro constante y suficiente de residuos orgánicos, cuya gestión puede resultar complicada.
- Densidad energética: El biogás tiene una densidad energética inferior a la del gas natural, por lo que se necesita más cantidad para producir la misma energía.
- Preocupaciones medioambientales: Aunque son más limpias que los combustibles fósiles, las plantas de biogás pueden producir olores y subproductos potencialmente nocivos si no se gestionan adecuadamente.

8.9. Medio ambiente

El biogás es un combustible neutro en emisiones de CO_2. Además, sin la fermentación del biogás, se emitirían a la atmósfera cantidades significativas del gas de efecto invernadero metano. El producto de los residuos orgánicos tratados anaeróbicamente es casi libre de este GEI en comparación con los residuos orgánicos crudos; sin embargo, es posible que se produzcan desprendimientos de metano durante la digestión anaeróbica.

Además, la generación de energía a partir de biogás es una estrategia de economía circular muy eficaz porque transforma los residuos orgánicos en energía renovable y productos derivados valiosos, creando un sistema de circuito cerrado. Este proceso reduce la necesidad de combustibles fósiles y reduce las emisiones de metano, un potente gas de efecto invernadero, procedente de la descomposición de los residuos orgánicos. Los subproductos de la producción de biogás -digestato líquido y residuos sólidos- son ricos en nutrientes y pueden utilizarse como fertilizantes orgánicos. Esto retorna los nutrientes al suelo, reduciendo la dependencia de los fertilizantes químicos y cerrando el ciclo de los residuos.

8.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

Los motores Stirling ofrecen la posibilidad de producir electricidad (y calor) a partir de biogás de cualquier tipo y calidad. Un motor Stirling es un motor térmico que funciona mediante la compresión y expansión cíclicas de aire u otros gases (el fluido de trabajo) a diferentes temperaturas, de forma que se produce una conversión neta de energía térmica en trabajo mecánico [11]. Más concretamente, el motor Stirling es un motor térmico regenerativo de ciclo cerrado con un fluido de trabajo permanentemente gaseoso.

Los motores Stirling tienen un alto rendimiento en comparación con las máquinas de vapor, pudiendo alcanzar un rendimiento del 50 %. También son capaces de funcionar de forma silenciosa y pueden utilizar casi cualquier fuente de calor. La fuente de energía térmica se genera externamente al motor Stirling y no por combustión interna, como ocurre con los motores de ciclo Otto o Diesel. Dado que el motor Stirling es compatible con fuentes de energía alternativas y renovables, podría adquirir una importancia creciente a medida que aumente el precio de los combustibles convencionales, y teniendo en cuenta problemas como el agotamiento de las reservas de petróleo y el cambio climático.

El actual sistema Stirling de producción combinada de calor y electricidad [12]. puede producir tanto electricidad como calor a partir de una concentración de gas metano tan baja - como el 18 % - con múltiples aplicaciones desde el biogás y los rellenos sanitarios hasta el tratamiento de aguas residuales.

Makel Engineering, Inc. (MEI), Sacramento Municipal Utility District (Distrito Municipal de Servicios Públicos de Sacramento) y la Universidad de California en Berkeley han desarrollado un motor-generador (grupo electrógeno) de encendido por compresión de carga homogénea (HCCI, por sus siglas en inglés) que produce electricidad de forma eficiente a partir de biogás. El diseño del grupo motor-generador HCCI, basado en una combinación de los conceptos de motor de encendido por chispa e ignición por compresión, permite utilizar combustibles con muy bajo contenido energético (como el biogás de los digestores) para lograr un alto rendimiento térmico y, al mismo tiempo, producir bajas emisiones. Las demostraciones de campo realizadas en una planta lechera al sur de Sacramento (California) demuestran que este sistema de conversión de energía de bajo costo y bajas emisiones puede producir hasta 100 kW de electricidad manteniendo unos niveles de emisiones que cumplen la estricta normativa de la Junta de Recursos del Aire de California (ARB, por sus siglas en inglés) [13].

8.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Las materias primas para la producción de biogás en Colombia proceden principalmente de estiércol animal y residuos agrícolas, incluidas las industrias agrícolas como el efluente de la planta de aceite de palma (POME) [14]. Estas se describen a continuación:

8.11.1. Efluente de Molienda de Aceite de Palma

En octubre de 2020, la Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (FEDEPALMA) y la Corporación Centro de Investigación de Palma de Aceite (CENIPALMA) presentaron al comité nacional de biogás el informe “Diagnóstico de la producción y uso de biogás en el sector palmicultor colombiano”, del cual se extrae la siguiente información: la palma de aceite está presente en 21 Departamentos y 161 Municipios, con 560.000 hectáreas cultivadas por más de 6.000 productores [14].

El biogás en la agroindustria del aceite de palma se produce a partir de la digestión anaerobia (DA) de las aguas residuales de las plantas de extracción de aceite de palma producidas en el proceso de extracción. Este biogás se caracteriza por su alto contenido de metano (50 a 60 %), lo que le permite ser utilizado como fuente de generación de energía térmica o eléctrica. Al 2021, la producción de Biogás en Colombia era de 133 millones de metros cúbicos al año para una generación de energía eléctrica de 60 MW [14]. De las 68 plantas de extracción existentes en el país, 7 cuentan con estanques cubiertos para la captura de metano, y 5 de ellas generan energía eléctrica. De estas últimas, 2 suministran excedentes al Sistema Interconectado Nacional

(SIN), y 1 participó en la subasta de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) 2019, resultando ganadora.

8.11.2. Producción porcina

La Asociación Colombiana de Porcicultores (Porkcolombia-FNP), en colaboración con gobiernos internacionales, la academia, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), el sector privado y autoridades ambientales como la Corporación Autónoma Regional del Tolima (CORTOLIMA), la Corporación Autónoma Regional de Risaralda (CARDER) y la Corporación Autónoma Regional del Quindío (CRQ), avanza en el aprovechamiento energético de sus residuos orgánicos [14]. Esto se ha logrado a través de diversos convenios orientados al intercambio de información, la promoción del fortalecimiento técnico e institucional y la implementación de proyectos piloto en Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y producción más limpia. Entre las iniciativas más destacadas figuran:

- Instalación de biodigestores UASB como prototipos para el sector de producción porcina.
- Elaboración de material didáctico para la gestión de los biodigestores.
- Creación de la Guía del Biogás para el sector de producción porcina en Colombia [15].
- Elaboración de estudios de consultoría para caracterizar el purín de cerdo, estimar el potencial real de producción de metano, evaluar la eficiencia del proceso, diseñar un filtro para reducir la concentración de H2S en el biogás y formar a los productores interesados en la instalación de biodigestores.

Gran cantidad de pequeñas y medianas explotaciones porcinas han instalado biodigestores tipo bolsa o taiwaneses en todo el país. Un ejemplo de una gran empresa del sector se encuentra en Puerto Gaitán, Meta: La Fazenda inauguró en marzo de 2021, su planta de generación de energía eléctrica a partir del biogás generado por las escrementos de los cerdos. Actualmente tratan 1200 t/día de efluentes porcinos, con una producción de 600 m^3/h de biogás al 63 % de metano para una generación de 576.000 kW/mes. Al mismo tiempo, la planta genera 1200 m^3/h de biodigestato [14].

8.11.3. Avicultura

La Federación Nacional de Avicultores de Colombia (FENAVI) participa en el Comité de Biogás y en el Comité Nacional de Aprovechamiento de Biomasa Residual. Sin embargo, no se han implementado muchos proyectos de biogás en el sector debido principalmente al uso actual de la gallinaza como fertilizante orgánico o enmienda del suelo, que está bien comercializada y tiene unos costos de producción mucho más bajos en comparación con la generación de biogás. Además, el sector se compone principalmente de pequeñas granjas que venden estiércol avícola sin tratar. Las empresas medianas y grandes disponen de sistemas de tratamiento de aguas residuales, algunos con tecnología aeróbica.

En Caloto, Cauca, la empresa Huevos Kikes en 2017 inauguró su planta de generación de energía eléctrica con una capacidad instalada de 0,8 MW, a partir del biogás generado del tratamiento de 164 m^3/día de agua con gallinaza, efluentes del proceso de la granja avícola.

8.12. Predicción de desempeño y costo

8.12.1. Estimación de los Costos de Inversión

La Tabla 8-3 presenta una comparación de los costos de inversión de los proyectos energéticos, expresados en millones de USD por megavatio ($MUSD_{2024}$/MW), basada en distintas fuentes de datos y regiones. Los resultados de este estudio se derivan de los valores compartidos por las partes interesadas, 4,38 MUSD/MW con un año base para la decisión final de inversión (FID) fijado en 2024. En cambio, las fuentes de datos internacionales ofrecen costos variados: Indonesia a 2,75 MUSD/MW (FID 2024), Vietnam a 3,52 MUSD/MW (FID 2023), y Dinamarca a un valor significativamente inferior de 1,33 MUSD/MW (FID 2016).

Tabla 8-3. Comparación de costos de inversión para proyectos de biogás en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado por inflación a los valores de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	4,38	2024
Datos nacionales		
Reuniones bilaterales con partes interesadas locales	4,38	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	2,75	2024
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	3,52	2023
Catálogo Tecnológico de Dinamarca (2021)	1,33	2016

8.13. Referencias

[1] Jorgensen, U. (2009). *Biogas – green energy* (2nd ed.). Faculty of Agricultural Sciences, Aarhus University.

[2] RENAC. *Biogas technology and biomass*. Renewables Academy (RENAC) AG, Berlin, Germany.

[3] IIEE. (2015). *User guide for bioenergy sector: Indonesia 2050 pathway calculator*. Jakarta, Indonesia.

[4] Aqualimpia. (n.d.). *Aqualimpia Engineering*. Retrieved from https://www.en-aqualimpia.com/

[5] Jiang, J., Wu, J., Poncin, S., & Li, H. Z. (2016). Effect of hydrodynamic shear on biogas production and granule characteristics in a continuous stirred tank reactor. *Process Biochemistry, 51*(3), 345-351. https://doi.org/10.1016/j.procbio.2015.12.014

[6] Zorg Biogas. (n.d.). *Classic CSTR technology*. Retrieved from https://zorg-biogas.com/production-technology/classic-cstr-technology

[7] Terziev, A., Zlateva, P., & Ivanov, M. (2024). Enhancing the fermentation process in biogas production from animal and plant waste substrates in the Southeastern region of Bulgaria. *Fermentation, 10*(4), 187. https://doi.org/10.3390/fermentation10040187

[8] Danish Energy Agency. (2015). *Technology data for energy plants*. Copenhagen, Denmark.

[9] Krishania, M., Kumar, V., Vijay, V. K., & Malik, A. (2012). Opportunities for improvement of process technology for biomethanation processes. *Green Process Synthesis, 1*(1), 49-59. https://doi.org/10.1515/gps-2011-0025

[10] Zhu, Y., Liang, J., Yang, Q., Zhou, H., & Peng, K. (2019). Water use of a biomass direct-combustion power generation system in China: A combination of life cycle assessment and water footprint analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 115*, 109396. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109396

[11] Walker, G. (1980). *Stirling engines*. Clarendon Press.

[12] Cleanenergy. (2014). *Stirling CHP systems: Driving the future of biogas power*. Cleanenergy AB, Sweden.

[13] Makel Engineering. (2014). *Biogas-fuelled HCCI power generation system for distributed generation*. Energy Research and Development Division, Final Project Report, California, USA.

[14] LEDS LAC. (2021). *Informe final de biogás en Colombia*. Retrieved from https://ledslac.org/wp-content/uploads/2021/08/Informe-final-biogas-Colombia-v.06082021-final.pdf

[15] Porkcolombia. (2024). *Guía de biogás para el sector porcícola en Colombia*. Fondo Nacional de la Porcicultura. Technology Datasheet.

[16] Ali, B., & Kumar, A. (2017). Development of water demand coefficients for power generation from renewable energy technologies. *Energy Conversion and Management*. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.028

8.14. Ficha técnica

Tecnología	**Central de biogás**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	0,88	0,88	0,88	0,25	1,9	0,25	1,9		10
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	0,88	0,88	0,88	0,25	1,9	0,25	1,9		10
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	42 %	42 %	42 %	41 %	42,5 %	41 %	42,5 %		10
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	40 %	40 %	40 %	35 %	41 %	35 %	41 %	E	1,2,3
Interrupción forzada (%)	10 %	10 %	10 %	9 %	12 %	9 %	12 %		9
Interrupción planificada (semanas al año)	3	3	3	1	5	1	5		9
Vida útil técnica (años)	25	25	25	20	50	20	50		9
Tiempo de construcción (años)	1,5	1,5	1,5	0,5	2,0	0,5	2,0		9
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	0,649	0,649	0,649	0,453	0,845	0,453	0,845		9
Datos adicionales de las centrales térmicas									
Factor de planta (%), teórico	8,2 %	8,2 %	8,2 %	2,7 %	13, 1%	2, 7%	13,1 %	A,B	8
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	6,9 %	6,9 %	6,9 %	2,2 %	11,7 %	2,2 %	11,7 %	A	8

Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	20 %	20 %	20 %	10 %	30 %	10 %	30 %		5
Carga mínima (% de plena carga)	40 %	30 %	15 %	30 %	50 %	10 %	20 %		6
Tiempo de arranque tibio (horas)									
Tiempo de arranque en frío (horas)									
Medio ambiente									
CH_4 (g por GJ de combustible)	1	1	1	0,3	3	0,3	3		11
N_2O (g por GJ de combustible)	0,1	0,1	0,1	0,03	0,3	0,03	0,3		11
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_e)	4,38	4,21	3,96	3,12	5,01	2,82	4,53	C,D,F	10
- de la cual equipos (%)	81 %	81 %	81 %	79 %	87 %	79 %	87 %	D	10
- de la cual instalación (%)	19 %	19 %	19 %	13 %	21 %	13 %	21 %	D	10
O&M fijos (USD/MW_e/año)	46.200	44.400	41.800	42.700	53.800	38.600	48.700	C,D,F	10
O&M Variables (USD/MWh)	0,018	0,017	0,016	0,016	0,019	0,014	0,017	C,D,F	10
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		10

Notas

A El factor de planta se calcula con la información disponible.

B Se asume el mismo factor de planta teórico para 2030 y 2050.

C Los valores para el escenario de "Stated Policies" (escenario inferior utilizado normalmente como estimación para una menor incertidumbre) y el escenario de "Announced Plegdes" (escenario medio utilizado normalmente como estimación central) de la IEA se han intercambiado debido a la forma en que la IEA proyecta la bioenergía y los valores para el escenario medio (estimación central) son inferiores a los valores para el escenario inferior (menor incertidumbre).

D Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje, asumiendo una tasa de aprendizaje del 5% tanto para el equipo como para la instalación basada en el World Energy Outlook 2023 de la IEA, y del 5% para O&M, incluyendo las proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, con datos del escenario "Announced Pledges" utilizados para los valores centrales.

E Se asume la misma diferencia porcentual con respecto a la eficiencia eléctrica (neta, nominal) que los CT internacionales.

F Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos en curso y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial general de mejora de la tecnología.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2024, Technology Data for the Indonesian Power Sector

[2] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2023, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation

[3] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating, 2024

[4] XM: Paratec

[5] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, On Start-up Costs of Thermal Power Plants in Markets with Increasing Shares of Fluctuating Renewables, 2016.

[6] Vuorinen, A., 2008, "Planning of Optimal Power Systems".

[7] Winrock, 2015, "Buku Panduan Konversi POME Menjadi Biogas, Pengembangan Proyek di Indonesia", USAID – Winrock International.

[8] Data from Sinergox - calculation provided by Emergente

[9] Discussion with Technology Catalogue stakeholder group

[10] Bilateral meetings with stakeholders

[11] IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006

9. Central Supercrítica de Carbón Pulverizado

9.1. Breve Descripción de la Tecnología

Las centrales de carbón funcionan con un ciclo Rankine de vapor, como se muestra en la Figura 75. En la primera etapa, el fluido de funcionamiento (agua) se comprime a alta presión mediante una bomba. En el siguiente paso, la caldera calienta el fluido comprimido hasta su punto de ebullición convirtiéndolo en vapor, todavía a alta presión. En el tercer paso, se permite que el vapor se expanda en la turbina, haciéndola girar. Esto, a su vez, hace girar el generador para producir electricidad. La última etapa del ciclo consiste en la condensación del vapor en el condensador.

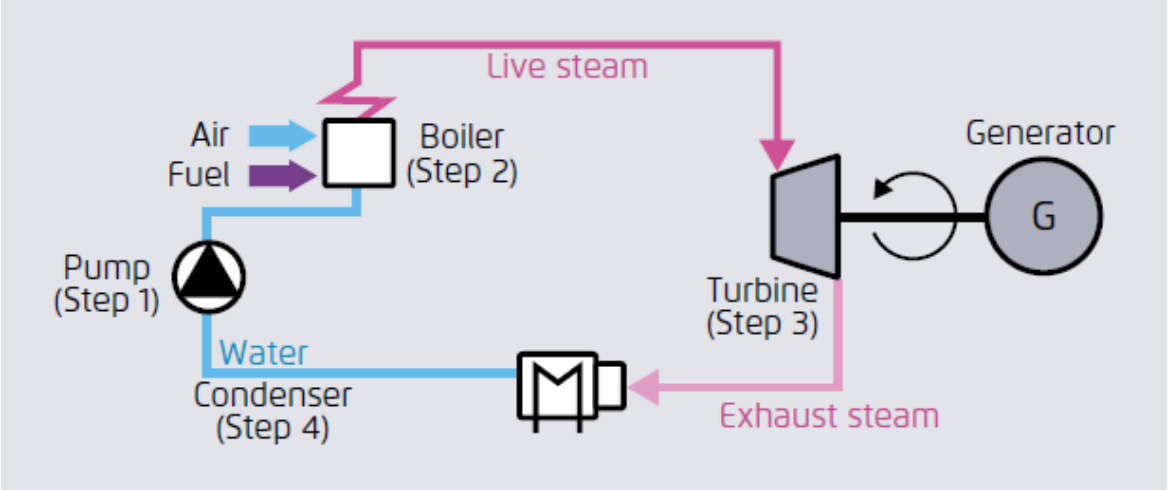


Figura 75. Representación esquemática del flujo operativo del ciclo Rankine de vapor en centrales de carbón [1].

Se distinguen tres tipos de centrales térmicas de carbón: subcríticas, supercríticas y ultrasupercríticas. Los nombres hacen referencia al estado (temperatura y presión) del vapor durante la fase de evaporación. Además de las variaciones técnicas en la distribución de la central, desde el punto de vista de la modelización energética las principales diferencias radican en el costo de la central y en su eficiencia cíclica, como se describe en la Tabla 9-1. Las centrales supercríticas y ultrasupercríticas han sido las tecnologías del carbón más adoptadas en los últimos 20 años, aunque las centrales subcríticas mantienen la mayor capacidad en todo el mundo, como muestra la Figura 76.

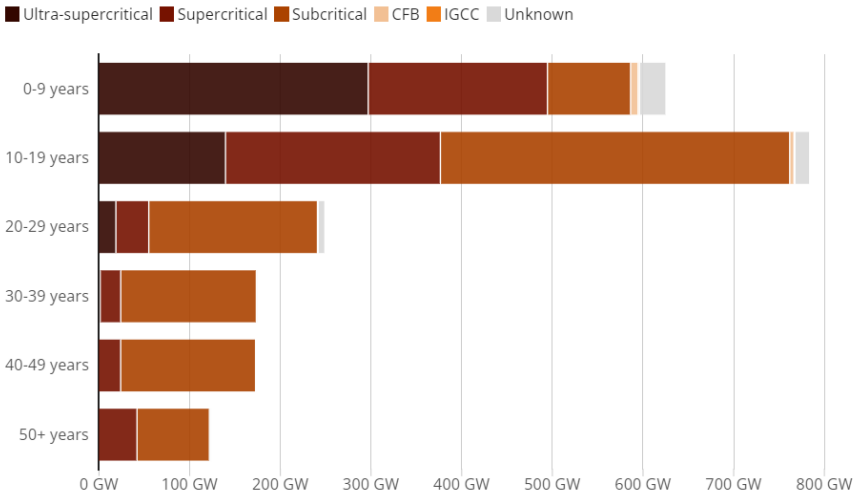


Figura 76. Capacidad eléctrica de carbón en funcionamiento, por grupo de edad de la unidad y tipo de tecnología [5].

Como muestra la Figura 77, el estado subcrítico se sitúa por debajo de 200 bares y 540 °C. Tanto las centrales supercríticas como las ultras supercríticas funcionan por encima del punto crítico agua-vapor, que requiere presiones superiores a 221 bares (en comparación, una central subcrítica funcionará generalmente a una presión de unos 165 bares) [15]. Por encima del punto crítico agua-vapor, el agua pasa de líquido a vapor sin hervir, es decir, no se observa ningún cambio de estado y no hay necesidad de calor latente. Los diseños supercríticos se emplean para mejorar la eficiencia global del generador. No existe una definición estándar de ultra supercrítico frente a supercrítico. El término «ultra supercrítico» se utiliza para centrales con temperaturas de vapor de aproximadamente 600 °C y superiores [2, 15].

Tabla 9-1. Comparación de las características de las tecnologías de las centrales de carbón [3].

Tipo de Central de Carbón	Descripción	Eficiencia	Tecnología	Contaminación
Subcrítica	Utiliza carbón para hervir agua, produciendo vapor que acciona una turbina y genera electricidad. La pérdida de energía se produce cuando el agua se convierte en vapor.	Menor eficiencia debido a la pérdida de energía.	Tecnología estándar.	Mayor contaminación por el uso del carbón.

Supercrítica	Utiliza equipos especializados para convertir el agua en un fluido supercrítico, con propiedades tanto de gas como de líquido, lo que reduce la pérdida de energía y mejora la eficiencia.	Mayor eficiencia que la subcrítica.	Mantiene el agua a alta temperatura y presión específicas.	Menor contaminación gracias al menor uso de carbón.
Ultra supercrítica	Funciona a temperaturas y presiones aún más altas que las plantas supercríticas, lo que reduce aún más la pérdida de energía y aumenta la eficiencia.	Mayor eficiencia que la supercrítica.	Equipos avanzados para temperaturas y presiones aún más elevadas.	Menos contaminación que las centrales supercríticas.

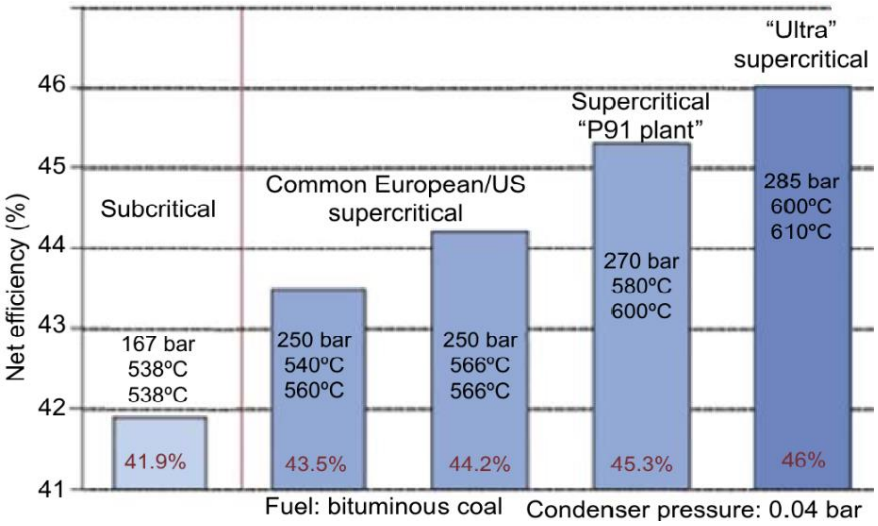


Figura 77. Diferencias de eficiencia entre las centrales sub, super y ultra supercríticas, derivadas de [15].

9.2. Entrada

Carbón pulverizado: Se utiliza carbón de alta calidad finamente molido como combustible primario para lograr una combustión eficiente y completa. Normalmente, el carbón utilizado tiene un alto poder calorífico con bajo contenido en azufre y cenizas, como el carbón bituminoso.

9.3. Salida

Electricidad y calor. Cabe señalar que la potencia auxiliar necesaria para una central de 500 MW es de 40-45 MW, por lo que la eficiencia eléctrica neta es entre 3,7 y 4,3 puntos porcentuales inferior a la eficiencia bruta [6].

9.4. Capacidades típicas

En Colombia existen centrales eléctricas de carbón con capacidades que van desde los 5 MW para cogeneración, hasta los 273 MW para generación de electricidad a la red [16].

9.5. Espacio requerido

El terreno necesario para las centrales de carbón oscila entre 80 y 100 hectáreas, sobre la base de estas estimaciones más altas para los planes de carbón, el terreno total utilizado por las centrales de carbón en los EE.UU. fue de aproximadamente 43.700 hectáreas en 2015, lo que equivale a aproximadamente 0,28 hectáreas por megavatio de electricidad generada [7].

9.6. Consumo de agua

Las centrales supercríticas necesitan una cantidad importante de agua desmineralizada para generar vapor a alta presión y temperatura. El agua utilizada debe ser ultrapura para evitar depósitos minerales que podrían dañar las turbinas y las Calderas. Las centrales supercríticas de carbón pulverizado consumen 4.114 l/MWh (1.087 gal/MWh), la mayoría de ellas correspondientes a pérdidas en las torres de refrigeración, como se muestra en la columna del extremo derecho de la Figura 78.

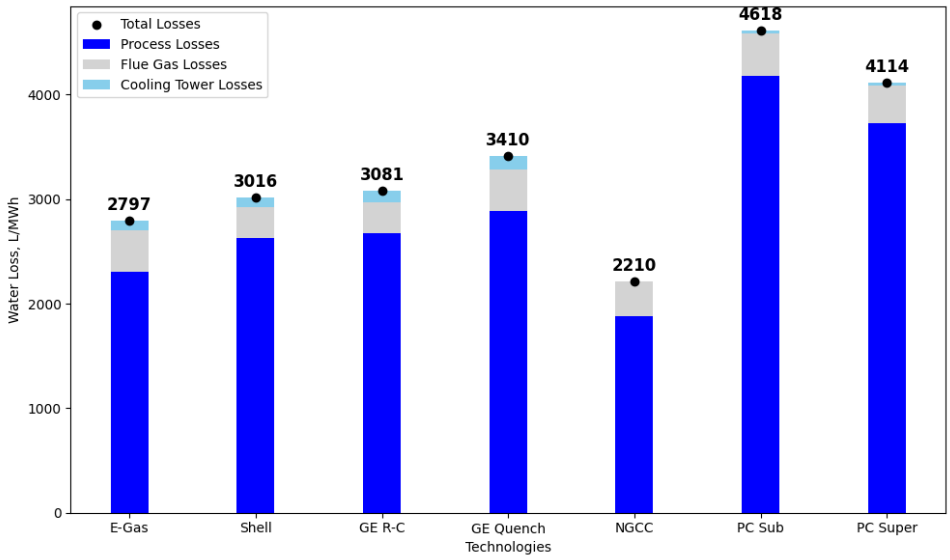


Figura 78. Comparación de la pérdida de agua de varias centrales fósiles, derivada de [8].

9.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

Las centrales eléctricas de combustible pulverizado pueden ofrecer tanto control de frecuencia como soporte de carga. En general, las unidades avanzadas pueden suministrar el 5 % de su

capacidad nominal como control de frecuencia en 30 segundos con cargas entre el 50 % y el 90 %. Este control rápido de la carga se consigue utilizando ciertos amortiguadores de agua/vapor dentro de la unidad. El control de soporte de carga toma el relevo después de aproximadamente 5 minutos, cuando la función de control de frecuencia ha utilizado sus reservas de agua/vapor. El control de soporte de carga puede mantener el aumento de carga del 5 % conseguido por el control de carga de frecuencia e incluso aumentar la carga (si no está ya al máximo) haciendo funcionar la carga de la caldera. También se pueden conseguir cambios de carga negativos mediante la derivación de vapor (más allá de la turbina) o el cierre de las válvulas de vapor de la turbina y la consiguiente reducción de la carga de la caldera.

Con el aumento de las fuentes variables de electricidad, como la solar y la eólica, las centrales de carbón deben ser más flexibles para equilibrar la red eléctrica. En la Figura 79 se muestran los parámetros clave relacionados con la flexibilidad de una central térmica. Su definición es la siguiente:

- **Carga Mínima (P_{min})**: Es la potencia mínima o más baja que puede ser producida por la central.
- **Carga Máxima (P_{nom})**: Es la capacidad nominal de una central.
- **Tiempo de arranque**: Es el tiempo necesario para que la central pase de la puesta en marcha a la generación de energía a carga mínima. Hay tres tipos de arranque: el **arranque en caliente** es cuando la central lleva menos de 8 horas fuera de servicio, el **arranque en tibio** es cuando la central lleva entre 8 y 48 horas fuera de servicio, y el **arranque en frío** es cuando la central lleva más de 48 horas fuera de servicio.
- **Velocidad de rampa**: Se refiere al cambio en la potencia neta producida por la central por unidad de tiempo. Normalmente, la unidad para la tasa de rampa es MW/min o como porcentaje de la carga nominal por minuto. Suele haber una tasa de rampa ascendente para el aumento de potencia y una tasa de rampa descendente para la disminución de la potencia producida.
- **Tiempos mínimos de arranque e inactividad**: El tiempo de arranque se refiere al tiempo mínimo que la central necesita para estar en estado operativo una vez encendida. El tiempo de inactividad se refiere al tiempo mínimo después de la parada en que la central está fuera de servicio, antes de que pueda volver a encenderse.

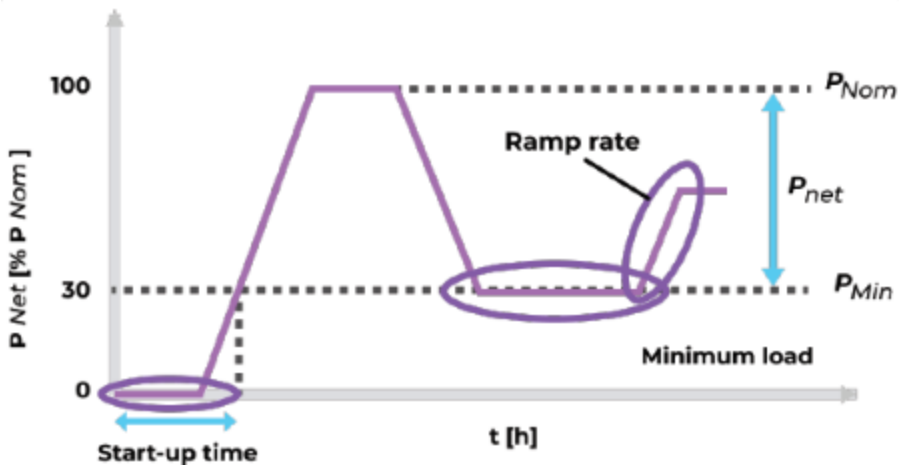


Figura 79. Parámetros clave de flexibilidad de una central eléctrica [6].

Estos parámetros representan características críticas de funcionamiento de una central térmica. Por tanto, para que una central de carbón sea más flexible, lo ideal sería reducir la carga mínima, reducir el tiempo de arranque y aumentar la velocidad de rampa. En consecuencia, existen varias soluciones de adaptación que pueden añadirse a las centrales existentes o tenerse en cuenta a la hora de construir centrales nuevas. Estas soluciones se resumen en la Tabla 9-2.

Tabla 9-2. Soluciones para aumentar la flexibilidad de las Centrales de carbón [1, 8].

Soluciones	Objetivo	Descripción	Impacto	Limitación
Encendido Indirecto	Carga mínima más baja, mayor velocidad de rampa y mayor eficiencia a carga parcial.	La trituración se desacopla de la dinámica de la carga. Consiste en instalar un depósito de polvo entre el molino de carbón y el quemador para almacenar el carbón pulverizado. Durante los periodos de baja carga, la energía auxiliar puede utilizarse para la trituración del carbón, reduciendo así la potencia total inyectada en la red. Además, esto reduce la carga mínima en periodos de carga alta, ya que el carbón necesario ya está almacenado en la tolva y puede utilizarse de forma flexible.	El encendido indirecto puede disminuir la tasa de encendido mínima estable. La tasa de encendido y la potencia neta son proporcionales. Por lo tanto, una reducción de la tasa de encendido conduce a una reducción similar de la carga mínima. Otra ventaja de alcanzar una tasa de encendido estable baja es que la necesidad de combustibles de ignición, como el petróleo o el gas, puede reducirse en un 95 %.	Estabilidad del Encendido.

Pasar de operar con dos molinos a hacerlo con uno solo	Carga mínima inferior.	El cambio al funcionamiento con un solo molino da lugar a un funcionamiento de la caldera con menos etapas de combustión. En este caso, el calor sólo se libera en la etapa más alta del quemador, lo que garantiza la estabilidad operativa.	En los experimentos realizados en las centrales térmicas de hulla de Bexbach y Heilbronn (Alemania), el cambio al funcionamiento con un solo molino ha permitido reducir la carga mínima al 12,5 % Pnom.	Circuito agua-vapor.
Optimización del sistema de control y mejora de la ingeniería de la planta	Carga mínima más baja, mayor velocidad de rampa, menor tiempo de arranque.	La modernización de los sistemas de control puede mejorar la fiabilidad de la planta y ayudar a que los distintos componentes funcionen cerca de sus límites de diseño.	Las mejoras del sistema de control y de la ingeniería permitieron reducir la carga mínima de casi un 67 % P_{nom} a un 48 % P_{nom} en dos unidades de la central de lignito de Weisweiler (Alemania).	Estabilidad del fuego/estrés térmico.
		Los sistemas informáticos que permiten la optimización dinámica de componentes clave como Calderas pueden reducir el tiempo de puesta en marcha y aumentar la velocidad de rampa.	Se han desarrollado programas informáticos de control de calderas que permiten a los operadores de las instalaciones elegir entre distintas opciones de puesta en marcha en función de las	

			necesidades del mercado.	
Encendido auxiliar para estabilizar el fuego en la caldera	Menor carga mínima, mayor velocidad de rampa.	Se trata de utilizar combustible auxiliar, como petróleo pesado o gas, para estabilizar el fuego en la caldera. De este modo se garantiza una tasa de encendido estable más baja en la caldera. La combustión auxiliar también puede utilizarse para aumentar rápidamente la tasa de encendido, lo que permite una mayor velocidad de rampa.	Dado que la estabilidad del fuego en la caldera suele limitar la carga mínima, la combustión auxiliar puede contribuir a la reducción de la carga mínima. En el marco del proyecto de investigación de Jänschwalde, se utilizaron quemadores de encendido para la combustión auxiliar con lignito seco, lo que redujo la carga mínima del 36 % P_{nom} al 26 % P_{nom}.	Estabilidad al fuego y diseño de calderas.
"Nuevo" arranque de turbina	Menor tiempo de arranque.	Esta opción consiste en arrancar la turbina de vapor a medida que la caldera se calienta, permitiendo que el vapor "frío" entre en la turbina rápidamente después de la parada.	El tiempo de arranque puede reducirse en 15 minutos con este método.	Diseño de la turbina.

Componentes de pared delgada/diseño especial de la turbina	Menor tiempo de arranque, mayor velocidad de rampa.	El uso de acero de alta calidad permite fabricar componentes de paredes más finas para garantizar un arranque más rápido y una mayor velocidad de rampa en comparación con los componentes tradicionales de paredes gruesas.	Desconocido.	Tensiones mecánicas y térmicas.
Almacenamiento de energía térmica para el precalentamiento del agua de alimentación	Carga mínima más baja.	El calor de la turbina de vapor puede ser absorbido por el agua de alimentación, reduciendo así la potencia neta. La energía térmica almacenada en el agua de alimentación puede descargarse para aumentar la potencia neta en periodos de alta demanda.	El uso de un sistema de almacenamiento de agua caliente que pueda funcionar entre 2 y 8 horas puede reducir la carga mínima entre un 5 y un 10 %, y durante la descarga se puede utilizar el sistema de agua caliente para aumentar la potencia neta en un 5 % sin aumentar la tasa de encendido.	-

Es importante mencionar aquí que, aunque la mejora de la flexibilidad puede permitir un mejor funcionamiento de la central, hay ciertas desventajas en los frecuentes arranques de la central y las rápidas oscilaciones de carga que se producen con este tipo de funcionamiento. El funcionamiento flexible provoca fatiga térmica y mecánica en algunos de los componentes. Cuando se combina con la degradación normal de la central, esto puede reducir la vida útil prevista de algunas piezas a presión. En este sentido, las piezas críticas a las que hay que prestar más atención son los sistemas de caldera y turbina de vapor [10].

La mejora de la flexibilidad de las centrales depende de varios factores, como la edad de la central, la tecnología existente, el tipo de carbón y algunas propiedades termodinámicas. Por lo tanto, lo ideal sería calcular la mejora caso por caso. Sin embargo, se han realizado varios

estudios y proyectos en todo el mundo para medir la mejora de la flexibilidad. La Tabla 9-3 ofrece un resumen y una comparación de la mejora potencial de los parámetros pertinentes para una central eléctrica de hulla antes y después de la flexibilización.

Tabla 9-3. Comparación de los parámetros de flexibilidad antes y después de las iniciativas de flexibilización en una central eléctrica de hulla [1] [9].

Parámetro de Flexibilidad	Central Promedio	Postflexibilización
Tiempo de arranque (horas)	2 a 10	1,3 a 6
Costo de arranque (USD/MW arranque instantáneo)	> 100	>100
Carga mínima (% P_{nom})	25 a 40 %	10 a 20 %
Eficiencia (at 100% load)	43 %	43 %
Eficiencia (at 50% load)	40 %	40 %
Promedio de Velocidad de rampa (%P_{nom}/min)	1,5 a 4 %	3 a 6 %
Tiempo mínimo de actividad (horas)	48	8
Tiempo de inactividad mínimo (horas)	48	8

La estimación del costo de las soluciones de mejora de la flexibilidad puede variar en función de cada caso. Una estimación aproximada sugiere unos costos de entre 120.000 y 600.000 USD/MW [1] [9]. Además, un estudio realizado por el Centro de Carbón Limpio de la IEA investigó el costo de varias mejoras de la flexibilidad para las centrales de carbón. Las estimaciones de costos de inversión de este estudio se resumen en la Tabla 9-4 abajo[15].

Tabla 9-4. Costo de inversión estimado para soluciones específicas de mejora de la flexibilidad basadas en un estudio para una central de hulla de 600 MW [4].

Solución	Estimación de la inversión (en USD para una central de hulla de 600 MW)
Aumenta la carga máxima (Incluye: válvula de 3 vías y, opcionalmente, tuberías de derivación)	558,265

[15] La tasa de conversión aplicada es de 1 EUR = 1,12 USD (tipo de cambio de 2019 del Banco Mundial).

Reducción de la carga mínima (del 40 % al 25 %) **(Incluye: bomba de circulación de la caldera, tuberías de conexión, válvulas de control y cierre, calefacción de reserva, electricidad, instrumentación y programación del sistema DCS)**	1,898,101
Aumento de la velocidad de rampa (del 1 % al 2 % por minuto) **Actualización del sistema DCS** **Renovación de los pulverizadores**	156,314 424,281

9.8. Ventajas/desventajas

9.8.1. Ventajas:

- Tecnología madura y bien conocida.
- Las eficiencias no se reducen tanto a carga parcial como a plena carga, como ocurre con las centrales de ciclo combinado.
- Alta fiabilidad ante incertidumbres.

9.8.2. Desventajas:

- Las centrales eléctricas de carbón emiten altas concentraciones de NO_x, SO_2 y partículas (PM), que tienen un elevado costo social en términos de problemas de salud y, en el peor de los casos, de muerte.
- La combustión de carbón es el mayor emisor de CO_2 por unidad de energía producida, incluso para una central supercrítica.
- Las centrales eléctricas de carbón que utilizan el ciclo de vapor avanzado (supercrítico) poseen la misma flexibilidad de combustible que la tecnología de caldera convencional. Sin embargo, las centrales supercríticas tienen mayores exigencias en cuanto a la calidad del combustible. No se puede quemar combustóleo pesado barato debido a materiales como el vanadio, sin que se reduzca la temperatura del vapor (y, por tanto, la eficiencia), y los combustibles de biomasa pueden provocar corrosión y descamación, si no se manipulan adecuadamente.
- Las centrales de carbón tienen una periodicidad de mantenimiento relativamente alta (alrededor de cada 4 meses). Esto es muy preocupante porque durante el fenómeno de El Niño, cuando la energía hidroeléctrica no es capaz de suministrar electricidad en Colombia, debe planificarse cuidadosamente un programa de O&M para garantizar la seguridad energética nacional.

9.9. Medio Ambiente

Las principales huellas ecológicas de las centrales de AD de carbón son los residuos a granel (eliminación de tierras, cenizas y rechazos de la minería), el cambio climático y la acidificación. Las cenizas volantes pueden utilizarse al 100 % en cemento y hormigón.

El carbón se compone de diversas sustancias químicas, como carbono, hidrógeno, azufre e incluso metales. Cuando se quema el carbón, estas sustancias se liberan a la atmósfera en forma de gases o de partículas PM 2,5. Luego viajan con el viento y reaccionan con otras sustancias químicas atmosféricas. Así pues, las personas que viven a sotavento de una central de carbón están expuestas a una compleja mezcla de sustancias químicas en suspensión, cada una de las cuales puede tener consecuencias para la salud. Según un estudio publicado en *Science*, las centrales eléctricas de carbón emiten partículas finas (PM 2,5) que contienen dióxido de azufre, asociadas a una mayor mortalidad que otros tipos de PM 2,5 [11].

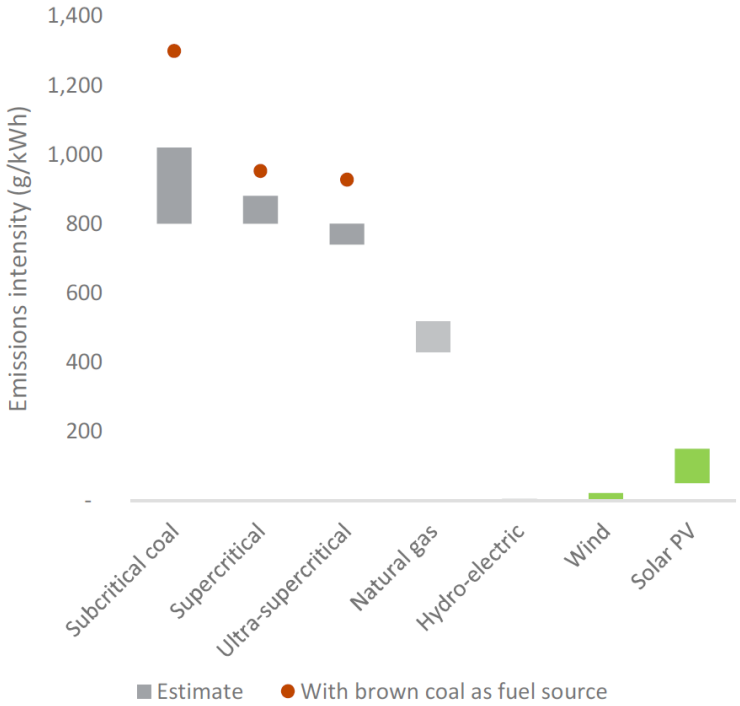


Figura 80. Comparativa de emisiones de tecnologías de centrales de carbón [3].

La tecnología de carbón más eficiente disponible en la actualidad, la "ultrasupercrítica", sigue produciendo más de 740 gramos de CO_2 por kWh de electricidad generada. Esto supera el rango de emisiones típico del gas natural, que se sitúa entre 430 y 517 gramos de CO_2 por kWh. Como ilustran los puntos marrones de la Figura 80, Cambiar la fuente de combustible de carbón negro a lignito aumenta la intensidad de las emisiones en las distintas tecnologías. Según los estudios disponibles, una central "ultrasupercrítica" de lignito emitiría 928 gramos de CO_2 por kWh [3].

9.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

La tecnología convencional del carbón supercrítico está bastante consolidada, por lo que no parece haber grandes avances previstos. Las posibilidades de mejorar el ciclo desde el punto de vista termodinámico son muy limitadas. Es más probable que la aplicación de nuevos materiales permita aumentar la eficiencia, aunque es poco probable que se consiga a un costo significativamente inferior [4]. En la actualidad, las centrales con la mejor tecnología disponible funcionan hasta a 600 °C. Una eficiencia eléctrica del 55 % requiere vapor a 700 °C y el uso de aleaciones con base de níquel [1]. Es necesario seguir investigando y desarrollando este tipo de aleaciones de acero para obtener una mayor resistencia, menores costos y, por tanto, centrales más económicas y flexibles.

Las centrales eléctricas de carbón existentes pueden reconstruirse para la combustión de biomasa, principalmente con el fin de reducir las emisiones de CO_2 sin descartar la capacidad de generación existente. La conversión a biomasa en las centrales eléctricas de carbón pulverizado existentes puede realizarse en parte mediante la combustión conjunta de una fracción de biomasa junto con el carbón, o mediante la conversión total de la central a biomasa. Las centrales que se reconstruyan deben tener una edad tal que, en cualquier caso, sea necesaria una ampliación de la vida útil.

9.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Como muestra la Figura 81, Colombia cuenta con 19 centrales de carbón y 4 de cogeneración (bagazo y carbón), que suman 1.658 MW de potencia instalada. Ninguna de ellas utiliza la tecnología de carbón supercrítico [12].

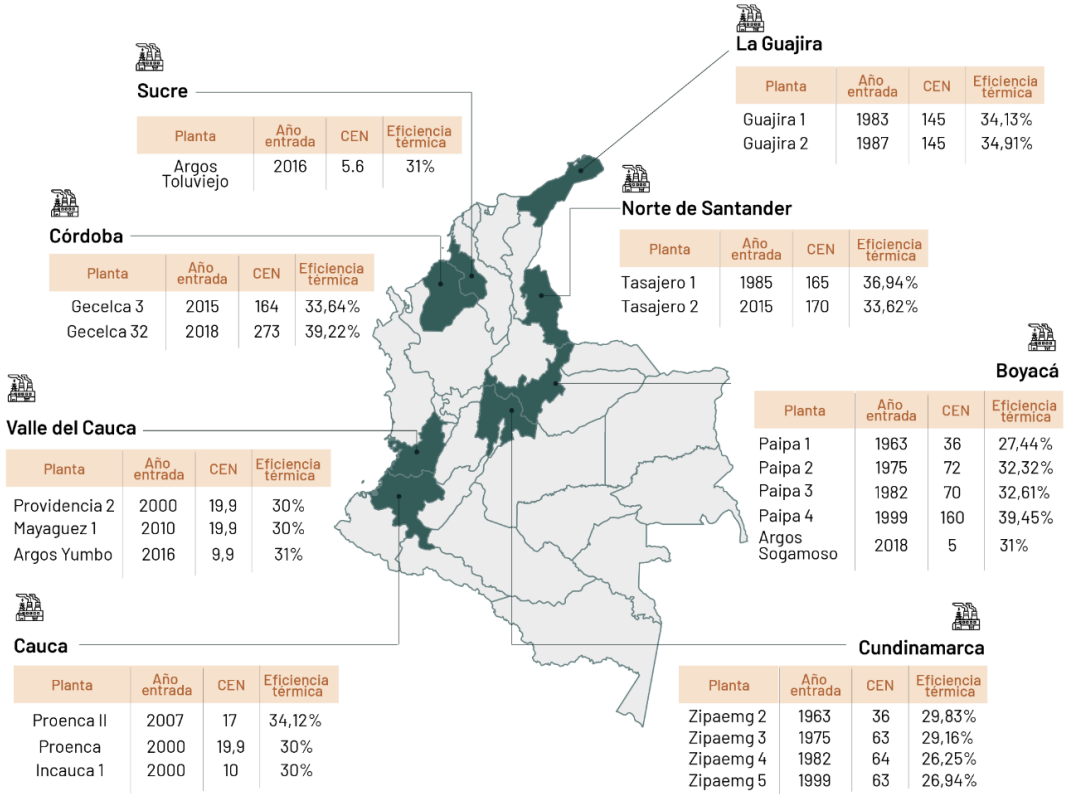


Figura 81. Ubicación, año y capacidad instalada de las centrales eléctricas de carbón en Colombia [12].

9.12. Predicción de desempeño y costo

9.12.1. CAPEX (gastos en capital) y OPEX (gastos operativos) de nuevas centrales de carbón

Los costos de inversión de las centrales de carbón son muy sensibles al diseño de la central. Las centrales supercríticas utilizan Calderas de flujo directo que contribuyen a aumentar los costos; en las centrales más modernas, se obtienen aumentos de eficiencia del orden de unos pocos puntos porcentuales mediante un diseño bien pensado de las máquinas y el precalentamiento del agua de alimentación. Esto aumenta notablemente los gastos “overnight”.

Otro factor importante que afecta en gran medida a los costos es la presencia de sofisticados sistemas de control, necesarios para optimizar el funcionamiento a carga parcial. Los equipos adicionales para la predicción de fallos también aumentan los costos. Las centrales diseñadas para el suministro de electricidad en carga base son menos caras por término medio, por lo que son unidades obligadas a cumplir una normativa medioambiental muy estricta.

La central eléctrica de carbón típica de Colombia funciona en modo de condensación, sin producción de calor urbano. En comparación con otras cifras internacionales (por ejemplo, las de Dinamarca), esto indica un diseño menos complicado y, por tanto, costos más bajos.

Por lo tanto, es complicado establecer una comparación con otros valores internacionales; con todo, las centrales de carbón de Indonesia resultan más baratas que la media internacional por MW. Los datos de la Tabla 9-5 se refieren a centrales supercríticas.

Tabla 9-5. Comparación de costos de inversión para plantas de carbón supercríticas en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	1,79	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	1,80	2024
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	1,77	2023
Catálogo Tecnológico de Dinamarca (2021)	3,0	2017
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	1,80	2021
NREL ATB (2023)	3,35	2023

9.12.2. Predicción del costo en 2030 y 2050

Para predecir los costos en 2030 y 2050, se supone que el costo disminuye un 0,2 % anual. Esto se basa en una hipótesis de acumulación de la capacidad puesta en servicio de 2020 a 2050 deducida de las predicciones de la futura capacidad eléctrica mundial instalada en el escenario 4D de Perspectivas de la Tecnología Energética [13], y una tasa de aprendizaje supuesta de aproximadamente el 8 % para las tecnologías del carbón [12].

9.13. Referencias

[1] Elforsk. (2000). *El från nya anläggningar* [Electricity from new facilities]. Stockholm, Sweden.

[2] Elsams and Elkraft. (1997). *Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg* [Technology data for electricity and heat production facilities]. Danish Energy Authority (in Danish).

[3] Ogge, M., & Browne, B. (2019). *Suboptimal supercritical: Reliability issues at Australia's supercritical coal power plants*. The Australia Institute.
[4] IEA Clean Coal Centre. (2013). *Advances in multi-pollutant control*.
[5] Global Energy Monitor. (n.d.). *Global Coal Plant Tracker*. Retrieved from https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/dashboard/
[6] Bugge, J. (2002). *Advanced 700°C PF power plant*. Retrieved from http://www.ad700.techwise.dk
[7] Strata. (2017). *The footprint of energy: Land use of U.S. electricity production*.
[8] U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory. (2007). *Power plant water usage and loss study*.
[9] International Energy Agency. (2008). *Energy technology perspectives 2008*.
[10] Britannica. (2020). *Air pollution control – Control of particulates*. Retrieved from https://www.britannica.com/technology/air-pollution-control
[11] Mendelsohn, R., & Kim, S. M. (2023). Measuring the impacts of air pollution. *Science, 382*(6673), 878–879. https://doi.org/10.1126/science.1234567
[12] Transforma. (2022). *Eliminación gradual del carbón en la generación eléctrica en Colombia* [Phasing out coal in electricity generation in Colombia]. Retrieved from https://drive.google.com/file/d/175bG1A5EZMjUyAqarXpSdoUjSYOxHzuk/view
[13] International Energy Agency. (2016). *Energy technology perspectives*.
[14] Rubin, E. S., Azevedo, I. M. L., Jaramillo, P., & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy, 86*, 198–218. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011
[15] Boccaccini, L. V., et al. (2016). Power extraction and tritium self-sufficiency. In L. Bromberg & R. S. Granetz (Eds.), *Magnetic Fusion Energy* (pp. 61–90). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100315-2.00004-0
[16] XM - Paratec. (n.d.). *Generación: Capacidad* [Generation: Capacity]. Retrieved from https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad

9.14. Ficha técnica

Tecnología	**Central supercrítica eléctrica de carbón**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	201	201	201	164	270	164	270		4
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	201	201	201	170	434	170	434		4
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	38%	39%	40%	33%	40%	35%	42%		2
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	37%	38%	39%	33%	40%	35%	42%		2
Interrupción forzada (%)	7%	6%	3%	5%	15%	2%	7%	F	2
Interrupción planificada (semanas al año)	7	5	3	3	8	2	4	F	2
Vida útil técnica (años)	30	30	30	25	40	25	40		2

Tiempo de construcción (años)	4	3	3	3	5	2	4	F	2
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	1,83	1,83	1,83	0,95	2,7	0,95	2,7		6
Datos adicionales de las centrales térmicas									
Factor de planta (%), teórico	44,5%	44,5%	44,5%	26,5%	60,0%	26,5%	60,0%	C,H,I	5
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	35,8%	37,8%	40,7%	19,0%	53,7%	22,7%	56,6%	C,H	5
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	4%	4%	4%	3%	4%	3%	4%	J	2,4
Carga mínima (% de la carga completa)	47%	25%	20%	39%	55%	20%	40%	F	4
Tiempo de arranque tibio (horas)	4	4	4	2	5	2	5	D	4
Tiempo de arranque en frío (horas)	12	12	12	6	15	6	15	D	4
Tiempo mínimo de funcionamiento (horas)	6	6	6					K,L	9
Tiempo mínimo de inactividad (horas)	4	4	4					K,L	9
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ)	3,4	3,4	3,4						8
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	3102	3102	3102						8
NO_X (g por GJ de combustible)	209	209	209	209	209	209	209		8
CH_4 (g por GJ de combustible)	3,27	3,27	3,27	1,83	7,06	1,83	7,06		5
N_2O (g por GJ de combustible)	4,91	4,91	4,91	2,75	10,60	2,75	10,60		5
Datos financieros									
Inversión nominal ($MUSD/MW_e$)	1,80	1,78	1,71	1,12	2,23	1,08	2,09	A,B,M	1,2,3, 10
- de la cual equipos (%)									
- de la cual instalación (%)									
O&M fijos (USD/MW_e/año)	50.500	49.900	47.900	37.900	63.100	35.900	59.900	A,B,G	1,2,3
O&M Variables (USD/MWh)	1,26	1,25	1,20	0,95	1,58	0,90	1,50	A,B,G	1,2,3
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	64,1	64,1	64,1	48,06	80,10	48,06	80,10	A,B,G	2

Notas

A Con base en datos internacionales.

B Suponiendo que el costo caiga un 0,2 % cada año.

C El factor de planta en 2024 se calcula a partir de 2017-2024 para cada central con información disponible.

D Estimación basada en datos internacionales de la capacidad de la máquina. Una media de los datos operativos de Colombia [4] muestra que el tiempo de arranque en caliente es de 8 horas, el tiempo de arranque en tibio es de 36 horas y el tiempo de arranque en frío es de 65 horas. Los datos operacionales de Colombia son superiores a los internacionales debido al diseño del sistema energético colombiano.

E Esto es para paradas programadas, para paradas no programadas el tiempo oscila entre 0 y 1 h.

F Supuesta mejora gradual hasta la norma internacional en 2050.

G La incertidumbre (Alta/Baja) se estima en +/- 25 % en este caso, para tener en cuenta la variabilidad y las incertidumbres inherentes a su estimación.

H Asumido el mismo factor de planta teórico para 2030 y 2050 y modificado el factor de planta incluyendo las interrupciones en función de la reducción de las interrupciones.

I Se ha supuesto que las incertidumbres para 2050 son las mismas que en 2030.

J Se supone que no hay mejora de la capacidad reglamentaria.

K Estimación basada en datos internacionales para la capacidad de la máquina. Un promedio de los datos operacionales en Colombia [4] muestra que el tiempo mínimo de arranque es de 48 horas y el tiempo mínimo de parada es de 18,67 horas (para paradas programadas, para paradas no programadas el tiempo de parada oscila entre 0 y 1 horas). Los datos operacionales de Colombia son muy superiores a los internacionales debido al diseño del sistema energético colombiano.

L El carbón es menos flexible que el gas en cuanto al tiempo mínimo de arranque/parada.

M Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos actuales en funcionamiento y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial general de mejora de la tecnología.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating, 2024

[2] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2024, Technology Data for the Indonesian Power Sector

[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2023, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation

[4] XM: Data From Paratec - Projects from 2010 on (3 units for Coal)

[5] Data from Sinergox - calculation provided by Emergente

[6] Ramirez-Tovar, A., Moreno-Chuquen, R., & Moreno-Quintero, R. (2022). Land-use in the Electric Colombian System: Hidden Impacts and Risks of Large-scale Renewable Projects. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2), 127–134. https://doi.org/10.32479/ijeep.11631

[7] Bilateral meetings with stakeholders

[8] Institute of Hydrology, Meteorology and Environmental Studies (IDEAM), 2022, Informe del inventario nacional de gases efecto invernadero 1990-2018 y carbono negro 2010-2018 de Colombia - Tercer Informe Bienal de Actualización de Cambio Climático de Colombia

[9] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2022, Technology Data for the Indian Power Sector

[10] IEA, 2023, World Energy Outlook Global Energy and Climate Model input data

10. Ciclo Combinado con Turbina de Gas

10.1. Breve descripción de la tecnología

El concepto básico de una central de ciclo combinado consiste en integrar un ciclo Brayton (turbina de gas) con un ciclo Rankine (turbina de vapor). En esta configuración, el calor de escape de la turbina de gas se aprovecha para producir vapor, que a su vez acciona una turbina de vapor, aumentando la eficiencia global del sistema.

Una central de ciclo combinado funciona recuperando la energía térmica de los gases de escape a la salida de la turbina de gas, particularmente ampliando el ciclo Brayton abierto. Este calor recuperado se utiliza después en el ciclo Rankine, en el que el agua se calienta para producir vapor que acciona una turbina de vapor, generando electricidad adicional, como se muestra en la Figura 82.

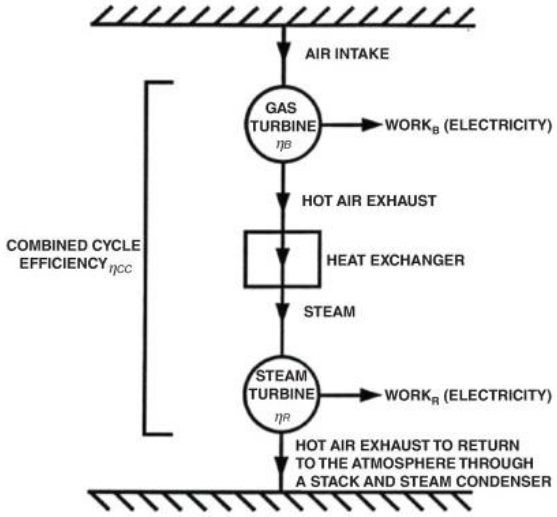


Figura 82. Diagrama de proceso de una CCGT [1].

La Figura 83 ilustra los componentes de las centrales de turbina de gas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés), incluyendo: una turbina de gas, una turbina de vapor, un engranaje (si es necesario), un generador y un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG, por sus siglas en inglés, *Heat Recovery Steam Generator*)/intercambiador de calor de gases de combustión.

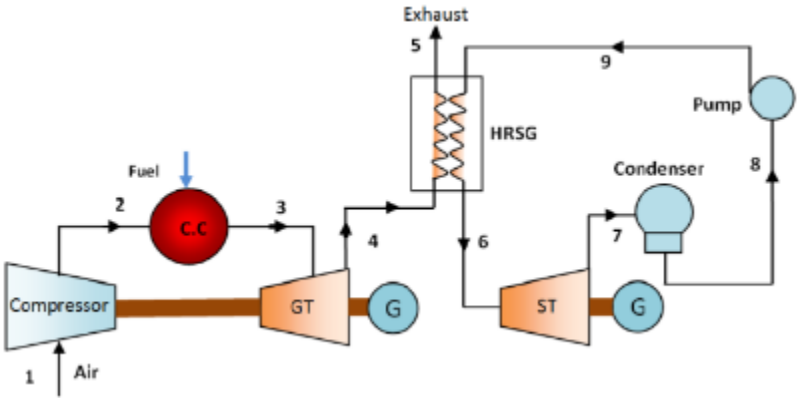


Figura 83. Diagrama de proceso de una CCGT [2].

En una central de ciclo combinado, las turbinas de gas y vapor trabajan juntas para maximizar la eficiencia del combustible y reducir las emisiones. El combustible primero impulsa la turbina de gas, y el calor de escape luego acciona la turbina de vapor. Este uso dual de la energía puede alcanzar niveles de eficiencia del 60 % o más, con menores emisiones por unidad de electricidad producida.

Existen dos configuraciones posibles: de un solo eje y de múltiples ejes. En un diseño de un solo eje, ambas turbinas comparten un generador, lo que mejora la confiabilidad gracias a un diseño más sencillo y con menos componentes. Por otro lado, una configuración de múltiples ejes, donde cada turbina tiene su propio generador, ofrece mayor flexibilidad y un rendimiento ligeramente superior al permitir la operación independiente de cada turbina, como se muestra en la Figura 83.

La refrigeración, a menudo mediante agua de mar o una torre de enfriamiento, es crucial para la eficiencia, ya que temperaturas más bajas en el condensador mejoran el rendimiento de la turbina de vapor. La turbina de gas generalmente genera entre dos y tres veces más potencia que la turbina de vapor, convirtiéndose en la principal fuente de energía, mientras que la turbina de vapor utiliza el calor residual para generar energía adicional.

En general, los sistemas de ciclo combinado logran una alta eficiencia y bajas emisiones, siendo la elección de la configuración determinada por las necesidades específicas de confiabilidad, flexibilidad y desempeño.

10.1.1. Turbinas de Gas

En general, existen dos tipos de turbinas de gas para la generación de electricidad: las turbinas industriales (también llamadas de gran potencia) y las turbinas aeroderivadas. Éstas se describen en el capítulo *Turbina de Gas de Ciclo Simple (o Convencional)*. En ciclo combinado, las turbinas de gas se utilizan en conjunto con turbinas de vapor.

10.1.2. Turbinas de Vapor

Después de la combustión en la turbina de gas, que genera electricidad, los gases de escape, aun extremadamente calientes, se dirigen a un generador de vapor por recuperación de calor (HRSG, por sus siglas en inglés, *Heat Recovery Steam Generator*). Este sistema capta el calor para producir vapor. A continuación, este vapor se dirige a través de boquillas a la turbina, donde

golpea hileras de palas unidas a un rotor. A medida que el vapor se expande por las palas, su presión y temperatura descienden, creando una fuerza que hace girar las aspas y el rotor. Esta energía rotacional se transfiere a un generador a través de un eje conectado, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Tras pasar por las etapas de la turbina, el vapor, ahora a menor presión, se expulsa a un condensador, donde se enfría y vuelve a condensarse en agua. Esta agua puede reutilizarse en el ciclo de vapor, lo que hace que el proceso sea muy eficiente. Las turbinas de vapor suelen disponer de varias etapas (secciones de alta presión, presión intermedia y baja presión) para maximizar la extracción de energía a medida que el vapor avanza por el sistema. En la Figura 84 se muestra un ejemplo.

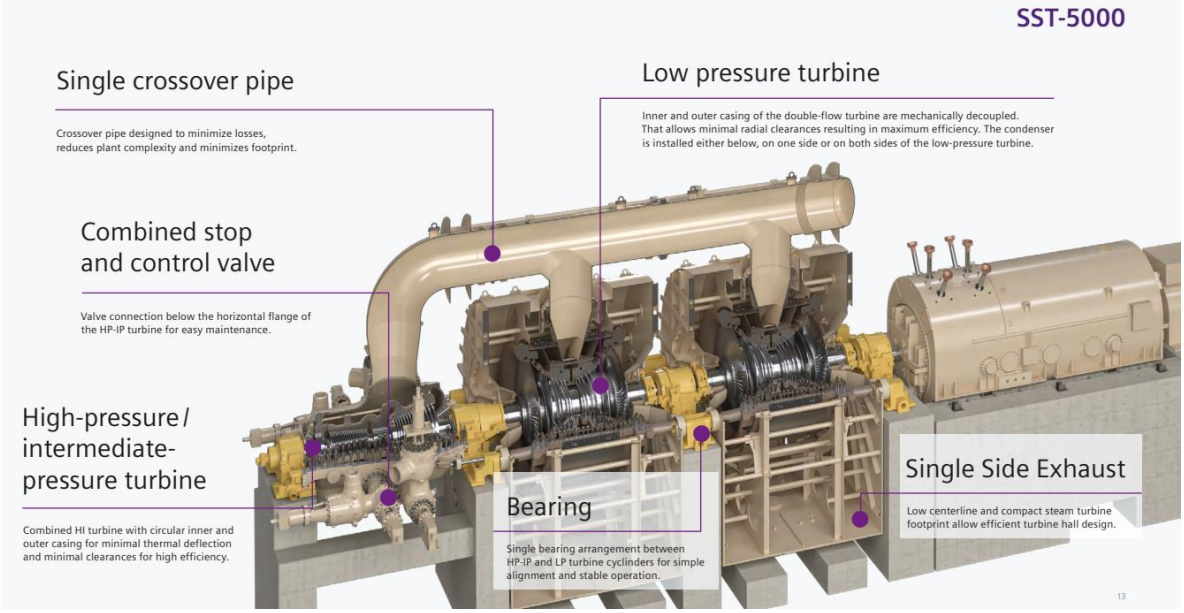


Figura 84. Ilustración con los principales componentes de las turbinas de vapor [4].

10.2. Entrada

Como se describe en el capítulo *Turbina de Gas de Ciclo Simple (o Convencional)*, las turbinas de gas suelen utilizar gas natural y petróleo ligero como combustibles, aunque algunas están diseñadas para funcionar con combustibles alternativos, como GLP o biogás. También, otros modelos están disponibles en versión de doble combustible, lo que les permite alternar entre gas y petróleo en función de las necesidades. Las turbinas de gas suelen necesitar una presión de combustible de entre 20 y 60 bares, y las turbinas aeroderivadas suelen necesitar presiones más altas que las industriales.

Además, el vapor proveniente de otras fuentes puede alimentar la sección de turbina de vapor para mejorar la eficiencia global y la producción de energía.

10.3. Salida

La salida principal de una turbina de gas es electricidad.

10.4. Capacidades típicas

Las fichas técnicas adjuntas incluyen turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés, *Combined Cycle Gas Turbine*) a gran escala, con capacidades entre 100 y 400 MW_e y turbinas de vapor con extracción, así como unidades de mediana escala, con capacidades entre 10 y 100 MW y turbinas de vapor de contrapresión.

La mayoría de las CCGT tienen una potencia eléctrica de > 40 MW_e.

10.5. Espacio requerido

En 2015, Estados Unidos albergaba 1.740 centrales eléctricas de gas natural. Según la Asociación de Suministro de Gas Natural, la planta media de gas natural requiere entre 8 y 16 hectáreas de terreno. Tomando como referencia un valor medio de 12 hectáreas, estas centrales ocuparon colectivamente unas 21.088 hectáreas de terreno en 2015, lo que equivale a alrededor de 0,14 hectáreas por megavatio producido [5].

Esto corresponde a los datos colombianos de la Tabla 10-1, donde las necesidades de espacio para los proyectos de ciclo combinado oscilan entre 0,12 y 0,14 hectáreas por MW [6].

Tabla 10-1. Uso del Suelo de las Centrales de Ciclo Combinado de Gas en Colombia [6].

Uso del suelo CC de Gas	Ha/MW
Tebsab	**0,12**
Flores 4b	**0,12**
Termocentro cc	**0,14**
Termocandelaria 1, 2	**0,14**

10.6. Consumo de agua

Para las centrales de turbina de vapor, los factores de consumo de agua (FCA) son de aproximadamente 1,97 litros por kilovatio-hora (l/kWh) cuando se utiliza un estanque para la refrigeración y de unos 2,27 l/kWh cuando se utiliza una torre de refrigeración. En cambio, las centrales de ciclo combinado presentan unos FCA más bajos, aproximadamente 0,91 l/kWh con enfriamiento por estanque y 0,87 l/kWh con refrigeración por torre, como muestra la Figura 86 [7].

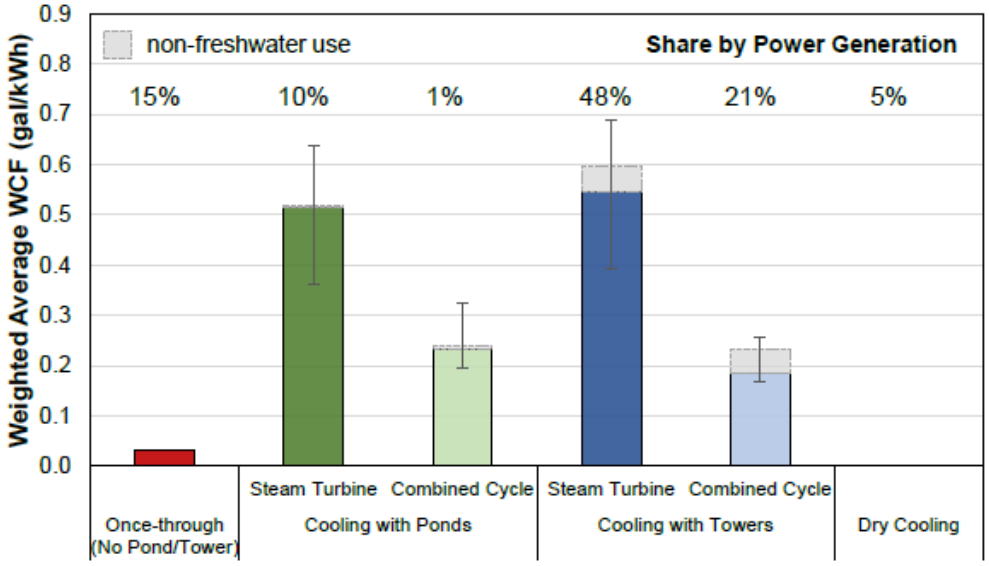


Figura 85. Factor de consumo de agua para diferentes centrales térmicas [7].

10.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

Las CCGT pueden funcionar hasta cierto punto a carga parcial, lo que reduce la eficiencia eléctrica y, a menudo, aumenta las emisiones de NO_x. Si la turbina de vapor no está en funcionamiento, la turbina de gas puede seguir funcionando, dirigiendo los gases de combustión calientes a través de una caldera diseñada para alta temperatura o a una chimenea de derivación.

Las turbinas de gas de mayor tamaño para instalaciones CCGT suelen estar equipadas con álabes guía de entrada variable, lo que mejorará las eficiencias de carga parcial en el rango de carga del 85-100 %, haciendo así que las eficiencias de carga parcial sean comparables con las de las plantas de energía de vapor en este rango de carga. Otra forma de mejorar la eficiencia en carga parcial es dividir la capacidad total de generación en varias CCGT. Sin embargo, la eficiencia a plena carga suele ser inferior a la de una sola unidad de mayor tamaño.

10.8. Ventajas/desventajas

10.8.1. Ventajas

- Las plantas de CCGT ofrecen la mayor eficiencia posible en la generación de energía térmica.
- Las grandes unidades de ciclo combinado basadas en turbinas de gas son líderes mundiales en eficiencia de producción de electricidad entre las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles.
- Las turbinas de gas o vapor existentes pueden convertirse en centrales de ciclo combinado en cualquier momento.
- Si bien es cierto que las turbinas de gas producen CO_2, sus emisiones por unidad de electricidad generada son menores en comparación con las centrales que utilizan combustibles fósiles más pesados, como las Centrales de carbón.
- Las centrales combinadas de gas requieren menos espacio que las centrales de carbón o nucleares, lo que facilita su instalación en zonas con escasa disponibilidad de suelo. Además, pueden situarse más cerca de los centros urbanos o industriales, donde la

demanda de electricidad es mayor, lo que reduce las pérdidas de transporte y mejora la eficiencia energética.

- Las centrales de ciclo combinado a gas pueden brindar confiabilidad al sistema energético al ofrecer flexibilidad, estabilidad y una capacidad de respuesta rápida, garantizando un suministro continuo y eficiente frente a las fluctuaciones de la demanda, además de servir como respaldo para la generación y el suministro de energía renovable.

10.8.2. Desventajas

- Las unidades de CCGT más pequeñas tienen un rendimiento eléctrico inferior al de las unidades más grandes. Las unidades de menos de 20 MW_e son pocas y enfrentan una competencia directa con turbinas de gas de ciclo simple y motores alternativos.
- Las economías de escala son sustanciales, es decir, el costo específico de las centrales de menos de 200 MW_e aumenta a medida que disminuye la capacidad.
- La elevada relación aire/combustible de las turbinas de gas reduce el rendimiento global para una temperatura de refrigeración de los gases de combustión dada, en comparación con los ciclos de vapor y la cogeneración basada en motores de combustión interna.
- Una desventaja significativa de las turbinas de gas en términos de emisiones es su producción de dióxido de carbono (CO_2) y otros gases de efecto invernadero. Aunque las turbinas de gas son más eficientes y producen menos emisiones que las centrales de carbón, siguen dependiendo de la combustión de gas natural. Además, las turbinas de gas pueden emitir óxidos de nitrógeno (NO_x), que son contaminantes nocivos que contribuyen a la formación de smog y a problemas respiratorios.
- Dependencia del precio del combustible: La turbina de gas depende del precio y la disponibilidad de combustibles como el gas natural. En caso de fluctuaciones del precio del combustible, la rentabilidad de la central puede verse afectada.

10.9. Medio ambiente

Las turbinas de gas funcionan con combustión continua y tienen cámaras de combustión con paredes no refrigeradas, lo que permite una combustión muy eficaz y bajos niveles de emisiones, excluyendo los óxidos de nitrógeno (NO_x). Los avances en la tecnología de las cámaras de combustión han logrado reducir las emisiones de NO_x. Además, las opciones de postratamiento de los gases de combustión, como los sistemas catalizadores SCR, pueden minimizar aún más las emisiones.

Las turbinas de gas de ciclo combinado (TGCC) son preferibles desde el punto de vista medioambiental a las turbinas de gas de ciclo simple (TGCS) por su mayor eficiencia, que les permite generar más electricidad utilizando menos combustible. Esta eficiencia reduce las emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía generada, lo que disminuye su huella de carbono global. Las TGCC capturan el calor de escape para generar electricidad adicional mediante una turbina de vapor, minimizando el calor residual y reduciendo las emisiones de óxido de nitrógeno (NO_x), uno de los principales contaminantes atmosféricos.

10.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

Como se menciona en el capítulo *Turbina de Gas de Ciclo Simple (o Convencional)*, varios avances técnicos han incrementado la eficiencia de las configuraciones de turbinas de gas de ciclo simple, incluida la investigación en procesos de humidificación del aire (HAT) y el desarrollo continuo de una combustión menos contaminante para reducir las emisiones de NO_x [8].

Se están realizando continuas investigaciones sobre el aumento de la temperatura de entrada en los álabes de las turbinas de gas para lograr una mayor eficiencia eléctrica. Esta investigación se centra en los materiales y/o la refrigeración de los álabes [9].

En cuanto a las turbinas de gas de ciclo combinado (TGCC), la investigación y el desarrollo recientes se centran en aumentar la eficiencia, reducir las emisiones y apoyar la transición a combustibles sostenibles como el hidrógeno, junto con tecnologías de captura de carbono.

Uno de los principales campos de desarrollo es el uso del hidrógeno como combustible. Fabricantes líderes como GE, Siemens y Mitsubishi Power están desarrollando turbinas "listas para el hidrógeno" que pueden funcionar inicialmente con mezclas de gas natural e hidrógeno [16]. Sin embargo, el hidrógeno presenta desafíos de combustión debido a su mayor temperatura de combustión y a su mayor velocidad, lo que puede provocar emisiones de NO_x elevadas y problemas de estabilidad [16].

La tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CAC) es otra área crítica de innovación. Los esfuerzos se centran en las técnicas de captura post-combustión, como la captura con disolventes y la depuración avanzada con aminas, que mejoran los índices de captura y reducen los costos [17].

10.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Las grandes centrales TGCC han demostrado una eficiencia eléctrica del 60 % (referencia LHV). Actualmente se ofrecen y construyen sistemas con un rendimiento eléctrico cercano al 62%. Estas unidades son de gran tamaño, con una capacidad de salida entre 500 y 600 MW_e [10].

El proyecto de ciclo combinado más reciente en Colombia es el de ampliación de Termocandelaria, que se muestra en la Figura 86 donde una central de ciclo simple existente aumentó su capacidad de 314 MW a 566 MW, mediante la modernización de dos unidades de ciclo simple a tres unidades de ciclo combinado, aumentando la capacidad de generación en un 80 % sin incrementar las emisiones de CO_2. Esta ampliación con una inversión de 258 millones de dólares mejora la eficiencia del combustible y reduce los costos de producción de energía en un 40%. Para 2023, Termocandelaria podría cubrir el 7 % de la demanda energética nacional, el 25 % de la costa Caribe y el 121 % de la de Bolívar, aportando 252 MW de capacidad adicional [11].



Figura 86. Central de Ciclo Combinado de Termocandelaria [15].

10.12. Predicción de desempeño y costo

Las centrales de ciclo combinado basadas en turbinas de gas son una tecnología aprobada, ampliamente utilizada y disponible, lo que convierte a las TGCC en una tecnología de categoría 4. Se siguen introduciendo mejoras, sobre todo en las turbinas de gas y vapor utilizadas. En la actualidad también se está trabajando en el desarrollo de capacidades dinámicas y de respuesta rápida a la carga. En [12] se dan ejemplos de una gran central TGCC (>250 MW_e) con plena potencia de la TG en menos de 15 minutos y aproximadamente un 70 % de alimentación de la turbina de vapor. La potencia completa de la turbina de vapor se logra en menos de una hora.

En Colombia, las centrales térmicas representan el 30,2 % de la capacidad instalada neta efectiva total, de la cual aproximadamente la mitad corresponde a máquinas que trabajan con tecnología TGCC. Aunque la eficiencia del sistema está limitada al 60 % según la literatura, existe una tasa de calor óptima en cada sistema individual que reduce los costos de producción (COP) por MBTU/MWh, sin embargo, los parámetros que la definen deben ser únicos para cada unidad térmica, tipo de combustible y turbina [10].

Colombia cuenta con abundantes recursos de gas natural en la región del Caribe y en los últimos años se han desarrollado centrales eléctricas de gas en boca de pozo. Al generar energía directamente en el punto de extracción del gas natural, las empresas energéticas pueden aprovechar el combustible de forma más eficiente. Esta proximidad reduce los gastos logísticos

y las pérdidas en el transporte del gas a centrales eléctricas o instalaciones de procesamiento distantes. El ahorro en transporte y la mejora de la eficiencia no sólo reducen los costos operativos, sino que también pueden resultar en precios de electricidad más competitivos.

Los componentes principales rotativos (la turbina de gas, la turbina de vapor y el generador) tienden a representar alrededor del 45-50 % de los costos de inversión (precio EPC). El generador de vapor por recuperación de calor, el condensador y el sistema de enfriamiento constituyen aproximadamente el 20 %, los componentes del balance de planta alrededor del 15 %, las obras civiles un 15 %, y el resto corresponde a diversos elementos adicionalescostos [14].

La Tabla 10-2 compara diferentes estimaciones de costos de inversión procedentes de diversas fuentes.

Tabla 10-2. Comparación de los costos de inversión para TGCC. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	1,10	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	1,22	2024
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	0,93	2023
Catálogo Tecnológico de Dinamarca (2021)	1,31	2017
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	0,79	2021
NREL ATB (2023)	1,30	2023

10.13. Referencias

[1] Soares, C. (2015). Gas turbine configurations and heat cycles. In C. Soares (Ed.), *Gas turbines* (2nd ed., pp. 93-171). Butterworth-Heinemann. ISBN 9780124104617.

[2] Danish Gas Technology Centre. (2013). *Analysis on gas engine and gas turbine dynamics*.

[3] Siemens Energy. (2023). *Gas turbine portfolio*. Retrieved from https://p3.aprimocdn.net/siemensenergy/f31eafe1-17e9-4ffd-961b-b0b300c968a1/GT-Portfolio-Brochure-2023-update_20231031_144ppi-pdf_Original%20file.pdf

[4] Siemens Energy. (2022). *Steam turbine brochure*. Retrieved from https://p3.aprimocdn.net/siemensenergy/20f41cb5-7b3f-406a-80f5-b036011ba111/SE-Brochure-Utility-Steam-Turbines-220112-pdf_Original%20file.pdf

[5] Strata. (2017). *The footprint of energy: Land use of U.S. electricity production*.

[6] Ramirez-Tovar, A., Moreno-Chuquen, R., & Moreno-Quintero, R. (2022). Land-use in the electric Colombian system: Hidden impacts and risks of large-scale renewable projects.

International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2), 127–134. https://doi.org/10.32479/ijeep.11631

[7] Lee, U., Han, J., & Elgowainy, A. (2016). Water consumption factors for electricity generation in the United States. *Energy Systems Division*, Argonne National Laboratory.

[8] Cogeneration and On-site Power Production, Ltd. *Penwell International*.

[9] Xu, L., Wang, W., Gao, T., Shi, X., Gao, J., & Liang, W. (2014). Experimental study on cooling performance of a steam-cooled turbine blade with five internal cooling smooth channels. *Experimental Thermal and Fluid Science, 58*, 180–187. https://doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2014.03.008

[10] Data specs from manufacturers. (2015). *Web*.

[11] La Republica. (2023, October 29). Hoy inicia la operación del proyecto del ciclo de cierre combinado de la Termocandelaria. Retrieved from https://www.larepublica.co/empresas/hoy-inicia-operacion-el-proyecto-del-ciclo-de-cierre-combinado-de-la-termocandelaria-3737463

[12] Siemens Energy. (2013). *Flex-PlantTM CCGT concepts, presentations*.

[13] Huérfano Ríos, C. A. (2024). *Flexibilización de unidades térmicas de generación con tecnología CCGT del parque térmico colombiano*. Universidad de los Andes.

[14] Donald, M. M. (2010). *UK electricity generation costs update*.

[15] Caracol Radio. (2023, October 29). Termocandelaria pone en marcha el proyecto de cierre de ciclo combinado.

[16] ICF. (2022). *Retrofitting gas turbine facilities for hydrogen blending*. Retrieved from https://www.icf.com/insights/energy/retrofitting-gas-turbines-hydrogen-blending

[17] Subramanian, N., & Madejski, P. (2023). Analysis of CO_2 capture process from flue gases in combined cycle gas turbine power plant using post-combustion capture technology. *Energy, 282*, 128311. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128311

10.14. Ficha técnica

Tecnología	**Ciclo combinado con turbina de gas**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	377	377	377	239	555	239	555		5
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	377	377	377	239	555	239	555		5
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	57 %	60 %	61 %	45 %	62 %	55 %	65 %		3,6
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	56 %	59 %	60 %	39 %	61 %	54 %	64 %		3
Interrupción forzada (%)	5 %	5 %	5 %	3 %	10 %	3 %	10 %		3
Interrupción planificada (semanas al año)	5	5	5	3	8	3	8		3
Vida útil técnica (años)	25	25	25	20	30	20	30		3
Tiempo de construcción (años)	2,5	2,5	2,5	2	3	2	3		3
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	1,3	1,3	1,3	1,16	1,41	1,16	1,41		8
Datos adicionales de las centrales térmicas									
Factor de planta (%), teórico	34,2 %	34,2 %	34,2 %	1,9 %	55,3 %	1,9 %	55,3 %	C	7
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	29,3 %	29,3 %	29,3 %	1,5 %	50,6 %	1,5 %	50,6 %	D	7
Configuraciones de rampa									

Rampa (% de plena carga/minuto)	20 %	20 %	20 %	10 %	30 %	10 %	30 %	G	3
Carga mínima (% de plena carga)	45 %	30 %	15 %	24 %	70 %	10 %	40 %	I	3,5,6
Tiempo de arranque tibio (horas)	2	1	1	1	3	0,5	2	E,I	1,3,6
Tiempo de arranque en frío (horas)	4	4	4	2	5	2	5	E	1,3,6
Tiempo mínimo de funcionamiento (horas)	4	4	4					K,L	11
Tiempo mínimo de inactividad (horas)	3	3	3					K,L	11
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89		10
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	0,28	0,28	0,28					J	10
NO_X (g por GJ de combustible)	89	60	20	20	89	20	89	I	3,4,10
CH_4 (g por GJ de combustible)	1,79	1,79	1,79	0,53	2,34	0,53	2,34		7
N_2O (g por GJ de combustible)	0,18	0,18	0,18	0,05	0,24	0,05	0,24		7
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_e)	1,10	1,09	1,05	0,64	1,36	0,61	1,29	A,B,M	1,2,3,4
- de la cual equipos (%)	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	A,B	1,3,4
- de la cual instalación (%)	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	A,B	1,3,4
O&M fijos (USD/MW_e/año)	32.900	32.500	31.200	24.700	41.100	23.400	39.000	A,B,H	1,3,4
O&M Variables (USD/MWh)	1,74	1,71	1,65	1,30	2,17	1,24	2,06	A,B,H	1,3,4
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	92,8	92,8	92,8	69,6	116,1	69,6	116,1	H	3,4

Notas

A Basado en datos agregados de proyectos colombianos en la base de datos de registro de la UPME (proyectos de 2018 en adelante), complementados con precios adicionales de fuentes internacionales.

B Asumiendo que el costo cae 0,2% cada año.

C Calculado con base en los parámetros: Factor de planta incl. paradas, Parada forzosa y Parada planificada.

D El factor de planta se calcula para el periodo 2017-2024 para cada central con información disponible.

E Estimación basada en datos internacionales para la capacidad de la máquina. Un promedio de los datos operacionales en Colombia [5] muestra que el tiempo de arranque en caliente es de 16,5 horas, el tiempo de arranque en caliente es de 28 horas y el tiempo de arranque en frío es de 46,5 horas. Los datos operacionales de Colombia son superiores a los internacionales debido al diseño del sistema energético colombiano.

F Esto es para paradas programadas, para paradas no programadas el tiempo oscila entre 0 y 1 hora.

G Se asume que no hay mejora para la capacidad de regulación.

H La incertidumbre (superior/inferior) se estima en +/- 25%.

I Supuesta mejora gradual hasta alcanzar la norma internacional en 2050.

J El gas natural comercializado prácticamente no contiene azufre y no produce dióxido de azufre.

K Estimación basada en datos internacionales para la capacidad de la máquina. Un promedio de los datos operacionales en Colombia [5] muestra que el tiempo mínimo de arranque es de 9,08 horas y el tiempo mínimo de parada es de 4 horas (para paradas programadas, para paradas no programadas el tiempo de parada oscila entre 0 y 1 horas). Los datos operativos de Colombia son superiores a los internacionales debido al diseño del sistema energético colombiano.

L El gas es más flexible que el carbón en cuanto al tiempo mínimo de subida/parada

M Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos actuales en funcionamiento y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial general de mejora de la tecnología.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating, 2024

[2] UPME, 2024, "Registro de Proyectos de Generación" database

[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2024, Technology Data for the Indonesian Power Sector

[4] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2023, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation

[5] XM: Data from Paratec - Projects from 2010 on (4 units for CCGT)

[6] Siemens, 2010, "Flexible future for combined cycle".

[7] Data from Sinergox - calculation provided by Emergente

[8] Ramirez-Tovar, A., Moreno-Chuquen, R., & Moreno-Quintero, R. (2022). Land-use in the Electric Colombian System: Hidden Impacts and Risks of Large-scale Renewable Projects. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2), 127–134. https://doi.org/10.32479/ijeep.11631

[9] Bilateral meetings with stakeholders

[10] Institute of Hydrology, Meteorology and Environmental Studies (IDEAM), Informe del inventario nacional de gases efecto invernadero 1990-2018 y carbono negro 2010-2018 de Colombia - Tercer Informe Bienal de Actualización de Cambio Climático de Colombia

[11] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2022, Technology Data for the Indian Power Sector

11. Turbina de Gas de Ciclo Simple (o Convencional)

11.1. Breve descripción de la tecnología

La mayoría de las centrales de turbina de gas de ciclo simple (SCGT, por sus siglas en inglés) funcionan en circuito abierto con un sistema de combustión interna. Como se muestra en la Figura 87, El aire combustible fluye a través de la superficie de control única hacia el compresor y la cámara de combustión, respectivamente, y los productos de la combustión abandonan la superficie de control tras expandirse a través de la turbina. Si los gases no intervienen en la combustión, es posible trabajar en ciclo cerrado, en cuyo caso se necesita una caldera para calentar el gas y un intercambiador para enfriarlo.

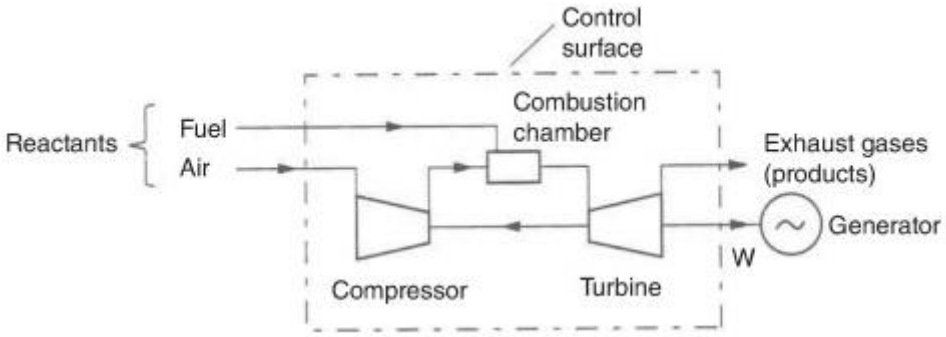


Figura 87. Diagrama de proceso de una turbina de gas de ciclo simple (SCGT) [1].

Los principales componentes de una unidad de potencia de turbina de gas de ciclo simple (o ciclo abierto) son una turbina de gas, un engranaje (cuando es necesario) y un generador. En este proceso hay varias pérdidas de energía:

- Eficiencia de la combustión: El proceso de combustión en una turbina de gas no es 100 % eficiente, lo que provoca pérdidas de energía. Parte de la energía del combustible se pierde en forma de calor en los gases de escape.
- Eficiencia de los álabes de turbina: Los álabes de las turbinas desempeñan un papel crucial a la hora de extraer energía de los gases calientes y convertirla en trabajo mecánico. Sin embargo, debido a factores como las pérdidas aerodinámicas y las limitaciones de los materiales, los álabes de las turbinas no pueden convertir toda la energía disponible de forma eficiente.
- Eficiencia del compresor: Las turbinas de gas utilizan compresores para comprimir el aire entrante antes de la combustión. La eficiencia del compresor afecta a la eficiencia global de la turbina de gas. Factores como las pérdidas de presión y las ineficiencias mecánicas pueden reducir la eficiencia del compresor.
- Refrigeración de la turbina: Las turbinas de gas funcionan a altas temperaturas y es necesario refrigerar los álabes de la turbina para evitar daños. Sin embargo, el proceso de refrigeración consume energía, lo que reduce la eficiencia global de la turbina.

En general, existen dos tipos de turbinas de gas para la generación de electricidad:

Turbinas industriales (también llamadas de gran potencia) (Figura 88)

Estos sistemas abarcan desde pequeñas unidades hasta complejos diseños a gran escala. Cuando se utilizan exclusivamente para generar electricidad, su rendimiento oscila entre el 30 % y el 40 % [13]. Como es más eficiente utilizar tanto la electricidad como el calor generado, muchas de estas turbinas se utilizan en centrales combinadas de calor y electricidad (CHP), alcanzando capacidades de hasta 500 MW. Las turbinas de gas pueden alcanzar un rendimiento de hasta el 57 % cuando la energía de los gases de escape se aprovecha en sistemas de recuperación de calor en centrales de turbinas de vapor [12]. En estas configuraciones, los gases de escape se utilizan para calentar agua o enfriar el aire de entrada, aumentando así la potencia. Otra ventaja es que pueden encenderse y apagarse en cuestión de minutos y suplir picos no programados de demanda energética.

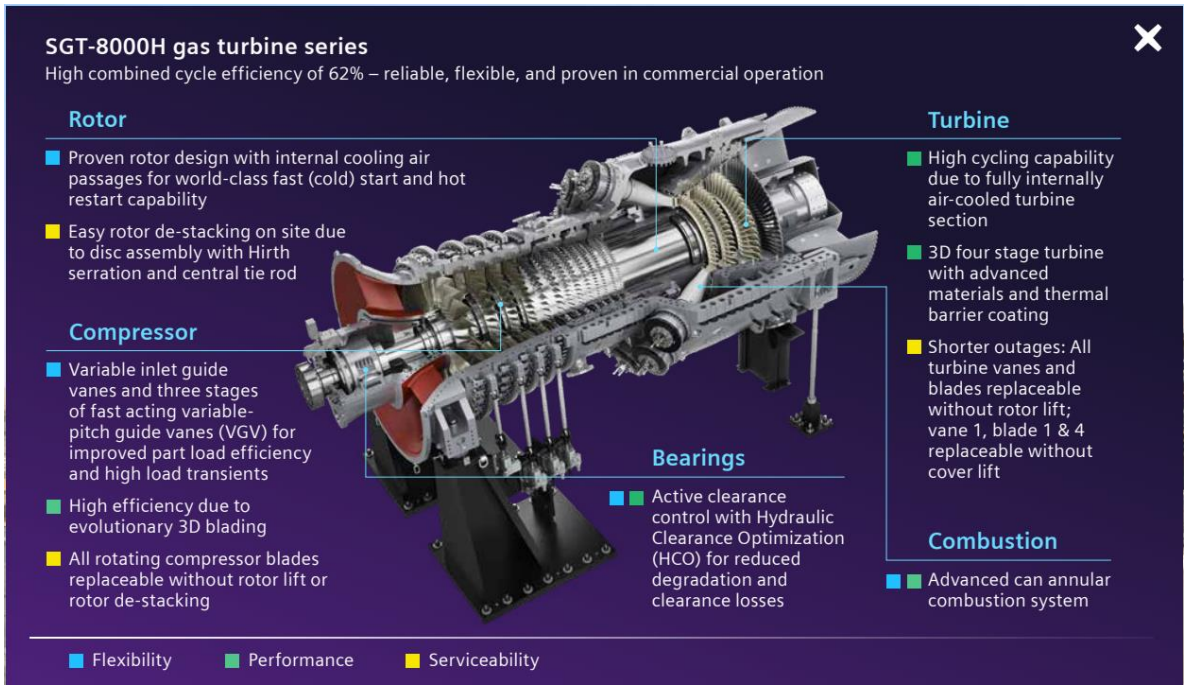


Figura 88. Ilustración con los principales componentes de las turbinas de gas industriales [2].

Turbinas aeroderivadas (Figura 89)

En comparación con las turbinas de gas industriales, las turbinas de gas aeroderivadas, en cambio, son diseños ligeros y compactos adaptados de los motores a reacción de los aviones. Se utilizan para generar empuje mediante el efecto de reacción de un chorro de gases un chorro de gases expulsado a gran velocidad. Funcionan con relaciones de compresión y rendimientos más elevados, pero su potencia es menor. Los motores aeronáuticos más importantes son los de flujo único: el flujo de aire entra por el difusor en el compresor, donde aumenta de presión. A continuación, se quema en la cámara de combustión, fluye por la turbina generando Finalmente, se acelera en la tobera para generar un chorro de gases a gran velocidad que proporciona todo el empuje del motor.

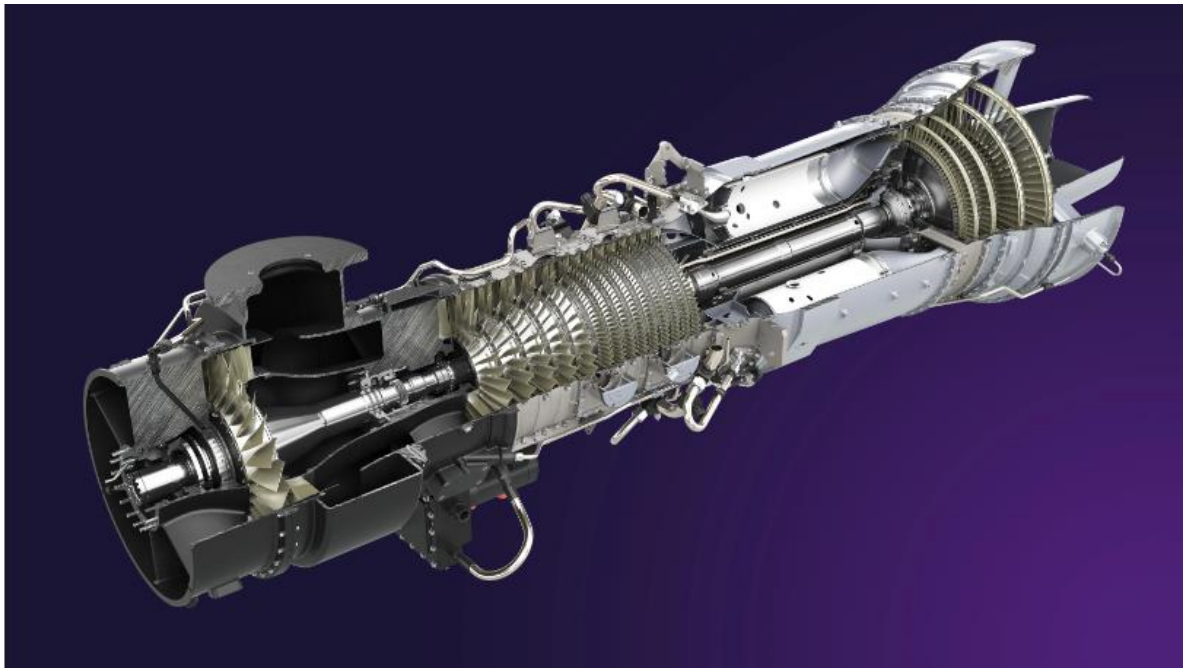


Figura 89. Turbinas de gas aeroderivadas [2].

Las turbinas de gas industriales se diferencian de las turbinas aeroderivadas en que tienen una construcción más pesada en bastidores, cojinetes y álabes. Además, suelen requerir intervalos de mantenimiento más largos que las aeroderivadas. Las turbinas aeroderivadas son conocidas por su mayor eficiencia en comparación con las turbinas industriales. El módulo más exigente de una turbina de gas aeroderivada suele poder sustituirse en un par de días, lo que garantiza una alta disponibilidad. Las turbinas de gas pueden equiparse con interenfriador de compresor, en los que el aire comprimido se enfría para reducir la potencia necesaria para la compresión. También se pueden utilizar recuperadores integrados (precalentamiento del aire de combustión) para aumentar el rendimiento mediante intercambiadores de calor aire/aire, a costa de una mayor pérdida de presión en el escape. Las centrales de turbina de gas pueden tener inyección directa de vapor en el quemador para aumentar la potencia mediante la expansión en la sección de turbina (ciclo Cheng).

Las turbinas de gas pequeñas, en concreto las de menos de 100 kW conocidas como microturbinas, suelen precalentar el aire de combustión utilizando el calor del escape de la turbina de gas (recuperador integrado) para conseguir un rendimiento eléctrico razonable, normalmente entre el 25-30 %.

Motores de Gas

Además de las turbinas, también existen alternativas para generar energía utilizando gas mediante motores de combustión interna (véase Figura 90). Estos motores funcionan quemando una mezcla de aire y combustible, lo que provoca la rápida expansión de gases a alta presión. Esta expansión empuja el pistón hacia abajo del cilindro durante la carrera de potencia, transfiriendo energía rotacional al cigüeñal. A diferencia de las turbinas de gas, en las que la combustión es continua, en estos motores la combustión sólo se produce de forma intermitente durante la carrera de potencia. Cuando el pistón vuelve a subir por el cilindro durante la carrera de escape, los gases de escape se expulsan a través de una válvula de escape. Varios cilindros

están conectados al cigüeñal, y algunos pistones impulsan el cigüeñal durante su carrera de potencia, mientras que otros vuelven a la parte superior durante su recorrido de escape.



Figura 90. Motores de gas para generación de electricidad [3].

11.2. Entrada

Los combustibles típicos son el gas natural y el petróleo ligero. Algunas turbinas de gas pueden alimentarse con otros combustibles, como GLP, biogás, etc., y algunas turbinas de gas están disponibles en versiones de doble combustible (gas/petróleo).

Las turbinas de gas necesitan una presión de entrada del combustible (gas) de 20-60 bares, en función de la relación de compresión de la turbina de gas, es decir, de la presión de entrada en la cámara de combustión. Normalmente, las turbinas de gas de tipo aeronáutico necesitan una presión del combustible (gas) más alta que las de tipo industrial.

11.3. Salida

Electricidad y calor.

11.4. Capacidades típicas

Las turbinas de gas de ciclo simple están disponibles en el rango de 30 kW_e a 450 MW_e [4]. Los avances en la tecnología han mejorado la eficiencia y el desempeño ambiental, y el desarrollo típico se centra en temperaturas de encendido más altas, materiales avanzados y una mejor aerodinámica de las turbinas.

11.5. Espacio requerido

En 2015, Estados Unidos albergaba 1.740 centrales eléctricas de gas natural. Según la *Natural Gas Supply Association* (Asociación de Proveedores de Gas Natural), una central de gas natural media requiere entre 8 y 16 hectáreas de terreno. Tomando como referencia un valor medio de 12 hectáreas, estas centrales ocuparon colectivamente unas 21.088 hectáreas de terreno en 2015, lo que equivale a unas 0,14 hectáreas por megavatio producido [5].

Esto corresponde a los datos colombianos de la Tabla 11-1, donde las necesidades de espacio para los proyectos de ciclo simple oscilan entre 0,1 y 0,3 hectáreas por MW [6].

Tabla 11-1. Uso del suelo en centrales eléctricas de gas de ciclo simple en Colombia [6].

Central	Ha/MW
Flores 1	0,2
Proelectrica 1, 2	0,1
Merilectrica 1	0,1
TEBSA 3 y 4	0,3
Termoyopal	0,3

11.6. Consumo de agua

Las turbinas de gas de ciclo simple (SCGTs) no necesitan agua para su funcionamiento básico porque utilizan una sola fase de generación de energía, convirtiendo directamente la combustión del combustible en electricidad. En las SCGT, el aire se comprime, se mezcla con el combustible y se enciende, y los gases a alta temperatura resultantes accionan una turbina conectada a un generador eléctrico. Este proceso no implica un ciclo de vapor secundario, que requeriría agua para producir vapor. El consumo de agua se destina sobre todo a los sistemas y procesos relacionados con el agua, esenciales para el funcionamiento interno de la central, pero que no intervienen directamente en la generación de electricidad para la red. En Estados Unidos, se estima en 0,08 l/kWh [7]. En el caso de las centrales de turbina de vapor, los factores de consumo de agua (WCF, por sus siglas en inglés) son de aproximadamente 0,52 galones por kilovatio-hora (gal/kWh) cuando se utiliza un estanque para la refrigeración y de unos 0,6 gal/kWh cuando se utiliza una torre de refrigeración.

11.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

Una turbina de gas de ciclo simple puede arrancar y pararse en cuestión de minutos, lo que la hace idónea para suministrar energía durante los picos de demanda. Aunque su eficiencia energética es menor que la de las centrales de ciclo combinado, suelen utilizarse como centrales eléctricas de pico o de reserva, que funcionan desde varias horas al día hasta unas decenas de horas al año.

Los proyectos más avanzados de Colombia utilizan varios motores de gas más pequeños en lugar de una sola turbina grande para aumentar la flexibilidad operativa. Este enfoque ofrece varias ventajas [3]:

- Ajuste de la Carga: Con varios motores, los operarios de la central pueden encender o apagar unidades individuales en función de la demanda, lo que permite un control más preciso de la producción de energía. Esto hace que la planta se adapte mejor a las fluctuaciones de la demanda de energía, lo que es especialmente importante cuando se integran fuentes renovables como la eólica y la solar, que tienen una generación variable.
- Eficiencia a Cargas Parciales: Hacer funcionar una sola turbina grande a carga parcial puede resultar ineficiente. En cambio, una planta con varios motores más pequeños puede optimizar el rendimiento haciendo funcionar sólo el número necesario de unidades, manteniendo una mayor eficiencia incluso con cargas más bajas.

- Reducción del Tiempo de Inactividad: Cuando es necesario realizar tareas de mantenimiento, sólo hay que desconectar uno o unos pocos motores, mientras que el resto del sistema sigue funcionando. Esto reduce el tiempo de inactividad y mejora la fiabilidad general.
- Respuesta más Rápida: Los motores más pequeños suelen tener tiempos de arranque más rápidos que las grandes turbinas. Esto permite a las centrales eléctricas de gas aumentar la producción más rápidamente, mejorando su capacidad para responder a cambios repentinos en la demanda de electricidad o para respaldar fuentes de energía renovables intermitentes.

11.8. Ventajas/desventajas

11.8.1. Ventajas

- Las centrales de gas de ciclo simple tienen un tiempo de arranque y parada corto, si es necesario. Para un funcionamiento normal, un arranque en caliente dura unos 10-15 minutos [8, 9]. Los plazos de construcción de las centrales de ciclo simple basadas en turbinas de gas son más cortos que los de las centrales de turbinas de vapor [9].
- Las plantas de gas de ciclo simple tienen aplicaciones en contextos específicos, como la generación de energía para picos de demanda, áreas con influencia limitada y proyectos de pequeña y mediana escala por debajo de 5 MW.
- Las centrales de gas simples necesitan menos espacio que las centrales de carbón o nucleares, lo que facilita su instalación en zonas con escasa disponibilidad de suelo. Además, pueden situarse más cerca de los centros urbanos o industriales, donde la demanda de electricidad es mayor, lo que reduce las pérdidas de transporte y mejora la eficiencia energética.

11.8.2. Desventajas

- Costo Inicial Elevado: La inversión inicial para la construcción de una central eléctrica de turbina de gas es elevada debido a la complejidad de la tecnología.
- Dependencia del precio del combustible: La turbina de gas depende del precio y la disponibilidad de combustibles como el gas natural. En caso de fluctuaciones del precio del combustible, la rentabilidad de la central puede verse afectada.
- Limitaciones en la generación de electricidad: La turbina de gas tiene limitaciones en cuanto a la generación de electricidad en comparación con otras tecnologías como la hidroeléctrica o la nuclear.
- Menor eficiencia térmica en comparación con las plantas de gas de ciclo combinado, lo que hace que los costos operativos sean más altos en relación con la energía generada en las plantas de gas de ciclo simple.
- Una desventaja significativa de las turbinas de gas en términos de emisiones es su producción de dióxido de carbono (CO_2) y otros gases de efecto invernadero. Aunque las turbinas de gas son más eficientes y producen menos emisiones que las centrales de carbón, siguen dependiendo de la combustión de gas natural. Además, las turbinas de gas pueden emitir óxidos de nitrógeno (NO_x), que son contaminantes nocivos que contribuyen a la formación de smog y a problemas respiratorios.

11.9. Medio ambiente

Las turbinas de gas funcionan con combustión continua y sus cámaras de combustión tienen paredes no refrigeradas, lo que favorece una combustión muy completa del combustible y ayuda a mantener bajos niveles de emisiones (con excepción de las emisiones de NO_x). Los avances en el diseño de las cámaras de combustión han reducido considerablemente las emisiones de NO_x, lo que hace que las turbinas de gas modernas sean más limpias y eficientes. Para reducir aún más las emisiones, especialmente de NO_x, pueden utilizarse sistemas de postratamiento de gases de combustión como los catalizadores de Reducción Catalítica Selectiva (SCR, por sus siglas en inglés). Estos sistemas tratan los gases de escape después de la combustión, garantizando que los niveles de emisión se mantengan lo más bajos posible.

11.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

También se ha conseguido aumentar la eficiencia de las configuraciones de turbina de gas de ciclo simple mediante el Inter enfriamiento y los recuperadores. Se espera que la investigación en humidificación (inyección de agua) de los procesos de aire de admisión (HAT) conduzca a un aumento de la eficiencia debido a un mayor flujo de masa a través de la turbina.

Además, se está desarrollando continuamente una combustión menos contaminante. Se presupone una tecnología de combustión de bajo NO_x. La inyección de agua o vapor en la sección del quemador puede reducir la emisión de NO_x, pero también el rendimiento total y, por tanto, posiblemente la viabilidad financiera. Se tiende más a la combustión seca de bajo NO_x, lo que aumenta el costo específico de la turbina de gas [10].

11.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Uno de los proyectos más recientes de ciclo simple de gas en Colombia es El Tesorito, inaugurado por Celsia en 2022 [11]. El proyecto de la central de generación El Tesorito tenía una capacidad de 200 MW y supuso una inversión de 190 millones de dólares. Esta central de gas utiliza 11 motores de combustión interna de última generación, más eficientes que otras tecnologías, que garantizan un rápido tiempo de arranque operativo, incluso en cuestión de minutos. La Subestación Sahagún (500kV) sirve de punto de conexión con El Tesorito, desde donde se transmite la energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y luego se distribuye a los hogares colombianos [11].



Figura 91. Central El Tesorito, Sahagún, Colombia [11].

11.12. Predicción de desempeño y costo

La tecnología de turbinas de gas es una tecnología comercial bien probada, con numerosas instalaciones generadoras de energía en todo el mundo. Los nuevos materiales, los nuevos tratamientos superficiales o los métodos de producción mejorados pueden aumentar el rendimiento eléctrico, mejorar la vida útil y reducir las necesidades de mantenimiento.

Los avances se centran ahora también en una mayor aceptación de la calidad del gas durante el funcionamiento y en la mejora del rendimiento dinámico.

La eficiencia de la turbina de ciclo simple puede aumentar si se incrementan las temperaturas de entrada a la sección de turbina. Por ello, se están desarrollando materiales cerámicos capaces de soportar altas temperaturas en las partes calientes de la turbina de gas.

Colombia cuenta con abundantes recursos de gas natural en la región del Caribe y en los últimos años se han desarrollado centrales eléctricas de gas en boca de pozo. Al generar energía directamente en la boca del pozo, donde se extrae el gas natural, las empresas energéticas pueden aprovechar el combustible de forma más eficiente. Esta proximidad reduce los gastos logísticos y las pérdidas en el transporte del gas a centrales eléctricas o instalaciones de procesamiento distantes *[14].* El ahorro en transporte y la mejora de la eficiencia no sólo reducen los costos operativos, sino que también pueden dar lugar a precios de la electricidad más competitivos.

En la Tabla 11-2 se presenta una comparación de los costos de inversión para proyectos de energía, expresados en millones de dólares por megavatio ($MUSD_{2024}$/MW), según diferentes fuentes de datos y regiones.

Tabla 11-2. Comparación de costos de inversión para plantas a gas de ciclo simple en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	0,97	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	1,26	2024
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	0,74	2023
Catálogo Tecnológico de Dinamarca (2021)	0,88	2017
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	0,45	2021
NREL ATB (2023)	1,17	2023

11.13. Referencias

[1] Soares, C. (2015). Gas turbine configurations and heat cycles. In *Gas turbines* (2nd ed., pp. 93-171). Butterworth-Heinemann. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-410461-7.00003-X

[2] Siemens Energy. (n.d.). *Gas turbine portfolio*. Retrieved from https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/gas-turbines.html

[3] Wärtsilä. (n.d.). *Combustion engine vs. aeroderivative gas turbine – Introduction*. Retrieved from https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technology-comparison-engines-vs-aeros/introduction

[4] Major Gas Turbine Suppliers. (2015). Product information available on the web. [Online].

[5] Strata. (2017). *The footprint of energy: Land use of U.S. electricity production*.

[6] Ramirez-Tovar, A., Moreno-Chuquen, R., & Moreno-Quintero, R. (2022). Land-use in the electric Colombian system: Hidden impacts and risks of large-scale renewable projects. *International Journal of Energy Economics and Policy, 12*(2), 127–134. https://doi.org/10.32479/ijeep.11631

[7] Maulbetsch, J. S., & DiFilippo, M. N. (2006). *Cost and value of water use at combined-cycle power plants*. California Energy Commission, PIER Energy-Related Environmental Research, 2006. CEC-500-2006-034.

[8] Danish Gas Technology Centre. (2013). *Analysis on gas engine and gas turbine dynamics*.

[9] Wärtsilä. (2014). *Technical journal in detail 02-2014*.

[10] Cogeneration and On-site Power Production, Ltd. (n.d.). *Penwell International*.

[11] Celsia. (2022). *El Tesorito en operación y a toda máquina*. Retrieved from https://reporteintegrado2022.celsia.com/informes/hechos-relevantes-tesorito-en-operacion-a-toda-maquina.pdf

[12] U.S. Energy Information Administration. (2024, October 3). U.S. natural gas combined-cycle plant capacity and utilization continue to grow. *Today in Energy*. Retrieved from https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=60984

[13] National Energy Technology Laboratory. (2011). *Gas turbine handbook: Principles and practices* (4th ed.). U.S. Department of Energy. Retrieved from https://netl.doe.gov/sites/default/files/gas-turbine-handbook/1-1.pdf

[14] Vericor Power Systems. (2015, September 1). The use of well head gas as a fuel for fracing and power generation. *Vericor Power Systems*. Retrieved November 5, 2024, from https://www.vericor.com/the-use-of-well-head-gas-as-a-fuel-for-fracing-and-power-generation/

11.14. Ficha técnica

Tecnología	**Turbina de gas de ciclo simple (o convencional)**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	65,5	65,5	65,5	8	200	8	200		6
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	131	131	131	50	200	50	200		6
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	34%	36%	40%	27%	37%	36%	43%	J	3,8
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	33%	35%	39%	23%	38%	35%	42%	J	3
Interrupción forzada (%)	2%	2%	2%	1%	3%	1%	3%	K	1,3
Interrupción planificada (semanas al año)	3	3	3	1,5	5	1,5	5	K	1,3
Vida útil técnica (años)	25	25	25	20	30	20	30	I	3
Tiempo de construcción (años)	1,5	1,5	1,5	1,1	1,9	1,1	1,9	F	1, 3
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	2,01	2,01	2,01	1,13	3,5	1,13	3,5		7
Datos adicionales de las centrales térmicas									
Factor de planta (%), teórico	57,0%	57,0%	57,0%	6,6%	100%	6,6%	100%	H	5
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	52,7%	52,7%	52,7%	5,8%	96,2%	5,8%	96,2%	C	5
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	20%	20%	20%	10%	30%	10%	30%	G	1,3,9
Carga mínima (% de plena carga)	55%	30%	15%	24%	78%	10%	40%	L	3,4,6
Tiempo de arranque tibio (horas)	0,23	0,2	0,2	0,1	0,5	0,1	0,4	D	1,3,4
Tiempo de arranque en frío (horas)	0,5	0,5	0,5	0,4	1	0,4	1	D	1,3,4
Tiempo mínimo de funcionamiento (horas)	4	4	4					E,N	11
Tiempo mínimo de inactividad (horas)	3	3	3					E,N	11
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89		10
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	0,28	0,28	0,28					M	10
NO_X (g por GJ de combustible)	89	60	20	20	89	20	89	L	3,4,10
CH_4 (g por GJ de combustible)	2,35	2,35	2,35	0,00	4,76	0,00	4,76		5
N_2O (g por GJ de combustible)	0,25	0,25	0,25	0,00	0,47	0,00	0,47		5
Datos financieros									
Inversión nominal ($MUSD/MW_e$)	0,97	0,96	0,92	0,71	1,54	0,67	1,46	A,B,O	1,2,3,4
- de la cual equipos (%)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	A,B	1,2,3,4
- de la cual instalación (%)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	A,B	1,2,3,4
O&M fijos (USD/MW_e/año)	29.400	29.000	27.900	22.100	36.800	20.900	34.900	A,B,F	1,3,4,8

O&M Variables (USD/MWh)	5,52	5,45	5,24	4,14	6,90	3,93	6,55	A,B,F	1,3,4,8
Start-up costs (USD/MW_e/start-up)	29,2	29,2	29,2	21,9	36,5	21,9	36,5	F	3,4

Notas

A Basado en datos agregados de proyectos colombianos en la base de datos de registro de la UPME, complementados con otras fuentes internacionales precios de fuentes internacionales

B Asumiendo que el costo cae 0,2% cada año

C El factor de planta se calcula entre 2017 y 2024 para cada planta con información disponible.

D Estimación basada en datos internacionales para la capacidad de la máquina. Un promedio de los datos operacionales en Colombia [6] muestra que el tiempo de arranque en caliente es de 5,35 horas, el tiempo de arranque en caliente es de 11,25 horas y el tiempo de arranque en frío es de 17 horas. Los datos operativos de Colombia son superiores a los internacionales debido al diseño del sistema energético colombiano.

E El gas es más flexible que el carbón en cuanto al tiempo mínimo de subida/bajada

F La incertidumbre (superior/inferior) se estima en +/- 25%.

G Se supone que no hay mejora de la capacidad de regulación.

H Calculado a partir de los parámetros: Factor de planta incl. cortes, Corte forzado y Corte planificado.

I Se asume la misma incertidumbre que para las CCGT.

J Se asume el mismo porcentaje de incertidumbre que para las CCGT.

K La incertidumbre más baja para 2030 y 2050 se calcula a partir de la información disponible sobre el factor de planta, incluidas las interrupciones.

L Se supone una mejora gradual hasta alcanzar la norma internacional en 2050.

M El gas natural comercializado prácticamente no contiene azufre y no produce dióxido de azufre.

N Estimación basada en datos internacionales para la capacidad de la máquina. Un promedio de los datos operativos en Colombia [6] muestra que el tiempo mínimo de arranque es de 4,65 horas y el tiempo mínimo de parada es de 1,34 horas (para paradas programadas, para paradas no programadas el tiempo de parada oscila entre 0 y 2 horas).

O Las incertidumbres de costos a corto plazo indican la dispersión de los proyectos actuales en explotación y en desarrollo conocidos por los autores. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial general de mejora de la tecnología.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating, 2024

[2] UPME, 2024, “Registro de Proyectos de Generación” database

[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2024, Technology Data for the Indonesian Power Sector

[4] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2023, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation

[5] Data from Sinergox - calculation provided by Emergente

[6] Data from Paratec - Projects from 2010 on (8 units for SCGT)

[7] Ramirez-Tovar, A., Moreno-Chuquen, R., & Moreno-Quintero, R. (2022). Land-use in the Electric Colombian System: Hidden Impacts and Risks of Large-scale Renewable Projects. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(2), 127–134. https://doi.org/10.32479/ijeep.11631

[8] Bilateral meetings with stakeholders

[9] Vuorinen, A., 2008, "Planning of Optimal Power Systems".

[10] Institute of Hydrology, Meteorology and Environmental Studies (IDEAM), Informe del inventario nacional de gases efecto invernadero 1990-2018 y carbono negro 2010-2018 de Colombia - Tercer Informe Bienal de Actualización de Cambio Climático de Colombia

[11] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, 2022, Technology Data for the Indian Power Sector

12. Central de Conversión de Residuos en Energía

12.1. Breve descripción de la tecnología

Los residuos sólidos urbanos (MSW, por sus siglas en inglés) son un tipo de residuo formado por objetos cotidianos que son desechados por los ciudadanos. La composición de los MSW varía mucho de un municipio a otro y cambia significativamente con el tiempo. La industria de los MSW tiene cuatro componentes: reciclaje, compostaje, eliminación y conversión de residuos en energía. Los MSW pueden utilizarse para generar energía, se han desarrollado varias tecnologías que hacen que el tratamiento de los MSW para la generación de energía sea más limpio y económicamente viable que nunca, como la captura de gases de vertedero, la combustión, el pirólisis, la gasificación y la gasificación por arco de plasma [1]. Mientras que las antiguas centrales de incineración de residuos emitían muchos contaminantes, las nuevas tecnologías han reducido significativamente esta preocupación. Este capítulo se centra en las centrales de incineración y las centrales de gas de vertedero.

12.1.1. Centrales de incineración

Los principales componentes de las centrales de incineración a partir de residuos (WtE, por sus siglas en inglés) son una zona de recepción de residuos, un sistema de alimentación, un horno de parrilla interconectado con una caldera de vapor, una turbina de vapor, un generador, un amplio sistema de depuración de los gases de combustión y un sistemas de tratamiento de los residuos de la combustión y de los gases de combustión (Véase la Figura 92).

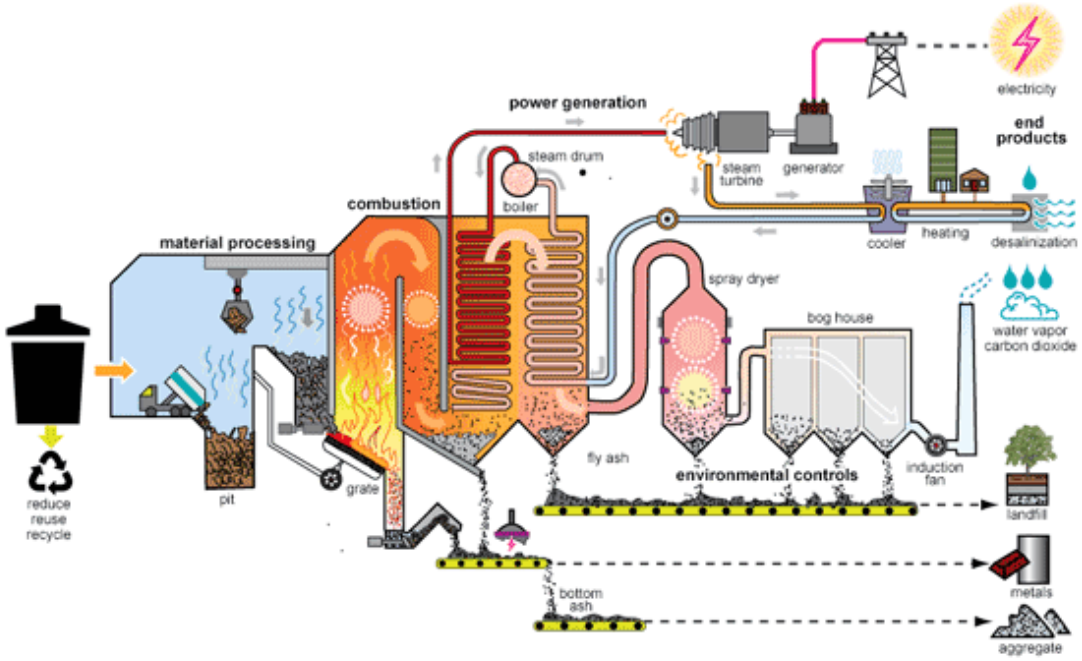


Figura 92. Central WtE (de Residuos a Energía) típica [2].

El método de utilización de la incineración para convertir los residuos sólidos urbanos en WtE es un método relativamente antiguo de producción de WtE. Los residuos llegan en camiones y normalmente se incineran en el estado y las condiciones en que llegaron. Sólo se trituran los artículos voluminosos antes de ser introducidos en el depósito de residuos. Por lo general, la

incineración consiste en quemar residuos (MSW residuales, comerciales, industriales y derivados de residuos) para hervir agua, que alimenta generadores de vapor que producen energía eléctrica y calor para su uso en hogares, comercios, instituciones e industrias. Uno de los problemas asociados a la incineración de MSW para producir energía eléctrica es la posibilidad de que los gases de combustión de la caldera liberen contaminantes a la atmósfera.

Estos contaminantes pueden ser ácidos ,en los años 80 se informó de que causaban daños medioambientales al convertir la lluvia en lluvia ácida. Desde entonces, la industria ha eliminado este problema utilizando depuradores de cal y precipitadores electrostáticos en las chimeneas. Al hacer pasar el humo por los depuradores básicos de cal, se neutralizan los ácidos que pudiera haber en el humo, lo que impide que el ácido llegue a la atmósfera y genere daños ambientales. Muchos otros dispositivos, como filtros textiles, reactores y catalizadores, destruyen o capturan otros contaminantes.

El potencial de utilización de los residuos en las plantas WtE está influenciado por la densidad de los residuos, su contenido de humedad y cenizas, su poder calorífico y la distribución del tamaño de las partículas. La materia prima de la tecnología WtE térmica depende de su contenido químico (carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y fósforo) y de su contenido volátil.

Tabla 12-1. Poder calorífico medio de los componentes de los MSW [3].

Componente	Valor Calorífico (GJ/ton)
Residuos de Alimentos	4,7
Papel	16,8
Cartón	16,3
Plástico	32,6
Textiles	17,5
Caucho	23,3
Cuero	1,7
Recortes de jardín	6,5
Madera	18,6
Vidrio	0,1
Metales	0,7

Las eficiencias eléctricas típicas de las plantas WtE que utilizan tecnologías de combustión varían entre el 14 % y el 28 % [3]. Para evitar perder la energía restante, ésta puede utilizarse, por ejemplo, para calefacción urbana (cogeneración), donde exista demanda. Las eficiencias totales de las incineradoras de cogeneración suelen ser superiores al 80 % (tomando el menor valor calorífico de los residuos) [3].

12.1.2. Centrales de gas de relleno sanitario (LFG, por sus siglas en inglés)

El gas obtenido a partir de los rellenos sanitarios se genera por la descomposición de los residuos orgánicos, como restos de comida, podas, papel y madera, que se depositan en vertederos, y

empiezan a descomponerse con el tiempo. Esta descomposición se produce por la acción de microorganismos que descomponen la materia orgánica. En un relleno sanitario, el proceso de descomposición suele tener lugar en un entorno anaeróbico (con poco oxígeno). Esto se debe a que los residuos orgánicos están enterrados bajo capas de tierra y otros materiales, lo que limita la cantidad de oxígeno disponible. A medida que los microorganismos descomponen anaeróbicamente los residuos orgánicos, producen gases como subproductos. Los principales componentes de este gas son el metano (CH_4) y el dióxido de carbono (CO_2), pero también puede contener trazas de otros gases como el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y compuestos orgánicos volátiles (COV, por sus siglas en inglés) [4].

La Figura 93 muestra la composición del gas de relleno sanitario a lo largo del tiempo en cuatro fases [4]:

1. **Fase I (Aeróbico)**: El oxígeno es alto al principio, pero disminuye rápidamente. El CO_2 aumenta a medida que las bacterias aeróbicas descomponen los residuos.
2. **Fase II (Anaeróbico, no metanogénico)**: El oxígeno se agota. El CO_2 alcanza su máximo, mientras que el CH_4 comienza a formarse lentamente.
3. **Fase III (Anaeróbico, Metanogénico Inestable)**: La producción de CH_4 aumenta significativamente, alcanzando el 45-50 %, mientras que el dióxido de carbono se estabiliza en torno al 50-55 %.
4. **Fase IV (Anaeróbico, Metanogénico Estable)**: Los niveles de CH_4 y CO_2 se estabilizan, mientras que los de nitrógeno se mantienen bajos. Esta fase puede durar de 10 a 30 años.

La tendencia general muestra una transición de condiciones aeróbicas a anaeróbicas estables, con metano como subproducto clave.

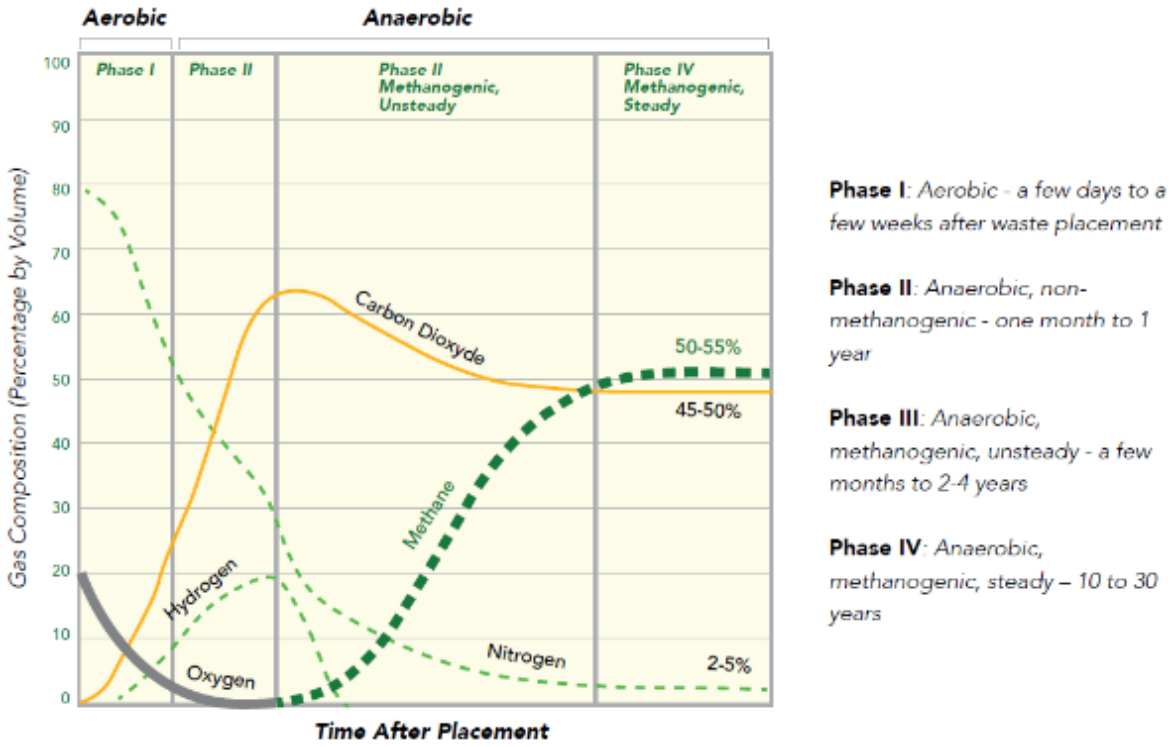


Figura 93. Generación de Gas de Relleno Sanitario (LFG) y cambios a lo largo del tiempo [4].

Los rellenos sanitarios pueden equiparse con sistemas de captura de gas para capturar el metano y otros gases producidos. Lo anterior es importante por varias razones: el metano es un potente gas de efecto invernadero, y capturarlo puede evitar su liberación a la atmósfera. Además, el metano captado puede utilizarse como fuente de energía renovable para generar electricidad o calefacción. Una vez capturado, el gas de los rellenos sanitarios se quema para reducir su impacto ambiental o se procesa para recuperar el metano y utilizarlo como energía. La gestión y el tratamiento adecuados de estos gases es crucial para minimizar su impacto sobre la calidad del aire y el cambio climático. La Figura 94 muestra un esquema de conversión de gas de relleno sanitario en energía. Mediante motores , este gas puede utilizarse como combustible para producir electricidad. Según la información recibida de los grupos de interés colombianos, el volumen de producción de gas de vertedero en el país puede oscilar entre 80 y 100 m^3 de gas por tonelada de residuos.

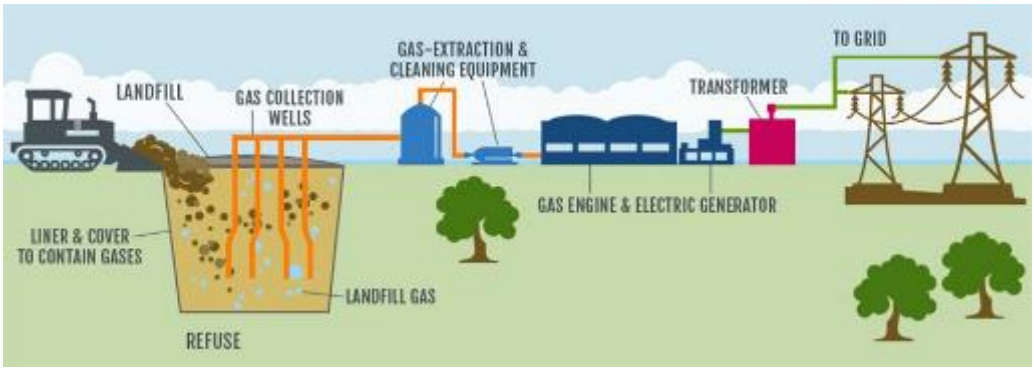


Figura 94. Programa de conversión de gas de relleno sanitario en energía [5].

No todos los residuos son apropiados para los mismos tratamientos de WtE. La Tabla 12-2 resume la idoneidad de cada tecnología para diferentes tipos de residuos de origen municipal, agrícola e industrial. También se indican los resultados básicos de cada tecnología en términos de electricidad, calor, biogás, digestato, gas de síntesis y otros sólidos comerciales.

Tabla 12-2. Resumen de la idoneidad de las tecnologías WtE por flujo de residuos y producción potencial [4].

	Digestión anaeróbica	Recuperación de gas de relleno sanitario	Incineración	Gasificación	Pirólisis
Residuos de alimentos	◍	◍	◍	◍	◍
Residuos de jardines y parques	◍	◍	◍	●	●
Residuos secos recuperables	◍	◍	◍	◍	◍
Combustible derivado de residuos	◍	◍	◍	◍	◍
Inerte	◍	◍	◍	◍	◍
Peligrosos	◍	◍	◍	◍	◍
Combustible Sólido Recuperado	◍	◍	◍	◍	◍
Biomasa	◍	◍	◍	◍	◍
Residuos animales	◍	◍	◍	◍	◍
Residuos secos recuperables	◍	◍	◍	◍	◍
Peligrosos	◍	◍	◍	◍	◍
Resultados					
Electricidad	X	X	X	X	X
Calor	X	X	X	X	
Biogás	X	X			
Digestato	X				
Gas de síntesis				X	X
Otros sólidos comerciales					X

◍ Directamente Idóneo ◍ Es probable que requiera tratamiento previo ● No idóneo

12.1.3. Características de los Residuos en Colombia

No existen cifras consolidadas para el potencial de WtE en Colombia. El Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) fue desarrollado en 2011 [6] donde se calculó que el potencial energético de la biomasa municipal es de 25,3 GWh/año. Este atlas consolida mapas de disponibilidad de biomasa residual

y su potencial energético a partir del mercado de residuos de plazas de mercado y poda de áreas verdes en 12 cabeceras municipales, incluyendo en ocasiones municipios metropolitanos asociados. Sin embargo, es probable que esta estimación subestime el verdadero potencial energético de la WtE porque el estudio sólo tuvo en cuenta el 1,38% del total de residuos generados en todo el país [7].

Esta subestimación es confirmada por el hallazgo de un estudio realizado en 2020 en tres ciudades capitales -Bogotá D.C., Cartagena y Manizales- que representan condiciones y características variadas de los MSW [8]. Los datos sobre volúmenes de producción de MSW fueron recolectados a partir de reportes suministrados por las empresas prestadoras de servicios públicos de aseo, mientras que el poder calorífico inferior fue estimado utilizando un modelo predictivo referenciado en la literatura. Los resultados indican que el desarrollo de estas tecnologías en las tres ciudades mencionadas podrían generar 2.309 GWh al año, lo que corresponde aproximadamente al 3,3% de la demanda de electricidad de Colombia.

Composición

En términos de composición de los residuos sólidos urbanos en Colombia, y representados en la Tabla 12-3, la mayor porción está representada por los residuos orgánicos, que son más del 50 % de la composición de las mayores ciudades colombianas. Le siguen el papel, el plástico, los textiles, el vidrio, la madera, el metal y otros materiales [9].

Tabla 12-3. Composición (%) de los residuos de algunas ciudades de Colombia [9].

Fracción (%)	Bogotá	Medellín	Cali	Barranquilla	Cartagena	Bucaramanga	Sincelejo
Orgánico	51,3	55,4	52,6	52,6	52,5	33,3	61,5
Papel	13,7	5,5	4,8	9,0	10,3	9,4	6,0
Textil	4,5	4,2	0,0	7,3	3,4	4,5	4,2
Madera	1,6	0,7	0,0	4,8	1,1	3,5	0,0
Vidrio	3,7	3,7	2,3	3,0	5,0	3,4	0,8
Plástico	16,9	8,6	10,1	11,8	14,7	8,8	19,8
Metal	1,1	1,4	0,8	0,9	1,8	2,4	0,5
Otros	7,2	20,6	29,3	10,5	11,2	35,0	7,1
DMSW	71,1	65,8	57,4	73,8	67,3	50,7	71,7

a. La fracción de papel incluye cartón.
b. DMSW es la suma de las fracciones orgánica, papel y cartón, textil y madera de los MSW.

12.1.4. Flujo de residuos municipales

En la Figura 95 se muestra el flujo de residuos sólidos urbanos en Colombia: La mayor parte son residuos orgánicos, seguidos de papel, plástico, textil, vidrio, madera, metal y otros materiales. En cuanto a la disposición, el 77 % de los residuos se dirige al relleno sanitario. El reciclaje (14 %) y el compostaje (8 %) también son métodos importantes de disposición, mientras que cantidades menores se destinan a la incineración y a vertederos a cielo abierto [9].

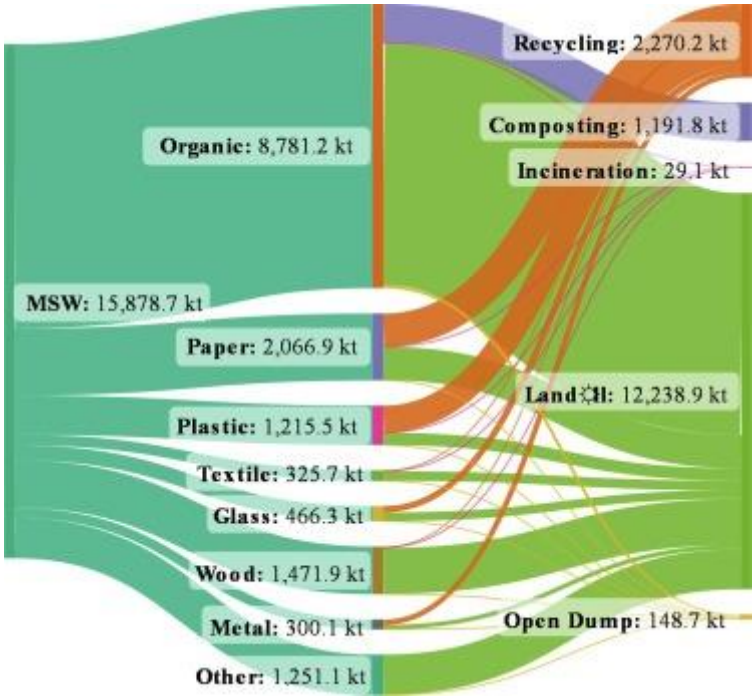


Figura 95. Diagrama de Sankey de creación y eliminación de residuos sólidos urbanos en Colombia [9].

En 2022, a través del servicio público de aseo se realizó la disposición de aproximadamente 11.938.709 toneladas de residuos sólidos en todo el territorio nacional, lo que representó un incremento de 0,26 % respecto a 2021 (Véase la Figura 96). Del total de residuos dispuestos diariamente, el 43,78 % correspondió a las ocho ciudades más pobladas del país: Bogotá D.C., Medellín, Cali, Barranquilla, Cartagena, Cúcuta, Soacha y Soledad [10].

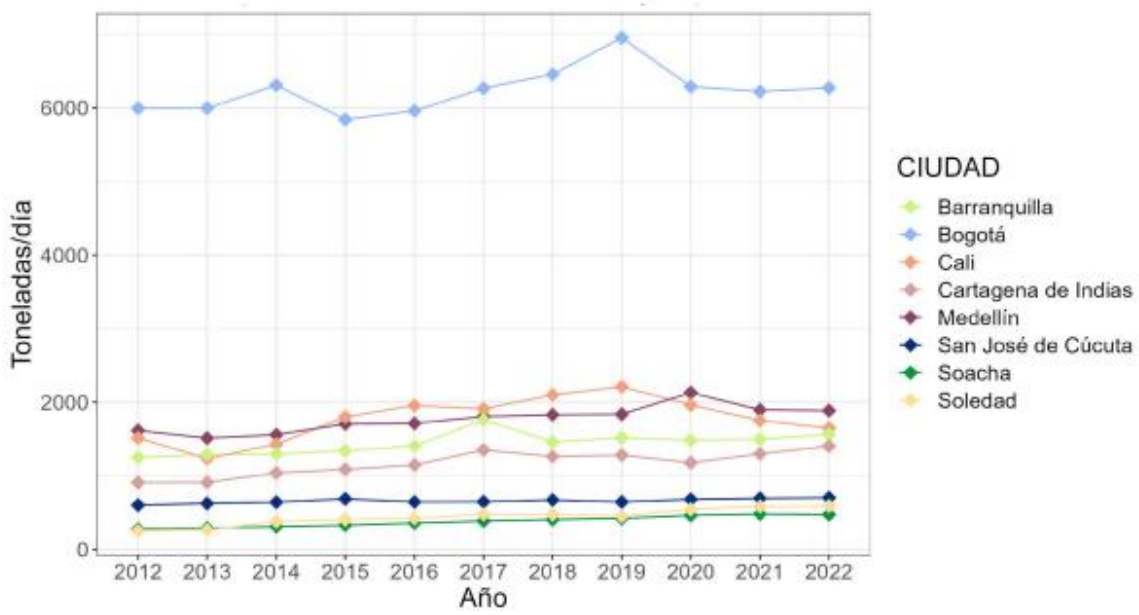


Figura 96. Toneladas de residuos de los 8 municipios más poblados de Colombia.

Como se observa en la Tabla 12-4 Bogotá D.C., Antioquia, Valle del Cauca, Atlántico, Bolívar y Cundinamarca son los departamentos con mayor cantidad de residuos. Además, son los departamentos con mayor población y actividad económica, según informes y cifras del DANE [10].

Tabla 12-4. Disposición final a nivel de departamento [10].

DEPARTAMENTO	PROMEDIO TONELADA/DÍA 2021	PROMEDIO TONELADA/DÍA 2022
BOGOTÁ, D.C.	6 221,42	6 270,48
ANTIOQUIA	4 236,12	4 194,92
VALLE DEL CAUCA	3 501,93	3 374,75
ATLÁNTICO	2 669,14	2 715,81
BOLÍVAR	1 921,34	2 026,30
CUNDINAMARCA	2 004,15	2 010,02
MAGDALENA	972,22	1 527,18
SANTANDER	1 637,65	1 448,42
NORTE DE SANTANDER	1 095,45	1 094,74
CÓRDOBA	966,45	1 011,25
TOLIMA	866,54	919,28
CESAR	885,18	861,04
RISARALDA	796,35	815,60
CALDAS	666,41	719,28
NARIÑO	693,50	663,20
META	679,47	645,83
BOYACÁ	529,60	601,73
HUILA	602,27	572,33
LA GUAJIRA	553,07	510,83
SUCRE	461,84	473,93
CAUCA	441,83	446,46
QUINDÍO	397,84	394,00
CHOCÓ	199,74	369,33
CASANARE	225,14	249,30
CAQUETÁ	178,84	175,21
PUTUMAYO	156,18	150,49
ARAUCA	162,00	118,41
SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	117,31	95,05
GUAVIARE	45,35	41,78
AMAZONAS	10,01	23,01
VICHADA	23,23	21,07
GUAINÍA	16,35	17,03

Como se observa en la Tabla 12-5, la disposición de residuos mediante rellenos sanitarios o vertederos al aire libre son los destinos más comunes de los residuos sólidos en Colombia. Para el periodo 2022 se identificaron 262 sitios de disposición final, cuatro sitios menos que en 2021. La distribución de sitios en 2021 es la siguiente: 1.690 rellenos sanitarios, 79 vertederos a cielo abierto, 13 celdas de contingencia y 10 celdas temporales [10]. La distribución geográfica de los sitios en Colombia se muestra en la Figura 97.

Tabla 12-5. Toneladas de residuos eliminados por tipo de sistema [10].

SISTEMA	TONELADAS ANUALES ELIMINADAS	%
Quema	-	0,0 %
Cuerpos de agua	-	0,0 %
Entierro	-	0,0 %
Planta de tratamiento	-	0,0 %
Célula de transición	23.163,72	0,2 %
Celda de contingencia	163.807,99	1,4 %
Vertedero a cielo abierto	211.526,81	1,8 %
Relleno sanitario	11.585.211,19	96,7 %



Figura 97. Lugares de eliminación definitiva en Colombia [10].

Potencial de WtE (de Residuo a Energía) en rellenos sanitarios en Colombia

Un estudio de la Universidad de la Costa publicado en 2023 tuvo como objetivo calcular el potencial colombiano de generación de energía a partir de gases de relleno sanitario en siete ciudades [9]. Los resultados se muestran en la Figura 98, donde las diferentes siglas corresponden a las diferentes tecnologías que se consideraron, así:

- *TUR - Conjunto de turbina-generador de gas estándar*
- *CHPT - Grupo Electrógeno de Turbina de Gas Estándar de Calor y Electricidad Combinados*
- *ENG - Grupo Electrógeno con Motor Alternativo de Combustión Interna*
- *CHPE - Grupo Electrógeno de Combustión Alternativa de Calor y Electricidad*

Los escenarios contemplan la utilización de turbinas de gas, motores recíprocos de combustión interna y cogeneración de electricidad y calor. El rendimiento económico se evalúa a través de varios parámetros: el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno(TIR), el índice de rentabilidad y la relación costo-beneficio, junto con un análisis de sensibilidad económica. El rendimiento medioambiental se evalúa calculando el potencial de reducción y prevención de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Los resultados indican un potencial de generación de energía eléctrica que oscila entre 1,6 MW_e y 47,5 MW_e [9].

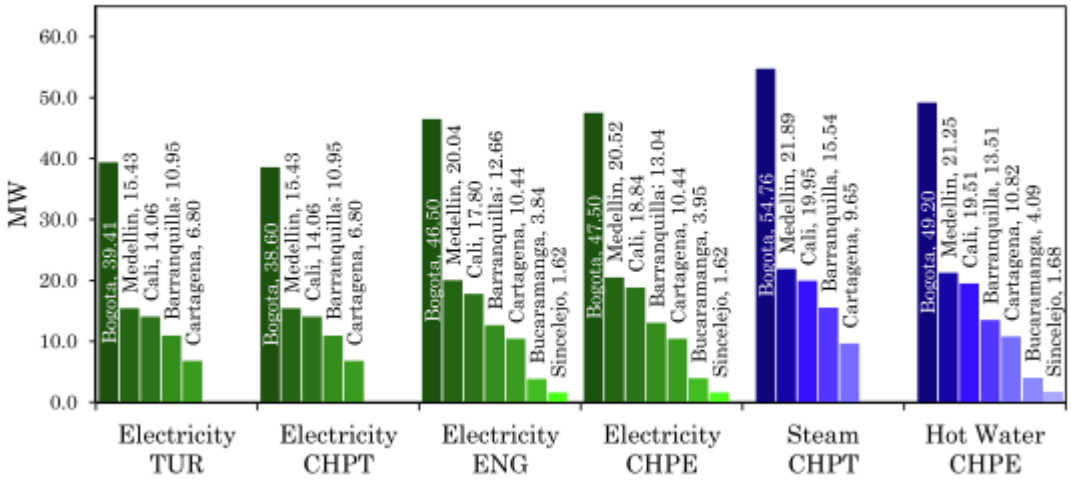


Figura 98. Capacidad máxima instalada de potencia y calor de diferentes tecnologías en varias ciudades colombianas [9].

12.2. Entrada

Las plantas WtE utilizan MSW y otros residuos combustibles, agua y productos químicos para el tratamiento de los gases de combustión, gasóleo o gas natural para los quemadores auxiliares (si están instalados) y, en algunos casos, biomasa para el arranque y el cierre.

El gas de relleno sanitario es la materia prima para estas centrales eléctricas. Los motores de combustión interna se han utilizado generalmente en rellenos sanitarios donde la cantidad de gas puede producir de 500 kW a 10 MW, o donde los caudales sostenibles de LFG a los motores son aproximadamente de 0,2 a 1,6 millones de CFD al 50 % de metano. Se pueden combinar varios motores para proyectos de más de 1 MW [4]. La Tabla 12-6 proporciona ejemplos de los tamaños más comunes de motores de combustión interna usados.

Tabla 12-6. Flujo de gases de relleno sanitario y potencia de los motores de combustión interna [4].

Resultado (kW)	Flujo de Gas (m^3/hr a 50% CH_4)
325 kW	195
540 kW	324
633 kW	380
800 kW	480
1,2 MW	720

La capacidad y las materias primas necesarias varían en función de la tecnología WtE. La Tabla 12-7 muestra las materias primas necesarias para diferentes capacidades y tecnologías.

Tabla 12-7. Materias primas necesarias para diferentes capacidades y tecnologías WtE [11].

Tipo	Capacidad (MW)	Materia Prima Necesaria (tonelada/día)
Incinerador (combustión directa)	50	1645,82
	35	1152,07
	20	658,33
Gasificación (combustión indirecta)	50	1278,14
	35	894,70
	20	511,25
Pirólisis (combustión indirecta)	50	3501,74
	35	2451,22
	20	1400,70

12.3. Salida

Para los sistemas de combustión, las salidas son la electricidad y, si se demanda, el calor como por ejemplo agua caliente (> 110 °C) o tibia (< 110 °C), cenizas de fondo (escoria), residuos del tratamiento de los gases de combustión, incluidas las cenizas volantes. Si los gases de combustión se tratan por vía húmeda, también puede haber una salida de aguas residuales tratadas o sin tratar (las aguas residuales sin tratar proceden de la etapa SO_2, cuando no se produce sulfato de calcio).

En el caso de los sistemas de gas de relleno sanitario, los resultados son electricidad y calor. El gas depurado (del contenido de azufre y dióxido de carbono) puede venderse como gas comercial a través de las redes de gasoductos de gas natural.

12.4. Capacidades típicas

Media: capacidad 10–50 MW; Pequeña: capacidad 1–10 MW.

12.5. Espacio requerido

Una central eléctrica de gas de relleno sanitario hace un uso eficiente del terreno ya destinado a la gestión de residuos, eliminando la necesidad de adquirir terrenos adicionales. El propio vertedero funciona como fuente primaria de materia prima: el gas, que es un subproducto de la descomposición de los residuos orgánicos. Por lo tanto, la planta está estratégicamente situada para recoger este gas directamente del relleno sanitario, reduciendo las necesidades de infraestructura relacionadas con el transporte del gas.

Una planta de incineración puede reducir el uso del suelo de los rellenos sanitarios al disminuir el volumen de residuos que de otro modo habría que enterrar. Mediante el proceso de combustión, las instalaciones de incineración reducen la masa de los residuos hasta en un 90 %, convirtiéndolos en cenizas que ocupan menos espacio. Como resultado, las cenizas pueden

almacenarse en rellenos que ocupan una fracción del tamaño necesario para los residuos no tratados. Además, al desviar los residuos a las instalaciones de incineración en lugar de directamente a los rellenos sanitarios, disminuye la demanda de espacio para nuevos vertederos. Este planteamiento también prolonga la vida útil de los vertederos existentes, cuyo emplazamiento y gestión suelen ser complicados debido a las preocupaciones medioambientales y comunitarias.

12.6. Consumo de agua

La incineración de residuos requiere el uso de agua principalmente para la refrigeración, el enfriamiento de las cenizas de fondo y el lavado húmedo de los gases de combustión. En el caso de las centrales de WtE, el consumo específico de agua oscila entre 0,30 y 0,50 m^3 por tonelada de residuos sólidos urbanos (MSW) cuando no se utiliza agua para el lavado húmedo de los gases de combustión. Sin embargo, si se utiliza agua para este fin, el consumo puede aumentar significativamente, oscilando entre 1,80 y 2,00 m^3 por tonelada de MSW [12].

El gas de vertedero tiene unas necesidades de agua similares a las de las turbinas de gas de ciclo simple, que oscilan entre 0,52 galones por kilovatio-hora (gal/kWh) cuando se utiliza un estanque para la refrigeración y unos 0,60 gal/kWh cuando se utiliza una torre de refrigeración [13].

12.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

Las instalaciones que utilizan tecnologías de combustión pueden regularse a la baja hasta aproximadamente el 50 % de la capacidad nominal, límite por debajo del cual la caldera puede no ser capaz de proporcionar una calidad de vapor y un desempeño medioambiental adecuados. Por motivos de control de emisiones y debido a las elevadas inversiones iniciales, deben funcionar como carga base.

Las centrales de conversión de gas de relleno sanitario en energía también pueden aumentar o disminuir su producción en función de la disponibilidad de gas almacenado. A diferencia de otras energías renovables, que dependen de las condiciones meteorológicas, la producción de WtE puede tener lugar de forma continua, día y noche, independientemente del tiempo, porque el proceso no se ve afectado por factores ambientales externos. Las plantas de WtE pueden servir como fuente de energía fiable porque producen una cantidad de energía constante y controlable. Si hay un suministro constante de materia prima, la generación de energía puede ser continua.

Sin embargo, considerando los tamaños y el potencial en Colombia, una WtE de 50 MW tendría una flexibilidad marginal en el sistema energético actual de 20 GW debido a su tamaño relativamente pequeño, que representa sólo el 0,25 % de la capacidad total. Su impacto limitado en la estabilidad de la red y la gestión de la demanda se ve agravado por unos tiempos de rampa de subida y bajada más lentos en comparación con fuentes de energía más grandes o flexibles. Sin embargo, podría proveer al operador de la red local.

12.8. Ventajas/desventajas

12.8.1. Ventajas

- **Reducción Significativa de Residuos**: El volumen de residuos puede reducirse aproximadamente entre un 80 y un 95 %.
- **Mitigación de los Gases de Efecto Invernadero**: Ayuda a compensar las emisiones de gases de efecto invernadero que de otro modo provendrían de la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles.
- **Fuente de Energía Fiable**: Proporciona un suministro constante de electricidad.
- **Reducción del Uso de Rellenos Sanitarios**: Reduce la cantidad de residuos enviados a los rellenos sanitarios, minimizando los riesgos de contaminación para los entornos cercanos.
- **Menores Costos de Eliminación**: Evita los impuestos de relleno sanitario y los costos de disposición asociados.
- **Productos Derivados Valiosos**: Produce productos derivados que pueden utilizarse como fertilizantes.
- **Control de las Emisiones de Metano**: Ayuda a evitar las emisiones de metano de los rellenos sanitarios, o puede capturarlas y utilizarlas como fuente de energía.
- **Seguridad Energética**: Apoya la producción nacional de energía, reduciendo la dependencia de los combustibles importados.
- **Ceniza Reciclable**: Las cenizas producidas pueden reutilizarse en la industria de la construcción.
  Prevención de Lixiviados: Elimina la generación de lixiviados, un problema habitual en los rellenos sanitarios.

12.8.2. Desventajas

- **Costos Elevados**: Las instalaciones de incineración son costosas de construir, explotar y mantener. Por ello, a menudo se desarrollan por sus beneficios medioambientales más que por su eficiencia en la generación de energía.
- **Contaminación del Aire**: Las emisiones de las chimeneas de las incineradoras pueden liberar contaminantes nocivos como gases ácidos, óxidos de nitrógeno, metales pesados, partículas y dioxinas, un conocido carcinógeno. Incluso con sistemas de control avanzados, algunas dioxinas continúan entrando en la atmósfera.
- **Incentiva la Producción de Residuos**: Las incineradoras necesitan un suministro constante de residuos para funcionar eficazmente. Esto puede fomentar una mayor generación de residuos y desincentivar los esfuerzos de reciclaje y reducción de residuos por parte de las autoridades locales.
- **Idoneidad Limitada en los Países en Desarrollo**: En los países en vías de desarrollo, como Colombia, la incineración de residuos puede ser menos práctica debido al alto contenido de humedad (40-70 %) de los residuos orgánicos, principalmente de los restos de cocina, lo que dificulta su combustión efectiva en comparación con el menor contenido de humedad (20-40 %) de los residuos en los países industrializados.

12.8.3. Controversia con el reciclaje

Se calcula que el reciclaje ahorra entre 3 y 5 veces más energía que la generación de energía a partir de residuos (WtE). Esto se debe a que la producción de bienes a partir de materiales reciclados requiere mucha menos energía que su fabricación a partir de materias primas vírgenes [23].

La incineración podría desincentivar los esfuerzos de reducción y reciclaje de residuos al ofrecer una opción de eliminación aparentemente cómoda. Esto contrasta con los enfoques de economía circular que priorizan la minimización de residuos, la recuperación de materiales y el reciclaje, con el objetivo de mantener los recursos en uso durante el mayor tiempo posible y reducir la huella medioambiental global, y finalmente enviar los materiales a incineración cuando la circularidad no es factible ni posible.

En este sentido, surge una oportunidad vincular a la comunidad recicladora con las tecnologías de generación a partir de resiudos para garantizar un enfoque inclusivo y sostenible en la gestión de residuos, mejorando la recuperación de material aprovechable antes de la incineración. Las familias recicladoras desempeñan un papel crucial en la cadena de valor ambiental, ya que su trabajo contribuye a la reducción y recolección de desechos. Al integrarlas en el desarrollo e implementación de estas tecnologías, se asegura que sus conocimientos y esfuerzos sean reconocidos y potenciados. Además, esta vinculación permite que las soluciones tecnológicas no solo se enfoquen en la generación de energía, sino también en mejorar las condiciones de vida de estas comunidades, promoviendo un modelo de desarrollo que combine innovación tecnológica con justicia social y ambiental.

12.9. Medio ambiente

Las incineradoras de residuos sólidos urbanos (MSW) requieren un tratamiento eficaz de los gases de combustión (TGF) para cumplir la estricta normativa medioambiental. Sin embargo, esto genera a su vez costos ambientales adicionales por el impacto de los materiales y la energía utilizados en el tratamiento. En la actualidad se comercializan ocho tecnologías: precipitadores electrostáticos y filtros textiles para la eliminación de partículas; depuradores secos, semisecos y húmedos para gases ácidos; reducción selectiva no catalítica y catalítica de óxidos de nitrógeno (NO_x); y carbón activado para la eliminación de dioxinas y metales pesados.

El proceso de incineración produce dos tipos de cenizas. Las cenizas de fondo proceden del horno y están mezcladas con escoria, mientras que las cenizas volantes proceden de la chimenea y contienen componentes que son más peligrosos. En las incineradoras de residuos municipales, las cenizas de fondo representan aproximadamente el 10 % en volumen y entre el 20 y el 35 % en peso de los residuos sólidos. Las cantidades de cenizas volantes son mucho menores, generalmente sólo un pequeño porcentaje de la entrada. Las emisiones de las incineradoras pueden incluir metales pesados, dioxinas y furanos, que pueden estar presentes en los gases residuales, el agua o las cenizas. Los plásticos y los metales son la principal fuente del poder calorífico de los residuos. La combustión de plásticos, como el policloruro de vinilo (PVC), da lugar a estos contaminantes altamente tóxicos.

Al utilizar los residuos como combustible, las plantas de WtE pueden desincentivar inadvertidamente los esfuerzos de reducción y reciclaje de residuos. Esta dependencia puede dar lugar a que se desechen más materiales de los necesarios, agotando recursos valiosos que

podrían reutilizarse o reaprovecharse. Además, muchos materiales quemados en incineradoras podrían reciclarse o transformarse en abono, como metales, plásticos u orgánicos. La incineración de estos materiales supone perder la oportunidad de recuperarlos y reintroducirlos en los ciclos de producción, lo que va en contra de los principios circulares. La inversión en plantas de WtE requiere un suministro constante de residuos para seguir siendo económicamente viables. Esto puede crear un efecto de "bloqueo interno" en el que los municipios siguen enviando residuos a las incineradoras en lugar de invertir en prácticas más sostenibles como la reducción de residuos y programas integrales de reciclaje [22].

La generación de lixiviados es uno de los principales problemas de los vertederos de residuos sólidos urbanos (MSW) y supone una importante amenaza para las aguas superficiales y subterráneas. Los lixiviados también pueden contener metales pesados y altas concentraciones de amoníaco que pueden inhibir los procesos biológicos. Las tecnologías de tratamiento de lixiviados incluyen el tratamiento biológico, el tratamiento físico-químico y tecnologías "emergentes" como la ósmosis inversa (OI) y la evaporación (Véase la Figura 99) [23].



Figura 99. Balsa de captación y tratamiento de lixiviados en el relleno sanitario de Doña Juana [15].

12.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

Las instalaciones de incineración de residuos son una tecnología madura, el gas de relleno sanitario actualmente es comercializado, y continúa mejorando gradualmente. Sin embargo, existen tecnologías nuevas y emergentes que producen energía a partir de residuos y otros combustibles sin combustión directa. Muchas de estas tecnologías tienen el potencial de producir más energía eléctrica a partir de la misma cantidad de combustible que la que sería posible mediante combustión directa (Véase la Tabla 12-8 y Tabla 12-9). Esto se debe principalmente a la separación de los componentes corrosivos (cenizas) del combustible, lo que permite temperaturas de combustión más elevadas en, por ejemplo, calderas, turbinas de gas, motores de combustión interna o celdas de combustible. Algunos pueden convertir eficazmente la energía en combustibles líquidos o gaseosos:

- *Pirólisis* — Los MSW se calientan en ausencia de oxígeno a temperaturas que oscilan entre 290 y 704 grados Celsius. Esto libera una mezcla gaseosa llamada gas de síntesis y una salida líquida, ambas utilizables para la producción de electricidad, calor o combustible. El proceso también genera una cantidad relativamente pequeña de carbón vegetal [1].
- *Gasificación* — Los MSW se calientan en una cámara con una pequeña cantidad de oxígeno a temperaturas comprendidas entre 400 y 1.650 grados centígrados. De este modo se crea gas de síntesis, que puede quemarse para generar calor o electricidad, mejorarse para su uso en una turbina de gas o utilizarse como materia prima química para su conversión en combustibles renovables u otros productos biológicos [1].
- *Gasificación por Arco de Plasma* — La tecnología del plasma sobrecalentado se utiliza para gasificar los MSW a temperaturas de 5.500 grados centígrados o más, un entorno comparable a la superficie del sol. El proceso resultante incinera casi todos los residuos sólidos y produce entre dos y diez veces más energía que la combustión convencional [1].

Tabla 12-8. Eficiencia de las Tecnologías de Conversión de Energía [16,17].

Tecnología	Eficiencia (kWh/tonelada de residuos)
Gas de relleno sanitario	41 – 84
Combustión (incineradora)	470 – 930
Pirólisis	450 – 530
Gasificación	400 – 650
Gasificación por arco de plasma	400 – 1250

Tabla 12-9. Desvío Previsto del Relleno Sanitario [18,19].

Tecnología	Desvío de terrenos (% peso)
Gas de relleno sanitario	0
Combustión (incineradora)	75*
Pirólisis	72 – 95
Gasificación	94 – 100
Gasificación por arco de plasma	95 – 100

* 90% por volumen

12.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

El proyecto de Energía de Doña Juana, gestionado por Biogás Colombia S.A.S. E.S.P., consiste en aprovechar el biogás del relleno sanitario de Doña Juana que da servicio a la ciudad de Bogotá [20]. Este proyecto, que puede verse en la Figura 100, capta el biogás producido por la descomposición de los residuos y lo convierte en electricidad, reduciendo más de 800.000 toneladas de CO_2 al año. El proyecto se estructura en tres centrales:

- Central Doña Juana I: Fase I (1,7 MW) comenzó a funcionar el 29 de abril de 2016.
- La fase II (3,3 MW adicionales) empezará a funcionar en enero de 2024.
- Central Doña Juana II: (9,8 MW) entrará en funcionamiento en el segundo semestre de 2024.
- Central Doña Juana III: (9,88 MW) entrará en funcionamiento en el primer semestre de 2025.



Figura 100. Planta de Gas del Relleno Sanitario de Doña Juana [20].

En febrero de 2021 se inauguró la primera planta de recuperación de WtE del país en el relleno sanitario Jardín Mágico de la Isla de San Andrés. La planta, que se representa en la Figura 101, costó 24,356 millones de pesos y fue financiada por el gobierno nacional, el municipio y el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, procesará 80 toneladas diarias de residuos sólidos [21]. Esta instalación beneficiará a los 103.955 habitantes de la isla de San Andrés. En esta planta, la empresa INTERASEO gestionará la separación, procesamiento e incineración de los residuos. La energía resultante se utilizará para abastecer al menos el 80 % de las necesidades de consumo de la propia planta.



Figura 101. Planta de residuos sólidos urbanos en la isla de San Andrés [21].

En América Latina y el Caribe, los proyectos Waste-to-Energy (WtE) mediante incineración de residuos son aún limitados. Se destacan dos iniciativas: la planta en Arecibo, Puerto Rico, diseñada para procesar 2,100 Ton/día de basura, capacidad estimada de generación de 50 MW -400 GWh/año, aunque aún tiene desafíos en su implementación. Por otro lado, la Planta de Valorización Energética en Ciudad de México, con 90 MW de capacidad proyectada y una generación estimada de 965,000 MWh/año y procesamiento de 4400 Ton/día de basura empezó a operar parcialmente desde 2016.

12.12. Predicción de desempeño y costo

12.12.1. Estimación de los Costos de Inversión

La Tabla 12-10 presenta una comparación de los costos de inversión de los proyectos de energía, expresados en millones de USD por megavatio (MUSD/MW). Incorpora varias fuentes de datos, cada una con un año base específico para la Decisión Final de Inversión (FID). Estas fuentes incluyen un estudio sobre Colombia de Adriana Patricia Agudelo Montoya et al. (2023), datos internacionales de Nickolas J. Themelis et al. (2013) y catálogos tecnológicos de Indonesia (2024), Vietnam (2023) y Dinamarca (2021). Los costos de inversión presentados reflejan las diferencias regionales y temporales, ofreciendo una valiosa visión del panorama mundial de la inversión en energías renovables.

Tabla 12-10. Comparación de costos de inversión para plantas de incineración en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	5,38	2024
Datos nacionales		

Adriana Patricia Agudelo Montoya et al., Uniminuto, 2023	5,62	2023
Datos internacionales		
Nickolas J. Themelis et al., EED/IDB, 2013	8,57	2013
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	6,7	2024
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	6,8	2023
Catálogo Tecnológico de Dinamarca (2023)	12,33	2020

12.13. Referencias

[1] Glover, L., & Mattingly, S. (2009). Reconsidering municipal solid waste as a renewable energy feedstock. *Environmental and Energy Study Institute (ESSI)*. Washington, DC.

[2] U.S. Energy Information Administration. (n.d.). *Waste to energy plants*. Retrieved from https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/WtE-in-depth.php

[3] Reinhart, D. R. (2004). Estimation of energy content of municipal solid waste. *University of Central Florida, USA*.

[4] New and Renewable Energy and Energy Conservation Department (EBTKE) of the Ministry of Energy and Mineral Resources (ESDM). (2015). *Waste to energy guidebook*.

[5] Advanced Disposal Services. (n.d.). Retrieved from http://www.advanceddisposal.com.

[6] UPME. (2011). *Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia*.

[7] Rodríguez Sanguino, L. A. (2022). *La economía circular y la gestión integral de residuos con objeto de valorización energética: Reflexiones del caso colombiano y alemán* [The circular economy and integrated waste management for energy recovery: Reflections on the Colombian and German cases]. Universidad Externado De Colombia.

[8] Ossa, D. A., Aristizábal, A. J., & Ospina, D. (2020). Comprehensive analysis of solid waste for energy projects in Colombia. *Engineering Journal, 24*(1), 35–42. https://doi.org/10.4186/ej.2020.24.1.35

[9] Otero Meza, D. D., Sagastume Gutiérrez, A., Cabello Eras, J. J., Salcedo Mendoza, J., Hernández Ruydíaz, J. (2023). Techno-economic and environmental assessment of the landfill gas to energy potential of major Colombian cities. *Energy Conversion and Management, 293*, 117522. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117522

[10] Superservicios. (2022). *Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos*.

[11] Münster, M., & Lund, H. (2010). Comparing waste-to-energy technologies by applying energy system analysis. *Waste Management, 30*(7), 1251-1263. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2009.07.001

[12] Gardoni, D., Catenacci, A., & Antonelli, M. (2015). Reuse of process water in a waste-to-energy plant: An Italian case study. *Waste Management, 43*, 196-202. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2015.06.016

[13] Lee, U., Han, J., & Elgowainy, A. (2016). Water consumption factors for electricity generation in the United States. *Energy Systems Division. Argonne National Laboratory*.
[14] Dong, J., Jeswani, H. K., Nzihou, A., & Azapagic, A. (2020). The environmental cost of recovering energy from municipal solid waste. *Applied Energy, 267*, 114211. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114211
[15] Catorce 6. (n.d.). Modelo obsoleto de tratamiento de lixiviados en Doña Juana, continúa generando graves impactos al río Tunjuelo. Retrieved from https://www.catorce6.com/denuncia/19145-modelo-obsoleto-de-tratamiento-de-lixiviados-en-dona-juana-continua-generando-graves-impactos-al-rio-tunjuelo
[16] Alternative Resources, Inc. (2008). *Evaluating conversion technology for municipal solid waste management*. Alternative Resources, Inc.
[17] Department for Environment, Food, and Rural Affairs. (2004). *Review of environmental and health effects of waste management: Municipal solid waste and similar wastes*. Department for Environment, Food, and Rural Affairs.
[18] Alternative Resources, Inc. (2008). *Evaluating conversion technology for municipal solid waste management*. Alternative Resources, Inc.
[19] Texas Comptroller of Public Accounts. (2008). *The Energy Report 2008: Chapter 18 Municipal solid waste combustion*. Texas Comptroller of Public Accounts.
[20] Biogas Colombia. (n.d.). *Biogas como fuente de energía*. Retrieved from https://www.biogas.com.co/index.php/biogas/
[21] Interaseo. (n.d.). *Inauguramos planta de residuos sólidos urbanos*. Retrieved from https://interaseo.com.co/noticias-y-actualidad/inauguramos-planta-de-residuos-solidos-urbanos/
[22] Mattson, K. R., Pettersen, J. B., & Brattebø, H. (2024). Incineration economy: Waste management policy failing the circular economy transition in Norway. *Resources, Conservation and Recycling, 210*, 107838. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2024.107838
[23] U.S. Environmental Protection Agency. (n.d.). WasteWise factoid: Benefits of recycling. *EPA*. Retrieved October 23, 2024, from https://archive.epa.gov/epawaste/conserve/smm/wastewise/web/html/factoid.html

12.14. Ficha técnica

Tecnología	Planta de incineración de residuos (Waste-to-Energy)								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	15,4	16,0	16,2	10	50	10	50	M	5,6
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	15,4	16,0	16,2	10	50	10	50	M	5,6
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	29,5%	30,5%	31,1%	28,0%	31,5%	29,5%	32,5%		2,3,6
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	28%	29%	29,5%	26,6%	29,9%	28,0%	30,9%		2,3,6
Interrupción forzada (%)	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%		1
Interrupción planificada (semanas al año)	2,9	2,6	2,1	2,4	3,3	1,6	2,6		1

Vida útil técnica (años)	25	25	25	20	35	20	35		1,4,6
Tiempo de construcción (años)	3,0	2,5	2,5	2,5	3,5	2,0	3,0		4,6
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	2,5	2,5	2,5	2,0	3,0	2,0	3,0	I	4,6
Datos adicionales de las centrales no térmicas									
Factor de planta (%), teórico	96,2%	96,2%	96,2%					H	5,6
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	90,0%	90,5%	91,4%					L	5,6
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	10%	10%	10%	7,5%	12,5%	7,5%	12,5%	C	1
Carga mínima (% de plena carga)	20%	20%	20%	15%	25%	15%	25%	C	1
Tiempo de arranque tibio (horas)	0,50	0,50	0,50	0,38	0,63	0,38	0,63	C	1
Tiempo de arranque en frío (horas)	2,0	2,0	2,0	1,5	2,5	1,5	2,5	C	1
Medio ambiente									
SO_2 (grado de desulfuración, %)	99,8%	99,8%	99,8%	99,0%	99,9%	99,0%	99,9%		1
NO_X (g por GJ de combustible)	60	40	10	10	60	10	60		1
CH_4 (g por GJ de combustible)	0,10	0,10	0,10	0,00	0,10	0,00	0,10		1
N_2O (g por GJ de combustible)	1,0	1,0	1,0	1,0	3,0	1,0	3,0		1
Datos financieros									
Inversión nominal ($MUSD/MW_e$)	5,38	5,31	5,10	3,07	7,68	2,92	7,29	A,B,D,E,J,K,N	5,6
- de la cual equipos (%)	59%	54%	50%	44%	74%	38%	63%	A,B,C,E	1,2,3
- de la cual instalación (%)	41%	46%	50%	31%	51%	38%	63%	A,B,F	1,2,3
O&M fijos (USD/MW_e/año)	432.000	427.000	410.000	324.000	540.000	307.500	512.500	A,B,C,G	6
O&M Variables (USD/MWh)	36,54	36,1	34,7	27,4	45,7	26,0	43,4	A,B,C	6
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)									
Datos específicos de la tecnología									
Capacidad de tratamiento de residuos (toneladas/h)	20,0	20,0	20,0					D	4,6
Calor específico (GJ/ton)	11,0	11,0	11,0	10,0	12,0	10,0	12,0	D	4,5,6

Notas

A Basado en los precios de países con composiciones similares de MSW.

B Suponiendo que el costo disminuya un 0,2% cada año.

C La incertidumbre (superior/inferior) se estima en +/- 25%.

D Suponiendo un tratamiento de residuos de 20 toneladas/hora [6] y un contenido energético de 11 GJ/tonelada [5][6].

E Suponiendo una licitación de equipos electromecánicos basada en LOT. Se espera que la contratación EPC no varíe o sea ligeramente superior

F (0-10%), siempre que sólo se incluya la construcción en el contrato EPC.

G La instalación incluye la obra civil (incluido el búnker de residuos) y el costo del proyecto considerando la licitación basada en LOT.

H La estimación para 2024 se calcula sobre la base de la capacidad, incluidas las interrupciones, las interrupciones forzosas y las interrupciones previstas. Las estimaciones para 2030 y 2050 se suponen iguales a las de 2024.

I Las necesidades de espacio se han calculado sobre la base de las plantas de Norteamérica y Sudamérica.

J La estimación central para 2024 se basa en 525 USD/tonelada de residuos tratada/año. La incertidumbre (superior/inferior) en 2024 se basa en 300 USD/tonelada de residuos tratada/año y 750 USD/tonelada de residuos tratada/año. La incertidumbre de los costos a largo plazo sigue la dispersión relativa de la incertidumbre a corto plazo, al tiempo que expresa el potencial general de mejora de la tecnología.

K Las estimaciones mostradas no tienen en cuenta las condiciones locales y están sujetas a muchos factores, como el precio del acero. Por ello, se considera que tienen una precisión de más o menos el 20% [6].

L El factor de planta creciente, incluidas las interrupciones en 2030 y 2050, se calcula a partir de la reducción de las interrupciones forzosas y planificadas.

M La capacidad instalada se basa en varios parámetros, como el contenido calorífico de los residuos, la eficiencia eléctrica, la cantidad de residuos tratados por hora y el factor de planta con interrupciones [6]. El resultado también se ha comparado con plantas de condiciones similares en Sudamérica.

N Los costos de inversión incluyen: Preparación del emplazamiento, acceso, paisajismo; edificios, chimenea; parrilla, caldera, suministro de aire, manipulación de cenizas, sistemas eléctricos y mecánicos; turbogenerador; sistema de control de la contaminación atmosférica; imprevistos.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for Generation of Electricity and District Heating, 2024

[2] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024

[3] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023

[4] Bilateral meetings with stakeholders

[5] Adriana Patricia Agudelo Montoya et al., Uniminuto, 2023, Análisis de la capacidad de generación de energía eléctrica de los MSW de Medellín y viabilidad económica de la implementación de una planta WtE de los MSW estudiados

[6] Nickolas J. Themelis et al., EEC/IDB, 2013, Guidebook for the application of waste to energy technologies in Latin America and the Caribbean

13. Energía Nuclear

13.1. Breve descripción de la tecnología

La energía nuclear es una forma de energía liberada por el núcleo, el núcleo de los átomos, formado por protones y neutrones. Esta fuente de energía puede utilizarse en la generación de electricidad de dos formas: fisión -cuando los núcleos de los átomos se dividen en varias partes- o fusión -cuando los núcleos se fusionan-. La energía nuclear que se aprovecha hoy en día en todo el mundo para producir electricidad es a través de la fisión nuclear, mientras que la tecnología para generar electricidad a partir de la fusión se encuentra en fase de I+D. Todas las centrales de fisión se basan en el mismo concepto. Los componentes del núcleo de un átomo pesado (protones, neutrones) están unidos por fuerzas nucleares. Los elementos con un número atómico (Z) superior a 83 son inestables y se descomponen de forma natural en elementos con una energía de enlace superior. Esto ocurre porque los elementos resultantes tienen mayor estabilidad que el elemento original (Véase la Figura 102).

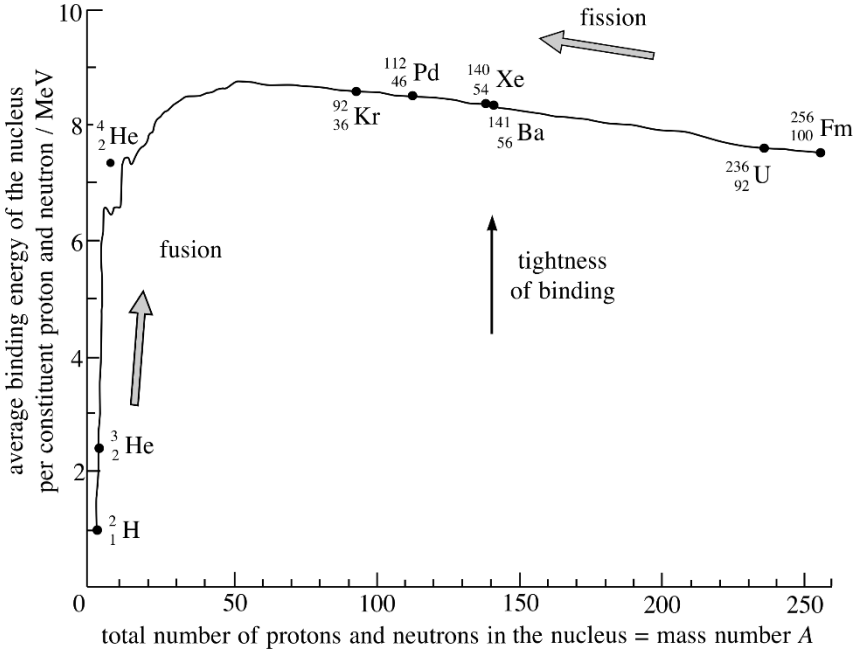


Figura 102. Gráfico de enlace de la energía nuclear [1].

La fisión también puede inducirse suministrando energía a tales elementos inestables, que a su vez liberan una cantidad de energía igual a la energía de enlace del elemento original. La fisión inducida es fundamental para la ingeniería de las centrales nucleares. La energía de activación, que es la energía cinética proporcionada por los neutrones móviles que golpean los núcleos de elementos pesados seleccionados (tales como ^{235}U), cataliza una reacción como la siguiente:

$$\frac{1}{0}n + \frac{235}{92}U \rightarrow \frac{141}{56}Ba + \frac{92}{36}Ke + 3\frac{1}{0}n + energía$$

^{235}U es uno de los elementos fisibles, ya que sostiene la reacción en cadena: por cada átomo de ^{235}U que se divide, se liberan tres neutrones móviles n, que a su vez van a impactar contra otros

átomos de ^{235}U. La energía se libera en forma de calor, que posteriormente se utiliza en el ciclo de la energía.

Los reactores nucleares están diseñados para sostener y mantener una reactividad estable. La región central de un reactor se denomina núcleo. En un reactor térmico, el núcleo contiene el combustible, el moderador y un refrigerante. En un reactor reproductor rápido no hay moderador, sólo combustible y refrigerante. Estos componentes se describen brevemente a continuación:

- El material fisible (por ejemplo, ^{235}U). Está contenido en barras, que deben sustituirse periódicamente a medida que el núcleo se queda sin material fisible (ciclo del combustible).
- Los elementos de control, normalmente barras, pueden bajarse o subirse para regular la reactividad. Las barras están fabricadas con un determinado elemento químico que inhibe la reactividad absorbiendo neutrones, normalmente acero de alto contenido en boro y carburo de boro.
- El refrigerante es un fluido que circula por el núcleo y se encarga de transferir el calor del mismo. El agua, el agua pesada y diversos gases son los refrigerantes más utilizados en los reactores térmicos. En el caso del agua y el agua pesada, estos refrigerantes también suelen servir de moderador. En los reactores rápidos, los refrigerantes más utilizados son el sodio líquido y los gases.
- La vasija de presión del reactor normalmente es una robusta vasija de acero que contiene el núcleo del reactor y el moderador/refrigerante, también puede ser una serie de tubos de presión que contienen el combustible y transportan el refrigerante a través del moderador circundante.

La energía nuclear se utiliza con fines civiles desde mediados del siglo XX. Desde entonces, los avances en ingeniería nuclear han introducido cambios significativos en el diseño de las centrales. Si bien existen lineamientos internacionales sobre seguridad nuclear, las centrales nucleares no son una tecnología estandarizada, con muchos diseños funcionales diversos existentes, debido a que las razones geopolíticas y el legado histórico hacen que la investigación nuclear sea una cuestión nacional o regional [41].

Las centrales de fisión se suelen clasificar por el diseño del núcleo, la clasificación general se representa en la Figura 103.

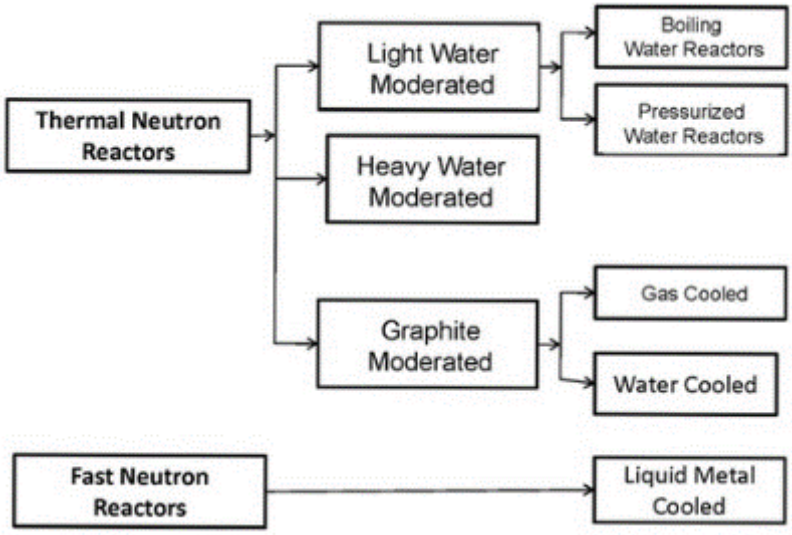


Figura 103. Clasificación de reactores nucleares [36].

Los reactores nucleares pueden clasificarse en función de varios criterios, como el diseño del núcleo, el tipo de moderador utilizado, el tipo de combustible y la generación tecnológica. Comprender estas clasificaciones es crucial para entender las diversas tecnologías empleadas en la generación de energía nuclear e identificar las ventajas y retos específicos asociados a cada tipo de reactor.

13.1.1. Clasificación por Diseño del Núcleo y Tipo de Moderador

Los reactores nucleares se clasifican principalmente por el diseño del núcleo y el tipo de moderador utilizado:

- Reactores de Agua a Presión (PWR, por sus siglas en inglés): Los PWR son el tipo de reactor nuclear más común en el mundo. Utilizan agua ligera como moderador y refrigerante, manteniendo el agua a alta presión para evitar que hierva. El calor generado en el núcleo del reactor se transfiere a un circuito secundario a través de un generador de vapor, donde se produce vapor para mover las turbinas y generar electricidad [2].
- Reactores de Agua en Ebullición (BWR, por sus siglas en inglés) (véase la Figura 104): Los BWR también utilizan agua ligera como moderador, pero a diferencia de los PWR, el agua hierve directamente dentro del núcleo del reactor para producir vapor que acciona los turbogeneradores. Este diseño es más sencillo, pero implica la manipulación de vapor radiactivo, lo que hace que el funcionamiento y el mantenimiento sean más complejos [3].

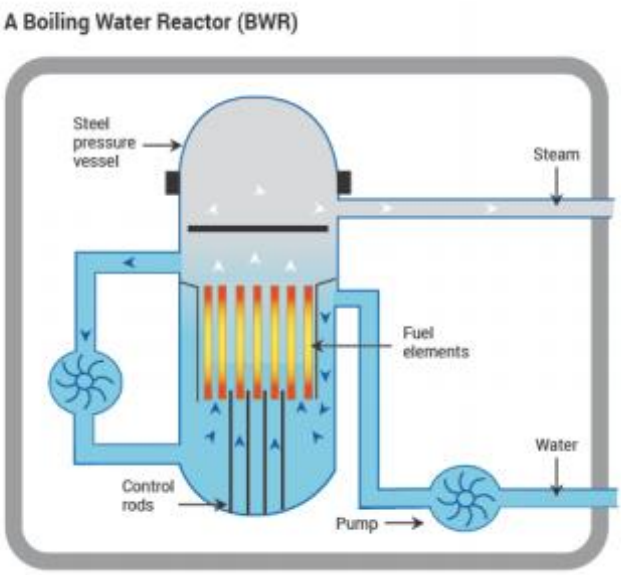


Figura 104. Esquemas de BWR [5].

- Reactores de Agua Pesada a Presión (PHWR) (Véase la Figura 105): PHWRs, como los reactores CANDU desarrollados en Canadá, utilizan agua pesada (D_2O) como moderador y refrigerante. Los reactores de agua pesada (HWR) utilizan agua «enriquecida», cuyas moléculas contienen átomos de hidrógeno compuestos por más de un 99% de deuterio, un isótopo del hidrógeno más pesado que el tritio. La utilización de agua pesada como moderador mejora la economía neutrónica global, permitiendo el uso de uranio natural como combustible y reduciendo la necesidad de su enriquecimiento [3].

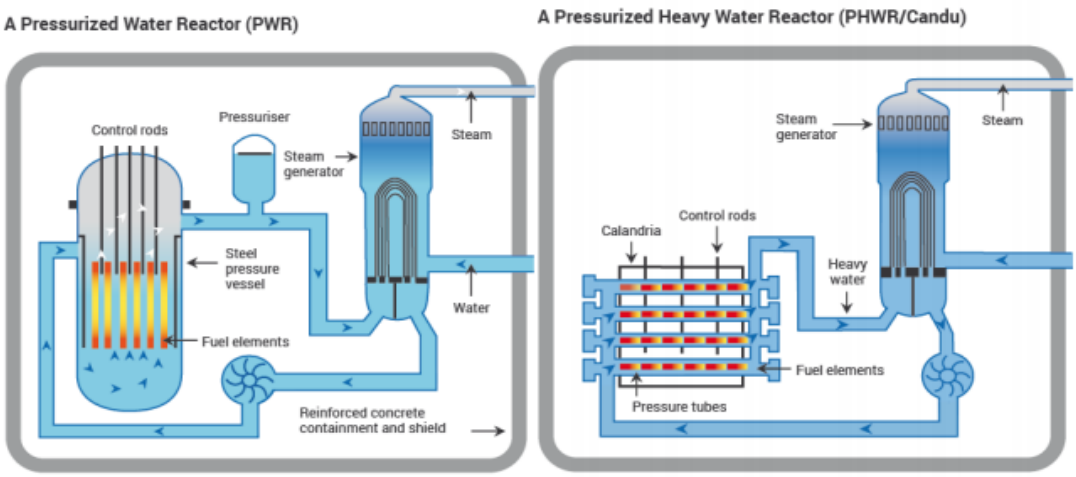


Figura 105. Esquemas PWR y PHWR [5].

- Reactores Refrigerados por Gas (GCR, por sus siglas en inglés): Los GCR utilizan grafito como moderador y un gas, como CO_2 o helio, como refrigerante. Estos reactores se desarrollaron inicialmente en el Reino Unido (AGR) y en la antigua Unión Soviética

(RBMK). El uso de grafito como moderador permite temperaturas de funcionamiento más elevadas, lo que aumenta el rendimiento térmico [2].

- Reactores Reproductores Rápidos (FBR): A diferencia de los reactores térmicos, los FBR no utilizan moderador, lo que permite que los neutrones permanezcan a energías más altas (rápidas). Estos reactores pueden generar más material fisible (normalmente plutonio) del que consumen, por lo que son cruciales para mantener el suministro de combustible nuclear a largo plazo [2].

Reactores refrigerados por agua (WCR) que incluyen PWR, BWR y PHWR, han desempeñado un papel fundamental en la historia de la industria nuclear comercial y actualmente representan más del 95% de los 442 reactores civiles de potencia en funcionamiento en el mundo. Además, la mayoría de los reactores nucleares en desarrollo y en construcción son reactores refrigerados por agua. Originalmente, a muchas de estas centrales se les concedió una licencia de explotación de 40 años; sin embargo, gracias a los avances tecnológicos, la vida útil de estas centrales se está ampliando a 60 años, con la posibilidad de seguir funcionando durante más tiempo. Se espera que los WCR sigan desempeñando un papel importante en el siglo XXI.

Muchas de las lecciones aprendidas a lo largo de los últimos 50 años de funcionamiento y desarrollo técnico de las WCR siguen aplicándose al diseño y funcionamiento de las WCR existentes y avanzadas. Los últimos avances en la tecnología de las WCR incluyen mejoras en los modelos actuales y el desarrollo de nuevas propuestas, que comparten los objetivos comunes de mejorar la seguridad, la seguridad pasiva, un uso más eficiente de los recursos y mejoras en términos económicos. Otro aspecto destacado es el desarrollo, prueba y construcción en fábrica de pequeños reactores modulares integrados, mientras continúan las innovaciones en seguridad, construcción y eficiencia económica dentro de la tecnología de las WCR.

Los sistemas de seguridad diseñados en los WCR avanzados actuales incorporan características pasivas que no requieren energía e incluyen mayores inventarios de agua, de modo que, en caso de condiciones imprevistas, como un apagón prolongado de la central, se podría hacer frente a la situación durante días en lugar de horas para enfriar el núcleo del reactor mediante este inventario controlado de agua.

La Tabla 13-1 a continuación se resumen los diseños de reactores, que están siendo operados o son operables.

Tabla 13-1. Ejemplos de tipos de reactores nucleares actualmente operativos o en funcionamiento [5].

Tipo de Reactor	Principales países	Número	GW_e	Combustible	Refrigerante	Moderador
Reactor de Agua a Presión (PWR)	EE.UU., Francia, Japón, Rusia, China, Corea del Sur	301	286	UO_2 Enriquecido	Agua	Agua
Reactor de agua en ebullición (BWR)	EE.UU., Japón, Suecia	64	65	UO_2 Enriquecido	Agua	Agua

Reactor de agua pesada a presión (PHWR)	Canadá, India	48	24	UO_2 natural	Agua pesada	Agua pesada
Reactor avanzado refrigerado por gas (AGR)	Reino Unido	14	8	U natural (metal), natural	CO_2	Grafito
Reactor de grafito de agua ligera (LWGR)	Rusia	12	8,4	UO_2 Enriquecido	Agua	Grafito
Reactor de neutrones rápidos (FBR)	Rusia	2	1,4	PuO_2 y UO_2	Sodio líquido	Ninguno
Total		441	393			

13.1.2. Clasificación por Generación Tecnológica

Los reactores nucleares también se clasifican por su generación tecnológica, que refleja los avances en diseño, seguridad y eficiencia:

- **Generación I:** Se trata de los primeros reactores desarrollados en las décadas de 1950 y 1960. Eran menos eficaces y su diseño variaba considerablemente de un país a otro. En la actualidad no hay reactores de la Generación I en funcionamiento comercial [2].
- **Generación II:** Desarrollados entre los años setenta y noventa, los reactores de II Generación incluyen la mayoría de los reactores en funcionamiento actualmente, como los reactores refrigerados por agua y moderados como los PWR, BWR y PHWR. Estos reactores son más eficaces y seguros que los de la Generación I [2].
- **Generación III y III+:** Introducidos en la década de 2000, estos reactores incorporan importantes mejoras de seguridad, como sistemas de seguridad pasiva que no requieren la intervención humana en caso de emergencia. Algunos ejemplos son el AP1000, el EPR y el VVER-1200 [3]. Estos reactores también tienen una vida útil más larga y una mayor eficiencia del combustible, lo que reduce la frecuencia de las paradas para repostar [4].
- **Generación IV:** Los reactores de IV Generación, actualmente en desarrollo, pretenden mejorar aún más la seguridad, la eficiencia y la sostenibilidad. Estos reactores incluyen diseños como los reactores rápidos refrigerados por gas (GFR), los reactores de sales fundidas (MSR) y los reactores rápidos refrigerados por sodio (SFR). Se espera que los reactores de IV Generación estén operativos a mediados de la década de 2030 y están diseñados para minimizar los residuos nucleares y maximizar la eficiencia del combustible mediante ciclos de combustible cerrados [3]. (Consulte más información en la sección *Perspectivas de investigación y desarrollo*).

13.1.3. Pequeños Reactores Modulares (SMR, por sus siglas en inglés)

Los Pequeños Reactores Modulares (SMR) representan un avance significativo en la tecnología nuclear, con capacidades de hasta 300 MW_e. Los SMR se caracterizan por su diseño modular, que permite la construcción en fábrica y el montaje in situ. Esta modularidad no sólo reduce el tiempo y los costos de construcción, sino que también mejora la seguridad al incorporar elementos avanzados de seguridad pasiva [6].

- Tamaño Pequeño: Ocupan menos espacio en comparación con los reactores nucleares convencionales.
- Diseño Modular: Esta característica permite que los componentes y sistemas se preensamblen en fábricas y luego se transporten como una unidad completa al lugar de instalación.
- Funcionalidad del Reactor: Los SMR emplean la fisión nuclear para producir calor y, posteriormente, energía.

Los SMR están diseñados para ser flexibles, capaces de suministrar energía a pequeñas redes o lugares remotos, y pueden ampliarse añadiendo más módulos según sea necesario. Además, los SMR ofrecen la posibilidad de ampliar el despliegue de la energía nuclear al reducir las barreras financieras asociadas a las centrales nucleares tradicionales a gran escala [4]. A pesar de estas ventajas, retos como la aprobación normativa y la competitividad económica siguen siendo obstáculos importantes para la adopción generalizada de los SMR [6].

Los SMR tienen una capacidad de potencia de hasta 300 $MW_{(e)}$ por unidad, lo que equivale aproximadamente a un tercio de la capacidad de generación de los reactores nucleares tradicionales. Los reactores micro modulares se caracterizan por las capacidades más pequeñas y se espera que alcancen la capacidad mínima de 1,5 MW_e. Esta expectativa se basa en la capacidad de la central Aurora, en EE.UU., que aún se encuentra en fase de diseño conceptual y actualmente está diseñada en módulos de 15 MW - 50 MW de capacidad [7]. La mayoría de los diseños adoptados de SMR incluyen características de seguridad avanzadas o inherentes y pueden suministrarse como centrales de uno o varios módulos.

El desarrollo de los SMR tiene como objetivo conseguir algunas de las características que las centrales más grandes no son capaces de ofrecer: Los SMR podrían desempeñar un papel dentro de la flexibilidad de la generación de energía y proporcionar cogeneración en zonas con redes eléctricas pequeñas, remotas y fuera de la red. Los nuevos SMR aspiran a ofrecer unas prestaciones de seguridad comparables o superiores a las de los diseños tradicionales [7].

Sin embargo, aún quedan varios retos técnicos por resolver en el desarrollo de nuevos códigos y normas. Las centrales SMR multimódulo plantean el reto de la dotación de personal de la sala de control y la ingeniería del factor humano. Además, queda por demostrar la viabilidad económica de las centrales SMR, ya que la mayoría de las unidades están programadas para un futuro despliegue y los proyectos actuales, como NuScale SMR, son costosos.

13.1.4. Clasificación de los SMR

Los SMR pueden clasificarse en cinco grandes grupos:

i) Reactores SMR de neutrones rápidos
ii) Reactor Micro Modular (MMR)

iii) Reactor de Sales Fundidas MSR

iv) Reactores de Alta Temperatura (HTR) y Reactores de Alta Temperatura Refrigerados por Gas (HTGR)

v) Reactores Refrigerados por Agua (WCR). entre los que destacan el reactor de agua a presión “Pressurized Water Reactor (PWR)” y el reactor de agua en ebullición “Boiling Water Reactor (BWR)”.

Neutrón Rápido SMR o FR (Véase la Figura 106*)* No tienen agua como moderador, que reduce la velocidad de los neutrones para sostener la reacción de fisión en cadena, estos reactores funcionan en un ciclo cerrado de combustible donde *este* se reutiliza y recicla, es decir, se puede extraer entre 60 y 70 veces más energía del uranio que los reactores térmicos existentes [8], esto ayuda a reducir las reservas necesarias de plutonio y minimizar la carga térmica, el volumen y el tiempo de aislamiento necesarios para los residuos radiactivos de alto nivel.

La mayor eficiencia y los conceptos innovadores prometen tener características de seguridad mejoradas con respecto a los reactores evolutivos (una característica aún no probada). Adicionalmente, los reactores rápidos refrigerados por metal líquido (FR) es funcionan a muy baja presión.

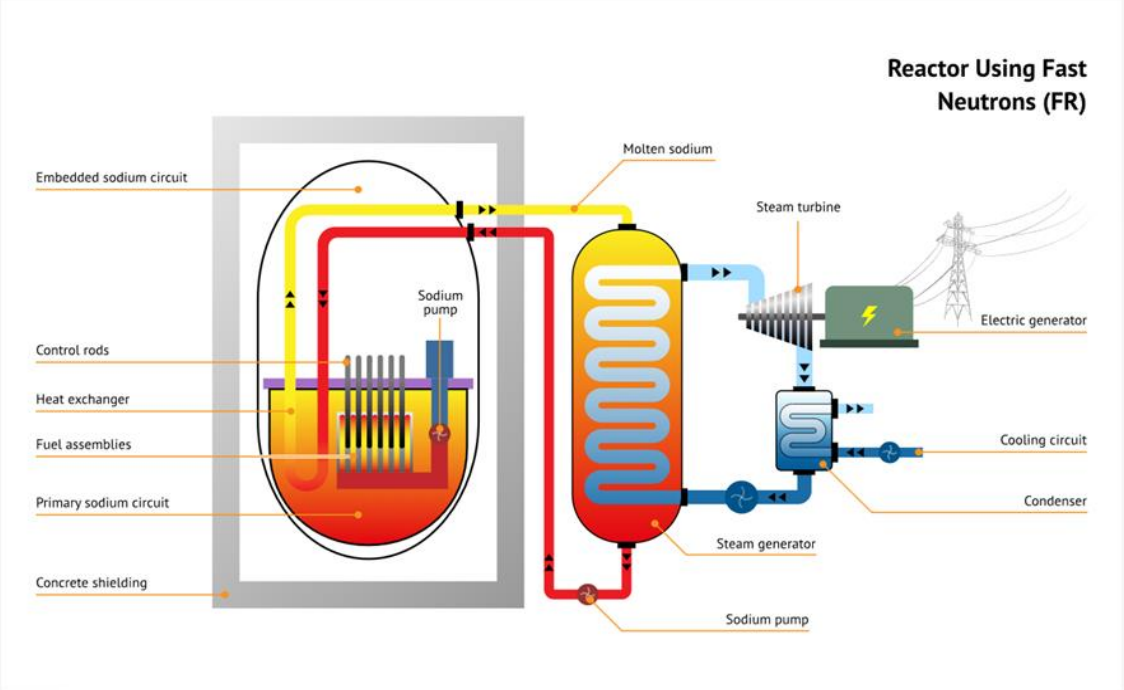


Figura 106. Neutrón Rápido SMR o FR [34].

Debido a su particular física, los FR son muy flexibles y pueden diseñarse como reproductores, quemadores o reactores de uso general. Cuando se diseñan como reproductores, los FR producen más combustible del que consumen. Como quemadores, se diseñan específicamente para minimizar el volumen, la carga térmica y la vida útil de los residuos nucleares más peligrosos, reduciendo así drásticamente las necesidades de repositorios geológicos. En ambos casos, para ser eficaz, la tecnología requiere un ciclo de combustible cerrado, incluido el reprocesamiento del combustible.

Los FR de uso general tienen un mayor quemado de combustible, un ciclo de combustible más largo y/o temperaturas de refrigerante más elevadas. Son especialmente adecuados para producir electricidad de forma más eficiente o para aplicaciones no eléctricas (por ejemplo, la producción de hidrógeno). Sin embargo, La explotación y el mantenimiento son más difíciles que en el caso de las WCR [9].

Gracias a su flexibilidad, los reactores nucleares pueden adaptarse a las distintas políticas y necesidades nucleares nacionales. Si el objetivo es preservar el uranio natural (por ejemplo, en países que planean explotar un gran parque de centrales nucleares), los reactores nucleares pueden funcionar como reproductores. Si el objetivo es minimizar las reservas de plutonio y/o reducir el número y las necesidades de depósitos geológicos, los reactores nucleares pueden funcionar como quemadores. Incluso desde un punto de vista estratégico, la motivación para desarrollar un programa de FR puede ser muy diferente en los distintos países. Por ejemplo, Japón está desarrollando un programa de FR debido a la falta de recursos energéticos tradicionales. La Federación Rusa dispone de suficientes recursos de combustibles fósiles, pero está plenamente comprometida con el desarrollo y despliegue de FR para alcanzar futuros objetivos estratégicos (incluida la exportación) y mantener el liderazgo tecnológico [9].

Reactores Micro Modulares (MMR): Buscan generar una potencia de hasta 10 MW(e). Esta tecnología avanzada, que suele incluirse como subcategoría de los SMR, se está desarrollando especialmente en Canadá, China, la Federación Rusa, Estados Unidos y varios Estados miembros de Europa. Los MMR suelen cargarse durante toda la vida útil del reactor y presentan algunas características únicas: en mayor medida que otros SMR, pueden fabricarse íntegramente en una fábrica, transportarse más fácilmente a los emplazamientos y conectarse al usuario final de energía eléctrica y calor.

Al incorporar las características de seguridad pasiva de los diseños de SMR de cuarta generación, estos micro reactores también pueden autorregularse, basándose en sistemas de seguridad inherentes y pasivos, y alcanzar así un alto nivel de control y seguridad con mínimas acciones por parte del operador. Tampoco están limitados a un tipo específico de moderador, refrigerante o rango de energía neutrónica, y presentan características muy diferentes. Por ejemplo, los refrigerantes pueden incluir helio, plomo, aire, agua, metal líquido y tubos de calor. Para que su despliegue sea una realidad, estas pequeñas centrales también deberían tener unas características adecuadas de seguridad y de resistencia positiva a la proliferación. El diagrama de un MMR refrigerado por gas helio se ilustra en la Figura 107.

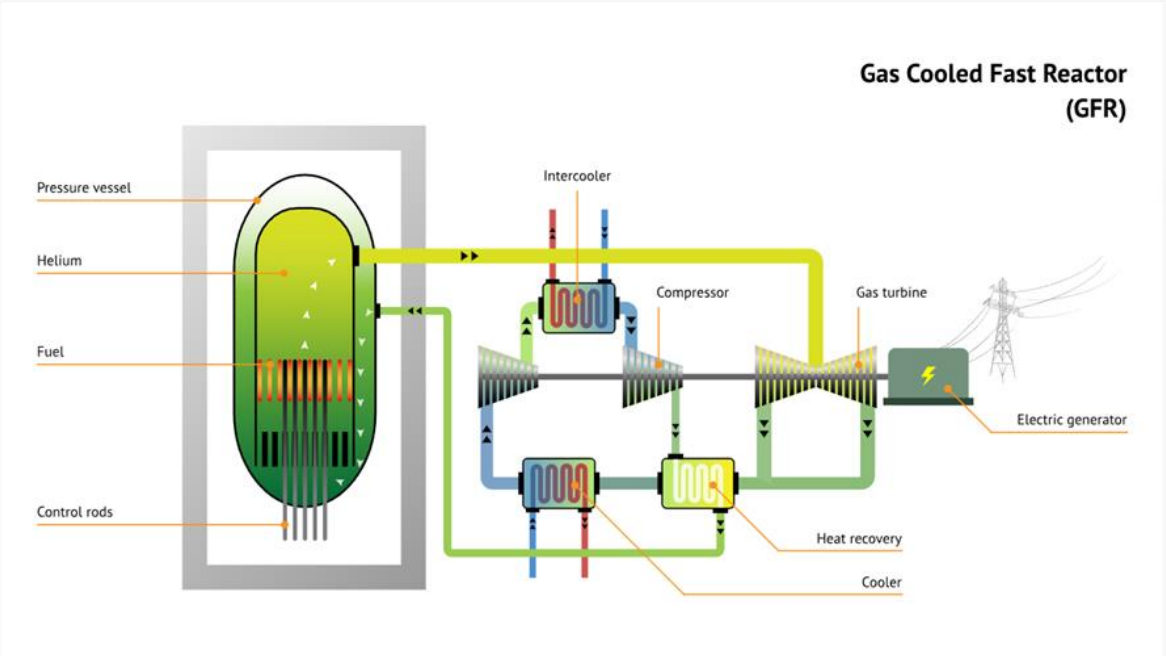


Figura 107. Reactores Micro Modulares Refrigerados por Gas (MMR) [10].

Reactor de Sales Fundidas (MSR): El MSR representado en la Figura 108 se distingue por su combustible disuelto en sal fundida, aunque algunos diseños utilizan combustible sólido y sal fundida como refrigerante. Es interesante en términos de eficiencia (temperaturas más altas), seguridad (baja presión y combustible en estado fundido), sostenibilidad (por ejemplo, mediante un ciclo cerrado del combustible con reprocesamiento en línea) y reducción de residuos.

Esta tecnología se desarrolló y demostró en parte en el reactor experimental de sales fundidas del Laboratorio Nacional de Oak Ridge, en Estados Unidos (1965-1969). Sin embargo, sigue siendo necesario evaluar su viabilidad técnica, especialmente el comportamiento a largo plazo de los materiales estructurales en sales fundidas. Los diseñadores de MSR centran sus esfuerzos en resolver los problemas de materiales, mejorar las condiciones de seguridad, desarrollar métodos óptimos de diseño del núcleo y evaluar los modelos económicos [11].

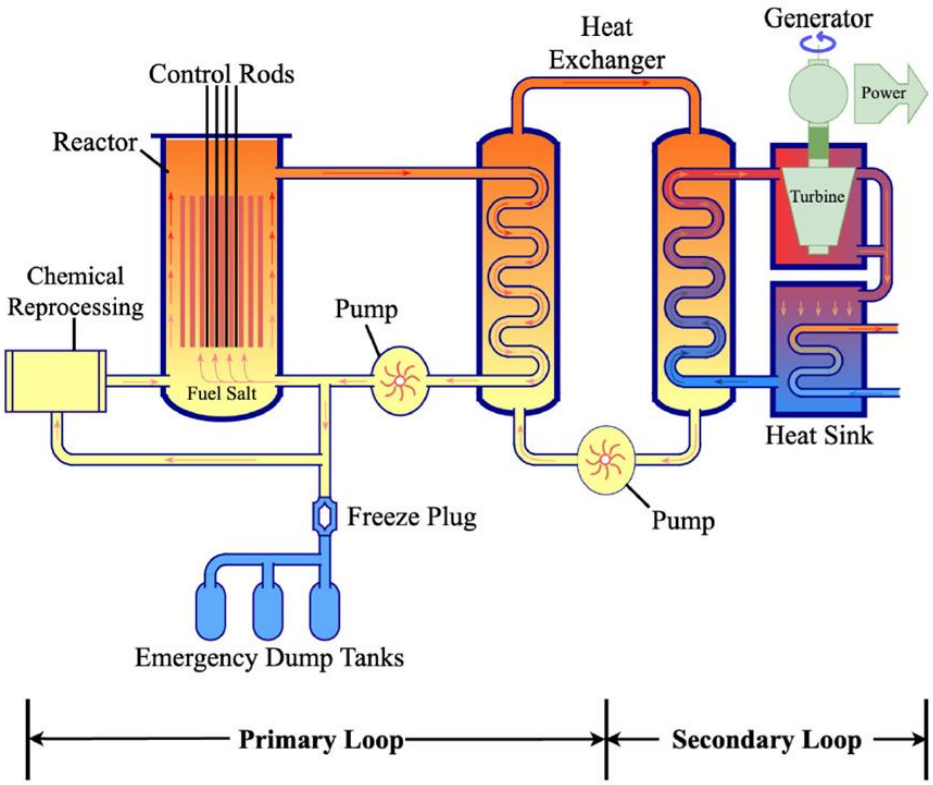


Figura 108. Reactor de Sales Fundidas [35].

Otros retos son la aceptación de sus características de seguridad en la concesión de licencias y también algunos problemas de proliferación de armas. Aunque algunos de los aspectos relacionados con la proliferación (por ejemplo, el reprocesamiento en línea) podrían resolverse técnicamente, es políticamente posible que sólo se permita su despliegue en países que permitan el reprocesamiento. Algunas empresas con nuevos diseños ya ofrecen MSR específicos en el mercado, pero no se prevé un despliegue comercial a gran escala antes de 2030, a pesar que los reactores de demostración podrían estar operativos durante este plazo (actualmente se está desarrollando un reactor de prueba de sales fundidas en China) [12].

Reactor de Alta Temperatura Refrigerado por Gas (HTGR): El Reactor de Alta Temperatura Refrigerado por Gas (HTGR) ilustrado en la Figura 109 es una tecnología de reactor nuclear de fisión refrigerado por helio y moderado por grafito que utiliza combustibles totalmente cerámicos. Posee características de seguridad inherentes y una excelente retención de los productos de fisión en el combustible y el grafito en comparación con la tecnología de reactores nucleares convencionales [13].

La temperatura de salida del reactor, normalmente entre 750°C y 950°C, es significativamente superior a la de los reactores nucleares convencionales (la temperatura de salida estándar de los reactores de agua a presión es de unos 320°C). Esta alta temperatura de salida no sólo aumenta la eficiencia de conversión de la generación de energía eléctrica, sino que también amplía las oportunidades de utilizar el calor aumentado como calor de proceso industrial en un rango de temperatura más alto que es difícil de conseguir con los reactores nucleares convencionales. En despliegues posteriores, la temperatura de funcionamiento podría alcanzar más de 950°C, sin embargo, estos reactores requerirán el uso de nuevos materiales estructurales.

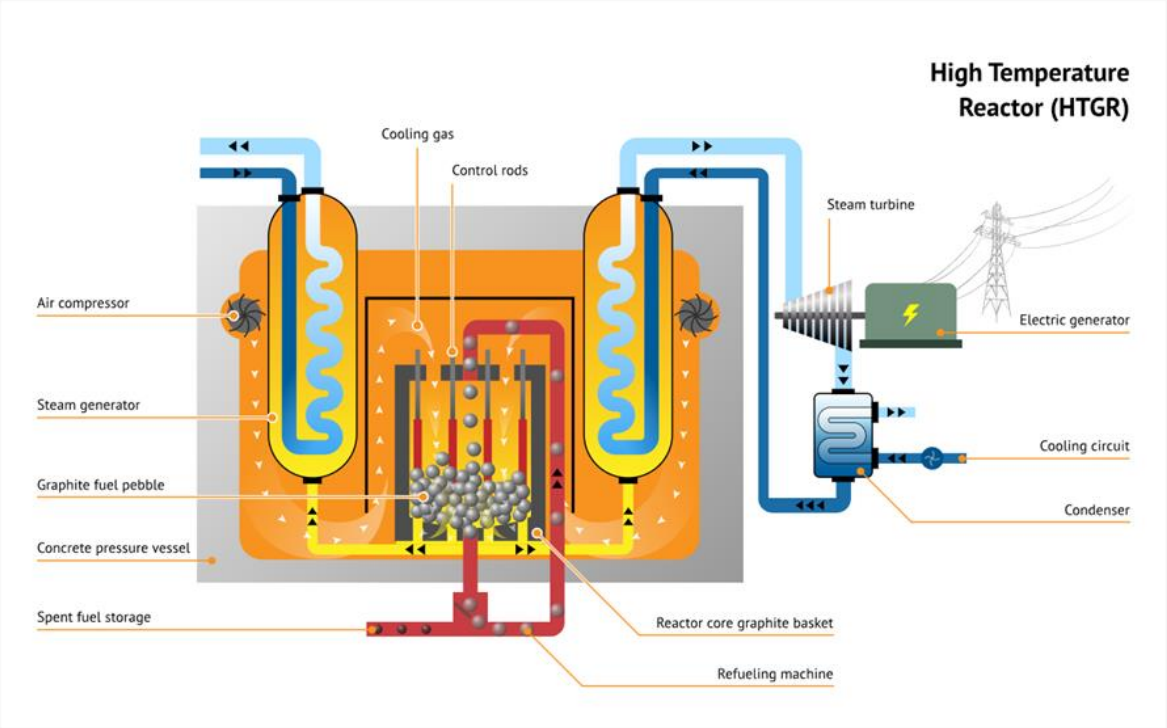


Figura 109. Reactor de Alta Temperatura Refrigerado por Gas (HTGR) [13].

El primer HTGR se propuso en un estudio de diseño realizado en 1945 en Estados Unidos y en la década de 1960 surgieron HTGR experimentales en el Reino Unido, Estados Unidos y Alemania, seguidos de pilotos a escala comercial en Estados Unidos y Alemania, reactores que funcionaron desde mediados de la década de 1970 hasta principios de la de 1990. Las experiencias operativas y las mejoras de diseño se reflejan en los dos HTGR experimentales que funcionan actualmente en Japón y la República Popular China. Estos reactores han demostrado un funcionamiento estable y una seguridad del sistema sin problemas técnicos significativos [13] [14].

Los Reactores Refrigerados por Agua (WCR): son reactores que utilizan las tecnologías PWR, LWR y PHWR descritas anteriormente en la subsección *Clasificación por Diseño del Núcleo y Tipo de Moderador.* Con el fin de mejorar el rendimiento térmico y la economía de la central, se están llevando a cabo actividades de investigación y desarrollo de reactores refrigerados por agua supercrítica (SCWR). El agua supercrítica existe a temperaturas y presiones superiores a su punto crítico, en el que los estados líquido y gaseoso son indistinguibles y suele utilizarse en centrales eléctricas avanzadas de carbón, petróleo y gas. Se prevé que las SCWR sean 1,3 veces más eficientes que las WCR convencionales.

13.1.5. Pequeños Reactores Modulares en Operación

Actualmente hay dos centrales SMR en funcionamiento, una en Rusia y otra en China. A continuación, se ofrecen algunos detalles sobre las dos centrales.

KLT-40 en Rusia (marítimo) [7]: El KLT-40S (Akademik Lomonosov) es un PWR desarrollado para una central nuclear flotante (FNPP, por sus siglas en inglés) para proporcionar una capacidad de 35 MW(e) por módulo. El diseño se basa en la planta de propulsión marina KLT-40 de tercera generación y es una versión avanzada del reactor que permite el funcionamiento a largo plazo

de rompehielos nucleares en condiciones más severas que las de las centrales nucleares estacionarias. Los parámetros técnicos del reactor se muestran en la Tabla 13-2.

Tabla 13-2. KLT-40: Principales parámetros técnicos [7].

KLT-40: Principales parámetros técnicos	
Parámetro	**Valor**
Desarrollador tecnológico, país de origen	JSC "Afrikantov OKBM", Rosatom, Federación Rusa
Tipo de reactor	PWR
Enfriador/moderador	Agua ligera/agua ligera
Capacidad térmica/eléctrica, MW(t)/MW(e)	35/35
Circulación primaria	Circulación forzada
Presión de funcionamiento NSSS (primaria/secundaria), MPa	12,7
Temperatura del refrigerante de entrada/salida del núcleo (°C)	280/316
Tipo de combustible/conjunto	Granulado de UO_2 en matriz de circonio
Número de elementos combustibles en el núcleo	121
Enriquecimiento del combustible (%)	18,6
Combustión por descarga del núcleo (GW_d/ton)	45,5
Ciclo de repostaje (meses)	30-36
Mecanismo de control de la reactividad	Mecanismo de accionamiento de la barra de control
Enfoque de los sistemas de seguridad	Activo (parcialmente pasivo)
Vida útil de diseño (años)	40
Huella de la Central (m^2)	4320 (Central Nuclear Flotante)
Altura/diámetro RPV (m)	4,8 / 2,0
Peso RPV (tonelada métrica)	9
Diseño sísmico (SSE)	9 puntos en la escala MSK
Características distintivas	Unidad de energía flotante para la cogeneración de calor y electricidad; sin repostaje in situ; recogida del combustible gastado.
Estado del diseño	Conectado a la red en Pevek en diciembre de 2019. Entrada en pleno funcionamiento comercial.

ACP-100 en China (terrestre) [7]: El ACP100 que se presenta en la Figura 110 es un diseño PWR integrado desarrollado por China National Nuclear Corporation (CNNC, por sus siglas en inglés, Corporación Nuclear Nacional de China) para generar una potencia eléctrica de 125 MW(e). El ACP100 se basa en la tecnología PWR existente adaptando sistemas de seguridad pasiva verificados para hacer frente a las consecuencias de los sucesos accidentales; en caso de transitorios y de accidentes base de diseño postulados, la convección natural enfría el reactor.

El diseño integrado del sistema de refrigeración del reactor (RCS) del ACP100 permite la instalación de los principales componentes del circuito primario dentro de la vasija de presión del reactor (RPV).



MAJOR TECHNICAL PARAMETERS	
Parameter	**Value**
Technology developer, country of origin	CNNC(NPIC/CNPE) China
Reactor type	Integral PWR
Coolant/moderator	Light water / light water
Thermal/electrical capacity, MW(t)/MW(e)	385 / 125
Primary circulation	Forced circulation
NSSS Operating Pressure (primary/secondary), MPa	15 / 4.6
Core Inlet/Outlet Coolant Temperature (°C)	286.5 / 319.5
Fuel type/assembly array	UO_2/17x17 square pitch arrangement
Number of fuel assemblies in the core	57
Fuel enrichment (%)	<4.95
Core Discharge Burnup (GWd/ton)	<52 000
Refuelling Cycle (months)	24
Reactivity control mechanism	Control rod drive mechanism (CRDM), Gd_2O_3 solid burnable poison and soluble boron acid
Approach to safety systems	Passive
Design life (years)	60
Plant footprint (m^2)	200 000
RPV height/diameter (m)	10 / 3.35
RPV weight (metric ton)	300
Seismic Design (SSE)	0.3g
Fuel Cycle Requirements or Approach	Temporarily stored in spent fuel pools
Distinguishing features	Integrated reactor with tube-in-tube once through steam generator, nuclear island

Figura 110. Ilustración y parámetros técnicos del ACP-100.

En China uno de los dos reactores HTR-PM, de 100 MW, empezó a generar electricidad a la red el 20 de diciembre de 2021. La construcción del primero de los dos HTR-PM estaba prevista inicialmente para antes de 2010, mientras que un estudio afirmaba que el costo no superaría en más de un 20% al de un reactor convencional de agua a presión. Sin embargo, la construcción no comenzó hasta 2012, y para entonces la estimación de tiempo para la construcción había aumentado a “50 meses”. En realidad, la primera unidad tardó casi 109 meses desde el primer hormigonado hasta la conexión a la red eléctrica, más del doble de lo previsto [7].

Otros Proyectos: El proyecto de un pequeño reactor modular (SMR) en Idaho (EE.UU.), de seis reactores de 77 MW, comenzó en 2000 y para 2013, se decidió que NuScale construyera estos seis SMR en Idaho. En 2022, la Comisión Reguladora Nuclear de EE.UU. aprobó la construcción del diseño de reactor de NuScale por lo que NuScale anunció que los seis reactores, con una capacidad total de 462 MW, estarían operativos en 2030. Sin embargo, en noviembre de 2023, el proyecto se detuvo debido al aumento de los costos [15 - 18].

A mediados de 2021, el precio objetivo de la energía se estimaba en 58 $/MWh y para enero de 2023, este precio objetivo había aumentado a 89 $/MWh, a pesar de una contribución de 1.400 millones de dólares del Departamento de Energía de EE.UU. a través de la Ley de Reducción de la Inflación, que pretendía reducir el precio objetivo de la energía en 30 $/MWh.

El mayor precio objetivo se atribuye a un aumento del 75% en el costo estimado de construcción del proyecto, de 5.300 millones de dólares a 9.300 millones, lo que eleva el costo de inversión de 11,5 millones por MW a 20,1 millones por MW. Este aumento de los costos se debe principalmente a las presiones inflacionistas sobre la cadena de suministro de energía, en particular los aumentos del Índice de Precios de Producción del acero, el material eléctrico y el alambre y cable de cobre. El Índice de Precios al Productor para todas las materias primas aumentó un 45%, lo que indica que el 30% del 75% de aumento de los gastos de capital no puede explicarse únicamente por la subida del Índice de Precios al Productor.

13.2. Entrada

Los reactores nucleares requieren diversos insumos para generar electricidad, siendo el más crítico el combustible nuclear. Los principales combustibles utilizados en los reactores nucleares son el uranio, el plutonio y el torio. Estos elementos sufren fisión nuclear, en la que el núcleo de un átomo se divide en partes más pequeñas, liberando una cantidad significativa de energía en forma de calor.

Uranio: El uranio es el combustible más utilizado en los reactores nucleares. Se utiliza principalmente en forma de dióxido de uranio (UO_2), un material cerámico estable a altas temperaturas. El uranio natural está compuesto en su mayor parte por uranio 238 (U-238), mientras que alrededor del 0,7% es uranio 235 (U-235), el isótopo necesario para mantener una reacción de fisión en cadena. Para ser utilizado en la mayoría de los reactores nucleares, el uranio debe ser enriquecido, aumentando la concentración de U-235 a entre el 3% y el 5% [2].

Plutonio: El plutonio-239 (Pu-239) es otro material fisible utilizado como combustible nuclear, en particular en los reactores reproductores rápidos (FBR). El plutonio se produce en los reactores a partir del U-238 y puede extraerse mediante el reprocesamiento del combustible nuclear gastado. Los combustibles de plutonio suelen utilizarse en forma de óxido mixto, que combina dióxido de plutonio con dióxido de uranio [3].

Torio: El torio-232 (Th-232) es un material fértil que puede convertirse en uranio-233 (U-233) fisible dentro de un reactor. El torio se considera una alternativa prometedora al uranio debido a su mayor abundancia y a su reducida radiactividad a largo plazo. Sin embargo, la tecnología para utilizar torio en reactores aún está en fase de desarrollo y no se ha adoptado de forma generalizada [4].

Además del combustible nuclear, otros insumos necesarios para el funcionamiento del reactor son:

Refrigerante: Se necesita un refrigerante para transferir el calor generado por la fisión nuclear desde el núcleo del reactor a los generadores de vapor o directamente a las turbinas. Los refrigerantes más comunes son el agua ligera (H_2O), el agua pesada (D_2O), el dióxido de carbono (CO_2) y metales líquidos como el sodio (Na).

Moderador: En los reactores térmicos, se utiliza un moderador para ralentizar los neutrones y aumentar la probabilidad de fisión. El agua ligera, el agua pesada y el grafito son moderadores típicos utilizados en varios diseños de reactores.

Varillas de Control: Están hechas de materiales que absorben neutrones, como el boro, el hafnio o el cadmio. Las barras de control se introducen o extraen del núcleo del reactor para controlar la velocidad de la reacción nuclear.

13.3. Salida

El principal producto de un reactor nuclear es la electricidad. Además, los reactores nucleares pueden producir otros productos valiosos:

Radioisótopos: Muchos reactores son capaces de producir radioisótopos utilizados en medicina, industria e investigación científica. Por ejemplo, los reactores producen isótopos como el Cobalto-60 (Co-60) para el tratamiento del cáncer.

Calor: Algunos reactores están diseñados para la cogeneración, produciendo tanto electricidad como calor. El calor puede utilizarse para calefacción urbana, desalinización o procesos industriales.

Combustible Nuclear Gastado: Tras su uso en el reactor, el combustible nuclear se vuelve altamente radiactivo y se considera combustible nuclear gastado. Contiene una mezcla de productos de fisión, uranio y plutonio, que debe gestionarse y almacenarse cuidadosamente debido a su radiactividad de larga duración. Parte de este material puede reprocesarse y reciclarse como nuevo combustible.

13.4. Capacidades técnicas

Los grandes reactores (reactores convencionales) se consideran generalmente reactores con una potencia eléctrica equivalente superior a 700 MW_e. Los reactores medianos se definen como “reactores con una potencia eléctrica equivalente de entre 300 y 700 MW" [19]. El Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA) define los SMR como «reactores de nueva generación diseñados para generar energía eléctrica de hasta 300 MW y la capacidad de las centrales SMR puede ser tan pequeña como unos pocos MW, la más pequeña registrada (en fase de diseño conceptual) es de 1,5 MW_e [7].

13.5. Espacio requerido

Una central nuclear suele ocupar un área compacta, necesitando aproximadamente 3,4 km^2 por cada 1.000 MW de capacidad instalada. Esta estimación refleja la superficie media de los 59 emplazamientos de centrales nucleares de Estados Unidos [20].

Para calcular la intensidad directa del uso del suelo de la energía, hay que dividir la superficie ocupada por la instalación de generación de energía, en este caso, un reactor nuclear, por la cantidad de energía generada a lo largo de un año. Es importante señalar que la superficie dedicada a la extracción, conversión y enriquecimiento de uranio se denomina uso indirecto del suelo. El uso de esta variable distingue el uso exclusivo del suelo para la explotación, lo que, si se analiza de forma aislada, puede crear un sesgo en la interpretación de los datos. De hecho, la intensidad total del uso del suelo de la energía es la suma del uso directo e indirecto del suelo.

Si se comparan las distintas fuentes de energía, la energía nuclear es la más eficiente en términos de uso del suelo, tal y como se muestra en la Tabla 13-3 [21].

Tabla 13-3. Intensidad energética del uso del suelo [21].

Fuente de energía	Uso del Suelo Intensidad de Energía total (ha/TWh/y) Promedio
Hidroeléctrica	15000
Fotovoltaica en suelo	2100
Gas Natural	410
Eólica	170
LR Nuclear	15

13.6. Consumo de agua

En términos de consumo de agua por megavatio-hora, la energía nuclear supera ligeramente al de las centrales de combustibles fósiles comparables, ya utilicen métodos de refrigeración de un solo paso o de ciclo cerrado. Aunque la energía nuclear utiliza más agua que algunas fuentes renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, suele consumir menos que otras tecnologías renovables, como la geotérmica [22].

Los reactores nucleares más comunes, como los Reactores de Agua a Presión (PWR) y los Reactores de Agua en Ebullición (BWR), utilizan agua tanto para refrigerar el núcleo como para producir el vapor que mueve las turbinas. El consumo de agua puede variar, pero suele oscilar entre 2000 y 3000 litros por megavatio-hora (L/MWh) de electricidad producida (véase la Figura 111) [23]. El agua se utiliza principalmente en los sistemas de refrigeración de los condensadores, donde el vapor se condensa en agua tras pasar por las turbinas.

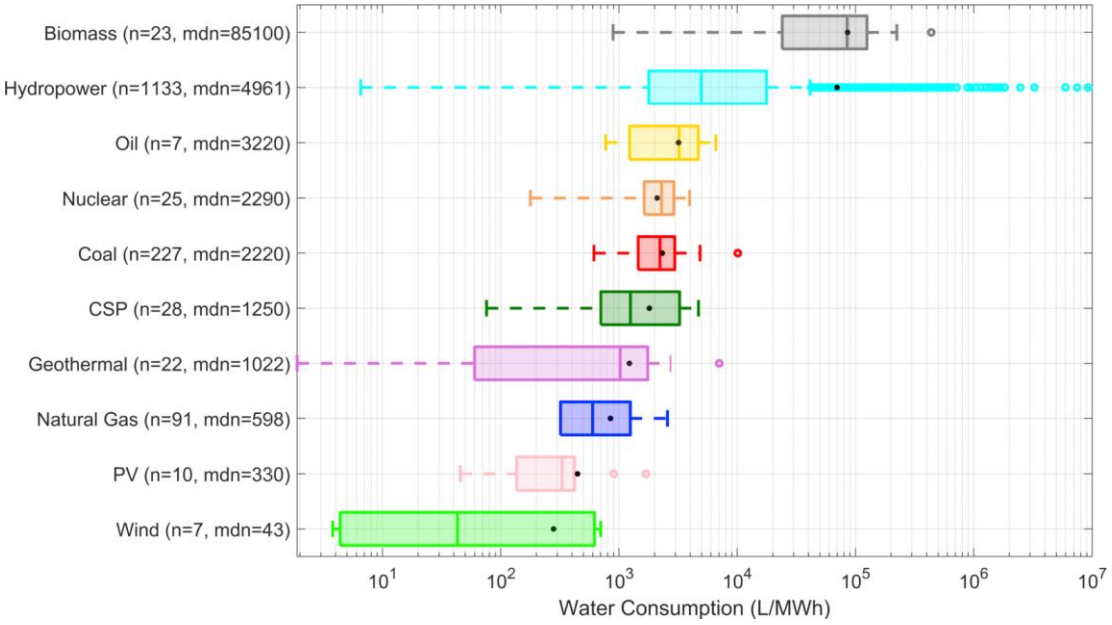


Figura 111. Comparación del consumo de agua de las fuentes de energía [24].

Por otro lado, los reactores refrigerados por gas (GCR) o los reactores refrigerados por metal líquido (como el sodio en los reactores rápidos refrigerados por sodio, SFR) tienen un consumo de agua mucho menor o incluso nulo en algunos casos. En estos sistemas, el refrigerante primario no es agua, por lo que el uso de agua se limita al sistema secundario de generación de vapor y a la refrigeración del condensador. En tales casos, el consumo de agua puede ser significativamente menor, a menudo en el rango de 500 a 1000 L/MWh. La media mundial en 2019 fue de 2290 L/MWh [24], tal y como se muestra en la Figura 111.

13.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

La energía nuclear es una piedra angular para la generación de electricidad de carga base por su capacidad de proporcionar una fuente constante y fiable de electricidad, independientemente de las condiciones meteorológicas o la hora del día. A diferencia de las fuentes de energía renovables variables, como la eólica o la solar, las centrales nucleares funcionan con un alto factor de planta, normalmente superior al 90 %, es decir que producen casi continuamente cerca de su potencia máxima y esta producción constante es crucial para mantener la estabilidad de la red eléctrica.

Los reactores nucleares producen electricidad mediante el proceso de fisión nuclear, en el que los núcleos atómicos se dividen y liberan energía en forma de calor. Este calor se utiliza para generar vapor, que acciona turbinas conectadas a generadores. Como las centrales nucleares pueden funcionar ininterrumpidamente durante largos periodos -a menudo entre ciclos de recarga que pueden durar de 18 a 24 meses-, constituyen una base fiable sobre la que pueden añadirse otras fuentes de energía más intermitentes, garantizando un suministro continuo de electricidad para satisfacer la demanda básica de una red energética. Los beneficios potenciales pueden verse en la Tabla 13-4.

Los SMR ofrecen una amplia gama de configuraciones y algunos diseños utilizan un enfoque multimódulo para lograr escalabilidad y adaptabilidad a la creciente demanda de energía. Algunos SMR, en particular los microrreactores, están diseñados para su uso en zonas remotas o no interconectadas, pequeñas redes aisladas, así como para la respuesta a emergencias. Los SMR también pueden ser adecuados para zonas densamente pobladas y agrupaciones industriales [25]. Tabla 13-4

Tabla 13-4. Atributos de flexibilidad y ventajas potenciales de los SMR [25].

Atributo	Subatributo	Beneficios
Flexibilidad operativa	Maniobrabilidad	Seguimiento de la carga
	Compatibilidad con sistemas híbridos de energía y poligeneración	Funcionamiento económico con creciente penetración de generación intermitente, misiones alternativas
	Uso diversificado del combustible	Economía y seguridad de abastecimiento
	Funcionamiento en isla	Resistencia del sistema, energía remota, microrredes, aplicaciones de energía de emergencia

Flexibilidad de despliegue	Escalabilidad	Capacidad de despliegue a la escala necesaria
	Localización	Capacidad para desplegarse donde sea necesario
	Viabilidad de la construcción	Capacidad de despliegue dentro del calendario y el presupuesto previstos
Flexibilidad de los productos	Electricidad	Suministro eléctrico fiable y despachable
	Calor de proceso	Calor de proceso fiable y despachable
	Radioisótopos	Suministro de isótopos únicos o de alta demanda

13.7.1. Configuraciones de rampa

Los reactores modernos pueden ajustar su funcionamiento a los cambios de carga programados o imprevistos. Muchas centrales nucleares modernas (generación III/III+) pueden funcionar de forma segura al 25 % de la carga nominal y aumentar a plena potencia a una velocidad de rampa del 2,5 % por minuto hasta el 60 % de la potencia y, a continuación, a una velocidad de rampa del 5 % por minuto hasta la plena potencia nominal. Esto significa que las centrales pueden pasar del 25 % al 100 % de la potencia nominal en menos de 30 minutos [26]. Sin embargo, debido a que las centrales nucleares se caracterizan por su elevada inversión, sus elevados costos fijos de funcionamiento y mantenimiento y sus bajos costos variables de funcionamiento, se suele suponer que funcionarán en modo de carga base (es decir, más de 8.000 h/año).

Los nuevos SMR tienen capacidad para subir o bajar la potencia, la carga diaria de los SMR puede realizarse desde el 100 % hasta una potencia tan baja como el 20 %, y en una instalación con varios SMR, uno o varios módulos pueden encenderse o apagarse para variar la producción de toda la instalación. En Europa, la flexibilidad es un requisito para una central nuclear: las centrales deben ser capaces de alternar diariamente entre el 50 % y el 100 % de su carga nominal, manteniendo una velocidad de rampa del 3-5 % por minuto. Los Requisitos Europeos para Empresas de Servicios Públicos (EUR, por sus siglas en inglés) especifican desde 2001 que los nuevos diseños de reactores deben ser capaces de seguir la carga entre el 50 % y el 100 % de su capacidad. Aunque la mayoría de los reactores franceses funcionan en este modo, el diseño del Reactor Europeo Presurizado (EPR, por sus siglas en inglés) tiene capacidades mejoradas. Puede mantener su producción al 25 % y luego aumentar gradualmente hasta la plena producción a un ritmo del 2,5 % de la potencia nominal por minuto hasta el 60 % de la producción, y al 5 % de la potencia nominal por minuto hasta la plena potencia nominal [27]. Esto significa que la unidad puede pasar del 25 % al 100 % de la producción en menos de 30 minutos, aunque a costa de un cierto desgaste [28].

13.8. Ventajas/desventajas

13.8.1. Ventajas

- Tecnología bien establecida (reactores convencionales).

- Las centrales nucleares son una tecnología segura gracias a avances que han reducido significativamente los riesgos asociados a los accidentes del pasado. Alta densidad energética, lo que implica que requieren menos superficie en comparación con otras fuentes como la solar o la eólica. Bajas emisiones de carbono en comparación con las centrales de combustibles fósiles. No emite gases de efecto invernadero durante su funcionamiento, y las emisiones asociadas a su ciclo de vida son mínimas en comparación con otras fuentes.
- No se necesitan grandes instalaciones de almacenamiento de combustible gracias a la alta eficiencia y compacidad del material nuclear. El nivel de producción no suele verse afectado por las condiciones meteorológicas.
- Las centrales nucleares son muy adecuadas para satisfacer grandes demandas de energía, ya que tienen un alto rendimiento y factores de carga (del 80 al 90 %).
- Los continuos avances en el reciclaje y el desarrollo de ciclos alternativos del combustible están ampliando la disponibilidad del combustible nuclear.

13.8.2. Desventajas

- Tiempo de construcción prolongado, con incertidumbre en la predicción de plazos debido a factores técnicos y logísticos. Las centrales nucleares carecen de estandarización internacional, por cuestiones de seguridad nacional y estrategia.
- Las ubicaciones aptas para la construcción de centrales nucleares son limitadas, ya que deben estar cerca de centros de carga y fuentes de agua (como ríos o el mar) y alejadas de zonas sísmicas.
- Cuestiones geopolíticas, como interrupciones en la cadena de suministro y el riesgo de proliferación nuclear, complican la colaboración internacional en normas de seguridad y reglamentación.
- Elevado costo de capital inicial en comparación con otras alternativas.
- Existe una gran incertidumbre en la predicción del costo de la inversión. Sin embargo, recientes mejoras en la gestión de proyectos y técnicas modulares han mejorado la fiabilidad de los plazos.
- El costo de mantenimiento es elevado debido a la falta de normalización y a los altos salarios del personal altamente especializado.
- El desmantelamiento de las centrales nucleares requiere procesos largos y costosos, lo que representa un desafío financiero.
- Se prevé que el costo de puesta en marcha de la cadena de suministro de los SMR sea muy elevado.
- La gestión de los residuos del combustible nuclear gastado es costosa y suele representar alrededor del 5% del costo total de la electricidad generada [38].
- La energía nuclear genera residuos radiactivos a partir del combustible gastado, que requieren una manipulación especial debido a su impacto en la salud humana. Esta cuestión se describe con más detalle en la sección *Medio ambiente*.

13.8.3. Ventajas y desventajas de los SMR en comparación con los grandes reactores

Ventajas de los SMR

- Mayor seguridad y protección: La menor potencia térmica del núcleo del reactor, la arquitectura compacta y el empleo de conceptos pasivos tienen el potencial de mejorar la seguridad y la protección en comparación con los diseños anteriores y los grandes reactores comerciales. Los sistemas de seguridad pasivos son una característica de seguridad importante en el SMR. El sistema de seguridad incorpora un inventario de agua in situ que funciona con fuerzas naturales (por ejemplo, circulación natural, convección, gravedad y autopresurización) [28]. En la ingeniería de reactores, la circulación natural es un fenómeno muy deseado, ya que puede proporcionar la refrigeración del núcleo del reactor sin bombas de refrigerante, de modo que ninguna pieza móvil podría averiarse Estos mayores márgenes de seguridad reducen o incluso eliminan el potencial de emisiones de radiactividad al medio ambiente y al público en caso de accidente.
- Modularidad: El término “modular” en los SMR significa escalabilidad y capacidad de fabricar los principales componentes del sistema nuclear de suministro de vapor (NSSS, por sus siglas en inglés) en una fábrica antes de transportarlos al emplazamiento. Esto puede ayudar a limitar la preparación in situ y reducir el tiempo de construcción. . La construcción en fábrica permite trabajar en un entorno mejor controlado, lo que determina una mejora de la calidad), reducción de los plazos de construcción y los costos de mantenimiento al disminuir la probabilidad de fallo de los componentes y contar con un proceso de construcción más seguro. Adicionalmente se aumenta la seguridad de los trabajadores in situ porque manipulan un menor número de componentes y podría determinar un ahorro de costos en mano de obra y construcción.
- Tiempo de construcción y financiación: El tamaño, la eficiencia de la construcción y los sistemas de seguridad pasiva (que requieren menos redundancia) pueden reducir la inversión de capital del propietario de una central nuclear debido al menor costo de capital de la central. Esto puede conducir a una financiación más fácil en comparación con las plantas más grandes [16].
- Reducción de las necesidades de recarga: Los SMR solo utilizan una pequeña cantidad de combustible y solo necesitan repostar cada 3-7 años, frente a los 1-2 años de las centrales convencionales. Algunos SMR están diseñados para funcionar hasta 30 años sin repostar.

Inconvenientes del SMR

- Falta de desarrollo: sólo unos pocos SMR están actualmente en funcionamiento para la generación de energía. Por tanto, es difícil confiar en los plazos de producción, los ritmos de aprendizaje y las reducciones de costos propuestas por la industria.
- Pérdida de economías de escala unitaria: los reactores nucleares se hicieron más grandes porque los fabricantes y operadores obtuvieron ventajas comerciales al aumentar el tamaño y la producción. Los SMR pierden las ventajas de las economías de

escala unitaria y sólo pueden ser rentables en grandes cantidades, lo que requiere un gran despliegue de módulos SMR.

- Licencias: Una de las barreras importantes es la concesión de licencias para nuevos diseños de reactores. El proceso de concesión de licencias para un nuevo reactor como los diseños de SMR es largo y costoso, y se espera que sea más largo que para los reactores convencionales.

13.9. Medio ambiente

La Figura 112 muestra que la energía nuclear emite 9 g de CO_2 equivalente/kWh de emisiones directas; este valor es significativamente inferior en comparación con otras tecnologías de generación de energía basadas en la combustión. Estas emisiones se basan en un enfoque de ciclo de vida, suponiendo 60 años de vida útil y las horas de funcionamiento entre un mínimo de 3700 y 7400 h al año [29].

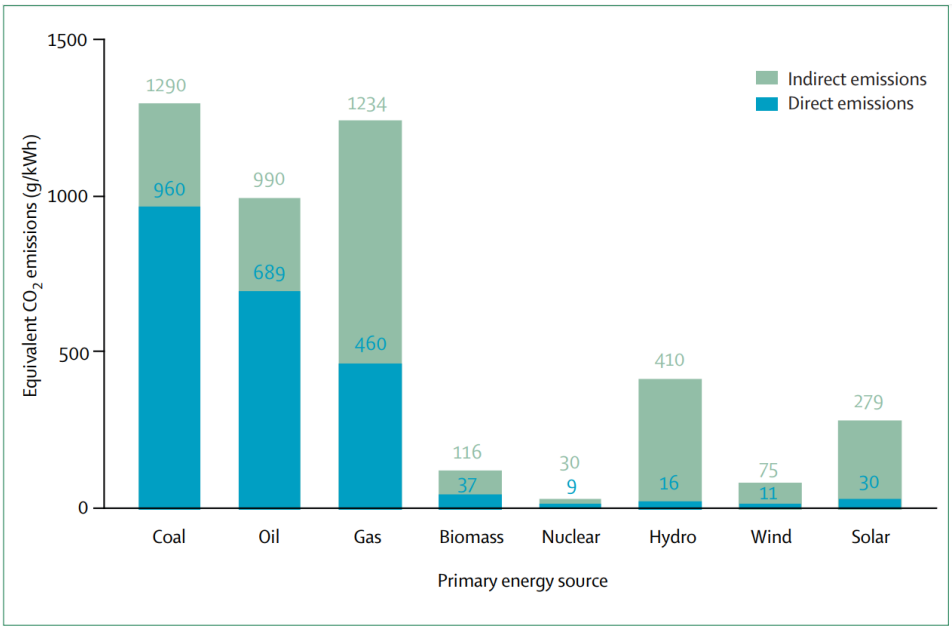


Figura 112. Emisiones medias equivalentes de CO_2 durante el ciclo de vida de diferentes fuentes de generación de electricidad [29].

La manipulación de residuos radiactivos es uno de los riesgos medioambientales más importantes. La exposición a determinados niveles elevados de radiación, como la procedente de estos residuos de alta actividad, puede incluso causar la muerte. La exposición a la radiación también puede causar cáncer, defectos de nacimiento y otras anomalías, dependiendo de la duración de la exposición, la cantidad de radiación y el mecanismo de desintegración. Sin emabargo, es necesario resaltar que la industria nuclear es el único sector energético con planes estructurados de manero a largo plazo de sus desechos.

En Colombia, existen planes estructurados para la gestión de residuos radiactivos a largo plazo, aunque el país no cuenta con centrales nucleares comerciales. La regulación y gestión de estos residuos se basa principalmente en el reactor de investigación IAN-R1, operativo desde 1965 y

administrado por el Servicio Geológico Colombiano. El marco regulatorio nacional incluye la Resolución 180005 de 2010, que establece el Reglamento para la gestión de desechos radiactivos en Colombia, abarcando todas las etapas desde la generación hasta la disposición final de estos materiales [42].

Los residuos radiactivos incluyen cualquier material que sea intrínsecamente radiactivo o que haya sido contaminado por radiactividad y que se considere que ya no tiene utilidad. Cada partícula radiactiva tiene un periodo de semidesintegración, es decir, el tiempo que tarda la mitad de sus átomos en desintegrarse y, por tanto, en perder la mitad de su radiactividad. Las partículas radiactivas con vidas medias largas suelen ser más fáciles de manipular. Al final, todos los residuos radiactivos se descomponen en elementos no radiactivos. Cuanto más radiactivo es un isótopo, más rápido se desintegra.

Los materiales radiactivos producidos por la fisión nuclear del uranio se dividen en productos de fisión de vida corta, media y larga. Un producto típico de corta duración es el isótopo Yodo-131(^{131}I), con una semivida de 8 días, mientras que los productos de fisión de vida media tienen semividas de unos 30 años. Sólo siete productos de fisión tienen vidas medias muy superiores a 30 años, en el intervalo de 200.000 a 16 millones de años. Son los llamados productos de fisión de vida larga, como el Cesio-135 (^{135}Cs) o el Selenio-79 (^{79}Se).

Los residuos radiactivos se producen en todas las fases del ciclo del combustible nuclear. El ciclo del combustible incluye la extracción y molienda del mineral de uranio, su procesamiento y fabricación en combustible nuclear, su uso en el reactor, su reprocesamiento, el tratamiento del combustible usado extraído del reactor y, por último, la eliminación de los residuos. Aunque se producen residuos durante la extracción, la molienda y la fabricación del combustible, la mayor parte (en términos de radiactividad) procede de la propia "combustión" del uranio para producir electricidad. Los residuos radiactivos suelen clasificarse en residuos de baja actividad (LLW), de actividad intermedia (ILW) o de alta actividad (HLW), en función de su nivel de radiactividad.

En la actualidad, se han investigado y considerado muchas opciones de tratamiento de residuos radiactivos, entre ellas: enterrar en el suelo, reciclar los residuos nucleares, llevarlos al espacio, enterrarlos bajo el mar, enterrarlos en la zona de subducción, enterrarlos bajo el glaciar, almacenarlos en piedra artificial. Las dos opciones más utilizadas en la actualidad son el enterramiento en el suelo y el reciclaje. En el enfoque de enterramiento de residuos, los residuos pueden ser tratados/almacenados temporalmente in situ (unos 40-50 años) en la instalación de producción utilizando varios métodos, como la vitrificación, el intercambio iónico o el synroc y luego serán enterrados en un lugar dedicado a largo plazo. En el enfoque de reciclado, el combustible usado se procesa para separar el plutonio y el uranio para su reutilización, el resto puede vitrificarse y enterrarse.

La gestión de los residuos nucleares ha avanzado considerablemente en las últimas décadas, con tecnologías innovadoras como la vitrificación y el almacenamiento geológico profundo que ofrecen soluciones seguras y a largo plazo. Además, las investigaciones en curso se centran en reducir aún más el impacto ambiental mediante el reciclado y la reutilización de materiales nucleares. En comparación con otras fuentes de energía, como el carbón y el petróleo, la energía nuclear tiene un impacto ambiental mucho menor en términos de emisiones de gases de efecto invernadero y contaminación atmosférica.

La gestión de los residuos nucleares sigue siendo un tema controvertido a pesar de las capacidades técnicas existentes y demostradas para su almacenamiento y eliminación seguros. La controversia se debe principalmente a la radiactividad de larga duración de los residuos nucleares, que plantea riesgos potenciales para la salud humana y el medio ambiente durante miles de años. Las comunidades cercanas a los lugares de almacenamiento propuestos suelen expresar una fuerte oposición por temor a la contaminación, los accidentes y las repercusiones negativas en el valor de la propiedad. Además, los problemas políticos y logísticos que plantea el establecimiento y mantenimiento de instalaciones seguras de almacenamiento a largo plazo, como los depósitos geológicos profundos, complican aún más la situación.

13.9.1. Preocupación y problemas de seguridad

Accidentes nucleares como los de Chernóbil y Fukushima han contribuido significativamente a crear un entorno desfavorable para la energía nuclear al amplificar los temores y el escepticismo de la opinión pública sobre la seguridad y fiabilidad de la energía nuclear. Esto ha dificultado a los responsables políticos y a las empresas energéticas garantizar el apoyo público y la inversión en iniciativas de energía nuclear.

En los últimos años, la percepción pública de la energía nuclear ha evolucionado positivamente, impulsada por la creciente concienciación sobre la necesidad de reducir las emisiones de carbono y combatir el cambio climático. La energía nuclear se ve cada vez más como una solución viable y necesaria para complementar otras fuentes de energía renovables, garantizando un suministro estable y continuo de electricidad.

13.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

La próxima generación de reactores nucleares se clasifica como Generación IV. No se espera que los diseños de la Generación IV estén operativos antes de mediados de la década de 2020. Hay siete diseños considerados de Generación IV. Estos diseños están siendo desarrollados por el GIF (Foro Internacional de la IV Generación), un colectivo internacional que representa a los gobiernos de 13 países en los que la energía nuclear es importante en la actualidad y se considera vital para el futuro. Los distintos reactores se resumen en la Tabla 13-5.

Tabla 13-5. Reactores de IV Generación [5].

Tipo de Reactor	Espectro de Neutrones	refrigerante	Temperatura (°C)	Presión	Ciclo de Combustible	Tamaño (MW_e)	Uso de Energía
Reactores rápidos refrigerados por gas	rápido	helio	850	alta	cerrado, in situ	1200 & 1800+	electricidad e hidrógeno
Reactores rápidos refrigerados por plomo	rápido	plomo o Pb-Bi	480-570	baja	cerrado, regional	20-1800+	electricidad e hidrógeno
Reactores rápidos de sales fundidas	rápido	sales fluoradas	700-800	baja	cerrado	1000	electricidad e hidrógeno

Reactor de sales fundidas - reactores avanzados de alta temperatura	térmico	sales fluoradas	750-1000	baja	abierto	1000-1500	hidrógeno
Reactores rápidos refrigerados por sodio	rápido	sodio	500-550	baja	cerrado	50-1500	electricidad
Reactores de gas de muy alta temperatura	térmico	helio	900-1000	alta	abierto	250-300	electricidad e hidrógeno

Además, hay más de una docena de diseños de reactores avanzados (Generación III) en diversas fases de desarrollo. Uno de ellos se denomina reactor avanzado de agua en ebullición, algunos de los cuales están ya en funcionamiento y otros en construcción. El nuevo diseño radical más conocido es el reactor de módulo de lecho de guijarros refrigerado por gas a alta temperatura (HTGR-PBM), un diseño de reactor nuclear avanzado que utiliza gas helio como refrigerante y elementos combustibles esféricos en forma de guijarros. Esta configuración permite que el reactor funcione a altas temperaturas, en torno a 750°C a 950°C, lo que mejora su eficiencia térmica y amplía sus aplicaciones potenciales más allá de la generación de electricidad, como en procesos industriales y la producción de hidrógeno. El diseño del lecho de guijarros incorpora características de seguridad pasiva y un enfoque modular, lo que significa que los reactores pueden ampliarse añadiendo más módulos según sea necesario, haciéndolos flexibles y adaptables a diversas necesidades energéticas.

Considerando el ciclo cerrado del combustible, los reactores de la Generación I a la III reciclan el plutonio y el uranio, mientras que se espera que la Generación IV tenga un reciclaje completo de actínidos. Muchos diseños de reactores avanzados son para unidades pequeñas -de menos de 300 MW_e- y en la categoría de pequeños reactores modulares (SMR), ya que varios de ellos juntos pueden constituir una gran central y construirse progresivamente.

13.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

En Colombia no hay reactores nucleares comerciales, pero el país ha estado operando un reactor de investigación, con algunos periodos de parada, que se denomina “Reactor Nuclear de Investigación IAN-R1”, en adelante reactor IAN-R1. Su primera criticidad se produjo el 20 de enero de 1965. Desde ese momento hasta la fecha, siempre ha operado de forma segura y de acuerdo con los requisitos establecidos por la Autoridad Reguladora [31].

El reactor IAN-R1 representado en la Figura 113 es un reactor nuclear de investigación de tipo piscina abierta, con elementos combustibles TRIGA y un enriquecimiento de U-235 del 19,7 %. Flujo máximo de neutrones $8x10^{11}$ $n/cm^2/s$, potencia térmica 30 kW, con refrigerante y moderador agua ligera y reflejado por grafito.

El objetivo principal del reactor ha sido la investigación en áreas fundamentales como la física de neutrones y del reactor, la termohidráulica y el blindaje, la instrumentación, la seguridad nuclear y la química. También se utilizó para la producción de radioisótopos Au-198, Br-82, La-140, Na-24, e incluyó la producción a escala de demostración de Mo-99.



Figura 113. IAN-R1 Reactor en el Servicio Geológico Colombiano [32].

La principal aplicación del Reactor IAN-R1 ha sido el desarrollo de la técnica de análisis por activación neutrónica (NAA), con el fin de cuantificar las composiciones elementales de muestras para la caracterización de rocas, contaminación ambiental, detección de metales pesados o tóxicos. Se han explorado otras técnicas como la datación por huella de fisión, que proporciona información sobre la probabilidad de la presencia de hidrocarburos en el lugar de extracción de la muestra.

Además del Reactor IAN-R1, en Colombia se ha venido formando un ecosistema con la participación de la academia y la industria. Desde la academia, universidades como la Universidad de Antioquia y la Universidad Nacional de Colombia han abierto diplomados y cátedras con contenidos curriculares sobre conceptos básicos y aplicados de energía nuclear, conceptos de diseño, operación y gestión de reactores nucleares. Desde la industria, empresas como Ecopetrol y EPM han mostrado su interés en explorar las aplicaciones de las centrales nucleares.

En América Latina sólo hay siete reactores nucleares en funcionamiento: tres en Argentina, dos en Brasil y dos en México. La central nuclear más avanzada de la región es Atucha II (véase la Figura 114), cuyo nombre oficial es Central Nuclear Néstor Kirchner, situada en Lima, distrito de Zárate, a unos 100 kilómetros de Buenos Aires (Argentina). Su construcción se inició en 1982, pero se paralizó en 1994, reanudándose en 2006. La central alcanzó su primera criticidad el 3 de junio de 2014 y se sincronizó con el Sistema Interconectado Nacional el 27 de junio de 2014. Atucha II opera un reactor de agua pesada a presión (PHWR) con una potencia térmica de 2.175 MW_t y una potencia eléctrica bruta de 745 MW_e, utilizando uranio natural como combustible y agua pesada (D_2O) como moderador y refrigerante [33].



Figura 114. Central Nuclear Atucha II [33].

13.12. Predicción de desempeño y costo

13.12.1. Estimación de los costos de inversión, visión general

Las grandes centrales nucleares se consideran una tecnología de categoría 3 o 4, mientras que el SMR debería considerarse de categoría 2-3, lo que significa que las estimaciones del SMR se realizan con una gran incertidumbre.

Gran reactor: El costo de capital a un día de una central nuclear depende de varios factores que van desde el diseño de la central, el equipamiento, la mano de obra y la construcción. El valor para 2023 se ha calculado teniendo en cuenta el contexto mundial y partiendo de la hipótesis de que la central que se construya será probablemente una PWR, ya que es la tecnología más utilizada en la actualidad, como puede verse en el cuadro siguiente. La estimación se sitúa en el extremo conservador teniendo en cuenta los últimos retrasos de proyectos y reconsideraciones de costos en mercados maduros y para reflejar la situación del mercado local. Los datos se resumen en la Tabla 13-6, y a su vez se comparan con fuentes internacionales.

Pequeño Reactor Modular SMR: Dado que hay muy pocos proyectos de SMR en construcción y que no se dispone de datos reales sobre los costos reales por día, la estimación de los costos de los SMR se suele realizar de manera *top-down*, como se muestra en la Figura 115. Esto conlleva partir de la información disponible sobre las grandes unidades avanzadas de reactores de agua a presión (PWR), como costo de referencia de partida.

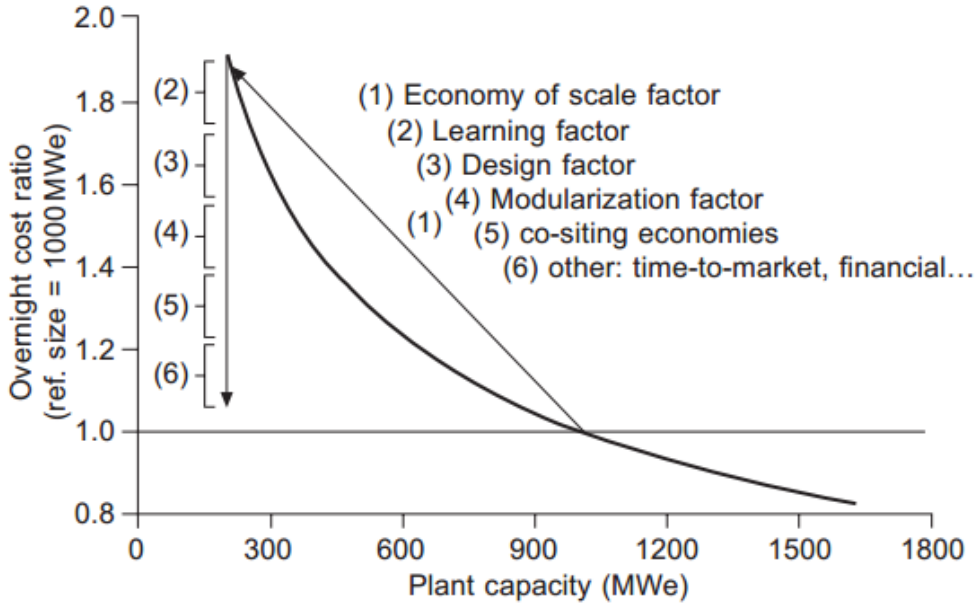


Figura 115. Seis estimaciones top-down "de arriba hacia abajo" de los costos de construcción "overnight" de SMR: tendencia cualitativa [37].

Algunos estudios [4] [30] consideran cuatro tamaños de central (1600 MW_e, 1200 MW_e, 300 MW_e, 150 MW_e) para comparar los paradigmas de "economía de escala" y "economía de múltiplos" y dos escenarios: centrales nucleares desplegadas por una gran empresa de servicios públicos y dos menores y centrales nucleares desplegadas por una única empresa de servicios públicos. Los principales resultados son los siguientes:

- Teniendo en cuenta únicamente la "economía de escala", el costo por un día del primer SMR (300 MW_e) sería un 89 % superior al de un único LR (1600 MW_e).
- Si se tiene en cuenta no sólo la "economía de escala", sino también la "economía de replicación", la diferencia se reduce al 13 %.
- Si se tiene en cuenta el Interés Durante la Construcción (IDC, por sus siglas en inglés), la diferencia entre los SMR (300 MW_e) y los LR (1600 MW_e) se reduce al 7 % - 10 %. Dado que el costo de inversión en la TC no tiene en cuenta el IDC, se calcula que el costo de inversión de los SMR es un 13 % superior al de los grandes reactores.

Con la introducción de los Reactores Modulares Pequeños (SMR), se espera reducir significativamente los costos de construcción y los plazos de ejecución. Los SMR permiten una construcción más rápida y flexible, adaptada a las necesidades específicas de cada región. Estos avances tecnológicos también han hecho más accesible la financiación de proyectos nucleares, fomentando una mayor adopción de la energía nuclear en todo el mundo.

En la Tabla 13-6 se presenta una comparación de los costos de inversión para proyectos de energía, expresados en millones de dólares por megavatio ($MUSD_{2024}$/MW), según diferentes fuentes de datos y regiones.

El costo estimado se ha localizado al contexto colombiano, asumiendo un costo más alto para los proyectos pioneros en comparación con su estimación inicial, o el costo respectivo para los proyectos de "nth of a kind" en mercados establecidos [39]. Esto es consistente con otras tecnologías en el catálogo. Los proyectos pioneros de plantas de energía nuclear han mostrado

importantes sobrecostos y costos más altos en comparación con algunos costos realizados de proyectos recientes en mercados ya establecidos, como por ejemplo, Corea del Sur y Rusia, según se muestra en el Global Nuclear Energy Review 2024 [40]. La evaluación actual tuvo en cuenta los datos de esta revisión que abarcan los costos de proyectos en Francia, Reino Unido, China y los EAU, pero excluyó los costos de proyectos en Rusia, Corea del Sur y Estados Unidos, ya que no son representativos debido a la madurez del mercado, la situación política y macroeconómica.

Tabla 13-6. Comparación de costos de inversión para centrales nucleares en diferentes regiones. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de Datos	Costo de inversión [MUSD-2024/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este Estudio	9,0 (PWR) 9,6 (2030) (SMR)	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	10,1 (PWR) 9,6 (2030) (SMR)	2024
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	6,07 (PWR) 6,86 (SMR)	2023
Modelo GEC de la IEA, región Brasil (2021)	4,49 (PWR)	2021
NREL ATB (2023)	8,21 (PWR) 8,82 (SMR)	2023
Global Nuclear Energy Review – Rystad Energy (2024)	3,0 – 13,5	Varios

13.13. Referencias

[1] The Open University. (n.d.). *Physics 9.3 - http://www.met.reading.ac.uk/pplato2/h-flap/phys9_3.html*. Retrieved from http://www.met.reading.ac.uk/pplato2/h-flap/phys9_3.html

[2] World Nuclear Association. (2021). *Advanced nuclear power reactors*. Retrieved from https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/advanced-nuclear-power-reactors.aspx

[3] International Atomic Energy Agency (IAEA). (2020). *Advances in small modular reactor technology developments*. Retrieved from https://www.iaea.org/topics/small-modular-reactors

[4] Locatelli, G., Mignacca, B., & Boarin, M. (2020). Economics and finance of small modular reactors: A systematic review and research agenda. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 109*, 519-533. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109519

[5] World Nuclear Association. (n.d.). *Information library*. Retrieved from https://www.world-nuclear.org/information-library.aspx

[6] Berniolles, J.-M. (2019, November 29). *De-mystifying small modular reactors*. Sustainability Times. Retrieved April 16, 2020, from https://www.sustainability-times.com

[7] International Atomic Energy Agency (IAEA). (2020). *Advances in small modular reactor technology developments*.

[8] E. Encyclopedia. (n.d.). *Reactor using fast neutrons (FR) - Nuclear energy - Energy encyclopedia*. Retrieved from https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/the-nuclear-reactors/reactor-using-fast-neutrons-fr

[9] International Atomic Energy Agency (IAEA). (n.d.). *Technology roadmap for small modular reactor deployment*. Retrieved from https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB1944_web.pdf

[10] E. Encyclopedia. (n.d.). *The future of fission reactors - Nuclear energy - Energy encyclopedia*. Retrieved from https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/the-nuclear-reactors/the-future-of-fission-reactors

[11] International Atomic Energy Agency (IAEA). (n.d.). *Reactores de sales fundidas*. Retrieved from https://www.iaea.org/es/temas/reactores-de-sales-fundidas

[12] Nuclear Energy Agency (NEA). (n.d.). *High-temperature gas-cooled reactors and industrial heat applications*. Retrieved from https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_70442/high-temperature-gas-cooled-reactors-and-industrial-heat-applications?details=true

[13] E. Encyclopedia. (n.d.). *High temperature reactor (HTGR) - Nuclear energy - Energy encyclopedia*. Retrieved from https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/the-nuclear-reactors/high-temperature-reactor-htgr

[14] Zhang, Z., Dong, Y., Li, F., Zhang, Z., Wang, H., Huang, X., Li, H., Liu, B., Wu, X., Wang, H., Diao, X., Zhang, H., & Wang, J. (2016). The Shandong Shidao Bay 200 MWe high-temperature gas-cooled reactor pebble-bed module (HTR-PM) demonstration power plant: An engineering and technological innovation. *Engineering, 2*(1), 112-118.

[15] Eye-popping new cost estimates released for NuScale small modular reactor. (2023, January). *IEEFA*. Retrieved from https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor

[16] IEEFA. (2022, February). *NuScale's small modular reactor risks of rising costs, likely delays, and increasing competition cast doubt on long running development effort*. Retrieved from https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/02/NuScales-Small-Modular-Reactor_February-2022.pdf

[17] IEEFA. (2023, January). *TALKING POINTS, Class 3 project cost estimate*. Retrieved from https://ieefa.org/sites/default/files/2023-01/UAMPS%20Talking%20Points%20_%20Class%203%20_%2020230102%20_%20Final.pdf

[18] NuScale, UAMPS terminate small modular reactor project in Idaho. (n.d.). *Utility Dive*. Retrieved from https://www.utilitydive.com/news/nuscale-uamps-terminate-small-modular-nuclear-reactor-smr-project-idaho/699281/

[19] International Atomic Energy Agency (IAEA). (2013). *Approaches for assessing the economic competitiveness of small and medium sized reactors*. Retrieved from https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation

[20] Strata. (2017). *The footprint of energy: Land use of U.S. electricity production*.

[21] Lovering, J., Swain, M., Blomqvist, L., & Hernandez, R. R. (2022). Land-use intensity of electricity production and tomorrow's energy landscape. *PLoS ONE, 17*(7), e0270155. https://doi.org/10.1371/journal.pone.0270155

[22] U.S. Department of Energy (DOE). (2010). *Cooling water issues and opportunities at U.S. nuclear power plants*. A report to the U.S. Department of Energy Office of Nuclear Energy.

[23] Davis, M. A., & Clemmer, S. (2014). *Water-smart power: Strengthening the U.S. electricity system in a warming world*. Union of Concerned Scientists. Retrieved from https://www.ucsusa.org/resources/water-smart-power

[24] Jin, Y., Behrens, P., Tukker, A., & Scherer, L. (2019). Water use of electricity technologies: A global meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 115*, 109391. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109391

[25] Nuclear Energy Agency (NEA). (n.d.). *The NEA small modular reactor dashboard: Second edition*. Retrieved from https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_90816/the-nea-small-modular-reactor-dashboard-second-edition?details=true

[26] Nuclear Energy Agency (NEA). (n.d.). *Benchmarking the progress of small modular reactor designs*. Retrieved from https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_83649/benchmarking-the-progress-of-small-modular-reactor-designs

[27] Alhadhrami, G., Soto, G. J., & Lindley, B. (2023). Dispatch analysis of flexible power operation with multi-unit small modular reactors. *Energy, 280*, 128107. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128107

[28] International Atomic Energy Agency (IAEA). (2018). *Non-baseload operation in nuclear power plants: Load following and frequency control modes of flexible operation*. Nuclear energy series. Retrieved from https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation

[29] Markandya, A., & Wilkinson, P. (2007). Electricity generation and health. *The Lancet, 370(9591), 979–990*. https://doi.org/10.1016/S0140-6736(07)61253-7

[30] Nuclear Energy Agency (NEA). (2020). *Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: A practical guide for stakeholders*.

[31] Servicio Geológico Colombiano (SGC). (n.d.). *Hoja informativa: Reactor nuclear*. Retrieved from https://www2.sgc.gov.co/Noticias/tpaginas/Hoja-informativa-Reactor-Nuclear-SGC.pdf

[32] El Tiempo. (n.d.). *IAN-R1 noticias: Artículos, videos y fotos en El Tiempo*. Retrieved from https://www.eltiempo.com/noticias/ian-r1

[33] Nucleoeléctrica Argentina S.A. (n.d.). *Atucha II nuclear power plant*. Retrieved November 18, 2024, from https://www.na-sa.com.ar/en/centrales-nucleares/atucha-2

[34] Energy Encyclopedia. (n.d.). *Reactor using fast neutrons (FR)*. Retrieved from https://www.energyencyclopedia.com/en/nuclear-energy/the-nuclear-reactors/reactor-using-fast-neutrons-fr

[35] Wang, Y., Chen, W., Zhang, L., & Dinavahi, V. (2024). Small modular reactors: An overview of modeling, control, simulation, and applications. *IEEE Access, 99*, 1-1. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3351220

[36] Zohuri, B. (2019). *Introduction to the nuclear power industry*. https://doi.org/10.1007/978-3-319-92594-3_1

[37] Boarin, S., Ricotti, M. E., & Mancini, M., & Locatelli, G. (2015). Economics and financing of small modular reactors (SMRs). In *Energy Resources* (pp. 239-250). https://doi.org/10.1533/9780857098535.3.239

[38] World Nuclear Association. (n.d.). Radioactive waste management. Retrieved November 13, 2024, from https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-waste/radioactive-waste-management

[39] OECD Nuclear Energy Agency. (2020). *Reducing the costs of nuclear construction* (NEA No. 7530). https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-reducing-cost-nuclear-construction.pdf

[40] Rystad Energy. (2024). *Global Nuclear Energy Review 2024*. Rystad Energy.

[41] Conca, J. (2015, 12 de marzo). *Can't all nuclear just get on the same page?* Forbes.

[42] Ministerio de Minas y Energía. (n.d.). Guía para la gestión de desechos radiactivos producidos en medicina nuclear clase 2 (muy baja actividad). Retrieved February 21, 2025, from https://www.minenergia.gov.co/documents/7519/AN-Guia_GDR_clase2.pdf

13.14. Ficha Técnica

13.14.1. Convencionales (PWR)

Tecnología	**Nuclear – Reactores convencionales (PWR)**								
	2024	**2030**	**2050**	**Incertidumbre (2024)**		**Incertidumbre (2050)**		**Nota**	**Ref**
				Baja	**Alta**	**Baja**	**Alta**		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	1000	1000	1000						
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	2000	2000	2000					B	
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	37	38	42					C	4
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	34	36	40					C	4
Interrupción forzada (%)	2	2	2						4
Interrupción planificada (semanas al año)	9	8	6						4
Vida útil técnica (años)	60	60	60						1,4
Tiempo de construcción (años)	7,4	7,4	7,4	4,0	10,0				1,4
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	2,6	2,6	2,6	2,0	3,4	2,0	3,4	D	8,9
Datos adicionales de las centrales térmicas									
Factor de planta (%), teórico	-	-	-	-	-	-	-		
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	-	-	-	-	-	-	-		
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	4	4	3	3	5			A	5,4
Carga mínima (% de plena carga)	25	25	25					A	5
Tiempo de arranque tibio (horas)	2	2	1	2	6				5
Tiempo de arranque en frío (horas)	30	30	30	24	48				4
Tiempo mínimo de funcionamiento (horas)									
Tiempo mínimo de inactividad (horas)									
Medio ambiente									

PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
NO_X (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
CH_4 (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
N_2O (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_e)	9,00	7,90	6,80	7,00	12,00	5,00	10,00	E,F,G,H	2,3,7,10
- de la cual equipos	3,00	2,63	2,27					F	
- de la cual instalación	6,00	5,27	4,53					F	
O&M fijos (USD/MW_e/año)	127.000	120.000	113.000	20.000	180.000	20.000	180.000		2,3
O&M Variables (USD/MWh)	2,40	2,30	2,20	1,80	3,00	1,65	2,75	I	2,3,7
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		

Notas

A La rampa y la carga mínima están limitadas por la «estabilidad del núcleo». Los requisitos mínimos suelen venir fijados por la normativa.

B Una configuración de dos unidades es típica en las centrales nucleares, pero pueden combinarse más unidades.

C Se espera que los reactores de IV Generación alcancen eficiencias muy superiores al 45%. En el futuro, es probable que los reactores nucleares funcionen a menudo a carga parcial, de ahí la diferencia entre la eficiencia nominal y la neta.

D Las centrales nucleares tienen una densidad energética muy elevada en términos de superficie. Los valores aquí representados corresponden a la superficie necesaria para las centrales. Sin embargo, la normativa gubernamental y las consideraciones medioambientales pueden imponer requisitos más elevados. UE y China. India. Además, también depende de la tecnología». En este caso, los valores elegidos se estiman a partir de una combinación de valores disponibles junto con el empleo del enfoque de la curva de aprendizaje utilizado para los parámetros financieros.

E Los costos de desmantelamiento, que suelen representar el 15% del costo total de la inversión, no se incluyen en el costo de la inversión.

F El desglose de CAPEX se compone de un 33% de costos directos (es decir, equipos, mano de obra, construcción, materiales y edificios), un 37% de costos indirectos (es decir, servicios de diseño, construcción y supervisión y gestión del proyecto, puesta en servicio y costos de puesta en marcha), un 17% de costos financieros y un 10% de costos del propietario.

G El desarrollo del costo "overnight" se basa en la ATB 2023 del NREL.

H Los CAPEX reflejarán una posible primera planta de este tipo según [2]. Dado que se dispone de datos limitados al respecto, se consulta información específica sobre costos de centrales desarrolladas recientemente y en la actualidad en diversos mercados, que abarcan Francia, Reino Unido, China y los EAU [11], excluyendo los datos de Rusia, Corea del Sur y EE.UU., que no son representativos debido a la madurez del mercado y a la situación política y macroeconómica.

I La incertidumbre (superior/inferior) se estima en +/- 25%.

Referencias

[1] N. IEA, "Projected cost of generating electricity 2020 Edition," *Int. ENERGY AGENCY Nucl. ENERGY AGENCY Organ. Econ. CO-OPERATION Dev.*, no. January, p. 112, 2020, [Online]. Available: https://ncdc.gov.ng/themes/common/docs/protocols/111_1579986179.pdf

[2] O. NEA, "Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders," 2020. doi: 10.1787/9789264303119-en.

[3] "Economics of Nuclear Power(Updated August 2022)." https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx#CapitalCosts

[4] NEA, "Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants," 2023.Nuclear Power Reactors in the World | IAEA

[5] NEA, "Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants," 2011. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2021-12/technical_and_economic_aspects_of_load_following_with_nuclear_power_plants.pdf

[6] https://www.voanews.com/a/pakistan-signs-4-8-billion-nuclear-power-plant-deal-with-china/7144967.html

[7] NREL, 2023, Annual Technology Baseline

[8] US Dept. of Energy, Office of Nuclear Energy. The ultimate fast facts guide to Nuclear Energy.

[9] STRATA. The Footprint of Energy: Land use of US Electricity Production 2017

[10] Lazard LCOE+ April 2023

[11] Rystad Energy, Global Nuclear Energy Review 2024

13.14.2. Pequeños reactores modulares

Tecnología	**Nuclear – Pequeños reactores modulares**

	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	80	80	80						2,3,4
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	300	300	300	10	300	10	300		2,3,4
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	27	27	30					B	2
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	27	27	30					B	2,1,4
Interrupción forzada (%)	3	3	3						2,1
Interrupción planificada (semanas al año)	6,5	6,0	5,0	3,0	7,0				2
Vida útil técnica (años)	30	40	50						2,3
Tiempo de construcción (años)	9	8	4	8	12	4	12	G	2,3, 13
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	0,64	0,64	0,64	0,04	1,60	0,04	1,60	C	11
Datos adicionales de las centrales térmicas									
Factor de planta (%), teórico	-	-	-	-	-	-	-		
Factor de planta (%), incluyendo interrupciones	-	-	-	-	-	-	-		
Configuraciones de rampa									
Rampa (% de plena carga/minuto)	1,2	1,2	1,2					A	2,5
Carga mínima (% de plena carga)	25	25	20					A	1,2,5
Tiempo de arranque tibio (horas)	1,5	1,5	1,5						2,5
Tiempo de arranque en frío (horas)	24	24	24						
Tiempo mínimo de funcionamiento (horas)									
Tiempo mínimo de inactividad (horas)									
Medio ambiente									
PM 2,5 (g/GJ de entrada de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
SO_2 (g/GJ de entrada de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
NO_X (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
CH_4 (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
N_2O (g por GJ de combustible)	-	-	-	-	-	-	-		
Datos financieros									
Inversión nominal (MUSD/MW_e)	-	9,60	7,30	5,60	20,00	5,00	10,00	D,E	8,10,12,13
- de la cual equipos	-	3,20	2,43						2,3,6
- de la cual instalación	-	6,40	4,87						2,3,6
O&M fijos (USD/MW_e/año)	-	110.000	102.000						2,3,6
O&M Variables (USD/MWh)	-	2,20	2,10					F	2,3,6
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	-	0	0	0	0	0	0		

Notas

A La rampa y la carga mínima están limitadas por la estabilidad del núcleo. Los requisitos mínimos suelen estar fijados por la normativa.

B Se espera que los reactores de Generación IV alcancen eficiencias muy superiores al 45 %. En el futuro, es probable que los reactores nucleares funcionen a menudo a carga parcial, de ahí la brecha entre la eficiencia nominal y la neta.

C Las centrales nucleares tienen una densidad de energía "alta" en términos de superficie requerida. Los valores representados aquí corresponden al área necesaria para las centrales. Sin embargo, puede haber un requisito más alto en función de la regulación gubernamental y las preocupaciones medioambientales. Se observa una gran variación en los costos entre los costos de EE. UU. y la UE y los de China e India. Además, esto también depende de la tecnología. Aquí los valores elegidos se estiman en función de una combinación de valores disponibles junto con el empleo del enfoque de la curva de aprendizaje utilizado para los parámetros financieros.

D Los costos de desmantelamiento suelen ser el 15% del costo total de inversión

E El desglose de CAPEX se compone de un 33% de la participación de los costos directos (es decir, equipos, mano de obra, construcción, materiales y edificación), un 37% de los costos indirectos (es decir, servicios de diseño, construcción y supervisión y gestión del proyecto, costos de puesta en servicio y puesta en marcha), un 17% de los costos financieros, un 10% del costo del propietario.

F Las principales características se toman de CAREM-25

G +109 mdr: China, sin embargo, logró conectar su primer SMR, uno de los dos reactores HTR-PM de 100 MW, a la red el 20 de diciembre de 2021. La construcción solo comenzó en 2012, y para entonces el tiempo estimado para la construcción había aumentado a "50 meses". En realidad, la primera unidad tardó casi 109 meses desde el primer hormigón hasta la conexión a la red, más del doble de lo esperado

Referencias

[1] WNA Word Nuclear Association, economics of Nuclear Power (Updated August 2022) - https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx#ECSArticleLink1

[2] IAEA Nuclear Energy Series No. Nr-T-1.18 Technology Roadmap for small Modular Reactor Deployment, 2021- https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB1944_web.pdf

[3] M. A. Rahmanta, A. W. Harto, A. Agung, and M. K. Ridwan, "Nuclear Power Plant to Support Indonesia's Net Zero Emissions: A Case Study of Small Modular Reactor Technology Selection Using Technology Readiness Level and Levelized Cost of Electricity Comparing Method," *Energies*, vol. 16, no. 9, p. 3752, Apr. 2023

[4] Goswami GG, Rahman U, Chowdhury M. Estimating the economic cost of setting up a nuclear power plant at Rooppur in Bangladesh. Environ Sci Pollut Res Int. 2022 May;29(23):35073-35095. doi: 10.1007/s11356-021-18129-3. Epub 2022 Jan 19. PMID: 35044606; PMCID: PMC8767363.

[5] IAEA, "Technology Roadmap for Small Modular Reactor Deployment, IAEA Nuclear Energy Series No. NR-T-1.18," 2021, [Online]. Available: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB1944_web.pdf

[6] IEA, Nuclear Power in a Clean Energy System (2019) https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad5a93ce-3a7f-461d-a441-8a05b7601887/Nuclear_Power_in_a_Clean_Energy_System.pdf

[7] IAEA, "Advances in Small Modular Reactor Technology Developments A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS) 2022 Edition," 2022, [Online]. Available: https://aris.iaea.org/Publications/SMR_booklet_2022.pdf - SMR_booklet_2022.pdf (iaea.org)

[8] NREL, 2023, Annual Technology Baseline

[9] IAEA, "Advances in Small Modular Reactor Technology Developments", 2020

[10] S. Boarin, M. Mancini, M. Ricotti, G. Locatelli, Economics and financing ofsmall modular reactors (SMRs).

[11] Giorgio Locatelli, Benito Mignacca, Small Modular Nuclear Reactors

[12] B. Mignacca, G. Locatelli, "Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda", Renewable and Sustainable Energy Reviews (2020), (https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109519)

[13] "Eye-popping new cost estimates released for NuScale small modular reactor, IEEFA, January 2023 https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor"

14. Baterías de iones de litio para almacenamiento a gran escala

14.1. Breve descripción de la tecnología

Una batería de iones de litio o batería Li-ion (abreviada como LIB) puede almacenar energía eléctrica en forma de energía química. Existen en el mercado tanto LIB no recargables como recargables. Las LIB no recargables (también denominadas baterías primarias) tienen una larga vida útil y un bajo índice de autodescarga y suelen fabricarse como pequeñas baterías de botón para, por ejemplo, aparatos electrónicos de consumo portátiles, relojes de brazo y audífonos. Las LIB recargables (también denominadas baterías secundarias) se utilizan en todo tipo de electrónica de consumo y actualmente están entrando en nuevos mercados, como los vehículos eléctricos y el almacenamiento de electricidad a gran escala. Las LIB recargables pueden utilizarse para suministrar servicios a nivel de sistema, como la regulación primaria de la frecuencia, la regulación de la tensión y el desplazamiento de la carga, así como para el almacenamiento local de electricidad en los hogares. A continuación, nos centraremos únicamente en las LIB recargables.

Una LIB, mostrada en la Figura 116, contiene dos electrodos porosos separados por una membrana porosa. Un electrolito líquido llena los poros de los electrodos y la membrana. La sal de litio (por ejemplo, LiPF6) se disuelve en el electrolito para formar iones Li+ y PF6-. Los iones pueden pasar de un electrodo al otro a través de los poros del electrolito y la membrana. Los materiales de los electrodos positivo y negativo pueden reaccionar con los iones Li+. El electrodo negativo de una LIB suele ser de carbono y el positivo de óxido metálico de litio. Por convención, el electrodo negativo y el positivo también se denominan ánodo y cátodo respectivamente. Los electrones no pueden migrar a través del electrolito y la membrana separa físicamente los dos electrodos para evitar que los electrones pasen del electrodo negativo al positivo y se produzca un cortocircuito interno en la batería.

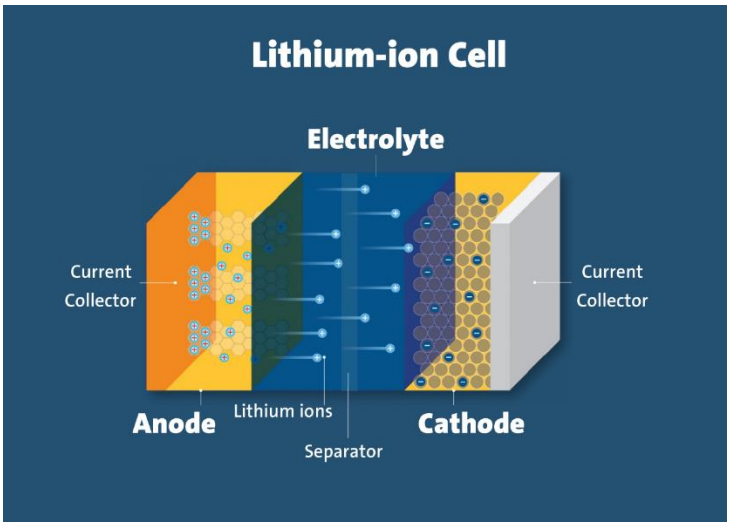


Figura 116. Diagrama esquemático de una batería típica [1].

Cuando los dos electrodos se conectan a través de un circuito externo, la batería empieza a descargarse. Durante el proceso de descarga, los electrones fluyen a través del circuito externo

desde el electrodo negativo al positivo. Al mismo tiempo, los iones Li+ abandonan el electrodo negativo y fluyen a través del electrolito hacia el electrodo positivo, donde reaccionan con éste. El proceso ocurre de forma espontánea, ya que los dos electrodos están hechos de materiales diferentes. En términos populares, al electrodo positivo tiene más afinidad por los electrones y los iones Li+ que al electrodo negativo.

La energía liberada cuando un ion Li+ y un electrón salen del electrodo negativo y entran en el positivo se se calcula multiplicando el voltaje de la batería por la carga del electrón. En otras palabras, el voltaje de la batería, también conocido como fuerza electromotriz(EMF) - mide la energía por electrón liberada durante el proceso de descarga. La FEM suele rondar los 3-4 voltios y depende de la química de la célula LIB, la temperatura y el estado de carga (SOC) véase más abajo. Cuando, por ejemplo, se inserta una bombilla en el circuito externo, la tensión cae principalmente a través de la bombilla y, por lo tanto, la energía liberada en la LIB se disipa en la bombilla. Si la bombilla se sustituye por una fuente de tensión (por ejemplo, una fuente de alimentación), el proceso en la batería puede invertirse y la energía eléctrica puede almacenarse en la batería.

Como se ve en la Figura 117, la batería está totalmente descargada cuando casi todo el litio ha abandonado el electrodo negativo y ha reaccionado con el electrodo positivo. Si la batería se descarga más allá de este punto, la química de los electrodos se vuelve inestable y comienza a degradarse. Cuando la LIB está totalmente descargada, el CEM es bajo en comparación a cuando está totalmente cargada. Cada química de LIB tiene un rango de voltaje seguro para el EMF y los puntos finales del rango suelen definir el 0% y el 100% del estado de carga (SOC), y el rango de voltaje seguro evita la eliminación completa del litio. Sin embargo, a menudo se recomienda un SOC del 20%-80% para equilibrar el rendimiento y la vida útil limitando el estrés químico del sistema, y en situaciones en las que no es necesario maximizar la capacidad disponible. La capacidad de descarga se mide en unidades de amperios por horas [Ah], y depende del tipo y la cantidad de material de los electrodos. La sobrecarga o el almacenamiento prolongado a un SOC elevado también aceleran la degradación.

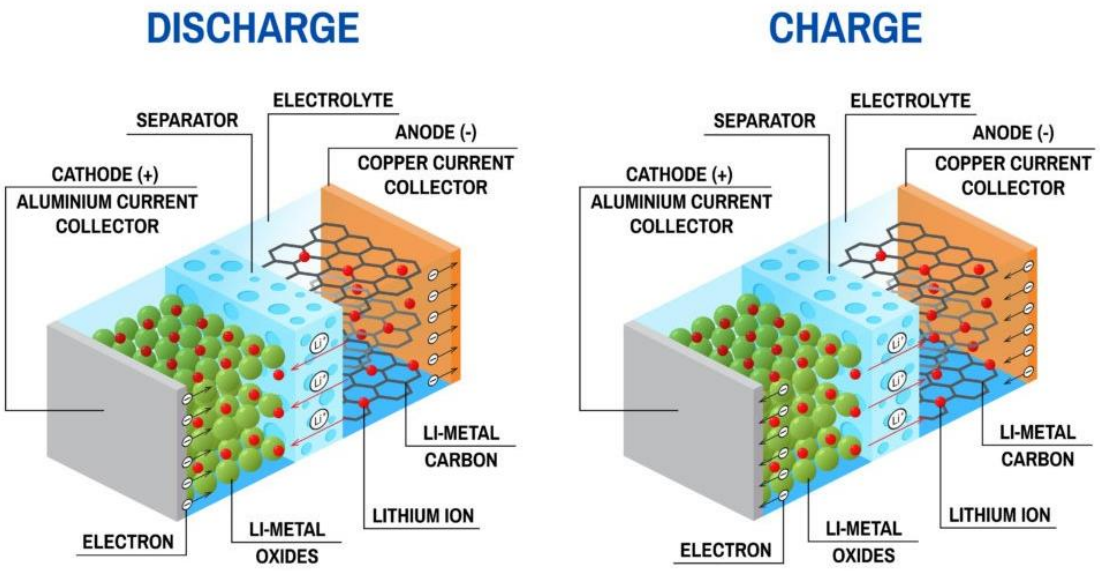


Figura 117. Diagrama esquemático de un sistema LIB en modo de carga y descarga. Durante la descarga, los iones Li+ pasan del electrodo negativo (lado izquierdo) al positivo. El proceso se invierte durante el modo de carga (lado derecho) [2].

Las primeras baterías de litio se desarrollaron a principios de los años 70 y Sony lanzó la primera batería comercial de iones de litio en 1991. Durante los años 90 y principios de los 2000, las baterías de iones de litio maduraron gradualmente gracias al impulso del mercado de los teléfonos móviles. El Tesla Roadster se puso a la venta en 2008 y fue el primer coche eléctrico de producción en serie que utilizó baterías de iones de litio. Además, en torno a 2010, las baterías de iones de litio se introdujeron en el sector del almacenamiento de energía con sus primeras aplicaciones, aunque su futura comercialización en el almacenamiento a gran escala también será posible gracias a una mayor implantación de las baterías en los vehículos eléctricos y a un descenso continuado de su costo a través de la adopción, la expansión de la producción y el aprendizaje.

14.1.1. Química de iones de litio

Las tres composiciones químicas de LIB más utilizadas para los sistemas LIB conectados a la red y los principales fabricantes son los siguientes (Véase la Tabla 14-1):

- NMC Óxido de Litio, Níquel, Manganeso y Cobalto
- LFP - Fosfato de Litio y Hierro
- LTO - Titanato de Litio

La NMC (Óxido de Litio Níquel Cobalto Manganeso ($LiNiCoMnO_2$)) es la más utilizada de las tres químicas debido al mayor volumen de producción y los precios más bajos liderados por el sector del automóvil. La batería NMC tiene una alta densidad energética, pero utiliza cobalto. Los retos medioambientales que plantea el uso de cobalto se describen en la sección «Medio ambiente». Las baterías LFP (fosfato de litio y hierro ($LiFePO_4/C$)) no utilizan cobalto en el cátodo, pero su uso no está tan extendido como las NMC, por lo que suelen tener un precio más elevado, debido sobre todo a los menores volúmenes de producción.

Tanto las baterías NMC como las LFP tienen ánodos de grafito. La principal causa de degradación de las NMC y las LFP es la exfoliación del grafito y la degradación del electrolito, que se producen sobre todo durante los ciclos profundos, cuando el SOC desciende por debajo del 10%. Las LIB LTO son las más caras de las tres. En las LTO, el ánodo de grafito se sustituye por un ánodo de titanato de litio. El cátodo de una batería LTO puede ser NMC, LFP u otras químicas de cátodo de batería. La batería LTO se caracteriza por una larga vida útil y un elevado número de ciclos.

Tabla 14-1. Comparación de tres químicas LIB ampliamente utilizadas.

Nombre corto	Nombre	Ánodo	Cátodo	Densidad energética W_h/kg	Ciclos	Calendario de vida	Principales fabricantes	Referencias
NMC	Óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto	Grafito	Li $Ni_{0.6}Co_{0.2}Mn_{0.2}O_2$	120-300	3000-10000	10-20 años	Samsung SDI LG Chem SK Innovation Leclanche Kokam	[2–7]
LFP	Fosfato de litio y hierro	Grafito	$LiFePO_4$	50-130	6000-8000	10-20 años	BYD/Fenecon Fronius/Sony	[8,9]
LTO	Titanato de Litio	$LiTO_2$	$LiFePO_4$ / Li $Ni_{0.6}Co_{0.2}Mn_{0.2}O_2$	70-80	15000-20000	25 años	Leclanche Kokam Altairnano	[3,5,6,9]

Existen otras químicas LIB disponibles, como LCO (óxido de litio y cobalto [$LiCoO_2$]), LNMO (espinela de litio, níquel y manganeso [$LiNi_{0,5}Mn_{1,5}O_4$]) y NCA (óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio [$LiNiCoAlO_2$]), que generalmente no se utilizan para el almacenamiento de electricidad en la red eléctrica y, por lo tanto, no se incluyen en la tabla.

14.1.2. Embalaje de baterías de iones de litio

Hay distintas formas de empacar las baterías (véase la Figura 118 y Figura 119). Las celdas cilíndricas tienen aplicaciones muy extendidas, desde ordenadores portátiles y herramientas eléctricas hasta paquetes de baterías a escala de servicios públicos; las celdas de moneda suelen utilizarse como celdas primarias en electrónica de consumo portátil, relojes y audífonos. Las baterías LIB prismáticas se utilizan a menudo en aplicaciones industriales y en sistemas de almacenamiento de energía con baterías LIB conectadas a la red. Las baterías LIB de petaca también se utilizan en vehículos eléctricos.

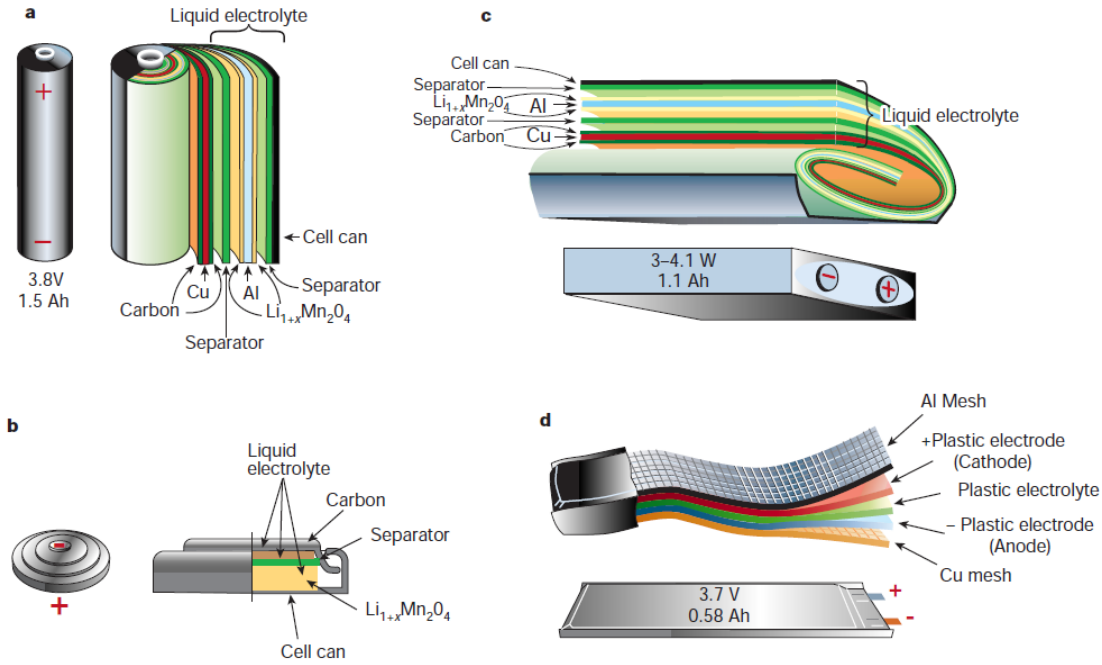


Figura 118. Dibujo esquemático que muestra la forma, el embalaje y los componentes de varias configuraciones de baterías de iones de litio [10]. (a) Cilíndrica; (b) moneda; (c) prismática; y (d) bolsa.



Figura 119. Ejemplos de celdas LIB comerciales. (a) Celda LIB NMC cilíndrica Tesla 21700 (b) Celdas LIB prismáticas Samsung SDI (c) Celda LIB NMC en bolsa LG Chem.

14.1.3. Componentes de un sistema de almacenamiento de energía con baterías de iones de litio

En los sistemas de almacenamiento LIB, las celdas de las baterías se montan en módulos que a su vez se ensamblan en paquetes. Los paquetes de baterías incluyen un sistema de gestión de baterías (BMS, por sus siglas en inglés). El BMS es un sistema electrónico que supervisa las condiciones de la batería, como la tensión, la corriente y la temperatura, y protege las celdas para que no funcionen fuera de la zona de funcionamiento seguro.

Además, un Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) controla la carga/descarga del almacenamiento LIB conectado a la red desde la perspectiva del sistema. Dependiendo de la aplicación y de la configuración de potencia, el sistema de conversión de potencia puede constar de una o varias unidades de conversión de potencia (enlace CC/CA).

14.1.4. Integración de iones de litio en la red

Para el acoplamiento del sistema puede ser necesario un transformador para la integración con niveles de tensión de red más elevados. La integración en la red, tal como se representa en la

Figura 120, proporciona servicios a la red tales como una mayor fiabilidad, desplazamiento de la carga, regulación de la frecuencia, etc. Estos servicios se describen más adelante en el apartado "Capacidad de regulación y otros servicios del sistema". La generación de valor y los beneficios se crean vendiendo los servicios a los operadores de sistemas de transmisión de la red (TSO). La capacidad de la batería puede venderse a los TSO total o parcialmente, permitiendo un uso alternativo de la capacidad restante, por ejemplo, la gestión de la carga local, el comercio de energía o los servicios de DSO. El dimensionamiento adecuado de la batería y de los sistemas de conversión de energía es esencial para maximizar los ingresos.

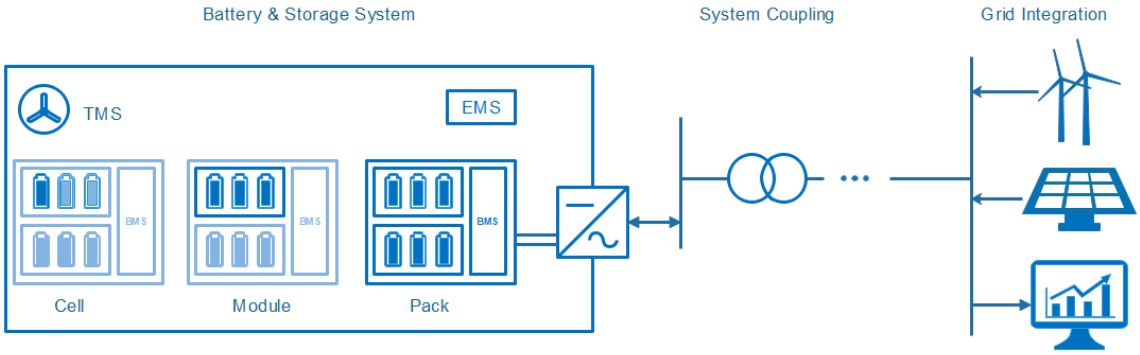


Figura 120. Dibujo esquemático de un sistema de almacenamiento en batería, acoplamiento del sistema de alimentación y componentes de la interfaz de red. Las palabras clave destacan aspectos técnica y económicamente relevantes [11].

14.2. Entrada/Salida

Tanto el insumo como el producto son electricidad. La electricidad se convierte en energía electroquímica durante la carga y se vuelve a convertir en electricidad durante la descarga.

14.2.1. Eficiencia energética y pérdidas

Las pérdidas de una LIB pueden dividirse en operativas y de reserva.

14.2.2. Pérdidas operativas

Las pérdidas operativas se producen cuando la energía se descarga o se carga en/desde la red. Incluye las pérdidas de conversión en la batería y en la electrónica de potencia.
Cuando la batería no está en funcionamiento, su tensión es igual a la fuerza electromotriz. Sin embargo, durante la descarga o la carga, el voltaje de la batería cambia debido a la corriente que pasa a través de la resistencia interna de la LIB. Los cambios de tensión se describen normalmente mediante la ley de Ohm, y la pérdida en la resistencia interna depende de la corriente al cuadrado.

La LIB proporciona una corriente continua durante la descarga y necesita una entrada de corriente continua para la carga. Antes de enviar la electricidad a la red, el inversor convierte la corriente continua en alterna. La pérdida del inversor suele aumentar gradualmente de alrededor del 1% al 2% al aumentar la potencia de conversión relativa del 0% al 100% [12].

14.2.3. Pérdidas en espera

Las reacciones químicas no deseadas provocan fugas internas de corriente en la LIB. La fuga de corriente provoca una autodescarga gradual durante el modo de espera. La tasa de

autodescarga aumenta con la temperatura y la Figura 121 muestra la capacidad de carga restante de una LIB en función del tiempo y la temperatura. La tasa de descarga es la pendiente de la curva y se sitúa en torno al 0,1% diario a temperatura ambiente.

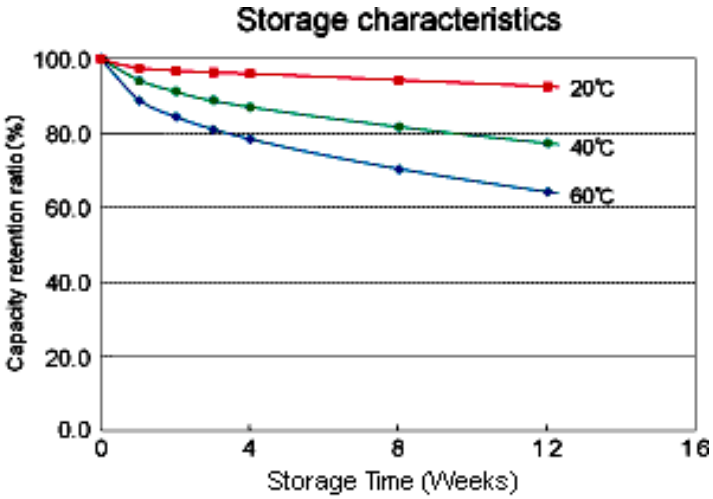


Figura 121. Capacidad de carga restante para una LIB típica en función del tiempo de almacenamiento [13].

Además de la autodescarga de la célula, un sistema de almacenamiento de electricidad LIB necesita energía para hacer funcionar los componentes auxiliares del balance de planta (BOP). La figura 5 muestra los componentes del BOP, que incluyen el inversor, el BMS, el EMS y el TMS. La pérdida de energía relativa de los componentes del BOP depende de la aplicación, y es importante una estrategia de funcionamiento cuidadosa para minimizar su consumo de energía [12]. La pérdida en modo de espera E_{stb} es la suma de las pérdidas de energía durante el modo de espera debidas a la autodescarga y al consumo de energía de los componentes del BOP.

14.2.4. Eficiencia Energética

La eficiencia de conversión de ida y vuelta de la célula LIB es la energía descargada dividida por la energía cargada. La eficiencia de conversión de la batería disminuye al aumentar la corriente, ya que P_{loss} aumenta. En la Figura 122 se muestra un ejemplo de eficiencia de conversión de una célula LIB. La tasa C es la inversa del tiempo que se tarda en descargar una batería totalmente cargada con la potencia nominal. Con un índice C de 2 se tarda aproximadamente ½ hora y con un índice C de 6 se tarda aproximadamente 10 minutos.

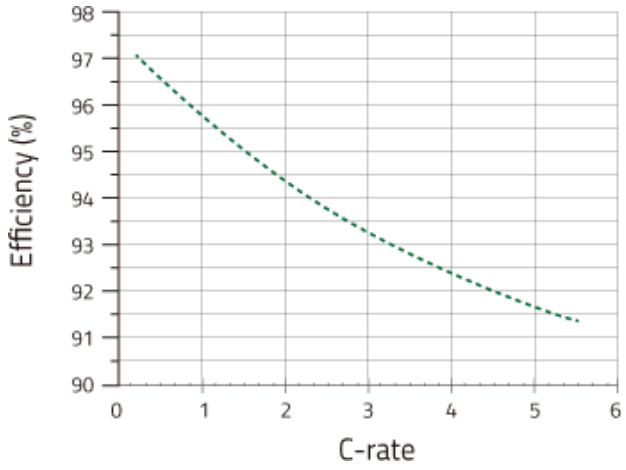


Figura 122. Eficiencia de conversión de ida y vuelta frente a la tasa C para baterías de polímero de litio basadas en NMC [14].

La eficiencia de ida y vuelta de conversión del sistema $\eta_{\text{Conversion}}$ considera las pérdidas que ocurren en la ruta de conversión de la energía cargada $E_{\text{Charge,AC}}$ y la energía descargada $E_{\text{Discharge,AC}}$ desde/hacia la red.

La eficiencia total de ida y vuelta η_{Total} incluye además las pérdidas en espera. E_{stb} Los distintos tipos η_{Total} hacen que la eficiencia total de ida y vuelta dependa en gran medida de la aplicación. Por ejemplo, en Maui (Hawái) se instaló un sistema LIB de 11 MW/4,4 MWh para la gestión de la rampa eólica, que básicamente suavizaba la producción de un parque eólico de 21 MW [15]. La eficiencia total de ida y vuelta de este sistema ronda el 80 % [16]. Lazard utiliza una estimación del 85% [17]. En resumen, la pérdida total de ida y vuelta suele ser del 2-5% en la célula, del 2-4% en la electrónica de potencia y el resto en pérdidas de reserva.

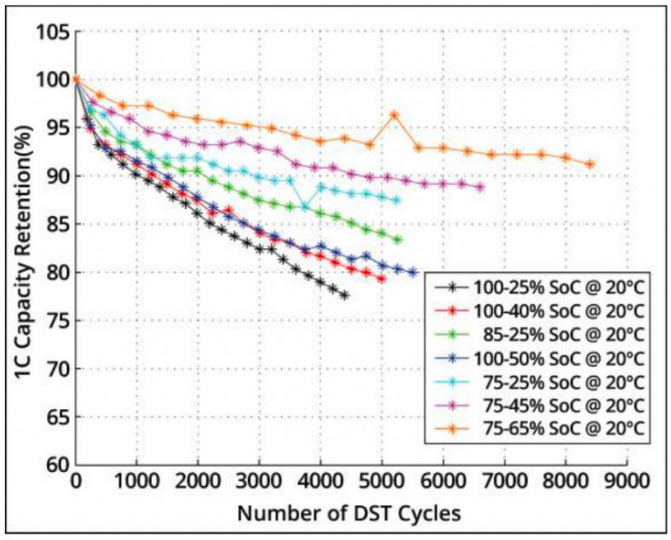


Figura 123. Curvas de retención de la capacidad con diferentes hábitos de carga/descarga [43].

La Figura 123 ilustra la relación entre el número de ciclos DST (Dynamic Stress Test, prueba de tensión dinámica) y la retención de capacidad 1C (%) de una batería, según la influencia de varios

rangos de estado de carga (SoC, por sus siglas en inglés). La retención de la batería se degrada más significativamente con rangos de SoC más amplios (por ejemplo, 100-25%) en comparación con rangos más estrechos (por ejemplo, 75-65%), produciéndose el descenso más pronunciado al principio de la vida del ciclo. Los patrones de uso con rangos de carga-descarga más pequeños, como 75-65% SoC, retienen una mayor capacidad durante más ciclos, lo que indica que limitar la profundidad de descarga prolonga la vida útil de la batería.

14.3. Periodo típico de almacenamiento

Varios aspectos de la tecnología LIB ponen un límite superior al periodo de almacenamiento viable. La tasa de autodescarga hace inviables periodos de almacenamiento de varios meses. La potencia de la BOP para el funcionamiento en espera añade pérdidas parásitas al sistema, lo que limita aún más el tiempo de espera viable. Las reacciones químicas no deseadas en la LIB degradan gradualmente la batería y limitan la vida útil del calendario. Esto exige periodos de almacenamiento más cortos para obtener suficientes ciclos y alcanzar ingresos positivos.

En el caso de las LIB, el número total de ciclos completos de carga-descarga durante la vida útil de la batería está limitado entre unos pocos miles y unos diez mil. El número exacto depende de la química, el método de fabricación, el diseño y las condiciones de funcionamiento, como la temperatura, la tasa de C y el tiempo de calendario. Esto repercute en el tipo de aplicaciones adecuadas. Por ejemplo, debido al diferente grado de utilización, la química LTO puede ser más útil en el mercado de la Reserva de Contención de Frecuencia para Funcionamiento Normal (FCR-N), mientras que otras como la NMC pueden ser preferibles para el mercado de la Reserva de Contención de Frecuencia para Perturbaciones (FCR-D).

Los sistemas LIB se han desplegado para proporcionar respuesta de frecuencia con un tiempo de respuesta que oscila entre segundos y minutos [19], y los sistemas se utilizan cada vez más para el desplazamiento temporal de las energías renovables con periodos de almacenamiento típicos de unas pocas horas [11, 18].

14.4. Espacio requerido

Los bastidores y los paquetes de baterías suelen montarse en contenedores y la energía por contenedor de 40 pies es de 4-6 MWh para las baterías NMC [4,20]. Un contenedor de 40 pies ocupa 29,7 m^2. Esto supone una necesidad de espacio de entre 5 y 7,5 m^2/MWh.

14.5. Consumo de agua

Los sistemas de energía de iones de litio a escala comercial no suelen necesitar agua externa para sus operaciones electroquímicas. Algunos BESS utilizan tecnologías avanzadas de refrigeración líquida que funcionan en un ciclo cerrado, en el que el agua u otro refrigerante circula dentro de un sistema sellado para transferir eficazmente el calor fuera de las celdas de la batería. Este método aumenta la eficiencia y la longevidad del sistema al mantener temperaturas de funcionamiento óptimas sin necesidad de reponer agua constantemente.

14.6. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

Las LIB conectadas a la red pueden absorber y liberar energía eléctrica en muy poco tiempo. El tiempo de respuesta de las LIB conectadas a la red depende en gran medida de los componentes

de control, EMS, BMS y TMS, así como del sistema de conversión de potencia (PCS, por sus siglas en inglés).

LIB BESS (Sistema de Almacenamiento de Energía en Batería) adecuado para una amplia gama de aplicaciones en el sector eléctrico [18]. Estas aplicaciones incluyen:

- Reducción de Picos de Carga: suministrar o recibir energía para reducir los picos en el sistema eléctrico.
- Integración de las energías renovables: apoyo a la integración de las energías renovables mediante el desplazamiento temporal o de carga (por ejemplo, almacenando la energía fotovoltaica generada durante el día para utilizarla por la noche).
- Alivio de la Congestión de la Transmisión: para reducir la carga de los sistemas de transmisión y distribución, ayudando a aplazar las costosas mejoras.
- Regulación de la Frecuencia: para paliar las desviaciones de la frecuencia de CA. Hoy en día, la regulación de frecuencia es la principal aplicación de los sistemas BESS estacionarios desplegados en todo el mundo.
- Fiabilidad: mejorar la fiabilidad de la red respondiendo inmediatamente después de una contingencia, manteniendo la estabilidad hasta que la generación pueda ser redespachada.
- Desviaciones de Tensión: mejorar la calidad de la energía reduciendo las desviaciones de tensión en las redes de distribución.
- Reservas Rotativas: para proporcionar reservas rotativas que garanticen la disponibilidad de energía durante las interrupciones.
- Potencia Activa y Reactiva: para regular la potencia activa y reactiva, mejorando el perfil de tensión de la red y potenciando la integración de las energías renovables.

Las baterías tienen importantes capacidades de regulación y pueden proporcionar servicios a los sistemas energéticos, como se muestra en la Tabla 14-2. Las aplicaciones clave incluyen el arbitraje, la capacidad firme y diferentes tipos de reservas operativas, como la respuesta de frecuencia primaria y la regulación. La duración de los servicios varía de segundos a horas. El arbitraje y la capacidad firme se centran en la gestión de los picos de demanda, mientras que las reservas operativas garantizan respuestas rápidas a las fluctuaciones de la demanda y a las contingencias. [21].

Tabla 14-2. Aplicaciones del Almacenamiento de Energía a Gran Escala [21].

Aplicación	Descripción	Duración de la Prestación de Servicios
Arbitraje	Compra de energía a bajo costo fuera de las horas pico y venta durante los periodos de precios altos.	Horas
Capacidad Firme	Proporcionar una capacidad fiable para satisfacer los picos de demanda del sistema.	4+ horas

Reservas Operativas		
- Respuesta en Frecuencia Primaria	Respuesta muy rápida a variaciones imprevisibles de la demanda y la generación.	Segundos
- Regulación	Respuesta rápida a variaciones aleatorias e imprevisibles de la demanda y la generación.	15 minutos a 1 hora
- Giro de Contingencia	Respuesta rápida ante una contingencia, como un fallo del generador.	30 minutos a 2 hora
- Sustitución/Suplemento	Unidades puestas en línea para sustituir a unidades en rotación.	Horas
- Seguimiento de Velocidad en Rampa/Cargas	Seguir los cambios a largo plazo (cada hora) de la demanda de electricidad.	30 minutos a horas
Sustitución y Distribución de la Transmisión y Aplazamiento	Reducir la carga del sistema de transmisión y distribución en horas pico.	Horas
Arranque en Negro	Unidades puestas en línea para arrancar el sistema tras un fallo generalizado (apagón).	Horas

14.6.1. Ejemplos de costos de regulación de frecuencia e integración de energías renovables

El objetivo de este catálogo tecnológico es ofrecer una breve visión de los aspectos técnicos, el estado actual y el nivel de precios previsto de la tecnología LIB BESS. En relación con esto, y para ayudar al lector a obtener indicaciones de precios reales, proporcionamos a continuación dos sencillos ejemplos de cálculo de costos de instalación. Uno para la regulación de la frecuencia en 2024 y otro para la integración energética en 2030. Los ejemplos se basan en los datos de la ficha técnica. En aras de la simplicidad, cálculos no incluyen los gastos de operación y mantenimiento ni los tipos de interés.

Regulación de frecuencia en 2020: tasa 4C, sistema BESS de 2 MWh.

Partidas de gastos:

- 2 MWh “componente energético”, año 2024
- 2 MWh “otros costos del proyecto”, año 2024
- 8 MW PCS “componente de capacidad”, año 2024
- CAPEX en costos totales: 2 · (0,35 MUSD + 0,04 MUSD) + 8 · 0,33 MUSD = 3,42 MUSD
- Mismo CAPEX en costo específico por MWh y por MW, respectivamente:
- Por MWh: 3,42 MUSD / 2 MWh = 1,72 MUSD/MWh
- Por MW: 3,42 MUSD / 8 MW = 0,43 MUSD/MW

Integración energética en 2030: ¼ tasa C, 16 MWh Sistema BESS.

Partidas de costo:

- 16 MWh “componente energético”, año 2030
- 16 MWh “otros costos del proyecto”, año 2030
- 4 MW PCS “componente de capacidad”, año 2030
- CAPEX en costos totales: 16 · (0,2 MUSD + 0,03 MUSD) + 4 · 0,24 MUSD = 4,64 MUSD
- Mismo CAPEX en costo específico por MWh y por MW, respectivamente:
- Por MWh: 4,64 MUSD / 16MWh = 0,29 MUSD/MWh
- Por MW: 4,64 MUSD / 4MW = 1,16 MUSD/MW

Cuando se aplica esta dinámica a diferentes tiempos de descarga (es decir, 1 dividido por la tasa C), se observa un comportamiento inverso en los costos específicos por capacidad (en MUSD/MW) en comparación con el costo específico por almacenamiento de energía (en MUSD/MWh), como se muestra en la Figura 124 a continuación, basada en los valores de 2024 de los componentes de costo de la hoja de datos a escala de servicios públicos.

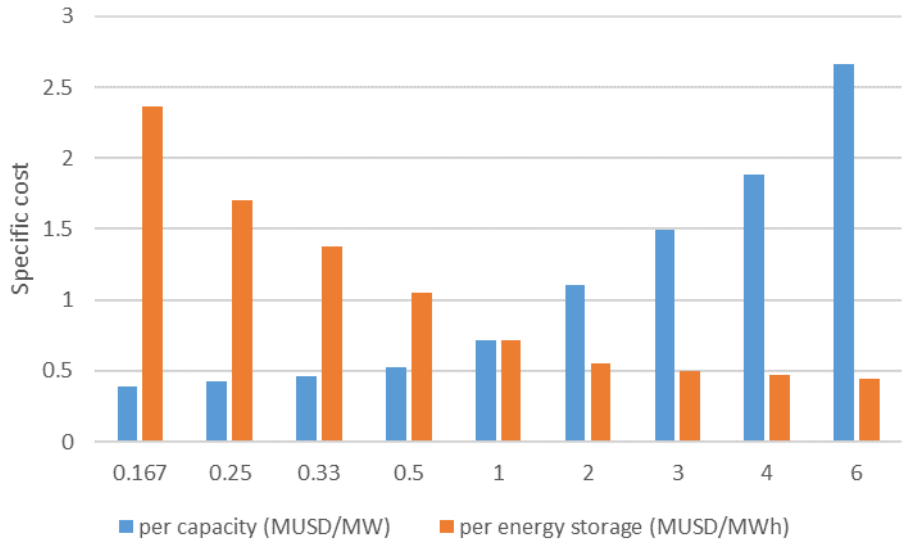


Figura 124. Costo específico de la batería a escala comercial en 2024, expresado en costo por capacidad (MW) y por almacenamiento de energía (MWh). Fuente: Elaboración propia.

Naturalmente, el nivel de costo absoluto y el precio expresado en MUSD dependen del tamaño total del sistema de almacenamiento en baterías. Por ejemplo, un sistema de baterías de 4 MWh/2 MW es más costoso que una batería de 2 MWh/1 MW, a pesar de tener la misma tasa C de 1/2.

14.7. Ventajas/Desventajas

14.7.1. Ventajas

- Tecnología probada: La tecnología de iones de litio está madura y es bien conocida, lo que reduce los riesgos asociados.
- Los iones de litio pueden almacenar grandes cantidades de energía en poco espacio, por lo que son ideales para aplicaciones con limitaciones de espacio.

- Las baterías de iones de litio tienen una alta eficiencia de carga y descarga, con una pérdida mínima de energía durante el proceso.
- Las baterías de iones de litio tienen un ciclo de vida largo, lo que significa que pueden soportar muchos ciclos de carga y descarga, haciéndolas rentables con el tiempo.
- Tiempo de Respuesta Rápido. Esto los hace muy eficaces para servicios de red como la regulación de frecuencia, el control de tensión y las reservas rotativas.
- Tecnología autónoma con escasos requisitos de mantenimiento.

14.7.2. Desventajas

- El costo inicial de los sistemas de baterías de iones de litio sigue siendo elevado, aunque los precios están bajando gradualmente.
- Existe riesgo de sobrecalentamiento e incendio, lo que requiere sofisticados sistemas de gestión de baterías para evitar problemas como el desbordamiento térmico.
- El rendimiento de las baterías de iones de litio disminuye con el tiempo, especialmente tras repetidos ciclos de carga y descarga.
- La gestión y el reciclado al final de su vida útil pueden ser difíciles debido a los materiales utilizados, como el cobalto y el níquel.

14.8. Medio ambiente

Un informe de la Agencia de Protección del Medio Ambiente de Estados Unidos (US-EPA) afirmaba en 2013 que, en todos los tipos de baterías, el impacto potencial sobre el calentamiento global atribuible a la producción de baterías de iones de litio, incluida la minería, es considerable [22]. Más concretamente, un estudio reciente sobre el análisis del ciclo de vida (ACV) de la producción de baterías de iones de litio estima que "en promedio, la producción de 1 Wh de capacidad de almacenamiento se asocia a una demanda acumulada de energía de 328 Wh y provoca emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de 110 g $CO_{2\,eq}$" [3].

El material del cátodo NMC de la LIB contiene óxidos tóxicos de cobalto y níquel. Alrededor del 60% de la producción mundial de cobalto procede de la República Democrática del Congo y los riesgos para la salud del medio ambiente y las condiciones de trabajo en relación con la extracción de cobalto plantean problemas éticos [24]. Visual Capitalist cree que el contenido de cobalto en NMC podría disminuir hasta el 10% ya en 2020 [25] desde el 20% actual cambiando de una proporción 6-2-2 a una proporción 8-1-1.

Desde hace unos dos años, el temor a una escasez de litio casi triplicó los precios de este metal [26], y la demanda de litio no caerá en breve. Según Bloomberg New Energy Finance, se espera que sólo la producción de coches eléctricos se multiplique por más de treinta de aquí a 2030. Sin embargo, en los próximos doce años se agotará menos del 1% de las reservas existentes en el subsuelo, según BNEF. Hay que ser escéptico ante esta afirmación, ya que es probable que los fabricantes de baterías aumenten rápidamente la capacidad de extracción para satisfacer la demanda.

14.9. Perspectivas de investigación y desarrollo

En la actualidad se está llevando a cabo una amplia gama de investigaciones sobre materiales, celdas y sistemas de las LIB patrocinadas por el gobierno y la industria. Algunas de las investigaciones en curso sobre materiales para aumentar aún más la densidad energética de las celdas LIB incluyen electrolitos de alto voltaje que permiten voltajes de carga de hasta 5 voltios [27] y ánodos basados en nanopartículas de silicio para aumentar la capacidad de carga [28]. Varias actividades de investigación y desarrollo se centran en mejorar la vida útil del ciclo de las celdas LMO [29–31].

Entre las tecnologías post Li-ion más prometedoras figuran las baterías de litio-azufre, que utilizan azufre como material activo. El azufre está disponible en abundancia a precios razonables y permite densidades de energía muy altas, de hasta 400 Wh/kg. También se ha prestado mucha atención a las baterías de litio-aire. Dado que uno de los materiales activos, el oxígeno, puede extraerse del aire ambiente, la batería de litio-aire presenta la mayor densidad potencial de energía y potencia de todos los sistemas de almacenamiento en batería. Debido a las dificultades que plantea la pasivación de los electrodos y a su escasa tolerancia a la humedad, no se espera que la batería de litio-aire se comercialice a gran escala en los próximos años.

Se están investigando varias químicas de baterías no basadas en litio. Las baterías de aluminio y azufre pueden alcanzar hasta 1000 Wh/kg con materiales de electrodo relativamente abundantes, pero aún se encuentran en una fase muy temprana de desarrollo [32]. Además de la investigación de materiales, la mejora del diseño de las celdas, la tecnología BMS, TMS y EMS y la estrategia de funcionamiento pueden mejorar considerablemente la eficiencia del almacenamiento.

Aunque los sistemas LIB de almacenamiento de electricidad ya están disponibles comercialmente, la I+D aún se encuentra en una fase relativamente temprana y se espera que contribuya a futuras reducciones de costos y mejoras de la eficiencia.

Además, en los sistemas de almacenamiento basados en inversores, es importante considerar las ventajas de los inversores *Grid Forming* en comparación con los *Grid Following*. Los inversores *Grid Forming* pueden aportar mayor estabilidad y resiliencia a la red al proporcionar soporte de frecuencia y voltaje sin depender de una señal externa, lo que los hace fundamentales en sistemas con alta penetración de energías renovables [44].

14.9.1. Perspectivas de investigación y desarrollo en Colombia

En Colombia, la innovación y el desarrollo de las baterías de iones de litio se han centrado en abordar los impactos medioambientales al final de la vida útil de estos sistemas. Dos empresas, Batex y Recobatt, participan activamente en dar una segunda vida a las baterías de iones de litio. El concepto de “segunda vida” para las baterías se refiere a la reutilización de baterías de iones de litio usadas, normalmente procedentes de vehículos eléctricos, para aplicaciones menos exigentes una vez que su eficiencia para el uso de alto rendimiento disminuye. Estas baterías aún conservan una parte significativa de su capacidad original, lo que las hace adecuadas para sistemas de almacenamiento de energía, especialmente en aplicaciones residenciales, comerciales o de apoyo a la red. Este planteamiento ayuda a reducir el impacto ambiental al prolongar el ciclo de vida de las baterías y minimizar los residuos electrónicos, al tiempo que ofrece una solución de almacenamiento de energía más asequible.

La empresa Alttero, con sede en Medellín, ha desarrollado un proceso de reciclaje de baterías que destaca por la trituración mecánica de baterías de iones de litio, polímeros de litio y níquel metal hidruro sin descarga previa ni tratamiento químico. La tecnología funciona en un entorno controlado con gases y no requiere nitrógeno, lo que da lugar a un método de reciclaje en seco que produce cero emisiones y ningún vertido al medio ambiente. Las baterías se convierten en dos flujos de materiales: uno rico en cobalto, litio y níquel para el mercado internacional, y otro que contiene metales laminados como cobre y aluminio para la venta local. El proceso es energéticamente eficiente y se aloja en un contenedor marítimo [33].

14.10. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

Con corte a marzo de 2024, Colombia cuenta con un BESS a gran escala de servicio público, en la central térmica de Termozipa, propiedad de ENEL (Véase la Tabla 14-3). Este sistema permite a Termozipa aumentar su capacidad de generación almacenando 7 MW de potencia y 3,9 MWh de energía, y participar en la regulación primaria de frecuencia cuando las unidades térmicas están paradas.

Tabla 14-3. Ejemplo de tecnología estándar de mercado para sistemas LIB conectados a la red en Colombia.

Imagen	Ubicación	Uso primario	Año	Capacidad energética	Ref.
	Tocancipá, Cundinamarca Colombia	Regulación de la Frecuencia	2021	7 MW 3,9 MWh NMC	[34]

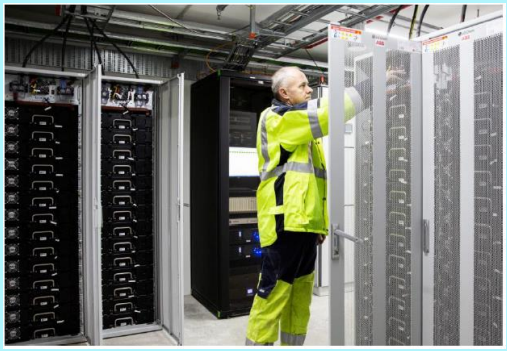
Existe una amplia gama de proveedores de sistemas de BIT llave en mano a escala de red (Véase la Tabla 14-4). En Dinamarca hay dos sistemas de BIL instalados de mayor tamaño conectados a la red:

- En Nordhavn, Copenhague, Dinamarca, ABB instaló una central de 630 kW/460 kWh para Radius Elnet y Ørsted en 2017. Esto preparó el terreno para los primeros pasos de Ørsted en el almacenamiento comercial con baterías. Para Ørsted están en desarrollo los siguientes proyectos de almacenamiento de energía: un almacenamiento de baterías de 20 MW cerca de Liverpool, en el Reino Unido, y un proyecto piloto de almacenamiento de 1 MW en Taiwán [35].
- El parque eólico de Lem Kær fue el proyecto piloto de Vesta para el almacenamiento de energía que participa en el mercado de regulación de frecuencia de DK. Vestas está trabajando en la central eléctrica Kennedy, que integra energía eólica y solar con almacenamiento de energía a escala de red y contará con un sistema de almacenamiento LIB a escala de red de 2 MW/4 MWh para proporcionar servicios auxiliares, probar el arbitraje de energía y reducir las restricciones.

A nivel mundial, los dos mayores sistemas de almacenamiento LIB a escala de red son la subestación Mira Loma de California, que cuenta con 20 MW/80 MWh utilizando 400 Tesla Powerpack 2 [36,37], y el parque eólico Hornsdale de Neoen, que cuenta con 100 MW/129 MWh [37].

El sistema de almacenamiento LIB a escala de red de Laurel Mountain, West Virginia, EE.UU., de 32 MW/8 MWh [38] está diseñado para la regulación de la frecuencia y con una elevada relación potencia/energía, en comparación con los sistemas de almacenamiento LIB a escala de red de Tesla, que están diseñados para la reducción de picos con una menor relación potencia/energía.

Tabla 14-4. Ejemplo de tecnología estándar de mercado para sistemas LIB conectados a la red en todo el mundo.

Imagen	Ubicación	Uso primario	Año	Capacidad energética	Proveedor de la tecnología	Ref.
	Energylab Nordhavn, Copenhague, Dinamarca	Regulación de la Frecuencia Reducción de Picos Regulación de la Tensión Filtrado de Armónicos	2017	630 kW 460 kWh NMC	ABB para Radius Elnet / Ørsted	[35]
	Parque Eólico Lem Kær, Dinamarca	Regulación de la Frecuencia	2014	400kW LFP y 1,2 MW LTO	Altairnano y A123 para Vestas	[35]
	Mira Loma Subestación, California, USA	Reducción de Picos	2016	20 MW 80 MWh	Tesla	[36,37]

	Parque eólico Hornsdale de Neoen, Australia Meridional	Reducción de Picos	2017	100 MW 129 MWh	Tesla	[37]
	Laurel Mountain, Belington, Virginia Occidental, EE.UU.	Regulación de Frecuencias e Integración de Energías Renovables	2011	32 MW 8 MWh	AES y A123	[38]

14.11. Predicción de costos y capacidad

El precio actual (2024) de LIB se acerca a los 139 USD/kWh [39] y las predicciones apuntan a un precio de la batería de 70 USD/kWh para 2030 [41]. Además, los precios a la baja han superado sistemáticamente las previsiones anteriores, como se ve en la Figura 125.

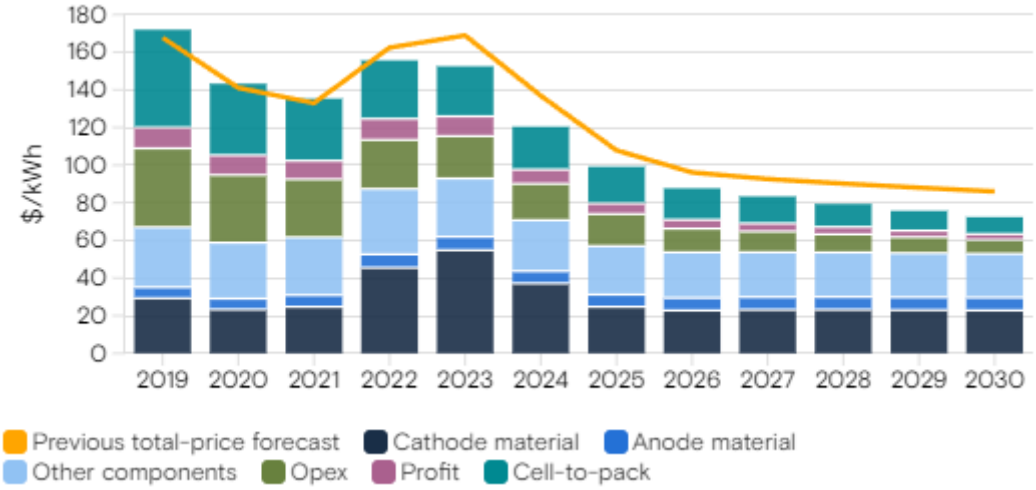


Figura 125. Ejemplo de tecnología estándar de mercado para sistemas LIB conectados a la red en todo el mundo [40].

Las reducciones de costos están respaldadas por un rápido aumento de la capacidad de producción de LIB. Se prevé que la capacidad pase de 1.163 GWh en 2022 a 8.945 GWh en 2027, lo que representa un impresionante crecimiento de ocho veces en cinco años (Véase la Figura 126). La capacidad de fabricación se concentra en China, que se espera que acapare aproximadamente el 70 % del mercado [41].

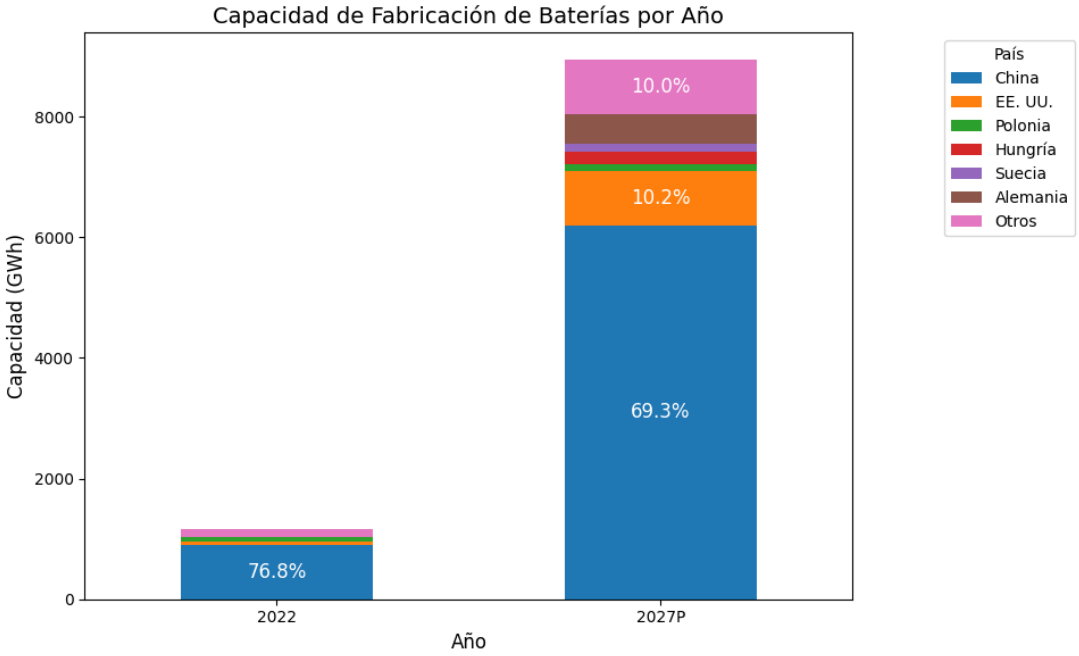


Figura 126. Crecimiento previsto de la capacidad de fabricación de LIB entre el 2022 y en el 2027 (proyección), total y dividido por productores de tecnología, derivada de [41].

La disminución prevista del costo de las baterías y el aumento de la capacidad de producción coinciden con el fuerte crecimiento previsto del mercado de aplicaciones a escala comercial. Se calcula que la capacidad instalada alcanzará casi los 7 TWh en 2030, como se ilustra en la Figura 127 [42].

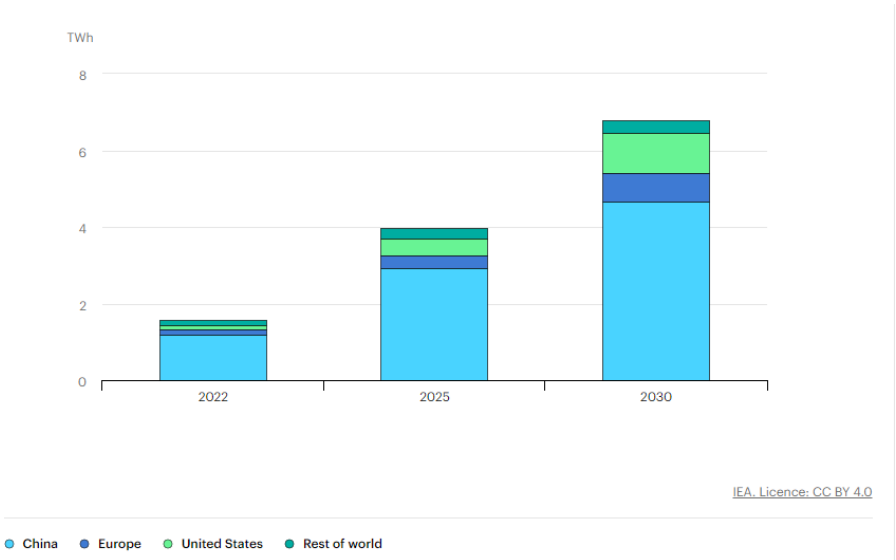


Figura 127. Previsión mundial de capacidad de almacenamiento en baterías (TWh) [42].

14.11.1. Estimación de los costos de inversión

La Tabla 14-5 presenta una comparación de los costos de inversión para proyectos de energía, expresados en millones de USD por megavatio (MUSD2024/MW), basados en diferentes fuentes de datos y regiones.

Tabla 14-5. Comparación de costos de inversión entre regiones para proyectos LIB. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla han sido ajustados por inflación a valores de 2024.

Fuente de datos	Costo de inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decision final de inversión)
Este estudio	1,89 (gran escala) 5,3 (pequeña escala)	0,47 (gran escala) 1,3 (pequeña escala)
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	1,50 (gran escala)	0,53 (gran escala)
Catálogo Tecnológico de India (2021)	1,11 (gran escala)	0,39 (gran escala)
NREL ATB 2023	1,72 (gran escala) 1,86 (pequeña escala)	0,43 (gran escala) 0,46 (pequeña escala)

14.12. Referencias

[1] Underwriters Laboratories Inc. (2024). *What are lithium-ion batteries?* Retrieved from https://ul.org/research/electrochemical-safety/getting-started-electrochemical-safety/what-are-lithium-ion

[2] Let's Talk Science. (2019). *How does a lithium-ion battery work?* Retrieved from https://letstalkscience.ca/educational-resources/stem-explained/how-does-a-lithium-ion-battery-work

[3] Leclanché. (2018). *Lithium Ion Technology and Product Description*. Retrieved from http://www.leclanche.com/technology-products/leclanche-technology/lithium-ion-cells/

[4] Samsung. (2018). *ESS Batteries by Samsung SDI Top Safety & Reliability Solutions*. Retrieved from http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/201809_SamsungSDI ESS_EN.pdf

[5] Kokam Co. (2018). *Total energy storage solution provider*. Retrieved from http://kokam.com/data/2018_Kokam_ESS_Brochure_ver_5.0.pdf

[6] Kokam Co. (2017). *Kokam Li-ion / Polymer Cell*. Retrieved from http://kokam.com/data/Kokam_Cell_Brochure_V.4.pdf

[7] StoraXe. (2018). *StoraXe Industrial & Infrastructure Scalable battery storage system*. Retrieved from https://www.ads-tec.de/fileadmin/download/doc/brochure/Datasheet_Energy_Industrial_EN.pdf

[8] Fronius. (2018). *Fronius Energy Package*. Retrieved from http://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/all-products/solutions/fronius-storage-solution/fronius-energy-package/fronius-energy-package

[9] Fenecon. (2018). *Fenecon Commercial 50-series Battery Module | Battery Rack*. Retrieved from https://www.fenecon.de/en_US/page/infocenter#fenecon-industrial

[10] Tarascon, J. M., & Armand, M. (2001). Issues and challenges facing rechargeable lithium batteries. *Nature, 414*(6861), 359. https://doi.org/10.1038/35104644

[11] Hesse, H. C., Schimpe, M., Kucevic, D., & Jossen, A. (2017). Lithium-ion battery storage for the grid: A review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids. *Energies, 10*(12), 2107. https://doi.org/10.3390/en10122107

[12] Schimpe, M., Naumann, M., Truong, N., Hesse, H. C., Santhanagopalan, S., Saxon, A., & Jossen, A. (2018). Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component analysis. *Applied Energy, 210*, 211–220. https://doi.org/10.1016/j.apenenergy.2017.10.129

[13] Electropaedia. (2018). *Battery Performance Characteristics – How to specify and test a battery*. Retrieved from https://www.mpoweruk.com/performance.htm

[14] Kokam Co. (2018). *Lithium Ion Polymer Cells - High Energy High Power Kokam Battery Cells*. Retrieved from http://kokam.com/cell/

[15] Sempra Renewables. (2012). *Auwahi Wind*. Retrieved from http://www.semprarenewables.com/project/auwahi-wind/

[16] Fathima, A. H., & Palanisamy, K. (2018). Renewable systems and energy storages for hybrid systems. In A. Hina Fathima et al. (Eds.), *Hybrid-renewable energy systems in microgrids* (pp. 162). Woodhead Publishing. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102493-5.00008-X

[17] Lazard. (2017). *Levelized cost of storage (2017)*. Retrieved from https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-storage-2017/

[18] Researchinterfaces. (2018). *Lithium-ion batteries for large-scale grid energy storage*. Retrieved from https://researchinterfaces.com/lithium-ion-batteries-grid-energy-storage/

[19] Kokam Co. (2018). *Lithium Ion Polymer Cells - High Energy High Power Kokam Battery Cells*. Retrieved from http://kokam.com/cell/

[20] LG Chem. (2018). *Change your energy. Change your life.* Retrieved from http://www.lgchem.com/upload/file/product/LGChem_Catalog_Global_2018.pdf

[21] National Renewable Energy Laboratory. (2019). *Grid-Scale Battery Storage Frequently Asked Questions*. Retrieved from https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf

[22] U.S. EPA. (2013). *Application of life-cycle assessment to nanoscale technology: Lithium-ion batteries for electric vehicles* (1–119). https://doi.org/10.1038/nchem.2085

[23] Peters, J. F., Baumann, M., Zimmermann, B., Braun, J., & Weil, M. (2017). The environmental impact of Li-ion batteries and the role of key parameters – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 67*, 491–506. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.039

[24] The Washington Post. (2018). *The environmental impact of cobalt mining*. Retrieved from https://www.washingtonpost.com/news/in-sight/wp/2018/02/28/the-cost-of-cobalt/?utm_term=.eebc6c00f0de

[25] Visualcapitalist. (2017). *Nickel: The secret driver of the battery revolution*. Retrieved from http://www.visualcapitalist.com/nickel-secret-driver-battery-revolution/

[26] Bloomberg. (2017). *We're going to need more lithium*. Retrieved from https://www.bloomberg.com/graphics/2017-lithium-battery-future/

[27] Petibon, R., Xia, J., Ma, L., Bauer, M. K. G., Nelson, K. J., & Dahn, J. R. (2016). Electrolyte system for high voltage Li-ion cells. *Journal of the Electrochemical Society, 163*(9), A2571–A2578. https://doi.org/10.1149/2.0321613jes

[28] Casimir, A., Zhang, H., Ogoke, O., Amine, J. C., Lu, J., & Wu, G. (2016). Silicon-based anodes for lithium-ion batteries: Effectiveness of materials synthesis and electrode preparation. *Nano Energy, 27*, 359–376. https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2016.07.023

[29] Saulnier, M., Auclair, A., Liang, G., & Schougaard, S. B. (2016). Manganese dissolution in lithium-ion positive electrode materials. *Solid State Ionics, 294*, 1–5. https://doi.org/10.1016/j.ssi.2016.06.007

[30] Kim, E.-Y., Lee, B.-R., Yun, G., Oh, E.-S., & Lee, H. (2015). Effects of binder content on manganese dissolution and electrochemical performances of spinel lithium manganese oxide cathodes for lithium-ion batteries. *Current Applied Physics, 15*(5), 429–434. https://doi.org/10.1016/j.cap.2015.01.029

[31] Lee, S., Kim, E.-Y., Lee, H., & Oh, E.-S. (2014). Effects of polymeric binders on electrochemical performances of spinel lithium manganese oxide cathodes in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources, 269*, 418–423. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.06.167

[32] Casimir, A., Zhang, H., Ogoke, O., Amine, J. C., Lu, J., & Wu, G. (2016). Silicon-based anodes for lithium-ion batteries: Effectiveness of materials synthesis and electrode preparation. *Nano Energy, 27*, 359–376. https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2016.07.023

[33] Portafolio. (n.d.). *Sostenibilidad: La firma colombiana que se ganó un lugar en el reciclaje de baterías*. Retrieved from https://www.portafolio.co/negocios/empresas/sostenibilidad-la-firma-colombiana-que-se-gano-un-lugar-en-el-reciclaje-de-baterias-579920

[34] Enel. (2021). *Inauguración primer sistema baterías de almacenamiento*. Retrieved from https://www.enel.com.co/es/prensa/news/d202104-inauguracion-primer-sistema-baterias-de-almacenamiento.html

[35] Tesla. (2016). *Addressing peak energy demand with the Tesla Powerpack*. Retrieved from https://www.tesla.com/da_DK/blog/addressing-peak-energy-demand-tesla-powerpack?redirect=no

[36] Electrek. (2017). *Tesla quietly brings online its massive - biggest in the world - 80 MWh Powerpack station with Southern California Edison*. Retrieved from https://electrek.co/2017/01/23/tesla-mira-loma-powerpack-station-southern-california-edison/

[37] Tesla. (2017). *Tesla Powerpack to enable large scale sustainable energy to South Australia*. Retrieved from https://www.tesla.com/da_DK/blog/Tesla-powerpack-enable-large-scale-sustainable-energy-south-australia?redirect=no

[38] Energy Storage Association. (2018). *Frequency regulation services and a firm wind product: AES Energy Storage Laurel Mountain Battery Energy Storage*. Retrieved from http://energystorage.org/energy-storage/case-studies/frequency-regulation-services-and-firm-wind-product-aes-energy-storage

[39] Bloomberg BNEF. (n.d.). *Lithium-ion battery pack prices hit record low of $139/kWh*. Retrieved from https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/

[40] Goldman Sachs. (n.d.). *Electric vehicle battery prices falling*. Retrieved from https://www.goldmansachs.com/insights/articles/electric-vehicle-battery-prices-falling

[41] Visual Capitalist. (2022). *Visualizing China's dominance in battery manufacturing (2022-2027P)*. Retrieved from https://www.visualcapitalist.com/chinas-dominance-in-battery-manufacturing

[42] International Energy Agency (IEA). (2023). *Lithium-ion battery manufacturing capacity, 2022-2030*. Retrieved from https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/lithium-ion-battery-manufacturing-capacity-2022-2030

[43] Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G., & Kirschen, D. S. (2016). Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid, 9*(2), 1131–1140. https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2578950

[44] Chen, M., & Lau, K. (2024). Examining grid-forming inverters for power restoration using power-hardware in-the-loop and Digital Twins approaches with Real-time Digital Simulation. *Frontiers in Energy Research, 12, Article 1421969*. https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1421969

14.13. Ficha Técnica

14.13.1. Gran escala

Tecnología	Almacenamiento en baterías de iones de litio – Gran escala								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de almacenamiento de energía para una unidad (MWh)	4	4	4	4	4	4	4	A, B	
Capacidad de entrada de una unidad (MW)	1	1	1	1	1	1	1	A, B	
Capacidad de salida de una unidad (MW)	1	1	1	1	1	1	1	A, B	
Tiempo de descarga (horas)	4	4	4	4	4	4	4	A, B	
Eficiencia de ciclo completo (%) AC	90	92	92					C	1
Eficiencia de ciclo completo (%) DC	95	96	96					C	1
Tasa de autodescarga (%/día)	0,10	0,10	0,10						2
Interrupción forzada (%)	0,38	0,35	0,25					J	
Interrupción planificada (semanas al año)	0,20	0,10	0,10					I	
Vida útil técnica (ciclos)	7.500	10.000	15.000					J	3
Vida útil técnica (años)	15	20	25					D	3
Tiempo de construcción (años)	0,20	0,20	0,20						
Densidad de energía (W_h/kg)	150	200	300						
Capacidad de regulación									
Tiempo de respuesta desde inactivo hasta descarga nominal completa (ms)	50	50	50						4
Tiempo de respuesta desde carga nominal completa hasta descarga (s)	<0,08	<0,08	<0,08	<0,08	<0,08	<0,08	<0,08	L	7
Datos financieros									
Costo total de la inversión (millones de USD por MWh)	0,47	0,28	0,20	0,35	0,54	0,19	0,22	G	1,5,6,10
- componente energético (millones USD/MWh)	0,35	0,20	0,13	0,26	0,38	0,12	0,14	M	1,5,6,9,11
- componente de capacidad (millones USD/MW)	0,33	0,24	0,19	0,24	0,35	0,18	0,20	C,M	1,5,6,9,11
- otros costos del proyecto (millones USD)	0,04	0,03	0,02	0,03	0,07	0,02	0,03	K,M	5,6,9
O&M fijas (USD/MW_e/año)	15000	10830	8674	5,000	50,000	8292	9055	L	6,9,10
O&M Variables (USD/MWh)	2,00	1,44	1,16	2,00	2,60	1,11	1,21	I	7,10

Datos específicos de la tecnología									
Costo de expansión del almacenamiento de energía (MUSD/MWh)	0,39	0,23	0,16	0,29	0,45	0,14	0,17	F	
Costo de expansión de la capacidad de salida (MUSD/MW)	0,33	0,24	0,19	0,24	0,35	0,18	0,20	F	
Inversión total (MUSD/MW)	1,89	1,14	0,81	1,40	2,14	0,76	0,87		

Notas

A Se ha elegido una batería de 4 horas como referencia, ya que hay más datos disponibles para esta relación potencia-energía en las referencias enumeradas

B La potencia y la energía de salida se pueden escalar linealmente utilizando muchos módulos (se ha demostrado hasta 250 MW, https://www.pv-magazine-australia.com/2023/08/10/battery-capacity-overtakes-pumped-hydro-in-nem/). La expansión de la capacidad de salida se puede realizar reprogramando la unidad de gestión sin ningún módulo de batería nuevo. Para las baterías de servicios públicos, la relación entre el almacenamiento de energía y la capacidad es en general entre 1 y 10 (tasa C entre 1/10 y 1); solo en raras ocasiones la relación será inferior a 1.

C El cambio gradual hacia tasas C más bajas tras la transición de la regulación de frecuencia a la integración renovable promueve tasas C más bajas. Por lo tanto, se espera que la eficiencia promedio de ida y vuelta de CC aumente ligeramente. La eficiencia de RT frente a la tasa C se ejemplifica en la Figura 122 [3]. La eficiencia de ida y vuelta de CA incluye pérdidas en la electrónica de potencia y es entre un 2 y un 4 % menor que la eficiencia de ida y vuelta de CC. La eficiencia total de ida y vuelta incluye además pérdidas en modo de espera, lo que hace que la eficiencia total de ida y vuelta oscile normalmente entre el 80 % y el 90 % [21,22].

D El informe técnico de Samsung SDI 2016 sobre soluciones ESS proporciona una vida útil de 15 años para los módulos actuales que funcionan a C = 1/2 a C = 3. Se espera una mejora constante en la vida útil de la batería debido a mejores materiales y gestión de la batería. La cantidad de ciclos puede ser un indicador de vida útil más significativo.

E El tiempo de descarga es la cantidad de horas que la batería puede descargarse a la capacidad de salida nominal. Es igual a la relación energía/potencia corregida para la eficiencia de descarga.

F Dado que los sistemas de baterías de iones de litio de varios MWh son escalares, los costos de expansión de la capacidad de salida y de energía se estiman aquí como iguales a la energía y "otros costos" para la expansión del almacenamiento de energía, y los componentes de potencia para el costo de expansión de la capacidad de salida, con el resto del equipo y el costo permaneciendo constantes respectivamente.

G El costo de conversión de energía depende en gran medida de la escalabilidad y la aplicación.

H Costo por MWh de energía descargada de la batería.

I Se espera que no haya ninguna interrupción durante la vida útil de la batería de litio conectada a la red. Solo se necesitan unos pocos días durante, por ejemplo, los 15 años de vida útil para el mantenimiento y el intercambio de ventiladores y sopladores para el sistema de gestión térmica y el sistema de conversión de energía. Se espera que las interrupciones forzadas disminuyan con una mayor robustez siguiendo la tasa de aprendizaje y la producción acumulada. Se espera que las interrupciones planificadas disminuyan después de 2020 debido a una mayor automatización.

J La vida útil del ciclo se especifica como la cantidad de ciclos a 1 °C/1 °C hasta el 80 % del estado de salud. El informe técnico de Samsung SDI 2016 sobre soluciones ESS proporciona una vida útil de 15 años para los módulos actuales que funcionan a C/2 a 3 °C [14]. Se espera una mejora constante en la vida útil de la batería debido a mejores materiales y gestión de la batería. Las soluciones ESS de Kokam también están clasificadas en más de 8000-20000 ciclos (80-90 % DOD) según la química [3]. Por lo tanto, para ciclos diarios completos de carga y descarga, las baterías están diseñadas para durar entre 15 y 50 años si las unidades de soporte funcionan bien. Se dan las duraciones de vida de las baterías comerciales basadas en ánodo de grafito y LTO de Kokam.

K Otros costos incluyen los costos de construcción y el trabajo del empresario. Estos costos dependen en gran medida de la ubicación, el sustrato y el acceso al sitio. Los cables de alimentación al sitio y el trabajo del empresario para la instalación de los contenedores están incluidos en otros costos. Por lo tanto, se supone que otros costos se correlacionan, aproximadamente, con el tamaño del sistema. Se espera que la automatización reduzca otros costos a partir de 2030 en adelante.

L El tiempo de respuesta se obtiene a partir de experimentos de tiempo de respuesta simulado con hardware en el circuito

M Se supone una tasa de aprendizaje del 17% para los componentes de energía y del 10% para el componente de energía y otros costos, según la IEA y BNEF.

Referencias

[1] IEA, Battery and Secure Energy Transitions, part of World Energy Outlook 2023, april 2024

[2] Fan Xiayue, "Battery technologies for grid-level large-scale electrical energy storage", Transactions of Tianjin University, Springer, 2020.

[3] Environmental end energy study institute, Energy storage factsheet, https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019.

[4] D.M. Greenwood, K.Y. Lim, C. Patsios, P.F. Lyons, Y.S. Lim, P.C. Taylor, Frequency response services designed for energy storage, Appl. Energy. 203 (2017) 115–127.

[5] Bloomberg New Energy Finance. Energy Storage System Cost Survey, 2023.

[6] NREL, 2023, Annual Technology Baseline

[7] B. Zakeri, S. Syri, Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, Renew. Sustain. Energy Rev. 42 (2015) 569–596.

[8] G. Huff, A.B. Currier, B.C. Kaun, D.M. Rastler, S.B. Chen, D.T. Bradshaw, W.D. Gauntlett, DOE/EPRI electricity storage handbook in collaboration with NRECA, (2015).

[9] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for Energy Storage, 2024

[10] Lazard, Lazard's Levelized Cost of Storage (2023)

[11] The-Future-of-Energy-Storage-MIT-2022

14.13.2. Pequeña escala

Tecnología	Almacenamiento en baterías de iones de litio – Pequeña escala

	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de almacenamiento de energía para una unidad (MWh)	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	A, B	
Capacidad de entrada de una unidad (MW)	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	A, B	
Capacidad de salida de una unidad (MW)	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	A, B	
Tiempo de descarga (horas)	4	4	4	4	4	4	4	A, B	
Eficiencia de ciclo completo (%) AC	90	92	92					C	1
Eficiencia de ciclo completo (%) DC	95	96	96					C	1
Tasa de autodescarga (%/día)	0,1	0,1	0,1						2
Interrupción forzada (%)	0,38	0,35	0,25					K	
Interrupción planificada (semanas al año)								J	
Vida útil técnica (ciclos)	7.500	10.000	15.000					K	3
Vida útil técnica (años)	15	20	25					D	3
Tiempo de construcción (años)	0,2	0,2	0,2						
Densidad de energía (W_h/kg)	150	200	300						
Capacidad de regulación									
Tiempo de respuesta desde inactivo hasta descarga nominal completa (ms)	50	50	50						4
Tiempo de respuesta desde carga nominal completa hasta descarga (s)	<0,08	<0,08	<0,08	<0,08	<0,08	<0,08	<0,08	M	7
Datos financieros									
Costo total de la inversión (millones de USD por MWh)	1,3	0,8	0,6	1,0	1,5	0,5	0,6	G	1,5,6,10
- componente energético (millones USD/MWh)	1,0	0,5	0,4	0,7	1,1	0,3	0,4	N,O	1,5,6,9,11
- componente de capacidad (millones USD/MW)	0,9	0,7	0,5	0,7	1,0	0,5	0,6	H,N,O	1,5,6,9,11
- otros costos del proyecto (millones USD)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	L,N,O	5,6,9
O&M fijas (USD/MW_e/año)	42.276	30.522	24.447	14.092	140.919	23.369	25.521	M,O	6,9,10
O&M Variables (USD/MWh)	5,6	4,1	3,3	5,6	7,3	3,1	3,4	I,O	7,10
Datos específicos de la tecnología									
Costo de expansión del almacenamiento de energía (MUSD/MWh)	1,1	0,6	0,4	0,8	1,3	0,4	0,5	F	
Costo de expansión de la capacidad de salida (MUSD/MW)	0,9	0,7	0,5	0,7	1,0	0,5	0,6	F	
Inversión total (MUSD/MW)	5,3	3,2	2,3	4,0	6,0	2,1	2,4		

Notas

A Se ha elegido una batería de 4 horas como referencia, ya que hay más datos disponibles para esta relación potencia-energía en las referencias enumeradas.

B La potencia y la energía de salida se pueden escalar linealmente utilizando muchos módulos. La expansión de la capacidad de salida se puede realizar reprogramando la unidad de gestión sin ningún módulo de batería nuevo. Para baterías de menor escala, la relación entre el almacenamiento de energía y la capacidad está en general entre 1 y 10 con una tendencia hacia números más altos (tasa C entre 1/10 y 1); solo en raras ocasiones la relación será inferior a 1.

C El cambio gradual hacia tasas C más bajas después de la transición de la regulación de frecuencia a la integración renovable promueve tasas C más bajas. Por lo tanto, se espera que la eficiencia promedio de ida y vuelta de CC aumente ligeramente. La eficiencia de RT frente a la tasa C se ejemplifica en la Figura 122 [3]. La eficiencia de ida y vuelta de CA incluye pérdidas en la electrónica de potencia y es un 2-4% menor que la eficiencia de ida y vuelta de CC. La eficiencia total de ida y vuelta incluye además pérdidas en modo de espera, lo que hace que la eficiencia total de ida y vuelta oscile típicamente entre el 80% y el 90%. [21,22]

D El informe técnico de Samsung SDI 2016 sobre soluciones ESS ofrece una vida útil de 15 años para los módulos actuales que funcionan con C = 1/2 a C = 3. Se espera una mejora constante en la vida útil de la batería debido a mejores materiales y gestión de la batería. La cantidad de ciclos puede ser un indicador de vida útil más significativo.

E El tiempo de descarga es la cantidad de horas que la batería puede descargarse a su capacidad nominal de salida. Es igual a la relación energía/potencia corregida por la eficiencia de descarga.

F Dado que los sistemas de baterías de iones de litio de varios MWh son escalares, los costos de expansión de la capacidad de salida y de energía se estiman aquí como iguales a la energía y "otros costos" para la expansión del almacenamiento de energía, y los costos de expansión de la capacidad de salida de los componentes de potencia, mientras que los otros equipos y costos permanecen constantes respectivamente.

G	El costo de conversión de energía depende en gran medida de la escalabilidad y la aplicación.
H	El cambio gradual hacia tasas C más bajas luego de la transición de la regulación de frecuencia a la integración renovable promueve tasas C más bajas. Por lo tanto, se espera que la eficiencia promedio de ida y vuelta de CC aumente ligeramente. La eficiencia de RT frente a la tasa C se ejemplifica en la Figura 122 [3]. La eficiencia de ida y vuelta de CA incluye pérdidas en la electrónica de potencia y es entre un 2 y un 4 % menor que la eficiencia de ida y vuelta de CC. La eficiencia total de ida y vuelta incluye además las pérdidas en modo de espera, lo que hace que la eficiencia total de ida y vuelta oscile normalmente entre el 80% y el 90%
I	Costo por MWh de energía descargada de la batería
J	Se espera que no haya ninguna interrupción durante la vida útil de la batería de litio conectada a la red. Solo se necesitan unos pocos días durante el tiempo de vida útil, por ejemplo, de 15 años, para el mantenimiento y el intercambio de ventiladores y sopladores para el sistema de gestión térmica y el sistema de conversión de energía. Se espera que las interrupciones forzadas disminuyan con una mayor robustez siguiendo la tasa de aprendizaje y la producción acumulada. Se espera que las interrupciones planificadas disminuyan después de 2020 debido al aumento de la automatización.
K	La vida útil se especifica como el número de ciclos a 1C/1C hasta un 80 % del estado de salud. El informe técnico de Samsung SDI 2016 sobre soluciones ESS proporciona una vida útil de 15 años para los módulos actuales que funcionan a C/2 a 3C [14]. Se espera una mejora constante en la vida útil de la batería debido a mejores materiales y gestión de la batería. Las soluciones ESS de Kokam también están clasificadas en más de 8000-20000 ciclos (80-90 % DOD) según la química [3]. Por lo tanto, para ciclos diarios completos de carga y descarga, las baterías están diseñadas para durar entre 15 y 50 años si las unidades de soporte funcionan bien. Se dan las vidas útiles de las baterías comerciales basadas en ánodo de grafito y LTO de Kokam.
L	Otros costos incluyen los costos de construcción y el trabajo del empresario. Estos costos dependen en gran medida de la ubicación, el sustrato y el acceso al sitio. Los cables de alimentación al sitio y el trabajo del empresario para la instalación de los contenedores están incluidos en otros costos. Por lo tanto, se supone que otros costos se correlacionan, aproximadamente, con el tamaño del sistema. Se espera que la automatización reduzca otros costos a partir de 2030.
M	El tiempo de respuesta se obtiene a partir de experimentos de tiempo de respuesta simulado con hardware en el circuito.
N	Se supone una tasa de aprendizaje del 17 % para los componentes de energía y del 10 % para los componentes de potencia y otros costos, según la IEA y BNEF.
O	Se sugiere un factor de proporcionalidad α de 0,85 para convertir el costo presentado de la hoja de datos a escala de servicios públicos a pequeña escala, de acuerdo con la economía de escala encontrada en la literatura.

Referencias

[1] IEA, Battery and Secure Energy Transitions, part of World Energy Outlook 2023, April 2024

[2] Fan Xiayue, "Battery technologies for grid-level large-scale electrical energy storage", Transactions of Tianjin University, Springer, 2020.

[3] Environmental end energy study institute, Energy storage factsheet, https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019.

[4] D.M. Greenwood, K.Y. Lim, C. Patsios, P.F. Lyons, Y.S. Lim, P.C. Taylor, Frequency response services designed for energy storage, Appl. Energy. 203 (2017) 115–127.

[5] Bloomberg New Energy Finance. Energy Storage System Cost Survey, 2023.

[6] NREL, 2023, Annual Technology Baseline

[7] B. Zakeri, S. Syri, Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, Renew. Sustain. Energy Rev. 42 (2015) 569–596.

[8] G. Huff, A.B. Currier, B.C. Kaun, D.M. Rastler, S.B. Chen, D.T. Bradshaw, W.D. Gauntlett, DOE/EPRI electricity storage handbook in collaboration with NRECA, (2015).

[9] Danish Energy Agency, Technology Catalogue for Energy Storage, 2024

[10] Lazard, Lazard's Levelized Cost of Storage (2023)

[11] The-Future-of-Energy-Storage-MIT-2022

15. Almacenamiento Hidráulico por Bombeo

15.1. Breve descripción de la tecnología

Un almacenamiento hidráulico por bombeo (PHS, por sus siglas en inglés *pumped-hydro storage*) típico consta de dos depósitos de agua (lagos), túneles que transportan el agua de un reservorio a otro, una bomba-turbina reversible, un motor-generador, transformadores y conexión de transmisión [1]. La cantidad de electricidad almacenada es proporcional al producto del volumen de agua y la altura entre los embalses. Las centrales hidroeléctricas de bombeo dominan el almacenamiento de electricidad a granel en las redes públicas, con unos 100 GW en servicio en todo el mundo [2].

Existen dos tipos principales de instalaciones de PHS que se explican en la Figura 128: el PHS fuera del cauce (ciclo cerrado) utiliza el agua bombeada al embalse superior, mientras que el PHS híbrido (combinado) utiliza tanto el agua bombeada como el agua de flujo natural para generar electricidad.

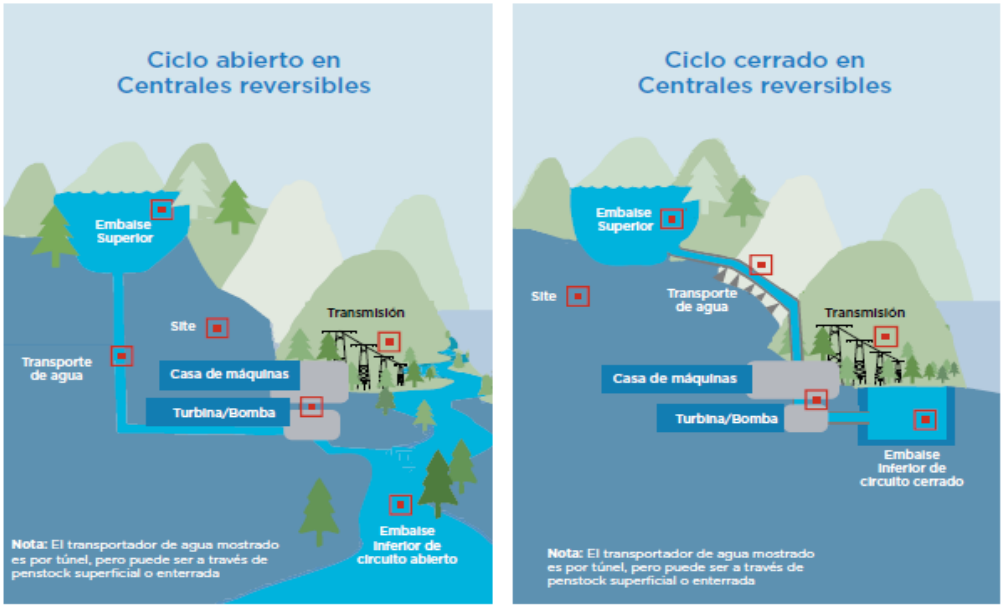


Figura 128. Principales características de las instalaciones HPS para configuraciones de ciclo abierto (izquierda) y cerrado (derecha) [1].

Los PHS totalmente nuevos, incluidas las presas, tienen unos gastos de capital elevados y un tiempo de construcción largo. Si se amplía una central hidroeléctrica existente para convertirla también en PHS, la inversión por MW instalado es mucho menor y el plazo de construcción oscila entre 2 y 3 años.

Como se ve en la Figura 129, el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo implica un proceso de dos etapas: bombear agua a una mayor elevación durante los periodos de baja demanda de electricidad y liberarla para generar energía durante los picos de demanda. Este proceso introduce intrínsecamente pérdidas de energía. El rendimiento de los sistemas PHS suele oscilar entre el 70 y el 85 %, lo que significa que se pierde algo de energía durante la fase de bombeo y que se producen pérdidas adicionales durante la fase de generación [1]. A pesar de estas

pérdidas, el PHS sigue siendo uno de los métodos de almacenamiento de energía a gran escala más eficientes que existen.



Figura 129. Eficiencia del ciclo hidroeléctrico de bombeo [1].

La principal ventaja del PHS no reside en su eficiencia bruta, sino en su capacidad para almacenar el exceso de energía y proporcionar estabilidad a la red. Al almacenar energía fuera de las horas pico y liberarla cuando la demanda es alta, el PHS ayuda a equilibrar la oferta y la demanda, integrar las fuentes de energía renovables y mejorar la fiabilidad de la red. Aunque es menos eficiente que la energía hidroeléctrica convencional, la PHS proporciona unas ventajas esenciales de almacenamiento de energía y flexibilidad que son cruciales para los sistemas energéticos modernos.

15.2. Entrada

La principal fuente de energía de una central hidroeléctrica de bombeo es la electricidad, que suele tomarse de la red durante los periodos valle, cuando la electricidad es barata o abundante (por ejemplo, el exceso de energía eólica, solar o nuclear).

15.3. Salida

El almacenamiento hidráulico por bombeo produce electricidad como su salida principal.

15.4. Capacidades típicas

Las instalaciones de PHS dependen de la geografía local y actualmente tienen capacidades de hasta 1.000 MW. Además de las grandes variaciones de capacidad, PHS también presenta una

gran diversidad de características, como el tiempo de descarga, que oscila entre varias horas y varios días.

15.5. Espacio requerido

Los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo ofrecen una ventaja significativa en términos de eficiencia espacial, ya que pueden integrarse en la infraestructura de embalses existente sin necesidad de espacio adicional. Este enfoque no sólo optimiza el uso del suelo disponible, sino que también reduce el impacto ecológico y social del desarrollo de nuevas infraestructuras a gran escala.

Sin embargo, si se requiere la construcción de un embalse adicional, la necesidad de espacio dependerá de la topografía y del nivel de almacenamiento deseado. La construcción de un nuevo embalse podría tener un impacto social y medioambiental adverso y ocupar terrenos productivos, como es el caso de las grandes centrales hidroeléctricas.

15.6. Consumo de agua

Aunque los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo no requieren agua adicional a la utilizada por la central hidroeléctrica existente a la que se integran, pueden plantear problemas a los Caudales aguas abajo, en particular en lo que se refiere a los caudales ecológicos.

Estos sistemas suelen manipular los niveles de agua de los embalses para optimizar la generación de electricidad, lo que puede dar lugar a importantes fluctuaciones en los programas de desembalse de agua. Tales alteraciones pueden perturbar los regímenes de caudales naturales que son críticos para los hábitats, la vida acuática y el ciclo de nutrientes aguas abajo. El funcionamiento de estos sistemas debe mantener los caudales ecológicos esenciales para la salud y la biodiversidad de los entornos fluviales. Estos caudales garantizan que los ríos dispongan de agua suficiente para mantener las poblaciones de peces, la vegetación ribereña y las funciones generales del ecosistema.

Además, durante los periodos de alta demanda de electricidad o de escasa afluencia natural, el agua retenida en los embalses superiores puede no liberarse en cantidades adecuadas, lo que agrava los problemas de escasez de agua, aguas abajo. Estos efectos exigen una gestión cuidadosa y la posible integración de estrategias de adaptación que equilibren las necesidades de producción de energía con los requisitos ecológicos y de uso del agua de las comunidades y ecosistemas situados aguas abajo.

15.7. Capacidad de regulación y otros servicios del sistema eléctrico

El objetivo principal de los PHS es suministrar energía de punta cada día. Sin embargo, su cometido puede ampliarse para incluir funciones de servicios auxiliares, como la regulación de frecuencia en el modo de generación. El diseño de un sistema de velocidad variable permite prestar servicios auxiliares también en el modo de bombeo, lo que aumenta la eficiencia general de la central [2].

Dado que las instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHS, por sus siglas en inglés *pumped-hydro storage*) ofrecen mayor flexibilidad que las unidades de velocidad fija,

estas centrales prestan servicios adicionales dentro de la red eléctrica más allá de su finalidad principal de almacenamiento de energía, tales como:

Nivelación de picos: Un sistema PHS se puede utilizar para la nivelación de picos para satisfacer las demandas más altas en un corto período de tiempo.

Nivelación de carga: La nivelación de la carga suele consistir en almacenar energía durante los periodos de carga ligera (horas valle) en el sistema y suministrarla durante los periodos de mucha demanda.

Regulación de frecuencia: Permite mantener la frecuencia dentro de unos márgenes dados mediante la modulación continua de la potencia activa.

Reserva de respaldo, reserva giratoria: Las centrales reversibles pueden proporcionar una fuente de energía adicional que puede ponerse a disposición del sistema de transporte en cuestión de segundos en caso de cambios inesperados de carga en la red.

Rampas flexibles y rápidas: Avances como las turbinas de velocidad variable pueden proporcionar una capacidad de rampa flexible, que permite al generador aumentar o disminuir su producción en función de los cambios en las previsiones de carga neta. Así es como algunas HPS pueden alcanzar la plena carga en menos de 30 segundos.

Capacidad de arranque en negro: Estas centrales pueden funcionar con carga cero. Cuando las cargas aumentan, la energía adicional puede cargarse rápidamente.

Soporte de tensión: Estas centrales pueden controlar la potencia reactiva, garantizando así que la energía fluya de la generación a la carga.

Cabe señalar que estos servicios son prestados por centrales hidroeléctricas de embalse convencionales. Sin embargo, las centrales hidroeléctricas de embalse pueden absorber adicionalmente excedentes de energía (por ejemplo, de energía renovable variable) para hacer frente a los picos y fluctuaciones de la demanda.

15.8. Ventajas/desventajas

La ventaja de los PHS es su gran volumen en comparación con otros almacenamientos, como las baterías. Además, los PHS no utilizan combustibles fósiles como, por ejemplo, el almacenamiento de energía en aire comprimido.

Una desventaja de los PHS es la necesidad de diferencias de altura entre los dos embalses. Cuando no se construye un nuevo PHS en conexión con una central hidroeléctrica existente, también hay problemas medioambientales por la inundación de grandes zonas.

Los PHS están muy condicionados por requisitos geográficos. Estos sistemas requieren una topografía específica caracterizada por la presencia de dos grandes embalses a diferentes elevaciones, lo que permite el movimiento de agua entre estas elevaciones para generar o almacenar energía.

15.9. Medio ambiente

Los posibles impactos ambientales de las centrales de bombeo no se han evaluado sistemáticamente, pero se espera que sean pequeños. El agua se reutiliza en gran medida, limitando al mínimo la extracción de masas de agua externas. El uso de presas existentes para el almacenamiento por bombeo puede dar lugar a oportunidades políticas y financiación para dispositivos de acondicionamiento y nuevas normas de explotación que reduzcan los impactos ecológicos y sociales anteriores [7]. Los proyectos de PHS requieren pequeñas extensiones de terreno, ya que sus embalses se diseñarán en la mayoría de los casos para proporcionar sólo horas o días de capacidad de generación.

15.10. Perspectivas de investigación y desarrollo

En la década de 1890, el PHS se utilizó por primera vez en Italia y Suiza. Tras más de 100 años de desarrollo, el PHS es una tecnología madura, pero hay varios avances en todo el mundo [1]:

- **PHS de Velocidad variable**: La mayoría de los sistemas existentes están equipados con turbinas de bombeo de velocidad fija y pueden proporcionar almacenamiento a gran escala, pero sólo pueden ofrecer regulación de frecuencia durante el modo de descarga. La nueva tecnología de velocidad variable permite a las instalaciones regular la frecuencia durante el proceso de bombeo. Japón ha sido pionero en el uso comercial de esta tecnología.
- **PHS de agua salada**: Japón también fue pionero en este sistema en Okinawa. Esta planta utiliza el mar abierto como embalse inferior. Se han propuesto nuevos proyectos relacionados con esta tecnología, entre ellos el de la consultora holandesa (DNV KEMA) que prevé utilizar el mar como embalse superior y construir uno inferior mediante el dragado y la construcción de un anillo de diques a 50 metros por debajo del nivel del mar.
- **PHS subterráneas**: Los investigadores han propuesto la posibilidad de utilizar cavernas subterráneas como depósitos inferiores, pero hasta ahora no se ha construido ninguna.
- **PHS de Aire comprimido**: Un diseño innovador prevé sustituir el depósito superior por un recipiente de agua a presión. En lugar de almacenar energía potencial en agua elevada, el sistema propuesto almacena energía en aire comprimido.
- **PHS Submarinas**: Otro concepto innovador consiste en utilizar la presión del agua del fondo del mar para almacenar la electricidad de las turbinas de energía eólica costa afuera. El sistema coloca recipientes a presión sumergidos en el fondo del mar.

Un nuevo concepto danés (2009) consiste en almacenar electricidad como energía potencial elevando arena. La arena se eleva bombeando agua a un globo situado debajo de la arena, y luego se baja sacando el agua a través de la bomba, que actúa ahora como turbina.

15.11. Ejemplos de tecnología estándar de mercado

En la actualidad, no existen instalaciones de almacenamiento de energía hidroeléctrica a gran escala en Colombia.

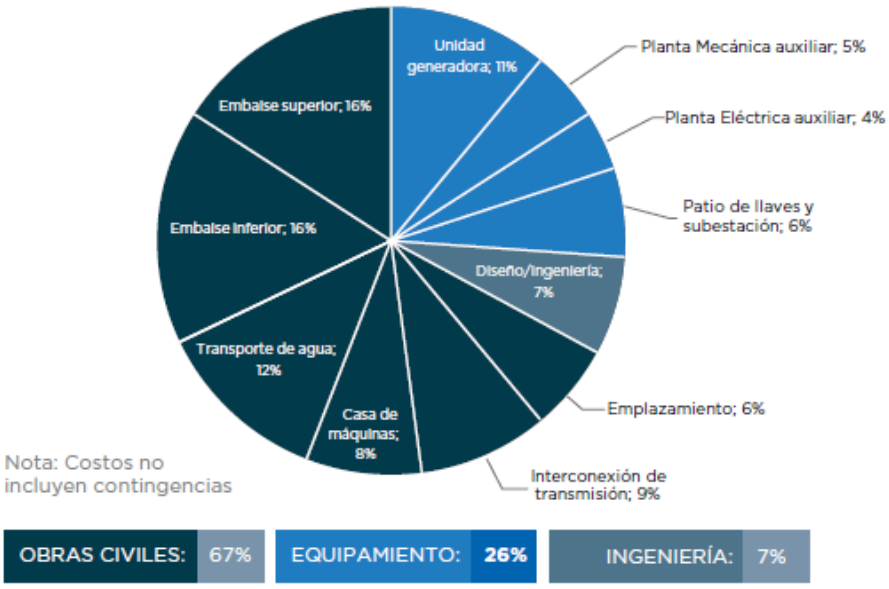
Sin embargo, existe un proyecto en desarrollo para las comunidades no conectadas a la red de La Sierpe y Unión Málaga en Timbiquí, Cauca. El proyecto utilizará un sistema hidráulico de almacenamiento en tanques integrado con generación fotovoltaica (FV), diseñado por la

empresa STEPSol. El proyecto es financiado por el dispositivo de cooperación internacional francés llamado FASEP Innovación verde, el cual promueve soluciones innovadoras y sostenibles, que generan alto impacto social. El sistema FV, con una capacidad de 148 kW_p y una producción diaria de 395 kWh, suministrará energía directamente a la vez que acciona una bomba para almacenar el exceso de energía en un depósito elevado con una capacidad de almacenamiento de 160 kWh. El sistema funcionará mediante un circuito hidráulico bidireccional de bucle cerrado con una eficiencia de ida y vuelta del 56 % [6].

15.12. Predicción de desempeño y costo

Según un análisis para 19 países en los que se instalaron centrales PHS entre 2003 y 2019 [3], los costos de inversión oscilan entre 617 USD/kW y 2.465 USD/kW. Asimismo, según diversas fuentes bibliográficas [4] los costos específicos varían entre 500 USD/kW y 1.333 USD/kW para centrales reversibles con una potencia instalada entre 58 MW y 2.400 MW.

En un estudio de 2020 [5] se realizó un análisis técnico utilizando los datos disponibles de las solicitudes de licencia de proyectos de HPS. Esto incluía un análisis de alto nivel basado en datos históricos de varios proyectos HPS, datos de costos de proyectos en curso y otra información global basada en un proyecto HPS de ciclo cerrado típico que dio como resultado la Figura 130. En todas las categorías de desarrollo de proyectos, los embalses superior e inferior (obra civil), junto con los componentes de la unidad de generación (equipos) y los sistemas de transporte de agua (obra civil), representan las mayores proporciones de los costos totales de capital. Asimismo, los componentes de los embalses superior e inferior, las conducciones de agua y las interconexiones de transmisión (obras civiles) son los que requieren más tiempo y presentan el mayor riesgo potencial de repercutir negativamente en la finalización del proyecto al provocar aumentos inesperados de los costos o retrasos en la programación.



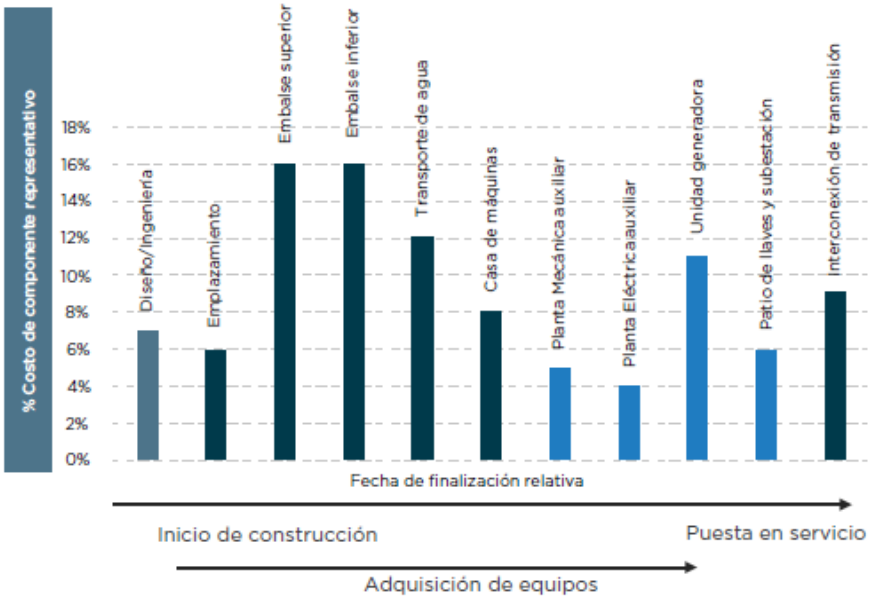


Figura 130. Desglose representativo del costo total de capital para un ejemplo de proyecto HPS (ciclo cerrado) [5].

En la Tabla 15-1 se presenta una comparación de los costos de inversión para diferentes proyectos, expresados en millones de dólares por megavatio ($MUSD_{2024}$/MW), según diferentes fuentes de datos y regiones.

Tabla 15-1. Comparación de costos de inversión para plantas hidroeléctricas de bombeo. El año base para el costo de inversión es el año en que se tomó la decisión final de inversión (FID). Los valores presentados en esta tabla se han ajustado a la inflación hasta el valor de 2024.

Fuente de datos	Costo de la inversión [$MUSD_{2024}$/MW]	Año base FID (decisión final de inversión)
Este estudio	1,2	2024
Datos internacionales		
Catálogo Tecnológico de Indonesia (2024)	1,35	2023
Catálogo Tecnológico de India (2021)	0,63	2020
Catálogo Tecnológico de Vietnam (2023)	1,08	2022

15.13. Observaciones adicionales

A menudo hay varias centrales hidroeléctricas en el mismo río y su funcionamiento está hasta cierto punto interrelacionado. Por lo tanto, los beneficios de un nuevo PHS dependen también de la infraestructura hidroeléctrica existente.

15.14. Referencias

[1] Saravia, F., Romero, E., Cortijo, R., Nater, M., Iparraguirre, D., & Saavedra, J. (2022). *Centrales hidroeléctricas reversibles: identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica* [Reversible hydroelectric plants: Identification of potential and regulatory needs in Latin America]. Inter-American Development Bank (IADB).

[2] International Energy Agency (IEA). (2023). *Tracking clean energy progress 2023*. Paris, France: IEA. Retrieved from https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023. Licence: CC BY 4.0

[3] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). *Innovative operation of pumped hydropower storage*.

[4] U.S. Department of Energy (DOE). (2020, December 15). *DOE Global Energy Storage Database*. Retrieved from https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/

[5] HydroWIRES. (2020). *Pumped storage hydropower FAST commissioning technical analysis*. Washington, DC: U.S. Department of Energy.

[6] Stepsol. (n.d.). *Presentación del proyecto energético sostenible para la ampliación de la cobertura del servicio en las comunidades de La Sierpe y Unión Málaga, en el municipio de Timbiquí, Cauca* [Presentation of the sustainable energy project for the expansion of service coverage in the communities of La Sierpe and Unión Málaga, in the municipality of Timbiquí, Cauca].

[7] Pittock, J. (2010). Viewpoint: Better management of hydropower in an era of climate change. *Water Alternatives, 3*(2), 444–452.

15.15. Ficha técnica

Tecnología	Almacenamiento hidráulico por bombeo – reservorios naturales								
	2024	2030	2050	Incertidumbre (2024)		Incertidumbre (2050)		Nota	Ref
				Baja	Alta	Baja	Alta		
Datos energéticos/técnicos									
Capacidad de generación de una unidad (MW_e)	250	250	250	100	500	100	500	A	5
Capacidad de generación de toda la central (MW_e)	1.000	1.000	1.000	100	4.000	100	4.000		5
Eficiencia eléctrica, neta (%), nominal	80	80	80	75	82	75	82		1, 7, 8
Eficiencia eléctrica, neta (%), media anual	80	80	80	75	82	75	82		1, 7, 8
Interrupción forzada (%)	4	4	4	2	7	2	7		8
Interrupción planificada (semanas al año)	3	3	3	2	6	2	6		8
Vida útil técnica (años)	50	50	50	40	90	40	90		1
Tiempo de construcción (años)	5	5	5	4	6	4	6	F,G	1
Espacio requerido (1000 m^2/MW_e)	30	30	30	15	45	15	45	F,G	1
Configuraciones de rampa									
Velocidad de rampa (% por minuto)	50	50	50	10	100	100	100		8, 9
Carga mínima (% de la carga completa)	0	0	0	0	0	0	0		9
Tiempo de arranque en tibio (horas)	0,1	0,1	0,1	0	0,3	0,3	0,3		9
Tiempo de arranque en frío (horas)	0,1	0,1	0,1	0	0,3	0,3	0,3		9
Medio ambiente									
PM 2,5 (gramos por Nm^3)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (grado de desulfuración, %)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_X (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
CH_4 (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
N_2O (g por GJ de combustible)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos financieros									
Inversión nominal ($MUSD/MW_e$)	1,20	1,20	1,19	1,00	1,35	1,00	1,35	B,E,H	1,2
- de la cual equipos (%)	0,36	0,36	0,36	0,30	0,40	0,30	0,40	B,E,I	1,2,3
- de la cual instalación (%)	0,84	0,84	0,83	0,70	0,94	0,70	0,94	B,E,I	1,2,3
O&M fijos (USD/MW_e/año)	24.000	24.000	23.800	20.000	27.000	20.000	27.000	C,E	1,4
O&M Variables (USD/MWh)	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00		
Costos de arranque (USD/MW_e/arranque)	0	0	0	0	0	0	0		
Datos específicos de la tecnología									
Tamaño del reservorio (MWh)	10.000	10.000	10.000	3.000	20.000	3.000	20.000	D	1,5,6
Tiempo de carga/descarga (horas)	10	10	10	4	12	4	12	D	1,5,6

Notas

A Tamaño por turbina.

B Las cifras son muy sensibles a las características geográficas. Habrá una mejora limitada por el desarrollo de la curva de aprendizaje, pero primero se utilizarán las mejores ubicaciones, es decir, las más económicas. La inversión depende en gran medida de la obra civil.

C O&M asumido entre el 1,5 % y el 2,5 % anual en línea con [1] con NREL con el valor central en el 2 %.

D Tamaño de la central total, no por unidad.

E Los costos se proyectan con un enfoque de tasa de aprendizaje que asume una tasa de aprendizaje del 1 % para basarse en los supuestos de la IEA en su Modelo Global de Energía y Clima, incluyendo proyecciones de capacidad del World Energy Outlook 2023 de la IEA, usando datos de los escenarios “Announced Pledges” para los valores centrales y “Stated Policies” y “Net Zero Emissions by 2050” como base para el rango de incertidumbre superior e inferior, respectivamente.

F La incertidumbre (superior/inferior) se estima en +/- 50 %.

G Las necesidades de espacio de los nuevos emplazamientos son muy inciertas, dada la dependencia geográfica. Los aportes de los grupos de interés han dado como resultado el abanico que se presenta a continuación.

H Las incertidumbres de los costos a corto y largo plazo indican la dispersión de los costos en función de los casos examinados. Los costos son muy inciertos dadas las características geográficas.

I Suponiendo que aproximadamente el 30 % del costo corresponda a los equipos y el 70 % a la instalación en el caso de las filo de agua a gran escala, sobre la base de las contribuciones de las partes interesadas.

Referencias

[1] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024

[2] Danish Energy Agency, Ea Energy Analyses, Viet Nam Technology Catalogue for Power Generation, 2023

[3] IRENA, 2012, "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Hydropower".

[4] NREL, 2023, Annual Technology Baseline

[5] Connolly, 2009, "A Review of Energy Storage Technologies - For the integration of fluctuating renewable energy".

[6] PLN 2020, Environmental and Social Management Plan (ESMP): Upper Cisokan Pumped Storage Hydropower Project 1040 MW

[7] Lazard, Lazard's Levelized Cost of Storage (2023)

[8] U.S. Department of Energy, 2015, “Hydropower Market Report”.

[9] Eurelectric, 2015, "Hydropower - Supporting a power system in transition".

Apéndice. Predicción del Costo de las Tecnologías de Generación de Electricidad

Esta sección replica la estructura utilizada en el Apéndice 2 del catálogo tecnológico de Vietnam de EREA-DEA para las tecnologías de generación de energía 2023 [1], adaptando su contenido a este estudio.

Los datos históricos muestran que el costo de la mayoría de las tecnologías de producción de electricidad ha disminuido con el tiempo. Cabe esperar que en el futuro se produzcan nuevas reducciones de costos y mejoras de rendimiento. Estas tendencias son importantes a la hora de planificar el futuro energético y, por tanto, deben tenerse en cuenta en el catálogo tecnológico.

Se suelen aplicar tres enfoques principales de pronóstico:

1. Evaluación ascendente de ingeniería. Evaluación ascendente detallada de cómo pueden reducirse los costos tecnológicos con medidas concretas, como nuevos materiales, fabricación a mayor escala, fabricación más inteligente, producción de módulos, etc. Los costos también se ven influidos por el tamaño del activo, es decir, por la evolución de los parámetros de diseño a lo largo del tiempo; por ejemplo, cómo se espera que evolucione el diseño de un aerogenerador con el paso del tiempo.
2. Encuesta Delphi. Encuesta a un amplio grupo de expertos internacionales sobre la evolución de los costos y los principales factores de reducción.
3. Curvas de aprendizaje. Las proyecciones se basan en tendencias históricas de reducción de costos combinadas con estimaciones de la futura implantación de la tecnología. Las curvas de aprendizaje expresan la idea de que cada vez que se produce una unidad de una tecnología concreta, se acumula cierto aprendizaje que conduce a una producción más económica de la siguiente unidad de esa tecnología.

Cada uno de los tres enfoques presenta ventajas e inconvenientes, que se resumen en la Tabla 0-1.

Tabla 0-1. Ventajas y desventajas de las distintas metodologías de pronóstico de costos tecnológicos [1].

	Ventajas	Desventajas
Ingeniería ascendente	• Permite comprender bien los factores de costo subyacentes. • Proporciona información sobre cómo reducir los costos.	• Requiere información muy detallada. • Dificultad para obtener información objetiva (no sesgada) de los expertos, que son quienes mejor conocen una tecnología. • Potencialmente puede ser muy dispendioso.
Encuesta Delphi	• La contribución de un gran número de expertos mejora la solidez de los pronósticos.	• Encuestas costosas y dispendiosas de realizar. • El reto de identificar expertos relevantes e imparciales.
Curvas de aprendizaje	• Un gran número de estudios han examinado los índices de	• No explica por qué se reducen los costos.

	aprendizaje y han documentado que las correlaciones de los índices de aprendizaje son reales. • La lógica general de los ritmos de aprendizaje ha demostrado ser correcta para muchas tecnologías y sectores. • Datos disponibles para realizar curvas de aprendizaje de las tecnologías más importantes.	• Suelen adoptarse tasas de aprendizaje de un factor, pero en la práctica los inductores de costos incluidos en las curvas de aprendizaje siguen evoluciones diferentes. • Los índices de aprendizaje multifactorial pueden compensar este problema, pero son difíciles de obtener y requieren mucho tiempo. • La teoría parte de la base de que cada tecnología constituye un complejo tecnológico independiente, pero en la práctica puede haber un solapamiento importante entre distintas tecnologías, lo que complica la interpretación y el uso de las curvas de aprendizaje. • Los pronósticos basados en curvas de aprendizaje dependen del nivel de implantación de la tecnología concreta, que es incierto en el futuro.

A efectos del presente catálogo, los enfoques de curva de aprendizaje *de un componente* y *de múltiples componentes*[16] [2] son los más adecuados. En primer lugar, las correlaciones de la curva de aprendizaje están bien documentadas; en segundo lugar, se reduce el riesgo de sesgo en comparación con los enfoques alternativos; en tercer lugar, no implica encuestas costosas y que requieren mucho tiempo.

Las proyecciones de costos basadas en curvas de aprendizaje dependen de dos datos clave, una vez establecida una línea de base de costos: una proyección del despliegue tecnológico y una tasa de aprendizaje estimada [2]. Esencialmente, esta es la única información necesaria para realizar proyecciones de costos.

Demanda mundial de tecnologías

Para estimar la demanda futura de cada una de las tecnologías, este estudio se basa en los análisis del futuro suministro mundial de electricidad de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés, *International Energy Agency*). En efecto, la evolución de la demanda y la composición de la electricidad a escala mundial está asociada a un alto grado de

[16] Los enfoques de curva de aprendizaje *de un solo componente* y *de múltiples componentes* son dos variantes del método de curva de aprendizaje *unifactorial* descrito en la literatura [2], ya que ambos vinculan la reducción de costos con la producción o capacidad acumulada. La diferencia clave es que el enfoque *de un solo componente* asume una única tasa de aprendizaje para todo el sistema, mientras que el enfoque *de múltiples componentes* asigna tasas de aprendizaje distintas a los diferentes componentes tecnológicos (por ejemplo, en la energía solar fotovoltaica, estos podrían ser los módulos, inversores, etc.). En contraste, el método de curva de aprendizaje *multifactorial [2]* amplía este concepto al incorporar influencias adicionales, como el gasto en I+D, las economías de escala y los costos de los materiales, proporcionando una perspectiva más amplia sobre el progreso tecnológico. Las curvas de aprendizaje *multifactoriales* no se consideran en este estudio.

incertidumbre relacionado con las ambiciones de la política climática, los costos y la disponibilidad de los recursos de combustibles fósiles y el desarrollo de las tecnologías de generación de electricidad nuevas y existentes.

El World Energy Outlook 2023 presenta tres escenarios diferentes, el STEPS, el APS y el NZE [3]. Para este estudio, se utiliza como referencia el desarrollo de capacidad del Escenario de Promesas Anunciadas (APS) para las tecnologías de energías renovables, cuyos valores se sitúan entre los otros dos escenarios de la IEA, descritos en la sección *Supuestos para proyectar los costos en años futuros*.

La Tabla 0-2 muestra la evolución de las capacidades acumuladas de diferentes tecnologías de generación de electricidad hacia 2050, tomando 2024 como punto de partida (=1).

Tabla 0-2. Capacidades de generación acumuladas en relación con 2024, en los escenarios STEPS, APS y NZE [3].

Capacidad de generación acumulada en relación con 2024 (2024 = 1)	STEPS		APS		NZE	
Tecnología	**2030**	**2050**	**2030**	**2050**	**2030**	**2050**
Energía solar fotovoltaica	2,4	6,5	2,8	8,2	3,1	9,6
Eólica terrestre	1,7	2,9	2,0	4,2	2,3	5,8
Eólica costa afuera	3,0	8,8	3,5	15,9	4,1	16,8
Hidroeléctrica	1,1	1,4	1,1	1,6	1,2	1,8
Bioenergía	1,3	2,2	1,7	4,0	1,7	3,9
CSP	2,4	12,3	4,2	42,5	7,0	61,6
Geotérmica	1,8	4,2	2,2	6,6	3,2	8,6
Almacenamiento en baterías	6,5	27,7	8,5	36,7	12,0	49,4

Tasas de aprendizaje

Los porcentajes de aprendizaje suelen oscilar entre el 5 y el 25 %. Los estudios literarios dan una indicación del nivel de las tasas de aprendizaje que cabe esperar [2, 3, 4]. La energía solar fotovoltaica se asocia a tasas de aprendizaje más elevadas, mientras que las centrales nucleares y de carbón se sitúan en el extremo inferior, o incluso pueden no mostrar ningún aprendizaje futuro [2, 3, 4]. Las tasas de aprendizaje bajas o insignificantes de la energía nuclear y otras centrales térmicas tradicionales se deben probablemente al aumento de los requisitos externos, como normas de seguridad más estrictas para la energía nuclear y reglamentos de emisiones más estrictos para el carbón, que aumentan los costos de inversión.

Teniendo en cuenta las incertidumbres relacionadas con la estimación de las tasas de aprendizaje, la Tabla 0-3 presenta las tasas de aprendizaje de varias tecnologías energéticas [3], [5], [6], [7]. En el caso de las tecnologías en las que se especifican tasas de aprendizaje para múltiples componentes (por ejemplo, solar fotovoltaica, eólica terrestre, eólica costa afuera, almacenamiento de energía en baterías), se utilizó un enfoque de curva de aprendizaje *de múltiples componentes*. Para las tecnologías sin desgloses explícitos de componentes (por ejemplo, hidroeléctrica, geotérmica, biomasa, carbón, gas natural, conversión de residuos en energía y nuclear), se aplicó una metodología de curva de aprendizaje de un factor.

Si se combinan las tasas de aprendizaje antes mencionadas con el futuro despliegue de las tecnologías previstas en los escenarios de la IEA, puede deducirse una estimación de la evolución de los costos a lo largo del tiempo.

Tabla 0-3. Las tasas de aprendizaje aplicadas en este estudio se basan en [3], [5], [6], [7].

Tasas de aprendizaje *de un componente* y *de múltiples componentes* aplicados en este estudio		
Tecnología	**Componente**	**Tasa de aprendizaje**
Energía solar fotovoltaica	Costo del módulo FV	24 %
	Costo del inversor	24 %
	Otros costos	20 %
	(Balance de la central)	20 %
	Instalación	10 %
Eólica terrestre	Equipos	5 %
	Instalación	5 %
	O&M Fijo	6 %
	O&M variable	6 %
Eólica costa afuera	Equipos	15 %
	Instalación	15 %
	Conexión a la red	15 %
	O&M fijo	8 %
	O&M variable	8 %
Hidroeléctrica	-	1 %
Almacenamiento de Energía en Baterías	CAPEX (GASTOS EN CAPITAL) – componente energético (MUSD/MWh)	17 %
	CAPEX (GASTOS EN CAPITAL) – componente de potencia (MUSD/MW)	10 %
	CAPEX (GASTOS EN CAPITAL) – otros costos de proyecto (MUSD/MWh)	10 %
	O&M fijo	10 %
	O&M variable	10 %
Geotérmica	-	5 %
Biomasa	-	5 %
Carbón	-	-
Gas Natural	-	-
Conversión de Residuos en Energía	-	-
Nuclear (Gran Reactor)	-	-

En el caso de las tecnologías térmicas tradicionales, como el carbón, el gas natural, la energía nuclear y la conversión de residuos en energía, que son tecnologías maduras sin más potencial de aprendizaje significativo y de las que no se espera un aumento significativo de la capacidad, se utiliza un enfoque más sencillo, normalmente con una tasa de mejora menor a lo largo del

tiempo. El enfoque específico se desarrolla en el capítulo correspondiente. En cambio, se espera que las centrales térmicas de energías renovables, como la geotérmica y la biomasa, experimenten un descenso moderado de los costos, con un índice general de aprendizaje del 5 %. Esto refleja su implantación consolidada, pero aún permite algunas mejoras de costos a lo largo del tiempo.

La energía eólica terrestre también tiene unas previsiones moderadas de reducción de costos debido a su implantación generalizada. Casi todos los estudios sobre la curva de aprendizaje de la energía eólica se centran únicamente en la evolución del costo de capital de los aerogeneradores (USD por MW) [4]. Al mismo tiempo, los fabricantes se han centrado en aumentar la capacidad de los aerogeneradores (mayor número de horas a plena carga por MW) y, por tanto, es probable que la reducción efectiva de los costos, expresada como costo nivelado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) de generación, sea mayor. Es probable que esta tendencia se mantenga en el futuro.

En algunos casos, se producen efectos de aprendizaje entre tecnologías. Por ejemplo, las tecnologías del carbón y la biomasa comparten componentes básicos, como las Calderas y las turbinas de vapor, lo que permite que se produzcan efectos de aprendizaje entre ellas. Sin embargo, como estas tecnologías ya están muy extendidas, su capacidad de generación acumulada tiene un impacto limitado en la reducción de costos.

Aprendizaje global y regional

Los efectos del aprendizaje hallados en esta revisión expresan una visión global del aprendizaje tecnológico. Teniendo en cuenta que la mayoría de los proveedores de tecnología de hoy en día son actores globales, parece una suposición razonable. Por lo tanto, las reducciones de costos generadas en una parte del mundo se extenderán fácilmente a las demás regiones.

Aun así, en una perspectiva de 2024 los precios colombianos de algunas tecnologías pueden ser superiores (o en algunos casos inferiores) a los valores de referencia internacionales debido a que los conocimientos técnicos locales son limitados. Sin embargo, a medida que en la próxima década se construyan los conocimientos colombianos y se adapten las tecnologías al contexto colombiano, es razonable suponer que el costo de estas tecnologías pueda acercarse al nivel internacional de los mercados actualmente más avanzados.

Referencias

[1] EREA & DEA. (2023). *Vietnamese Technology Catalogue for Power Generation Technologies 2023*.

[2] Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., & Zucker, A. (2018). *Cost development of low carbon energy technologies - Scenario-based cost trajectories to 2050*. 2017 Edition, EUR 29034 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg. ISBN: 978-92-79-77479-9. https://doi.org/10.2760/490059.

[3] IEA. (2023). *World Energy Outlook 2023*. IEA, Paris. Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A). Retrieved from https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.

[4] Rubin, E. S., Azevedo, I. M. L., Jaramillo, P., & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy, 86*, 198–218. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011.

[5] Fraunhofer. (2024). *Photovoltaics Report*. Retrieved from https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html.

[6] DEA. (2024). *Technology data for Generation of Power and District Heating*. Retrieved from https://ens.dk/technologydata.

[7] Bloomberg New Energy Finance. (2023). *Energy Storage System Cost Survey 2023*.

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética

UPME 30 años

Danish Energy Agency

EMBASSY OF DENMARK
Bogotá

emergente
innovación para transformar