



EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS EN IBEROAMÉRICA

*Red para la integración a gran escala
de energías renovables en los sistemas eléctricos.*

Evolución de los sistemas energéticos en Iberoamérica

Red para la integración a gran escala de energías renovables en los sistemas eléctricos (RIBIERSE-CYTED)

Editores:

Maximiliano Bueno López (Colombia)

Jesús de la Casa Hernández (España)

Compiladora:

Paola Andrea Zambrano García (Colombia)

ISBN: 978-84-15413-73-8

Autores

Andrea Enríquez Zuñiga (Universidad del Cauca, Colombia)
Antonio Cano Ortega (Universidad de Jaén, España)
Antonio Martínez García (Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, Cuba)
Armando J. Taveras Cruz (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Bruno H. Dias (Universidade Federal de Juiz de Fora UFJF, Brasil)
Bruno S.M.C. Borba (Universidade Federal Fluminense UFF, Brasil)
Carlos Alfredo Boj (Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala)
Carlos Romero (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Carmen Vásquez (Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, Venezuela)
Cesar A. Vega Penagos (Universidad de Puerto Rico, Puerto Rico)
Christian Medina (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Conrado Fleck (Universidad Tecnológica del Uruguay, Uruguay)
Dennis Alberto Rivera (Universidad Nacional Autónoma de Honduras, Honduras)
Doris Calderón Alfonso (Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”, San Salvador, El Salvador)
Fabio Andrade Rengifo (Universidad de Puerto Rico, Puerto Rico)
Federico M. Serra (Universidad Nacional de San Luis, Argentina)
Félix Henríquez (Universidad Tecnológica de Panamá, Panamá)
Félix Rustan Roca Subirana (Universidad Mayor de San Simón, Cochabamba, Bolivia),
Félix Santos (Instituto Tecnológico de Santo Domingo-INTEC, República Dominicana)
Franciele Weschenfelder (Universidad Tecnológica del Uruguay, Uruguay)
Francisco José Sánchez Sutil (Universidad de Jaén, España)
Gabriel Pico Mera (Universidad Técnica de Manabí, Ecuador)
Gualberto Magallanes-Galla (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Guillermo L. Magaldi (Universidad Nacional de San Luis, Argentina)
Héctor Hugo Tzoc (Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala)
Idalberto Herrera Moya (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Iosvani López Díaz (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Ismael A. Sánchez Figueroa (Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”, San Salvador, El Salvador)
Jesús C. Hernández (Universidad de Jaén, España)
Jorge Luis Mírez Tarrillo (Universidad Nacional de Ingeniería, Perú)
Jorge Rodas (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Juan C. Fariña (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Juan Carlos Fuentes (Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala)
Juan Moreno-Castro (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Julián Andrés Andela (Universidad del Cauca, Colombia)
Larizza Delorme (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Lázaro Guerra Hernández (Ministerio de Energía y Minas, Cuba)
Lisner Cruz Sánchez (Unión Eléctrica, Centro Habana, Cuba)
Lucio Valarezo Molina (Universidad Técnica de Manabí, Ecuador)
Luis Aarón Martínez Figueroa (Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”, San Salvador, El Salvador)
Luis G. Mogollón (Universidad Tecnológica de Panamá, Panamá)
Luis Rodolfo Montes (Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala)

Magno Ayala (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Manuel González Valdez (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Marco Antonio Flores (Universidad Nacional Autónoma de Honduras, Honduras)
María Gabriela Intriago Cedeño (Universidad Técnica de Manabí, Ecuador)
María Rodríguez Gámez (Universidad Técnica de Manabí, Ecuador)
Mauricio Alberto Escalante Soberanis (Universidad Autónoma de Yucatán, México)
Maximiliano Bueno López (Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia)
Miguel Aybar-Mejía (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Miguel Castro Fernández (Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, Cuba)
Miriam Vilaragut Llanes (Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, Cuba)
Ney Raúl Balderramo Vélez (Universidad Técnica de Manabí, Ecuador)
Omar García (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Oscar Ernesto Medinilla (Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala)
Oscaryvan Canto Franco (Instituto Tecnológico de Mérida, México)
Osvaldo González (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Paola Maidana (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Pedro H. Peters Barbosa (Universidade Federal de Juiz de Fora -UFJF-, Brasil)
Priscila Silveira Ebert (Universidad Tecnológica del Uruguay, Uruguay)
Raúl Gregor (Universidad Nacional de Asunción, Paraguay)
Renán Jorge Orellana Lafuente (Universidad Mayor de San Simón, Cochabamba, Bolivia),
Rhonmer Pérez (Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, Venezuela)
Roberto Eduardo Quintal Palomo (Universidad Autónoma de Yucatán, México)
Rubén Acevedo (Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, Venezuela)
Susana Leyva Condeff (Unión Eléctrica, Centro Habana, Cuba)
Victor Samuel Ocaña Guevara (Instituto Tecnológico de Santo Domingo -INTEC-, República Dominicana)
Victor Vega-Garita (Universidad de Costa Rica, San Pedro, Costa Rica)
Walquiria N. Silva (Universidade Federal de Juiz de Fora -UFJF-, Brasil)
Walter Serbio Canedo Espinoza (Universidad Mayor de San Simón, Cochabamba, Bolivia)

Prólogo

Esta publicación entrega una compilación del estado actual de los sistemas de generación de energía eléctrica en 19 países de Iberoamérica, lo cual le permitirá al lector tener una completa radiografía de la situación actual de este sector para esta región. El trabajo conjunto de los miembros de la Red para la integración a gran escala de energías renovables en los sistemas eléctricos (RIBIERSE-CYTED) ha permitido tener este documento el cual esperamos se convierta en un medio de consulta para los sectores de la academia, industria y gubernamental y a partir de las lecciones aprendidas en los diferentes países de la región se pueda planear el sector energético de manera que el servicio que se entrega a los usuarios finales sea cada vez más confiable y de alta calidad.

Maximiliano Bueno López (Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia)

Jesús C. Hernández (Universidad de Jaén, España)

Contenido

Las energías renovables en España. Presente y futuro

1.	Resumen.....	12
2.	Abstract.....	12
3.	Índice de cobertura de servicio en España.....	12
4.	Proyectos más avanzados con vista a una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico.....	14
5.	Estrategia de España en movilidad eléctrica.....	16
5.1.	Retos y oportunidades.....	18
5.2.	Infraestructuras de recarga.....	19
5.2.1.	Barreras.....	19
5.2.2.	Oportunidades.....	19
5.3.	Estrategia de impulso del vehículo con energías alternativas.....	20
6.	Referencias.....	22

Las energías renovables en España. Situación, mercado de la energía y normativa

1.	Resumen.....	23
2.	Abstract.....	23
3.	Matriz energética del país.....	23
3.1.	Matriz de energías renovables.....	25
3.2.	Evolución de la generación renovable.....	26
4.	Mercado de la energía.....	30
5.	Revisión técnica de la normativa.....	34
6.	Referencias.....	35

El sistema eléctrico y las energías renovables en Argentina: evolución y estado actual

1.	Resumen.....	36
2.	Abstract.....	36
3.	Problemática energética en el mundo y en la región.....	36
4.	El sistema eléctrico argentino.....	39
5.	Energías renovables y sistemas de almacenamiento.....	42
6.	Conclusión.....	47
7.	Referencias.....	48

Retos y oportunidades para la transición energética justa en Colombia

1.	Resumen.....	49
2.	Abstract.....	49
3.	Índice de cobertura de servicio en España Transición energética justa (TEJ).....	50
4.	Matriz energética vs Matriz eléctrica.....	50
5.	Contexto de las zonas no interconectadas (ZNI).....	52
6.	Las comunidades energéticas en Colombia (CE).....	54
7.	Importancia de los proyectos energéticos productivos sostenibles en ZNI.....	55
8.	Diseño y desarrollo de comunidades energéticas.....	55
9.	Integración de las fuentes de energía renovable.....	56
10.	Creación de espacios de diálogo y toma de decisiones.....	57
11.	Proyectos energéticos integrales.....	57
12.	Referencias.....	58

La transición energética en Cuba: características y breve referencia a estudios preliminares

1.	Resumen.....	59
2.	Abstract.....	59
3.	Introducción.....	59
4.	Resumen histórico del desarrollo del sistema eléctrico cubano y situación actual.....	60
5.	La transición energética como concepto y barreras para su implementación.....	62
6.	La transición energética en Cuba. Perspectivas al 2030.....	65

7.	Introducción de posibles soluciones, desde la Ciencia y la Innovación, para limitar los efectos de las barreras actuales hacia una transición energética en Cuba	67
8.	Referencias	68

Industria fotovoltaica en Yucatán

1.	Resumen	70
2.	Abstract	70
3.	Energía fotovoltaica a gran escala en Yucatán	70
4.	Generación distribuida en Yucatán	72
5.	Áreas de oportunidad	75
6.	Conclusiones	76
7.	Referencias	76

Oportunidades tecnológicas y regulatorias relacionadas con la integración e hibridación masiva de energías renovables en Iberoamérica (Paraguay)

1.	Resumen	77
2.	Abstract	77
3.	Recursos Energéticos	77
3.1.	Fuentes no renovables de energía	77
3.1.1 .	Petróleo y Gas Natural	77
3.1.2 .	Energía Nuclear	77
3.2.	Fuentes renovables de energía	78
3.2.1 .	Energía Solar	78
3.2.2 .	Energía Eólica	78
3.2.3 .	Biomasa	78
3.2.4 .	Energía Hidroeléctrica	78
3.3.	Matriz Energética	81
3.4.	Energía Eléctrica	82
3.4.1 .	Parque de Generación Eléctrica Existente	82
3.4.2 .	Demanda de la energía eléctrica	83
3.5.	Desafío Energético	83
3.6.	Regulación existente	85
4.	Referencias	86

Análisis del potencial energético solar en techos para una comunidad de ingresos bajos en Puerto Rico

1.	Resumen	87
2.	Abstract	87
3.	Introducción	87
4.	Revisión de literatura	88
4.1.	Energía en U.S y Puerto Rico	88
4.2.	Comunidades (LMI) Puerto Rico	90
4.3.	Análisis de generación fotovoltaica utilizando herramientas de NREL	91
5.	Metodología	91
6.	Resultados	92
6.1.	Estatus de la comunidad	92
6.2.	Análisis usando PVWatts	94
6.3.	Análisis descriptivo de las variables	94
6.3.1 .	Análisis descriptivo: Tamaño del sistema PV	94
6.3.2 .	Análisis descriptivo: Salida del sistema AC (W)	95
6.3.3 .	Análisis de la diferencia del consumo y generación energética	96
6.3.4 .	Análisis de Varianza (One way ANOVA)	97
7.	Conclusiones	98
8.	Trabajos Futuros	99
9.	Referencias	99

Los sistemas de información geográfica en la planificación de las fuentes renovables de energía en la provincia de Manabí

1.	Resumen	101
----	---------------	-----

2.	Abstract	101
3.	Introducción	102
4.	Descripción del sector eléctrico	102
5.	Migración interna en el Ecuador	104
6.	Sistemas de Información Geográfica (SIG) en Ecuador	104
7.	Sistemas de Información Geográfica en la provincia de Manabí	105
7.1.	Sistema de Información Geográfica para el desarrollo Sostenible (SIGDS)	106
7.2.	Los SIG, los estudios de riesgos de desastres y la resiliencia territorial	108
7.3.	Aporte del SIG a las redes inteligentes	109
8.	Metodología de trabajo aplicada	110
9.	Referencias	111
Potencial de crecimiento de las energías renovables no convencionales en El Salvador		
1.	Resumen	112
2.	Abstract	112
3.	Introducción	112
4.	Descripción del sector eléctrico	113
4.1.	Estructura de Mercado Eléctrico	113
5.	Descripción de la matriz energética salvadoreña	118
6.	Oportunidades y desafíos para el desarrollo de nuevos proyectos de ERNC y para la hibridación de sistemas	119
6.1.	Procedimientos para permisos ambientales	120
6.2.	Normativa vigente aplicable a las ER desde una perspectiva técnica	120
6.3.	Incentivos fiscales y marco normativo para la promoción de las renovables	121
6.4.	Empresas dedicadas a la comercialización, servicio y mantenimiento de sistemas de energía solar fotovoltaica	121
6.5.	Movilidad eléctrica	121
7.	Conclusiones	122
8.	Agradecimientos	123
9.	Referencias	123
Transformación del mercado eléctrico de Uruguay hacia la inserción de energías renovables		
1.	Resumen	124
2.	Abstract	124
3.	Introduction	124
4.	Regulatory guidelines of Uruguay	125
5.	The expansion of renewable energy in Uruguay	125
5.1.	Wind Energy	126
5.2.	Biomass	126
5.3.	Photovoltaic Solar Energy	126
5.4.	Hydro Energy	126
5.5.	Microgeneration	127
6.	Energy Market Share	127
7.	Future perspectives of the Uruguayan electricity sector	130
8.	Final considerations	130
9.	References	130
Análisis de la pobreza energética en la región de Centroamérica: caso de estudio Panamá		
1.	Resumen	132
2.	Abstract	132
3.	Introducción – Pobreza Energética	132
3.1.	Global	132
3.2.	Latinoamérica	133
3.3.	Panamá	133
4.	Necesidades energéticas de los seres humanos en áreas rurales de Panamá	134
4.1.	Necesidades y servicios energéticos necesarios en áreas rurales de Panamá	135
4.1.1.	Necesidad energética de iluminación	135
4.1.2.	Necesidad energética de refrigeración de alimentos	135
4.1.3.	Necesidad energética de conocimiento, entretenimiento y comunicación	136

4.1.4 .	Necesidad energética de confort térmico	137
4.1.5 .	Necesidad energética de cocción de alimentos	137
5 .	Enfoques y Medición de la Pobreza energética	139
5.1.	Enfoque	139
5.2.	Medición de la pobreza energética	140
6 .	Metodología para el índice o indicador multidimensional de pobreza energética para Panamá (IMPEP)	140
7 .	Referencias	142
Estado actual y perspectivas del subsector eléctrico en Honduras		
1 .	Resumen	144
2 .	Abstract	144
3 .	Balance Energético Nacional	145
4 .	El subsector eléctrico en Honduras	145
5 .	La matriz energética del subsector eléctrico en Honduras	147
6 .	Expansión de la Generación	149
7 .	Sistema de Integración Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)	150
8 .	Cobertura Eléctrica en Honduras	151
9 .	Eficiencia Energética en Honduras	154
10 .	Situación técnica y financiera que atraviesa el subsector eléctrico hondureño	154
11 .	Recomendaciones que se deben ejecutar para enfrentar la problemática	156
12 .	Referencias	158
Contexto de las energías renovables en la República Dominicana		
1 .	Resumen	159
2 .	Abstract	159
3 .	Introducción	160
4 .	Mercado Eléctrico y Estructura del Sector Energético en la República Dominicana	160
5 .	Generación Distribuida	162
6 .	Normativa vigente de energías renovables en República Dominicana	162
6.1.	Ley General de Electricidad	163
6.2.	Ley 57-07 sobre incentivo a las FRE	163
6.3.	Reglamento de Puesta en Servicio	163
6.4.	Disposiciones adicionales	164
7 .	Vehículos eléctricos	164
8 .	Barreras para la masificación de la energía solar fotovoltaica en la República Dominicana: Un análisis desde diferentes niveles	165
8.1.	Industria local de energías renovables	167
9 .	Plan Energético Nacional 2022 – 2036 una mirada a la planificación nacional	168
10 .	Conclusiones	169
11 .	Agradecimientos	169
12 .	Referencias	169
Fuente de generación de energía eléctrica en Venezuela: grandes centrales hidroeléctricas y potencial de capacidad solar		
1 .	Resumen	172
2 .	Abstract	172
3 .	Introducción	172
4 .	Sistema Eléctrico Nacional de Venezuela	173
5 .	Generación de energía a base de grandes centrales hidroeléctricas	176
6 .	Potencial solar en Venezuela	178
7 .	Marco regulatorio	181
8 .	Referencias	182
Matriz energética y revisión de normativa vigente de energías renovables del Perú		
1 .	Resumen	184
2 .	Abstract	184
3 .	Matriz Energética del Perú	184
3.1.	Recursos energéticos del Perú	184
3.2.	Evolución de la matriz energética del Perú	186
4 .	Revisión de Normativa Vigente de Energías Renovables del Perú	189

5.	Referencias.....	192
Evolución de las energías renovables en Costa Rica con énfasis en generación distribuida		
1.	Resumen.....	194
2.	Abstract.....	194
3.	Contexto energético costarricense.....	194
3.1.	Matriz energética.....	195
3.2.	Institucionalidad.....	195
4.	Generación eléctrica.....	196
5.	Trasmisión.....	197
6.	Distribución.....	197
7.	Generación distribuida.....	197
7.1.	Estadísticas.....	197
7.2.	Decreto presidencial.....	200
7.3.	Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables.....	200
8.	Conclusión.....	201
9.	Referencias.....	201
Matriz energética y normativa de las energías renovables en Bolivia		
1.	Resumen.....	202
2.	Abstract.....	202
3.	Matriz Energética en Bolivia.....	202
4.	Bolivia proyecta expansión del SIN con Energías Renovables.....	205
5.	Proyectos de Generación Renovable en Bolivia.....	205
6.	Proyectos de Generación Renovable en el MEM en Construcción o Estudio.....	206
7.	Análisis de la Normativa Eléctrica Boliviana y la Generación Renovable.....	208
7.1.	Constitución Política del Estado (7 de febrero de 2.009).....	208
7.2.	Ley 1604 de Electricidad (21 de diciembre de 1.994).....	208
7.3.	Normativa Complementaria.....	209
7.3.1.	Decreto Supremo N° 24651 Reglamento del artículo 15 de la Ley de Electricidad.....	209
7.3.2.	Decreto Supremo N° 26093 / Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.....	210
7.3.3.	Decreto Supremo N° 28567 / Reglamento de Electrificación Rural.....	210
8.	Mecanismos de Incentivo a la Generación Eléctrica con Energías Renovables.....	210
8.1.	Decreto Supremo N° 2048, 2 de julio de 2.014.....	210
8.2.	Resolución Ministerial (MHE) Nro 004/2015 de fecha 13 de enero de 2.015.....	211
8.3.	Resolución Ministerial MHE 050-2014 de 14 de marzo de 2.014.....	213
8.4.	Resolución Ministerial N° 045-2016 de 21 de marzo de 2.016.....	214
9.	Procedimientos Operativos para Incorporar la Generación Eléctrica Renovable en el MEM.....	214
9.1.	Resolución AE N° 110/2011. Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN con vigencia a partir del 01 de mayo de 2.011.....	214
9.2.	Resolución SSDE N° 123/2001. Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al Sistema Interconectado Nacional (SIN).....	215
9.2.1.	Requerimientos para la Autorización de Conexión al SIN.....	215
10.	Conclusiones.....	215
11.	Referencias.....	216
Visão geral dos desafios da diversificação energética no sistema elétrico Brasileiro		
1.	Resumo.....	217
2.	Abstract.....	217
3.	Introdução.....	217
4.	Matriz Elétrica Brasileira.....	218
4.1.	Hidráulica.....	219
4.2.	Eólica.....	220
4.3.	Solar.....	221
4.4.	Biomassa.....	221
4.5.	Gás Natural.....	222
4.6.	Petróleo.....	222
5.	Diretrizes Regulatórias do Setor Elétrico do Brasil.....	222

6 .	Mercado de Energía Eléctrica no Brasil	225
7 .	Mercado de Energia e a Geração Distribuída	227
8 .	Conclusão	227
9 .	Referências	228
Transición energética en Guatemala: Presente y perspectivas de las energías renovables		
1 .	Resumen	230
2 .	Abstract	230
3 .	Matriz energética, escenarios energéticos, planificación a largo plazo, planes de expansión, reducción de emisiones y desarrollo en cada país (transición energética).....	231
3.1.	Contexto en el marco del Cambio climático	231
3.2.	Matriz energética de Guatemala	234
4 .	Mercado de energía, estructura del sector energético. Normativa vigente de energías renovables.	235
4.1.	Legislación y normativa	235
4.2.	Estructura del sector energético en Guatemala	236
5 .	Índices de cobertura de servicio	237
6 .	Desarrollo tecnológico local-madurez de tecnologías.	238
7 .	Barreras sociales de la energía en Guatemala	238
8 .	Barreras económicas para el desarrollo de energías renovables.....	239
9 .	Proyectos más avanzados con vistas a una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico.	240
10 .	Estrategia del país en movilidad eléctrica en Guatemala	240
11 .	Conclusiones	242
12 .	Referencias	242

Las energías renovables en España. Presente y futuro

Antonio Cano Ortega^{*}, Francisco José Sánchez Sutil¹, y Jesús C. Hernández¹

¹ Department of Department of Electrical Engineering, University of Jaén, Campus Lagunillas s/n, Edificio A3, 23071 Jaén, Spain

* Correspondence: acano@ujaen.es

1 . Resumen

El objeto del presente capítulo es analizar la situación actual de las tecnologías renovables en España, con el objetivo de analizar las estrategias efectivas para incentivar la transición energética por medio de fuentes renovables. La investigación sobre la transición energética en España y Europa ha identificado la implementación de tecnologías de energías renovables descentralizadas como un factor clave para combatir el cambio climático y alcanzar los objetivos marcados en la Agenda 2030 de la ONU. En este sentido, España ha desarrollado políticas y programas de apoyo a las energías renovables dirigidos a promover el uso de tecnologías limpias y sostenibles, como son el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) que establece los objetivos y medidas para la transición energética y la reducción de emisiones en España. El PNIEC persigue una reducción de un 23% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. Este objetivo de reducción implica eliminar una de cada tres toneladas de GEI que se emiten actualmente. Se trata de un esfuerzo coherente con un incremento de la ambición a nivel europeo para 2030, así como con el Acuerdo de París. España tiene la oportunidad de reforzar el compromiso de la Unión Europea (UE) hacia la descarbonización en el 2050, manteniendo las inversiones verdes en Europa y fomentando la reindustrialización. Es importante analizar y examinar la situación actual del vehículo eléctrico en Europa y España. Por tanto, se evalúa si estos avances son suficientes para que España cumpla con los objetivos y compromisos nacionales e internacionales.

2 . Abstract

The purpose of this study is to analyse the current situation of renewable technologies in Spain, with the aim of analysing effective strategies to encourage the energy transition through renewable sources. Research on the energy transition in Spain and Europe has identified the implementation of decentralised renewable energy technologies as a key factor in combating climate change and achieving the objectives set out in the UN's 2030 Agenda. In this regard, Spain has developed policies and programmes to support renewable energies aimed at promoting the use of clean and sustainable technologies, such as the National Integrated Energy and Climate Plan 2021-2030 (PNIEC), which establishes the objectives and measures for the energy transition and the reduction of emissions in Spain. The PNIEC aims to reduce greenhouse gas (GHG) emissions by 23% compared to 1990. This reduction target implies eliminating one out of every three tonnes of greenhouse gases currently emitted. This is an effort consistent with an increase in ambition at European level by 2030, as well as with the Paris Agreement. Spain has the opportunity to reinforce the EU's commitment to decarbonisation by 2050 by maintaining green investments in Europe and encouraging reindustrialisation.

3 . Índice de cobertura de servicio en España

El índice de cobertura mínimo peninsular, está definido como la relación entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demanda al sistema. En la Figura 1, se han calculado hasta el año 2020 los índices de cobertura en España. Es decir, sería como analizar qué pasó cuando

había mucha demanda y poca potencia (porque había varias fuentes que no estaban suministrando energía al sistema).

La evolución del índice de cobertura desde 2011 hasta 2020 queda reflejada en la Figura 1.

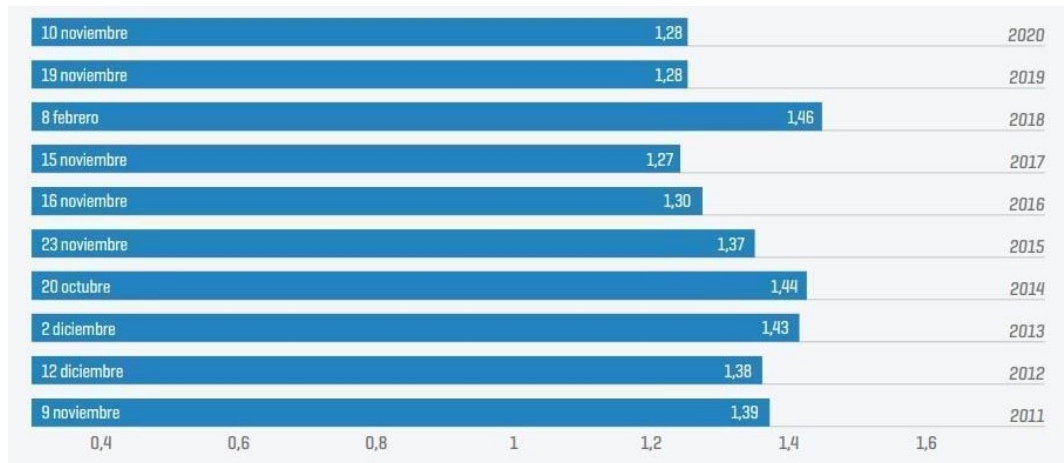


Figura 1. Evolución del índice de cobertura peninsular desde 2011 hasta 2020. Fuente Red Eléctrica [1].

El índice de cobertura mínimo peninsular se ha situado en el 2020 en 1,28, y para 2021 en 1,09. (lo recomendado es 1,1). La Eq. (1) indica el cálculo del índice de cobertura.

$$IC = \min \left(\frac{P_D}{P_S} \right) \quad (1)$$

Donde IC es el índice de cobertura, P_D es la potencia disponible en el sistema, y P_S la potencia demandada punta al sistema.

Como se puede observar en la Figura 1, los meses de noviembre y diciembre son los que indican valores más elevados. En la última década, han sido los días centrales de noviembre los que más veces aparecen en la gráfica. Esta situación, combinada con factores como la baja radiación solar, escasa energía eólica y paradas de centrales nucleares para mantenimiento, hay cierta tensión entre los gestores del sistema. La ratio de demanda/producción, aunque no ha bajado del 1,25, se mantiene en un nivel que exige una gestión cuidadosa. Además, la ratio nunca ha bajado, en esta década, del 1,25, no ha estado cerca del punto crítico en el que se demanda más electricidad de la que producimos.

Para hacer posible la operación de un sistema eléctrico con tan alta penetración de energías renovables bajo condiciones de seguridad, resulta fundamental la labor de control y supervisión realizada desde el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) de Red Eléctrica. En el 2021 se han cumplido 15 años desde la puesta en funcionamiento del CECRE, el cual continúa siendo un centro pionero y de referencia en el ámbito mundial para la integración de energías renovables.

La labor del CECRE ha hecho posible que en el año 2021 la contribución de las energías renovables a la generación eléctrica peninsular haya marcado un nuevo máximo histórico al alcanzar una cuota en la generación eléctrica del 48,4 %, superior en 2,9 puntos porcentuales al máximo anterior registrado en 2020 cuando las renovables representaron el 45,5 % del mix energético. Esta mayor participación de la generación renovable en 2021 se debe sobre todo al incremento de producción eólica y solar fotovoltaica, un 10,0 % y un 37,4 % superiores a las del año anterior, como consecuencia de las condiciones meteorológicas y del aumento de potencia instalada en el sistema peninsular, como se observa en la Figura 2.

El final del año 2022 estuvo condicionado por la guerra de Ucrania, la fuerte inflación y las medidas de ahorro que hicieron que tuviera una senda bajista la demanda. La economía en España comienza el año con una gran resiliencia, si bien a partir del tercer trimestre se ralentiza. El entorno internacional en el que se desenvuelve la actividad económica sigue siendo complicado, al aumentar

los conflictos bélicos. La contienda en Oriente Próximo con la extensión a Yemen y las consiguientes restricciones al tráfico de mercancías por el Canal de Suez, podrían producir un incremento de los costes de transporte y un retraso de las entregas de todo tipo de bienes, pudiendo producir nuevas tensiones en la economía.

En este contexto, durante el año 2023 el descenso de la demanda se ha contenido dando incluso señales de aumento en los últimos meses y en el cómputo anual, la demanda de energía eléctrica en España durante el año 2023 presentó un descenso del 2,3 % respecto al año anterior, alcanzando un total de 244.665 GWh demandados, el valor más bajo de toda la serie.

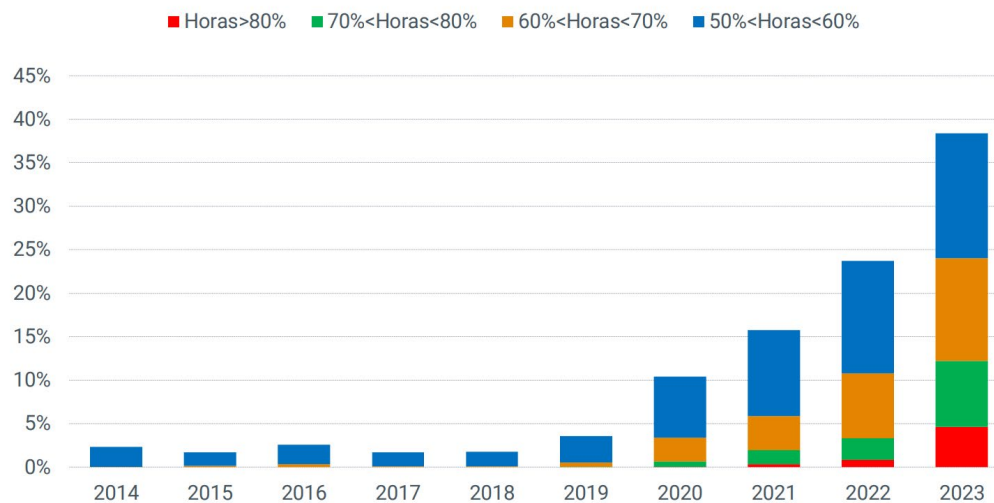


Figura 2. Porcentaje de horas con cobertura eólica y solar (%). Fuente Red Eléctrica [1].

Como contrapartida, la producción no renovable en el sistema eléctrico español en 2023 se redujo un 17 % respecto al año anterior, registrando una participación en la estructura de generación de un 49,7 % sobre el total nacional, disminuyendo 8,1 puntos porcentuales respecto al año anterior cuando el peso no renovable fue del 57,8 %.

4. Proyectos más avanzados con vista a una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico.

Por favor verificar la ortografía del documento. Adicionalmente, comprobar que las frases están completas y que hay continuidad dentro de los párrafos y a lo largo del documento. Comprobar la enumeración de los gráficos (figuras y tablas). El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 establece los objetivos para el 2030 de un 74% de energías renovables en la generación eléctrica, el 42% de energías renovables sobre el consumo total, pasar de los 105 GW de 2020 a los 161 GW de potencia total instalada en el sector eléctrico (50 GW energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 15 GW hidráulica; 9 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear), 6 GW de almacenamiento (3,5 GW de bombeo y 2,5 GW de baterías) ó el 15% de interconexión eléctrica internacional, por citar algunos ejemplos. Destacar los derivados de sus planes transversales como los 4 GW de potencia instalada en electrolizadores para la producción de hidrógeno renovable, previstos en la “Hoja de Ruta del Hidrógeno”.

La potencia instalada de solar fotovoltaica ha aumentado un 28% durante el año 2023 al sumar 5.594 nuevos MW al parque de generación español, la mayor cifra desde que se cuenta con registros. Así, esta tecnología ya cuenta con 25.549 MW en servicio y ocupa el 20,3% del total de la estructura del parque de generación español. Con este incremento interanual, nuestro país es el segundo con mayor potencia instalada solar (tanto térmica como fotovoltaica) de los países de la Red Europea de

Operadores de Sistemas de Transporte de Electricidad (ENTSO-E).

En el cómputo total de la potencia instalada, España acabó 2023 con más de 125,6 GW, de los que el 61,3% son renovables. Así, durante este 2023 el parque de generación renovable creció 8,8% gracias, además de los nuevos MW fotovoltaicos mencionados, a la suma de 661 MW eólicos y 4 MW del contingente de otras renovables. En el ranking nacional, la eólica se mantiene como la tecnología con mayor presencia, con el 24,5%, seguida por el ciclo combinado (20,9%), la fotovoltaica (20,3%) y la hidráulica (13,6%).

Entre los proyectos más destacados vale la pena mencionar los siguientes:

Centro Nacional de las Energías Renovables (CENER) [2]

- **Desarrollo e integración de pilas de combustible de óxido sólido en microrredes basadas en hidrógeno verde (SOFC4GreenGrid)**

El proyecto SOFC4GreenGrid está basado en la investigación y desarrollo industrial de tecnologías de almacenamiento de energía verde, específicamente en las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) que permiten transformar la energía química del hidrógeno verde en eléctrica. Las tareas que plantea SOFC4GreenGrid permiten aplicar tecnologías innovadoras (hidrógeno verde, sistemas SOFC) e integrarlas de manera eficiente para el desarrollo de un nuevo sistema SOFC de hasta 50 kW para la reconversión de hidrógeno verde a electricidad, de manera eficiente, ecológica, sostenible y altamente innovadora que tendrá un efecto altamente positivo en la competitividad, eficiencia y reducción del impacto ambiental tanto de las empresas que forman el consorcio, como de una gran variedad de sectores productivos como se observa en la Figura 3.



Figura 3. Estructura de pilas de combustible de óxido sólido en microrredes basadas en hidrógeno verde. Fuente Cener [2].

La investigación y el desarrollo de un novedoso sistema de conversión de hidrógeno verde en electricidad de **potencias de hasta 50 kW** mediante la optimización microestructural de cada componente de la celda, proceso de fabricación, balance de planta y otros parámetros críticos de pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) y tareas de investigación industrial basadas en materiales cerámicos innovadores con el **objetivo de optimizar la eficiencia y sostenibilidad del mismo**.

- **Sistema de gestión inteligente de generación, almacenamiento y demanda de energía renovable para el mercado eléctrico (ACADIEMS)**

El principal objetivo del proyecto ACADIEMS es desarrollar un sistema experto basado en inteligencia artificial de gestión inteligente de la energía, que coordine los recursos de generación renovable, sistemas de almacenamiento y flexibilidad de la demanda para ofertar servicios en los mercados eléctricos diario, intradiario y servicios de balance (regulación secundaria y terciaria). Esto

redundará en beneficios para todos los agentes de la cadena de valor del sistema eléctrico, y permitirá que consumidores- prosumidores puedan obtener retornos económicos derivados de la prestación de servicios de flexibilidad.

En este sentido el despliegue de nuevas tecnologías de gestión de la red haciéndola cada vez más inteligente permitirá el desarrollo de nuevas economías de servicios para los consumidores y en general para todos los usuarios del sistema eléctrico.

De esta forma operar las redes de modo más flexible aprovechando los recursos energéticos distribuidos y en coordinación con otros operadores de red, del mercado y del sistema eléctrico permitirá avanzar con más rapidez en la necesaria transición energética mediante el aprovechamiento de los nuevos desarrollos tecnológicos.

Al mismo tiempo, una mayor flexibilidad en la operación permite reducir costes para los usuarios finales y mejorar la calidad de servicio que es otro de los objetivos prioritarios.

- **AISOVOL-2: Solución de generación fotovoltaica adaptable para su uso en la edificación y generación distribuida**

El objetivo principal del proyecto consiste en el desarrollo y fabricación de un módulo fotovoltaico adaptable y polivalente, que aumente los recursos arquitectónicos disponibles tanto para la tecnología fotovoltaica adaptada en edificios como para la tecnología integrada en la propia estructura del edificio, empleando materiales vanguardistas y la última tecnología fotovoltaica, como son las células bifaciales. Esto permitirá evolucionar en la investigación de alternativas que satisfagan las tendencias del mercado fotovoltaico y los requerimientos de los profesionales de la industria de la construcción.

Por otra parte, el proyecto se completa con el diseño y fabricación de un sistema de monitorización que permitirá elaborar un estudio del rendimiento de los módulos bifaciales para evaluar la influencia de determinados parámetros de instalación, como la altura de montaje, la inclinación o la reflectividad del suelo. Del mismo modo, gracias a la determinación continua de la curva característica IV de los módulos fotovoltaicos que realizará este sistema, se podrán detectar diversos tipos de problemas en los elementos del panel, por ejemplo, una resistencia interna en exceso o un grupo de células defectuosas.

- **Digitalización Offshore-EU. Generación de hidrógeno renovable a baja temperatura a partir de energía eólica off-shore.**

Generación de hidrógeno verde a baja temperatura a partir de energía eólica off-shore, cuyo objetivo general es estudiar la viabilidad, reducir el riesgo, el coste económico y el tiempo para el desarrollo de las tecnologías de generación de hidrógeno verde a partir de energías renovables oceánicas, contribuyendo a los objetivos del plan nacional del hidrógeno y a la hoja de ruta de las energías renovables marinas.

El objetivo es incorporar y afianzar al hidrógeno verde como una solución para la electrificación del sistema energético nacional, así como la descarbonización del transporte y la industria. Las acciones planteadas pretenden cubrir la totalidad de la cadena de valor del hidrógeno gracias a desarrollos con diferentes grados de madurez que van desde soluciones a escala piloto o demostrativa hasta desarrollos básicos que permitan en un futuro próximo la sustitución de la tecnología extranjera por tecnología nacional en la red energética del país.

5 . Estrategia de España en movilidad eléctrica

Uno de los mayores obstáculos para la adopción de VE es la disponibilidad de una amplia infraestructura pública de recarga. En este sentido, Europa presenta una relación de 13 vehículos eléctricos por cada punto de recarga pública, frente a los 20 que presenta España y los 8 del líder en movilidad eléctrica, China. El país con mayor infraestructura de recarga pública si consideramos el

volumen de automóviles eléctricos que se estima en 14,1 millones de automóviles eléctricos en toda China durante el 2022.

En julio de 2022, el Consejo de la UE adoptó el Reglamento sobre la Infraestructura para los Combustibles Alternativos que establece objetivos para infraestructura de carga pública de combustibles alternativos:

- A partir de 2025, deben instalarse estaciones de recarga rápida de al menos 150 kW para turismos y furgonetas cada 60 km en los principales corredores de transporte de la UE, la denominada «red transeuropea de transporte (RTE-T)». Reglamento del parlamento europeo y del consejo relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE Consejo de la Unión Europea. (2023, 25 de Julio). Alternative Fuels Infrastructure: Council adopts new law for more recharging and refuelling stations across Europe.
- Las estaciones de recarga para vehículos pesados con una potencia disponible mínima de 350 kW deben implantarse cada 60 km en la red básica de la RTE-T y cada 100 km en la red global de la RTE-T más amplia a partir de 2025, y la red tendrá que tener una cobertura completa para 2030.
- Las estaciones de repostaje de hidrógeno que presten servicio tanto a automóviles como a furgonetas deben implantarse a partir de 2030 en todos los nodos urbanos y cada 200 km en la red básica de la RTE-T.
- Las estaciones de repostaje de hidrógeno que presten servicio tanto a automóviles como a furgonetas deben implantarse a partir de 2030 en todos los nodos urbanos y cada 200 km en la red básica de la RTE-T.
- Los puertos marítimos que acogen un número mínimo de grandes buques de pasaje o buques portacontenedores deberán suministrar electricidad en puerto a dichos buques de aquí a 2030.
- Los aeropuertos deben suministrar electricidad a las aeronaves estacionadas de aquí a 2025 en todas las puertas, y de aquí a 2030 en todos los puestos de estacionamiento remotos.
- Los usuarios de vehículos eléctricos o de hidrógeno deben poder pagar fácilmente en los puntos de recarga o repostaje con tarjetas de pago o dispositivos sin contacto sin necesidad de suscripción, y los precios deben ser totalmente transparentes.
- Los operadores de los puntos de recarga o repostaje deben proporcionar a los consumidores información completa a través de medios electrónicos sobre la disponibilidad, el tiempo de espera o el precio en diferentes estaciones.

En España, según La Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (AEDIVE) en el 2022 se batieron récords en la instalación de puntos de recarga públicos. En 2022 se instaló el 54% del total de la infraestructura pública existente en España, con una ratio de uso medio del 4,2%, lo que muestra la existencia de una red suficiente para el parque actual, infraestructura que sigue creciendo actualmente a un ritmo de 1.000 puntos de recarga al mes. De hecho, a cierre del primer semestre del 2023 según AEDIVE, había 25.106 puntos de carga públicos, un incremento del 16,4% frente al año anterior, con una ratio de uso medio del 5,7%, lo que muestra que se mantiene la evolución de la infraestructura, cuyo uso sigue siendo bajo, con la evolución de las matriculaciones mensuales.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) aprobó la orden que regula la información que deben facilitar los gestores de los puntos de recarga eléctrica de carácter público. Con ello, las empresas encargadas de gestionar los puntos de recarga para vehículos eléctricos tendrán que remitir información sobre las características de sus instalaciones y el precio de sus

servicios al

La puesta en funcionamiento del mapa interactivo de puntos de carga por parte del MITECO facilitará un uso más eficiente de la infraestructura de recarga al poner a disposición de forma anticipada al consumidor la ubicación, horarios, potencia, modos de carga, precios, disponibilidad de la instalación y el precio de venta de la electricidad o del servicio de recarga. Sin embargo, solamente los puntos de potencia igual o superior a 43 kW tendrán la obligación de remitir y actualizar automáticamente esta información, siempre que haya una modificación.

Por ello, la obligatoriedad de facilitar esta información actualizada debería ampliarse a toda la red pública, no solo porque actualmente en torno al 80% de la infraestructura quedaría fuera de la obligación por no superar la potencia, sino porque también se corre el riesgo de que sea la potencia que predomine -aún más- a partir de ahora para evitar el cumplimiento de dicha obligatoriedad, dando como resultado una red menos eficiente que no cubre las necesidades de todos, como es el caso de flotas corporativas y vehículos industriales que necesitan infraestructura de carga rápida.

5.1. Retos y oportunidades

El mercado de automóviles eléctricos sigue creciendo de forma exponencial con más de 10 millones de VE vendidos en 2022, el 14% de todos los automóviles nuevos vendidos en 2022, frente al 9% en 2021 y menos del 5% en 2020. Sin embargo, queda mucho recorrido para alcanzar los objetivos. El 61% de los vehículos de combustión de las flotas conectadas a nivel europeo (55% en España), se pueden pasar a vehículos eléctricos.

Los retos que aparecen son:

- El precio de venta del vehículo nuevo no deja de crecer, siendo mucho más caros que hace cinco años, más de un 40% en el caso de España, muy por encima del IPC, que en ese periodo ha sido del 15,3%. Esta tendencia también ha elevado los costos iniciales de adquisición de vehículos eléctricos. Mientras el precio es un factor de disuasión, y la eficiencia uno de los objetivos claves de la electrificación del transporte, el sector de la automoción está apostando por una oferta que no va en línea con ambos objetivos.
- Ayudas Inestables: A nivel mundial, las empresas, los gobiernos y los hogares gastaron 410 mil millones de dólares en automóviles eléctricos en todo el mundo. Los consumidores representaron poco más del 89% de este gasto. Mientras los gobiernos de todo el mundo gastaron unos 45 mil millones de dólares actuales en vehículos eléctricos de pasajeros e infraestructura de carga asociada en 2022, un 43% más que el año anterior.

Y las oportunidades:

- Empezar a hablar de (*Total Cost of Ownership*) TCO en lugar del precio de venta ya que los vehículos eléctricos o con motor híbrido enchufable no solo son una alternativa más sostenible, sino que a medio y largo plazo también resultan más económicos al tener en cuenta todo el TCO. Identificar el valor residual de los vehículos alternativos: El renting se está posicionando como un facilitador del cambio a una movilidad cero emisiones. Según la Asociación Española de Renting de Vehículos (AER), los vehículos propulsados por energías alternativas supusieron el 32,09% de las matriculaciones y supone el 8,2% del total del parque de renting (casi 70.000 vehículos electrificados).
- Se necesitan ayudas directas de tramitación ágil, no tributables y vinculadas a sostenibilidad: Ayudas como las que se aplican en los países con mejores resultados, como por ejemplo a través de la deducción de impuesto a empresas y autónomos. Estas ayudas han de asegurar la descarbonización a lo largo de toda la cadena, bien promoviendo la producción local, como es el caso de Francia que promueve la compra de vehículos fabricados en Europa; bien

promoviendo la contribución a la descarbonización del sistema energético, como es el caso de Alemania, que promueve la adquisición de vehículos eléctricos y su vinculación con el almacenamiento energético y la contribución a las energías renovables.

- Una medida que ayuda al mismo tiempo a potenciar la carga vinculada lo que aumenta aún más la eficiencia de la medida, tanto desde un punto de vista de uso (tiempo de uso en horas valle frente a consumo en horas punta) como de coste de la instalación y potencia requerida que se necesitaría si esta carga se hiciese a través de una infraestructura pública.

5.2. Infraestructuras de recarga

5.2.1. Barreras

Aunque el 2022 se batieron récords en la instalación de puntos de recarga públicos -solo en ese año se instalaron el 54% del total de la infraestructura pública existente en España-, 7.400 no pudieron ponerse en marcha por estar pendientes de conexión a la red, según AEDIVE, limitando a 21.573 los puntos de recarga públicos operativos.

Aunque este año se debería multiplicar por cuatro el total de infraestructura pública para llegar al objetivo de los 100.000 puntos de recarga pública en 2023, marcado por el Gobierno en el contexto del Plan de Recuperación, la infraestructura actual está infrautilizada. Según AEDIVE, de media su utilización se sitúa en el 4,2% según datos de AEDIVE. La falta de interoperabilidad -algo que no sucede en otros países europeos al ser un requisito obligatorio según establece la normativa europea-, está propiciando que el coste de recarga pública sea de las más caras de Europa, lo que disuade su utilización, junto con la falta de control y seguimiento de la eficiencia de los puntos de recarga que reciben subvención pública, son algunos de los motivos que contribuyen a su infrautilización.

La próxima puesta en funcionamiento del mapa interactivo de puntos de carga del MITECO facilitará un uso más eficiente de la infraestructura de recarga al poner a disposición de forma anticipada al consumidor la ubicación, horarios, potencia, modos de carga, precios, disponibilidad de la instalación y el precio de venta de la electricidad o del servicio de recarga, con datos actualizados de los puntos de potencia igual o superior a 43 kW. Sin embargo, la obligatoriedad de facilitar esta información actualizada debería ampliarse a toda la red pública, no solo porque actualmente en torno al 80% de la infraestructura quedaría fuera de la obligación por no superar la potencia, sino porque también se corre el riesgo de que sea la potencia que predomine -aún más- a partir de ahora para evitar el cumplimiento de dicha obligatoriedad, cuando para flotas corporativas y vehículos pesados se necesita infraestructura de carga rápida.

5.2.2. Oportunidades

Cumplimiento legal: Existe regulación en torno a cómo ha de ser la infraestructura, donde ha de instalarse y objetivos. Debemos garantizar su cumplimiento.

La obligatoriedad de establecer Zonas de Bajas Emisiones (ZBE) -como marca la Ley de Cambio Climático y Transición Energética en y que falta adoptar en más de 120 municipios Españoles; el Real Decreto-Ley 24/2021, de 2 de noviembre- que traspone la directiva relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes y que fija objetivos mínimos en la compra pública; el Real Decreto (29/2021) que obliga a tener al menos 1 punto de recarga por cada 20 o 40 plazas de parking en edificios públicos o privados respectivamente, son ejemplos de normativas vigentes actualmente que obligan a la propia administración a impulsar la descarbonización del transporte y a desplegar la infraestructura asociada.

Garantizar el cumplimiento de las mismas generaría un mayor conocimiento por parte de la administración sobre la situación real del mercado y las posibles soluciones a impulsar, además de actuar como agente tractor, generando una demanda y acelerando el cambio y la adopción de nuevos modelos y soluciones de movilidad más sostenibles.

5.3. Estrategia de impulso del vehículo con energías alternativas

La Estrategia permitirá que la industria de automoción y equipamiento industrial esté preparada en las nuevas tecnologías clave, manteniendo nuestra posición privilegiada como productores mundiales en el futuro. Cuenta con 30 medidas para situar a España como país de referencia en el sector de las energías alternativas aplicadas al transporte (Eléctricos, Gas Licuado del Petróleo GLP, Gas Natural Comprimido GNC, Gas Natural Licuado GNL, biocombustibles e hidrógeno) favoreciendo la industria vinculada al sector de automoción, todo ello en el marco de los desafíos energéticos y medioambientales actuales [3].

La estrategia para el Transporte Limpio de la UE considera los combustibles GLP, GNC, GNL, Electricidad, Biocombustible e Hidrógeno como las energías alternativas que se deberían potenciar en el sector de transporte en Europa:

- Favorecer una red de infraestructura que permita cubrir las necesidades de movilidad de los usuarios y así permitir el desarrollo de un Mercado de VEA.
- Impulsar la Industrialización de vehículos con energías alternativas y de los puntos de suministros asociados, con el objetivo de situar a España a la vanguardia del impulso de estas tecnologías.
- Introducir acciones de impulso de la demanda hasta conseguir un Mercado suficiente que impulse las economías de escala y la oferta; permitiendo consolidar la Infraestructura y la Industrialización en España.

Para una mejor comprensión, se sugiere consultar la Tabla I, donde se describen las características principales de los vehículos que son alimentados con energías alternativas.

Tabla I. Características de los vehículos con energías alternativas. Fuente [3].

	Tecnología	Industrialización	Emisiones en vehículo	Costes	Parque actual	Mercado potencial	Infraestructura	Suministro energético
GLP	Potencial para producir modelos diseñados específicamente para el GLP (ej. Motores con inyección de GLP líquido) y que la industria de componentes participe más en la cadena de valor de la transformación de GLP.	4 plantas producen vehículos con Autogás.	CO ₂ : se sitúan entre un vehículo de gasóleo y uno de gasolina. Reduce todas las emisiones, en particular los NOx. Sin emisión de PM.	Adquisición +10% Consumo: 6-7 €/100 km	40.000 vehículos, principalmente en flotas.	En el segmento de Vehículos pequeños y medianos A, B o C.	Existen ya unas 600 estaciones de servicio, número suficiente para atender un mercado de 200.000 vehículos.	Garantía de suministro de GLP.
GNV (GNC y GNL)	Con potencial de desarrollo al contar con conocimiento de la tecnología y un sector de componentes que puede aprovechar este desarrollo. Contamos con una importante planta española de camiones GNC y GNL.	2 plantas producen Vehículos con GNV en España	CO ₂ : Entre 10-15% menor que un vehículo Diésel. Reduce todas las emisiones, en particular las PM. El gas natural emite menos NO ₂ .	Adquisición +10% Consumo: 3-4 €/100 km	4.590 vehículos, principalmente en flotas urbanas.	En flotas de servicios municipales (autobuses, servicios de limpieza, furgonetas, turismos...) y transporte por carretera a larga distancia. El GNL es actualmente un combustible alternativo al diésel para transporte por carretera a larga distancia.	Existen ya 90 estaciones en el entorno de los núcleos urbanos. De las cuales son públicas 42. España cuenta con más estaciones públicas de GNL que ningún otro país de Europa	Situación estratégica española con el 43,6% del abastecimiento a través de 8 puertos de la península ibérica.

Eléctrico	Ofrece nuevas oportunidades para el sector industrial, incorporación de soluciones de otros sectores TIC, electrónica, fabricación de baterías, y aumento del valor añadido de los vehículos fabricados y desarrollados en España.	Varias plantas producen furgonetas, cuadriciclos y motocicletas.	Las emisiones de CO2 dependen del origen de la electricidad. En España con el Mix actual se disminuye el CO2 entre un 50-70 %. Emisiones locales nulas en modo eléctrico.	Adquisición +30%-40% Consumo: 1,5 a 2,6 € /100 km	Unos 10.000 vehículos incluido motocicletas y cuadriciclos.	Oportunidad en vehículos de tipo turismos, furgonetas, cuadriciclos y motocicletas que circulan en ámbitos urbanos.	Aprox. 1.000 puntos de recarga de acceso público instalados; además existen muchos otros que necesitan una transformación para su adaptación a la normativa actual.	Una gestión adecuada de la recarga de los VE por la noche en horas valle permitirá aplanar la curva de consumo eléctrico y acelerar la amortización de las instalaciones.
Biocombustible	El desarrollo de esta industria queda muy vinculada a los objetivos determinados por los gobiernos tanto al nivel nacional como europeo, como el % en diésel y gasolina. La UE tiene establecido un objetivo para 2020 según el cual el 10% de los combustibles utilizados en el transporte deben proceder de fuentes renovables.		La principal ventaja de los Biocombustibles reside en la disminución de las emisiones de CO2.	El biodiesel convencional tiene un coste similar al diésel.	La introducción de biocombustibles en el sector de transporte se realiza a través de un porcentaje asignado por el gobierno mezclado con la gasolina y el diésel. Por lo que no existe problema ni de oferta de vehículos, ni de infraestructura.			Hay instaladas en España 38 plantas de producción de biodiesel, y 4 de bioetanol que pueden suministrar parte de las necesidades de biocombustibles.

Actualmente, los vehículos eléctricos en España tienen las siguientes ventajas [4]:

- No tienen impuesto de matriculación: Los vehículos eléctricos están exentos del pago del impuesto de matriculación.
- Descuento en el impuesto de circulación: En muchos ayuntamientos, los vehículos con etiqueta de la DGT ECO o cero emisiones se benefician de un descuento en el impuesto de circulación.
- Sin restricciones al tráfico: Habitualmente los vehículos eléctricos no están afectados por las restricciones a la circulación en el centro de algunas ciudades.
- Aparcamiento gratuito en la calle: Los vehículos eléctricos suelen poder aparcar de forma gratuita en zonas de estacionamiento regulado (zona azul o zona verde) en muchos municipios.
- Poder circular por el carril bus o Bus-VAO: Los vehículos eléctricos pueden circular por el carril Bus-VAO.
- ITV más barata: Algunas ITV ofrecen tarifas más económicas a los vehículos eléctricos al no tener que realizar algunas pruebas, como la de ruido y emisiones.

Las medidas que se van a llevar cabo son:

- A corto plazo, la asociación apuesta por un nuevo plan Moves que incluya un adelanto de las ayudas a los compradores y por agilizar la tramitación de la infraestructura de carga, especialmente la de carga rápida y ultrarrápida

- A medio plazo, se propone acompañar las ayudas de un plan de choque fiscal con mejoras en el IVA, el Impuesto de Sociedades y el Impuesto de matriculación para lograr que el coche eléctrico sea asequible para todos los bolsillos. También propone desplegar medidas para impulsar los nuevos modelos de movilidad compartida a nivel local, después de que el año pasado superasen los seis millones de usos en diferentes aplicaciones. Establecer objetivos específicos de despliegue de infraestructura de recarga.
- A largo plazo, el sector tiene la vista puesta en los grandes retos de la legislatura. Propone poner la electrificación en el centro de la nueva Ley de Movilidad Sostenible. Apuesta además por el fortalecimiento de la industria nacional ante los ambiciosos planes de ayuda y el reciente éxito de los modelos asiáticos y estadounidenses.

6 . Referencias

- [1] Red Eléctrica de España. Informe del Sistema Eléctrico. Informe resumen de energías renovables 2023. https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf
- [2] Centro Nacional de las Energías Renovables. <https://www.cener.com/areas-de-investigacion/departamento-de-integracion-en-red/proyectos-detacados/>
- [3] <https://industria.gob.es/es-ES/Servicios/estrategia-impulso-vehiculo-energias-alternativas/Documents/Estrategia-Impulso-Vehiculo-Energ%C3%ADas%20Alternativas-VEA-Espa%C3%B1a-2014-2020.pdf>
- [4] <https://s.libertaddigital.com/doc/estrategia-integral-vehiculo-electrico-29547424.pdf>

Las energías renovables en España. Situación, mercado de la energía y normativa

Francisco José Sánchez Sutil^{1,*}, Antonio Cano Ortega¹ y Jesús C. Hernández¹

¹ Department of Electrical Engineering, University of Jaén, Campus Lagunillas s/n, Edificio A3, 23071 Jaén, Spain

* Correspondence: fssutil@ujaen.es

1. Resumen

El incremento de los precios de la energía eléctrica en los últimos años ha favorecido la concienciación de la sociedad hacia la instalación de fuentes renovables. En concreto, en el sector residencial se ha incrementado de forma exponencial la instalación de fuentes renovables, especialmente la fotovoltaica. De forma paralela, el sector industrial ha incorporado fuentes renovables. Los incentivos que ofrecen los gobiernos nacionales, autonómicos y locales han incrementado el viento de cola para la integración de renovables. La madurez tecnológica junto con la reducción de los precios de los componentes ayuda a la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de energía renovable. La red eléctrica actual no permite conectar en baja tensión instalaciones fotovoltaicas ($> 10 \text{ kW}_p$) debido a la capacidad de la red eléctrica. Los grandes parques de generación de renovables se conectan a la red de transporte ($\geq 220 \text{ kV}$) ya que las redes de media tensión no tienen capacidad para absorber la energía generada. Actualmente no se ha desarrollado una normativa para el diseño, instalación y operación de los sistemas de energía renovable, es una barrera para las tecnologías renovables descentralizadas. En España, La Ley 24/2013 de Sector Eléctrico, fija las bases para la regulación del régimen económico de las renovables; y en el Real Decreto 413/2014, se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2. Abstract

The increase in electricity prices in recent years has favoured society's awareness of the need to install renewable energy sources. Specifically, the residential sector has seen an exponential increase in the installation of renewable sources, especially photovoltaic. In parallel, the industrial sector has incorporated renewable sources. The incentives offered by national, regional and local governments have increased the tailwind for the integration of renewables. Technological maturity together with the reduction in component prices is helping the commissioning of new renewable energy installations. The current electricity grid does not allow for low voltage connection of photovoltaic installations ($> 10 \text{ kW}_p$) due to the capacity of the electricity grid. Large renewable generation parks are connected to the transmission grid ($\geq 220 \text{ kV}$) as the medium voltage grids do not have the capacity to absorb the energy generated. Currently, no regulations have been developed for the design, installation and operation of renewable energy systems, which is a barrier for decentralised renewable technologies. In Spain, Law 24/2013 on the Electricity Sector sets the basis for the regulation of the economic regime for renewables; and Royal Decree 413/2014 regulates the activity of electricity production from renewable energy sources, cogeneration and waste.

3. Matriz energética del país

La matriz energética española está definida por fuentes renovables y no renovables, con una fuerte penetración de fuentes renovables, que aumentan cada año. La potencia instalada en España en el año 2024 asciende a 125.413,4 MW. Que se encuentran distribuidos de la siguiente manera según la Tabla I.

Tabla I. Distribución de potencia instalada en España. Fuente Red Eléctrica [1]

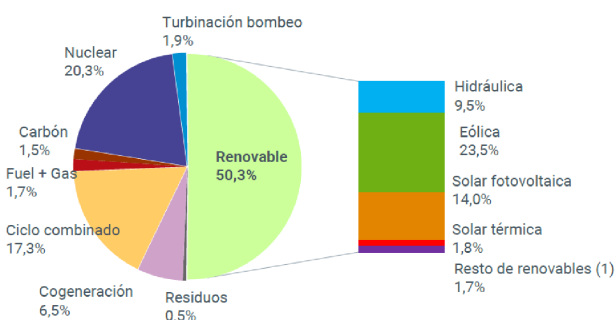
Fuente	Potencia (MW)	Porcentaje (%)
Eólica	31.093,8	24,79
Solar fotovoltaica	26.459,6	21,10
Ciclo combinado	26.250,1	20,93
Hidráulica	17.097,4	13,63
Nuclear	7.117,3	5,68
Cogeneración	5.584,5	4,45
Turbinación bombeo	3.331,4	2,66
Fuel + Gas	2.407,9	1,92
Solar térmica	2.304,0	1,84
Carbón	2.061,2	1,64
Otras renovables	1.099,1	0,88
Residuos no renovables	425,7	0,34
Residuos renovables	170,1	0,14
Hidroeléctrica	11,3	0,01
Total	125.413,4	100,00

La distribución de la potencia instalada por comunidades autónomas se muestra en la Tabla II.

Tabla II. Distribución de potencia instalada por comunidades autónomas. Fuente Red Eléctrica [1]

Fuente	Potencia (MW)	Porcentaje (%)
Andalucía	19.226,1	15,33
Castilla-La Mancha	14.639,1	11,67
Castilla y León	13.926,9	11,10
Cataluña	12.004,0	9,57
Extremadura	11.880,4	9,47
Aragón	11.732,8	9,36
Galicia	9.567,8	7,63
Comunidad Valenciana	8.356,3	6,66
Murcia	5.527,3	4,41
Asturias	3.822,4	3,05
Navarra	3.376,8	2,69
Canarias	3.310,8	2,64
País Vasco	2.969,6	2,37
Baleares	2.231,9	1,78
La Rioja	1.411,1	1,13
Cantabria	803,4	0,64
Comunidad de Madrid	457,9	0,37
Ceuta	90,8	0,07
Melilla	77,8	0,06
Total	125.413,4	100,0

La potencia de generación instalada en el año 2023 queda reflejada en la Figura 1.



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.

Figura 1. Estructura de generación eléctrica en España en el año 2023. Fuente Red Eléctrica [1]

Como puede apreciarse la generación eólica es la más importante de las fuentes renovables, con un porcentaje del 23,5 % del total, con un incremento del 1,3 % respecto al año 2022. La producción eólica ha experimentado un continuo crecimiento que abarca ya siete años. La energía total producida por fuentes eólicas alcanzó los 62.569 GWh, que supuso un nuevo récord para esta tecnología.

Continuando con la tecnología solar fotovoltaica, es destacable el aumento de esta tecnología que lidera el crecimiento de las renovables en España. En el año 2023 ha añadido más de 5.500 MW a su parque de generación, que corresponde a un incremento del 28 % con respecto a 2022.

Traduciendo estos números a producción eléctrica, en año 2023 ha incrementado un 33,8 %, o lo que es lo mismo 37.332 GWh, alcanzando un techo máximo de récord en generación anual, que lleva asociado una cuota de participación en el mix nacional de generación del 14,0 %, incrementando en 3,9 % sobre el año 2022, que coloca esta tecnología en el puesto cuarto de la generación nacional.

3.1. Matriz de energías renovables

Cabe destacar que en el año 2023 la generación con renovables logró un récord histórico. La generación total por renovables supuso 77.039 MW, correspondiendo al 50,3 % de la generación total. Resultando una distribución de potencia instalada renovable en al año 2023 que queda reflejada la Figura 2.

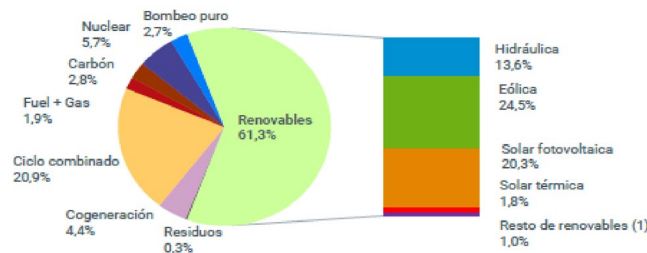
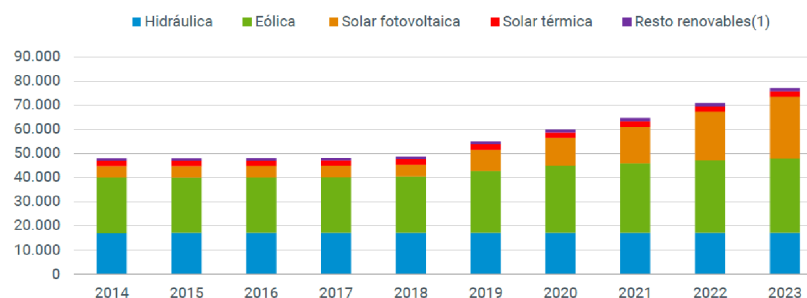


Figura 2. Distribución de la potencia instalada renovable en España en el año 2023. Fuente Red Eléctrica [1]

La distribución energética en el año 2023 ha evolucionado de forma notable. Se ha logrado un incremento de la potencia instalada procedente de fuentes renovables del 8,8 % con respecto al año 2022. En cuanto a potencia instalada, corresponde a un incremento de 6.61 MW. En conjunto las renovables aglutinan el 61,3 % de la potencia generadora eléctrica de España.

Para lograr este incremento, destaca de forma principal la solar fotovoltaica con 5.594 MW, correspondiente a un 89,3% del incremento. Este incremento histórico de esta tecnología la eleva a la segunda posición de las fuentes eléctricas generadoras, alcanzando el 20,3% y 21,1 % en los años 2023 y 2024 respectivamente. Sigue en el incremento anual la generación eólica con 661 MW más que se incrementan a su potencia instalada, que le sigue manteniendo al frente de las tecnologías generadoras con un 24,50% y 24,79 % en los años 2023 y 2024. La Figura 3 muestra la evolución de la potencia instalada procedente de fuentes renovables.



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.
Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014.

Figura 3. Evolución de la potencia instalada renovable en MW en España. Fuente Red Eléctrica [1]

En la gráfica puede observarse un incremento del 15,1 % de la producción energética de fuentes renovables, con máximo histórico de generación de 134.321 GWh. Este récord histórico va asociado

al de cuota de generación eléctrica que supuso un 50,3 %, incrementando en 8,1 % con respecto al año anterior, donde se tenía una cuota de penetración del 42,2 %. La evolución de la generación en España puede verse en Figura 4.

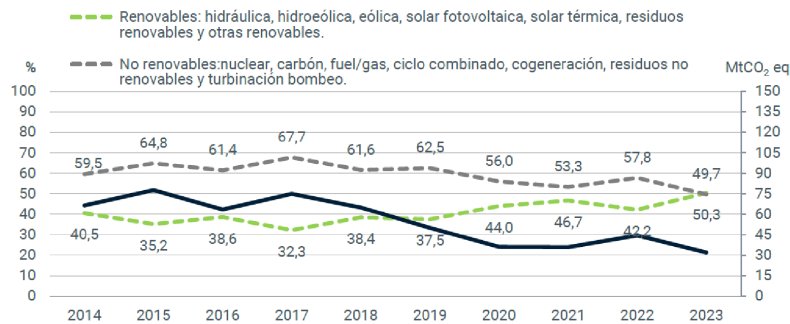
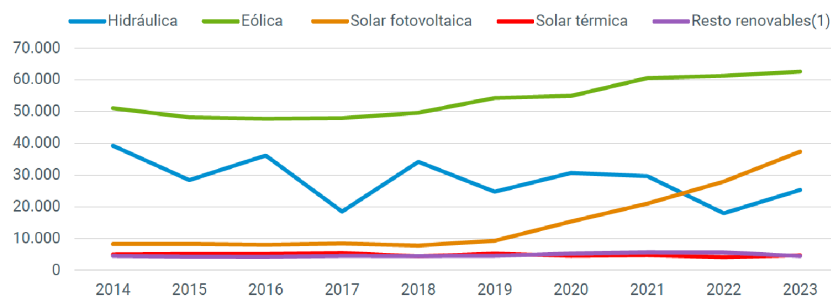


Figura 4. Evolución de la generación en España desde el año 2014. Fuente Red Eléctrica [1]

El incremento de participación de la generación renovable en el año 2023 viene incrementado fundamentalmente por la generación hidráulica del 41,1 %, unido al 33,8 % de la solar fotovoltaica en relación al año 2022. El año ha estado definido también por importantes aportaciones de la generación eólica y la solar fotovoltaica, alcanzando ambos máximos en generación y penetración en el mix nacional. Todo ello derivado de las condiciones meteorológicas unido al incremento de potencia instalada renovable en el contexto energético nacional.

3.2. Evolución de la generación renovable

La Figura 5 muestra la evolución de la generación renovable en GWh desde el año 2014 hasta el año 2023. Como puede comprobarse la solar fotovoltaica es la que presenta un incremento más acusado, seguida de la eólica. En cuanto a la hidráulica varía en función de las precipitaciones acumuladas, y, por tanto, de la capacidad de desembalse de los embalses que poseen este tipo de centrales generadoras.



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Figura 5. Evolución de la generación renovable en España entre los años 2014 a 2023. Fuente Red Eléctrica [1]

La comunidad autónoma con más potencia renovable instalada es Castilla y León, seguida de Castilla-La Mancha, Andalucía y Extremadura, que aportan un 59,6 % de la potencia renovable instalada a nivel nacional. Atendiendo al incremento porcentual de la potencia renovable instalada destaca Baleares con un incremento del 38,1 % en el año 2023. Este incremento viene derivado de la energía solar fotovoltaica que se incrementó en un 45,3 %.

Con sus 13.046 MW instalados, Castilla y León sigue siendo el líder a nivel nacional, que supone el 95,8 % del parque de generación que posee. Dentro de este parque de generación destaca la eólica con un 48,8 % del total, y como en otros casos la fotovoltaica ha registrado el mayor aumento en esta comunidad, con un incremento del 31,2 % sobre el año 2022.

Castilla-La Mancha es la segunda comunidad con mayor potencia renovable instalada, situando su incremento anual en 2.121 MW y conseguir un total de 12.120 MW de procedencia renovable, que

corresponde al 83,8 % de la potencia renovable instalada en esta comunidad. El incremento procede de los 97 MW eólicos. Pero la tecnología que más ha aportado al incremento en renovables es la solar fotovoltaica con 2.024 MW a añadir a su cuota de potencia instalada. Esta tecnología alcanza ya el 42,4 % del total de la comunidad en contraposición con el 33,3 5 del año 2022.

La tercera comunidad en producción renovable es Andalucía, con 11.110 MW, que corresponde al 58,7 % del parque de generación andaluz. Esta comunidad protagonizó el segundo lugar en el aumento de solar fotovoltaica en el ranking nacional, con 1.170 MW nuevos, y 21,1 % del total nacional, y un 28,5 % de la generación andaluza. La Figura 6 y 7, resumen la potencia renovable de cada comunidad autónoma y la ratio frente al total de potencia de generación instalada en cada comunidad autónoma.

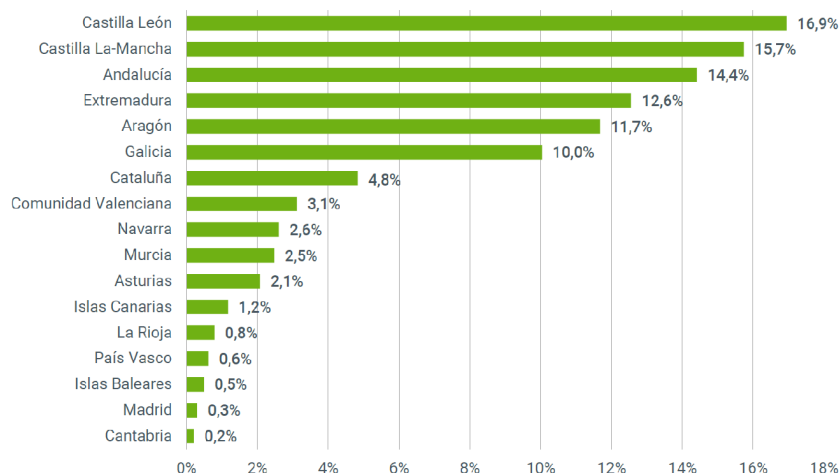


Figura 6. Participación de la potencia renovable de cada CC. AA. sobre el total nacional en %. Fuente Red Eléctrica [1]

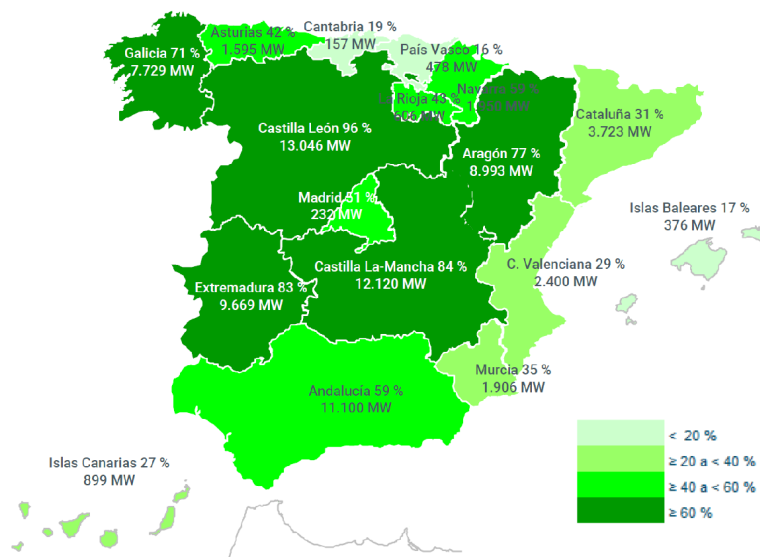


Figura 7. Ratio potencia renovable/potencia por CC. AA. en % y potencia renovable en MW. Fuente Red Eléctrica [1]

Como es conocido, la generación con energías renovables en las distintas CC. AA. está fuertemente lastrada por la potencia instalada en cada una de ellas, y la climatología de cada año. Al igual que para la potencia instalada, la generación con renovables es encabezada por Castilla y León con 23.271 GWh, que corresponde al 88,7 % de la producción total. Los índices de generación de y cobertura con renovables en el mix son mayores que cualquier otra comunidad autónoma. La eólica aportó en Castilla y León el 51,7 % del mix de generación, que se tradujo en 13.553 GWh procedentes de la fuente eólica.

Castilla-La Mancha produjo en el año 2023 un total de 19.006 GWh, con un incremento del 20,3 % sobre al año 2022, que la situó segunda en el ranking nacional, con un 14,2 % de toda la energía verde producida en España. El 66,5 % de la generación renovable de Castilla-La Mancha proviene de la fuente eólica, con 9.018 GWh, un 31,5 % más que el año anterior. La generación procedente de la solar fotovoltaica tuvo un incremento del 42,3 %, que situó a esta comunidad autónoma como la segunda en ranking de esta tecnología con un 22,7 % sobre el total nacional.

Andalucía presenta una producción renovable de 18.229 GWh, que corresponde al 57,1 % de la energía producida en esta comunidad, con un incremento del 11,2 % con respecto al año 2022. La tecnología que más incremento experimentó fue la solar fotovoltaica con un 44,9 % en relación al año anterior, y se sitúa en el tercer puesto nacional con un 22,7 % de la energía solar fotovoltaica producida en España. La Figura 8 y 9, resumen la potencia renovable de cada comunidad autónoma y la ratio frente al total de potencia de generación instalada en cada España.

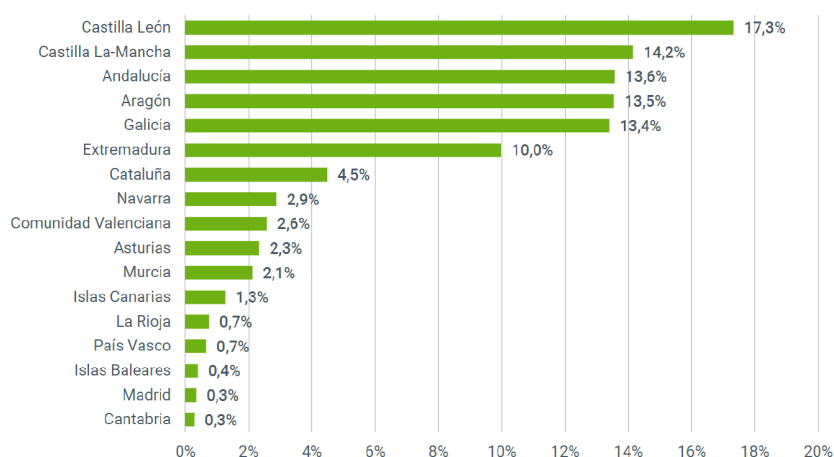


Figura 8. Participación de la generación renovable de cada CC. AA. sobre el total en %. Fuente Red Eléctrica [1]

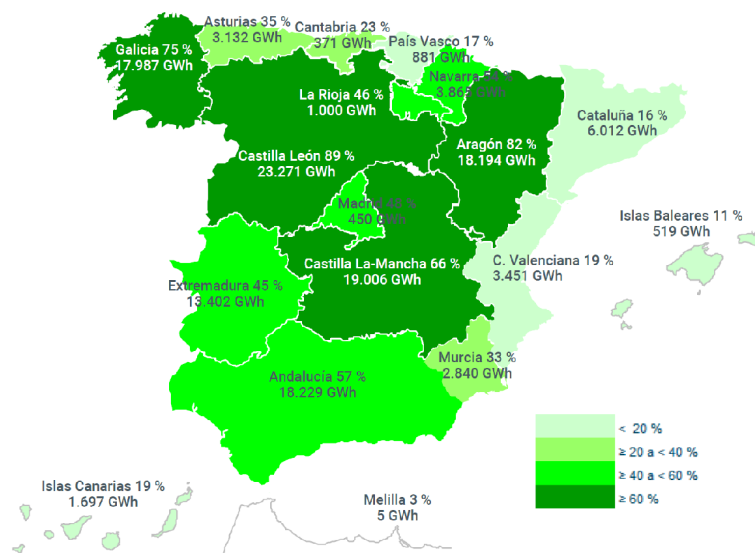
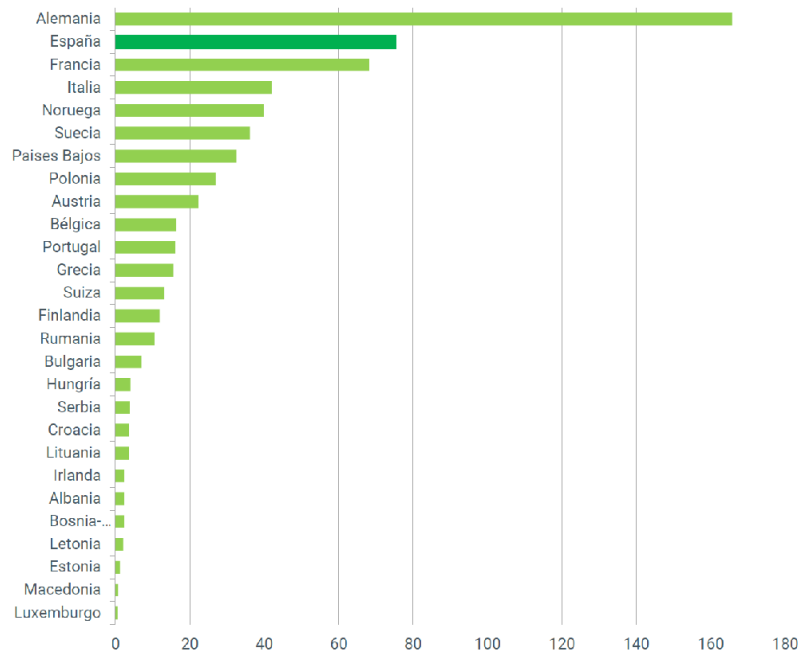


Figura 9. Ratio generación renovable/generación en % y generación renovable en GWh. Fuente Red Eléctrica [1]

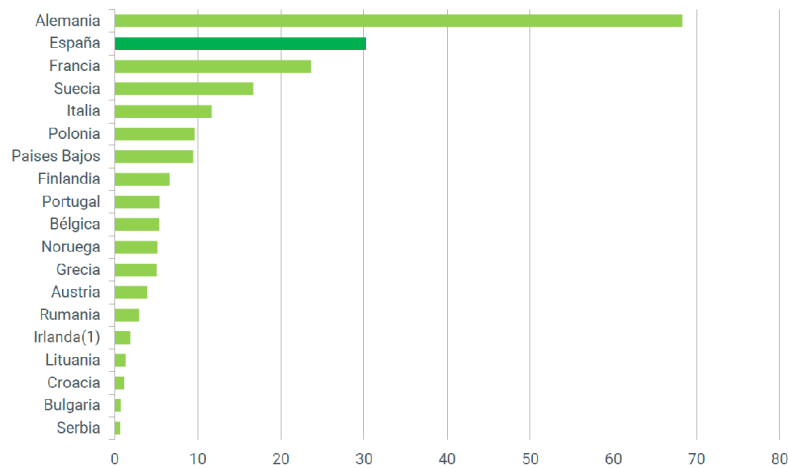
En el contexto europeo se ha apostado de manera clara por la energía generada por fuentes renovables, y un objetivo en el horizonte de incrementar la independencia energética y lograr, a largo plazo, descarbonizar la economía, haciendo posible que en el conjunto de países ENTSO-E la cuota de participación de las fuentes renovables alcance el 45,1 % del total energético producido. La energía renovable se ha incrementado en un 11 % con respecto al año anterior. La fuente que ha incrementado un mayor aumento mayor en 2023 ha sido la solar fotovoltaica con un 18,2 % sobre el año anterior.

Las Figuras 10, 11, 12 y 13, reflejan los datos de los Países de la ENTSO-E para potencia renovable, eólica, solar fotovoltaica y generación renovable.



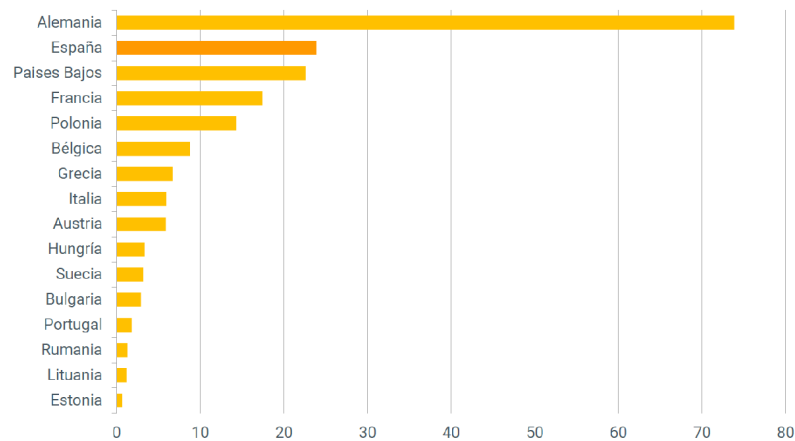
Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 24/1/2024. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) nº543/2013, englobando a unidades con potencia instalada igual o superior a 1 MW y por tanto difieren de los datos usados para el caso concreto de España a nivel nacional que consideran la potencia instalada total.

Figura 10. Potencias renovables de cada país miembro del ENTSO-E en GW. Fuente Red Eléctrica [1]



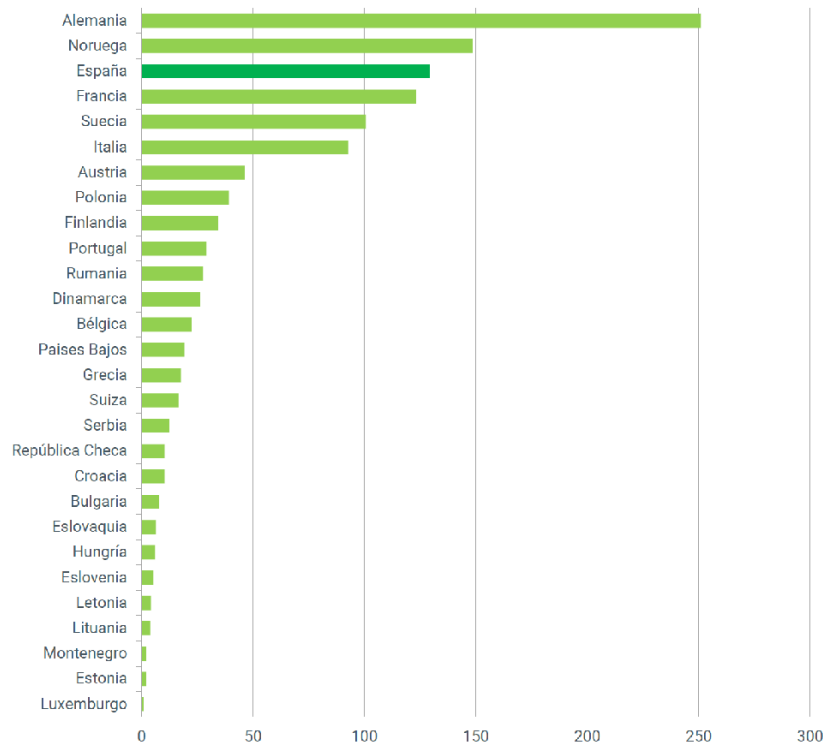
Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 24/1/2024. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) nº543/2013, englobando a unidades con potencia instalada igual o superior a 1 MW y por tanto difieren de los datos usados para el caso concreto de España a nivel nacional que consideran la potencia instalada total.

Figura 11. Potencia eólica de cada país miembro de ENTSO-E en GW. Fuente Red Eléctrica [1]



Fuente: datos procedentes de ENTSO-F Transparency Platform con fecha 24/1/2024. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) n.º 543/2013, englobando a unidades con potencia instalada igual o superior a 1 MW y por tanto difieren de los datos usados para el caso concreto de España a nivel nacional que consideran la potencia instalada total.

Figura 12. Potencia solar de cada país miembro de ENTSO-E en GW. Fuente Red Eléctrica [1]



Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 24/1/2024. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) n.º 543/2013, procediendo de los sistemas de tiempo real y por tanto difieren de los datos consolidados usados para el caso concreto de España a nivel nacional cuyo origen es el sistema de medidas.

Figura 13. Generación renovable en los países miembros de ENTSO-E en TWh. Fuente Red Eléctrica [1]

4 . Mercado de la energía

En el pasado año 2023 se han negociado en el mercado diario e intradiario 264,7 TWh, que representa un aumento del 2,2 % sobre la energía negociada en el año 2022. Desglosando estas cifras, 212,3 TWh fueron negociados en el mercado diario y los restantes 51,5 TWh en el mercado intradiario.

Se ha registrado un precio medio aritmético del mercado diario de 87,69 €/MWh, siendo este

precio un 91,3 % inferior al del año 2022. En cuanto al precio registrado en las subastas se tiene 87,99 €/MWh, que como se puede comprobar es algo superior al del mercado diario. Por último, el precio medio ponderado para el mercado intradiario continuo presentó un valor de 89,43 €/MWh.

En relación con las cuotas de mercado de cada tecnología, es destacable el descenso de las centrales térmicas de carbón que siguen con su reducción, aportando solo 0,2 % del mix nacional. También, el ciclo combinado ha reducido su presencia en el mercado en un 7,0 %.

Las tecnologías que más presencia tienen en el mix nacional son la renovable y la nuclear, que representan casi el total de generación. Cabe destacar el aumento de la energía solar fotovoltaica en un 16,2 % en el año 2023. La Figura 14 muestra la distribución de energías en el año 2023.

La categoría "Resto renovables" incluye la energía negociada por las tecnologías renovables de cogeneración, residuos, biomasa, geotérmica y minihidráulica.

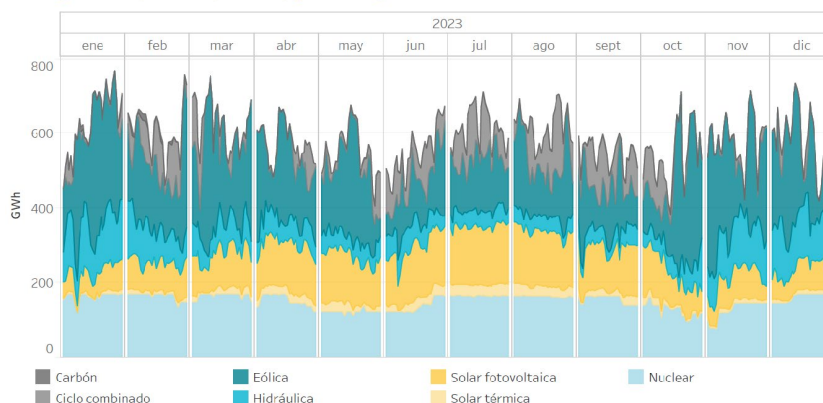


Figura 14. Energía por tecnologías en el programa diario de base de funcionamiento (PDBF). Fuente OMIE [2]

En precio marginal ha venido marcado por horas en el siguiente orden, hidráulica, ciclos combinados y las tecnologías de biomasa, cogeneración y residuos. En la Figura 15 se muestra la distribución por cada tecnología.

El año anterior aparece más grueso y de color más claro en el fondo del gráfico.

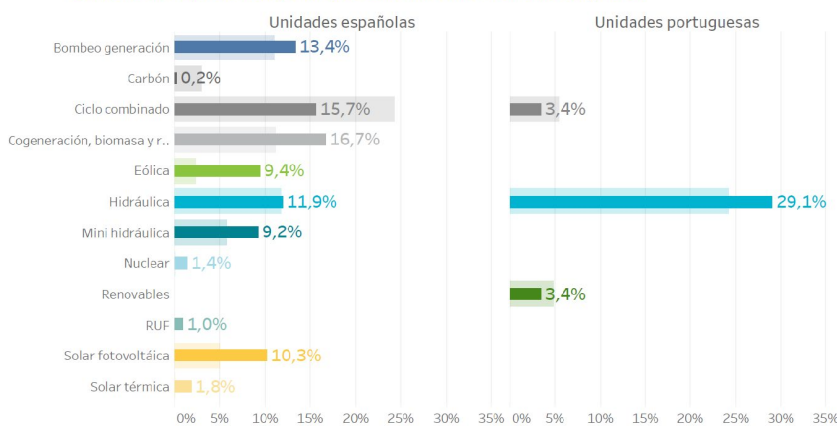


Figura 15. Porcentaje de horas en las que marca el precio cada tecnología. Fuente OMIE [2]

Los intercambios internacionales en relación con el año 2022 fueron más equilibrados entre importación y exportación, con respecto al año 2022 que fue netamente exportador. Con Marruecos, en cambio, el saldo de energía fue netamente exportador. Los datos pueden observarse en la Figura 16.

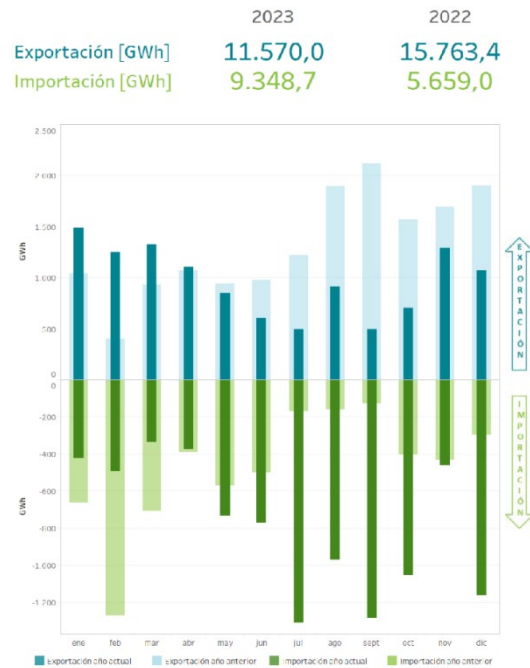


Figura 16. Energía total de importación y exportación. Fuente OMIE [2]

La tendencia en el mercado intradiario continuo es estable en la negociación a lo largo del año 2023. Por tanto, es una herramienta flexible y eficiente, que permite a los agentes poder ajustar las programaciones de cada unidad hasta una hora anterior a la entrega energética real, con ello se consiguen reducir drásticamente los desajustes y los costes derivados de ellos.

También se confirma que, para las tecnologías renovables, con especial foco en la energía eólica, este mercado es altamente relevante ya que permite realizar los ajustes hasta la última hora de negociación antes de la entrega de la energía. Para la negociación se alcanzó un récord de 1.047,9 GW en el mercado intradiario continuo en marzo de 2023, con una tendencia claramente alcista. Las Figuras 17, 18 y 19, muestran la energía mensual negociada, la comparación con las subastas y los precios en el mercado intradiario continuo.



Figura 17. Energía mensual negociada en el mercado intradiario continuo. Fuente OMIE [2]

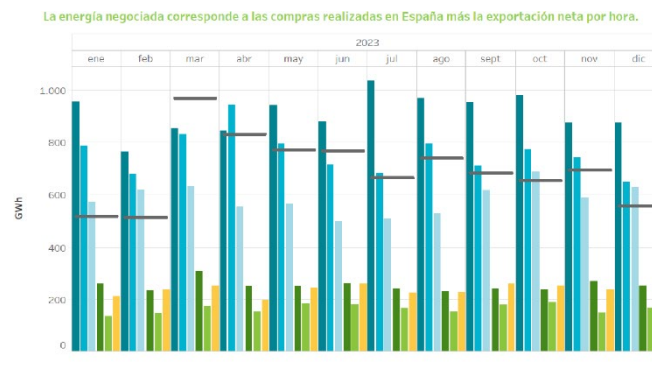


Figura 18. Energía negociada en el mercado intradiario continuo comprado con las sesiones de subastas. Fuente OMIE [2]

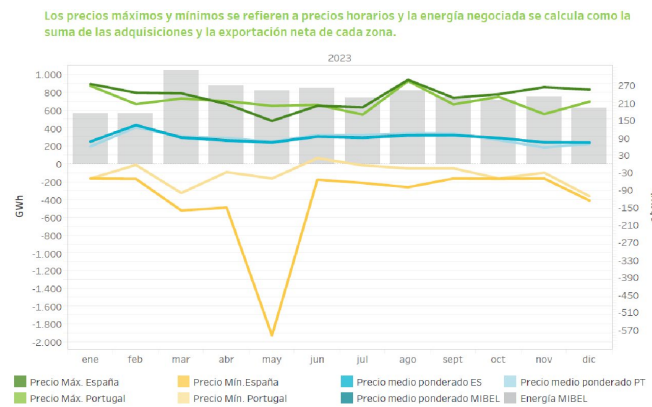


Figura 19. Precios y energías en el mercado intradiario continuo. Fuente OMIE [2]

Continuando con el mercado intradiario continuo europeo, cabe decir que este negocia 25 países, con una gestión de 14 operadores del mercado asignados. Es destacable que solo 4 operadores coordinan el mercado intradiario continuo europeo, uno de ellos es el operador español OMIE. En relación con los intercambios internacionales, destaca el equilibrio entre importación y exportación. Pero en el mercado intradiario continuo se realiza una negociación mayor en el sentido exportador, siempre que la capacidad comercial de las interconexiones lo permita.

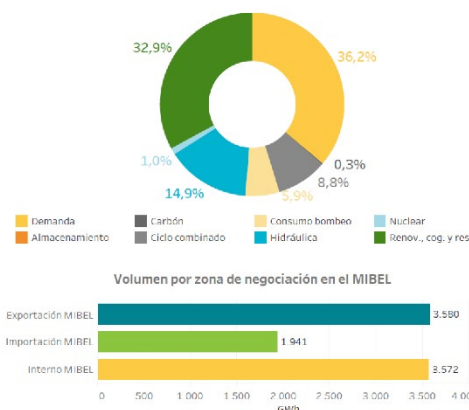


Figura 19. Tecnologías en el Programa Intradiario Básico de Casación Incremental Continuo (PIBIC). Fuente OMIE [2]

El volumen económico de compras negociado en los mercados en el año 2023 ascendió a 21.959 millones de €, correspondiendo a un 57,1 % con respecto al año anterior. Se ha registrado un precio medio para la demanda nacional del sistema eléctrico español en el año 2023 ha sido de 100,20 €/MWh, con un descenso del 51,0 % sobre el año 2022.

La cantidad económica negociada en los intercambios con Francia fue de 960 millones de € para las importaciones 1.010 millones de €, reduciéndose un 13,8 % y un 60,7 % con respecto al año anterior. Con Marruecos se han negociado 36 millones de € para importación y 196 millones de €, lo que supone una reducción de 32,1 % y 46,2 % respectivamente con respecto al 2022.

5 . Revisión técnica de la normativa

En el contexto europeo, durante el año 2023 se avanzó en el desarrollo de piezas legislativas enmarcadas dentro del pacto verde europeo y el paquete Fit for 55. Entre las que cabe resaltar.

- Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, con fecha 18 de octubre de 2023, que modifica la Directiva 2018/2001 en lo que concierne a la promoción de la energía generada con fuentes renovables. En esta directiva se incrementa el objetivo global fijado de penetración de las renovables hasta un 42,5 % para el año 2030.
- Directiva (UE) 2023/1791, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, con relación a la eficiencia energética. Como principio fundamental se fija “primero, la eficiencia energética” para la política energética de la UE, que dota por primera vez de entidad jurídica y eleva el objetivo de la eficiencia energética, fijándose como vinculante a nivel europeo de forma que se garantice una reducción de forma complementaria del 11,8 % para el consumo energético en 2030, comparándolo con los objetivos de referencia fijados en 2020.
- Reglamento (UE) 2023/956, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 10 de mayo de 2023, por el que se fija el mecanismo para el ajuste en frontera por carbono. El objetivo fundamental es marcar las condiciones necesarias para una competencia equitativa para los productores europeos, y de países terceros, a través de un precio para el carbono en determinados productos como es la electricidad.

Cabe destacar otra gran novedad en el año 2023, como es la publicación por la Comisión Europea, con fecha 29 de noviembre del 2023, de la Comunicación que atañe al Plan de Acción de la UE en relación con las redes eléctricas denominado Grids, the missing link – An EU Action Plan for Grids. En esta comunicación la autoridad europea pretende situar a las redes eléctricas como prioridad fundamental y de esta forma sentar las bases para su desarrollo y ampliación. La Comisión Europea estima que el monto total necesario para este plan alcanza los 584000 millones de €.

El Parlamento Europeo y el Consejo, el día 14 de diciembre de 2023, llegaron al acuerdo para reformar el Mercado Interior de la Electricidad, que todavía está pendiente de publicación. Este acuerdo tiene como objetivo reformar el mercado para hacer que los precios de la electricidad sean menos dependientes de la volatilidad que presentan los combustibles fósiles, de forma que se proteja a los consumidores de las fuertes subidas de precios y promover de forma rápida la implantación de energías renovables.

El Consejo prorrogó una gran parte de las medidas incluidas en el Reglamento (UE) 2022/2577, aprobadas como consecuencia de la invasión rusa de Ucrania. Todo ello se desarrolla en el Reglamento (UE) 2024/223 del Consejo, de 22 de diciembre de 2023, que modifica el Reglamento anterior, y que pretende dar un impulso en la implantación de energías renovables.

Las novedades regulatorias a nivel nacional en el año 2023 estuvieron marcadas por la disolución de las Cortes Generales el 30 de mayo y el adelanto electoral consecuente, que hizo que durante una parte del año la actividad legislativa quedará limitada.

La normativa de urgencia siguió su proceso de publicación, pero de manera más reducida que en el año 2022. Esta normativa tiene como objetivo paliar la crisis energética derivada de la invasión rusa de Ucrania. Como normativa más importante se tiene.

- Real Decreto-Ley 5/2023, de 28 de junio, que adopta y prórroga ciertas medidas de respuesta

a los problemas económicos y sociales derivados de la guerra de Ucrania, apoyo a la reconstrucción de la isla de la Palma y otras situaciones de vulnerabilidad. En el Real Decreto se incluyen modificaciones en diferentes partes de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y del Real Decreto 184/2022, que regula la actividad de prestación de servicios para la recarga energética de vehículos eléctricos, que eleva la potencia de las instalaciones de recarga eléctricas con autorizaciones administrativas y la declaración de utilidad pública a 3 MW. Adicionalmente, se modifica la Ley 24/2013 que regula las “comunidades de energías renovables” y las “comunidades ciudadanas de energía”.

- Real Decreto-Ley 8/2023, de 27 de diciembre, que adopta medidas necesarias para paliar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos de Ucrania y Oriente Próximo, y de las consecuencias de la sequía. Se prorrogan las medidas temporales que tenían como vencimiento de vigencia el 31 de diciembre de 2023, como son la fiscalidad reducida en la electricidad y las medidas sociales asociadas al bono social. También se modifica el Real Decreto 1183/2020, para acceso y conexión, regulación de los permisos de acceso y conexión que incentiven la demanda de electricidad, el incremento en el plazo de algunos hitos administrativos a cumplir por los promotores de energías renovables. Así, como la inclusión de criterios no económicos para las subastas del Régimen Económico de energías renovables.

La planificación eléctrica fue objeto también de novedades relevantes, después de la publicación de la Orden TED/1375/2023, de 21 de diciembre, en la que comienza el procedimiento para realizar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica en el horizonte 2030. Con esta Orden el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico da comienzo al procedimiento para diseñar la planificación eléctrica en el periodo 2025-2030, a partir del escenario previsto en la actualización PNIEC 2023-2030. Relativo a la planificación, el Ministerio publicó a trámite de audiencia pública la modificación de aspectos puntuales del Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica en los años 2021-2026, que contiene inversiones para facilitar la realización de proyectos estratégicos relativos a la descarbonización de la industrial, la integración de energías renovables, apoyo a la cadena de materiales y tecnologías fundamentales para la transición verde.

Otra tecnología que presentó grandes novedades en el año 2023 fue la eólica marina a través de la publicación del Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, que aprueba los planes para la organización del espacio marítimo para las cinco demarcaciones marítimas. Es un documento fundamental para alcanzar los objetivos fijados en la hoja de ruta de la energía eólica marina, y poder lograr una potencia instalada de 3 GW en el año 2030, alcanzando de esta forma un aprovechamiento óptimo del espacio marítimo.

Otras normas de gran importancia en el sector se publicaron en el año 2023, como fue el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, que modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que fija el método de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica para disminuir la volatilidad. Y el Real Decreto 444/2023, de 13 de junio, que modifica el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, que desarrolla el Estatuto de los consumidores electro intensivos.

También tuvieron cabida documentos no normativos, como el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, cuyo borrador fue aprobado por el Consejo de ministros el día 27 de junio, a la vez que se sacaba a consulta pública. Como dato fundamental se eleva la penetración de las energías renovables hasta el 81 % de la generación eléctrica, y sobre la utilización de la energía el 48 %. Adicionalmente, incluye 19 GW para instalaciones de autoconsumo y 11 GW de electrolizadores.

6 . Referencias

- [1] Red Eléctrica de España. Informe del Sistema Eléctrico. Informe resumen de energías renovables 2023. https://www.sistemaelectricoree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf
- [2] OMIE. Evolución del mercado de electricidad, informe 2023. <https://www.omie.es/sites/default/files/2024-02/Informe%20Anual%202023%20ES.pdf>

El sistema eléctrico y las energías renovables en Argentina: evolución y estado actual

Federico M. Serra^{1*} y Guillermo L. Magaldi¹

¹ Laboratorio de Control Automático (LCA), Facultad de Ingeniería y Ciencias Agropecuarias, Universidad Nacional de San Luis. Villa Mercedes 5730, San Luis, Argentina

* Correspondence: fmserra@unsl.edu.ar

1. Resumen

Este capítulo ofrece un análisis exhaustivo de la evolución y el estado actual del sistema eléctrico y las energías renovables en Argentina. Se examina el impacto ambiental derivado del creciente consumo de energía eléctrica a lo largo de los años y se analiza la transformación de la matriz energética tanto a nivel global como local. El texto destaca las ventajas de la generación distribuida mediante fuentes renovables y la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía. Además, se aborda el concepto de microrredes y redes inteligentes, y se presenta un panorama detallado de la situación actual de las energías renovables, los sistemas de almacenamiento y las microrredes en Argentina.

2. Abstract

This chapter presents an exhaustive analysis of the evolution and current state of the electric system and renewable energies in Argentina. It examines the environmental impact resulting from the growing energy consumption over the years and provides an analysis of the transformation of the energy matrix both locally and globally. The advantages of distributed generation using renewable energy sources and energy storage systems are highlighted. Additionally, the concepts of microgrids and smart-grids are introduced, and a detailed overview of the current situation of renewable energies, storage systems, and microgrids in Argentina is provided.

3. Problemática energética en el mundo y en la región

La energía ha sido siempre en todas sus formas indispensable para la vida cotidiana, desde su rol en el crecimiento económico e industrial, facilitando los avances en salud y educación, hasta la lucha contra el cambio climático y la erradicación de la pobreza.

Si nos detenemos a pensar, el ser humano tiene interacción constante con sistemas energéticos que van desde los alimentos que le proporcionan energía para moverse hasta la utilización de diferentes tipos de equipos y dispositivos accionados por las más variadas formas de energía.

En las últimas décadas el consumo de energía a nivel mundial ha mostrado un incremento sostenido que ronda el 2% anual entre los años 2000 y 2018, en el año 2019 dicho incremento fue de 0,6% debido a un contexto de desaceleración económica que incluso se vio afectado por la pandemia COVID-19 en el año 2020. A partir del 2022 continuó creciendo a un ritmo del 2,1% anual, superior a la tasa promedio del 1,4% de la década anterior (2010-2021).

Este aumento en el consumo de energía por parte de la humanidad ha generado un impacto negativo sobre el medioambiente produciendo emisiones de gases de efecto invernadero y agotamiento de combustibles fósiles los cuales incrementan la temperatura del planeta, producen contaminación ambiental y generación de residuos, entre otros efectos indeseados.

En el mundo, el sector industrial es el que presenta un mayor porcentaje de consumo de energía, 37% aproximadamente, seguido del sector de transporte con un 29% y el residencial con el 21%. El resto de la energía se consume en el sector comercial, agrícola y otras actividades menos influyentes.

Entre los diferentes tipos de energía que son utilizadas para satisfacer las necesidades de la humanidad, la energía eléctrica es la que ha mostrado mayor relevancia a lo largo del tiempo. En la actualidad la energía eléctrica es utilizada para iluminación, fuerza motriz, calentamiento, enfriamiento, entre otras muchas aplicaciones; sin embargo, en contraposición a sus numerosas ventajas, presenta el inconveniente de que es necesario producirla para que pueda ser aprovechada.

En relación con la energía eléctrica, su consumo alrededor del mundo ha crecido históricamente a un ritmo promedio del 3% anual y se esperan incrementos adicionales del 1,9% para 2024. En la actualidad se consumen alrededor de 25.000 TWh¹ de energía eléctrica alrededor del mundo, observándose una duplicación del consumo en los últimos treinta años, tal como se puede apreciar en la Figura 1.

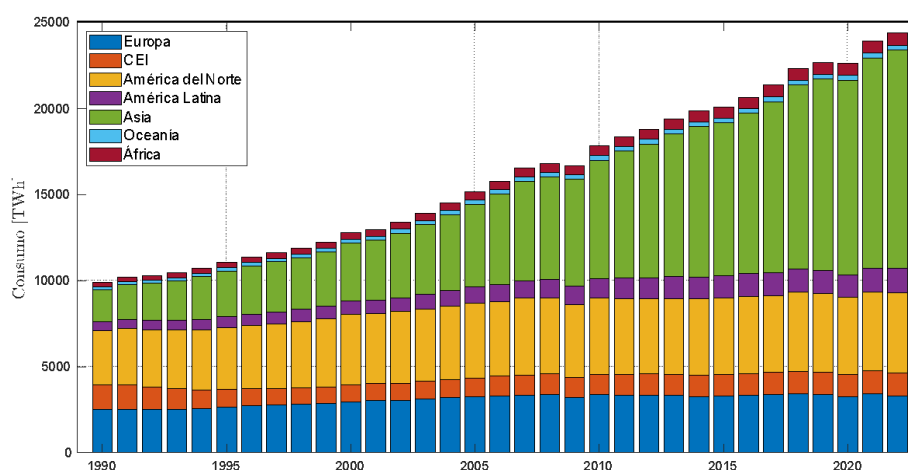


Figura 1. Consumo de energía eléctrica a nivel mundial y por región [16].

En Argentina, y en sintonía con los datos expuestos a nivel mundial, la demanda de energía eléctrica ha mostrado también un crecimiento sostenido en los últimos años. En 2022 la demanda total de energía eléctrica fue de alrededor de 137.400 GWh² con una distribución que correspondió en el 45,5% al sector residencial, el 27,8% al comercial y el 26,7% al industrial. Cabe aclarar que por razones debidas a la pandemia COVID-19 en el 2020-2021 la demanda del sector industrial cayó un 11% respecto a años anteriores. Sin embargo, en promedio la mayor demanda de energía eléctrica en años normales, y así lo demuestran tendencias actuales, se da por lo general en el sector residencial seguido de los sectores industrial y comercial.

A nivel regional, el consumo de energía eléctrica en Argentina se distribuye tal como se muestra en la Tabla I, según datos suministrados en el año 2022. La región del gran Buenos Aires presenta una demanda casi del 40% del total del consumo del país, debido a su diferencia demográfica respecto al resto de las regiones. En el caso de la provincia de San Luis, está conforma junto a Córdoba la región Centro con un consumo anual que ronda el 9%. En rasgos generales, en el año 2022, la demanda de energía se incrementó un 3,6% respecto del año 2021.

Tabla I. Distribución del consumo de energía eléctrica en Argentina (año 2022) [14].

Región	Energía [GWh]	Participación
Gran Buenos Aires (GBA)	51931	37,4%

¹ TWh (Tera Watt hora). El Watt hora (Wh) es una medida de la energía eléctrica y equivale a 3600 Joule. Tera es un prefijo del Sistema Internacional que indica un factor de 10¹², o 1000000000000.

² Giga es un prefijo del Sistema Internacional que indica un factor de 10⁹ o 1000000000.

Litoral (LIT)	16992	12,2%
Buenos Aires	17059	12,3%
Centro (CEN)	12422	9%
Noroeste (NOA)	11300	8,1%
Noreste (NEA)	10013	7,2%
Cuyo (CUY)	8497	6,1%
Patagonia (PAT)	5465	3,9%
Comahue (COM)	5082	3,7%
TOTAL	127306	100,00%

Un aumento en la demanda de energía eléctrica implica mayor necesidad de generación y teniendo en cuenta que la matriz de generación de electricidad³ a nivel mundial está principalmente formada por centrales termoeléctricas, que son contaminantes, se observa una necesidad imperiosa de que esta sea continuamente modificada y proyectada, en parte para evitar efectos nocivos sobre el planeta y además para que pueda ser ampliada adecuadamente para satisfacer las necesidades actuales de consumo. La Tabla II muestra en detalle la distribución de generación de energía eléctrica en TWh a nivel mundial y en la Figura 2 el gráfico correspondiente.

Alineado con políticas mundiales que apuntan a la generación de energía en forma limpia, el sector económico-energético de Argentina se ha enfocado frecuentemente en el impacto sobre el planeta (contaminación ambiental y agotamiento de combustibles fósiles). En la Tabla III se detallan los valores de potencia instalada en Argentina en MW para el año 2023 cuya distribución se muestra en la Figura 3. Se puede observar que a pesar de que la generación actual es predominantemente de tipo térmica, la participación de renovables ha crecido considerablemente en los últimos años, aunque todavía sigue siendo pequeña.

Tabla II. Distribución de generación de energía eléctrica a nivel mundial [11], [12], [16].

Fuente	Energía [TWh]	Participación
Térmica no renovable	16899	62,80%
Hidroeléctrica	4205	15,63%
Térmica renovable	851	3,16%
Solar	718	2,67%
Eólica	1429	5,31%
Geotérmica	11	0,04%
Nuclear	2795	10,39%
TOTAL	26908	100,00%

En conclusión, la matriz energética de generación de electricidad a nivel mundial como también a escala local, debe ser modificada, permitiendo mayor participación de energías renovables para evitar problemas de contaminación ambiental y agotamiento de combustibles fósiles. Sin embargo, esta modificación de la matriz energética no será suficiente, sino que también debe haber un cambio radical en la forma en que la energía se genera, se transmite y se distribuye y esto se puede lograr mediante una modernización del sistema eléctrico actual. No obstante, no se debe olvidar el rol que cumplen los consumidores, ya que de ellos depende que el incremento en la demanda de energía eléctrica no llegue a niveles inmanejables, para lo cual se deben promover cambios de hábito en el

³ La matriz de generación de electricidad indica qué fuentes de energía se utilizan específicamente para generar electricidad.

consumo y la posibilidad de que los propios usuarios sean capaces de aportar (vender) energía, transformándose en los llamados prosumidores.

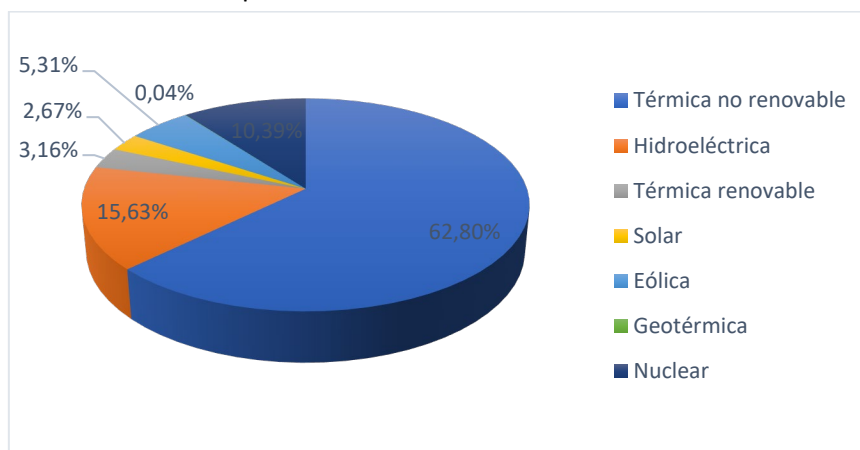


Figura 2. Generación eléctrica a nivel mundial [11], [12], [16].

Tabla III. Potencia instalada en Argentina [14].

Fuente	Potencia instalada [MW] 2022	Potencia instalada [MW] 2023	Participación
Térmica	25275	25437	68%
Hidráulica	10834	10834	25%
Nuclear	1755	1755	4%
Renovables (Eólico, Solar, Biomasa, Biogas, Hidroeléctrica renov.)	5062	5747	13%
TOTAL	42927	43774	100,00%

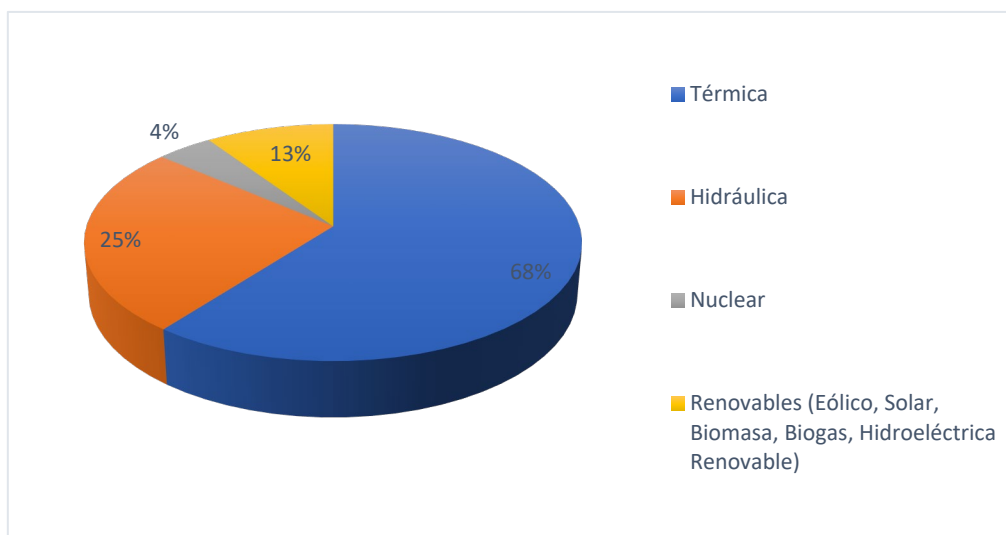


Figura 3. Potencia instalada en Argentina [14].

4 . El sistema eléctrico argentino

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es una estructura a través de la cual la energía generada es distribuida para que pueda ser aprovechada por los usuarios o consumidores finales. El sistema eléctrico de potencia consta de tres etapas principales, generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

La etapa de generación está constituida por las centrales generadoras de energía las cuales, como se ha mencionado anteriormente, producen energía eléctrica a partir de otras formas de energía. Existen diferentes tipos de centrales generadoras, las convencionales e históricamente utilizadas son las térmicas, hidráulicas y nucleares. Estas centrales convencionales tienen la posibilidad de producir energía en grandes cantidades y además pueden operar en forma relativamente constante lo que las hace adecuadas para abastecer gran parte de la demanda. Sin embargo, tienen la desventaja de que en general son contaminantes y están basadas en el consumo de combustibles fósiles, por lo tanto, su utilización supone un impacto negativo para el medioambiente.

La etapa de transmisión, está formada por los tendidos de conductores eléctricos (líneas eléctricas) que permiten transportar la energía desde los centros de generación hasta los consumidores. Es importante destacar que la transmisión se realiza en alta tensión (entre 132000 V y 500000 V) con la finalidad de poder reducir la sección de los conductores y así poder cubrir grandes distancias, mientras que la generación se hace en general, en media tensión (13,200 V). Estas variaciones en los niveles de tensión son posibles gracias a los centros de transformación que tienen por finalidad aumentar o reducir dichos niveles.

Finalmente, se tiene la etapa de distribución de energía, la cual se realiza en niveles de media tensión (13,2 kV o 33 kV). Esta etapa consiste en los tendidos eléctricos que distribuyen la energía en zonas industriales y residenciales que luego, mediante la reducción de tensión adecuada, puede ser utilizada por los usuarios en los formatos monofásico (220 V) o trifásico (380 V).

En la Figura 4 se muestra un esquema del sistema eléctrico de potencia convencional donde se observan las tres etapas que lo conforman.

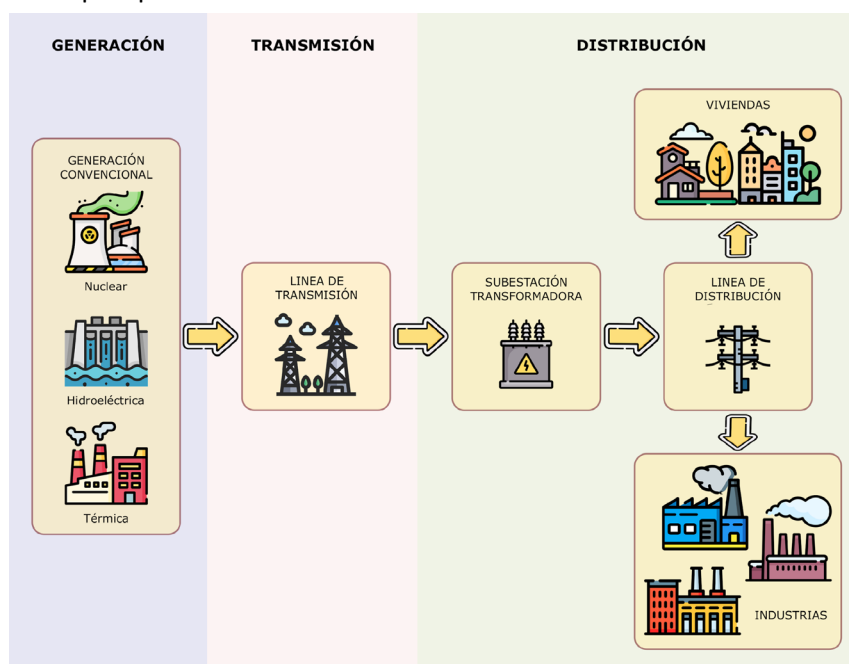


Figura 4. Sistema eléctrico convencional.

Una de las características de este sistema eléctrico convencional es que solo tiene capacidad de flujo de potencia unidireccional, es decir que la energía se transmite desde los centros de generación hasta los consumidores, y no a la inversa. Este esquema, si bien ha funcionado adecuadamente durante varios años, comenzó a presentar inconvenientes a medida que fue creciendo la demanda de energía eléctrica. Entonces, han aparecido dos problemas a solucionar: por un lado, el aumento en la demanda de energía requiere mayor generación y si esta se sigue realizando por medios contaminantes y basados en combustibles fósiles, como se ha mencionado antes, genera un impacto negativo sobre el medioambiente. Por otra parte, mayor energía generada requiere mayor capacidad

de transporte lo que implica aumentar el tamaño del sistema de transmisión de energía, con el consecuente incremento en los costos y la complejidad.

Para solucionar el primero de estos inconvenientes una opción es aumentar la generación incorporando nuevos sistemas basados en energías renovables (granjas eólicas o fotovoltaicas, plantas de biomasa, centrales basadas en energía mareomotriz o undimotriz, entre otras), los cuales no utilizan combustibles fósiles y son fuentes no contaminantes. Esta solución, si bien permite disminuir el impacto negativo con el medio ambiente sigue manteniendo un esquema de generación centralizada. El segundo de los problemas se puede solucionar implementando un esquema de generación distribuido, donde si bien se mantiene parte de la generación centralizada en los puntos de generación, también aparece generación en las etapas de distribución de energía, lo que permite reutilizar, en la mayor medida posible, el sistema de transmisión existente y aumentar también la generación, pero en forma local. Además, este esquema descentralizado requiere de sistemas de almacenamiento de la energía para contrarrestar la variabilidad debida a una mayor participación de fuentes renovables. Otra opción para reducir la intermitencia debida a las fuentes renovables es combinarlas con fuentes convencionales, lo que nos lleva a pensar en la convivencia de ambos tipos de fuentes y sistemas de almacenamiento formando un sistema eléctrico mixto o híbrido, que pueda operar también de forma aislada en caso de falla del sistema eléctrico de potencia.

Este nuevo sistema eléctrico de potencia presenta mayor flexibilidad ya que permite flujo de potencia bidireccional en varias partes del mismo y con esto mayores prestaciones respecto al esquema convencional. Sin embargo, esta mayor flexibilidad también implica mayor complejidad y por lo tanto más necesidad de control del sistema para que pueda funcionar correctamente, ya que en este esquema los usuarios pueden consumir y/o generar energía transformándose, como se mencionó anteriormente, en prosumidores (usuarios que producen y consumen energía). En la Figura 5 se muestra el esquema de la configuración del sistema eléctrico moderno, donde se pueden ver los nuevos elementos que aparecen (energías renovables, almacenadores, vehículos eléctricos), en comparación con el esquema de la Figura 4.

Tanto en el esquema convencional como en el moderno, el balance entre la generación y el consumo se realiza mediante un sistema de control y gestión de la energía que en Argentina lo realiza la empresa CAMMESA, brindando información vital para los operadores del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). En los SEP modernos es de vital importancia gestionar la generación de la energía en función de la demanda y por lo tanto se requiere el procesamiento continuo de datos entre las grandes y medianas empresas generadoras y los consumidores. Estos sistemas de control y gestión procesan una gran cantidad de datos y por lo tanto juegan un papel preponderante para lograr la máxima confiabilidad de operación.

Un párrafo aparte lo requieren los vehículos eléctricos, estos además de ser un medio de movilidad eficiente y no contaminante, forman parte importante del sistema eléctrico moderno. Por un lado, estos vehículos deben conectarse al sistema para cargar sus baterías lo que supone un problema cuando miles de vehículos realizan esta tarea al mismo tiempo. En este aspecto, se están estudiando distintas posibilidades para la interacción vehículo-red eléctrica con el fin de que ésta tenga el mínimo impacto en el sistema. Por otra parte, dicha interacción puede ser aprovechada desde el punto de vista de la red ya que el sistema eléctrico puede utilizar la energía almacenada en los vehículos en los momentos de mayor demanda (el vehículo eléctrico funciona como almacenador) y luego, en los momentos de menor demanda y quizá mayor generación, cargar sus baterías. Este concepto, habilita al usuario del vehículo eléctrico a que pueda reducir los costos de carga mediante la compra de energía a menor precio y realizar la venta a precios mayores en función de la demanda.

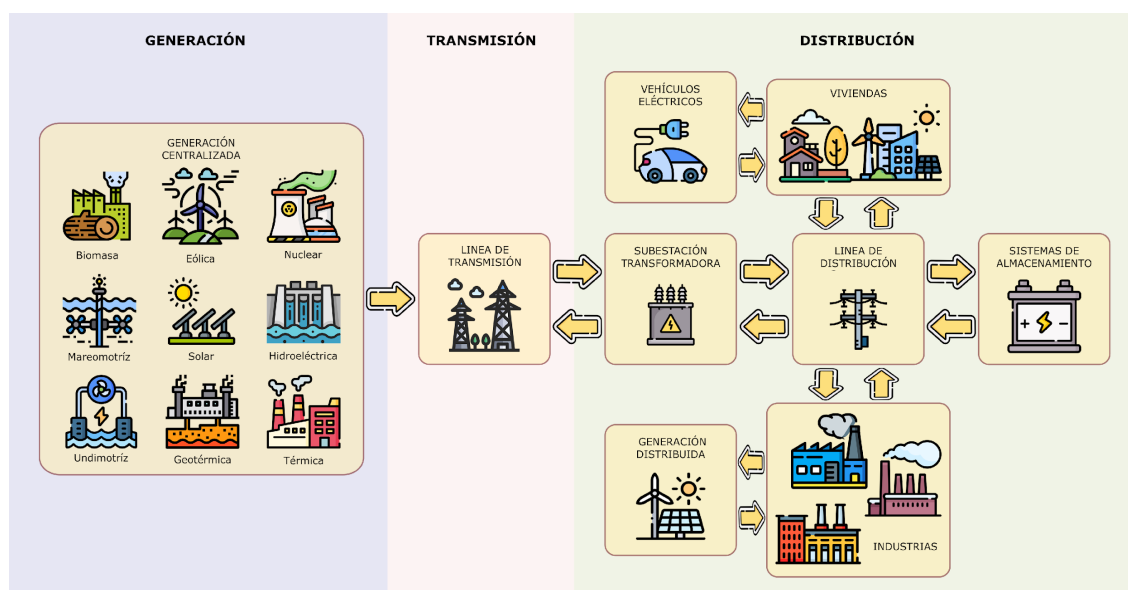


Figura 5. Sistema eléctrico moderno.

5. Energías renovables y sistemas de almacenamiento

Tal como fue descrito en la sección anterior, las fuentes de energía renovable y los sistemas de almacenamiento constituyen elementos clave en el sistema eléctrico de potencia moderno. Las fuentes de energía renovable son sistemas de generación limpios, que tienen un mínimo impacto sobre el medioambiente, sin embargo, en algunas de ellas la generación de energía es intermitente debido principalmente a factores climáticos. Para subsanar este inconveniente, el sistema eléctrico moderno está provisto de sistemas de almacenamiento de energía los cuales tienen por finalidad mitigar las fluctuaciones debidas a la incorporación de este tipo de fuente.

Existen diferentes tipos de fuentes de energía renovables: solar, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica, mareomotriz y undimotriz, entre otras. Estas fuentes de energía se utilizan para generar electricidad mediante diferentes tipos de generadores, siendo las más ampliamente difundidas la energía solar fotovoltaica y la energía eólica.

Dentro de las fuentes renovables utilizadas en Argentina se destacan la biomasa, eólica, hidroeléctrica (menor a 50 MW), solar y en menor medida la proporcionada mediante biodiesel/biogás. Si bien se han fijado metas escalonadas de generación mediante este tipo de fuentes por sobre el total del consumo (Ley 27191 sancionada en 2015), la participación de estas fuentes desde la última década ha crecido exponencialmente hasta alcanzar valores cercanos al 14,3% de la Demanda del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el 2023 y un 14,7% proyectado para 2024. En la Figura 6 se muestra la evolución mencionada donde se observa un aumento en la generación anual incentivada por los programas RENOVAR y el de Mercado a Término (MATER), lanzados para potenciar los objetivos de la ley.

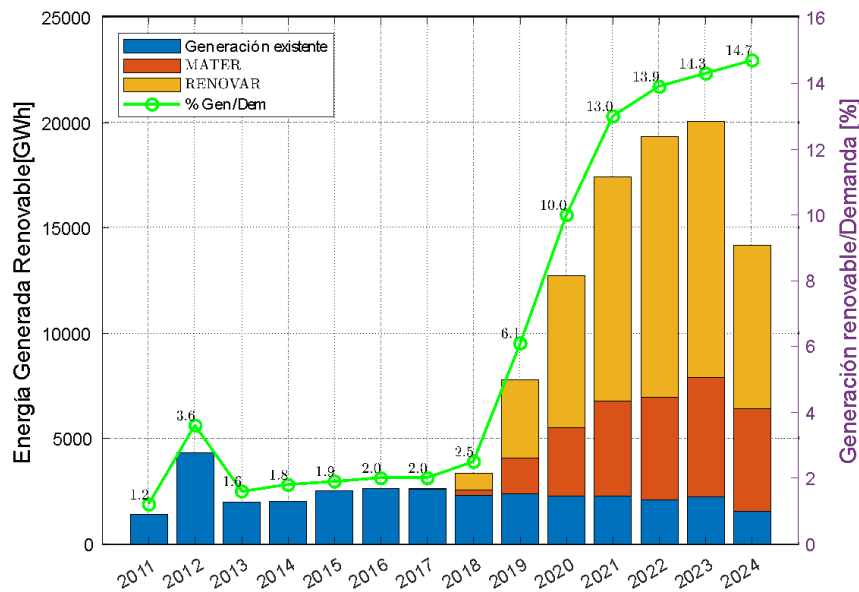


Figura 6. Evolución de la generación renovable en Argentina [13].

Energía solar fotovoltaica

El sol es una fuente inagotable de energía a partir de la cual se puede generar electricidad mediante algún elemento que transforme la energía proveniente del sol en eléctrica. Estos dispositivos son conocidos como paneles fotovoltaicos y funcionan de acuerdo al fenómeno físico conocido como “efecto fotoeléctrico” que consiste en la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica.

Existen diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos (monocristalinos, policristalinos y amorfos) con características que los hacen adecuados para cada tipo de aplicación. Los monocristalinos son los más eficientes, pero a la vez su costo es elevado, mientras que los policristalinos, si bien tienen menor eficiencia, su costo suele ser más reducido.

Los paneles fotovoltaicos, también llamados módulos fotovoltaicos, pueden interconectarse entre sí para lograr los niveles de potencia requeridos por una aplicación particular. Además, la energía proveniente de estos módulos debe ser acondicionada a través de un regulador/convertidor con la finalidad de aprovechar la máxima energía solar disponible para almacenamiento, alimentación de artefactos eléctricos o inyección de esa energía en el sistema eléctrico, dando lugar a sistemas aislados o conectados a la red.

La incorporación de sistemas fotovoltaicos al sistema eléctrico moderno se puede realizar en forma centralizada (en las etapas de generación) a través de parques fotovoltaicos de gran potencia o en forma distribuida a través de generación local en zonas residenciales o industriales, habilitando a los usuarios a formar parte activa en el sistema eléctrico.

En Argentina, se dispone de una más que aceptable radiación solar media en la región Andina desde Jujuy hasta Chubut y en las regiones Pampeanas y del Litoral. Además, se cuenta con capacidad en el desarrollo de la mayor parte de los componentes utilizados en instalaciones fotovoltaicas, por lo cual, este tipo de fuente se destaca como un excelente recurso para generación ya sea en forma centralizada o distribuida.

El uso de esta fuente como recurso distribuido en el SEP Argentino se ha incrementado en la última década a partir de inversiones del sector privado, acentuando su participación junto con la eólica a partir del 2019 gracias a los programas mencionados. Respecto de la demanda energética acumulada para 2024, la generación solar representa casi el 2,4%. La potencia total instalada de tipo

fotovoltaica alcanza actualmente los 1.540 MW, con aportes mayoritarios de sistemas instalados en las regiones Noroeste (838 MW) y Cuyo (565 MW). El parque solar Caucharí, mostrado en la Figura 7, es uno de los Parques solares del NOA de mayor potencia, ubicado en la provincia de Jujuy; suministra una potencia de 315 MW (Caucharí I, II y III de 105 MW cada uno) y opera desde septiembre de 2020. Se espera una ampliación de esta planta hasta los 500 MW en el transcurso de los próximos años.



Figura 7. Parque solar Caucharí en la provincia de Jujuy [15].

Energía eólica

La energía eólica es la energía proveniente del viento y es de las energías renovables la que más ha crecido a nivel mundial, fundamentalmente debido a su capacidad para conformar grandes parques eólicos.

Este tipo de energía se puede transformar en energía eléctrica mediante el uso de un aerogenerador el cual consta de una turbina eólica la cual tiene por finalidad capturar la energía del viento y transformarla en energía mecánica y un conjunto generador eléctrico/convertidor que utiliza la energía mecánica para producir electricidad.

Las turbinas eólicas están disponibles en distintos tamaños y tecnologías siendo las de mayor potencia aquellas que tienen un tamaño más grande. En la actualidad existen turbinas que superan los 150 metros de pala y los 200 metros de altura, con potencias que rondan los 6 MW.

Al igual que en los sistemas fotovoltaicos, los generadores eólicos se pueden agrupar en granjas eólicas para formar parte de los sistemas de generación centralizada (generadores de mayor potencia) o utilizarse como sistemas de generación distribuida o incluso en forma aislada en áreas remotas.

La potencia eólica instalada en Argentina actualmente ronda los 4.050 MW lo cual representa un importante porcentaje de la potencia renovable total instalada en el país. Las regiones donde principalmente se han concentrado los proyectos de mayor potencia corresponden a Buenos Aires (1.691 MW), la Patagonia (1.657 MW) y Centro (302 MW) siendo estas las áreas de mejor aprovechamiento de este recurso en el país. La ejecución de estos proyectos ha sido potenciada por los mismos programas mencionados precedentemente para la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, a diferencia de esta última y respecto de la demanda energética del MEM, la generación eólica representó el 10,3% durante el 2023. En lo que va del 2024 se registran valores generados del 10,6% de la demanda, siendo los parques eólicos que mayor energía han generado el Parque Eólico el

Mataco & San Jorge/Mataco III (239,4 MW), Puerto Madryn II (152 MW) y el Parque de autogeneración Aluar (246 MW), situados estos dos últimos en la ciudad de Puerto Madryn-Chubut (PAT). Comparativamente respecto del resto de los sistemas instalados, estos proyectos lograron superar los 400 GWh de energía en este 2024.

Otros tipos de fuentes de energía renovable

Existen otras fuentes de generación de energía eléctrica basadas en recursos renovables, una de las más utilizadas es la hidroeléctrica de pequeña generación (hasta 50 MW), la cual se considera renovable de acuerdo a la Ley 27191. Este tipo de generación convencional es común en Argentina, así como también en la región, alcanzando un total de 502 MW de potencia instalada principalmente en las regiones Centro y NOA. Sin embargo, los imponentes 10.835 MW de potencia instalada (en instalaciones de más de 50 MW) constituyen un porcentaje importante de la generación renovable total para CAMMESA.

Otras fuentes de generación eléctrica renovable son las basadas en biomasa (bioenergía), las cuales consisten en la producción de biogás a partir de un proceso de descomposición biológica de ciertos residuos. En este caso, el gas producido puede ser utilizado para generar vapor y accionar un generador eléctrico. En Argentina existe una capacidad de potencia instalada actualmente de 281 MW generado a partir del biogás, representando un 0,3% de la demanda del MEM para el 2023, esperando valores cercanos para el 2024.

El estado actual de la potencia instalada por región y tecnología renovable desarrollada en cada una, se muestra en la Tabla IV.

Tabla IV. Potencia instalada por región y tecnología [14].

Región	Eólica (MW)	Fotovoltaica (MW)	Bioenergías (MW)	Hidro (<50 M)	Hidro (>50 M)	Total
NOA	194	838	72	119	101	1324
NEA	0	16	109	0	2745	2870
CUY	0	565	0	185	957	1707
CEN	302	118	38	117	802	1377
LIT	0	0	12	2	945	859
COM	253	7	2	32	4725	5019
PAT	1657	0	0	47	560	2264
BAS+GBA	1691	0	48	0	0	1739
Total	4097	1544	281	502	10835	17259

Sistemas de almacenamiento

En los sistemas eléctricos modernos es necesario el almacenamiento de energía con el fin de disminuir las fluctuaciones debidas a la incorporación de fuentes de energía renovables y así, asegurar la operación estable del sistema. Además, permiten mejorar el desempeño dinámico de la red, almacenando energía en los momentos de menor consumo y utilizándose en los momentos donde la demanda de energía es mayor.

Existen en la actualidad diversos tipos de sistemas de almacenamiento que se basan en tecnología química, mecánica o eléctrica.

Entre los sistemas de almacenamiento basados en tecnología química podemos citar a las baterías, que pueden ser de plomo-ácido, ion de litio o níquel-metal, entre otras, las celdas de combustible y los sistemas de almacenamiento en base a hidrógeno; los sistemas de almacenamiento mecánico pueden ser volantes de inercia, sistemas de aire comprimido o sistemas de bombeo hidráulico y los de tecnología eléctrica son los supercapacitores y los sistemas de almacenamiento magnético.

Con el crecimiento de las energías renovables en los últimos años, y alineado con sus objetivos energéticos de los próximos años, la Secretaría de Energía de Argentina ha lanzado la convocatoria a través de la resolución 906/23 (programa AlmaMDI) tendiente a desarrollar proyectos que tiendan a incorporar, gestionar y financiar sistemas de almacenamiento para optimizar el despacho de generación en el MEM y optimizar la capacidad de los sistemas de transporte, además de agregar servicios de reserva de potencia en el SADI.

Microrredes y redes inteligentes

Una microrred es una estructura o entidad controlable formada por generadores de energía eléctrica distribuidos, sistemas de almacenamiento y cargas o consumos. Esta entidad puede funcionar en forma autónoma, generando energía eléctrica y distribuyendo a los consumidores que forman parte de la misma, o bien, puede estar conectada al sistema eléctrico de potencia y consumir energía de este sistema cuando la demanda de la microrred sea mayor a la energía generada por ella, o aportar energía al sistema cuando la generación propia exceda los niveles de consumo.

El concepto de microrred aislada es de gran relevancia en la actualidad para contribuir a la disminución de la pobreza energética, ya que a través de este tipo de estructuras se puede abastecer de energía eléctrica a comunidades alejadas del sistema eléctrico tales como zonas rurales aisladas, que de otra manera resultaría inviable por razones de costo y disposición geográfica, entre otros.

Por otra parte, las microrredes pueden ser consideradas como unidades que se pueden interconectar al sistema eléctrico con la finalidad de intercambiar energía con otras microrredes o con los sistemas de generación centralizada y con la posibilidad de desconectarse para funcionar en forma aislada en caso de ocurrencia de fallas. Esta interconexión permite incrementar la flexibilidad y eficiencia del sistema lo que contribuye a disminuir la generación convencional con la consecuente reducción del impacto ambiental que este tipo de generación produce.

En la Figura 8 se observa la estructura de una microrred, donde es posible identificar las diferentes unidades que la constituyen, y en la Figura 9 la estructura de interconexión de varias microrredes con el sistema eléctrico de potencia.

Las microrredes pueden ser clasificadas de acuerdo al tipo de corriente eléctrica que se utiliza en el alimentador principal, como microrredes de corriente continua o de corriente alterna, presentando características distintivas que las hacen adecuadas para cada aplicación en particular. Existen otras clasificaciones para las microrredes, las cuales tienen que ver con el tipo de arquitectura que presentan, la polaridad o su modo de operación.

De lo dicho anteriormente, se desprende que para un correcto desempeño de las microrredes son necesarios sistemas de control cada vez más eficientes que actúan en distintos niveles, siendo los niveles más bajos los que se encargan del control de la electrónica asociada a cada unidad de generación o sistema de almacenamiento y los niveles superiores que se encargan de la gestión de la energía, seguridad e interconexión con el sistema eléctrico de potencia, predicción de demanda, entre otras tareas.

Las microrredes, por lo tanto, habilitan al usuario a formar parte del sistema eléctrico siendo este no solo un simple consumidor de energía, sino que también puede actuar como generador o almacenador de energía eléctrica a través de la conexión de sistemas distribuidos o vehículos eléctricos desde su hogar. Esta participación del usuario común en el sistema, requiere un elevado procesamiento de información, además, los propios usuarios se ven en la necesidad de decidir cómo usar (consumir o vender) la energía eléctrica disponible. Lo anterior nos lleva al concepto de red inteligente o Smart-grid que está asociado no solo al procesamiento de energía que se da en una microrred sino también al de la información necesaria para que todo el conjunto pueda funcionar adecuadamente.

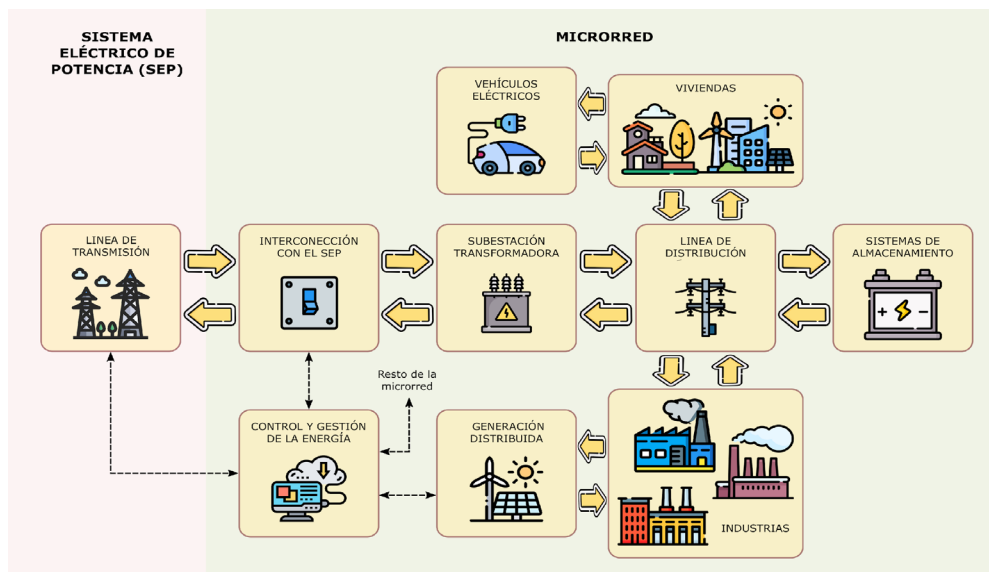


Figura 8. Estructura de una microrred.

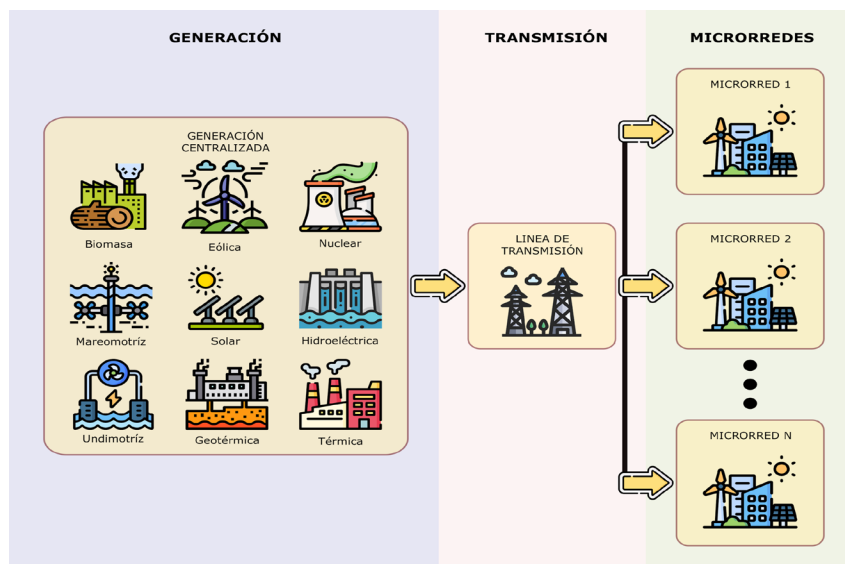


Figura 9. Interconexión de microrredes y el sistema eléctrico de potencia.

6. Conclusión

Se concluye entonces que el sistema eléctrico en Argentina ha mostrado una evolución en los últimos años, en todas las etapas que lo conforman, la generación, la transmisión y la distribución de la energía eléctrica, siguiendo el mismo desarrollo mostrado alrededor del mundo. La incorporación de generación distribuida mediante fuentes de energía renovables en combinación con sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos permitirá en los próximos años mayor participación de los usuarios en el sistema eléctrico, propiciando la implementación de microrredes y redes inteligentes que posibilitarán una mejor distribución de la energía y aumento de la eficiencia de todo el sistema. Estas nuevas estructuras serán fundamentales para lograr la democratización de la energía y reducción de la pobreza energética, mediante su utilización en áreas remotas donde el acceso a las redes eléctricas resulta inviable.

Sin embargo, para que este tipo de tecnologías puedan ser aplicables y aprovechadas a nivel

regional o local, es de suma importancia la participación de toda la sociedad. Desde los gobiernos, con el apoyo a proyectos e iniciativas tendientes a promover uso de energías renovables, vehículos eléctricos, equipos de alta eficiencia, hasta la formación de recursos humanos especializados en estas temáticas, ya sea en aspectos puramente técnicos como también en las cuestiones cualitativas involucradas. Además, la educación en materia ambiental, en todos los niveles, es crucial para lograr cambios de hábito en la forma en que se concibe la energía, desde su generación hasta el consumo.

7. Referencias

- [1]. J. M. Guerrero *et al.*, "Distributed Generation: Toward a New Energy Paradigm," in *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 52-64, March 2010, doi: 10.1109/MIE.2010.935862.
- [2]. J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, J. Miret, M. Castilla and L. G. de Vicuña, "Hierarchical Control of Intelligent Microgrids," in *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 4, pp. 23-29, Dec. 2010, doi: 10.1109/MIE.2010.938720.
- [3]. M. Liserre, T. Sauter and J. Y. Hung, "Future Energy Systems: Integrating Renewable Energy Sources into the Smart Power Grid Through Industrial Electronics," in *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 18-37, March 2010, doi: 10.1109/MIE.2010.935861.
- [4]. T. L. Vandoorn, J. C. Vasquez, J. De Kooning, J. M. Guerrero and L. Vandevelde, "Microgrids: Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies," in *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 7, no. 4, pp. 42-55, Dec. 2013, doi: 10.1109/MIE.2013.2279306.
- [5]. E. Rodríguez-Díaz, J. C. Vasquez and J. M. Guerrero, "Intelligent DC Homes in Future Sustainable Energy Systems: When efficiency and intelligence work together," in *IEEE Consumer Electronics Magazine*, vol. 5, no. 1, pp. 74-80, Jan. 2016, doi: 10.1109/MCE.2015.2484699.
- [6]. Md Alamgir Hossain, Hemanshu Roy Pota, Md Jahangir Hossain, Frede Blaabjerg, "Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 109, 2019, Pages 160-186, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.038>.
- [7]. O. D. Montoya, F. M. Serra, C. H. De Angelo, "On the Efficiency in Electrical Networks with AC and DC Operation Technologies: A Comparative Study at the Distribution Stage," *Electronics*. 2020; 9(9):1352. <https://doi.org/10.3390/electronics9091352>
- [8]. Peter Tunbridge, "ARGENTINA: La transición energética de Argentina produce resultados alentadores, pero corre el riesgo de detenerse tal como comenzó," *Global Electricity Review 2021 Perfil G20*. Marzo de 2021
- [9]. Pérez Urdiales, María; Yépez-García, Ariel; Tolmasquim, Mauricio; Alatorre, Claudio; Rasteletti, Alejandro; Stampini, Marco; Carvalho Metanias Hallack, Michelle, "El papel de la transición energética en la recuperación sostenible de América Latina y el Caribe," *Banco Interamericano de Desarrollo* 2021. <http://dx.doi.org/10.18235/0003214>
- [10]. Fundación YPF, "Energía para aprender: un recorrido por el mundo de la energía. - 1a edición para el alumno," Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Fundación YPF, 2017. ISBN 978-987-4153-08-1
- [11]. IEA (2021), *World Energy Outlook 2021*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- [12]. IEA (2021), *Global Energy Review: CO2 Emissions in 2020*, IEA, Paris <https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020>
- [13]. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/publicaciones>
- [14]. <https://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- [15]. <https://portalsolar.com.ar>
- [16]. <https://datos.enerdata.net>

Retos y oportunidades para la transición energética justa en Colombia

Maximiliano Bueno López^{1,*}, Julián Andrés Andela² y Andrea Enríquez Zuñiga³

¹ Department of Electrical Technology, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira 660003, Colombia

² Doctorado en Ciencias de la Electrónica, Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad del Cauca, Popayán, Colombia

³ Ingeniero en Automática Industrial, Universidad del Cauca, Popayán, Colombia

* Correspondence: m.bueno3@utp.edu.co

1. Resumen

En los últimos años en Colombia el término Transición Energética Justa (TEJ) ha venido tomando fuerza y esto se ve reflejado no solo en los indicadores oficiales como el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) y la inclusión de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), sino en la misma percepción de la población que hoy en día habla con mayor propiedad de la energía y conoce en mayor detalle cómo funciona este sector. La TEJ ha involucrado a los grandes centros poblados, aquellos que tienen un servicio de electricidad continuo y de buena calidad; y también a aquellas regiones donde el Sistema Interconectado Nacional (SIN) nunca ha llegado y el acceso a cualquier tipo de energía se considera un lujo.

Teniendo en cuenta este entorno, en Colombia se han visto grandes esfuerzos por aumentar la generación de energía a partir de FNCER, y para esto se hace necesario también modernizar el sistema de transmisión nacional y buscar programas que permitan aumentar la cobertura del servicio. Una de las propuestas más prometedoras implementada en el nuevo plan de desarrollo colombiano es la adopción del modelo de comunidades energéticas. Estas comunidades se caracterizan por su capacidad de generar, almacenar y distribuir energía renovable de manera colaborativa y descentralizada, permitiendo a las Zonas No Interconectadas (ZNI) avanzar hacia la autosuficiencia energética y reducir su dependencia de fuentes contaminantes y mejorar a una calidad de vida digna.

En este capítulo se presenta un panorama del sector energético en Colombia, se describe como se han articulado los diferentes actores en el territorio nacional para lograr tener no solo una matriz eléctrica limpia sino también una matriz energética que sea amigable y responsable con el medio ambiente.

2. Abstract

In recent years in Colombia, the term Just Energy Transition (TEJ) has been gaining strength and this is reflected not only in official indicators such as the Electric Energy Coverage Index (ICEE) and the inclusion of Non-Conventional Renewable Energy Sources (FNCER), but also in the perception of the population itself, which nowadays speaks more appropriately about energy and knows in greater detail how this sector works. The TEJ has involved large population centres, those that have a continuous and good quality electricity service; and also, those regions where the National Interconnected System (SIN) has never arrived and access to any type of energy is considered a luxury.

Considering this context, Colombia has made great efforts to increase energy generation from FNCER, and for this it is also necessary to modernize the national transmission system and seek programs to increase service coverage. One of the most promising proposals implemented in the new Colombian development plan is the adoption of the energy community's model. These communities are characterized by their ability to generate, store and distribute renewable energy in a collaborative and decentralized manner, allowing the Non-Interconnected Zones (ZNI) to move towards energy self-sufficiency and reduce their dependence on polluting sources and improve their quality of life.

This chapter presents an overview of the energy sector in Colombia, describing how the different

actors in the national territory have articulated to achieve not only a clean electricity matrix but also an energy matrix that is friendly and responsible with the environment.

3 . Índice de cobertura de servicio en España Transición energética justa (TEJ)

En Colombia, la TEJ ha sido promovida por el Ministerio de Minas y Energía y esta implica la migración planificada y equivalente de una matriz energética que está compuesta mayoritariamente por combustibles fósiles hacia las fuentes de energías renovables y bajas en la emisión de carbono. Por ende, a diferencia de una simple transición tecnológica, la TEJ se enfoca en varios aspectos (sociales, económicos), de los cuales vale la pena mencionar los siguientes:

Participación ciudadana: La TEJ involucra a las comunidades por medio de la toma de decisiones sobre la planificación y ejecución de proyectos energéticos. La toma de decisiones de manera colectiva es considerada una de las necesidades y preferencias más relevantes por parte de las comunidades.

Equidad social: La TEJ busca garantizar los beneficios y las oportunidades que se pueden generar por medio de la nueva economía energética de manera equitativa por todos los sectores de la sociedad. Esto incluye asegurar que las comunidades más vulnerables no se sigan viendo perjudicadas y tengan acceso a una energía limpia, confiable y renovable.

Desarrollo regional sostenible: La TEJ considera las características específicas de cada región y sus capacidades para generar energía renovable. Por medio del desarrollo se busca fomentar proyectos que busquen el beneficio propio de las comunidades (energéticas) locales, con la finalidad de contribuir al desarrollo, la creación de empleo y una economía sostenible.

Legitimidad de los trabajadores: Por medio de la TEJ se busca un trato justo de los trabajadores de las industrias relacionadas con los combustibles fósiles que pueden verse afectados por la transición a energías limpias.

La TEJ es un enfoque global para la transformación del sistema energético, que va más allá de la tecnología y se centra en la equidad, la inclusión social, la protección laboral y el empoderamiento de las comunidades. Es un enfoque necesario para abordar tanto los desafíos climáticos como las necesidades y derechos humanos, creando un camino hacia un futuro energético sostenible y equitativo.

4 . Matriz energética vs Matriz eléctrica

Aunque la fuente primaria para la generación de electricidad en Colombia es el agua, la principal demanda energética del país no es eléctrica, sino que la demandan otros sectores como el transporte y la industria, cuya energía proviene en su mayoría de combustibles fósiles.

Aunque normalmente se repite que “Colombia tiene una matriz energética limpia, eficiente y confiable”, es necesario dar claridad sobre las múltiples formas de energía que existen y mencionar que no solo sobrevivimos con energía eléctrica, sino que existen muchas otras que tienen un alto impacto en el medio ambiente gracias a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Un ejemplo que nos permite entender mejor esta idea es la de los automóviles [1]. Desde sus orígenes hasta la fecha el combustible más utilizado para estos dispositivos se obtiene de derivados del petróleo, pudiendo ser gasolina, diésel o cualquier otra fuente que realiza una conversión de energía química a energía mecánica a través de un motor de combustión interna. Solo hasta finales del siglo pasado se empezó a ver una mayor evolución de los vehículos eléctricos, pero hasta ese momento, por lo menos en Colombia, la electricidad no era importante para unos de los principales sectores económicos del país: el transporte. Es decir, si evaluamos la energía desde el lado del consumidor y

las principales demandas que tiene el país, nos podemos dar cuenta que el consumo de energía eléctrica no es el mayor y que sectores como el transporte y el industrial emplean otros recursos primarios para producir energía y estos no son tan “limpios” como lo hemos pensado [2].

La Figura 1 permite observar la composición de la oferta por energía primaria para Colombia en el 2020

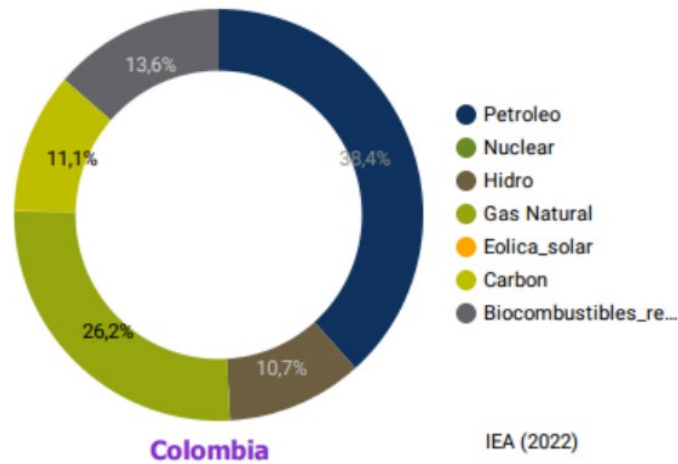


Figura 1. Composición de la oferta por energía primaria para Colombia en el 2022. Fuente: Balance Energético Colombiano-UPME

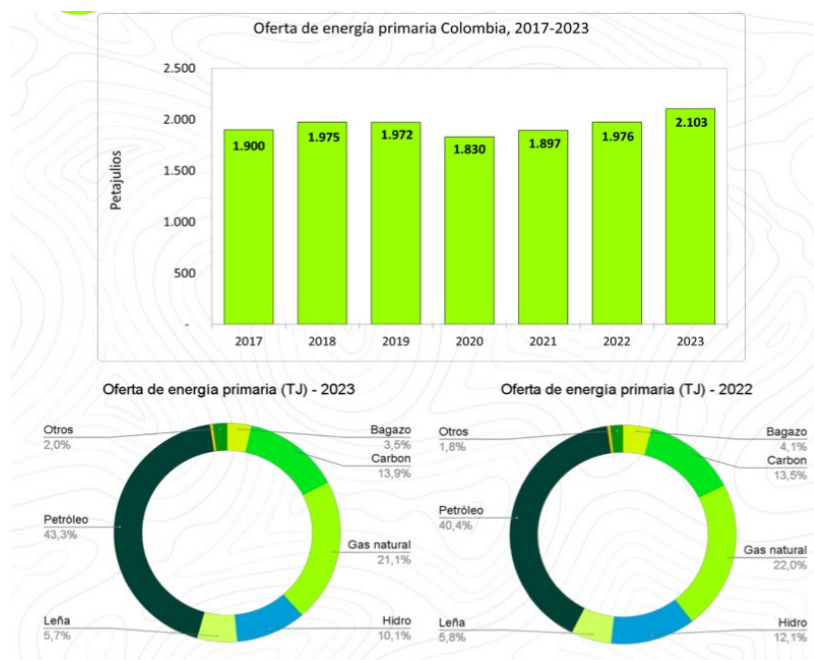


Figura 2. Oferta de energía primaria para Colombia 2022. Fuente: Balance Energético Colombiano-UPME

La matriz eléctrica en Colombia ha tenido cambios en los últimos años y gracias a la articulación de políticas gubernamentales con los diferentes actores del sector se ha visto un aumento significativo de la generación solar ya conectada al SIN y además se han aprobado nuevos proyectos de generación eólica ubicadas en la zona norte del país. El Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), se han articulado y han creado la Estrategia 6 GW, la cual respalda el desarrollo de los proyectos FNCER, articulando a las entidades del gobierno para dar gestión a los trámites y prestando apoyo técnico en cada etapa.

Las principales dificultades en Colombia para la entrada en operación de nuevos proyectos de generación están asociadas principalmente a los trámites ambientales y de consultas previas que se realizan con las comunidades. Para los temas ambientales la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) son las encargadas de emitir los conceptos. En temas de consultas previas es el Ministerio del Interior el que lidera este proceso que busca defender los derechos de participación fundamental para proteger la integridad étnica de los grupos de protección especial.

Para el mes de mayo de 2025 el total de Capacidad Efectiva de Generación de energía eléctrica en Operación en Colombia corresponde a 20.792,52 MW, distribuidos según lo presentado en la Tabla I.

Tabla I. Capacidad Efectiva de Generación de energía eléctrica en Operación en Colombia para mayo de 2025

Tipo de Tecnología	Capacidad
Hidráulica	13,208.4 MW
Térmica	6,093.6 MW
Solar	1,298 MW
Cogeneración	192,5 MW

Además de los proyectos en operación, hay 772,43 MW de proyectos en pruebas los cuales se distribuyen según el tipo de recurso primario mostrado en la Tabla II.

Tabla II. Capacidad Efectiva de Generación de energía eléctrica de proyectos en pruebas en Colombia para mayo de 2025

Tipo de Tecnología	Capacidad
Hidráulica	10.5 MW
Térmica	4 MW
Solar	726 MW
Eólica	31,9 MW

Los proyectos solares y eólicos actualmente en operación y pruebas corresponden a 2.055,9 MW, lo que representa un aumento de 7 veces la capacidad de generación de FNCER desde 2022.

La entrada en operación de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica trae grandes retos al Sistema de Transmisión Nacional (STN). En Colombia el STN es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

El 2024 fue para la UPME el segundo año en toda su historia con más convocatorias adjudicadas para el STN, esto demuestra la intención de tener un sistema que responda a las necesidades de los nuevos proyectos de generación. La modernización del STN no solo representa nuevas líneas de transmisión y subestaciones, sino que también requiere que el sistema esté preparado para los retos técnicos que genera la incorporación de energía solar y eólica a la red, esto gracias a la variación del recurso primario (radiación solar y velocidad del viento). Para afrontar esto se tiene proyectada la inclusión de compensadores síncronos, los cuales en la región solo se encuentran operando en Brasil; Chile ha iniciado también su proceso en este tema. Estos dispositivos permiten la expansión del sistema de forma no convencional y son de rápida implementación.

5 . Contexto de las zonas no interconectadas (ZNI)

Las zonas no interconectadas (ZNI), también conocidas como áreas remotas o aisladas reconocidas en Colombia desde el año 1994 a través de la ley 143 del mismo año en la que se define en su artículo 11º, como aquellas regiones geográficas que no están conectadas o abastecidas por la red eléctrica principal o que tienen una conexión eléctrica limitada dependiente de energías no convencionales. Estas zonas pueden incluir áreas rurales alejadas y áreas montañosas de difícil acceso

y corresponden al 53% del territorio nacional por municipio.

Las primeras zonas que se comprenden como no interconectadas se ubican en los siguientes departamentos de Colombia: Amazonas, Antioquia, Arauca, Caquetá, Casanare, Cauca, Chocó, Guainía, Guaviare, Meta, Nariño, Putumayo, Vaupés, Vichada. La Figura 3 permite observar las ZNI identificadas en Colombia.

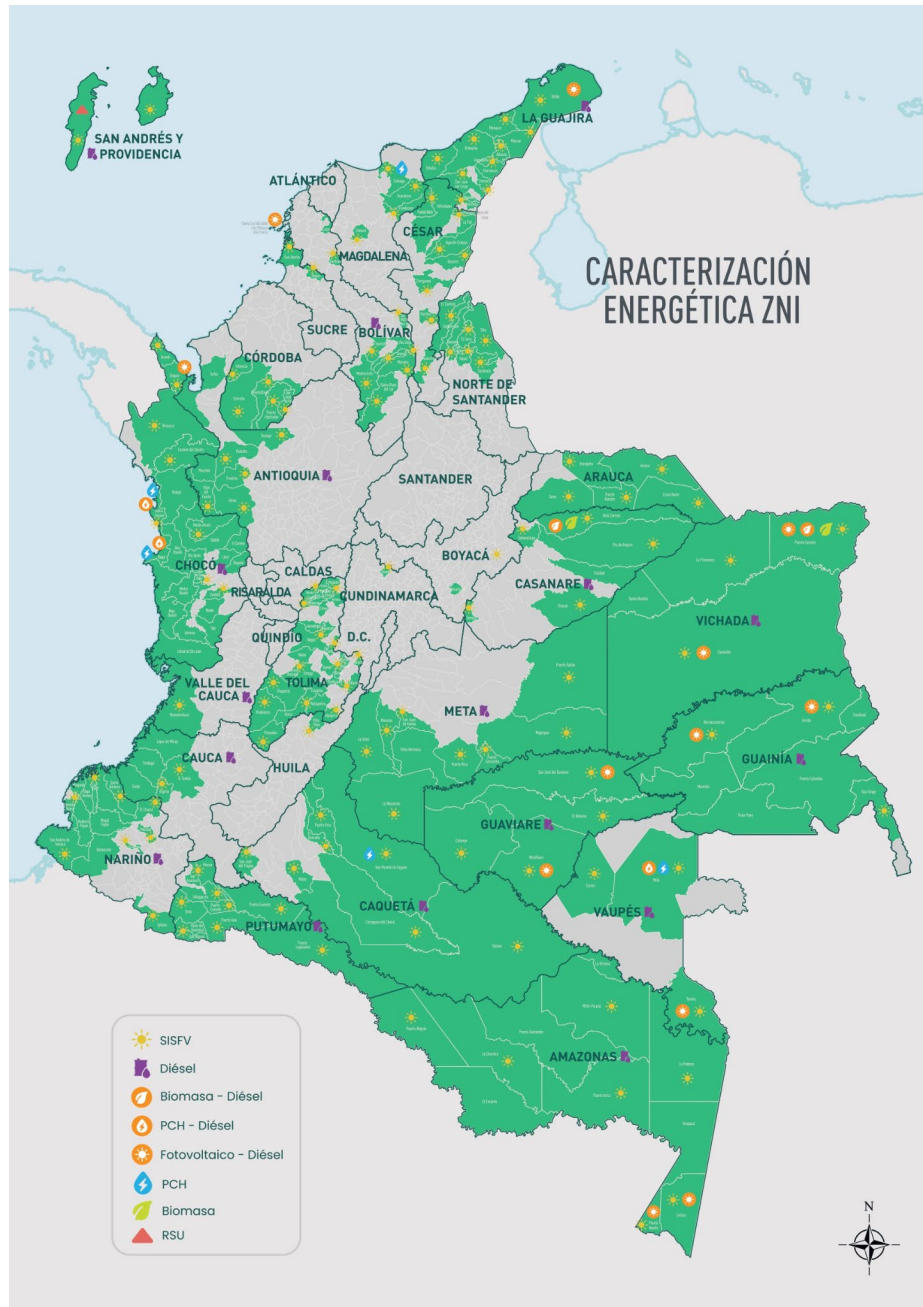


Figura 3. Zonas No interconectadas. Fuente: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas-IPSE

La energía juega un papel fundamental en el desarrollo social de cualquier comunidad, la falta de acceso a la electricidad es uno de los principales desafíos en estas zonas. Las razones detrás de esta falta de interconexión se derivan de la lejanía geográfica, la falta de infraestructura adecuada, los altos

costos de extensión de la red eléctrica convencional, las limitaciones técnicas o los malos manejos económicos por parte del estado.

Las disponibilidades de los servicios energéticos modernos tienen un gran impacto significativo en sectores tan importantes como la salud, educación, seguridad, productividad económica y la calidad de vida en las comunidades.

6 . Las comunidades energéticas en Colombia (CE)

El Contexto de comunidades energéticas (CE) tiene varios antecedentes de tipo contextual y normativo. En los países europeos desde hace un tiempo se viene reconociendo la importancia de los valores democráticos y sociales con respecto a la gestión de los recursos y con una mayor atención en el tema energético. Desde una perspectiva global y de la gestión de organismos multilaterales como las Naciones Unidas, no se debe dejar de lado la formulación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), con base en garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna y la gestión de modelos de transición energética en los cuales las CE tienen un papel fundamental.

Si en Colombia se habla de la transición energética el modelo de CE tiene un papel fundamental, ya que los proyectos comunitarios de energía son la posibilidad de que los movimientos sociales, las comunidades del sector urbano, comunidades campesinas y las comunidades aisladas en las zonas rurales o ZNI, puedan ser actores generadores de energía dentro del marco de una soberanía o modelo energético popular. Con las CE se busca transformar el papel de consumidor pasivo y dependiente, y eliminar la idea de que no es posible producir y gestionar la propia energía.

Con el modelo de CE se busca como objetivo principal el beneficio social, económico y ambiental sin necesidades de estar enfocados en un fin lucrativo, también se proponen algunos pasos que se enfocan en la pre-ejecución del modelo:

- Incentivar el diálogo entre miembros de la comunidad para consolidar el objetivo compartido y lograr una ventaja del conocimiento y la experiencia del grupo para llevar a cabo las iniciativas.
- Reconocer las oportunidades más relevantes para producir y utilizar energías renovables con el fin de expandir sus beneficios.
- Contribuir en el desarrollo de las capacidades técnicas en el tema de energías renovables y financiar el conocimiento necesario para el desarrollo de planes de negocio para las iniciativas energéticas.
- De tratarse de alianzas con organizaciones o entidades, las comunidades deberán aportar en desarrollar una comprensión del contexto, valores y las necesidades locales.

El desarrollo de las CE no es un asunto simple, existen una gran diferencia social y cultural en términos de política nacional muchos factores son índices de la desigualdad en la que se encuentran algunas comunidades de otras.

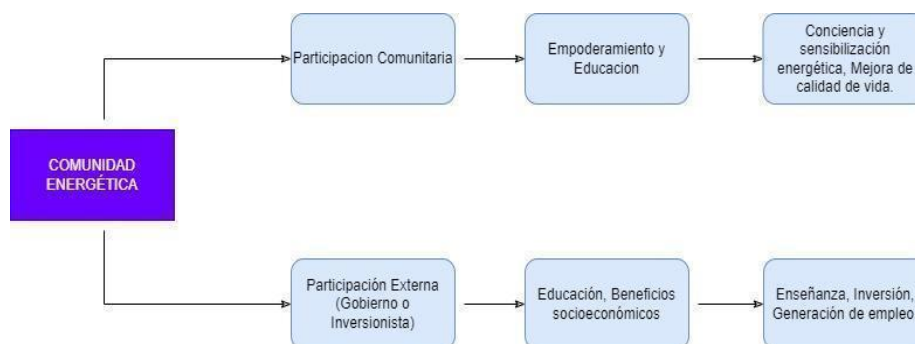


Figura 4. Actores participantes en las comunidades energéticas [Realización propia]

El Ministerio de Minas y Energía en uno de sus documentos “Diálogo Social para definir la hoja de ruta para la Transición Energética menciona a las comunidades energéticas” (2022) como “Prosumidores (productores - Consumidores) de comunidades territoriales, étnicas, rurales, urbanas e industriales”, da como a entender la necesidad de ser comunidades consumidoras coordinando su propia producción. Teniendo en cuenta el Plan de Desarrollo (2022 - 2026) se plantea la gran importancia del rol de las Comunidades con sus propias prácticas, ancestrales y comunitarias de todas las regiones del país, las planificaciones territoriales por medio de la implementación de proyectos de energía limpia, cambio climático e infraestructura social.

7 . Importancia de los proyectos energéticos productivos sostenibles en ZNI

Los proyectos energéticos sostenibles en Colombia siendo implementados en las ZNI son claves en el desarrollo fundamental para el acceso energético, la reducción de la emisión de gases y producción de una independencia energética impulsando el desarrollo local. Este tipo de iniciativas son esenciales para avanzar en el cambio hacia un futuro más sostenible y equitativo con el medio ambiente y el ámbito energético. Los puntos más importantes en este tipo de proyectos son:

- **Independencia Energética:** La mayoría de los proyectos energéticos que son implementados en las ZNI permiten reducir la dependencia de fuentes no convencionales, generando su propia energía renovable con el fin de llegar a una autosuficiencia y generando una menor vulnerabilidad a interrupciones en su suministro energético.
- **Acceso Energético:** EL acceso energético en estas zonas es muy limitado e inexistente, la mayoría de los proyectos energéticos sostenibles, como la energía solar, eólica, biomasa, térmica o mareomotriz entre otras, pueden proporcionar una mayor calidad de vida, educación, salud, promoviendo un gran desarrollo socioeconómico.
- **Innovación Tecnológica:** Los proyectos energéticos sostenibles en las ZNI buscan fomentar la innovación tecnológica en el campo energético renovable. Este tipo de proyectos impulsan la investigación y el desarrollo de soluciones más eficientes y asequibles, ya que por medio de esto se puede tener un mayor impacto positivo en el modelo de comunidades energéticas y las ZNI proporcionando una adopción generalizada de todo tipo de energías limpias a nivel local y mundial.
- **Educación y conciencia ambiental:** Mediante estos proyectos se brindan oportunidades para la educación de las comunidades y la conciencia ambiental. Este tipo de iniciativas permiten a las comunidades aprender sobre la importancia de las energías renovables, el uso de la eficiencia energética, el cambio climático y la protección del medio ambiente y sus costumbres. Mediante estos pasos se puede generar un cambio de mentalidad y empezar a promover la mayoría de las prácticas sostenibles.
- **Impulso a la transición energética en Colombia:** Con estos proyectos no solo se benefician las comunidades o zonas mencionadas, sino que también impulsa y contribuye a la transición energética en todo el país. Este tipo de iniciativas pueden demostrar la viabilidad y la mayoría de los beneficios que tienen las energías renovables, lo que puede inspirar en las regiones del país y ayudar a la adopción de soluciones energéticas sostenibles en todo el país.

8 . Diseño y desarrollo de comunidades energéticas

En las ZNI, donde el acceso a una red eléctrica convencional es limitado o inexistente, se genera la oportunidad de desarrollar o diseñar comunidades energéticas con el fin de desempeñar un rol importante en el suministro de energías sostenibles y confiables. Este tipo de comunidades energéticas, son tipos de soluciones integrales que fusionan las necesidades con el sistema de soluciones integrales que combinan diferentes fuentes de energías renovables, las comunidades

energéticas, tienen como objetivo principal superar los desafíos de acceso energético y ayudar a proporcionar soluciones adaptadas a las necesidades locales. Como se mencionó anteriormente, estas regiones se ubican en áreas remotas, aisladas o zonas rurales.

Su diseño implica una rigurosa evaluación de todo tipo de recurso energético disponible en la zona, en las cuales tenemos las mencionadas anteriormente (solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, térmica, entre otras). Por medio de esta evaluación, se seleccionan las fuentes de energía renovable más apropiadas y se integran con sistemas de almacenamiento. Permite una gestión óptima de la energía y un suministro continuo y estable.

El desarrollo de las comunidades energéticas implica la participación de la comunidad y de los actores locales del proceso, incluyendo la identificación de necesidades específicas energéticas, la creación de capacidades locales, generación de empleo, promoción de educación y concientización sostenible.

En resumen, el diseño y desarrollo de las comunidades energéticas en las ZNI por parte del PERS representa una solución innovadora y sostenible con el fin de satisfacer las necesidades energéticas de las comunidades remotas o aisladas del departamento. Integradas por fuentes de energía renovable, suministros de energía confiable y sostenible. Por medio de la participación de los miembros de la comunidad y actores locales que son esenciales para el éxito de los proyectos con el fin de generar un desarrollo energético inclusivo y participativo.

9 . Integración de las fuentes de energía renovable

Para lograr una integración exitosa de fuentes de energía renovable, se requiere de una evaluación cuidadosa del potencial energético, una planificación y diseño adecuado de los sistemas, una infraestructura conjunta de redes inteligentes, una gestión efectiva a la flexibilidad y respuesta de la demanda que se requiera y un monitoreo continuo, con el fin de lograr generar una matriz energética sostenible. Para poder tener una idea más clara se puede generar una visión en la cual lograr una integración de los puntos expuestos anteriormente, los cuales son:

- Evaluación del potencial renovable: Como parte inicial se realiza una evaluación exhaustiva del potencial renovable con el que cuenta la comunidad o la región, esto implica analizar las características geográficas, climáticas y ambientales para la determinación de las fuentes de energías renovables más viables y disponibles.
- Planeación y diseño del sistema: Cuando se tenga una identificación de las fuentes de energía renovables disponibles, como siguiente paso es importante planear y diseñar un sistema energético que aproveche de manera óptima y eficiente las fuentes. Por medio de combinación de tecnologías renovables (híbridos), o sistemas normales dependiendo de la demanda que se requiera.
- Infraestructura y redes inteligentes: Para una exitosa integración de fuentes de energía renovables se requiere de una infraestructura adecuada y de redes inteligentes de distribución y transmisión de energía, esto puede implicar el desarrollo de parques a menor escala, ya sean solares, térmicos, eólicos, hídricos, etc. La instalación de sistemas de almacenamiento, generar una red eléctrica para facilitar la interconexión y la gestión eficiente de la energía.
- Flexibilidad y respuesta a la demanda: La integración de las fuentes de energía renovable puede beneficiar la flexibilidad de la respuesta en la demanda energética, así como incentivar la participación de los consumidores en la gestión de su consumo y en la adopción de tecnologías. Estas acciones ayudan a equilibrar la generación renovable y la demanda de manera más eficiente.
- Monitoreo y optimización: Por último, es esencial establecer sistemas de monitoreo y seguimiento continuo con el fin de evaluar el rendimiento y la eficiencia de las fuentes

de energías renovables que se integren, identificar oportunidades de mejora, estrategias de gestión y optimización en el funcionamiento del sistema.

10 .Creación de espacios de diálogo y toma de decisiones

La creación de espacios de diálogo, intercambio de conocimiento y toma de decisiones en las comunidades energéticas es esencial para el empoderamiento de los miembros, con el fin de promover la participación y garantizar que los proyectos se adapten a las necesidades y deseos de la comunidad. Por medio de la transparencia, colaboración y la apertura de nuevas ideas es fundamental para la construcción de un enfoque energético sostenible y colectivo.

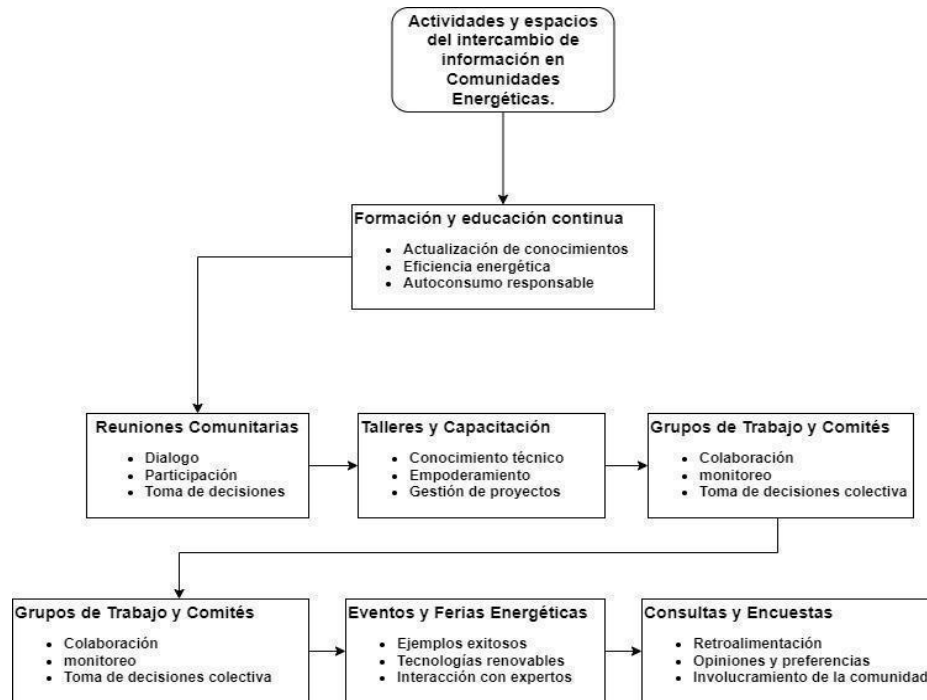


Figura 5. Comunidades Energéticas. [Realización propia]

11 .Proyectos energéticos integrales

Este enfoque comprensivo tiene como objetivo potenciar la productividad en Colombia mediante la optimización estratégica del uso de la energía en diversos sectores. En el ámbito industrial, proponemos la implementación de tecnologías avanzadas, como sistemas de gestión energética, para mejorar la eficiencia operativa y reducir el consumo energético, al tiempo que enfocamos nuestros esfuerzos en fomentar la adopción de energías renovables.

En este sentido, se promueve activamente la integración de fuentes de energía renovable, como solar y eólica, térmica, entre otras, en instalaciones industriales y comerciales. Este enfoque descentralizado no solo minimiza las pérdidas en la transmisión, sino que también promueve la resiliencia y la autosuficiencia energética, contribuyendo así a un panorama más sostenible. En el sector del transporte, abogamos por la electrificación como medio para reducir las emisiones y aumentar la eficiencia. Al incentivar la transición hacia vehículos eléctricos y desarrollar la infraestructura de carga correspondiente, podemos lograr mejoras significativas en la eficiencia energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

La estrategia incluye la exploración de tecnologías en instalaciones industriales, rurales, permitiendo la producción simultánea de electricidad, calor y frío. Esta diversificación en la generación

energética ofrece ventajas significativas en términos de eficiencia y sostenibilidad, alineándose con el compromiso de promover prácticas más respetuosas con el medio ambiente. Para garantizar el éxito a largo plazo, se propone un enfoque integral que va más allá de la tecnología, abarcando la capacitación y concientización de empresas y trabajadores. Se desarrollarán programas educativos que destaquen la importancia de la eficiencia energética y proporcionen las habilidades necesarias para su implementación efectiva.

La colaboración intersectorial y la creación de incentivos fiscales y financieros son componentes esenciales de este concepto. Fomentar la sinergia entre el gobierno, la industria y la sociedad civil permitirá la implementación efectiva de estas iniciativas, mientras que los incentivos brindarán el impulso necesario para la adopción generalizada de prácticas sostenibles.

Este enfoque holístico, enmarcado en la colaboración, la innovación tecnológica y la conciencia colectiva, aspira no solo a aumentar la productividad en Colombia, sino a establecer un paradigma energético más eficiente, basado en energías renovables y la sostenibilidad, que beneficie tanto a la economía como al medio ambiente.

12 .Referencias

- [1] J. P. Trovão, "Electromobility Innovation Trends [Automotive Electronics]," in IEEE Vehicular Technology Magazine, vol. 16, no. 3, pp. 153-161, Sept. 2021, doi: 10.1109/MVT.2021.3091798.
- [2] T. Tello Monroy. (2024, Julio 4). ¿Colombia tiene una de las matrices energéticas más limpias del mundo? [Online]: Disponible: <https://colombiacheck.com/investigaciones/colombia-tiene-una-de-las-matrices-energeticas-mas-limpas-del-mundo>

La transición energética en Cuba: características y breve referencia a estudios preliminares

Miguel Castro Fernández^{1,*}, Miriam Vilaragut Llanes¹, Antonio Martínez García¹, Lázaro Guerra Hernández², Lisner Cruz Sánchez³, Susana Leyva Condeff³

¹ Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, Cujaje, Marianao 11500, Cuba
² Ministerio de Energía y Minas, Centro Habana 10200, Cuba
³ Unión Eléctrica, Centro Habana 10200, Cuba

* Correspondence: mcastro@electrica.cujae.edu.cu (M.C.F)

1. Resumen

Como definición, la transición energética puede considerarse como el conjunto de cambios en los modelos de producción, distribución y consumo de la energía que pueden estar asociados a la estructura del sistema, a las fuentes de energía que lo alimentan, a sus costos, tanto económicos como de otro tipo, o incluso al régimen político-económico en el que tiene lugar el suministro y consumo de energía, caracterizándose en que los sistemas antiguos y los nuevos convivieron durante muchos años, incluso en las mismas regiones, y siempre fueron impulsadas por una mezcla de factores. En el caso cubano, además de la decisión de sustituir la generación eléctrica con combustibles fósiles por fuentes renovables de energía, la transición energética abarca varios ejes como son: matriz eléctrica, sector industrial y de los servicios, sector agroindustrial y de producción de alimentos, sector residencial y gestión local, gestión y eficiencia energética, sector económico-financiero, ciencia e innovación, educación y sensibilización y coordinación y gobernanza. En este capítulo se aborda el análisis sobre los elementos que caracterizan la transición energética en Cuba, partiendo de una breve incursión histórica sobre el desarrollo del sector eléctrico en el país, las barreras actuales existentes y las posibles soluciones a estas barreras, en el marco de dicha transición energética.

2. Abstract

By definition, the energy transition can be considered as the set of changes in the models of production, distribution and consumption of energy that can be associated with the structure of the system, the energy sources that feed it, its costs, both economic and otherwise, or even the political-economic regime in which the supply and consumption of energy takes place, characterized by the fact that the old and new systems coexisted for many years, even in the same regions, and were always driven by a mix of factors. In the Cuban case, in addition to the decision to replace electricity generation with fossil fuels with renewable energy sources, the energy transition covers several axes such as: electricity matrix, industrial and services sector, agro-industrial and food production sector, residential sector and local management, energy management and efficiency, economic-financial sector, science and innovation, education and awareness and coordination and governance. This chapter addresses the analysis of the elements that characterize the energy transition in Cuba, starting with a brief historical overview of the development of the electrical sector in the country, the current barriers that exist and the possible solutions to these barriers, within the framework of said energy transition.

3. Introducción

Un elemento característico de las transiciones energéticas que han ocurrido en la historia de la humanidad, es que fueron muy lentas, y nunca absolutas: los sistemas antiguos y los nuevos convivieron durante muchos años, incluso en las mismas regiones. Otra característica relevante es que las transiciones fueron impulsadas siempre por una mezcla de factores. Así mismo, se han experimentado transiciones energéticas no asociadas a la fuente energética. Por ejemplo, los primeros sistemas eléctricos eran esencialmente locales, para posteriormente, y gracias al

descubrimiento de la corriente alterna, hacerse regionales, mientras también se ha pasado de sistemas de planificación central a otros descentralizados, en distintos grados, y en función del tipo de vector energético.

Muchos autores consideran que el motivo fundamental que impulsa la transición energética actual es la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) causantes del cambio climático. Alcanzar los compromisos adquiridos en las diferentes reuniones que se han celebrado internacionalmente de eliminación o disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero supone básicamente lograr un sistema energético libre de combustibles fósiles, algo que, evidentemente, no puede producirse de forma instantánea, dada la larga vida de muchas de las infraestructuras energéticas. Por ello, los países han planeado diferentes estrategias, de largo plazo, para alcanzarlo. Entre las metas trazadas en esta transición energética actual se destacan, con el objetivo de lograr la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la penetración de fuentes renovables de energía (FRE) y el incremento de la eficiencia energética, como componentes fundamentales del proceso. Por otro lado, los sistemas energéticos del futuro deben ser también resilientes al cambio climático, por lo que habrá fuentes renovables que pudieran ser afectadas por este cambio climático como es la fuente hidráulica, la cual hoy día ya se emplea en varios países como esquema de regulación de las fuentes renovables variables, como la fotovoltaica y la eólica.

El objetivo 7 de la Agenda del Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas hacia el 2030 (los llamados ODS, Objetivos de Desarrollo Sostenible) pretende lograr energía limpia y asequible para todos. Por tanto, no sólo se trata de limpiar, sino también de hacer asequible.

Tal como se planteó anteriormente, la introducción a gran escala de las FRE, sustituyendo los combustibles fósiles, se presenta como pieza esencial para la transición energética. Como es lógico, esta sustitución será, al principio, mucho más empleada en los sistemas eléctricos, en los que la energía hidráulica, solar fotovoltaica, y eólica pueden alcanzar volúmenes importantes. Pero también será necesario introducir las FRE en otros sectores, como el del transporte y la agricultura, por poner otros dos ejemplos, pues son grandes consumidores de energía, fundamentalmente de fuel y diesel, ya sea incorporando FRE en las instalaciones de dichos sectores, o incluso de aplicar fuentes renovables no eléctricas, como son la solar térmica o la biomasa para generar calor, así como otros vectores energéticos como el hidrógeno.

Por otro lado, fundamentar la transición energética sólo en este elemento, las FRE, no es real, pues si no se trabaja hacia mejoras de la eficiencia energética, lo que se logre, por un lado, puede perderse por el otro. Es por esta razón que ambas piezas deben ser evaluadas y aplicadas para llegar a una transición energética adaptada a las condiciones de cada país.

Todo lo anterior hace que, el caso de Cuba, sea especialmente relevante para el estudio de las transiciones energéticas, debido a la trayectoria del sector energético durante el siglo XX y a las tendencias energéticas actuales en el país en esta segunda década del siglo, encontrándose en una posición única para alcanzar una condición de sostenibilidad y sustentabilidad con características propias y bajo condiciones propias de desarrollo económico, pues no debe olvidarse nunca que Cuba ha estado sometida a un bloqueo económico y financiero, recrudescido en los últimos 5 años, que limita extraordinariamente las posibles soluciones en el marco de la transición energética, fomentando respuestas casi únicas a las diferentes situaciones que se le presenta en esta etapa.

4 . Resumen histórico del desarrollo del sistema eléctrico cubano y situación actual.

La República de Cuba es un archipiélago situado en el mar Caribe con una superficie de 109,886 km². Las políticas existentes en el sector eléctrico cubano, antes del triunfo de la Revolución en enero de 1959, podrían caracterizarse por un limitado acceso al servicio eléctrico por parte de la sociedad, con un nivel muy bajo de soluciones internas. Cuba era solo importadora de equipos y tecnologías en

el sector eléctrico [1] desde los Estados Unidos de Norteamérica. En 1844 se inaugura la primera industria eléctrica con la multiplicación de las instalaciones de alumbrado en no pocas ciudades a lo largo de la isla; con las instalaciones de energía eléctrica en algunas industrias como las fábricas de azúcar, cemento y cerveza, así como por el desarrollo del tranvía eléctrico, se acelera la electrificación del país. Para el año 1957, la Empresa Eléctrica de Cuba contaba con una capacidad de generación de energía eléctrica de 361,6 MW, de los cuales 214 MW estaban instalados en el área metropolitana de la capital cubana (Figura 1).

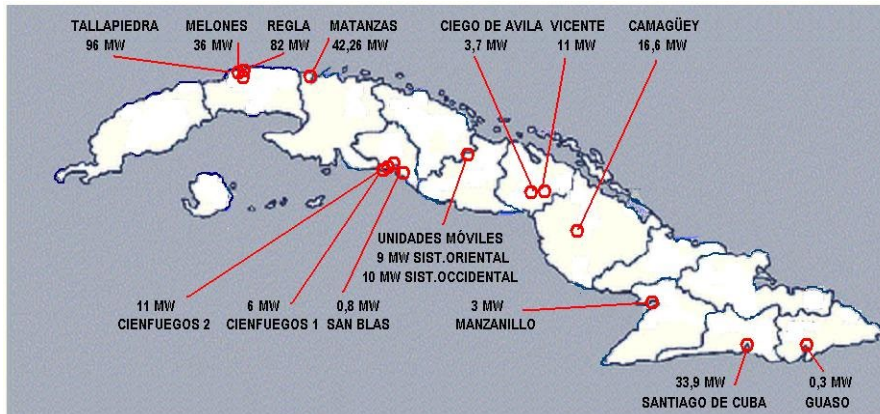


Figura 1. Capacidad de generación de la Empresa Eléctrica de Cuba en 1957. Fuente: Altshuler y González [1]

El sector eléctrico cubano, después del triunfo de la Revolución, tuvo el apoyo del campo socialista que permitió el desarrollo del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), el cual aseguraba las necesidades energéticas de la economía y la población, llevando de una potencia instalada de 361,6 MW, de las cuales el 60 % estaban instalados en el área metropolitana de la capital del país a finales de 1958, a 4048 MW al cierre del 2024 (Figura 2).

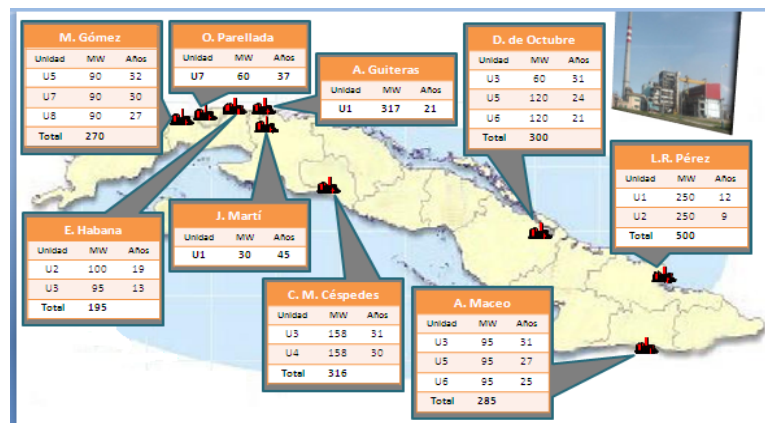


Figura 2. Capacidad instalada en el SEN cubano para el año 2004. Fuente: Unión Eléctrica [2]

Con la caída del campo socialista, la situación del sistema eléctrico nacional comenzó a sufrir la falta de piezas de repuesto, por lo que hubo que pasar a utilizar las reservas nacionales, y la falta de acceso al combustible, llegándose a la etapa del llamado período especial con niveles de apagones nunca vistos en el país, después del triunfo de la Revolución. A partir de ese período, el SEN ha tenido que enfrentar varias etapas de crisis, donde cada una de las etapas ha estado signada por innovaciones de diferentes tipos, de las cuales mucha de la población, aún hoy, no está totalmente clara.

Una primera crisis energética ocurrió en los años 90 del pasado siglo, en el llamado Período Especial, donde pueden señalarse dos innovaciones interesantes que permitieron salir de la mala situación que tuvo, en aquellos instantes el SEN: la primera, la introducción del uso del crudo cubano en la generación de energía del país, y la segunda, con la contratación, por vez primera de un proyecto

tipo BOT con una compañía israelí de energía, la cual introdujo los actuales grupos electrógenos que hoy son la base de la generación en la Isla de la Juventud.

Una segunda crisis energética ocurrió a finales de la primera década de este siglo, que dio lugar a los proyectos que conformaron el proceso de la Revolución Energética, la cual contempló el desarrollo simultáneo de más de 20 programas dirigidos al uso racional de la energía. Se introdujo el concepto de la Generación Distribuida (GD) en el SEN como vía para incrementar la confiabilidad del mismo; como consecuencia de este programa de la GD se instalaron 200 nuevos nodos de generación, lo que supuso un cambio radical en la tipología del sistema eléctrico (Figura 3).



Figura 3. Centrales generadoras de GD en el SEN. Fuente: Castro et al [3]

En ese período también comenzó a evaluarse la necesidad de diversificar las fuentes de generación, con la posible introducción de las Fuentes Renovables de Energía (FRE).

Actualmente, el país se encuentra sumergido en una tercera crisis energética que ya lleva cinco años afectando la economía y a la población cubana, en la cual se han tenido altibajos, siempre en función del combustible posible de importar, de la producción nacional de petróleo crudo y del acceso al mercado internacional de FRE, todos ellos impactados por la falta de financiamiento, del acceso a créditos bancarios y el recrudecimiento del bloqueo de Estados Unidos a Cuba, junto a la inclusión de Cuba en la lista de países que apoyan el terrorismo.

Todos estos factores han agravado el estado técnico actual, tanto de las unidades térmicas como de los grupos de la Generación Distribuida, al no poderse mantener un flujo estable de piezas de repuesto, componentes y partes para la reparación y mantenimiento de dichas instalaciones. Es aquí donde, más que desde el punto de vista de introducir fuentes energéticas menos agresivas con el medio ambiente, la Transición Energética se convierte en una necesidad de supervivencia y aplicación de tres conceptos básicos: eliminar las afectaciones al servicio, a partir de incrementar la capacidad de generación y la eficiencia energética; lograr la independencia energética, contando con una matriz de generación diversificada que priorice la generación con fuentes energéticas nacionales (crudo, gas acompañante y fuentes renovables de energía) reduciendo los costos de generación; y por último, llegar a una matriz de generación menos agresiva, sostenible y sustentable, donde la presencia de las FRE sea predominante, lo cual sería el colofón de la Transición Energética.

5 . La transición energética como concepto y barreras para su implementación

Tal y como se mencionó anteriormente, la transición energética puede considerarse como el conjunto de cambios en los modelos de producción, distribución y consumo de la energía que pueden estar asociados a la estructura del sistema, a las fuentes de energía que lo alimentan, a sus costos, tanto económicos como de otro tipo, o incluso al régimen político-económico en el que tiene lugar el suministro y consumo de energía, caracterizándose en que los sistemas antiguos y los nuevos han

convivido durante muchos años, incluso en las mismas regiones, y siempre fueron impulsadas por una mezcla de factores. Hoy en día, internacionalmente se acepta que el motivo de la transición energética actual se presenta ante la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que están provocando, junto a otras causas, el cambio climático.

Entre las principales barreras que se han identificado y que, a criterio de los autores de este capítulo, de una forma u otra han afectado la transición energética en varias regiones y países, pudieran señalarse:

- Las políticas públicas. Para lograr la transición energética es importante basarse en las recomendaciones y mejores prácticas de organizaciones internacionales como la Agencia Internacional de Energía (AIE) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), las cuales se elaboran a partir de las experiencias internacionales. No obstante, las soluciones que son buenas para un país o región, no tienen que ser buenas para otros países y regiones, por lo que estas políticas deben ser específicas de cada país, considerando sus recursos, sus industrias y sus problemas principales.
- Las cadenas de suministro. Tras la pandemia de la COVID-19, el mundo enfrentó graves interrupciones en las cadenas de suministro que todavía afectan al mercado en la actualidad, y varios proyectos de FRE, particularmente en energía eólica y solar, se retrasaron, o se detuvieron, debido a la incapacidad de las empresas de obtener componentes clave para su desarrollo. En el caso de Cuba, esto se ha incrementado por el tema de la cadena de impagos que se tienen con algunas de las empresas suministradoras, por lo que se han tenido que establecer nuevos modelos de negocio para darle solución a estos problemas.
- La intermitencia o variabilidad de entrega de potencia eléctrica de algunas de las FRE. Las fuentes renovables de energía como la solar y la eólica tienen carácter intermitente (son variables en el tiempo), lo que ha establecido la necesidad de buscar soluciones para lograr que la red eléctrica, a la cual se conecten, reciba un suministro estable de energía durante todo el día y la noche. El uso de baterías asociados a los proyectos de FRE puede no sólo disminuir el llamado vertimiento solar o eólico, sino también asegurar una red eléctrica más estable por las posibilidades de disminuir esas intermitencias, realizar acciones de control y sustituir fuentes de combustibles fósiles en determinados momentos del día.
- Los aún altos costos de la inversión inicial de las FRE. Aun cuando la energía eólica y solar han caído exponencialmente en los últimos años, otras fuentes renovables aún siguen siendo costosas de desarrollar. Por ejemplo, la asociada al hidrógeno, donde los costos de transportación y almacenamiento siguen siendo elevados, por lo que se necesita realizar una mayor inversión en investigación y desarrollo para impulsar la innovación en tecnologías de transición que reducirán los precios y alentarán la adopción de una gama más amplia de fuentes de energía con menor impacto en el medio ambiente.
- Falta de financiamiento para la introducción de las FRE. Muchos países de Asia, África y América Latina carecen de financiación para desarrollar sus sectores de energía a partir de FRE, dependiendo actualmente del uso de los combustibles fósiles para su seguridad energética. La falta de compromiso de una parte importante de países desarrollados, responsables de los problemas climáticos actuales por el uso desenfrenado de los combustibles fósiles, es una de las causas que pone en peligro la transición energética en estos países de menor nivel de desarrollo.

Con relación a Cuba, en el país existe un decreto ley que ofrece un marco legal para la introducción de las FRE en las diferentes esferas de la sociedad [6], e incluso, legaliza la inversión de entes extranjeros en esta dirección, más esto no es lo único que se necesita para lograr una transición energética exitosa. Existen otros problemas que van asociados a esta política, de carácter técnicos

algunos y de carácter económico, otros, que pueden impulsar o detener lo que se ha propuesto el Estado cubano. Entre estos problemas se encuentran:

- Los problemas en las cadenas de suministro, en el caso cubano, se ha incrementado por el tema de los impagos que se tienen con varias de las empresas suministradoras, por lo que se han tenido que establecer nuevos modelos de negocio para darle solución a estos problemas. Aun así, ante la presión ejercida extraterritorialmente por parte del Gobierno de Estados Unidos de Norteamérica, diferentes suministradores han roto sus contratos con Cuba o no permiten que sus barcos lleguen con suministros a Cuba, por las sanciones que aplica a dichas empresas y bancos dicho Gobierno y que han llegado a niveles de sanciones financieras y comerciales con costos millonarios para las empresas que han tenido la voluntad de comerciar con Cuba.
- Dado que las FRE más adecuadas para Cuba, en concepto de inversiones e importancia, son la solar, en un primer plano, y la eólica, en un segundo plano, la necesidad de introducir tecnologías que compensen sus variabilidades en el tiempo, se hace imprescindible para lograr una alta penetración de energía por parte de dichas fuentes energéticas. Ya en Cuba, desde mediados del año 2024, se tiene una primera experiencia en explotación de un sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS, según sus siglas en inglés) en el área que atiende la empresa Eléctrica de la isla de la Juventud, el cual permite limitar los problemas de intermitencia de la producción de los parques eólico y fotovoltaicos que se encuentran instalados allí, o que se instalarán en el futuro próximo. Así mismo, se ha informado por las máximas autoridades del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y de la Unión Eléctrica (UNE) la existencia de un programa de introducción de 2.000 MW en energía solar para el año 2030 [4], lo que obliga a introducir, según los estudios realizados [5], sistemas de almacenamiento de energía a baterías en el orden de los 200 MW, con el objetivo de asegurar estabilidad en el trabajo del SEN, desde el punto de vista de la regulación de frecuencia, y otros tantos MW en baterías, ubicados en los propios parques solares para absorber el exceso de energía solar producido durante el día y utilizarlo en las horas picos de la noche.
- La existencia de un programa para instalar 2.000 MW de energía fotovoltaica hacia el 2030, y algo menor de energía eólica es un hecho para Cuba; sin embargo, queda aún por ver cómo se trabajará el tema de las otras posibles fuentes renovables, como la biomasa y el hidrógeno. La primera, aun cuando se ha demostrado que es factible de utilizar a partir de diferentes fuentes generadoras de biocombustibles como plantas energéticas, residuos propios de los procesos de producción agropecuaria y de la vida diaria de la población, no se observa el despegue necesario para su utilización, dado el inmenso potencial existente en el país que aún no se aprovecha. Las grandes oportunidades que implica la aplicación de las tecnologías anaerobias en Cuba, con decenas de MWh por generar, miles de toneladas de contaminantes por evitar y de CO₂ por dejar de emitir, aún no son asumidas y deben serlo con el acompañamiento de las autoridades pertinentes y la comunidad científica de la nación [6]. Con relación a la segunda, el hidrógeno, existen directivos y técnicos que consideran no debe ser introducido en Cuba por sus costos, pero si no se comienza desde ahora a estudiar esta tecnología, y desarrollar pequeños proyectos demostrativos, tal y como se hizo desde los años 2010 con la eólica y la fotovoltaica, Cuba puede quedar muy atrás en comprender las ventajas y desventajas de esta tecnología, la cual se considera que será la que se imponga en un futuro no muy lejano en diferentes esferas de la economía, incluido el sector eléctrico.
- Con relación al problema del financiamiento, Cuba es un ejemplo de esto, pues es precisamente el no acceso a financiamiento, una de las causas principales que ha retrasado el desarrollo propuesto del programa de FRE, lo que ha llevado a buscar

variantes innovadoras en los modelos de negocios. El bloqueo financiero de los EE. UU es real, y ejemplos se ponen, ante la Asamblea General de las Naciones Unidas, año tras año, de los efectos de ese bloqueo.

6 . La transición energética en Cuba. Perspectivas al 2030

La transición energética en Cuba plantea, como componentes fundamentales del proceso, los siguientes elementos:

- Lograr un sistema energético, lo más posible, libre de combustibles fósiles.
- Alta penetración de FRE.
- Incremento de la eficiencia energética.
- Resiliencia al cambio climático.

Pero llevar adelante estas componentes fundamentales del proceso de transición energética implica introducir un grupo de innovaciones en el sector eléctrico que permitan romper algunas barreras externas e internas existentes y que han dificultado el proceso de transición energética en el país. De las barreras externas ya se han mencionado las más importantes, encabezadas por el bloqueo económico, financiero y comercial de los EE. UU hacia Cuba.

Dentro de las barreras internas, pueden mencionarse tres de alta importancia:

- La no preparación para hacer una absorción total de las tecnologías que se introducen dejándolo sólo a nivel de transferencia tecnológica, lo que mantiene, en muchas ocasiones al SEN, a merced de la presencia de especialistas extranjeros para solucionar los problemas que se presentan.
- La aún limitada visión de los Gobiernos locales de entender que una parte importante de las necesidades energéticas de sus pobladores y empresas están en el mismo pueblo, municipio y provincia, y consideran que el SEN debe ser la única instancia que les puede solucionar sus problemas energéticos.
- La no existencia de Hojas de Ruta en los diferentes sectores de la economía cubana para la introducción de las FRE como vía de apoyo para la Transición Energética en el país.

Para superar o disminuir las influencias de estas barreras anteriormente mencionadas, desde el punto de vista del sector eléctrico, es necesario conocer que el SEN se caracteriza por ser un sistema aislado, débil (debido a los bajos niveles de cortocircuito en los nodos del sistema), tener una variación de frecuencia apreciable, así como de la tensión.

Por otro lado, la estructura del consumo es como se presenta en la Figura 4, con un sector residencial predominante un sector estatal muy afectado por la crisis económica, financiera y energética, y un sector privado no residencial que va incrementado sus requerimientos y necesidades energéticas.

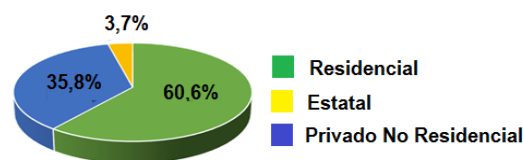


Figura 4. Estructura del consumo de energía en Cuba. Fuente: Unión Eléctrica [7]

Partiendo de todo lo anteriormente visto, es que el Gobierno y Estado cubano ha establecido como vía para solucionar el problema energético pasar a una Transición Energética, donde la generación de electricidad, y por tanto los consumos, pasen a ser fundamentalmente, a partir de las FRE. Inicialmente, esta estrategia abarcaba sólo el sector eléctrico, pero a partir de considerar que la transición energética es problema de todos los sectores económicos, de servicio y de la población en general, se reformuló una Nueva Estrategia de la Transición Energética para Cuba, presentada en el

marco de la III Feria Internacional de FRE en el mes de septiembre de 2024 [8], donde se establece la implementación de la misma en nueve ejes de la sociedad cubana, las acciones sobre el sector eléctrico vienen bien definidas en el Eje 1, así como una interrelación muy estrecha con lo que se establece en los Ejes 5 y 7, tal y como se muestra en la Figura 5.

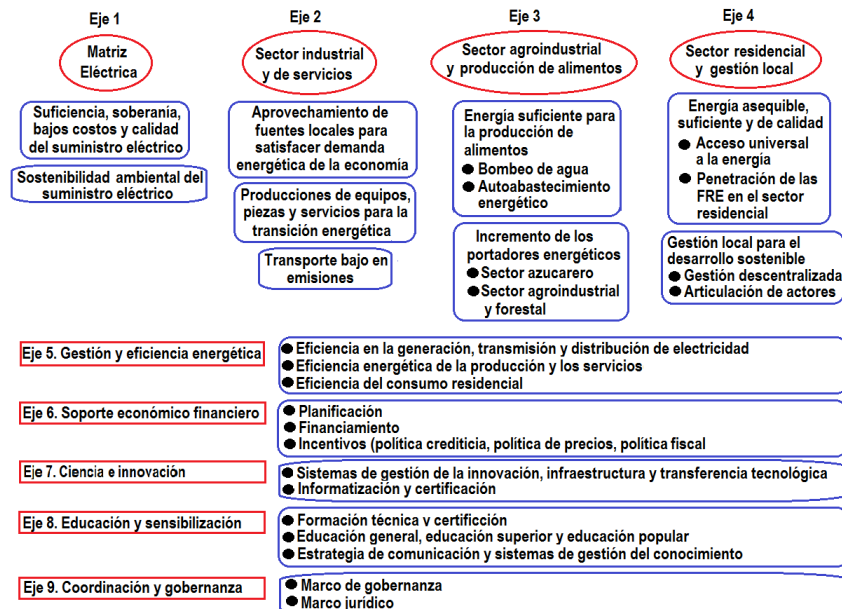


Figura 5. Nueva estrategia de la Transición Energética en Cuba. Fuente: Ministerio de energía y Minas [8]

Teniendo en consideración que la decisión del Estado cubano es introducir 2.000 MW de energía eólica al 2030, podríamos preguntarnos: ¿qué pasaría si bajo las condiciones actuales del SEN cubano se introducen esos MW solares? Tal y como puede verse en la Figura 6, partiendo de la situación actual de las unidades térmicas que consumen crudo, fuel y diesel, más la incorporación de 2.000 MW de energía solar, la demanda del sistema no sería factible de cubrirse en ninguno de los dos períodos (verano e invierno) y, en el horario de la noche, los apagones no serían eliminados.

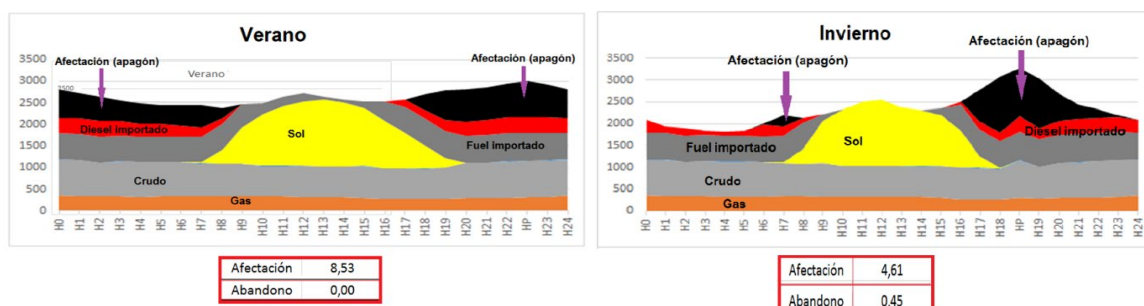


Figura 6. Efecto de la presencia de 2.000 MW de energía solar fotovoltaica en el SEN bajo las condiciones actuales de las unidades térmicas. Fuente: Grupo de Trabajo SEN [9]

Así mismo, una parte de la generación solar sería necesario verterla, o desconectar los parques solares fotovoltaicos (PSFV), ya que no es posible bajar la generación de las unidades térmicas actuales por su estado técnico, y si se desconectan, no estarían preparadas para servir carga en el pico nocturno, por lo que se tendría que utilizar más fuel y diesel importados, que consumen las unidades de GD, tanto en tierra como las actuales flotantes.

Por tanto, la introducción de 2.000 MW de energía solar en el SEN, si se mantienen las condiciones de operación actuales de las unidades generadoras térmicas, no eliminaría el problema fundamental que hoy se tiene: los apagones. Pero tampoco haría operable al SEN, pues la inercia del

mismo disminuiría en proporción con la entrada de las fuentes renovables de energía variables (FRE) como la solar [9,10], ya que la inercia de un sistema eléctrico de potencia (SEP) involucra la energía de rotación almacenada, la constante de inercia y la potencia nominal de todas las unidades generadoras del mismo. La conexión masiva de generadores fotovoltaicos disminuye la inercia del sistema eléctrico, y bajo esta condición, en caso de ocurrir la desconexión por avería de un generador, de una central convencional, la velocidad de caída de la frecuencia sería alta, pudiendo ocurrir que los controles de regulación de la misma, así como las protecciones establecidas para garantizar la estabilidad de este parámetro, actúen de manera insatisfactoria, produciéndose la inestabilidad de esta variable y, con ello, la desconexión en cascada de todas las fuentes de generación, lo que llevaría a un colapso parcial o general del sistema.

Se supone que el trabajo conjunto de los inversores de potencia propios PSFV y las unidades térmicas que estarían trabajando en la regulación, permitirían ajustar las fluctuaciones de la frecuencia que ocurran durante la operación normal del sistema; sin embargo, se ha demostrado que los inversores actuales, los llamados Inversores Seguidores de Red, al no ser capaces de emular la inercia de los generadores sincrónicos que sustituyen, y la imposibilidad de que los que quedan sean capaces de hacerlo, no solucionarían el problema. Ante esta situación se ha estado analizando cómo la Ciencia y la Innovación pueden ofrecer soluciones a estos problemas.

7 . Introducción de posibles soluciones, desde la Ciencia y la Innovación, para limitar los efectos de las barreras actuales hacia una transición energética en Cuba

En el campo de la innovación en el sector energético, a nivel internacional, se han estado desarrollando un grupo de tecnologías que se presentan, unas como la solución actual al proceso de Transición Energética pues ya son comerciales, y otras como soluciones futuras, pero a corto plazo.

Entre las primeras pueden mencionarse:

- El desarrollo alcanzado en las FRE.
- La aplicación de la Internet de las Cosas y de la inteligencia artificial al sector energético.
- El desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento de energía.
- La aplicación del concepto de rehabilitación energética de edificios.
- Entre las que están en desarrollo, o se emplean aún en muy pocos casos, están:
- Paneles solares más eficientes, como son los paneles solares de concentración FV, los paneles solares orgánicos y los paneles solares de película delgada.
- Desarrollo de sistemas de acumulación de energía a muy alta temperatura con tecnología termo-fotovoltaica.
- Mantenimiento fotovoltaico con drones.
- Desarrollo del concepto de las ciudades y comunidades sostenibles, bajo el concepto de las ciudades “SIN”: sin humos, sin contaminación, sin ruidos.
- El desarrollo de sistemas híbridos de almacenamiento de energía con diferentes fuentes de almacenamiento.

Las posibles soluciones a los problemas del SEN pasan por diferentes tecnologías que se han ido introduciendo a nivel internacional. Para ello, evidentemente, hay que analizar las de mayor aplicación, y en ese sentido, de acuerdo a las condiciones del SEN las tecnologías de almacenamiento de energía por baterías, la introducción vehículos eléctricos y de una mejorada tecnología de control de los inversores (inversores formadores de red) y el uso de condensadores sincrónicos, se presentan como las de más posibilidades actualmente para el país.

Es por ello que para, en primer lugar, eliminar los molestos apagones, y, en segundo lugar, asimilar la generación de las FRE, la Unión Eléctrica, a partir de los estudios realizados con relación a la situación actual del SEN, ha planteado:

- a. Realizar las inversiones que sean necesarias para lograr una disponibilidad mínima, en centrales térmicas, que asegure la estabilidad del SEN tanto en condiciones normales de operación como en condiciones transitorias.
- b. Introducir sistemas de almacenamiento por baterías, los conocidos como BESS según sus siglas en inglés, que sean capaces de regular las variaciones de frecuencia en el SEN, en condiciones normales de operación.
- c. Introducir otros sistemas de almacenamiento por baterías que sean capaces de absorber el exceso de generación solar, ante una alta penetración de esta tecnología en el SEN, y permita su uso en el pico de demanda de la noche.
- d. Promover, pero a la vez regular, la presencia de FREV del lado del cliente, a la par que se estudie los efectos de dichas FREV en el sistema de distribución.
- e. Introducir FREV que utilicen inversores formadores de red con sistemas de control (GFM), adecuados para el SEN.
- f. Trabajar por desarrollar herramientas que permitan obtener un pronóstico de generación solar a mediano y corto plazo.

En estudios preliminares realizados [5, 9, 10], considerando la recuperación de disponibilidad en las centrales térmicas y el uso de BESS para regular frecuencia en condiciones normales de operación, se han obtenido resultados satisfactorios, basados en un correcto pronóstico de la generación solar fotovoltaica, una estrategia combinada de explotación de los BESS y la participación de la generación fotovoltaica en el control primario de la frecuencia.

Incluso, los resultados expuestos en [10] confirman la posibilidad de introducir, en el SEN cubano, una generación solar fotovoltaica de 2.000 MW sin que el valor de la tasa de frecuencia, conocida como RoCof por sus siglas en inglés, supere los 2 Hz/s para una perturbación de 200 MW. Así mismo, dado que los sistemas BESS limitan fuertemente el nadir de frecuencia⁴, por lo que es posible que con su introducción el sistema de potencia pueda operar con niveles de constantes de inercia bajos, que en caso de falla de una unidad generadora provoquen un RoCofs mayor a 2 Hz/s sin poner en riesgo la estabilidad de frecuencia.

8. Referencias

- [1]. Altshuler J., González M. (2010); Una luz que llegó para quedarse, Instituto Cubano del Libro, Editorial Científico – Técnica, Segunda edición, ISBN: 978-95905-0553-9.
- [2]. Unión Eléctrica (2004). Balance anual de la Unión Eléctrica. Informe interno UNE-MINBAS.
- [3]. Castro, M. et al (2018). Integration of Renewable Energy Sources in Cuba, Memories of Seminar Energy Future of Energy in Cuba, International Fair on Renewable Energy, PABEXPO, Havana, Cuba, January 30-February 1st., 2018.
- [4]. Angulo J.E. (2024). Se multiplicará varias veces la generación eléctrica con paneles solares fotovoltaicos. Periódico Granma, 15.07.2024. <https://www.granma.cu/cuba/2024-07-15/la-energia-renovable-miradas-al-futuro-15-07-2024-22-07-23>
- [5]. Guerra, L., López, A., Martínez, A., Vilaragut, M., Castro, M. (2024). Frequency behavior analysis in Cuban Electric System under conditions of high photovoltaic penetration, (presentado a publicación en libro editorial SPRINGER).
- [6]. Oliva, D., Pereda, I. (2022). Biogás y sostenibilidad en Cuba. Revista Universidad y Sociedad vol.14 no.2 Cienfuegos mar.-abr. 2022. Epub 02-Abr-2022. Accesible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2218-36202022000200597
- [7]. Unión Eléctrica (2023). Proyección de la electricidad en Cuba. Programa Nacional de Desarrollo Energético Sostenible 2030. Documento interno de la Unión Eléctrica (UNE).
- [8]. Ministerio de Energía y Minas (2024). Nueva Estrategia de la Transición Energética para Cuba. III Feria Internacional de Fuentes Renovables de Energía, PABEXPO, septiembre de 2024.
- [9]. Grupo de trabajo SEN (2024). ¿Estamos preparados para asimilar 2000 MW de generación fotovoltaica en el SEN? Reunión Nacional del Proyecto Conectando Conocimientos. Programa de Apoyo a la Política de Energía en Cuba de la Unión Europea. Hotel Internacional, Varadero, del 7 al 10 de junio de 2024.
- [10]. Cruz, L., Barroso M., Martínez A., Vilaragut, M. (2024). Frequency Stability Evaluation in the Cuban Electric Power System with high

⁴ Nadir de frecuencia. - valor mínimo que puede alcanzar la frecuencia y que corresponde a un estado del sistema eléctrico de potencia donde la demanda y la oferta son iguales.

level of penetration of Renewable Energy Sources and Battery Storage Systems. (presentado a publicación en libro SPRINGER).

Industria fotovoltaica en Yucatán (México)

Dr. Roberto Eduardo Quintal Palomo^{1,*}, Dr. Oscaryvan Canto Franco², Dr. Mauricio Alberto Escalante Soberanis¹

¹ School of Engineering, Universidad Autónoma de Yucatán, Mérida 97000, México

² Instituto Tecnológico de Mérida, Instituto Tecnológico Nacional, Mérida, Yucatán, México

* Correspondence: roberto.quintal@correo.uady.mx

1. Resumen

La industria fotovoltaica en Yucatán ha experimentado un crecimiento significativo; sin embargo, este desarrollo no ha ido acompañado de buenas prácticas por parte de los instaladores y profesionales del sector. El mercado se divide en tres principales categorías: tarifas industriales (GDMTO y GDMTH), comerciales (PDBT) y residenciales (1D y 1B), cada una con requisitos técnicos y regulatorios específicos. Mientras que las instalaciones industriales deben cumplir con verificaciones estrictas por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión Reguladora de Energía, las instalaciones comerciales y residenciales enfrentan principalmente trabas burocráticas sin supervisión técnica. Esta falta de control ha generado malas prácticas de instalación, como sobredimensionamiento de sistemas, posicionamiento incorrecto de paneles, insuficiente protección del cableado y medidas de seguridad inadecuadas, lo que compromete la eficiencia y la vida útil de los sistemas. A pesar de estas deficiencias, la adopción de la energía solar es alta debido a los ahorros económicos que genera, con retornos de inversión estimados entre dos y cuatro años. No obstante, la creciente saturación de la red eléctrica local ha llevado a la CFE a imponer restricciones en nuevas interconexiones, limitando la capacidad instalada a la carga contratada y negando conexiones en zonas sobrecargadas. Estos desafíos subrayan la necesidad de una mejor regulación y capacitación técnica para garantizar la sostenibilidad a largo plazo de la industria fotovoltaica en Yucatán.

2. Abstract

The photovoltaic industry in Yucatán has experienced significant growth; however, this expansion has not been accompanied by best practices among installers and professionals in the sector. The market is divided into three main categories: industrial tariffs (GDMTO and GDMTH), commercial tariffs (PDBT), and residential tariffs (1D and 1B), each with specific technical and regulatory requirements. While industrial installations undergo rigorous verification processes by the Commission Federal de Electrician (CFE) and the *Comisión Reguladora de Energía*, commercial and residential installations often face bureaucratic hurdles without technical oversight. This lack of supervision has led to poor installation practices, including oversizing, improper panel positioning, insufficient cable protection, and inadequate safety measures, all of which can compromise system efficiency and lifespan. Despite these issues, solar energy adoption remains high due to significant cost savings, with return on investment ranging from two to four years. However, the increasing saturation of the local electrical grid has led CFE to impose restrictions on new interconnections, limiting the installed capacity to the contracted load and denying connections in over-saturated areas. These challenges highlight the need for improved regulatory enforcement and technical training to ensure the long-term sustainability of the photovoltaic industry in Yucatán.

3. Energía fotovoltaica a gran escala en Yucatán.

La energía solar en México es una de las más prometedoras para los siguientes años, debido a que existe el potencial suficiente para hacer la inversión rentable. Como se observa en la Figura 1, Yucatán a pesar de no ser de los estados con mayor irradiancia, presenta valores promedio de 4.8 Kwh/día, lo que resulta eficiente para el aprovechamiento de la tecnología fotovoltaica [1].

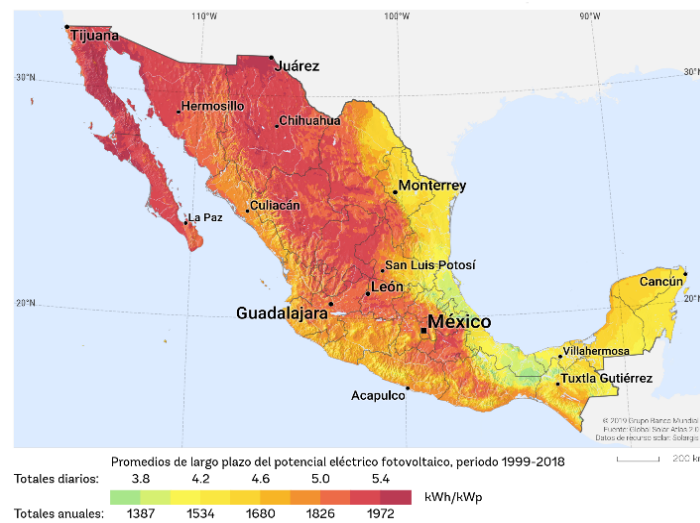


Figura 1. Irradiancia en México. Fuente: World Bank (2024).

Con la Reforma Energética del expresidente de México Enrique Peña Nieto, la inversión del sector fotovoltaico se disparó, por ello existió un incremento del 4,595% en la capacidad fotovoltaica de 2017 al 2022, pasando de 0,3 a 16,3 Twh [2]. Desde el 2014, el Estado de Yucatán ha incorporado 210 MW de energías renovables a gran escala, principalmente de origen eólico y fotovoltaico. Actualmente, se tiene una capacidad instalada de 32,52 MW de generación distribuida que provienen principalmente de sistemas fotovoltaicos [3].

El estado cuenta con un potencial de energía solar de generación de 2.058.059 GWh/año y eólico de 64.586 GWh/año. Esto permite identificar que se cuenta con el recurso suficiente para poder transformar nuestra generación de fuentes fósiles a renovables. El mayor potencial se observa en la energía solar, lo cual permite que todos los sectores puedan contribuir con generación distribuida fotovoltaica en sus mismas viviendas y edificios según la Secretaría de Desarrollo Sustentable del Estado de Yucatán [3].

Yucatán es uno de los Estados a los que más favoreció la implementación de la Reforma Energética. De los 18 proyectos de energía renovable que hay para México, 9 se tienen en esta entidad federativa (Figura 2). Sin embargo, la implementación de estos megaproyectos conlleva a problemas sociales que han sido denunciados por las propias comunidades [4].

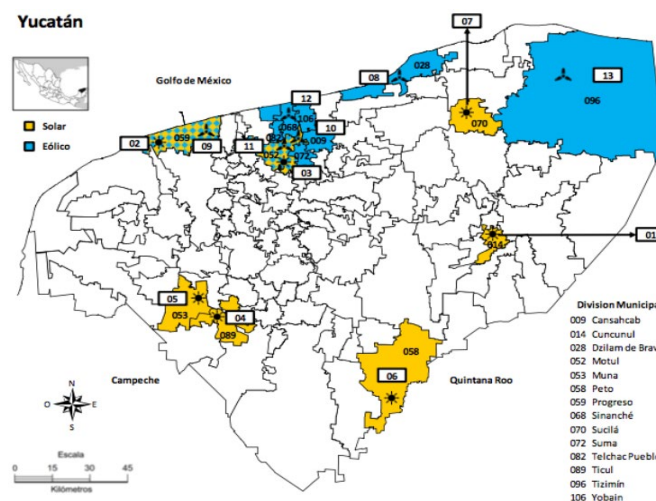


Figura 2. Ubicación de los proyectos de energía renovable en el estado de Yucatán. Fuente: El Mekaoui (2018)

En la comunidad de Dzityá se aplicó una encuesta a 110 pobladores la cual deja ver una postura general acerca del tema de las energías renovables en la población. A pesar de opinar que las energías renovables tienen más ventajas que desventajas es un hecho que existe inconformidad acerca de la repartición de beneficios que ha obtenido la aplicación de esta tecnología. Mencionan que han notado que existe variedad de plantas de generación en Yucatán, resaltando principalmente la que se encuentra en el puerto de Progreso, Yucatán, sin embargo, consideran que no han recibido ningún beneficio de la aplicación de este tipo de tecnología, al menos no uno relevante [7].

4 . Generación distribuida en Yucatán

La industria fotovoltaica ha tenido un crecimiento significativo en el estado de Yucatán, actualmente hay diferentes empresas que se dedican a integrar sistemas fotovoltaicos en hogares, industrias y negocios en el estado. El rápido crecimiento del sector ocasiona que se abarate la tecnología, aumente la demanda y con ello emerjan cada vez más empresas que se dedican a este giro.

El mercado fotovoltaico en materia de generación distribuida se divide en dos niveles de tensión: baja tensión para las tarifas hogares (1D, 1B, etc.) y PDBT y media tensión que son las tarifas Gran Demanda Media Tensión Ordinaria (GDMTO); y Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH) y principalmente en tres grandes grupos [5].

- Las tarifas industriales que son Gran Demanda Media Tensión Ordinaria (GDMTO) y Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH), las cuales sus potencias instaladas van desde los 25 kW y llegan hasta los 250 kW (GDMTO) y de 250 kW hasta los 500 kW (GDMTH), suelen estar presentes en lugares donde la demanda de energía es alta y con uso preponderante a artefactos industriales.
- La tarifa comercial Pequeña Demanda Baja Tensión PDBT, que va desde 1 hasta 50 kW de potencia, que es la que está presente en pequeños negocios o puntos de venta donde la demanda de energía no necesariamente es para equipos industriales.
- Y la tarifa doméstica 1D y 1B que, de igual manera, va desde 1 hasta 50 kW de potencia, que son las que se encuentran prácticamente alrededor de todo el estado de Yucatán.

Actualmente, el precio para un integrador es de aproximadamente \$90,00 (dólares) + IVA, por módulo fotovoltaico de 550 watts. De igual manera, la tecnología de los inversores se ha abaratado, existe diversidad de marcas que compiten en el mercado, entre ellas se encuentran: Solis, Growatt, Fronius, Huawei, entre otras. El costo de los inversores ronda los \$100.00 (dólares) + IVA por kW de potencia.

Con lo anterior el costo por panel ya considerando los gastos de estructura, inversor y mano de obra rondan los \$4.000,00 - \$5.000,00 MXN por módulo fotovoltaico para los integradores. Los precios usuario final pueden variar de empresa a empresa, los rangos de precios para usuario final van desde los \$7.500,00 hasta los \$13.000,00 MXN por módulo fotovoltaico. Estos precios no incluyen pagos de derechos que podría solicitar CFE para el caso de las tarifas 1D, 1B Y PDBT. Para el caso de las tarifas GDMTO Y GDMTH es necesario considerar además de todo esto que para poder operarlas es necesario contratar una Unidad de Verificación por parte de CFE (UVIE) y una Unidad de Inspección por parte de la Comisión Reguladora de Energía (UIIE). En la figura 3, se observa los pasos generales del trámite para cada nivel de tensión.

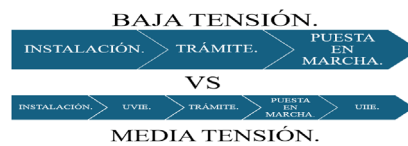


Figura 3. Pasos del trámite de interconexión según el nivel de tensión.

Sin lugar a duda la barrera más importante para los instaladores es el trámite de interconexión correspondientes ante Comisión Federal de Electricidad [6], este trámite suele demorar de 1 a 3 meses para los casos de las tarifas 1D, 1B y PDBT, siempre y cuando no se requiera un medidor telemedido, en caso de requerir un medidor de este tipo los trámites pueden llegar a demorar hasta 9 meses. Es relevante considerar que, aunque el trámite ante CFE no tiene costo alguno, CFE puede solicitar (aunque no lo hace en todos los casos) un pago por concepto de “Ampliación de carga”, esto debido a que con el paso del tiempo y la saturación de la red eléctrica se requieren obras de actualización de la red eléctrica, este cobro suele ser de aproximadamente \$3.000,00 MXN por kW extra. Es relevante mencionar que para las tarifas 1D, 1B Y PDBT, la carga normalmente contratada es de 3 KW por lo que, a partir de 6 módulos fotovoltaicos de 550 watts, podrían pedir cubrir este derecho.

Los procesos de interconexión fotovoltaica para las tarifas (GDMTO Y GDMTH) suelen ser instalaciones con correcta implementación, ya que se requiere de una Unidad Verificadora por parte de la Comisión Federal de Electricidad y una Unidad de Inspección por parte de la Comisión Reguladora de Energía para poder entrar en operación.

Para el caso de la tarifa GDMTO, el horario de producción fotovoltaica y de consumo energético no tiene injerencia en la facturación del recibo eléctrico, es decir, la producción fotovoltaica reduce directamente el costo del recibo de luz ya que el descuento se hace de la siguiente manera:

$$\text{Costo de la energía en el recibo de luz} = \text{KwhConsumidos} - \text{Kwh producidos}$$

No obstante, es importante considerar que, si existen penalizaciones por el factor de potencia, complementar con correcciones, como un banco de capacitores que fortalezca la calidad energética, permitirá maximizar el ahorro, así mismo, es importante considerar que el cargo fijo y derecho de alumbrado público (DAP) no se puede eliminar de la facturación.

La tarifa GDMTH presenta una particularidad importante, debido a que el esquema de facturación se divide en tres grupos principales durante las 24 horas del día (Tabla I), donde el precio por kWh más elevado está en el horario denominado “punta”, la generación fotovoltaica es nula en este horario, lo que ha brindado una oportunidad importante al almacenamiento de energía. Actualmente, diferentes marcas han incorporado en el mercado solar inversores híbridos. Algunos de estos inversores permiten configurar al usuario la jerarquización del transporte energético según convenga entre la Red eléctrica-Paneles solares-almacenamiento, es decir, el inversor híbrido puede inyectar toda la energía eléctrica almacenada en el horario punta para sacar mayor provecho en la facturación.

Tabla I. Esquema de facturación para tarifa GDMTH en regiones central, noreste, noroeste, Norte, Peninsular y Sur.
Fuente: [6].

Tarifas del primer domingo de abril al sábado anterior al último día de octubre.			
Día de la semana.	Base.	Intermedio.	Punta.
lunes a viernes.	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
Domingo y festivo.	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	
Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.			
Día de la semana.	Base.	Intermedio.	Punta.
lunes a viernes.	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
Domingo y festivo.	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Para las tarifas PDBT, 1D Y 1B, los procesos de interconexión ante CFE suelen ser un obstáculo importante para los integradores fotovoltaicos, sin embargo, los procesos suelen ser principalmente burocráticos. En estos no existen revisiones de la calidad y cumplimiento de las normas en la instalación y los errores más comunes suelen ser:

- Sobredimensionamiento de sistemas fotovoltaicos que ocasionan gastos excesivos a los clientes.
- Perforación del marco en los módulos fotovoltaicos que ocasiona pérdida de garantía y debilita la protección de la estructura permitiendo que se dé con mayor facilidad la oxidación.
- Declaración parcial de la potencia instalada a Comisión Federal de Electricidad, lo que provoca que exista una brecha de información real de la potencia total instalada en generación distribuida.
- Instalaciones con un ángulo de más de 90 grados referentes al sur, lo que genera una merma significativa de la producción fotovoltaica.
- Instalaciones fotovoltaicas sin ángulo de inclinación con respecto al azimut, lo que además de provocar merma, ocasiona acumulación de agua y residuos en la superficie del módulo, generando una capa de sedimento que puede comprometer la vida útil del sistema.
- Cable sin protección ante esfuerzos mecánicos, lo que compromete la vida útil del cable, al mismo tiempo, aumentando la posibilidad de electrocución.
- Sobredimensionamiento de inversores, lo que genera un calentamiento excesivo del inversor y la reducción de su vida útil, en algunas ocasiones generando que el equipo se apague a la hora de mayor irradiancia.
- Empalmes sin uso de conectores adecuados. Esto aumenta el riesgo de electrocución y aumenta la posibilidad de puntos calientes en la conducción de la energía eléctrica.
- Estructuras sin tierra física, lo que aumenta el riesgo de electrocución por un cortocircuito y al mismo tiempo compromete la garantía de los módulos.
- Estructuras de materiales oxidables lo que genera el remplazo de la estructura en un periodo inferior al de materiales certificados.
- Sombreados no calculados que generan una merma importante en la producción del sistema fotovoltaico.
- Mala selección de calibre del cable provocando sobrecalentamientos y puntos calientes.
- Ausencia de protecciones de corriente directa, por lo que el sistema queda comprometido ante algún cortocircuito. Así mismo, el uso de protecciones de corriente alterna en circuitos de corriente directa, haciendo el sistema proclive a arcos voltaicos e incendios.

A pesar de todas estas malas prácticas, que suelen repetir los integradores de paneles solares en Yucatán, la aceptación de la tecnología ha sido exitosa, ya que los ahorros suelen ser significativos, aun cuando existan prácticas que merman la producción de los sistemas, los retornos de inversión suelen ser de 2 a 4 años.

Debido al éxito económico que representan los sistemas fotovoltaicos, las zonas más adineradas de Mérida, Yucatán presentan una saturación en la cantidad de módulos instalados. Esto ha provocado que se limite la cantidad de módulos que se pueden instalar en una vivienda, e incluso que se prive de esta opción a hogares que se encuentran en zonas muy saturadas. Esta problemática se originó debido a la nula planeación y prevención por parte de la autoridad ante la rápida expansión del mercado fotovoltaico. No obstante, en algunas zonas donde aún hay capacidad de carga, la instalación de sistemas fotovoltaicos permitió mejorar las condiciones de voltaje, mejorando la estabilidad de la red.

Un área de oportunidad derivado del crecimiento demográfico que existe en la ciudad de Mérida y sus alrededores es el de los apagones provocados por la infraestructura eléctrica insuficiente, lo que abre la puerta a incorporación de sistemas solares híbridos para obtener suministro de energía

eléctrica ininterrumpido, la desventaja en estos casos es que el costo del sistema suele duplicarse o triplicarse al involucrar almacenamiento. Esto se debe principalmente a que los inversores híbridos y las baterías de litio aún son muy costosas. Un inversor híbrido de 2 kW tiene un precio similar a un inversor de interconexión de 5 kW, y las baterías, con todos los aditamentos necesarios suman más de \$3.500,00 dólares, lo que encarece mucho aun estas opciones.

5 . Áreas de oportunidad

Si bien el mercado fotovoltaico en Yucatán es un mercado relativamente joven, se puede considerar ya consolidado. No obstante, existen necesidades referentes a este mercado que aún no son atendidas y que podrían generar nuevos espacios para diversificar la utilidad y mejorar la calidad de estos sistemas.

Existe un gran número de empresas que empezaron a operar, sin embargo, por diversas razones desaparecieron del mercado. No obstante, sus obras requieren mantenimiento y correcciones derivadas del tiempo o malas prácticas. No existen empresas que se dediquen especialmente a atender estos casos y algunas evitan atenderlos debido al tiempo que se requiere para diagnosticar y el bajo ingreso que representa en comparación con las instalaciones nuevas.

De igual manera, existe un mercado aún no explotado en los municipios del interior del estado, fuera de las ciudades más grandes como Mérida, Valladolid, Motul o Tizimín. Esto debido a que la tarifa existente en estos municipios es la 1B que únicamente cuenta con 800 kWh subsidiados al bimestre (la 1D cuenta con 2000 kWh). Esto encarece el costo de la electricidad en las viviendas y ocasiona que aun en consumos moderados el kWh se cobre a \$5.55 MXN + IVA, lo cual puede resultar excesivo comparado con los precios que se presentan en la tarifa 1B en la Tabla II.

Tabla II. Esquema tarifario vigente tarifa 1B (fuera de temporada de verano). Fuente: [6]

Consumo básico.	1.015	por cada uno de los primeros 75 kWh
Consumo intermedio.	1.239	por cada uno de los siguientes 100 kWh
Consumo excedente.	3.62	por cada Kwh adicional a los anteriores.

Otra área de oportunidad en las zonas rurales es el bombeo fotovoltaico. Este es otro mercado para el cual no existe una oferta sólida. Existe una gran cantidad de ranchos y terrenos no electrificados, donde los pobladores requieren agua para sus cultivos y para dar de beber a sus ganados. Es de resaltar que ya existe tecnología de bombeo fotovoltaico a través de un módulo y una bomba solar, que opera sin necesidad de un inversor, controlador de carga o almacenamiento. Esto permite que existan opciones económicas que brindan oportunidades de desarrollar sistemas de riego por goteo a través del almacenamiento de agua en un tinaco o tanque elevado.

Si bien los trámites son un obstáculo importante, los inversores modernos pueden operar bajo un modelo de interconexión de cero exportaciones. Esto permite que durante las horas de radiación los sistemas fotovoltaicos cubran el consumo existente en las vivienda, negocio o industria donde esté instalado el sistema. Estos sistemas monitorean los flujos de entrada y salida de corriente evitando que exista una inyección de corriente a la red eléctrica permitiendo aprovechar parcialmente el sistema fotovoltaico sin utilizar la infraestructura eléctrica de CFE.

Otra área de oportunidad importante son las zonas menos adineradas de la población metropolitana, los créditos verdes permitirán que cada vez sea más factible que los sistemas lleguen a mayor cantidad de viviendas permitiendo que personas que no cuenten con el capital puedan acceder a este tipo de tecnología.

El almacenamiento parece ser el área de oportunidad más importante en la industria, esto debido a que la tecnología se ha ido abaratando y permitiendo que sea más accesible para el usuario final. No obstante, aún no existe una cantidad considerable de mano de obra confiable para la instalación de

este tipo de sistemas.

6 . Conclusiones

Los megaproyectos de energía fotovoltaica son un mercado atractivo en el estado de Yucatán, no obstante, es necesario que el gobierno genere los mecanismos y medios que permitan que los beneficios de este tipo de proyectos lleguen a las comunidades donde son instalados, así como a las personas más vulnerables del estado.

En este mismo sentido es imprescindible que la autoridad y el sector privado brinden financiamiento de bajo costo para que el aprovechamiento de la tecnología pueda beneficiar a más personas y no se concentre su uso solo en la población con mayor recurso financiero.

Es fundamental que a la par del aumento del sector exista el desarrollo de mecanismos por parte de la autoridad que protejan al usuario, no solo en un mediano plazo, sino en un corto y largo plazo, algunos esfuerzos desde el sector privado son los seguros para sistemas fotovoltaicos, los cuales brindan un respaldo adicional de la inversión.

7 . Referencias

- [1]. World Bank, «GLOBAL SOLAR ATLAS» 01 MAYO 2024. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?s=26.767458,46.702579&m=site>.
- [2]. IMCO, «CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN POLÍTICA PÚBLICA,» 18 ABRIL 2023. [En línea]. Available: <https://imco.org.mx/se-estanca-el-crecimiento-de-las-energias-eolica-y-solar-fotovoltaica-en-mexico/>.
- [3]. S. d. D. S. SDS, «Yucatán verde y sustentable,» Gobierno del estado de Yucatán, Mérida, 2020.
- [4]. El Mekaoui, «El sector energético retos y problemas sociales: caso de los megaproyectos en las comunidades del estado de Yucatán, México,» UADY, Mérida, 2018.
- [5]. C. R. d. E. CRE, «Manual de para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga,» Diario Oficial de la Federación, CDMX, 2018.
- [6]. CFE, «CFE - HOGAR,» 01 MAYO 2024. [En línea]. Available: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Casa.aspx>.
- [7]. O. S. J. & E. M. Canto, Desempeño energético en los talleres artesanales del pueblo de Dzityá, Yucatán, bajo la perspectiva de la evaluación ambiental estratégica, Mérida: Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de Mérida, 2022.

Oportunidades tecnológicas y regulatorias relacionadas con la integración e hibridación masiva de energías renovables en Iberoamérica (Paraguay)

Paola Maidana¹, Osvaldo Gonzalez¹, Christian Medina¹, Larizza Delorme¹, Carlos Romero¹, Magno Ayala¹, Jorge Rodas¹, Raúl Gregor¹ y Juan C. Fariña²

¹ Department of Electronic and Mechatronic Engineering, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Asunción, Isla Bogado, Luque 110948, Paraguay.

² Department of Mechanical and Electromechanical Engineering, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Asunción, San Lorenzo 111421, Paraguay.

* Correspondence: ogonzalez@ing.una.py

1. Resumen

El presente trabajo es una síntesis del sector energético de Paraguay donde se abordan las fuentes de energía no renovables y renovables (convencionales y no convencionales) que posee el país. De modo a resumir la caracterización de los indicadores energéticos, se presenta la matriz energética. Se realiza un breve análisis del sector eléctrico en cuanto al parque de generación existente y la demanda de energía eléctrica actual y proyectada. Se analizan los desafíos del país a nivel energético y finalmente se presenta la regulación vigente en este ámbito.

2. Abstract

The present work is a synthesis of Paraguay's energy sector, addressing the non-renewable and renewable energy sources (both conventional and non-conventional) that the country possesses. To summarize the characterization of energy indicators, the energy matrix is presented. A brief analysis is made of the electrical sector regarding the existing generation infrastructure and the current and projected electricity demand. The challenges facing the country in the energy field are analysed, and finally, the current regulations in this area are presented.

3. Recursos Energéticos

3.1. Fuentes no renovables de energía

3.1.1. *Petróleo y Gas Natural*

Aunque hasta la fecha no se han identificado reservas probadas de petróleo y gas natural en el Chaco las secuencias de esquistos paleozoicos sugieren la posible existencia de depósitos de dichos hidrocarburos. Las áreas con potencial de exploración que han sido identificadas se encuentran en las subcuencas Pirizal, Carandayty y Curupayty [1, 2].

3.1.2. *Energía Nuclear*

Paraguay cuenta con 430.000 toneladas de Uranio identificadas en el yacimiento de la localidad de Yuty. La empresa Transandes Paraguay SA, subsidiaria de Uranio Energy Corp (UEC) de Canadá, ha confirmado la existencia de un depósito de 10 millones de libras de uranio de baja radiación en Yuty. Este depósito representa un potencial de 772.920, 77 GWh de energía eléctrica, equivalente a la producción eléctrica de 9 años de la Itaipú Binacional o a 48 años de la demanda energética de Paraguay en 2020. No obstante, Paraguay no dispone de la tecnología ni del personal capacitado para llevar a cabo todas las fases del Ciclo de Producción de Uranio, que comprende desde la producción de combustible nuclear hasta la generación de energía y la gestión de residuos nucleares. Además, el país carece de políticas energéticas que impulsen el avance en este ámbito. En este escenario, Argentina, con su Plan Nuclear Argentino, podría establecer una colaboración estratégica con Paraguay [2].

3.2. Fuentes renovables de energía

3.2.1. Energía Solar

En cuanto al potencial energético solar, se encuentra representado en energía solar media diaria acumulada en un año por unidad de superficie kWh/m²-año (Figura 1). Paraguay posee un considerable potencial en todo el territorio, con tendencia positiva hacia el norte del país, registrando cifras máximas que rondan entre los 1.850 a 2.000 kWh/m²-año, especialmente entre los departamentos de Alto Paraguay, Boquerón, Concepción, Amambay, San Pedro, Canindeyú y Alto Paraná [3]. Este potencial podría ser aprovechado para abastecer de energía eléctrica a comunidades aisladas de la región. A modo de comparación, en el desierto de Atacama en Chile, este potencial se duplica [2].

3.2.2. Energía Eólica

En cuanto al potencial eólico, se encuentra representado en energía eólica por unidad de superficie kWh/m² (Figura 2). El mismo se ha analizado de acuerdo con la altura (10, 50 y 80 metros) y se ha notado un significativo incremento en la predominancia e intensidad de los vientos en el noroeste del país, especialmente entre los departamentos de Boquerón y Alto Paraná, registrando promedios de velocidad de viento que alcanzan los 6,5 m/s y representan entre 3.500 y 4.500 kWh/m²-año [3]. La energía eléctrica producida por la fuerza del viento beneficiaría a las poblaciones remotas. Hoy en día, existen granjas privadas individuales en áreas aisladas (especialmente en el Chaco), donde se instalan turbinas eólicas de hasta 15 kW, ofrecidas por empresas locales, en su mayoría de origen chino. Los resultados por sí mismos son muy buenos y representan una opción legítima para el autoabastecimiento [4, 5].

3.2.3. Biomasa

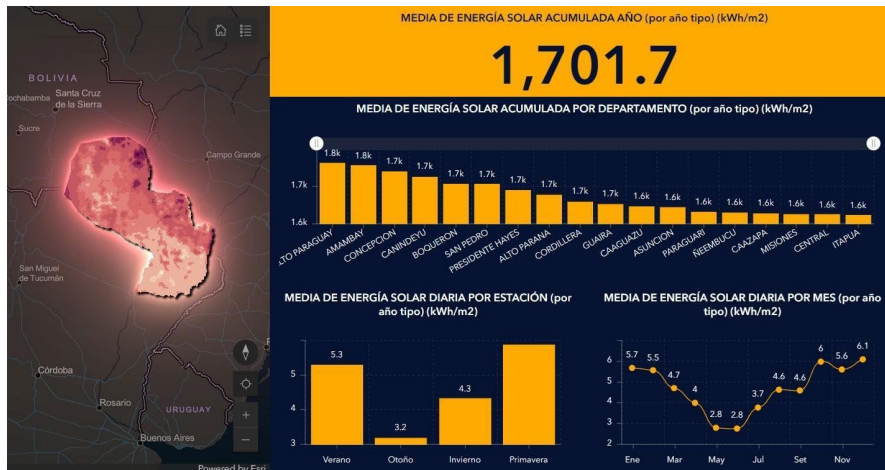
La biomasa que se emplea suele ser obtenida de bosques autóctonos y áreas de cultivo forestal, por lo tanto, es crucial realizar una evaluación económica de los bosques naturales para garantizar su sostenibilidad. La reforestación se convierte así en un elemento esencial para asegurar el suministro de energía. El suministro de energía a partir de productos de la biomasa en Paraguay tiene dos flujos diferenciados: el uso final de la biomasa en forma directa sin un proceso previo de transformación y la transformación en derivados para su uso final en los diferentes sectores [6].

3.2.4. Energía Hidroeléctrica

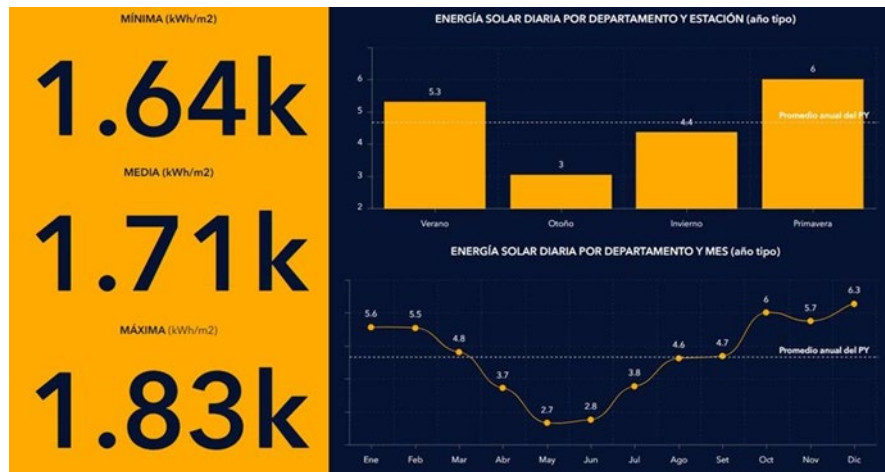
Debido a sus condiciones hidrográficas y la presencia de ríos como el Paraguay y el Paraná, Paraguay posee un notable potencial hidroeléctrico. Las principales centrales hidroeléctricas son Itaipú, Yacyretá y Acaray (Figura 3).

La Central Hidroeléctrica de Itaipú está localizada en el Río Paraná, en el trecho fronterizo entre el Paraguay y el Brasil, 14 km al Norte del Puente de la Amistad. La potencia instalada de la Central es de 14.000 MW (megawatts), con 20 unidades generadoras de 700 MW cada una.

Yacyretá es una central hidroeléctrica que aprovecha el potencial del río Paraná, ubicada en la Isla Yacyretá. La longitud total de la estructura es de 808 metros, con un ancho de aproximadamente 80 metros. Yacyretá se crea en el año 1973 en condiciones igualitarias para ambas partes (Paraguay y Argentina). La potencia instalada es de 3.100 MW.



(a)

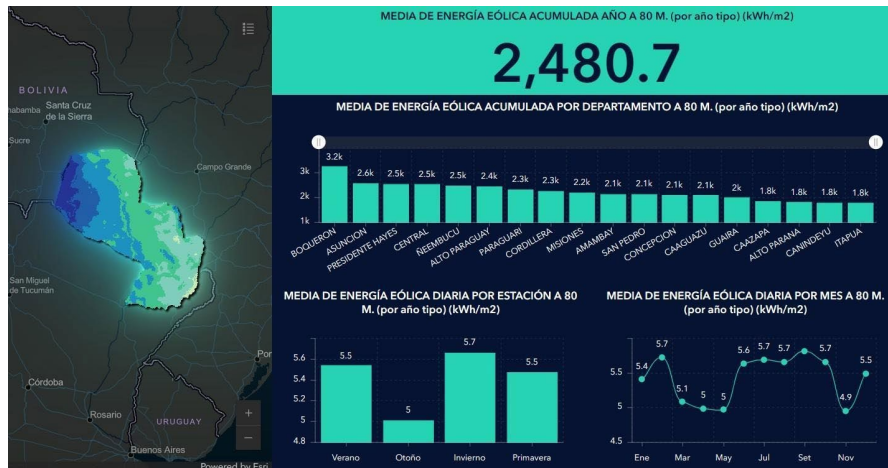


(b)



(c)

Figura 1. a. Media de energía solar acumulada año. **b.** Energía solar diaria en el Departamento de Boqueron por estación. **c.** Energía solar diaria en el Departamento de Alto Paraguay por estación [3].



(a)



(b)



(c)

Figura 2: a. Media de energía eólica acumulada año a 80 metros. b. Energía eólica diaria en el Departamento de Boqueron por estación. c. Energía eólica diaria en el Departamento de Alto Paraguay por estación más adelante [3].

La central de Acaray dispone de una potencia instalada de 210 MW. Su administración está a cargo de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). La cota del embalse es de 185,3 metros,

mientras que aguas abajo la cota es de 115 metros.

Además de la capacidad actual de generación, el país cuenta con un potencial hidroeléctrico adicional estimado en 872,7 MW. Este potencial se distribuye en diferentes regiones, con 325,2 MW en las cuencas del este de Paraguay que desembocan en el Paraná, 378,8 MW provenientes de interconexiones con la central hidroeléctrica de Itaipú, y 168 MW en el río Paraguay (según datos de Itaipú Binacional, 2011a, 2011b).



(a)

(b)

(c)

Figura 3: a. Central Hidroeléctrica Itaipú. b. Central Hidroeléctrica Yacyretá. c. Central Hidroeléctrica Acaray [6].

En el ámbito regional, las cuencas de Ypané y Jejuí emergen como las de mayor potencial dentro de la cuenca del río Paraguay, cada una con capacidades superiores a los 61 MW. Por otro lado, en la vertiente del río Paraná, las cuencas de Monday y Ñacunday destacan por alcanzar su máximo potencial, con 39 MW y 61 MW respectivamente. En el resto de las cuencas del país se ha detectado la posibilidad de desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Han sido identificados veintidós lugares con condiciones técnicas y económicas propicias para la implementación de proyectos hidroeléctricos. Entre estos, tres de los emplazamientos tienen la capacidad de aprovechar los caudales para la instalación de dos centrales de gran tamaño (> 50 MW) en las zonas de Monday y Ñacunday, y una central de tamaño mediano (de 20 MW a 50 MW) también en Ñacunday. Asimismo, cinco de estos lugares se ubican en la cuenca del Ypané y tres en Jejuí, donde su explotación podría ser de gran utilidad para fines productivos.

Dentro de las áreas con alto potencial, aproximadamente el 20 % podría acceder a las redes de transmisión provenientes de la región centro oriental, en proximidades de Itaipú. Además, el 22 % de los sitios en el norte de la región oriental podrían conectarse a las líneas de 220 kV sin incurrir en costos de transporte significativos [7].

3.3. Matriz Energética

La oferta de energía en Paraguay es predominantemente renovable, considerando que está conformada por la hidroenergía (Centrales hidroeléctricas de Itaipú, Yacyretá, y Acaray) con 38 %, a la par está la biomasa (leñas, productos de caña y otros residuos) con 38 %, en su mayor parte explotada en forma no sustentable, y por último se posicionan los hidrocarburos (diésel, gasolina y otros derivados) con 24 %, importados en su totalidad. Desde la perspectiva de la demanda de energía, la principal fuente energética es la biomasa con 41 %, seguida por los hidrocarburos con 39 % y en un lejano tercer lugar, la electricidad con 20 %. Este último dato refleja que, paradójicamente una de las fuentes de producción de energía principales del país, es la menos empleada para el consumo final [8].

Siguiendo el esquema de la matriz energética nacional presentado en la Figura 4, las opciones de suministro de energía se restringen principalmente a la electricidad y los productos derivados de la biomasa. La totalidad de los derivados del petróleo se importa, y no existen otras fuentes de energía primaria que tengan un impacto significativo en el equilibrio nacional [6].

De la energía ofertada en Paraguay, 60 % se utiliza para el consumo final, 24 % es exportada y

el 16 % restante corresponde a las pérdidas y stock. En cuanto a la energía exportada, 5 % corresponde a biomasa y 95 % a la energía eléctrica que se exporta a Argentina y Brasil. Esto último, debido a la energía eléctrica que se produce en las centrales hidroeléctricas y genera altos excedentes de electricidad disponibles para la exportación [8, 9].

3.4. Energía Eléctrica

3.4.1. Parque de Generación Eléctrica Existente

La capacidad de producción de energía eléctrica del país (cercana a 70.000 GWh/año) es una de las más grandes del mundo en términos de generación eléctrica por habitante (9.143 kWh por habitante por año) y menos del 17 % se utiliza en el mercado eléctrico nacional [10]. Como se observa en la Figura 5, Paraguay cuenta con una capacidad de generación eléctrica propia de 8.810 Megavatios (MW) en términos nominales. De este total, 7.000 MW corresponden a la mitad de la Central Hidroeléctrica de Itaipú (central binacional compartida con Brasil), 1.600 MW a la mitad de la Central Hidroeléctrica Yacyretá (central binacional compartida con Argentina) y 210 MW provienen de la central hidroeléctrica Acaray, propiedad de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). En consecuencia, la energía eléctrica producida en Paraguay se origina principalmente a partir de fuentes hidráulicas [9]. Además de la generación hidráulica mencionada, la ANDE cuenta con las siguientes centrales de generación térmica: Bahía Negra (0,565 MW), Fuerte Olimpo (0,50 MW), Pedro J. Caballero (3,0 MW) y Salto del Guairá (20,875 MW) [10, 11].

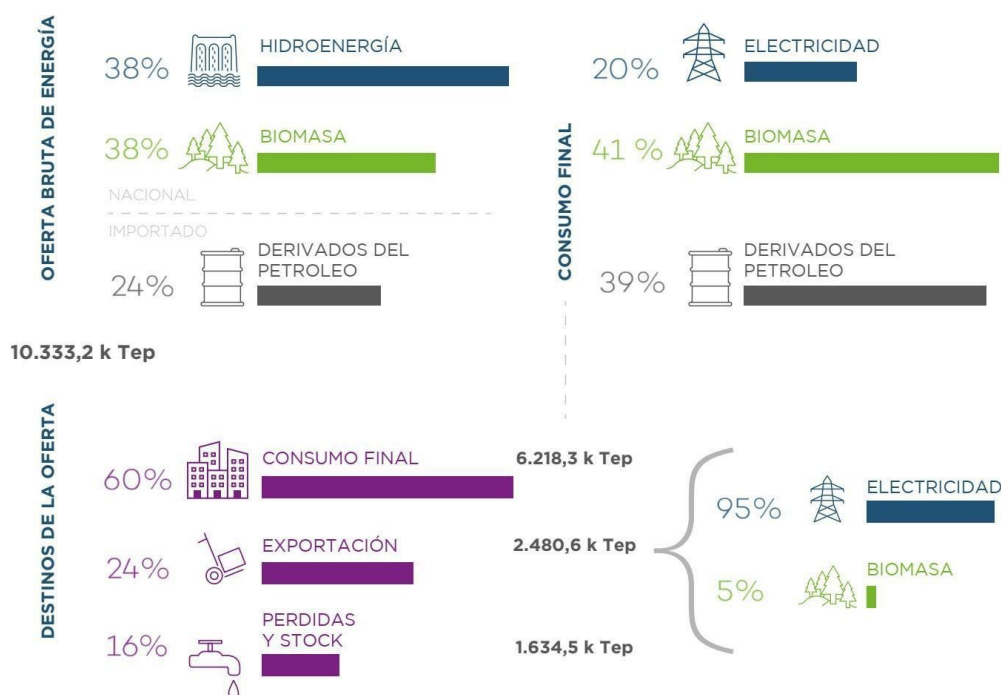


Figura 4: Matriz energética de Paraguay [8],[9].

En 2019, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) comprendía 6.682 kilómetros de redes de transmisión. Del total, el 10,6 % correspondía a líneas de 500 kilovoltios (kV), el 69,1 % a redes de 220 kV y el 20,3 % restante a líneas de 66 kV. La energía instalada en transformadores alcanzó los 15.585 megavatios (MW) distribuidos en 94 subestaciones. La red de distribución de energía eléctrica comprendía 68.331 kilómetros de líneas de media tensión y 85.913 transformadores con una energía instalada de 6.561 MW [7].

El servicio de suministro de electricidad posee una cobertura de 99,96 % a nivel nacional, al año 2020. Lo que representa un total de 7.299.762 habitantes que acceden al servicio de electricidad en

el país. En la Región Occidental o Chaco (al Oeste del Río Paraguay), existen áreas no conectadas a la red, con pequeñas poblaciones muy dispersas, incluyendo numerosas comunidades indígenas [9].



Figura 5: Esquema del parque de generación de Paraguay [9]

3.4.2. Demanda de la energía eléctrica

Dentro del contexto del Plan Maestro de Generación, Transmisión y Distribución de la ANDE publicado en 2021, como se observa en la Figura 6, se ha estimado el crecimiento futuro de la demanda eléctrica a medio plazo (2030) y largo plazo (2040). La proyección se basa en un escenario donde se espera un incremento anual promedio del 5,9 % en la demanda máxima del sistema para el periodo medido, asociado a un crecimiento económico tendencial. Para el largo plazo, entre 2030 y 2040, se considera un escenario de crecimiento económico medio y bajo, junto con un aumento anual promedio del 5,8 % y 4,4 % respectivamente en la demanda máxima del sistema [9].

La revitalización de la confianza del sector privado, el incremento en un 50 % de la clase media durante los últimos diez años, la inversión gubernamental en infraestructura, la expansión considerable de supermercados, centros comerciales y hoteles, así como el mantenimiento del sólido crecimiento del sector financiero nacional (alrededor del 12 % anual en los cinco años previos a la pandemia), son elementos de importancia que respaldan la proyección de un considerable crecimiento del producto interno bruto en los próximos diez años [2].

3.5. Desafío Energético

En el ámbito del sector energético en su totalidad, se observan varios desafíos primordiales que requieren atención. Estos incluyen el consumo excesivo de biomasa, cuya sostenibilidad a largo plazo está en entredicho, así como la subutilización de los considerables recursos hidroeléctricos disponibles. Además, se destaca la significativa dependencia de los hidrocarburos importados, lo que plantea riesgos tanto en términos de seguridad energética como de sostenibilidad ambiental. Abordar estos desafíos de manera efectiva se presenta como una prioridad para garantizar un suministro energético seguro, sostenible y diversificado para el desarrollo socioeconómico del país a largo plazo.

En el ámbito institucional, a pesar de la relevancia del sector energético en Paraguay, el país carece de un Ministerio específico dedicado a la energía. En su lugar, el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPA) supervisa el Viceministerio de Minas y Energía (VEME), una entidad con recursos humanos y financieros limitados. Además, la posición jerárquica del VEME dentro del MOPA dificulta su capacidad para desempeñar eficazmente su rol en el ámbito ejecutivo. Esta situación plantea desafíos para la formulación e implementación de políticas energéticas coherentes y efectivas, así como para la coordinación de actividades en el sector energético para satisfacer las necesidades

del país y promover un desarrollo energético sostenible. Por lo tanto, la mejora de la estructura institucional y el fortalecimiento del VEME podrían ser considerados para mejorar la gobernanza energética en Paraguay.

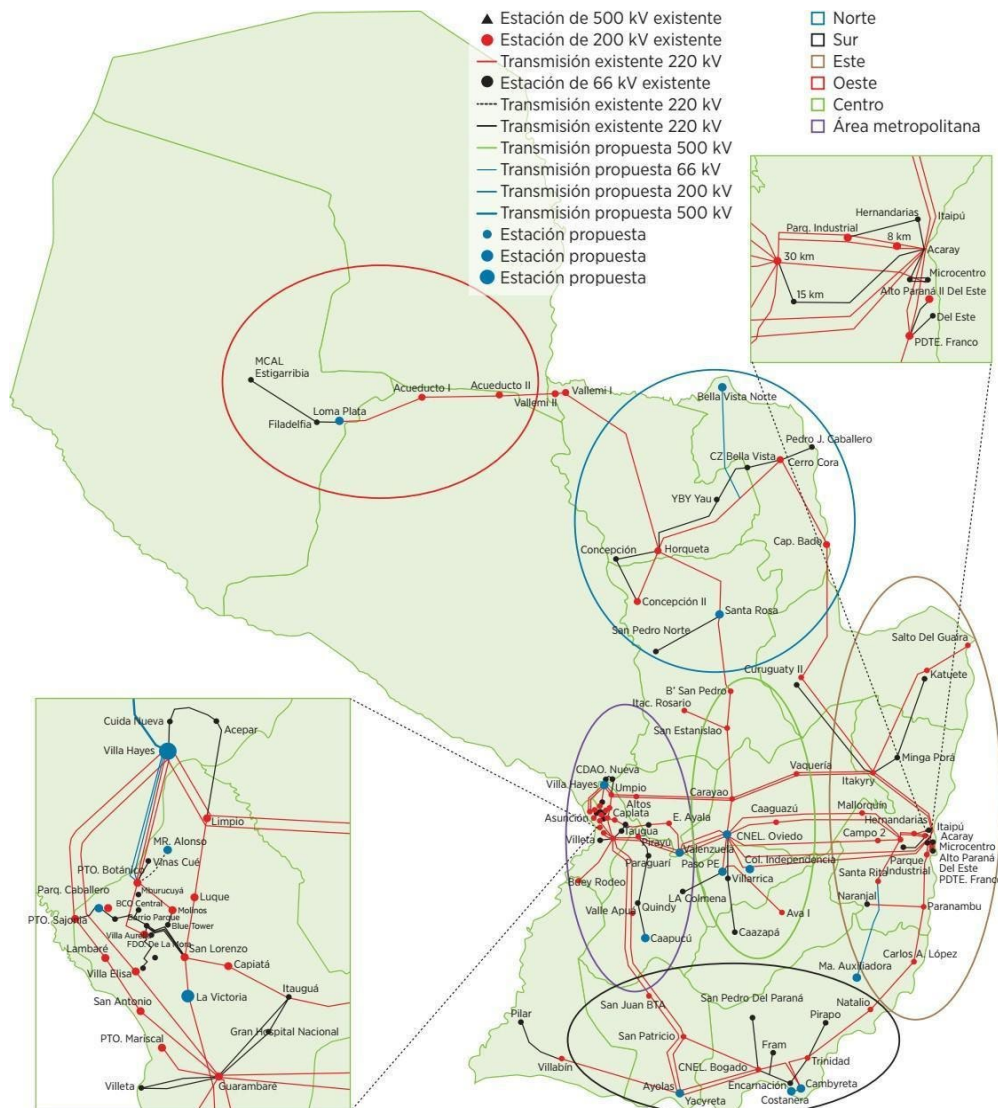


Figura 6: Sistema de transmisión en Paraguay [7].

En relación con la movilidad eléctrica, Paraguay cuenta con condiciones altamente favorables para su expansión y aprovechamiento de las ventajas competitivas que posee en comparación con otros países de la región. Entre estas ventajas se destacan la disponibilidad abundante de energía eléctrica renovable, el bono demográfico y un entorno fiscal favorable caracterizado por impuestos bajos. La movilidad eléctrica no solo se presenta como una alternativa para aprovechar la energía local, sino también como una oportunidad para generar empleo a través de la participación del país en la cadena de valor de suministro de tecnología y componentes.

Paraguay se distingue de la mayoría de los países de la región por no enfrentar problemas significativos en términos de generación eléctrica. Según las proyecciones realizadas por la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) en el marco del desarrollo del Plan de Obras, se estima que recién para el año 2030 podría haber una utilización total de los excedentes de energía eléctrica disponibles. Sin embargo, resulta imperativo realizar inversiones en nuevos proyectos de generación

eléctrica de manera anticipada, preparándose para posibles escenarios de escasez que podrían surgir en el futuro. En consecuencia, se requerirá explorar y desarrollar otras fuentes de energía renovable no convencional (ERIC) para garantizar un suministro continuo y confiable de electricidad a medida que aumente la demanda y se agoten los recursos hidroeléctricos disponibles. En este contexto se destaca la energía solar, que además podría emplearse para ciertas regiones como el norte del Chaco, donde existen pequeñas poblaciones y comunidades dispersas sin conexión a la red eléctrica nacional.

Finalmente, en términos de eficiencia energética (EE), se está generando conciencia de manera gradual, especialmente en lo que respecta al consumo racional durante las horas de mayor demanda, que representan uno de los principales desafíos para la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Durante los meses de diciembre a marzo, cuando prevalece el intenso calor, se observan picos de demanda eléctrica tanto en las primeras horas de la tarde como por la noche, debido al uso cada vez más extendido del aire acondicionado (cuyo costo ha disminuido) y otros dispositivos eléctricos. En este contexto, se ha establecido un Programa Nacional de Eficiencia Energética, que incluye la elaboración y aplicación de normas de etiquetado para diversos productos, como lámparas y luminarias, y se encuentran en desarrollo normas para acondicionadores de aire, ventiladores, refrigeradores y otros aparatos eléctricos [7, 9].

3.6. Regulación existente

El marco regulatorio del país en materia de energía tiene como punto de partida el Decreto N.º 6092, aprobado en octubre de 2016, que establece la política energética de la República del Paraguay. En dicho decreto se define la visión estratégica de la política energética nacional, la cual se enuncia de la siguiente manera: “Atender las necesidades de energía de la población y de todos los sectores productivos, con criterios de calidad, responsabilidad socioambiental y eficiencia; constituyéndose la energía en factor de crecimiento económico, desarrollo industrial y de progreso social, en el marco de la integración regional”.

Para alcanzar esta meta, mediante la efectiva ejecución y seguimiento de la Política Energética, se han establecido cinco objetivos superiores claves para el Sector Eléctrico Nacional, garantizar la seguridad energética con los siguientes criterios: autoabastecimiento, eficiencia, mínimo costo y responsabilidad socioambiental; asegurar el acceso a la energía de calidad a toda la población con atención a los derechos del consumidor; utilizar las fuentes nacionales de energía; consolidar la posición del Paraguay como eje de la integración energética regional y; propiciar la comprensión sobre la importancia de la energía y su uso sostenible.

Para alcanzar los objetivos establecidos, se inicia definiendo el Sector Energético Nacional junto con sus cuatro subsectores principales, subsector eléctrico, entes binacionales hidroeléctricos e integración eléctrica, bioenergía y fuentes alternativas e hidrocarburos. A continuación, se delimitan los objetivos generales y específicos del Sector Energético Nacional, alineados con la visión de la política energética. Luego, se establecen los objetivos para cada subsector energético, asegurando que estén en correspondencia con los objetivos del Sector Energético Nacional. Esto garantiza una coherencia integral en la planificación y ejecución de estrategias energéticas a nivel nacional [12, 13].

En consonancia con estos planes estratégicos en diciembre de 2022, se aprobó la ley N 6977, que establece disposiciones para el fomento, generación, producción, desarrollo y utilización de energía eléctrica a partir de fuentes de ERIC no hidráulicas. Esta legislación tiene como objetivo regular la implementación de la política nacional en materia de energía, enfocándose en la integración y complementación energética a nivel nacional y regional, así como en la adopción de nuevas tecnologías para el suministro energético a corto, mediano y largo plazo, minimizando el impacto ambiental. El propósito de esta ley es fomentar el aprovechamiento de fuentes de ERNC, promoviendo la eficiencia energética y mejorando la competitividad en el suministro de energía eléctrica del país. Se busca modificar significativamente la matriz energética, reemplazando gradualmente la producción y uso de energía eléctrica proveniente de biomasa forestal e hidrocarburos [14].

Aunque la introducción de nuevas tecnologías en la generación de ERNC aún está en sus etapas iniciales en Paraguay, la promulgación de esta ley refleja el compromiso del país con la transición hacia una matriz energética más sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

4 . Referencias

- [1]. C. A. Clebsch Kuhn, The geological evolution of the paraguayan chaco. PhD thesis, Texas Tech University, 1991.
- [2]. Administración Nacional de Electricidad (ANDE), "Plan maestro de generación," tech. rep., ANDE, 2021.
- [3]. Viceministerio de Minas y Energía, "Atlas del potencial de energía solar y eólica de Paraguay." [https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/publicaciones/ AtlaspotenenergSolarEolicoPy.pdf](https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/publicaciones/AtlaspotenenergSolarEolicoPy.pdf). Fecha de acceso: 10-03-2024.
- [4]. M. Ayala, S. Toledo, G. Ramirez, A. Prado, D. Caballero, M. Rivera, P. Wheeler, and R. Gregor, "A review of solar and wind energy in paraguay," in 2022 IEEE International Conference on Automation/XXV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA), pp. 1–5, 2022.
- [5]. J. P. Undurraga, M. Rivera, P. Cossutta, A. Garcés, M. Ayala, L. Y. García, and P. Wheeler, "Electricity generation under the climate change situation in latin america: Trends and challenges," International Journal of Energy Economics and Policy, vol. 14, no. 2, 2024.
- [6]. Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, "Estudio de prospectiva energética 2018 – 2050," July 2023. Resumen de Estudio Demanda y Suministro de Energía.
- [7]. International Renewable Energy Agency (IRENA), "Evaluación del estado de preparación de las energías renovables - Paraguay," tech. rep., September 2021.
- [8]. Viceministerio de Minas y Energía, "Balance energético nacional 2022," August 2023. En términos de Energía Final.
- [9]. F. Lucantonio, J. Sosa, and R. G. Aiello, "Breve reseña del sector de energía en Paraguay," tech. rep., Banco Interamericano de Desarrollo, 2022.
- [10]. Viceministerio de Minas y Energía, "Electricidad - Generación." https://minasyenergia.mopc.gov.py/index.php?option=com_content&view=article&id=1216&Itemid=603
- [11]. Asociación Nacional de Electricidad (ANDE), "Central Hidroeléctrica Acaray." Online. Available: <https://www.ande.gov.py/documentos/CH-ACARAY-WEB.pdf>.
- [12]. Presidencia de la República del Paraguay, "Decreto 6092 - Por la cual se aprueba la política energética de la República del Paraguay, se designa coordinador y secretario," 2016.
- [13]. Presidencia de la República del Paraguay, "Anexo - Decreto Nº 6092," 2016.
- [14]. Congreso de la Nación Paraguaya, "Ley 6977 que regula el fomento, generación, producción, desarrollo y la utilización de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales no hidráulicas," 2023.

Análisis del potencial energético solar en techos para una comunidad de ingresos bajos en Puerto Rico

Cesar A. Vega Penagos^{1,*}, Fabio Andrade Rengifo^{1,*}

¹ Department of Electrical and Computer Engineering (ECE) at the University of Puerto Rico Mayagüez, Puerto Rico

* Correspondence: cesaraugusto.vega@upr.edu (C.A.V.P); fabio.andrade@upr.edu (F.A.R.)

1. Resumen

La energía solar fotovoltaica (PV, por sus siglas en inglés) en los techos de las casas puede suplir suficiente energía en zonas tropicales y en islas del Caribe, reduciendo significativamente la carga energética en hogares de bajos ingresos. Este estudio evalúa el potencial técnico de la energía solar en una comunidad de Mayagüez, Puerto Rico. Utilizando datos satelitales del Centro Nacional de Energía Renovables de los Estados Unidos (NREL), se analizó la generación solar de un año de más de 1200 casas divididas en 33 secciones. Se encontró que un sistema PV de 4 kW podría suplir las necesidades energéticas del 83% de las viviendas de esta comunidad. Este estudio proporciona una referencia valiosa para fomentar el uso de energías renovables y mejorar la resiliencia y calidad de vida en comunidades de bajos ingresos.

2. Abstract

Rooftop solar photovoltaics (PV) can supply sufficient energy in tropical areas and Caribbean islands, significantly reducing the energy burden on low-income households. This study evaluates the technical potential of solar energy in a community in Mayagüez, Puerto Rico. Using satellite data from the US National Renewable Energy Laboratory (NREL), one year of solar generation was analysed for over 1,200 homes divided into 33 sections. It was determined that a 4 kW PV system could meet the energy needs of 83% of the homes in this community. This study provides a valuable reference to promoting the use of renewable energy and improving resilience and quality of life in low-income communities.

3. Introducción

El cambio climático y la contaminación ambiental son problemas cruciales que enfrenta la humanidad en la actualidad. La conexión entre la energía y el cambio climático es evidente, ya que ambos comparten un origen común: el modelo energético actual. El consumo de energía proveniente de combustibles fósiles es el principal responsable de la producción de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global [1]. Este contexto ha motivado la búsqueda de alternativas energéticas sostenibles y menos contaminantes, siendo la energía solar una de las opciones más prometedoras debido a su disponibilidad y sostenibilidad.

En Estados Unidos, el 67 % de los hogares de bajos ingresos enfrenta un gasto alto de electricidad, destinando más del 6 % de sus ingresos a facturas de energía [2]. Estos hogares suelen sacrificar necesidades básicas como calefacción y refrigeración para cubrir otros gastos, lo que subraya la necesidad de acceso a energía asequible. La capacidad fotovoltaica a pequeña escala creció de 7,4 GW en 2016 a 44 GW en junio de 2023 y se proyecta que alcance 55 GW a finales de 2024 [3]. Sin embargo, persiste una desigualdad en su adopción: más de dos tercios de estos sistemas se instalan en hogares con ingresos superiores a 45 000 USD anuales, mientras que solo el 13 % corresponde a los de menores ingresos [4].

La adopción de esta tecnología puede no solo reducir los costos energéticos, sino también promover la independencia energética y la sostenibilidad ambiental [5]. El barrio Salud, en Mayagüez (Puerto Rico), es una comunidad de bajos ingresos que enfrenta desafíos económicos significativos y

altos costos de energía. En este contexto, la implementación de sistemas solares podría aliviar la carga económica de estos hogares y mejorar su calidad de vida.

Este estudio se enfoca en evaluar el potencial técnico de la energía solar en el barrio Salud utilizando la herramienta de análisis del Centro Nacional de Energía Renovables de los Estados Unidos (NREL). Esta herramienta permite estimar la producción de energía solar basada en parámetros específicos como la ubicación geográfica y las condiciones meteorológicas. Al simular la generación de energía solar en 33 secciones del barrio durante un año, se obtiene una visión detallada del potencial de energía renovable en esta comunidad.

La metodología incluye la recopilación de datos de generación de energía por hora a lo largo de un año, seguida de análisis estadísticos descriptivos e inferenciales para caracterizar la comunidad y su potencial energético. Los objetivos de este estudio son:

- Evaluar el potencial técnico de la energía solar en el barrio Salud, Mayagüez.
- Determinar la viabilidad del tamaño de un sistema fotovoltaico para suplir las necesidades energéticas del 83% de las viviendas en la comunidad.
- Proporcionar una base sólida para la promoción del uso de energía solar en comunidades de bajos ingresos, destacando los beneficios económicos y ambientales.

Además de los beneficios económicos, la adopción de sistemas solares en el barrio Salud podría mejorar la resiliencia de la comunidad frente a interrupciones en el suministro eléctrico, como las causadas por huracanes. La generación de energía local y sostenible también puede servir como un modelo replicable para otras comunidades de bajos ingresos en Puerto Rico, fomentando una mayor adopción de tecnologías de energía renovable.

Este estudio proporciona una base sólida para promover el uso de energía solar en comunidades de bajos ingresos, destacando tanto los beneficios económicos como los ambientales. Al aprovechar el recurso solar de Puerto Rico, las comunidades pueden lograr una mayor independencia energética y contribuir a un futuro más sostenible.

4 . Revisión de literatura

La pobreza energética ha surgido como un desafío crítico en la intersección entre energía, pobreza y medio ambiente a nivel mundial [6]. Este problema se manifiesta cuando los hogares no pueden acceder a una cantidad suficiente de energía o destinan una parte desproporcionada de sus ingresos a cubrir sus necesidades energéticas básicas. A medida que se busca mejorar la calidad de vida y reducir la pobreza extrema, aumenta la demanda energética, lo que puede contribuir al aumento de gases de efecto invernadero y al cambio climático.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [7], especialmente el Objetivo 7: Energía Asequible y No Contaminante, subrayan la importancia de garantizar el acceso universal a servicios energéticos limpios y accesibles. Esta iniciativa global reconoce la energía como un facilitador clave para el desarrollo socioeconómico y destaca la necesidad de políticas inclusivas que aborden las disparidades energéticas dentro y entre países, promoviendo así un futuro más sostenible para todos.

4.1. Energía en U.S y Puerto Rico

La energía renovable comprende todas aquellas formas de energía generadas a partir de fuentes naturales como el sol, el viento, el agua y la biomasa, que no dependen de combustibles fósiles ni emiten grandes cantidades de CO₂ [8]. Estas fuentes son esenciales para mitigar el cambio climático y son virtualmente inagotables. Entre las más comunes se encuentran la energía solar, que convierte la radiación solar en electricidad mediante paneles fotovoltaicos o colectores solares; la energía eólica, que utiliza la fuerza del viento para generar energía cinética; y la hidráulica, que aprovecha el potencial energético de los saltos de agua para mover turbinas que generan electricidad. Además, existen otras

como la biomasa, la mareomotriz y el biogás, cada una con métodos específicos para obtener energía a partir de recursos naturales renovables.

El crecimiento de las energías limpias es crucial para combatir el cambio climático global. Sin embargo, el desafío radica en la necesidad de mejorar los sistemas eléctricos para gestionar de manera eficiente estas fuentes intermitentes y asegurar un suministro eléctrico confiable incluso en condiciones adversas, como la ausencia de viento o sol [9]. Las energías renovables no solo contribuyen a reducir la contaminación ambiental y los gases de efecto invernadero, sino que también promueven la seguridad energética al diversificar las fuentes de energía y reducir la dependencia de combustibles importados.

En Estados Unidos, el consumo total de energía primaria sigue dominado por los combustibles fósiles, aunque su peso ha ido cediendo frente a fuentes más limpias (Figura 1). Para 2024, el petróleo aportó el 38 % del total (35.3 QBtu), el gas natural el 36 % (34.2 QBtu), el carbón el 8 % (7.9 QBtu) y la energía nuclear el 9 % (8.2 QBtu). Las energías renovables representaron el 9 % (8.6 QBtu), destacando la biomasa, seguida de eólica, hidroeléctrica, solar y geotérmica. El diagrama también muestra cómo estas fuentes alimentan los principales sectores finales transporte (38 %), industrial (35 %), residencial (15 %) y comercial (13 %) y el flujo hacia el sector eléctrico. Esta distribución refleja la creciente participación de las renovables en la matriz energética del país [10].

U.S. energy consumption by source and sector, 2024

quadrillion British thermal units (Btu)

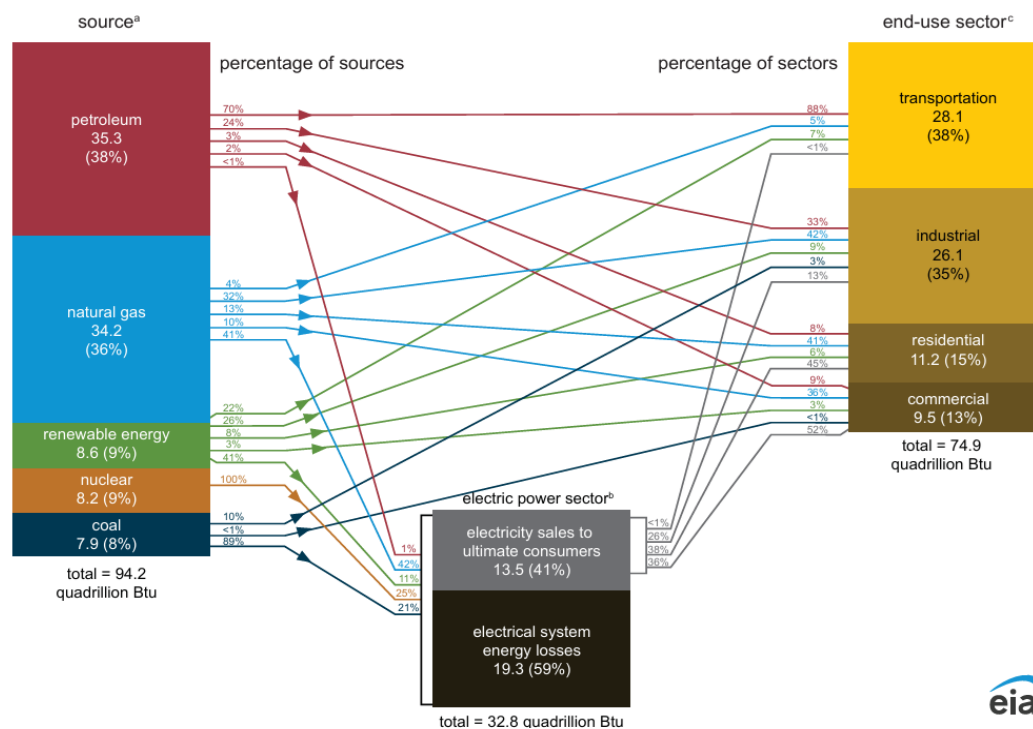


Figura 1. Consumo de energía primaria en EE. UU tomado de [10].

En contraste, Puerto Rico depende en gran medida de combustibles fósiles para su generación eléctrica [11], a pesar de contar con un potencial significativo para la energía solar. Tras el huracán María en 2017 y los terremotos posteriores [12], [13], la isla ha intensificado sus esfuerzos en adoptar energías renovables, con iniciativas como la Ley 82 que establece metas para aumentar la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables [14]. Aunque enfrenta desafíos infraestructurales significativos, como la vulnerabilidad a desastres naturales, Puerto Rico ha visto un crecimiento en la adopción de sistemas de energía solar y microrredes comunitarias, mejorando así la resiliencia energética de sus comunidades [15], [16].

La integración de energías renovables en comunidades de bajos ingresos es especialmente relevante, ya que puede proporcionar acceso a energía más barata y confiable, reduciendo así la pobreza energética y mejorando la calidad de vida. Programas como el análisis del potencial de techos solares en Puerto Rico están dirigidos a expandir el acceso a la energía solar entre estas comunidades, promoviendo la equidad energética y económica, como ejemplo de esto “The Puerto Rico Solar Map” [17], sitio web donde se lleva un seguimiento a los proyectos de energía solar y sus estatus como se muestra en Figura 2.

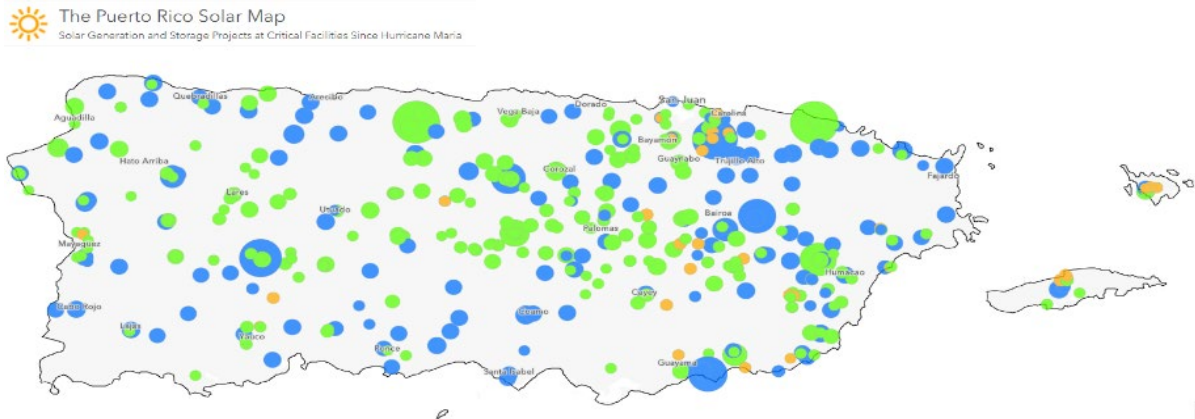


Figura 2. Proyectos de energía solar en Puerto Rico por [16]

4.2. Comunidades (LMI) Puerto Rico

Las comunidades de ingresos bajos (LMI) se caracterizan por tener niveles de ingresos que están dentro de rangos específicos, definidos en función del ingreso medio del área (AMI) según el Departamento de Vivienda y Desarrollo Urbano (HUD) de los Estados Unidos [18]. Esto abarca desde ingresos muy bajos, que son menos del 30% del AMI, hasta ingresos moderados, que oscilan entre el 50% y el 80% del AMI local [19]. Estas definiciones son cruciales para entender las necesidades y oportunidades de equidad en el desarrollo comunitario, especialmente en áreas como Puerto Rico, donde se estudian soluciones energéticas sostenibles adaptadas a estas condiciones socioeconómicas.

En Puerto Rico, el análisis del potencial de techos fotovoltaicos realizado por NREL [20], [21] ha identificado comunidades LMI que podrían beneficiarse significativamente de iniciativas de energía solar comunitaria, en la Figura 3 se observa esta distribución.



Figura 3. Comunidades (LMI) de Puerto Rico

Este proyecto no solo busca mejorar la resiliencia energética en áreas afectadas por desastres naturales como el huracán María, sino que también apunta a reducir la pobreza energética al proporcionar acceso a una fuente de energía confiable y sostenible [22]. Comunidades como Barrio Salud en Mayagüez y Villa Esperanza en Toa Alta, entre otras, han mostrado interés en mejorar sus servicios energéticos mediante soluciones innovadoras como sistemas de energía solar cooperativa,

demostrando así un camino hacia la autosuficiencia energética y la mejora en la calidad de vida.

4.3. Análisis de generación fotovoltaica utilizando herramientas de NREL

PVWatts es una herramienta clave utilizada en el análisis, desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL). Esta herramienta permite estimar la producción de energía fotovoltaica de sistemas solares ubicados en los techos de las casas utilizando fotos satelitales e información de la cantidad de energía solar que llega a estos techos. En resumen, el Capítulo establece un marco detallado del contexto energético en Puerto Rico, destacando la necesidad de soluciones energéticas sostenibles para las comunidades de bajos ingresos y utilizando herramientas avanzadas como PVWatts para realizar estimaciones precisas y viables de producción de energía solar.

5. Metodología

La investigación comenzó con una exhaustiva revisión de la literatura para comprender la relación entre la energía y la pobreza, lo que resultó fundamental para orientar la recolección de datos y la identificación de variables clave. Posteriormente, se utilizó el software especializado PVWatts para conocer y analizar el potencial de la energía solar fotovoltaica (PV).

Se realizó un análisis estadístico descriptivo de las variables energéticas utilizando RStudio. Además, se diseñaron perfiles de carga ajustados a las características de la población. Los datos sobre demanda y consumo se facilitaron mediante modelos creados en Simulink de MATLAB, proporcionados por el Sustainable Energy Center (SEC) de la Universidad de Puerto Rico en Mayagüez (UPRM), idea de los procedimientos se aprecia en Figura 4.

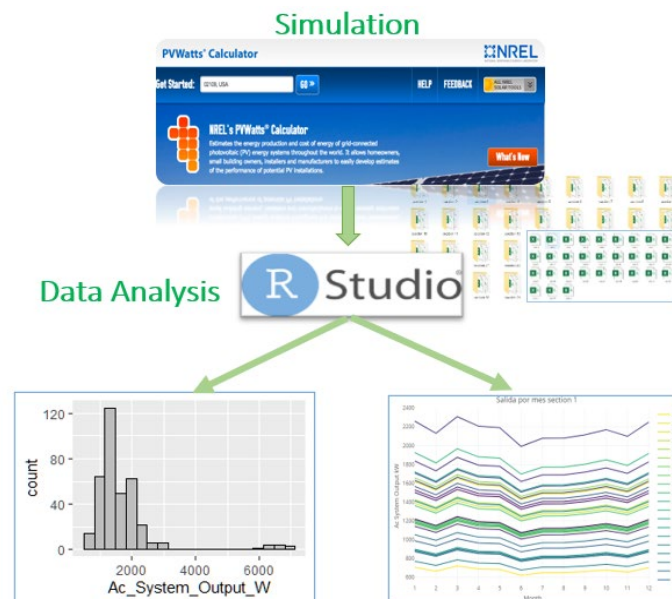


Figura 4. Etapas de procedimiento

La población de interés fue la comunidad de La Salud en Mayagüez, delimitada en la Figura 5, seleccionada por su clasificación como LMI y su interés en mejorar la resiliencia energética. Se utilizaron herramientas como "Google Project Sunroof" [23], para analizar el potencial solar del área (Figura 6), dividiendo la comunidad en secciones para estimar la irradiación solar en los techos de manera detallada. El procedimiento de recolección de datos incluyó visitas a los hogares para recopilar información demográfica, percepciones sobre la energía solar, y datos de infraestructura y demanda energética, facilitado por modelos de simulación avanzados como PVWatts y simulaciones en MATLAB.



Figura 5. Comunidad La Salud tomado Google

Maps



Figura 6. Potencial solar de la comunidad por [21]

Finalmente, el proyecto se centró en la comunidad de La Salud debido a limitaciones logísticas y de recursos, incluyendo la accesibilidad a otras comunidades LMI en zonas rurales y las restricciones impuestas por la pandemia de COVID-19. Esta delimitación permitió concentrar los esfuerzos en un análisis exhaustivo y detallado como base para futuras investigaciones y aplicaciones prácticas en el campo de la energía sostenible en comunidades.

6. Resultados

6.1. Estatus de la comunidad

Después de realizar visitas a la comunidad en junio de 2020 y junio de 2021, se empleó un dron para capturar fotografías panorámicas del entorno (Figura 7), facilitando una visión detallada del tamaño del área comunitaria, las vías de acceso, la vegetación circundante y el estado de los techos, entre otras características de las viviendas.

Las imágenes fueron cruciales para identificar problemas en la infraestructura eléctrica de la comunidad, que incluye una subestación deteriorada, líneas de distribución cubiertas de vegetación, transformadores antiguos con cajas abiertas y postes de madera, evidenciando un notable abandono (Figura 8).



Figura 7. Panorámica de la comunidad, fotos: (F.A.R)

Durante la visita, se observaron diferencias significativas en la movilidad entre las áreas rural y urbana. En la zona rural, los residentes dependen de grandes escaleras sin iluminación adecuada, lo

que dificulta la movilidad nocturna. En cambio, en la parte urbana, se utilizan medios de transporte convencionales. Además, se registró un número considerable de viviendas abandonadas (Figura 8-9), algunas cubiertas de vegetación, posiblemente afectadas por desastres naturales u otras causas no determinadas.



Figura 8. Subestación y distribución eléctrica, fotos: (F.A.R)



Figura 9. Casas abandonadas, fotos: (F.A.R)

Para manejar la extensión de la comunidad de manera efectiva, se decidió dividirla en partes más pequeñas, denominadas para este estudio como "Secciones", resultando en un total de 33 secciones identificadas, como se muestra en la Figura 10.

Cada sección fue numerada de manera secuencial para garantizar un tamaño equitativo de las casas dentro de cada una. Es crucial destacar que esta segmentación se realizó siguiendo un orden específico y no afecta el desarrollo ni los resultados de la investigación.

De manera similar, este proceso se replicó dentro de cada una de las 33 secciones, en la Figura 11 se presenta como ejemplo la sección 16 con las casas seleccionadas. A cada techo seleccionado se le asignó un número único para facilitar su identificación y permitir una simulación ordenada en PVWatts. Este enfoque aseguró que no se cometieran errores como la duplicación de techos durante el proceso de análisis y simulación.



Figura 10. División Barrio La Salud, diseño: (C.A.V.P)



Figura 11. Sección 16 Barrio salud: (C.A.V.P)

6.2. Análisis usando PVWatts

PVWatts utiliza datos meteorológicos típicos anuales (TMY) de frecuencia horaria de la Base de Datos Nacional de Radiación Solar del NREL (NSRDB) para simular recursos solares, como la irradiación solar y las condiciones meteorológicas del lugar. La simulación se realizó en 1.188 viviendas de una comunidad, representando las casas con paneles solares.

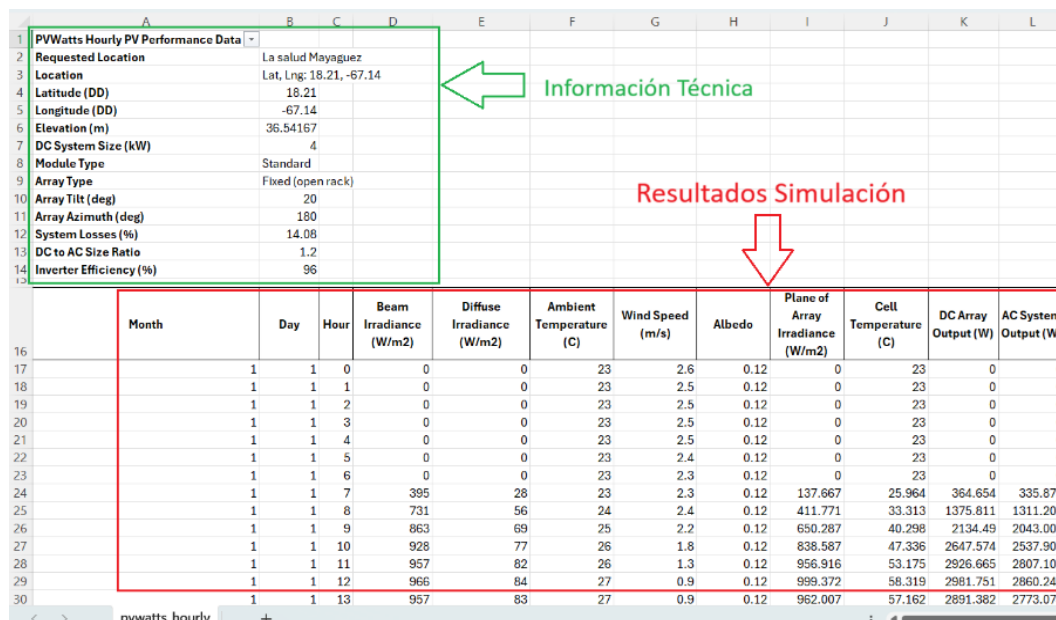


Figura 12. Ejemplo simulación en PVWatts

Los parámetros de entrada, en su mayoría predeterminados, varían el tamaño del sistema el cual se puede seleccionar forma fija o se puede dibujar el área del techo predeterminada por el usuario. Para este trabajo se dibujó cada techo dentro de la comunidad (1.188 casas) y los resultados de las simulaciones se guardaron por horas (8.760 horas anuales), los archivos se organizaron para facilitar su análisis posterior. Un ejemplo de los archivos finales obtenidos se describen en la Figura 12, dividida en dos partes relevantes, la primera posee información técnica del sistema, datos demográficos, opciones de entrada en la calculadora PVWatts y la segunda parte son los resultados obtenidos por la simulación de las variables medidas.

6.3. Análisis descriptivo de las variables

Se realizó el análisis estadístico descriptivo pertinente de las variables recolectadas por medio de la herramienta PVWatts. Se utilizaron, medidas de tendencia central y medidas de variabilidad, diagramas de dispersión, tablas de frecuencia, gráficos de barras, entre otros elementos.

6.3.1. Análisis descriptivo: Tamaño del sistema PV

Un aspecto importante para el proyecto es determinar el tamaño más apropiado del sistema PV o "System Size kW" en los techos de la comunidad, donde las dimensiones son personalizadas al momento de hacer la toma de datos en PVWatts. Seleccionamos la sección 16 mostrada antes en la Figura 11. Esta sección tiene aproximadamente 55 casas, de las cuales se hace la simulación para 46. Luego se realiza un diagrama *Scarlet plot* (Figura 13), en *Rstudio* para identificar el tamaño de los sistemas adecuados para cada techo, resaltando que 22 casas aproximadamente el 47% de las 46, tienen capacidad para la posible simulación de un sistema solar PV que varía entre los 8 kW y 15 kW.

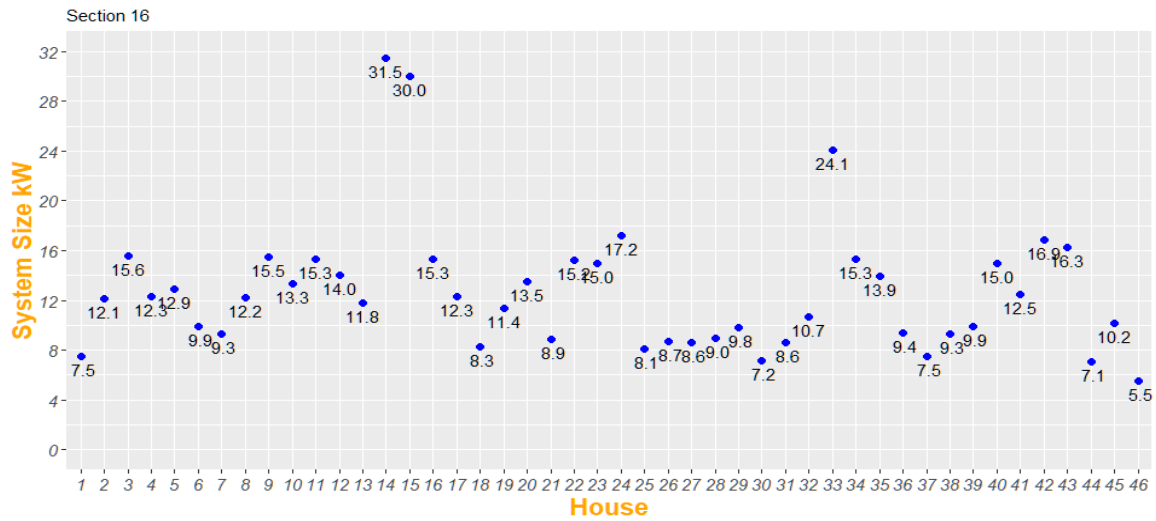


Figura 13. Tamaño sistema (kW) simulados en sección 16

Generalizando el proceso para analizar los tamaños de sistemas simulados, seleccionamos las 32 secciones restantes de la comunidad aplicando el mismo mecanismo es decir dibujar cada techo para cada simulación, donde los resultados se reflejan en la Figura 14.

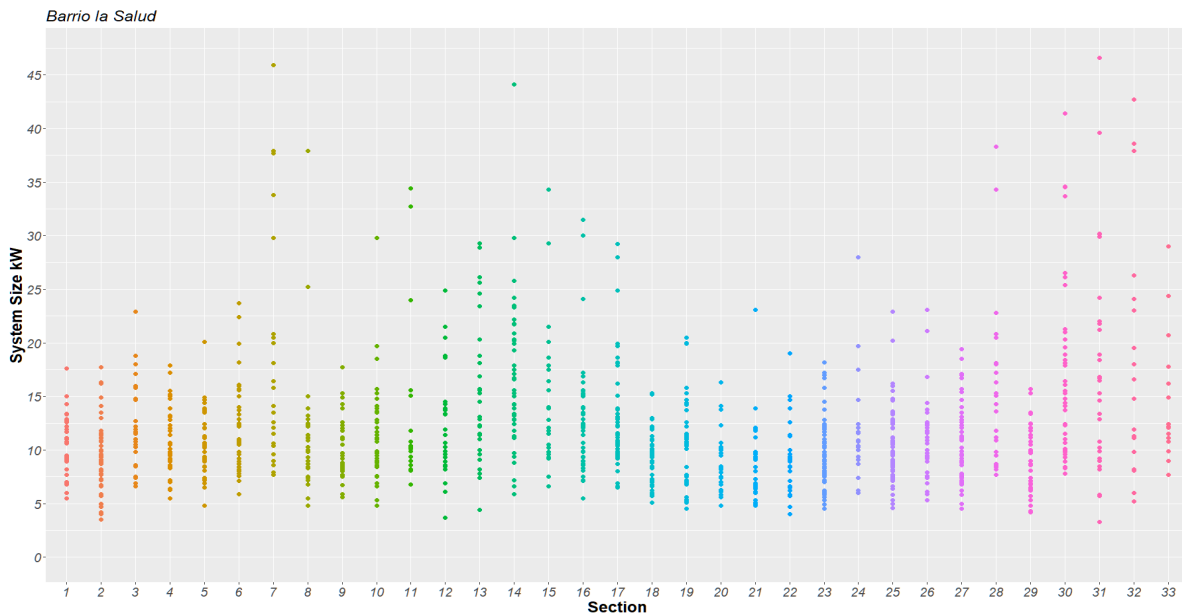


Figura 14. Tamaño (kW/m²), sistemas simulados en Barrio Salud

6.3.2. Análisis descriptivo: Salida del sistema AC (W)

El análisis descriptivo de la variable “AC System Output (W)”, que representa la potencia generada por un sistema fotovoltaico por hora en un año, se realiza tomando datos por horas. Para un análisis más relevante, se considera la generación de energía entre las 6:00 y las 18:00 horas, ya que fuera de este horario muchas horas tendrían un valor de 0 W. Puerto Rico, particularmente Mayagüez, al estar en la zona intertropical, no tiene estaciones meteorológicas marcadas, sino temporadas lluviosas o soleadas.

La Figura 15 muestra que la mayor generación de energía solar en la sección 16 ocurre alrededor de las 11 a.m., debido a la alta irradiación solar cercana al mediodía. Al ampliar el análisis a todas las secciones de la comunidad, se observó que aproximadamente el 84% de las casas tienen una

producción media de energía fotovoltaica (PV) entre 2 kWh y 5 kWh.

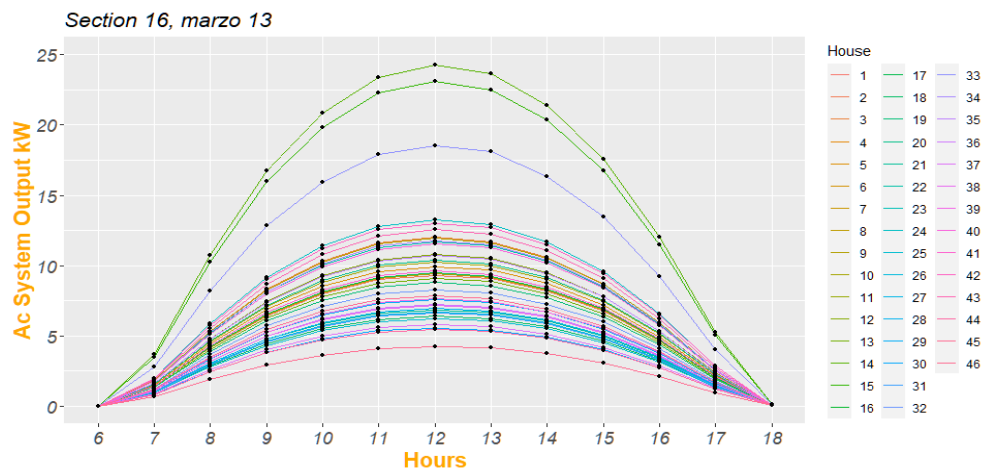


Figura 15. Promedio generación de energía 6am - 6pm, sección 16

Se analizó la producción total de energía fotovoltaica (PV) para todas las casas del Barrio Salud, comenzando con la sección 16 y luego ampliando el análisis a toda la comunidad (Figura 16). Al comparar la generación de energía en diferentes secciones, se concluyó que la producción total de energía PV oscila entre 300 MWh y 800 MWh, representando el 78% de la energía total producida por la comunidad en un año.

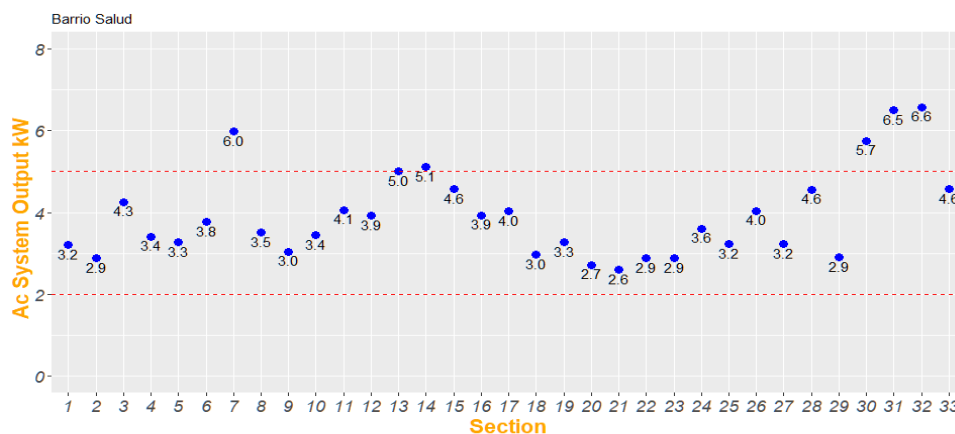


Figura 16. Energía total anual PV producida (MWh), comunidad

Un análisis clave en la investigación fue el coeficiente de variación (CV) aplicado a la variable AC System Output (W) en cada sección de la comunidad. Las secciones 26, 30, 31 y 32 mostraron mayor variabilidad. Además, se analizó cómo la generación de energía PV varía a lo largo del año, agrupando los datos por trimestres. En la sección 16, el trimestre 2 (abr-jun) resultó ser el más favorable, mientras que el trimestre 3 (jul-sept) fue el menos favorable debido a las lluvias en Mayagüez. Finalmente, se concluyó que las 1.188 simulaciones del Barrio Salud pueden generar aproximadamente 21.517 MWh en un año.

6.3.3. Análisis de la diferencia del consumo y generación energética

En esta parte del trabajo, se diseñaron perfiles de demanda energética basados en las características de las viviendas del censo de Mayagüez (2015-2019). Se crearon cinco perfiles según la cantidad de habitaciones, reflejando el funcionamiento normal de los electrodomésticos [24], [25]. Luego, el (SEC) de la Universidad de Puerto Rico-Mayagüez realizó simulaciones en tiempo real, activando los equipos en sus horarios típicos de consumo. Las simulaciones se ejecutaron por un año

con datos por hora. Los resultados fueron validados con facturas de energía, mostrando una alta precisión, como en el perfil 2 (Figura 17), con un consumo simulado promedio de 300 kWh al mes coincidió con las facturas reales.

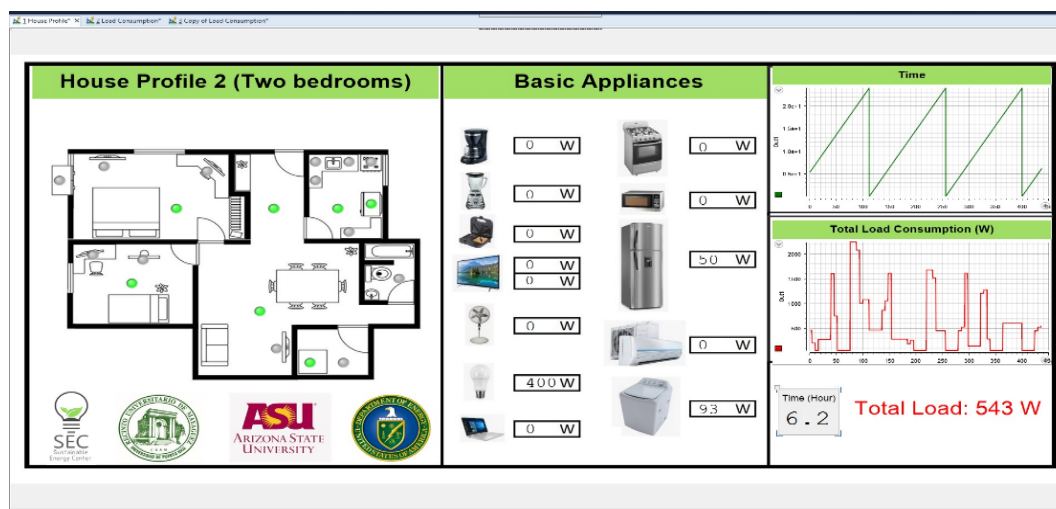


Figura 17. Generación de la demanda perfil 2 (two bedrooms)

Para comparar la demanda de una vivienda con la generación de energía fotovoltaica (PV), se analizan perfiles de demanda frente a sistemas PV de tamaños fijos (1 kW, 2 kW y 4 kW), enfocados en maximizar beneficios para comunidades de bajos ingresos.

En el primer análisis, se comparó el perfil 1 con un sistema de 1 kW durante un día. La gráfica mostró que la generación de energía PV no cubrió la demanda, con una diferencia de -211,74 kWh, lo que llevó a detener esa comparación. Sin embargo, al extender el análisis a un año, se observó que el perfil 1 puede ser abastecido por un sistema de 2 kW, con una diferencia positiva de 1.257 kWh. Se generalizó este proceso para los otros perfiles, presentando los resultados en la Tabla I.

La simulación de sistemas fotovoltaicos de 4 kW demuestra que puede satisfacer las necesidades de los perfiles 2 y 3, que representan el 74 % de las viviendas en la comunidad. Además, se sugiere que un sistema de 2 kW podría ser adecuado para cubrir las necesidades básicas de una vivienda como respaldo o emergencia.

Tabla I. Diferencias demanda perfiles vs generación energía PV

	DC System Size (1 kW)	DC System Size (2 kW)	DC System Size (4 kW)
1 bedroom	-211.74	1257.72	4173.51
2 bedrooms	-2134.12	-664.65	2274.28
3 bedrooms	N/A	-1468.27	<u>1470.67</u>
4 bedrooms	N/A	N/A	-1249.08
5 or more bedrooms	N/A	N/A	-1771.35

Se realizó una nueva clasificación de las viviendas en la comunidad, enfocándose en aquellas que tienen techos de material sólido o concreto, aprovechando las visitas realizadas y los videos captados desde un dron, aunque ninguna fue visitada individualmente para validar su estado actual. El análisis revela que las secciones con mayor cantidad de casas aptas para la instalación de paneles solares se encuentran en la zona urbana. En total, se identificaron 262 casas posibles, lo que representa el 22 % de las 1.188 viviendas consideradas como ideales en el estudio.

6.3.4. Análisis de Varianza (One way ANOVA)

Se definieron las variables de respuesta (Y) y el ($factor$) en el análisis del Barrio Salud, dividiendo la comunidad en cuatro regiones según su ubicación geográfica: Región 1 (Noreste), Región 2 (Noroeste), entre otras, como se detalla en la Tabla II. Cada región abarca un número específico de secciones, según lo indicado en la Figura 10.

Tabla II. Regiones por ubicación geográfica

	Secciones
Región 1	1,2,3,4,6,7,8,9,10
Región 2	11,12,13,14,15,31,32,33
Región 3	16,17,25,26,27,28,29,30
Región 4	5,18,19,20,21,22,23,24

Dada la variable respuesta Y y un grupo de tratamientos i , el modelo que describe la relación entre Y y los tratamientos está dado por la ecuación (1):

$$Y_{ij} = \mu + \alpha_i + \varepsilon_{ij} \quad (1)$$

Y_{ij} representa j -ésima observación en el i -ésimo tratamiento. μ es el intercepto, α el efecto del tratamiento o factor. Además ε_{ij} es el error aleatorio, sumiendo que los errores son independientes y siguen una distribución normal con media cero y varianza σ . Empezamos definiendo las variables para realizar el análisis de varianza donde:

Y : Energía total promedio anual PV (MWh)

Factor: Regiones geográficas.

Los resultados obtenidos usando R-Studio son representados en la Tabla III. Una interpretación para estos resultados es observar el p -valor, como se observa es menor que 0.05 entonces, podemos concluir que existe diferencia significativa entre las regiones.

Tabla III. One way ANOVA para Y y las regiones

	Df	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Region	3	65962	21987	3.184	0.0385 *
Residuals	29	200241	6905		

Otras pruebas que se realizaron, como la prueba de Tukey para comparaciones múltiples, que se utiliza para analizar las diferencias entre las medias de varias regiones. Los resultados indican que las regiones 1 y 3 tienen promedios poblacionales similares, mientras que sólo hay diferencias significativas entre las regiones 2 y 4. En particular, la región 2 muestra la mejor producción promedio anual de energía fotovoltaica (PV) en megavatios hora (MW h). Además, se verificaron supuestos estadísticos, como la homogeneidad de la varianza, observando los valores ajustados contra los residuales, lo que confirma que la varianza en los residuales es constante. También se evaluó la normalidad de los residuales, y se concluyó que cumplen con este supuesto.

7. Conclusiones

Se realizó un análisis del potencial solar PV en una comunidad de 1188 casas donde se simuló la instalación de sistemas fotovoltaicos entre 5 kW y 15 kW para analizar el balance energético y el ahorro que tendría cada casa a partir de estos sistemas instalados. Se determinó que tiene un gran potencial energético solar, con una producción total de energía que oscila entre los 300 MWh y 800 MWh anuales.

De este análisis un resultado que es muy importante fue encontrar que el 83 % de las viviendas son favorables para una instalación de un sistema PV de 4 kW en cada techo de las viviendas. Se hizo un estudio para la creación de perfiles de casas entre 1 y 5 dormitorios para determinar el consumo de energía, identificando que aproximadamente el 74 % de las viviendas tienen 3 dormitorios o menos en el barrio Salud de Puerto Rico.

Desde el punto de vista estadístico, se aplicó un análisis de varianza (ANOVA) para evaluar la influencia de la ubicación geográfica en la producción energética. Los resultados mostraron diferencias significativas en la variable Y según la región, destacando que las viviendas en la región 2 presentan la mayor producción promedio anual de energía PV. La prueba de Tukey confirmó que las

regiones 1 y 3 comparten características similares, mientras que las diferencias más notables se encuentran entre las regiones 2 y 4, resaltando áreas prioritarias para la instalación de sistemas PV.

8 . Trabajos Futuros

Se recomienda utilizar herramientas de simulación solar fotovoltaica más avanzadas y eficientes que permitan un mejor aprovechamiento de la irradiación solar. Esto podría optimizar los análisis y ofrecer estimaciones más precisas sobre el rendimiento de los sistemas PV en diferentes escenarios.

Asimismo, se sugiere extender esta investigación a otras comunidades dentro de Puerto Rico, especialmente aquellas de bajos ingresos, para evaluar la viabilidad de sistemas fotovoltaicos en distintos contextos socioeconómicos. Además, se plantea el estudio del dimensionamiento óptimo de bancos de baterías, considerando escenarios sin conexión a la red eléctrica, para mejorar la autonomía energética de las viviendas.

Finalmente, se propone utilizar los datos obtenidos para el desarrollo de un *EnergyHub* que integre generación, almacenamiento y gestión energética. También se recomienda realizar un análisis detallado de los costos asociados a la producción e instalación de sistemas solares PV, con el objetivo de identificar estrategias de optimización que reduzcan costos y aumenten la adopción de tecnologías renovables en comunidades vulnerables.

9 . Referencias

- [1]. J. Twidell and T. Weir, *Renewable Energy Resources*, 3rd ed. Abingdon, UK: Routledge, 2015. doi:10.4324/9781315766416.
- [2]. U.S. Energy Information Administration, "Residential Energy Consumption Survey (RECS): Energy Burden of Low-Income Households," *Today in Energy*, Jul. 2021. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/consumption/residential/>.
- [3]. U.S. Energy Information Administration, "Short-Term Energy Outlook," Sep. 2023. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
- [4]. S. Kann and A. Toth, "How Wealthy Are Residential Solar Customers?: Household Income and Solar Adoption in the US," *GTM Research*, 2017.
- [5]. A. T. Olabi and S. S. Maalej, "Benefits of Solar Photovoltaic Systems for Low-Income Households," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 999–1010, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.113.
- [6]. R. G. Ochoa, "Pobreza energética en América Latina," p. 36, 2014.
- [7]. "Objetivo 7: Energía asequible y No contaminante | PNUD."
- [8]. R. Belu, "Fundamentals and Source Characteristics of Renewable Energy Systems," Sep. 2019, doi: 10.1201/9780429297281.
- [9]. B. Mundial, "La importancia de las energías limpias," Banco Mundial, 2017.
- [10]. "U.S. Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*, Table 1.3 and 10.1."
- [11]. "Energy security, microgrids, Puerto Rico | Homeland Security Newswire."
- [12]. F. Robles, "Puerto Rico spent 11 months turning the power back on. They finally got to her," *New York Times*, 2018.
- [13]. A. Kwasinski, F. Andrade, M. J. Castro-Sitiriche, and E. O'Neill-Carrillo, "Hurricane maria effects on Puerto Rico electric power infrastructure," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 85–94, 2019.
- [14]. A. Legislativa and P. Rico, "Law No. 82-Law for Diversification through Sustainable Renewable Energy and Alternative".
- [15]. D. M. Elkort, K. A. Davenport II, and P. H. Shannon, "Pattern Energy Group Inc."
- [16]. "The largest solar power plant in the Caribbean begins producing energy – Sonnedix."
- [17]. "Puerto Rico Solar Map." [Online]. Available: <https://www.puertoricosolarmap.org/>
- [18]. "Income Limits | HUD USER." Accessed: Feb. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.huduser.gov/portal/datasets/il.html>
- [19]. Board of Governors of the Federal Reserve System, "Federal Reserve Board - Resources." [Online]. Available: https://www.federalreserve.gov/consumerscommunities/cra_resources.htm
- [20]. M. Mooney, K. Waechter, and C. Miller, "Puerto Rico Solar-for-All: LMI PV Rooftop Technical Potential and Solar Savings Potential | NREL Data Catalog," *The National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2020.
- [21]. B. O. Sigrin and M. E. Mooney, "Rooftop solar technical potential for low-to-moderate income households in the United States," 2018.
- [22]. DOE, "PROJECT PROFILE: Arizona State University 5 (FY2018 Photovoltaics) - Department of Energy." [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/project-profile-arizona-state-university-5-fy2018-photovoltaics>
- [23]. Google, "Project Sunroof, by Google." [Online]. Available: <https://sunroof.withgoogle.com/>
- [24]. SDC-PR, "Censo Decenal 2010 | State Data Center." Accessed: Feb. 23, 2025. [Online]. Available: <https://censo.estadisticas.pr/censo->

decenal

- [25]. Instituto de Estadísticas de Puerto Rico, “Perfiles Municipales Encuesta sobre la Comunidad | State Data Center.” [Online]. Available: <https://censo.estadisticas.pr/EncuestaComunidad>

Los sistemas de información geográfica en la planificación de las fuentes renovables de energía en la provincia de Manabí (Ecuador)

María Rodríguez Gámez¹, Ney Raúl Balderramo Vélez¹, María Gabriela Intriago Cedeño¹, Lucio Valarezo Molina¹ y Gabriel Pico Mera¹

¹ Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automatización, Facultad de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Universidad Técnica de Manabí, Portoviejo, Ecuador

* Correspondence: ney.balderramo@utm.edu.ec

1. Resumen

Una de las dificultades que atraviesa la humanidad en la actualidad está relacionada con el no aprovechamiento de las fuentes renovables de energía, esto crea dependencia de unos territorios a otros, dificultando el camino hacia la sostenibilidad. La situación resulta más compleja en las zonas donde las personas enfrentan una situación de pobreza con precariedad para la vida. Producto de ello las personas migran hacia las ciudades en busca de mejoras para la subsistencia. El aprovechamiento de las fuentes renovables puede ayudar a mitigar las necesidades sociales que presentan las personas en cualquier territorio y puede reducir el proceso migratorio hacia zonas más desarrolladas, contando muchas de ellas con recursos renovables que pueden aprovecharse. El objetivo de este capítulo es proponer el uso de fuentes renovables para proveer un servicio energético de alta calidad y confiabilidad, que contribuya a transformar la situación social de las personas que residen y trabajan en zonas con dificultades en tener una calidad de energía adecuada, al propio tiempo que constituya una solución amigable con el ambiente. Se utilizará el método deductivo, como técnicas la revisión bibliográfica, el análisis estadístico y la investigación mixta (cuali-cuantitativa), como herramientas el sistema de información geográfica. Se propone como resultado ofrecer una opción de desarrollo energético sostenible para las zonas que presentan dificultades con la calidad de la energía o ausencia de estas. Se concluye que el aprovechamiento de las fuentes renovables puede proporcionar el mejoramiento de la calidad de vida para las personas en cualquier territorio donde se encuentren, además de lograr el aprovechamiento del recurso, la reducción de la migración, la disminución de la contaminación ambiental.

2. Abstract

One of the difficulties that humanity is currently facing is related to the non-use of renewable energy sources, which creates dependence from one territory to another, hindering the path towards sustainability. The situation is more complex in areas where people face a situation of poverty with precariousness for life. As a result, people migrate to cities in search of better subsistence. The use of renewable sources can help mitigate the social needs of people in any territory and can reduce the migration process to more developed areas, many of which have renewable resources that can be used. The objective of the research is to propose the use of renewable sources to provide an energy service of high quality and reliability, which contributes to transform the social situation of people who live and work in areas with difficulties in having an adequate energy quality, while constituting an environmentally friendly solution. The deductive method will be used, as techniques the bibliographic review, the statistical analysis and the mixed research (qualitative-quantitative), as tools the geographic information system. It is proposed as a result to offer an option of sustainable energy development for areas that present difficulties with the quality of energy or lack of it. It is concluded that the use of renewable sources can provide the improvement of the quality of life for people in any territory where they are located, besides achieving the use of the resource, the reduction of migration, the decrease of environmental pollution.

3. Introducción

Las poblaciones de las áreas rurales en la mayoría de los países emigran de las zonas rurales a las zonas urbanas buscando mejores oportunidades laborales, disminuir la pobreza, y uno de los problemas más serios que enfrentan es la falta de energía y la desigualdad en el campo.

La falta de energía en las zonas rurales puede crear obstáculos para los residentes, tales como la falta del acceso a servicios básicos y el desarrollo económico. Las áreas rurales de Manabí son las menos favorecidas en términos de acceso a energía, debido a la ubicación geográfica de difícil acceso en estas zonas, los costos para instalar infraestructura de energía convencional son elevado, es en este contexto que las fuentes renovables de energía (FRE) juegan un rol necesario.

Para proveer un servicio energético en zonas rurales de calidad y confiabilidad que ayude a transformar la situación del área rural y mitigar la migración a las zonas urbanas cambiando el ambiente social a las personas, se diseñó un sistema de información geográfica (SIG) que ayuda a la toma de decisiones en la planificación de las FRE, teniendo en cuenta que existen potenciales que puedan implementarse en estas regiones [1].

Estudios realizados en la provincia de Manabí han demostrado que la extensión de las líneas eléctricas a más de 5 km no es factible económicamente [2], estos costos en la actualidad han aumentado, por lo que cada día es más difícil que los pobladores de las zonas rurales puedan mejorar su calidad de vida si no es implementando sistemas que aprovechen las FRE.

4. Descripción del sector eléctrico

El sector eléctrico ecuatoriano tiene como objetivo fundamental ofrecer un suministro de energía eléctrica en las mejores condiciones económicas, en la cantidad y calidad que ayuden a mejorar el desarrollo socio-económico del país y para el bienestar social de todos sus habitantes, aplicando una estructura tarifaria socialmente justa. En la Figura 1 se muestra el comportamiento de la generación de electricidad, según el Operador Nacional de Electricidad CENACE.

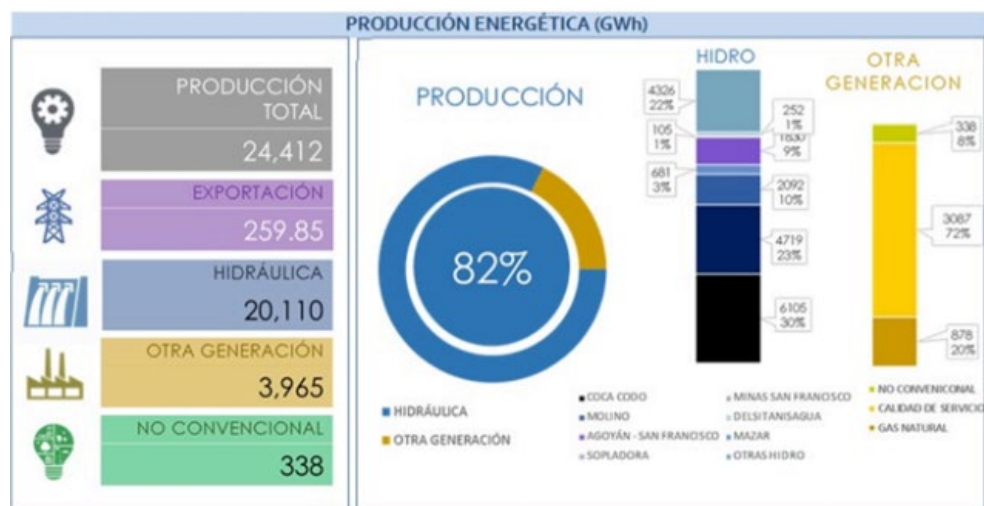


Figura 1. Producción de energía eléctrica. Fuente: [3]

Como se observa, la mayor cantidad de generación corresponde a la energía hidráulica con un 82 %, lo que le permitió al Ecuador poder vender energía a Colombia y a Perú [4]. En la Figura 2 se observa el sistema interconectado del país.

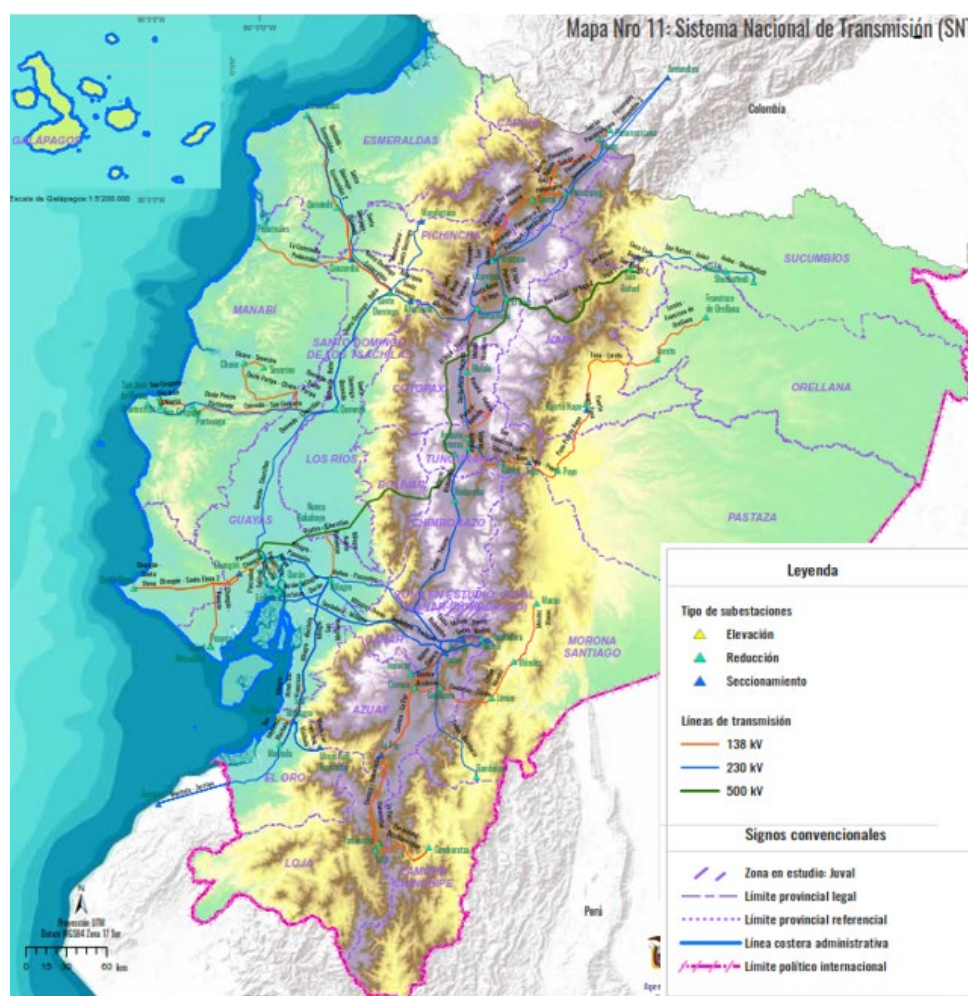


Figura 2. Sistema interconectado. Fuente: [4]

En la Figura 2, se puede observar el sistema eléctrico ecuatoriano que se puede interconectar con Colombia y Perú. En 2021 mediante el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, se ha trabajado para dar cumplimiento al Decreto 238, a fin de desarrollar un sector eléctrico basado en ejes de eficiencia, competitividad, sostenibilidad y con responsabilidad ambiental. En la Figura 3, se muestran las cifras manejadas en el sector eléctrico donde se incluye la exportación de energía.

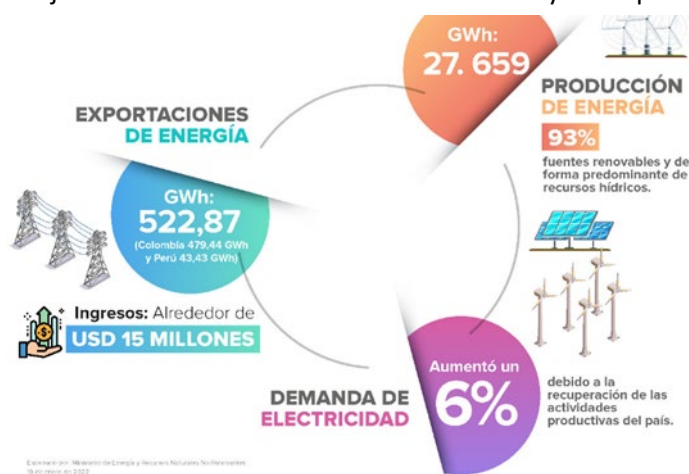


Figura 3. Cifras del sector eléctrico. Fuente: [5]

La Figura 3 permite observar las cifras de exportación de energía, la demanda de electricidad y los aportes de las FRE, pero no hay un análisis del comportamiento de ello en las áreas rurales, realmente el sector eléctrico debe transitar a dar soluciones a los territorios rurales fundamentalmente en zonas aisladas y de difícil acceso.

5 . Migración interna en el Ecuador

Según estudios realizados, el 40,5 % de los ecuatorianos no residen en su lugar de nacimiento, la mayoría de ellos son migrantes que provienen de zonas rurales, otros vienen de diferentes regiones. En la figura 4 se puede observar la migración interna [6].

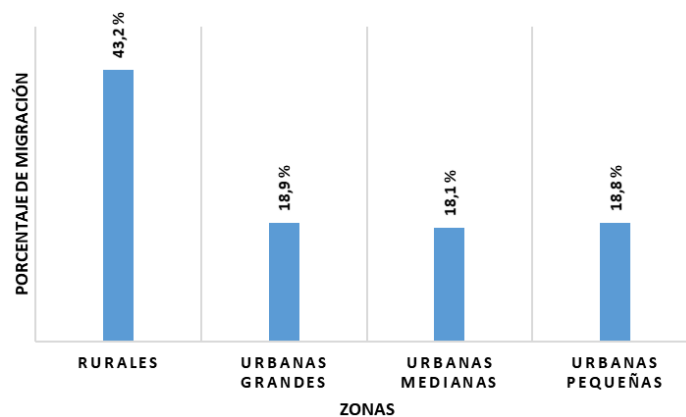


Figura 4. Migración interna en el Ecuador. Fuente: [6]

Se observa que es en las zonas rurales donde existe mayor porcentaje de migración. Las personas dejan su residencia habitual buscando oportunidades y servicios que les ofrezcan una mejor calidad de vida, entre ellos las necesidades básicas como el agua y la energía fundamentalmente.

6 . Sistemas de Información Geográfica (SIG) en Ecuador

En Ecuador, los sistemas de información geográfica (SIG) juegan un papel crucial en una variedad de sectores, incluyendo la gestión ambiental, la planificación urbana, la agricultura, la gestión de recursos naturales y la respuesta a desastres naturales. Estos sistemas permiten integrar y analizar datos espaciales para tomar decisiones informadas y estratégicas. Aquí algunos ejemplos del empleo de SIG en Ecuador:

- **Gestión Ambiental:** En este campo, los SIG son utilizados para monitorear y gestionar los recursos naturales y áreas protegidas, como el Parque Nacional Galápagos. Permiten el seguimiento de cambios en el uso del suelo, la deforestación, la biodiversidad y la calidad del agua, facilitando la conservación y el manejo sostenible de los ecosistemas.
- **Planificación Urbana y Ordenamiento Territorial:** En ciudades como Quito y Guayaquil, los SIG son empleados para planificar el desarrollo urbano de manera sostenible. Ayudan en la identificación de áreas para infraestructura urbana, zonas de riesgo, transporte público eficiente y servicios básicos.
- **Agricultura y Seguridad Alimentaria:** Los agricultores y autoridades utilizan los SIG para optimizar la producción agrícola, gestionar los recursos hídricos y evaluar la vulnerabilidad frente a eventos climáticos como sequías o inundaciones. Esto es crucial para la seguridad alimentaria del país.
- **Gestión de Recursos Naturales:** Ecuador, siendo un país megadiverso, emplea este tipo de sistemas para la gestión de bosques, cuencas hidrográficas, áreas marinas protegidas

y recursos minerales. Esto incluye la evaluación de impactos ambientales de proyectos extractivos y la conservación de especies en peligro.

- **Respuesta a Desastres Naturales:** Los SIG son fundamentales en la preparación y respuesta a desastres naturales como terremotos, erupciones volcánicas e inundaciones. Facilitan la gestión de crisis, la evaluación de daños, la localización de refugios y la distribución de ayuda humanitaria.
- **Turismo y Patrimonio Cultural:** Para promover el turismo sostenible, se utilizan los SIG para gestionar sitios turísticos, rutas y patrimonio cultural, asegurando un desarrollo responsable que conserve la identidad cultural y natural del país.

En Ecuador los sistemas de información geográfica son herramientas vitales para el desarrollo sostenible y la gestión eficiente de los recursos naturales y urbanos. Permiten integrar datos espaciales complejos en decisiones políticas y estratégicas, promoviendo un desarrollo equitativo y respetuoso con el medio ambiente.

7 . Sistemas de Información Geográfica en la provincia de Manabí

En la provincia de Manabí, Ecuador, el empleo de sistemas de información geográfica (SIG) es fundamental para la identificación y ubicación estratégica de fuentes renovables de energía. Aquí se detalla cómo se utilizan los SIG en este contexto:

- **Identificación de Recursos Renovables:** Los SIG permiten analizar datos como la radiación solar, la velocidad y dirección del viento, y características topográficas para identificar áreas con alto potencial para energía solar y eólica en Manabí. Esto incluye la generación de mapas de radiación solar y velocidad del viento que ayudan a priorizar sitios óptimos para la instalación de plantas solares y parques eólicos.
- **Evaluación de Factibilidad Técnica:** Mediante el uso de modelos de análisis espacial, los SIG facilitan la evaluación de la viabilidad técnica de proyectos de energía renovable. Esto incluye la evaluación de la capacidad de la red eléctrica existente para integrar energías intermitentes como la solar y eólica, y la identificación de áreas donde se pueden requerir mejoras en la infraestructura de transmisión y distribución.
- **Análisis de Impacto Ambiental:** Los SIG permiten realizar evaluaciones ambientales estratégicas, identificando áreas sensibles como reservas naturales, áreas protegidas o ecosistemas frágiles que podrían verse afectados por proyectos energéticos renovables. Esto es crucial para diseñar medidas de mitigación y conservación que minimicen el impacto ambiental.
- **Planificación Espacial y Zonificación:** Los planificadores utilizan los SIG para desarrollar planes de ordenamiento territorial que optimicen el uso del suelo para la energía renovable, asegurando que las áreas designadas para proyectos no entren en conflicto con actividades agrícolas, áreas urbanas o sensibles desde el punto de vista ambiental.
- **Visualización y Comunicación:** Los mapas y visualizaciones generados por los SIG son herramientas poderosas para la comunicación con las comunidades locales y autoridades. Facilitan la comprensión de los beneficios potenciales de las energías renovables, así como los posibles impactos y beneficios económicos para la provincia de Manabí.

Los sistemas de información geográfica son esenciales en la planificación estratégica y la implementación de proyectos de energía renovable en la provincia de Manabí, Ecuador. Permiten tomar decisiones informadas basadas en análisis detallados de datos espaciales, asegurando un desarrollo energético sostenible que respete el entorno natural y promueva la seguridad energética a largo plazo.

7.1. Sistema de Información Geográfica para el desarrollo Sostenible (SIGDS)

En la Universidad Técnica de Manabí se ha desarrollado un (SIGDS), este tiene como objetivo apoyar a los docentes, investigadores y estudiantes en la realización de proyectos dirigidos a los estudios de potenciales de las FRE, los impactos asociados a su implementación en el ambiente, en riesgos de inundaciones, sequías y sismos [7]. Este presenta una facilidad de uso amigable y funcional para los usuarios y en estos momentos se trabaja para su consolidación como una herramienta eficaz para gestionar información sobre las fuentes renovables de energía, así como la gestión de riesgos de desastres y la gestión ambiental del territorio.

Se encuentra diseñado como un geoportal en el que tienen acceso los que necesiten realizar algún proyecto relacionado con las fuentes de energía, los impactos ambientales y de riesgo <https://geoportal.utm.edu.ec>[8]. En la Figura 5, se muestra la portada del sistema.

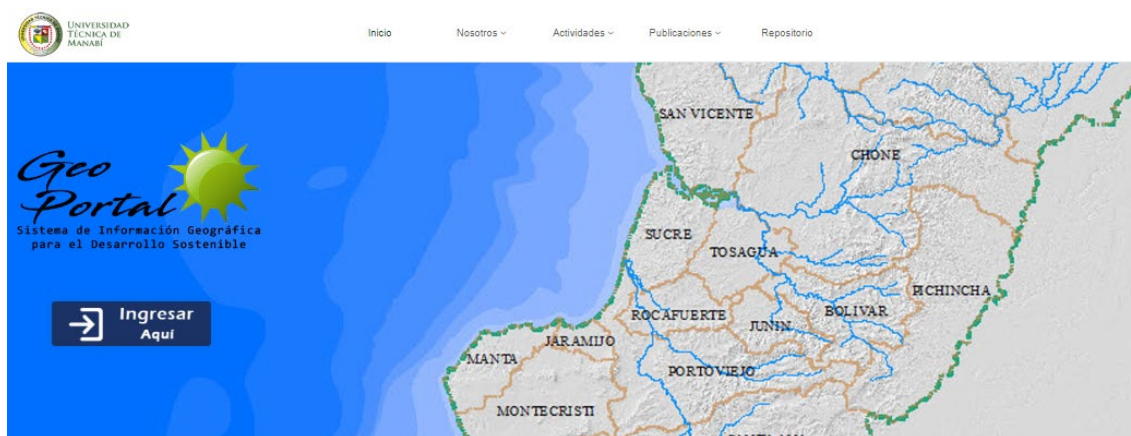


Figura 5. Portada del SIGDS. Fuente: [8]

Como se observa en la Figura 5, para ingresar al Geoportal, se necesita tener permiso, en el caso de las personas que laboran en la UTM, pueden entrar utilizando su clave de acceso, las demás personas que deseen entrar deben hacerlo como invitado.

En el Geoportal se pueden encontrar los potenciales solar, eólico e hidráulico, como se observa en las Figuras 6 y 7.

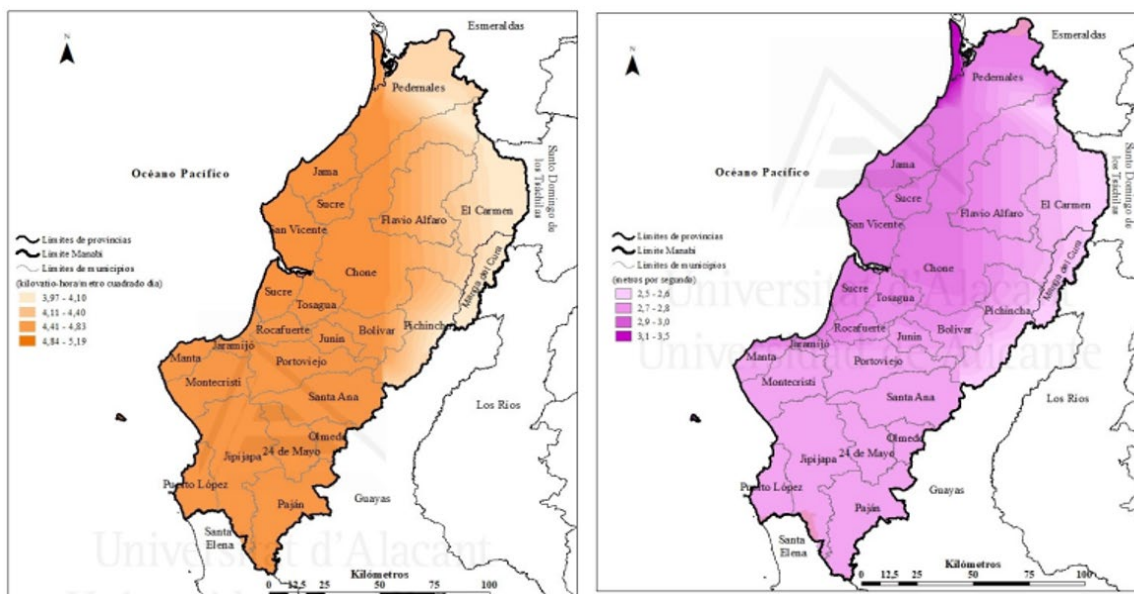


Figura 6. Potenciales energía solar y eólica en la provincia de Manabí. Fuente: [9]

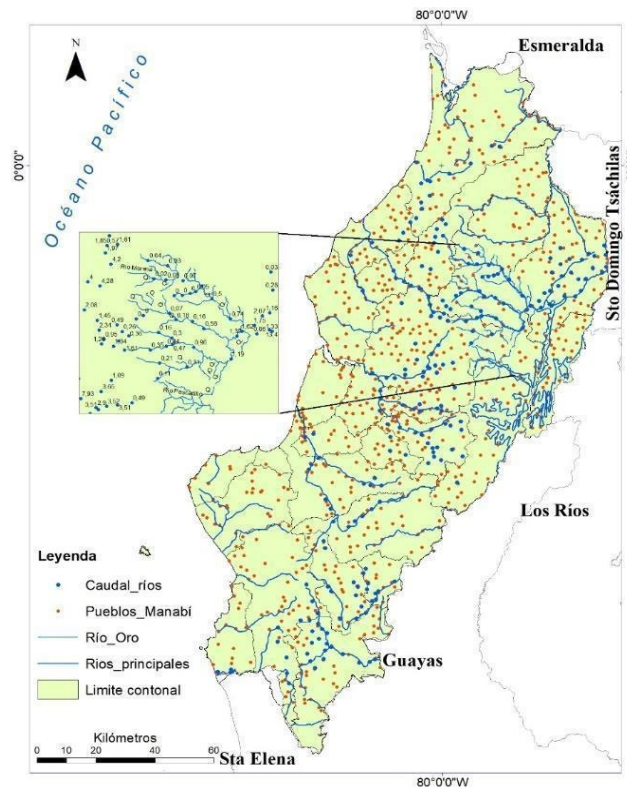


Figura 7. Potencial hidráulico. Fuente: [9]

En el mapa del potencial solar y el eólico en cualquier punto que se seleccione donde se desee realizar un proyecto se muestra la información relacionada con los promedios anuales en kWh/m²día, al igual que el potencial de viento, esto se muestra en la Figura 8.

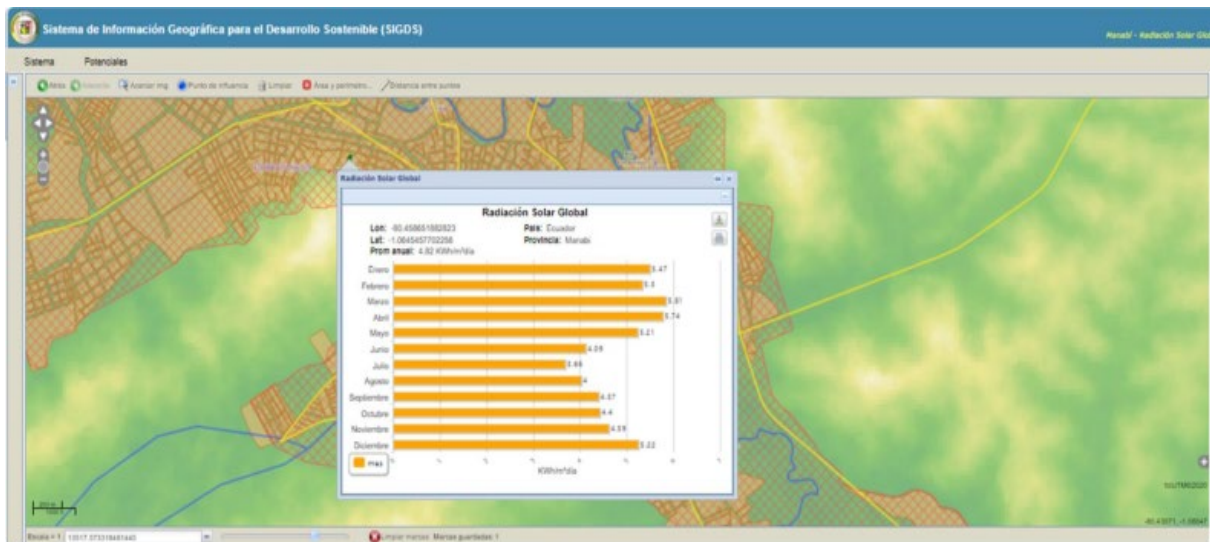


Figura 8. Información del potencial solar. Fuente: [8]

De esa misma forma se puede ver el potencial eólico en cualquier punto que se desee de la provincia.

En el caso del potencial hidráulico se han confeccionado tablas que brindan información relevante de cada uno de los principales ríos como se muestra en la Tabla I.

Tabla 1. Resultados estadísticos registrados de la investigación en el río De Oro

Localidad	Calidad servicio eléctrico	Demanda (kW)	Velocidad (m/s)	Área (m ²)	Caudal (m ³ /s)	Distancia (m)	Cantidad de viviendas	Beneficiarios
Pacho	Bueno	1456	0,24	1,83	0,44	200	13	91
Bajos de la Viuda	Regular	630	0,21	1,71	0,35	180	7	27
Facundo	Bueno	1430	0,11	1,51	0,16	100	11	60
Aguas Colorada	Regular	1600	0,12	1,51	0,18	150	16	120
La Letra	Regular	600	0,51	2,65	1,35	100	6	43
Quiñones	Bueno	7200	0,06	1,95	0,12	200	60	300
La Dicha	Regular	2000	0,23	0,13	0,03	200	20	60
Piche	Regular	2500	0,31	0,14	0,04	200	25	110

Fuente: [8]

En el Geoportal (<https://geoportal.utm.edu.ec/>), se muestran todas las tablas vinculadas a los 11 ríos principales de la provincia, como se puede notar se notifican diferentes datos de las comunidades estudiadas cerca de los potenciales hidráulicos como son: la calidad del servicio eléctrico, las comunidades, la demanda energética, la cantidad de casas y los beneficiarios. Toda esta información le permite a los docentes, investigadores y estudiantes realizar proyectos que den solución a la problemática energética existente.

7.2. Los SIG, los estudios de riesgos de desastres y la resiliencia territorial

En la provincia hay amenaza de factores de origen natural, como son las inundaciones, sequías, deslizamientos y sismos. En la Figura 9 se muestran los mapas de las amenazas de sismo, inundaciones y desastres naturales vinculando los principales centros de poblado que pueden ser afectados [10].

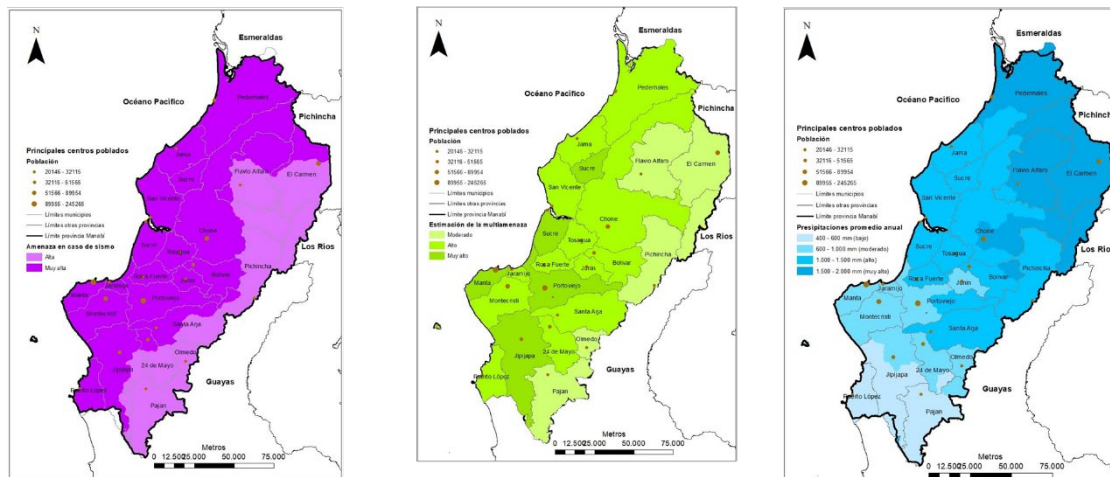


Figura 9. Mapas de las amenazas de sismo, inundaciones, desastres naturales y precipitaciones. Fuente: [10]

Con el uso del SIG, se pudo determinar el mayor riesgo asociado a los antecedentes geológicos en Manabí, la incorporación del análisis de la resiliencia territorial georreferenciada, como cultura predictiva para facilitar el análisis del riesgo y sus repercusiones para la capacidad resiliente del territorio, lo que constituye un elemento esencial para la definición de prioridades en la planificación, ejecución y control del ciclo de reducción de desastres; además, de que existen limitaciones en los municipios para la determinación del riesgo de desastres naturales, como parte de la gestión de proyectos de desarrollo y ordenamiento territorial que también pueden ser utilizados para el desarrollo de nuevos proyectos que aporten a la resiliencia de la provincia.

7.3. Aporte del SIG a las redes inteligentes

Sirve para monitorizar el estado de cada uno de los componentes de interés de forma espacial, dan respuestas rápidas del historial de los parámetros de interés que se les solicite de forma georreferenciada.

Se pueden utilizar aplicación de sensores y sistemas de medición inteligentes, se pueden desarrollar uso de interfaces hombre-máquina para la toma de decisiones. Los SIG son soportes para la toma de decisiones (herramientas de alerta temprana, para solución de problemas o para direccionar la toma de decisiones. Se pueden aplicar software agentes semiautónomos y autónomos, sistemas y herramientas de visualización, otra de las actividades que se pueden implementar son salas de control para simuladores en de entrenamiento en simuladores dinámicos en tiempo-real.

En la Figura 10 se pueden observar las mediciones obtenidas en tiempo real de parámetros eléctricos de la central fotovoltaica de 3,4 kWp, que se encuentra instalada en la terraza del edificio 1 de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Aplicadas (FICA) y en la Figura 11, las mediciones en tiempo real que se observan en el Geoportal de la evaluación de la temperatura, humedad, radiación ultravioleta y la temperatura ambiente de los módulo fotovoltaicos, con el objetivo de poder evaluar los puntos calientes de los paneles solares y conocer la productividad y rendimiento energético de la central.

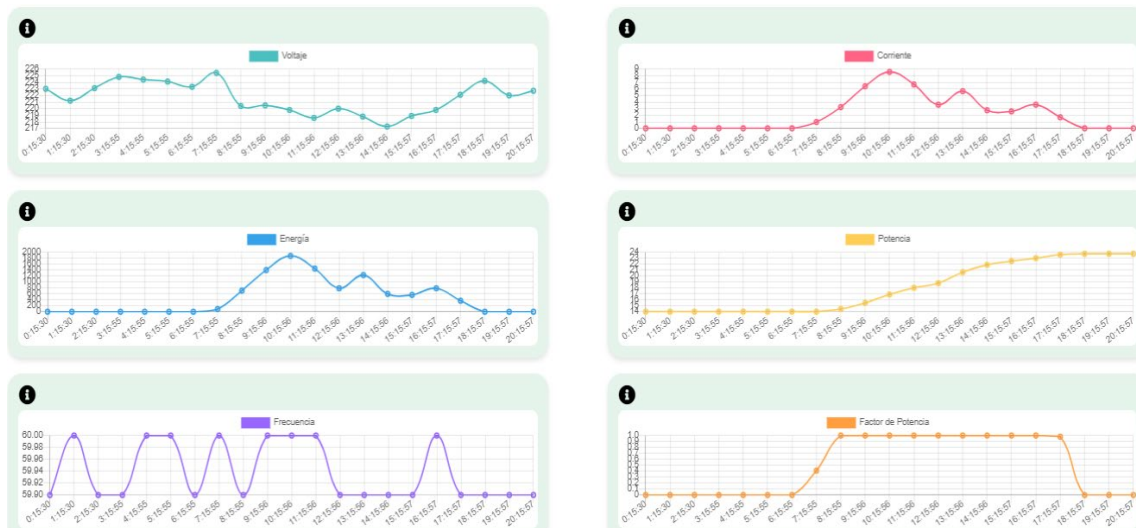


Figura 10. Parámetros eléctricos de la central fotovoltaica de 3,4 kWp.

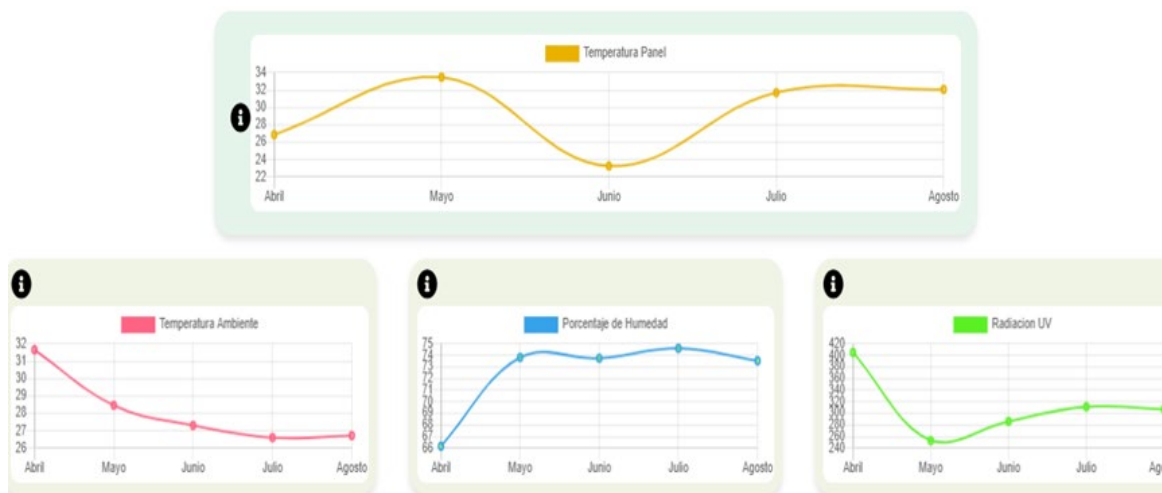


Figura 11. Parámetros ambientales. Fuente: [11], [12]

Estas mediciones se pueden obtener, diaria, mensual y anual. Esta información puede utilizarse para investigaciones, desarrollo de tesis, proyectos de investigación entre otros.

8. Metodología de trabajo aplicada

Para el desarrollo del SIGDS, se implementó una metodología que se muestra en la Figura 12.

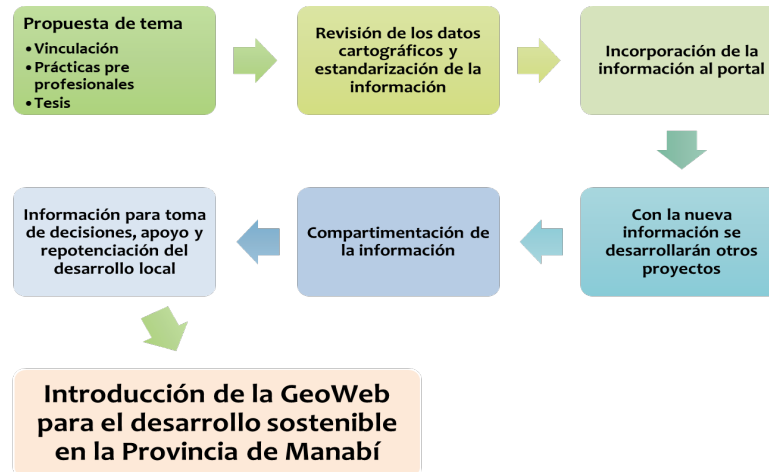


Figura 12. Metodología empleada para el desarrollo del SIGDS. Fuente: [13]

Como se puede observar la propuesta fundamental del SIGDS va encaminada a desarrollar proyectos que se enfoquen en el aprovechamiento del recurso local y mitigar los efectos negativos creando territorios más resilientes y sostenibles.

El SIGD es una herramienta diseñada para el apoyo de la docencia en la elaboración de proyectos de vinculación con la sociedad [14], prácticas preprofesionales, tesis tanto de maestrías como de doctorados, que utilicen información real del territorio y que vayan dirigidas a mejorar la calidad de vida de las personas y el aprovechamiento del conocimiento de la situación energética, ambiental y de riesgos a lo que está sometido el territorio Manabita, todo ello para la toma de decisiones de los directivos de la provincia.

Para lograr lo anterior se debe tener claro la revisión de los datos cartográficos y estandarización de la información del territorio, incorporar información real al Geoportal que permita que con ella se desarrollen otros proyectos que permitan la toma de decisiones, apoyo y repotenciación del desarrollo local.

El esquema parte de un gestor de base de datos en donde están vinculadas diferentes herramientas informáticas y un SIG para el Desarrollo Energético Sostenible (SIGDS) [15], sobre la cartografía del Ecuador y especialmente de la provincia de Manabí, permitiendo realizar diferentes estudios e investigaciones relacionadas con las FRE, los usos de suelo, las riesgos naturales y tecnológicos, los impactos ambientales, los impactos sociales de la energía y valoración de las áreas con condiciones reales para generar energía a partir de la existencia de potencial renovable.

Se ha desarrollado un modelo energético territorial, que favorece la adopción de un esquema de planeamiento ajustado a los intereses del territorio y coherentemente direccionado al aprovechamiento de las fuentes renovables de energía en todas sus manifestaciones, donde el ingeniero electricista debe conocer su distribución espacial.

El modelo propuesto permite la aplicación de la política energética de la provincia, ambiental y de riesgos, mediante una participación directa de los actores comunitarios, donde los profesores, investigadores, estudiantes pueden jugar un papel clave en los proyectos de desarrollo local.

La planificación territorial debe considerar las condiciones propias de cada localidad, los SIG

juegan un rol imprescindible en estos procesos, al poderse integrar toda la información sobre una sola base de datos (aquí está integrada la información física y su ubicación real en el espacio).

Permiten conocer la información de la macro a la micro y de la micro a la macro; pudiendo realizar estudios locales, provinciales, nacionales, por regiones y hasta nivel global, de forma tal que aportan considerablemente a la planificación energética, ambiental, de riesgo y al desarrollo sostenible, sustentado en la búsqueda de soluciones adecuadas mediante proyectos en los diferentes ámbitos.

9. Referencias

- [1]. V. A. Martínez, M. Rodríguez, J. J. Bravo, A. Vázquez y J. A. y. B. C. A. Valencia, «Implementación de un Sistema de Información Geográfica para el Desarrollo Sostenible, en la Universidad Técnica de Manabí (Ecuador),» *Espacios*, vol. 40, n° 39, p. 26, 2019.
- [2]. Rodríguez, M., Castillo, W., Vázquez, A., Saltos, M. Factibilidad económica de la extensión de la red eléctrica. (Comunidades rurales de Chone). *REVISTA RIEMAT*, vol. 1, N. 2, 2016. <https://doi.org/10.33936/riemat.v1i2.922>
- [3]. CENACE, «Transformación y situación actual del sistema eléctrico,» 2024. https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/06/informe_de_cenace_2023.pdf
- [4]. ARCONEL, «Mapa-Sistema-Nacional-de-Transmisión-SNT,» 2024. <https://controlelectrico.gob.ec/mapas-del-sector-electrico/>
- [5]. Ministerio de Energía y Mina. En 2021 el sector eléctrico dinamizó la economía nacional con un 93.2 % de generación renovable y la exportación de más de 500 GWh. 2022. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/en-2021-el-sector-electrico-dinamizo-la-economia-nacional-con-un-93-2-de-generacion-renovable-y-la-exportacion-de-mas-de-500-gwh/>
- [6]. Y. T. Carrasco, «La migración interna de los campesinos hacia las zonas,» *Conciencia digital*, vol. 2, n° 3, pp. 65-79, 2019.
- [7]. V. Martínez, M. B. J. V. A. Rodríguez y J. B. C. Valencia, «Implementation of a Geographic Information System for Sustainable Development, at the Universidad Técnica de Manabí,» *Espacios*, vol. 40, n° 39, p. 26, 2019.
- [8]. G. Institucional, «<https://geoportal.utm.edu.ec/>,» 2024. [En línea]. Available: <https://geoportal.utm.edu.ec/>.
- [9]. A. Vázquez, «El manejo de Fuentes renovables de energía Para el desarro local endógeno y sostenible en la provincia de Manabí,» 2022.
- [10]. C. G. Villacreses Viteri, «Análisis de la resiliencia territorial multidimensional frente al riesgo de desastres naturales en Manabí (Ecuador),» *Uniersidad de Alicante, Departamento de Geografía Humana*, 2024. <https://rua.ua.es/dspace/handle/10045/143596>
- [11]. Cajape-Palma, JJ, Juleidy-Cedeño, N., Cedeño-Cuzme, CL, Molina-Menendez, EE, & Zambrano-Intriago, RA. Sistema de monitorización de un sistema fotovoltaico de autoconsumo. *Revista Internacional de Investigación en Ingeniería, Informática e Investigación Científica*, 10 (2), 20–27. (2024). <https://doi.org/10.21744/irjeis.v10n2.2424>
- [12]. Martínez-Falcones, VA, Cobeña-Zambrano, A., Pérez-Loor, JJ, Cedeño-Moreira, Ángel J., & Zambrano-Intriago, RA. Sistema de monitorización ambiental para optimizar el rendimiento de paneles solares en entornos universitarios. *Revista Internacional de Ciencias Físicas e Ingeniería*, 8 (2), 26–35. (2024). <https://doi.org/10.53730/ijpse.v8n2.15071>
- [13]. Colectivo de Autores. Una Geoweb, para el desarrollo sostenible. Ediciones UTM-Universidad Técnica de Manabí, ISBN: 978-9942-948-56-4. 2021. <https://utm.edu.ec/ediciones/libros-de-texto/748-una-geoweb-para-el-desarrollo-sostenible>
- [14]. Anchundia, M. J. L., Gámez, M. R., Quiroz, A. M. V., Miles, G. M., & Molina, L. A. V. (2022). Energy efficiency and the link with society. *International Research Journal of Management, IT and Social Sciences*, 9(4), 398-404. <https://doi.org/10.21744/irjmis.v9n4.2094>
- [15]. Rodríguez, M, Vázquez, A., Martínez, V.; Cuenca, L., Valarezo, L., Navarrete, I., Peña, Leonardo., Viguera, J. Los sistemas de información geográfica como estrategia para eldesarrollo sostenible en la provincia de Manabi. *Seven Publicaciones Académicas*. <https://doi.org/10.56238/sieteed2023.002-011>

Potencial de crecimiento de las energías renovables no convencionales en El Salvador

Luis Aarón Martínez Figueroa¹, Ismael Antonio Sánchez Figueroa^{1,*} y Doris Calderón Alfonso*

¹ Departamento de Ciencias Energéticas y Fluidicas (DCEF), Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas", San Salvador, El Salvador

* Correspondence: lamartinez@uca.edu.sv (L.A.M); isanchez@uca.edu.sv (I.A.S.)

1. Resumen

El Salvador ha experimentado una transformación significativa en su sector eléctrico en las últimas décadas, impulsado por la necesidad de diversificar su matriz energética y promover el uso de fuentes renovables. Este capítulo analiza las oportunidades y desafíos asociados a la integración masiva de energías renovables no convencionales (ERNC), con un enfoque en la hibridación de sistemas y su impacto en la sostenibilidad energética. Se describe la estructura del mercado eléctrico, desagregado en generación, transmisión, distribución y comercialización, y se examina el papel de los actores clave en este proceso. Además, se presenta un análisis detallado de la matriz energética, destacando el crecimiento de tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica, junto con la incorporación reciente del gas natural. Se identifican oportunidades para el autoconsumo industrial, el almacenamiento energético y la movilidad eléctrica, junto con desafíos relacionados con la tramitología, la interconexión y la incertidumbre regulatoria. El documento concluye con una reflexión sobre el potencial de crecimiento de las ERNC en El Salvador, subrayando la importancia de un marco regulatorio claro y proactivo para avanzar hacia un sistema eléctrico más sostenible y eficiente. Este análisis busca contribuir al debate sobre la transición energética en el país, proporcionando una visión integral de los avances logrados y los retos pendientes.

2. Abstract

El Salvador has undergone a significant transformation in its electricity sector in recent decades, driven by the need to diversify its energy matrix and promote renewable sources. This chapter analyses the opportunities and challenges associated with the massive integration of non-conventional renewable energies (NCRE), focusing on system hybridization and its impact on energy sustainability. The structure of the electricity market, disaggregated into generation, transmission, distribution, and commercialization, is described, and the role of key actors in this process is examined. Additionally, a detailed analysis of the energy matrix is presented, highlighting the growth of technologies such as solar photovoltaic, and wind power, along with the recent incorporation of natural gas. Opportunities for industrial self-consumption, energy storage, and electric mobility are identified, alongside challenges related to permitting, interconnection, and regulatory uncertainty. The document concludes with a reflection on the growth potential of NCRE in El Salvador, emphasizing the importance of a clear and proactive regulatory framework to advance toward a more sustainable and efficient electricity system. This analysis aims to contribute to the debate on the energy transition in the country, providing a comprehensive overview of the progress made and the challenges ahead.

3. Introducción

El sector eléctrico en El Salvador ha experimentado una transformación significativa en las últimas décadas, impulsado por la necesidad de diversificar su matriz energética, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y promover el uso de fuentes de energía renovable. Este proceso de transición energética ha sido acompañado por un marco regulatorio y tecnológico que busca fomentar la integración de energías renovables no convencionales (ERNC) en el sistema eléctrico nacional. En este

contexto, el presente capítulo tiene como objetivo analizar las oportunidades y desafíos asociados a la integración masiva de energías renovables en El Salvador, con un enfoque particular en la hibridación de sistemas y su impacto en la sostenibilidad energética del país.

El documento se estructura en varias secciones que abordan desde la descripción del sector eléctrico salvadoreño, su evolución histórica y su marco regulatorio, hasta un análisis detallado de la matriz energética actual y las perspectivas futuras para el desarrollo de proyectos de ERNC. En primer lugar, se presenta una visión general del mercado eléctrico, destacando su desagregación en generación, transmisión, distribución y comercialización, así como el papel de los diferentes actores involucrados. Se examina también la estructura del mercado mayorista y minorista, con especial atención a la participación de las energías renovables en ambos segmentos.

Posteriormente, se realiza un análisis de la matriz energética salvadoreña, destacando el crecimiento de la capacidad instalada de tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica, así como la incorporación reciente del gas natural. Se presentan datos actualizados sobre la generación de energía por tipo de tecnología, evidenciando el papel clave que las ERNC han desempeñado en la satisfacción de la demanda energética del país.

En la sección de oportunidades y desafíos, se identifican las principales barreras y oportunidades para el desarrollo de nuevos proyectos de ERNC, incluyendo aspectos técnicos, regulatorios y económicos. Se discuten las oportunidades que ofrecen los sistemas de autoconsumo industrial, el almacenamiento energético y la movilidad eléctrica, así como los desafíos relacionados con la tramitología, la interconexión y la incertidumbre regulatoria.

Finalmente, el capítulo concluye con una reflexión sobre el potencial de crecimiento de las energías renovables en El Salvador, destacando la importancia de superar las barreras actuales para lograr una mayor integración de estas tecnologías en el sistema eléctrico nacional. Se enfatiza la necesidad de un marco regulatorio más claro y proactivo, así como de una mayor coordinación interinstitucional, para aprovechar plenamente las oportunidades que ofrecen las ERNC y avanzar hacia un futuro energético más sostenible.

Este análisis busca contribuir al debate sobre la transición energética en El Salvador, proporcionando una visión integral de los avances logrados y los retos pendientes, con el fin de orientar políticas y decisiones estratégicas que promuevan un sistema eléctrico más diversificado, eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

4 . Descripción del sector eléctrico

Una descripción del sector eléctrico en El Salvador requiere destacar el papel que las energías renovables han tenido a la fecha y seguirán jugando en el futuro próximo. A este destacado papel han contribuido las oportunidades tecnológicas y regulatorias asociadas con dichas fuentes de energía.

La reestructuración del sector eléctrico salvadoreño se inició con la promulgación, en octubre de 1996, de: la Ley General de Electricidad (LGE), su Reglamento (RLGE) en 1997 y de la Ley General de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la cual se estableció como ente regulador, e institución autónoma de servicio público sin fines de lucro. Posteriormente se creó el Consejo Nacional de Energía (CNE) como órgano rector de la política energética que fue sustituido, a partir de 2021, por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM). Este conjunto de entidades provoca que el marco legal por el cual se rige el sector eléctrico, requiera la opinión y/o involucramiento de diferentes entidades del gobierno.

4.1. Estructura de Mercado Eléctrico

A partir de 1996 el mercado eléctrico de El Salvador está desagregado, en las siguientes actividades:

Generación, Transmisión, Distribución, y Comercialización de energía eléctrica, siendo todos servicios públicos, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución; y de acuerdo con el artículo ocho de la Ley General de Electricidad (LGE), una misma entidad puede participar en más de un segmento si mantiene contabilidades separadas para cada una de las actividades. Los ejemplos evidentes de esta separación se tienen con AES y DELSUR, las dos distribuidoras más grandes en el país, donde se identifica para cada empresa su comercializador y su distribuidor.

En El Salvador, a las entidades que operan en el sector eléctrico se les llama “Participantes del mercado, participantes o, simplemente, PM”. Cada PM tiene un papel específico en el sector, y el escenario donde interactúan es el que se conoce como mercado de electricidad, o solo mercado.

A fin de lograr el funcionamiento óptimo del mercado, los generadores y los importadores actúan el rol de oferentes, en tanto que la demanda la conforman todos aquellos que compran la energía ya sea para, venderla directamente, comercializarla o para hacerla de uso propio. De acá se derivan los dos grandes mercados que operan en la bolsa: el primario compuesto por la energía eléctrica propiamente transada y el secundario formado por los servicios auxiliares que brindan el soporte para lograr la calidad del servicio.

Dentro del mercado primario se tienen dos mercados claramente definidos: el Mercado de Contratos (MC) que funciona con base en las declaraciones de transacciones bilaterales que realizan entre participantes del mercado y, el Mercado Regulador del Sistema (MRS) que, como su nombre lo indica, es aquel que sirve para realizar el balance de corto plazo para lograr cubrir la demanda total del Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Por otro lado, el mercado secundario o Mercado de Servicios Auxiliares, tiene como objetivo proveer un medio comercial y competitivo para que los PM cumplan con los requerimientos obligatorios de calidad y seguridad establecidos en la normativa del mercado. Dentro de este mercado se negocian los siguientes factores: reserva rodante primaria, control automático de generación, potencia reactiva, arranque en cero voltaje y reserva fría.

En la misma reforma de 1996, se instituyó la Unidad de Transacciones (UT) para la operación del sistema interconectado y la administración del mercado mayorista⁵. La UT es una sociedad de capital, cuyos accionistas son los generadores, transportadores, distribuidores y grandes usuarios; los comercializadores se agregaron a la UT con la reforma de la LGE en 2003. La UT también tiene la responsabilidad de coordinar con el Ente Operador Regional (EOR), las transacciones de energía que El Salvador realiza con otros países a nivel centroamericano.

Las normas que regulan la administración del mercado mayorista y la operación de la red se encuentran en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

La Figura 1 resume la estructura del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador.

A continuación, se hará un breve recorrido por la cadena de valor del mercado eléctrico salvadoreño con un enfoque en lo relacionado con las energías renovables y su penetración en la matriz energética local.

⁵ Conformado por la oferta de electricidad de los generadores nacionales, las importaciones y la demanda de distribuidores y grandes usuarios.

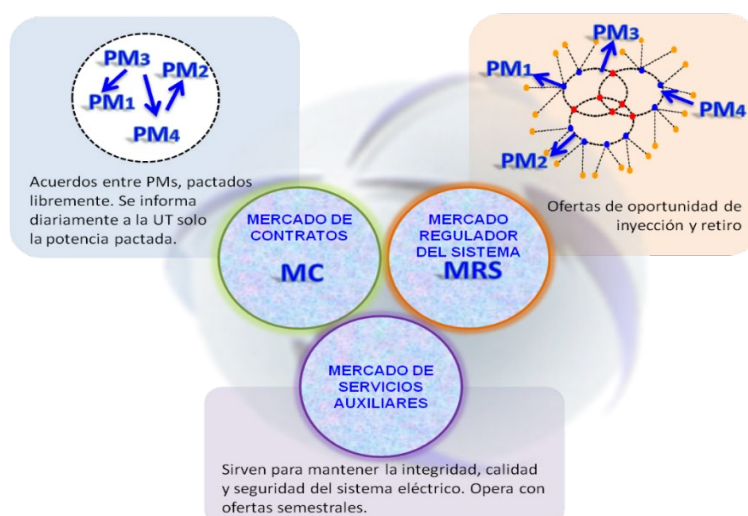


Figura 1 Estructura del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador Tomado de: [1]

El segmento de la generación es el primer eslabón en la cadena de valor del sistema eléctrico salvadoreño, y es el de mayor interés en nuestro análisis. Este coexiste con las actividades de transmisión, operación del sistema, comercialización y distribución de energía eléctrica.

En El Salvador, la generación se produce mediante diversas tecnologías: térmica⁶, hidráulica, geotérmica, basadas en biomasa (típicamente bagazo de caña de azúcar), solar fotovoltaica y, a partir del año 2020, eólica. Las importaciones también se incluyen en este segmento de la generación, puesto que son una fuente de abastecimiento para el sistema eléctrico nacional. En la Tabla I se resumen las empresas y plantas que operan en el MME indicando el recurso que utilizan para la generación de electricidad.

Tabla I. Empresas Generadoras de Energía Eléctrica en el Mercado Mayorista a diciembre de 2023. Elaboración propia con datos de [2]

Sociedad	Planta	Tecnología	Propiedad
Acajutla Energía Solar I, LTDA. de C.V.	Los Remedios	Solar FV	Privada
Apopa Energy, S.A. de C.V.	Hilcasa	Solar FV	Privada
Capella Solar, S. A. de C. V.	Albireo I y Albireo II	Solar FV	Privada
Cemento Holcim de El Salvador, S.A. de C.V.	Holcim Guajoyo, 5 de noviembre,	Térmica, FO	Privada
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa	Cerrón Grande, 15 de septiembre, 3 de febrero	Hidráulica	Estatal
Compañía Azucarera Salvadoreña, S.A. de C.V. (Cogenerador)	Central Izalco e Ingenio Chaparrastique	Biomasa	Privada
CENERGICA Energy El Salvador	Acajutla Nejapa Soyapango	Térmica FO	Privada
Ecosolar S. A. de C. V.	ECOSOLAR	Solar FV	Privada
Energía Borealis, S.A. de C.V.	BOREALIS	Térmica FO	Privada
Energía Del Pacífico	Central Térmica EDP	Térmica - GN	Privada
Generadora Eléctrica Central, S.A. de C.V.	GECSA	Térmica FO	Privada
Holcim, El Salvador	HOLCIM	Térmica FO	Privada
Ingenio Central Azucarero Jiboa, S.A. de C.V. (Cogenerador)	INJIBOA:	Biomasa	Privada
Ingenio El Ángel, S.A. de C.V. (Cogenerador)	Ingenio El Ángel:	Biomasa	Privada
Ingenio La Cabaña, S.A. de C.V. (Cogenerador)	Ingenio La Cabaña:	Biomasa	Privada
Inversiones Energéticas, S.A. de C.V.	Central Eléctrica Talnique	Térmica FO	Estatal
Lageo, S.A. de C.V.	Central Geotérmica de Berlín y Central Geotérmica de Ahuachapán	Geotérmica	Estatal
Providencia Solar, S.A. de C. V.	Antares	Solar FV	Privada
Proyecto La Trinidad, LTDA de C.V.	La Trinidad y Márquez	Solar FV	Privada
Termopuerto Ltda de C.V.	Termopuerto:	Térmica FO	Privada

⁶ Utilizando Fuel Oil No. 6 (FO) y Gas Natural (GN).

Sociedad	Planta	Tecnología	Propiedad
Sonsonate Solar	Sonsonate Solar	Solar FV	Privada
Textufil, S.A. de C.V.	Textufil:	Térmica FO	Privada
Ventus, S. A. de C. V.	Parque Eólico Ventus	Eólica	Privada

Además, debe considerarse que en El Salvador operan dos tipos de generadores: los conectados a las líneas de transmisión de alta tensión y los conectados en niveles de distribución. Los primeros son los que inyectan energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), mientras que los segundos integran el denominado Mercado Minorista (MMin), siendo estos oferentes los que están directamente conectados a la red de la distribuidora con la que hayan establecido acuerdos comerciales, por lo que no pueden ofrecer sus servicios a otros clientes y el alcance de su mercado está determinado por la cobertura geográfica de la red de distribución a la que se encuentren conectados. Aunque el marco regulatorio permite a los consumidores elegir al proveedor del servicio de electricidad, en la práctica, los costos asociados al cambio de proveedor dentro de la zona de una distribuidora distinta a la correspondiente por la ubicación geográfica son una limitante. En la Tabla II se resume la cantidad de generadores conectados en la red de distribución y se hace evidente que la fuente que contribuye mayormente en el MMin es la fotovoltaica; solamente en 2023 se incrementaron 324 plantas con este recurso en la modalidad UPR [2].

Tabla II Cantidad de generadores conectados a la red de distribución por categoría y recurso utilizado a diciembre 2023. Fuente: *Elaboración propia* datos [2]

Empresas generadoras conectadas a la red en distribución					
Categoría \ Recurso Energético	APR ⁷ (Auto Productor Renovable)	GDR ⁸ (Generador Distribuido Renovable)	GDT ⁹ (Generador Distribuido Térmico)	UPR ¹⁰ (Usuario Final Productor Renovable)	Total
Biogás		5			5
Biomasa		2			2
Geotérmica		1			1
Hidroeléctrica		15			15
Solar fotovoltaica	13	134		1360	1507
Térmica			3		3
Total	13	157	3	1360	1533

Es importante mencionar la situación de algunos usuarios industriales que tienen sus propias generadoras para autoabastecerse de energía y venden sus excedentes. En varios casos esos usuarios son oferentes netos, bajo la figura de “cogeneradores”¹¹ en el Mercado Mayorista o en el mercado minorista.

El siguiente eslabón en la cadena de valor del sector eléctrico salvadoreño es la transmisión, aquí la electricidad es introducida al sistema mediante los servicios de transmisión en alta tensión provistos por la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), creada en 1999. ETESAL, opera la red de alta tensión y planifica su expansión, ampliación y refuerzo. Se trata de una red física que en la práctica actúa en condiciones económicas de monopolio natural. Esta condición de mercado de

⁷ APR: Auto Productor Renovable, usuario final que posee una planta de generación renovable y comercializa sus excedentes de energía, mediante un contrato de largo plazo con el distribuidor, el cual fue adjudicado en una convocatoria.

⁸ GDR: Generador Distribuido Renovable, aquel que toda su energía la inyecta directamente a la red de distribución y su fin principal es comercializar la energía producida.

⁹ GDT: Generador Distribuido Térmico

¹⁰ UPR: Usuario Final Productor Renovable, usuario final que instala una unidad de producción de energía eléctrica basada en una fuente renovable con el único objetivo de abastecer su demanda interna, y que, bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

¹¹ Cogeneración: Es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil.

ETESAL es consecuencia de su naturaleza económica. Es una institución del Estado, independiente del resto de los PMs conforme a la excepción establecida en el artículo ocho de la LGE según el cual, ningún operador del sistema eléctrico puede tener injerencia en ETESAL, lo que procura su independencia y que su condición de monopolio natural no pueda ser usufructuada por alguno de los PMs. En 2023 se consideró necesaria la creación de una entidad independiente de los otros operadores del sector eléctrico nacional, lo que dio origen al Ente Nacional de Transmisión Eléctrica (ENTE), como una institución de derecho público, con autonomía administrativa y presupuestaria y a la cual le corresponde el planeamiento de la expansión, la construcción de nuevas ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión de energía eléctrica, así como su debido mantenimiento, a través de ETESAL. En la misma ley de creación se indica que “Cuando en las disposiciones legales o reglamentarias, especialmente en la Ley General de Electricidad, se haga referencia a la entidad que desarrolla las actividades de expansión y mantenimiento del sistema de transmisión, se entenderá que serán ejercidas por el ENTE a través de ETESAL.” [3] igualmente se utiliza en este documento.

Cabe señalar que tanto ETESAL como las distribuidoras, de acuerdo con el art. 27 de la LGE, están obligadas a permitir la interconexión en sus instalaciones y su utilización por parte de los PMs para el transporte de energía eléctrica.

Adicionalmente, en cuanto a la transmisión, El Salvador participa en el Mercado Eléctrico Regional (MER) a través de la interconexión regional la cual es operada por un agente de similares características (monopolio natural) y de naturaleza intergubernamental: el Ente Operador Regional (EOR) y la red regional por la Empresa Propietaria de la Red (EPR), en la que concurren las empresas nacionales estatales de transmisión, organismos gubernamentales y operadores privados (Endesa y Grupo Empresarial IPA de Colombia).

Luego de la transmisión, en la cadena de valor, se tiene a las distribuidoras que son entidades que poseen y operan instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión. El marco regulatorio ha establecido la obligación de interconexión (acceso abierto)¹², pero no estipula la existencia de áreas geográficas exclusivas de distribución.

La siguiente etapa de la cadena de valor es la comercialización, la cual engloba todas las actividades relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales: adquisición al por mayor, contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación y cobro. Existen dos tipos de comercializadores: agentes que se encuentran vinculados a firmas que operan en otros segmentos del sector eléctrico, y, aquellos que operan de forma independiente del resto de los participantes del mercado.

Un rasgo peculiar del diseño regulatorio de El Salvador es la posibilidad que todo tipo de usuario final tiene de elegir su proveedor (sea grande o pequeño, industrial o residencial). Sin embargo, en términos reales esta posibilidad no ha sido de uso generalizado, debido a los costos asociados al cambio de proveedor dentro de la zona de una distribuidora distinta a la correspondiente. Estos costos son una limitante a la ejecución de esa parte de la normativa; como se mencionó anteriormente.

Por último, las tarifas a los usuarios finales surgen de promediar los precios del MRS y los precios de los contratos de las distribuidoras. De acuerdo con el Reglamento de la Ley General de Electricidad, su ajuste es trimestral.

Una de las herramientas utilizadas para viabilizar la entrada de las energías renovables no convencionales en la matriz energética salvadoreña ha sido la implementación de licitaciones específicas para esta finalidad.

En el sector eléctrico salvadoreño existen tanto licitaciones centralizadas como de comercio bilateral. Y la figura de la licitación se utiliza desde las concesiones de los recursos a desarrollar hasta

¹² Artículo 27 de la LGE y Sección V, Capítulo III, del RLGE.

el despacho diario.

5. Descripción de la matriz energética salvadoreña

En la Tabla II se resumen las variaciones de la capacidad instalada durante los últimos cuatro años de información oficial disponible; mostrando las variaciones en la evolución de la energía solar y eólica clasificadas como Energías Renovables No Convencionales (ERNC) así como la inclusión del biogás y del gas natural en el MME.

Tabla III. Capacidad instalada por tecnología (MW). Elaboración propia con datos de [2]

Capacidad Instalada por recurso (MW)									
Año	Hidráulica	Fuel Oil	Geotérmica	Fotovoltaica	Biomasa	Eólica	Biogás	GNL	Total, General
2020	552.69	757.10	204.40	219.00	293.60	36.00	-	-	2,062.79
2021	571.86	771.11	204.40	520.61	292.80	54.00	6.30	-	2,421.08
2022	571.86	771.11	204.40	567.14	294.60	54.00	8.35	378.00	2,849.46
2023	638.06	771.68	209.40	633.10	295.40	54.00	8.35	387.70	2,997.69

Esta información se representa en la Figura 2, el crecimiento eólico, hidráulico y en especial fotovoltaico son evidentes.

Tan importante como la capacidad instalada es el tiempo de utilización de cada una de las centrales, lo que se traduce a la energía generada por tipo de central, esta información se resume en la Tabla IV, mientras que en la Figura 3 se muestra esa información gráficamente; aquí es evidente que la contribución geotérmica se ha mantenido constante en el período, así como la eólica y el biogás desde su inclusión, mientras que los recursos biomasa, hidro y fuel oil han tenido variaciones sin tendencia definida y, por otro lado, tanto la tecnología fotovoltaica como gas natural presentan una participación creciente; a partir de este comportamiento puede afirmarse que el crecimiento de la demanda ha sido satisfecho principalmente con estas dos tecnologías.

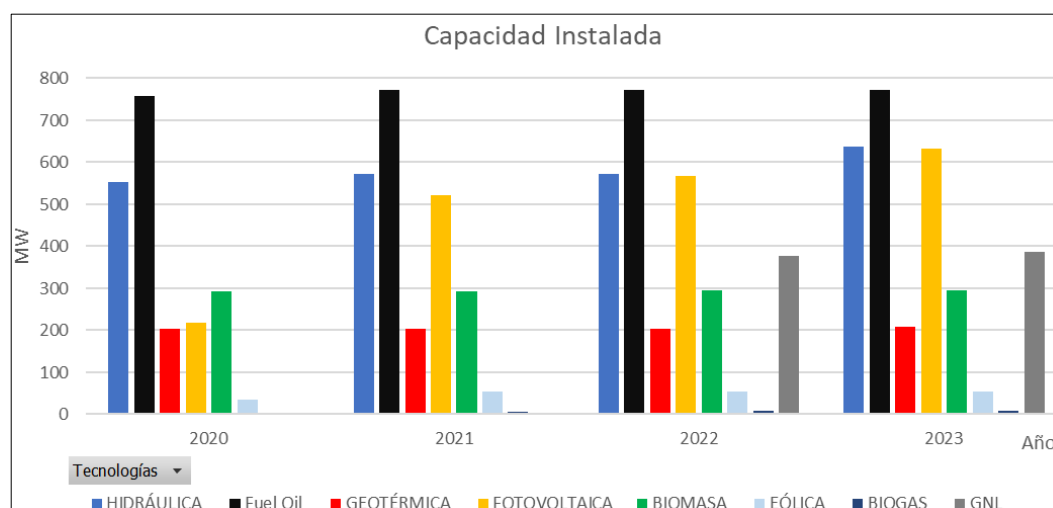


Figura 2. Evolución de la capacidad instalada por tecnología en MW. Elaboración propia. Fuente: [6], [2]

Tabla IV. Energía generada por tipo de tecnología en GWh. Elaboración propia con datos de [6], [2]

Generación por tipo de tecnología (GWh)									
Año	Hidráulica	Fuel Oil	Geotérmica	Fotovoltaica	Biomasa	Eólica	Biogás	GNL	Total, General
2020	1,985.36	888.67	1,449.99	497.67	549.73	14.12	-	-	5,385.54
2021	1,816.97	959.77	1,451.60	1,073.20	625.27	131.78	21.28	-	6,079.87
2022	2,234.13	586.31	1,468.00	1,119.92	552.45	134.90	22.56	1,027.12	7,145.39
2023	1,568.30	712.46	1,482.71	1,185.24	526.99	166.81	28.74	2,480.60	8,151.85

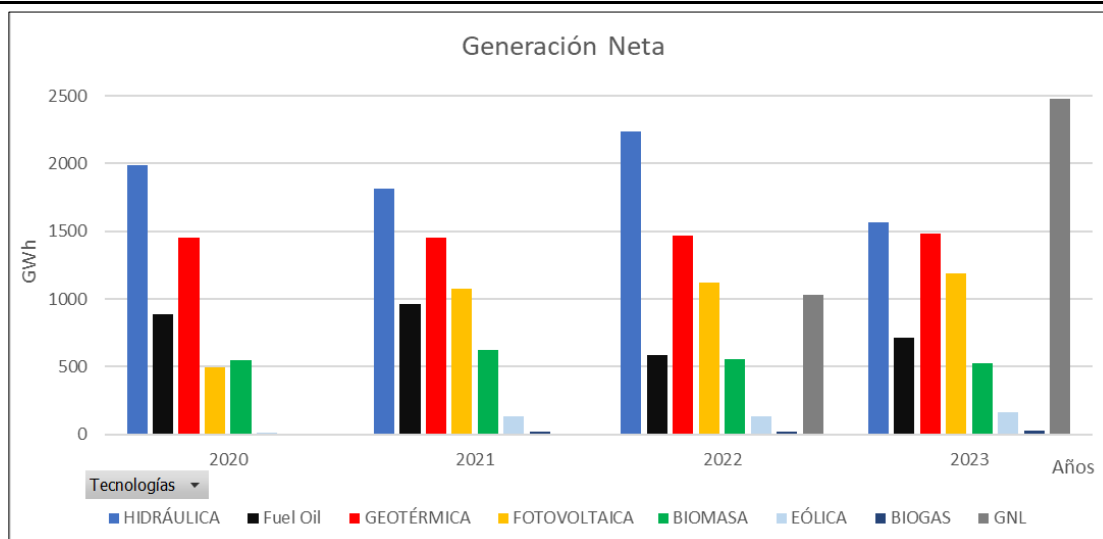


Figura 3. Energía generada por tipo de tecnología en GWh. Elaboración propia con datos de [6], [2]

6 . Oportunidades y desafíos para el desarrollo de nuevos proyectos de ERNC y para la hibridación de sistemas

Indudablemente, las mejoras en las tecnologías y reducciones en costos de ERNC han favorecido la penetración de estas en los sistemas eléctricos mundiales aunado a los crecientes requerimientos ambientales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la conciencia de los consumidores. En el contexto salvadoreño, se identifican las siguientes oportunidades:

- La implementación de sistemas solares fotovoltaicos de autoconsumo en grandes consumidores industriales. Muchos industriales han aprovechado sus áreas de techo o terrenos aledaños para autoconsumo energía eléctrica generada por sistemas solares fotovoltaicos, obteniendo ahorros significativos con inversiones recuperables en el mediano plazo. Aún hay oportunidad de crecimiento en este sector, pues, aunque hay muchos ejemplos de aplicación de la tecnología, no es de uso generalizado. La ventaja de esta modalidad es la simplicidad en la tramitología y un retorno de inversión rápido, siempre y cuando se diseñen sistemas consistentes con el perfil de demanda de la instalación. Existen oportunidades de implementar autoconsumo también en los sectores comerciales con alto uso de climatización por aire acondicionado y, en menor medida, a nivel residencial.
- La tecnología y costos actuales de los sistemas de almacenamiento energético ya hacen viable su utilización para capacidades arriba de 5 MWh, permitiendo a las empresas aplicar estrategias como “Peak Shaving”¹³, para reducir su demanda pico y costos de distribución, o “Energy Time Shifting”¹⁴, utilizando energía solar almacenada en horarios no coincidentes con

¹³ Peak shaving: Estrategia para reducir el consumo de energía eléctrica durante periodos de alta demanda, a través del uso de almacenamiento energético u otros medios.

¹⁴ Energy Time Shifting: Consiste en almacenar energía eléctrica cuando es abundante o barata para utilizarla en otros periodos cuando sea más barata o conveniente.

la incidencia solar. Las nuevas tecnologías de almacenamiento permiten controlar el perfil de carga y descarga, volviéndose una alternativa robusta, dentro del marco de la regulación vigente, y con un potencial económico importante para los próximos años.

Sin embargo, se presentan retos y desafíos como:

- En el contexto salvadoreño, actualmente es complicado implementar proyectos de nuevas plantas de energía renovable para venta de energía. Un factor que ha perjudicado el crecimiento de proyectos es la reducida o nula disponibilidad de factibilidades de puntos de interconexión. Dichas restricciones son consecuencia de un alto crecimiento de la tecnología, a veces acaparado por un grupo reducido de participantes del mercado. Además, dada la desagregación de roles, y la posibilidad de un PM de participar en varios de ellos, existen, en ocasiones, conflictos de interés para limitar el acceso de nuevos participantes (i.e. Un Distribuidor que otorga factibilidades de interconexión pero que participa también como generador y comercializador de energía).
- La tramitología es complicada, y hay una falta de coordinación interinstitucional. Como se comentará más adelante, un proyecto de ERNC requiere de diversos permisos para operar, los cuales se obtienen en numerosas instancias. El resultado, en la práctica, es un proceso complicado que alarga los tiempos de implementación de proyectos, y vuelve difícil acceder a los incentivos fiscales de importación de tecnologías de energías renovables. Se ha reportado que la tramitología para un proyecto puede demorar hasta dos años.
- Incertidumbre regulatoria, sumado a una regulación más reactiva que proactiva, con indicios de reformas que aumentarían la tramitología, y sin una decisión firme sobre elementos clave para la hibridación de sistemas, tales como el pago por los servicios auxiliares a la red eléctrica. La regulación actual ha ido surgiendo a partir de las demandas de los PMs, pero no anticipa los elementos necesarios para un rápido crecimiento de las ERNC e hibridación. Además, es complejo obtener un balance ante intereses diversos de los PMs, que en ocasiones compiten entre sí.

Junto a estas grandes oportunidades/desafíos se tiene un medio ambiente, en general, favorable para las ER como vemos a continuación. Solamente serán enumeradas las normas y regulaciones vigentes.

6.1. Procedimientos para permisos ambientales

En cuanto a la legislación ambiental, se deben considerar las normativas siguientes:

- Ley del Medio Ambiente, y su reglamento.
- Categorización de actividades, obras o proyectos de energía renovable, Diario Oficial tomo N° 395, viernes 8 de junio de 2012, número 105.
- Términos de referencia tipo para la elaboración de estudios de impacto ambiental, Diario Oficial tomo N° 416, 18 de agosto de 2017, número 152.
- Ley General de Recursos Hídricos
- Plan Nacional de Cambio Climático 2022 – 2026
- Contribuciones Nacionalmente Determinadas de El Salvador
- Directrices de zonificación ambiental del área en la que será desarrollado el proyecto.

6.2. Normativa vigente aplicable a las ER desde una perspectiva técnica

Marco regulatorio que deben cumplir las energías renovables; incluye la normativa general:

- Política/plan Nacional de Energía (2020-2050) “Construyendo un futuro energético sostenible”
- Ley general de electricidad (LGE) y su reglamento
- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en

costos de producción (ROBCP) y sus anexos

- Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica
- Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)
- Instrumentos de aplicación relacionados
- Normativa técnica para caracterizar los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica,

6.3. Incentivos fiscales y marco normativo para la promoción de las renovables

Se tienen instrumentos específicos para el desarrollo de las energías renovables:

- Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad.
- Decreto Ejecutivo 45 para la promoción de las energías renovables (10 de junio de 2009)
- Instrumentos específicos para el desarrollo de la geotermia e hidroelectricidad
- Disposiciones constitucionales sobre concesiones
- Ley Reguladora para el Otorgamiento de Concesiones de Proyectos de Generación Eléctrica en Pequeña Escala
- Acuerdo 283-E-2003 SIGET: Procedimiento abreviado para el otorgamiento de concesiones de recursos geotérmicos e hidráulicos con fines de generación eléctrica para plantas con capacidad nominal total, igual o menor de 5 megavatios
- Acuerdo 257-E- 2006 SIGET: Normas aplicables al procedimiento de licitación para el otorgamiento de concesiones de recursos geotérmicos e hidráulicos con fines de generación eléctrica
- Ley Especial de Protección al Patrimonio Cultural de El Salvador y su Reglamento
- Disposiciones constitucionales sobre expropiación por interés público
- Asimismo, se dispone de normativas y reglamentos para la instalación de plantas solares y eólicas:
- Norma técnica de interconexión eléctrica y acceso de usuarios finales a la red de transmisión
- Norma para usuarios finales productores de energía eléctrica con recursos renovables
- Norma técnica de diseño, seguridad y operación de instalaciones de generación de energía con tecnología solar fotovoltaica de hasta 100 kWp

6.4. Empresas dedicadas a la comercialización, servicio y mantenimiento de sistemas de energía solar fotovoltaica

El desarrollo de la energía solar se ha visto respaldado por el surgimiento de empresas que han visto en el rubro oportunidades de negocio, vale la pena mencionar que las principales distribuidoras de electricidad están participando en dicho mercado; entre las principales empresas se encuentran:

- AES Soluciones <https://www.aes-elsalvador.com/es/division-soluciones>
- Solaire <https://solaire.com.sv/>
- Advanced Energy <https://www.ae-energiasolar.com/>
- Enerland <https://www.enerlandgroup.com/es/>
- Delsur Innova <https://www.linkedin.com/company/delsur-innova/>
- Enersys solar <https://enersys-solar.com/>
- SEESA El Salvador <https://seesa.com.sv/es/>
- TecnoSolar <https://www.asolanosolar.com/>
- VekPower <https://vekpower.com/sitio/>

6.5. Movilidad eléctrica

En el año 2021 fue publicada en el Diario Oficial la Ley de Fomento e Incentivos para la

Importación y Uso de Medios de Transporte Eléctricos e Híbridos, que tiene como objetivo principal promover el uso de vehículos eléctricos e híbridos en El Salvador. Esta ley establece una serie de incentivos fiscales y económicos para facilitar la importación y adquisición de estos medios de transporte, tanto en el sector privado como en el público. Entre los incentivos se incluyen exenciones (por un periodo de diez años) del Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y Servicios (IVA) que se generen por la importación, y del Impuesto de Primera Matrícula de vehículos eléctricos e híbridos nuevos. Los vehículos usados con una antigüedad mayor a 3 años y sin batería eléctrica nueva estaban exentos de este beneficio. Se incluye además una exención de dos años del pago de derechos anuales de refrenda de matrícula. Además, la ley contempla la eliminación del impuesto sobre la renta por cinco años para las empresas que presten el servicio de carga de energía, incentivando la creación de una infraestructura de recarga para vehículos eléctricos.

El Decreto 465, publicado en 2024, introdujo varias reformas significativas a la Ley de Fomento e Incentivos para la Importación y Uso de Medios de Transporte Eléctricos e Híbridos. Las principales reformas incluyen la ampliación del plazo de importación, extendiendo una exención parcial del Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y Servicios (IVA) para la importación de vehículos eléctricos usados de hasta siete años de antigüedad y eliminando el requisito de que la batería sea nueva.

Ante estos avances normativos, el impulso de la electromovilidad ha sido modesto, pero con un alto potencial de crecimiento. Cabe destacar el aporte de la Asociación de Movilidad Eléctrica de El Salvador (ASOMOVES), en la promoción y divulgación de la tecnología. Es también notable el aporte de la Distribuidora de Electricidad DELSUR, a través de la importación del primer vehículo eléctrico nuevo e instalación de las primeras estaciones de carga privadas, sumado a la Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas” (UCA), que impulsó el primer edificio Net Zero Energy, incluyendo un vehículo eléctrico e instalación de recarga, y más recientemente la Distribuidora de Electricidad AES El Salvador, que ha instalado 55 estaciones de carga desde 2020, 35 de ellas ubicadas en sus planteles operativos para el uso exclusivo de su flota propia, y 20 estaciones para uso del público. Dichas estaciones están localizadas estratégicamente a lo largo del país, ofreciendo a los usuarios de vehículos eléctricos una alternativa para realizar viajes más largos, con la posibilidad de recargar sus baterías, de ser necesario.

7. Conclusiones

El Salvador cuenta con un sistema eléctrico donde se ha desagregado la generación, transmisión, distribución y comercialización, y donde participan actores privados, dejando al Estado principalmente el rol de transmisión eléctrica, regulación y formulación de políticas. Las regulaciones permiten que un actor participe en varios roles, como se ha hecho efectivamente. En los últimos años, como fruto de nuevas normativas y licitaciones destinadas a dicho propósito, ha habido un crecimiento de las energías renovables, especialmente la energía solar fotovoltaica. También se ha incorporado la generación eólica, aunque en una escala modesta, manteniendo un alto nivel de participación de la energía geotérmica, que históricamente ha sido importante en el país. Es evidente que el crecimiento de la demanda ha sido suplido por la energía solar fotovoltaica, y el gas natural, que hizo aparición en la matriz energética local recientemente. Se vislumbran oportunidades para el crecimiento de la energía solar fotovoltaica, especialmente para grandes usuarios de energía en la industria a través de autoconsumo. También se visualiza la aparición de sistemas de almacenamiento energético como un complemento para la generación solar fotovoltaica, para la generación de energía y gestión de la demanda (*peak shaving*). La movilidad eléctrica también ha dado sus primeros pasos con la creación de leyes y normativas que incentivan la importación de vehículos eléctricos y el desarrollo de la infraestructura de carga necesaria. Sin embargo, se identifican desafíos para el crecimiento de la energía renovable e hibridación, entre ellos las restricciones actuales para la interconexión, por la

dificultad para obtener factibilidades de interconexión. Este desafío está ligado a la participación de actores en sectores diferentes del sector eléctrico (Distribución – Generación – Comercialización), ligado a evidentes conflictos de interés y prácticas con tendencia al monopolio. Un segundo desafío está asociado a una tramitología compleja para proyectos de ERNC, con poca claridad y falta de coordinación interinstitucional, lo cual alarga el tiempo de implementación de proyectos y dificulta la obtención de incentivos fiscales. Además, en la situación actual se cuenta con una regulación incierta, con indicios de cambios y reformas que generan incertidumbre, pues se desconoce la ruta a seguir, sumado al hecho que dicha regulación es principalmente reactiva, y no prevé el futuro, y las oportunidades y beneficios que las ERNC e hibridación pueden ofrecer al país. Como conclusión general, es evidente que se cuenta con un potencial importante para el crecimiento y diversificación de las energías renovables y la hibridación de los sistemas eléctricos. Se han dado los primeros pasos, y si se logran superar las barreras actuales, principalmente regulatorias, este tipo de tecnología podría tener un crecimiento significativo en los próximos años.

8 . Agradecimientos

Agradecemos a los actores clave del mercado eléctrico que brindaron información a los autores a través de entrevistas. Los insumos de información y perspectivas proporcionadas han fortalecido esta publicación.

9 . Referencias

- [1]. Unidad de Transacciones, [En línea]. Available: <https://www.ut.com.sv/estructuramercado>.
- [2]. SIGET - Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, «Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 25,» Gobierno de El Salvador, San Salvador, 2023.
- [3]. M. d. Economía, Ley de creación del Ente Nacional de Transmisión Eléctrica, vol. Tomo N° 438, D. O. N. 37, Ed., San Salvador, 2023.
- [4]. Superintendencia de Competencia, «Estudio de competencia en el mercado mayorista de energía eléctrica. Evaluación del Poder de Mercado. Presentación de Resultados.,» San Salvador.
- [5]. Superintendencia de Competencia, «Estudio de Competencia en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Evaluación del Poder de Mercado.,» San Salvador, 2017.
- [6]. SIGET - Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, «Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 22,» Gobierno de El Salvador, San Salvador, 2020.
- [7]. Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), <https://bibliotecaambiental.ambiente.gob.sv/>

Transformación del mercado eléctrico de Uruguay hacia la inserción de energías renovables

Priscila Silveira Ebert^{1,*}, Franciele Weschenfelder¹ y Conrado Fleck¹

¹Universidad Tecnológica del Uruguay, Uruguay

* Correspondence: priscila.silveira@utec.edu.uy

1. Resumen

Uruguay ha estado ganando más prominencia a nivel mundial en el sector eléctrico, en vista de la gran transformación de la matriz de generación del país. En diez años, la potencia instalada de la energía eólica pasó de 14.6 MW en 2008 a 1.5 GW en 2018. Sin embargo, a pesar del aumento en la generación renovable, el país aún ocupa el primer lugar en el ranking de precios de energía en América Latina. En este contexto, este capítulo tiene como objetivo presentar las principales transformaciones en el mercado eléctrico uruguayo, basadas en el marco regulatorio de 2002 que inició el proceso de difusión de energías renovables en el país.

2. Abstract

Uruguay has been gaining more prominence globally in the electricity sector due to the significant transformation of the country's generation matrix. In ten years, installed wind power capacity went from 14.6 MW in 2008 to 1.5 GW in 2018. However, despite the increase in renewable generation, the country still ranks first in energy prices in Latin America. In this context, this article aims to present the main transformations in the Uruguayan electricity market based on the 2002 regulatory framework that initiated the process of renewable energy diffusion in the country.

3. Introduction

The steady growth in demand for electricity in developing countries requires investments in generating, transmitting, and distributing electricity, leading to significant social and economic changes. In this context, the object of study of this work is Uruguay, a country with an area of 176,215 km² and about 3.5 million inhabitants and that, in recent years, has undergone profound changes in its electric sector.

This recent restructuring is due to the transformation of the energy matrix with the addition of renewable energy sources, which use the wide availability of natural resources in the country. This growth was possible due to the political and social consensus ratified in Uruguay's energy policy 2005-2030.

With the necessary base for the development of the sector, in a few years, it was possible to see a growth in the use of renewable energies, with emphasis on wind energy, which in 2008 had an installed capacity of around 14.6 MW, representing 0,6% of the country's energy matrix, while in 2017 the installed capacity was 1.510,7 MW, representing approximately 33% of the total [1].

With a lack of fossil fuel reserves and considerable hydraulic potential at the limit of its exploration capacity, the generation options to supply the growth of electric energy demand have turned to the exploration of renewable energy.

It is essential to highlight that the integration of different alternative sources of energy constitutes a vital complementarity, avoiding situations of inability to meet the demand and need to import energy. Also, from the environmental and economic point of view, the participation of renewable energy sources is paramount to constituting a reliable system with low environmental impacts to the detriment of conventional energy sources that use fossil fuels [2].

Uruguay's electrical system is interconnected with the Argentine's electric system through Salto Grande transmission lines (2 GW). The connection to Brazil is made through two 50/60 Hz frequency conversion stations in Melo (500 MW) and Rivera (70 MW). These interconnections to the larger systems are essential because they guarantee excellent stability and robustness to the electrical system of Uruguay [3].

The high hydrological variability in the country and subsequent variations in fossil fuels affect the marginal cost of electricity, creating uncertainties that directly affect the final price of electric energy. With the incorporation of new energy sources, which were promoted to increase the country's energy independence, it was possible to stabilize and consequently decrease the price of electricity [4].

This chapter seeks to analyse the electricity sector in Uruguay and to demonstrate the main transformations that occurred in the period following the 2002 regulatory framework, which served as an instrument for the creation of public policies aimed at stimulating the diversification of the country's electricity matrix using renewable energy sources, achieving the sustainable development goals established by the United Nations. In addition, the article aims to present the challenges and opportunities of the country's second energy transition related to the production of green hydrogen.

4 . Regulatory guidelines of Uruguay

The changes in Uruguay's electricity sector began with the publication of Law n. 16.832/1997 and the regulatory decrees of 2002, which established the regulatory framework of Uruguay's Electrical System and created the wholesale energy market. From this Law, it is established that the activities of transmission, transformation, and distribution of energy are part of the public service and are regulated based on their characteristics of natural monopolies since the generation can be carried out by any agent of the sector and its commercialization is made based on contracts or the short-term market. In addition, this Law creates some agents that aim at the regulation and supervision of the energy market, such as:

- The regulatory Unit of Electric Energy, whose function is to regulate the electric sector, depends only on executive power.
- Administration of the Electricity Market (ADME), in charge of administering the wholesale energy market.
- National Cargo Dispatch, which controls the dispatch of electric power plants.

In 2002, Law n. 17.598 created a Regulatory Unit for Energy and Water Services (URSEA), whose purpose is to regulate, supervise, and advise the energy, fuel, and water sectors, ensuring the quality and safety of these resources. In 2008, the first regulations that deal specifically with the locations for installing wind energy through Law n. 18.362 were published.

Also in 2008, Uruguay launched the document "Energy Policy of Uruguay 2030," ratified by a multi-party energy commission of the parliament in 2010, which was one of the main reasons for the success of wind energy deployment in the country. This document defines the main alignments of the national energy policy with long-term planning. The overall objective of the proposal is to stimulate the pursuit of energy sovereignty, reduce costs, develop domestic industry, and reduce dependence on oil. The plan also sets out strategic guidelines and targets for short (to 2015), medium (by 2020) and long-term (by 2030). In addition, it also aims to create greater diversification of the energy matrix by increasing the share of renewable sources such as solar, wind, and biomass.

5 . The expansion of renewable energy in Uruguay

In recent years, Uruguay has shown an increase in the production levels of several sectors of its economy, creating a greater facility for acquiring equipment that consumes electric energy. This scenario is directly related to the increase in energy demand and the need for electricity production.

The actions developed in recent years to achieve short-, medium-, and long-term goals have led to a notable boost to renewable energy sources more adapted to the country's reality, a structural transformation of the electricity sector, and the creation of energy development policies.

5.1. Wind Energy

In 2007, the Global Environment Facility (GEF), the United Nations Development Program (UNDP), and the National Energy Directorate (NED) jointly developed the Uruguay Wind Energy Program (UWEP).

In 2009, with the approval of decree 403/009, the first steps were taken towards a significant change in the sector. The UTE was commissioned to carry out a process to contract 300 MW of wind energy, starting with a pilot project 150 MW [5]. From decrees 159/011 and 424/011, this call was extended to companies that had already submitted bids. These processes have become vital pillars for the country's wind energy development.

Even with the incorporation of higher installed power from biomass and solar energy generation systems, large-scale wind power has proven to be the country's largest contributor to the expansion of electric power supply.

5.2. Biomass

Influenced by the country's agricultural and forestry expansion, biomass began to be used as a source of electricity generation by using different materials such as firewood, forest waste, black liquor, sugarcane bagasse, rice husks, etc.

The main instruments that stimulated electric energy generation from biomass were Decree 77/006 and Decree 367/010 and through direct contracts with the UTE. As of the first call, 65.5 MW of electricity were installed. Forestry development has also made it possible to set up pulp mill industries, where industrial waste generated from chemical processes, also called black liquor, can generate electricity. Together, the pulp companies have an installed capacity of 331 MW. Some studies [6] show the potential of electric energy generation from biomass, which can exceed 1 GW, considering the different raw material sources.

5.3. Photovoltaic Solar Energy

The first specific regulation for the sector comes from Decree 173/010, which regulates electricity generation connected to a low-voltage grid. With the fall in global prices, it was possible to start prospecting for larger photovoltaic plants. The first photovoltaic pilot power plant began operating in 2013 from an international cooperation between Uruguay and Japan, with a power of 482 kWp nominal power.

Starting with Decree 133/13, a call was convened for companies interested in power generation from large photovoltaic plants. In this call, 188 MW of installed capacity was contracted [7].

Also, to increase the development of national technology, Law n. 19.406 was approved in 2016, where tax benefits are established for the production of photovoltaic panels produced in the country [8].

5.4. Hydro Energy

Hydropower is Uruguay's main energy source, creating the necessary basis for connecting other sources of energy. The country has essential water resources, making use of the rivers Negro, Uruguay, and Queguay. Particularly noteworthy is Rio Negro, which owns the Gabriel Terra power plants with 152 MW, Baygorria with 108 MW and Palmar with 333 MW. In addition, it also has the Argentine-Uruguayan Binational Salto Grande installed on the Uruguay River, with a total installed capacity of 1,890 MW.

As the main suitable sites for centralized generation of hydraulic power being used, the country is very close to the total capacity for this type of source. On the other hand, there is still considerable potential for the exploration of small hydropower plants that can be applied to sites that have a gap. These systems require a more accessible technology, which also causes a lower environmental impact and is a more interesting alternative than the use of fossil sources.

5.5. Microgeneration

The growing use of micro-generators connected to the grid is a worldwide trend. As a result, it became necessary to develop the regulatory instrument to establish rules for the exchange of electricity in a bidirectional way with the distribution network. In Uruguay, this is developed through decree 173/010, which regulates the micro-generation of electricity from sources such as wind, solar photovoltaic, small hydroelectric, and biomass. The norm establishes that it is possible to generate energy for own consumption and to sell surplus to the low voltage grid at the price of the tariff schedule of the UTE. Currently, the power installed in this modality is around 20 MW.

6 . Energy Market Share

Due to the advances in the Uruguayan electrical system in relation to the participation of renewable sources, the country has been highlighting the sector. According to the report presented in the World Economic Forum Fostering Effective Energy Transition initiative published in March 2019, Uruguay ranks eleventh in the Energy Transition Index (ETI) ranking. This ranking provides scores for 115 countries covering various energy transition factors, including supply chain, infrastructure, political institutions, and financial systems, among others [1].

This result is a reflection of the change in the electric matrix of Uruguay in the last years, as can be observed in Figure 1. From 2010 to 2018, the installed capacity of renewable sources increased from 21.6 MW to 2,183.7 MW, and wind power was responsible for 1,510.7 MW. In this way, the country occupies the first position in Latin America in generating electricity from wind power.

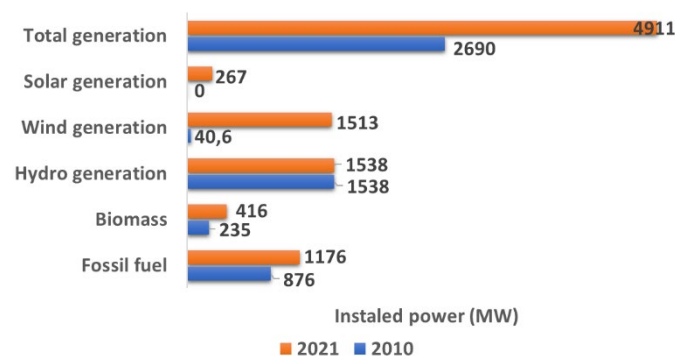


Figure 1. Power installed by source in Uruguay. Adapted from [11].

It is possible to observe that the installed capacity of wind generation and hydropower generation in 2018 is practically the same and is responsible for most of the country's electricity supply. Thermal generation did not show significant growth during that period but remains responsible for the safety of the system.

According to [4], the factors that contributed to a country located in Latin America achieving such a great success in increasing the use of renewable energies were:

- Consensus and political will;
- Complete and impartial assessment of the appeal;
- Regulatory work focusing on clear standards;
- Economic feasibility of projects;

- Availability of appropriate optimization and dispatch tools;
- Adequate network infrastructure.

With regard to the generated energy (Figure 2) from the year 2013, it is clear that wind energy contributes to the reduction of thermal generation. In addition, by reducing the use of hydroelectric power, it was possible to reduce the dependence on climate change in relation to the droughts that affect the country.

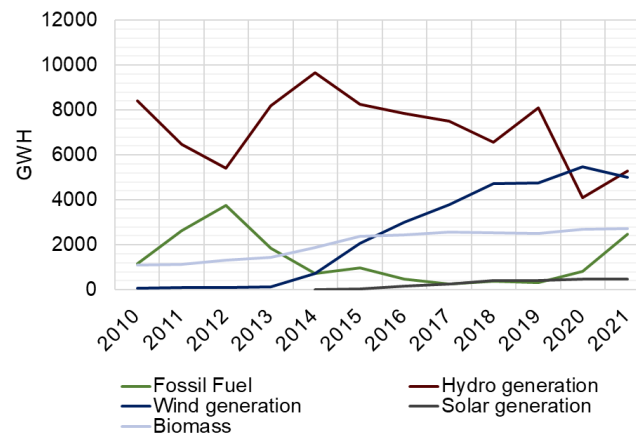


Figure 2. Generation of energy by source. Adapted from [11].

The opening of the generation market made the participation of renewable energies in the electric sector possible; however, there is still domination of the market of basic generation by the state electric power company of Uruguay (UTE) [1]. The UTE is responsible for transmission and distribution activities. However, it has hydro, thermal, and wind power generation plants that make the state-owned company also act to generate the country's strong power. In the case of wind power, the market is still dominated by private companies.

It is important to note that around 92% of the wind power installed by private investors was made through long-term energy sales contracts, i.e., only 8% of private parks depend on the sale of energy in the spot market. This fact ensures the profits investors make without depending on the short-term price.

Despite the great change in the Uruguayan energy matrix, costs remain high. In Figure 3, a comparison between the MWh prices of energy in four Latin American countries is presented. The lowest cost of these countries is Argentina, even though consecutive increases in the price of electricity in the last year are a consequence of high consumption.

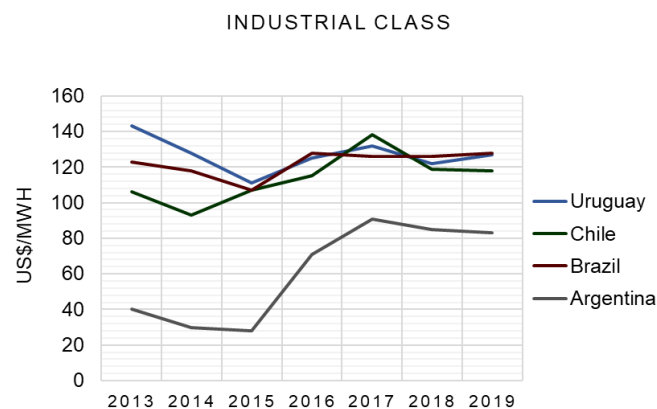


Figure 3. Energy prices in the industrial class in some Latin American countries. Adapted from [9]

When it comes to the residential class, Figure 4, the difference in MWh cost between countries

is even greater. In 2013, the cost of MWh in Uruguay was around US\$ 250, which is more expensive than in Argentina, and US\$ 100, which is more expensive than in Brazil. From 2017, this difference fell due to high energy prices in neighbouring countries.

RESIDENCIAL CLASS

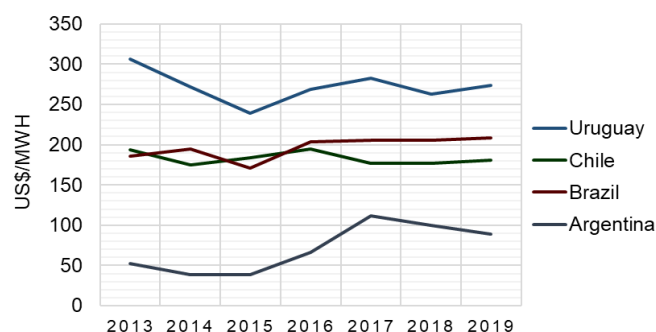


Figure 4. Energy prices in the residential class in some Latin American countries. Adapted from [9].

Uruguay's tariff system is defined by the Executive Branch and the UTE. Within this system, there are several tariffs that vary according to the type of consumer, each tariff being composed of different components. Thus, for example, there is a simple residential energy tariff, medium consumer tariff (including small industries), large consumer tariff (including large industries and commerce), and the rate of public lighting. Within the residential consumers, there is a subdivision of tariff application, as presented in Table I.

Table I. Types of Residential Tariff. Source: Adapted from [10].

Type	Applied tariff	Power (Kw)	Consumption (kWh/month)
Ra	TCB	2.2	30
Rb	TCB	2.2	50
Rc	TCB	2.2	100
Rd	TCB	2.2	200
Re*	TCB	3.7	114
Rf	TRS	3.3	400
Rg*	TRS	3.7	231
Rh	DHR	4.4	800
Ri	DHR	7.7	1,600

As TCB represents the Basic Residential Consumption Tariff for single-phase consumers, TRS is the Simple Residential Rate and DHR Doble Rate with an energy price for peak hours (from 5:00 p.m. to 11:00 p.m.) and another for 23 h to 17 h). In addition, since September 2018, the Triple Time Rate has been in force, which is composed of a peak period value, another for the off-peak period, and a third value for the energy consumed in the valley region, which includes the time of 0 h at 7 o'clock. Although it still has the most expensive energy in Latin America, the large insertion of renewable energy in the Uruguayan electricity sector has caused energy prices to fall since 2013, as shown in Figure 5 (the tariff type Re* and Rg* are not presented in the Figure because they were established in

the year 2019). However, it can be observed that residential consumers Ra, who consume less energy, pay the highest value.

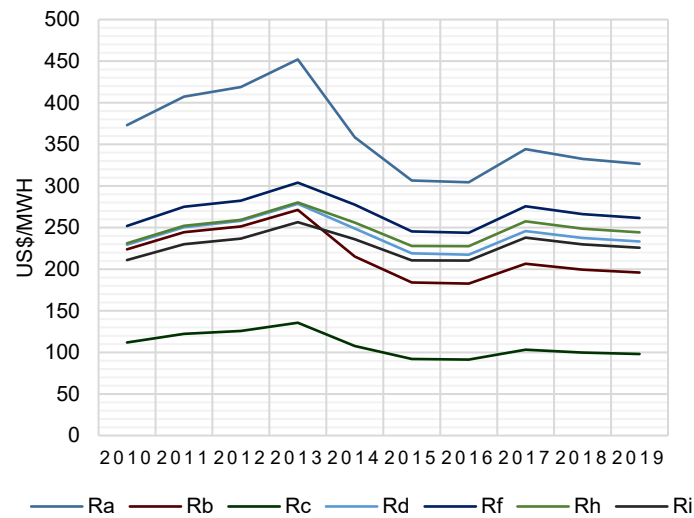


Figure 5. Energy costs for residential class without taxes. Adapted from [11].

7 . Future perspectives of the Uruguayan electricity sector

Even considering the very comfortable situation in the country with the inclusion of renewable energies with a practically decarbonized electricity market, the country is ranked 13th in the Energy Transition Index and is the leader in the region [12]. Uruguay has ambitious plans for the following years. The second stage of the energy transition includes, among others, the decarbonization of the rest of the energy sector (transport and industry) and the development of a hydrogen economy [13].

The plan to promote the development of green hydrogen is separated into phases. The first phase (2022 - 2024) is to develop regulations, develop the first pilot projects, and attract the first export-scale projects. The second phase (2026 - 2030) is the domestic expansion start of the first export-scale projects. The third phase (+2030) is accelerating the growth of exports in the large-scale domestic market.

8 . Final considerations

Despite the great diversification of sources in Uruguay, the Law that regulates all markets is still that of competition. Hence, an important issue to be considered is that as long as there is no greater competition between generators and diversifying energy production companies, the drop in prices will not be considerable. In addition, deepening the integration of power systems across regional power grids will likely help increase competition and reduce energy prices within the region.

Another issue plagues the sector is the excess demand on some days of the year. With favourable conditions of wind and regular rainfall, the generation surpasses the country's demand. This energy has been exported to Brazil and Argentina. In the future, this energy can be used to produce local green hydrogen in the country.

9 . References

- [1]. L. Bértola et al., Políticas de Desarrollo Productivo en Uruguay. 2018.
- [2]. Y. A. M. Maldonado, R. F. G. Pineda, and S. S. S. Blanco, "Análisis de integración regional con fuentes de energía renovables en América Latina y el Caribe," Rev. Energía Latinoamérica y el Caribe, vol. 1, no. 1, pp. 106–125, 2017.

- [3]. M. Tolmasquim, “Integração das Fontes Renováveis Intermitentes na América Latina: Brasil, Chile e Uruguai,” 2017.
- [4]. M. B. Herrera, C. C. Ottaviani, and E. M. Múnera, “Modelo de adopción de energías renovables en Uruguay y su comparación con Ecuador y Colombia,” *Rev. Energía Latinoamérica y el Caribe*, vol. II, no. 1, pp. 92–135, 2018.
- [5]. H. Altomonte, “Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica,” 2017.
- [6]. G. Pena-Vergara, Á. Durante, and P. Curto-Risso, “Aprovechamiento energético de residuos agrarios en Uruguay,” *Rev. Energía Latinoamérica y el Caribe*, vol. II, no. 1, pp. 42–55, 2554.
- [7]. F. Isabella, C. Da Silva, and P. Aguirregaray, “Presente y Futuro de las Energías Renovables en Uruguay,” 2009.
- [8]. G. Bersalli, M. Hallack, C. Guzowski, L. Losekann, and M. F. Zabaloy, “La efectividad de las políticas de promoción de fuentes renovables de energía: Experiencias en América del Sur,” *Rev. Energía Latinoamérica y el Caribe*, vol. II, no. 1, pp. 157–174, 2018.
- [9]. SEG Ingeniería, “Indicadores Energeticos,” 2019.
- [10]. UTE, “Pliego Tarifario EPMAPS,” 2019.
- [11]. Ministerio de Industria, Energía y Minería. (2023). Series estadísticas de energía eléctrica. Uruguay.
- [12]. World Economic Forum, 2021. Available in: <https://www.weforum.org/>
- [13]. Green Hydrogen Roadmap in Uruguay. Available in: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/hoja-ruta-hidrogeno-verde-uruguay>

Análisis de la pobreza energética en la región de Centroamérica: caso de estudio Panamá

Luis G. Mogollón¹, Félix Henríquez¹

¹Electrical, Mechanical and Industrial Research and Innovation Center (CINEMI), Universidad Tecnológica de Panamá, Panamá

* Correspondence: luis.mogollon@utp.ac.pa (L.G.M)

1 . Resumen

El acceso a la energía es un factor clave para mejorar la calidad de vida en comunidades rurales y reducir la desigualdad energética y social. La pobreza energética es una problemática global que afecta tanto a países desarrollados como en vías de desarrollo; sin embargo, su impacto es más evidente en estos últimos debido a la interrelación de múltiples dimensiones vinculadas a las necesidades energéticas humanas. Este capítulo analiza estudios previos realizados en otros países de la región con el propósito de establecer conceptos claros sobre las necesidades energéticas en Panamá. Se abordan las definiciones de pobreza energética y los indicadores utilizados a nivel global para medir la desigualdad energética, además de examinar la situación actual de Panamá, identificando similitudes con otros países de la región. Asimismo, se identifican los principales factores que contribuyen a la pobreza energética en Panamá y, a partir de ello, se desarrolla un Índice Multidimensional de Pobreza Energética para Panamá (IMPEP), basado en estudios previos de Chile, México y el Reino Unido. Este índice evalúa cinco dimensiones esenciales: iluminación, cocción de alimentos, refrigeración, confort térmico y comunicación, asignándoles una ponderación según su grado de importancia para el bienestar humano. Finalmente, se analizan los impactos de la pobreza energética en la salud, la economía, el desarrollo humano y el medio ambiente. Con base en estos datos exploratorios, este estudio propone una definición de pobreza energética específica para el contexto en Panamá.

2 . Abstract

Access to energy is a key factor in improving quality of life in rural communities and reducing energy and social inequality. Energy poverty is a global issue affecting both developed and developing countries; however, its impact is more evident in the latter due to the interplay of multiple dimensions related to human energy needs. This chapter analyses previous studies conducted in other countries in the region to establish clear concepts regarding energy needs in Panama. It explores the definitions of energy poverty, and the global indicators used to measure energy inequality, while also examining Panama's status and identifying similarities with other countries in the region. Additionally, the main factors contributing to energy poverty in Panama are identified, leading to the development of a Multidimensional Energy Poverty Index for Panama (IMPEP). This index is inspired by previous studies from Chile, Mexico, and the United Kingdom and evaluates five essential dimensions: lighting, food cooking, refrigeration, thermal comfort, and communication, assigning a weight to each based on its importance to human well-being. Finally, the impacts of energy poverty on health, the economy, human development, and the environment are analysed. Based on this exploratory data, this study proposes a specific definition of energy poverty for the Panamanian context.

3 . Introducción – Pobreza Energética

3.1. Global

La pobreza energética tiene una relevante incidencia en el desarrollo humano y profundiza las desigualdades existentes en nuestra sociedad moderna [6]. La satisfacción de las necesidades

energéticas es parte de la satisfacción de las necesidades humanas, que son importante para el desarrollo de los individuos y su comportamiento en torno a la sociedad; por consiguiente, el uso de la energía es sin duda un factor sinérgico del desarrollo humano.

Billones de personas alrededor del mundo se mantienen en la búsqueda continua de servicios y fuentes de energía asequibles que le permitan realizar sus actividades cotidianas [32]. La pobreza energética es uno de los retos que enfrenta la humanidad en este siglo XXI [33], datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE) reflejan que setecientos setenta millones de personas no tienen acceso a la electricidad y 2.8 billones de personas (un tercio de la población mundial) no tienen acceso a combustibles limpios para cocinar [21]. En países desarrollados representa un reto en los ámbitos económicos, ecológicos y sociopolíticos [3]. No obstante, en los países en vías de desarrollo se observan otros problemas socioeconómicos como: falta de viviendas, desempleo, escasez de alimentos, agua y fuentes limpias de energía que aumentan la evidente pobreza energética [28].

En [28] los autores hacen referencia a la pobreza energética como una situación en que las personas o los hogares son incapaces de satisfacer las necesidades a un costo asequible y donde no se tienen servicios de energía seguros, asequibles, ni adecuado, lo que resulta en una injusticia social. Según [11] la pobreza energética es considerada como la incapacidad de un hogar de satisfacer una cantidad mínima de servicios de energía para sus necesidades básicas. Day et al [14] y Moniruzzaman and Day [29] definen la pobreza energética como la ausencia de buenas opciones para obtener servicios energéticos suficientes, asequibles, consistentes, de alta calidad, seguros y ecológicamente amigables con el fin de ayudar al desarrollo económico y del ser humano. En países desarrollados, la pobreza energética se caracteriza por altos gastos energéticos mientras que en países en vías de desarrollo está caracterizada por la falta de acceso a energía moderna y limpia [24].

3.2. Latinoamérica

En Latinoamérica se han realizados estudios de pobreza energética en México y Chile, donde en el primero han establecido que un hogar se encuentra en pobreza energética cuando las personas que lo habitan no satisfacen las necesidades absolutas, las cuales están relacionadas con una serie de satisfactores y bienes económicos que son considerados esenciales, en un lugar y tiempo determinado, de acuerdo con las convenciones sociales y culturales [16]. Chile cuenta con una red de pobreza energética donde investigadores señalan que un hogar se encuentra en situación de pobreza energética cuando no dispone de energía suficiente para cubrir las necesidades fundamentales y básicas, consideradas por la sociedad y por sus integrantes [8]. Actualmente la energía es un servicio esencial que [11], en países como Panamá, en vías de desarrollo, no llega a áreas rurales e incluso es inalcanzable para algunos residentes de áreas urbanas dependiendo de su estatus socioeconómico. La Secretaría Nacional de Energía (SNE) considera que garantizar el acceso universal a la energía se convierte en un instrumento eficaz para combatir el cambio climático.

3.3. Panamá

A través de los años ha ido mejorando la economía nacional, así como las inversiones extranjeras y el incremento del producto interno bruto (PIB), lo que conlleva a buscar una solución a la problemática de desigualdad energética, siendo Panamá el cuarto país más desigual de América Latina y el décimo a nivel mundial [4] [22]. Del ranking de energía disponible, limpia y pobreza energética, Panamá obtuvo las siguientes posiciones en el año 2016: número 84 en energía disponible, número 55 en energía asequible, número 38 en energía limpia, número 56 en pobreza energética; las posiciones mencionadas son con base a 125 países que fueron objeto de evaluación en la publicación "Assessing global energy poverty: an integrated approach" [12].

Ciento setenta y siete mil panameños están atrapados en pobreza energética [31]. Estos ciudadanos no tienen acceso a servicios energéticos de calidad, limpios y asequibles, seguros, confiables que les permitan satisfacer sus necesidades energéticas. Si bien es cierto que en la vía hacia

la universalización del acceso al servicio eléctrico se ha logrado reducir la brecha entre el año 2000 y el 2018, 10.96% y 2.85%, respectivamente, estas cantidades representan 56.4 millones de personas sin electricidad en el año 2000 y 18.1 millones de personas sin electricidad en el 2018 [13]. A pesar de su aumento en el PIB año tras año, Panamá pierde 20 puntos en el índice de desarrollo humano de la ONU cuando se incluye la desigualdad en la medición [22]. El Banco Mundial establece el Índice Gini para medir la desigualdad obteniendo Panamá un valor de 48.7 en una escala de 100 en el año 2019.

En el área urbana, a pesar de tener acceso al suministro energético, también existe pobreza energética. Muchos hogares debido a su situación económica no cuentan con electrodomésticos necesarios para una calidad de vida digna o poseen artefactos no adecuados e ineficientes, lo que es consecuente en un mayor consumo de energía y la falta de dinero para hacerle frente a dicho aumento en gastos energéticos. La pobreza energética es un tema que se está empezando a desarrollar en Panamá con el fin de cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 1 y ODS 7), la agenda de transición energética 2030 y el plan energético nacional 2015-2050 y se requieren indicadores que permitan diagnosticar y cuantificar el problema en nuestro contexto. A nivel mundial representa una amenaza para el desarrollo sostenible, salud y educación [12].

4 . Necesidades energéticas de los seres humanos en áreas rurales de Panamá

Las necesidades son universales, aunque las formas de manifestarlas y satisfacerlas dependen de las diversas culturas influenciadas también por el entorno y factores internos como la idiosincrasia de los individuos [20]. El concepto necesidad y sus métodos de satisfacción han evolucionado según los tiempos y la sociedad. Diversas teorías han sido formuladas, en este capítulo explicaremos la teoría de las necesidades de Abraham Maslow, ya que hace más énfasis en las necesidades humanas que son las que los servicios/necesidades energéticas nos ayudan a satisfacer. La imagen del hombre se transformó luego de la segunda guerra mundial convirtiéndose en “el hombre necesitado”, donde a partir de allí se introduce que la condición humana es dependiente de los bienes y servicios; por consiguiente, dependemos de la tecnología y economía que hemos creado y desarrollado. Tradicionalmente se dice que las necesidades son infinitas, ilimitadas y dinámicas, siendo así significa que cada necesidad satisfecha dará lugar a otra por satisfacer [15].

Panamá es el cuarto país más desigual de América Latina y el décimo a nivel mundial [22], se observa el contraste entre clases, por un lado, los rascacielos y por el otro, viviendas rurales, por ejemplo, las comunidades de San Francisco y Boca la Caja. La ciudad de Panamá, llamada por [22] “El pequeño Manhattan”, contiene a sus alrededores comunidades a escasos kilómetros sin acceso a la energía y otros servicios básicos para un adecuado nivel de vida; a pesar de su aumento en el PIB año tras año, Panamá pierde 20 puntos en el índice de desarrollo humano de la ONU cuando se incluye la desigualdad en la medición . El Banco Mundial establece el Índice Gini para medir la desigualdad obteniendo Panamá un valor de 48.7 en una escala de 100 en el año 2019.

La situación expuesta en el párrafo anterior nos lleva a describir las necesidades humanas, su principal teoría y establecer las necesidades energéticas que deben satisfacer los seres humanos en Panamá, especialmente en las áreas rurales para donde se concentra más la pobreza multidimensional. La condición mediante la cual un individuo está en desventaja actual y potencial frente a aspectos educativos, salud, seguridad, vivienda, trabajo y energía se conoce como pobreza multidimensional [2]. Es decir, las múltiples desventajas a las que se enfrenta un individuo, por ejemplo: puede carecer de una vivienda digna, electricidad, agua potable, acceso a instalaciones de salud, trabajos formales, educación de calidad y también convivir en situaciones de violencia.

Frecuentemente nos referimos a que necesitamos alguna cosa u otra para cumplir un determinado objetivo, pero ¿qué es una necesidad? Se puede definir como el deseo de obtener algo para cumplir un objetivo, que cuando es cumplido genera satisfacción siendo esta el gusto experimentado producto de un deseo colmado [26].

4.1. Necesidades y servicios energéticos necesarios en áreas rurales de Panamá

Las necesidades energéticas se satisfacen mediante los servicios energéticos que se definen como las actividades que realizan las personas que utilizan la energía como medio para obtener sus beneficios y satisfacer sus necesidades. Si bien es cierto, que es importante que existan las centrales eléctricas y las redes de distribución de la electricidad para las viviendas, lo que a las personas más les interesa es el acceso a estos servicios [9]; se observa en el país infraestructura energética disponible pero no asequible en muchas comunidades rurales.

Las necesidades energéticas fundamentales son aquellas que si no se satisfacen causan algún impacto negativo a la salud de las personas, su satisfacción se considera universal independientemente del contexto territorial [6]. La condición del ser humano depende de los bienes y servicios, por lo que la energía es un servicio que se necesita para una adecuada calidad de vida. A continuación, se detallan las necesidades energéticas que poseen los seres humanos en sus hogares.

4.1.1. Necesidad energética de iluminación

La luz acompaña al hombre en la realización de sus tareas, sacia la necesidad física de visualizar objetos y permite crear nuevos espacios, además que ayuda a transmitir emociones, afectos y sentimientos. Al pasar del tiempo, la iluminación es cada vez más necesaria; incluso el hombre ha ido saciando esa necesidad desde sus inicios, en la era prehistórica cuando usaban el fuego. En el ámbito social nos permite interactuar y tener una mejor comunicación a través de la visualización de expresiones faciales y corporales de los demás [5].

La iluminación es fundamental para la vida, sin importar cantidad de ingresos, clase o género. En los hogares pobres, la electricidad y los combustibles usados para iluminar suelen ser principal gasto en energía, este gasto puede ser significativo en el presupuesto familiar [23].

Si bien es cierto, la necesidad de iluminación se puede satisfacer por medio de diversas fuentes como: lámparas de aceite, velas, farolas de gas, entre otras; la iluminación eléctrica y las lámparas de queroseno son las más usadas en la actualidad [23]. Desde el siglo XX se han usado los bombillos empezando por el incandescente tradicional hasta lo más nuevo que es la tecnología LED.

- El bombillo incandescente tradicional brilla a partir de la corriente eléctrica que calienta un filamento, como desventaja está su 85% de electricidad desechada en forma de calor y solo tenían una vida útil de 1000 horas [7].
- Incandescente halógeno: la iluminación por este tipo es de mejor calidad que el bombillo incandescente, utiliza gas halógeno, pero se sigue perdiendo electricidad en forma de calor.
- Fluorescente compacto: se compone de un gas dentro de un tubo de la lámpara fluorescente compacta (CFL), donde a través de fotones ultravioletas se emite la luz. Tiene una vida útil aproximadamente de diez mil horas de funcionamiento y reduce la pérdida de energía en forma de calor, a tal punto de igualar la luz emitida y el calor desechado.
- Tecnología LED: es la más eficiente y su eficiencia es el doble del fluorescente compacto. Los LED están compuestos de semiconductores que se iluminan a través de la electricidad suministrada. A través de esta tecnología se logra un menor consumo eléctrico [30].

Las lámparas eléctricas son mucho más eficientes y brindan mayor comodidad que las lámparas de queroseno [23], por lo que urge ampliar el acceso a la electricidad en comunidades rurales de países en vías de desarrollo.

4.1.2. Necesidad energética de refrigeración de alimentos

Actualmente la mayoría de los alimentos que se consumen son perecederos lo que significa que necesitan estar refrigerados para su conservación, ya que se consigue una proliferación microbiana mucho más lenta que si se tienen los alimentos al aire libre, logrando de esta manera la inocuidad

evitando problemas de salud en las personas.

Según el censo de 2010, el 73% de las viviendas en Panamá contaban con un refrigerador. Sin embargo, un análisis del consumo energético revela que aproximadamente 118.5 mil clientes, equivalentes al 12.4% de los usuarios de la tarifa básica, reportan consumos mensuales iguales o inferiores a 50 kWh. Este bajo nivel de consumo puede sugerir, en algunos casos, la ausencia de refrigeradores en los hogares, especialmente en las zonas rurales. En la Figura 1, se observa el porcentaje de acceso a la refrigeración de Alimentos en Panamá y su comparación con los demás países de la región, donde de los 15 países que se muestran un 88.5% de la población tiene acceso a la refrigeración de alimentos en y en áreas rurales un 67%, se estima que alrededor de 63.4 millones de personas no tienen acceso en la región, esto equivale a 18 millones de familias [9].

Un refrigerador es un equipo indispensable para mantener los alimentos preservados, en buen estado. Al no contar con refrigerador, los miembros del hogar deben gastar más dinero en comprar sólo la comida para el momento o usar alimentos de latas que a la larga son perjudiciales a la salud debido a su alto contenido de químicos preservantes y sodio [9]. Según [27], las mujeres son el género más afectado, ya que en América latina el rol de la cocina y preparación de alimentos es atribuido principalmente a nosotras. Es importante mencionar que, al pasar de los años, en los aparatos que forman parte de la línea blanca, el consumo ha sido reducido de una manera bastante significativa, puesto que se van utilizando materiales más novedosos para su construcción y se ha implementado la tecnología en los procesos y de esa manera aumenta la eficiencia.

4.1.3. Necesidad energética de conocimiento, entretenimiento y comunicación

El entretenimiento es igual de importante que las otras necesidades energéticas, ya que juega un papel fundamental principalmente en la salud mental de los ciudadanos. Las actividades de ocio y relajación brindan relajamiento luego de las actividades laborales cotidianas, así como las de comunicación mantienen una mejor unión familiar y brindan un nivel de vida óptimo [16]. El rol de la energía en la comunicación y entretenimiento es mantener informada a la sociedad en los ámbitos económicos, social, cultural y de tecnología; a través del uso de electricidad para fines tecnológicos como: internet, computadoras, teléfonos celulares y televisores se reduce la brecha en la era digital que estamos y que vino para quedarse [9].

En los hogares de bajos recursos se reduce a lo esencial y como electrodoméstico de entretenimiento cuentan con un radio o televisor, estos artefactos forman parte de la vida moderna. La experiencia demuestra que los consumidores de electricidad siguen un orden establecido en la incorporación de electrodomésticos, que depende del precio del aparato, del grado de utilidad que éste le asigne y en la medida que sus ingresos aumenten. En tal sentido, incorpora primero la iluminación, después la radio, posteriormente el televisor, seguidamente el refrigerador, que por su precio y su consumo tiene un efecto importante en la economía doméstica y en el consumo de electricidad.

Por parte de la radio este medio masivo sigue siendo el más amplio, accesible, de bajo presupuesto y adaptable, y en las áreas rurales muchas veces es el único medio con el que cuentan las personas. Por ejemplo, en estas áreas la mayoría de la población tiene acceso y es utilizada para noticias, conocer precios de productos agrícolas, como educación formal e informal, medio de comunicación personal (teléfono comunitario) y como distracción o recreación ya sea escuchando música o programas radiales. Con respecto a cifras del censo en Panamá del 2010 el 70.1% de los hogares contaban con un radio o equipo de sonido. Debido a la Covid-19 actualmente en el país este medio de comunicación ha sido parte fundamental en la educación de los estudiantes ya que el gobierno nacional ha diseñado un plan de clases a distancia llamado “Conéctate con la estrella” el cual se imparte por radio y televisión.

Una de las ventajas de la radio portátil es que presenta una escasa potencia (aproximadamente 1 watt), con lo cual su consumo de las baterías es bastante pequeño. En cambio, el consumo de los

radios convencionales es un poco mayor, pero aun así sigue siendo bastante pequeño comparado con los electrodomésticos que tiene un hogar, es aproximadamente de 15 watts por hora.

Por otro lado, de acuerdo con el censo 2010 (Panamá) el televisor es el electrodoméstico más utilizado en el país, siendo un 82% la cantidad de hogares que cuentan con por lo menos uno. Este mercado de las televisiones ha ido en crecimiento constante y así mismo su eficiencia, siendo pocos los que utilizan todavía tecnología antigua la cual consume más energía. De igual forma se debe educar a los consumidores en este aspecto ya que ciertos dispositivos como los televisores inteligentes necesitan ciertos elementos adicionales para conexión a la red y componentes evolucionados y estos en algunas ocasiones producen incremento en la potencia de las unidades, también los de inicio rápido representan un mayor consumo de energía cuando están apagados.

Uno de los equipos que su aumento es bastante rápido en los hogares son las computadoras personales. Cuando se garantiza el acceso a la comunicación y entretenimiento, se obtiene un impacto positivo en la educación en áreas rurales, disminuyendo las brechas entre las distintas áreas y estratos sociales [27].

4.1.4. Necesidad energética de confort térmico

Una de las características importantes de una vivienda adecuada es el confort térmico, la norma ISO 7730 define confort térmico como la condición que expresa satisfacción con el ambiente térmico. Cuando las personas que habitan en las viviendas no experimentan sensaciones de frío ni calor y cuando las condiciones climáticas de humedad, temperatura y movimiento del aire es agradable; se dice que la vivienda cumple con la necesidad de confort térmico.

La comodidad y bienestar dentro de los hogares está condicionada a la climatización del interior de estos [9]. Una climatización adecuada reduce la aparición de enfermedades consecuentes de la exposición a climas extremos, según la Organización Mundial de la Salud (OMS) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM) estas enfermedades aumentarán a largo plazo producto de los impactos del cambio climático.

Debido a la posición geográfica de Panamá su clima es tropical húmedo, donde se caracteriza por abundante calor y humedad la mayoría del tiempo, por lo que en las viviendas es necesario contar con ventiladores o acondicionadores de aire para asegurar una sensación térmica que nos permita realizar nuestras actividades cotidianas sin afectar nuestro rendimiento y eficiencia. Con la situación de desigualdad en nuestro país se puede observar viviendas con acondicionador de aire en toda la casa, así como también hogares donde no poseen ni un ventilador. Un factor influyente en el confort térmico es la eficiencia térmica que posea la vivienda .

La satisfacción de necesidades energéticas o la asequibilidad a servicios energéticos mejoran la calidad de vida de la población, reducen la pobreza energética y mejoran las condiciones ambientales de los grupos socialmente más vulnerables según un estudio de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Club Madrid; todo lo mencionado contribuye a alcanzar los Objetivos del Desarrollo del Milenio .

Una ventaja de la superación de la pobreza energética en áreas rurales es la utilización de la energía en forma mecánica o calorífica para iniciar pequeños negocios, procesamiento de alimentos, realización de agricultura y riego [16]; dónde se busca que los habitantes de estas comunidades puedan generar más ingresos que le sirvan para pagar su tarifa eléctrica o el mantenimiento de algún sistema de energía renovable que se haya implementado en la comunidad.

4.1.5. Necesidad energética de cocción de alimentos

Algunos alimentos como frutas, vegetales y lácteos se pueden ingerir sin la necesidad de cocerlos, sin embargo, el resto se deben cocer para facilitar el proceso de digestión, dado a cabo por el sistema digestivo. También se eliminan bacterias y microorganismos, ya que la cocción de alimentos es un proceso donde existe la transferencia de calor de un cuerpo de mayor temperatura a uno de menor

temperatura. Para este proceso de cocción se pueden usar los métodos de transferencia de calor de forma independiente y combinados, los cuales son:

- **Convección:** la transmisión de calor se da por el constante movimiento de un fluido o la circulación activa dentro de una sustancia; mientras más rápido es el movimiento de fluido, mayor es la razón de transferencia de calor. Por la ley de enfriamiento de Newton se rige la razón y cantidad de calor transferido por convección.
- **Conducción:** mecanismo producto del choque de moléculas donde se da la transferencia desde el cuerpo más caliente al menos caliente siempre y cuando exista un gradiente de temperatura [19].
- **Radiación:** En la cocción de alimentos es de interés la radiación térmica donde el cuerpo emite calor debido a su temperatura, además de la radiación térmica también existe la radiación electromagnética donde la onda de se transfiere en el vacío perfecto en presencia de una diferencia de temperaturas [19].

Cuando no se satisface la necesidad de cocción de alimentos, se obtiene un impacto negativo en la salud de las personas, incluso generando desnutrición y además se acentúa la pobreza. Según [9], las mujeres son las que más sufren las consecuencias de la no cocción limpia de alimentos, debido a que en América Latina se acostumbra a que la mujer lleve el rol de cocinar en los hogares; dicho esto, esté género es el que más está en riesgo sufrir las enfermedades producidas por las emisiones al cocinar con leña o carbón.

En América Latina, los hogares de las regiones Andina y de América Central son los que más utilizan leña para cocinar. En el año 2018, la leña representó el 80% del consumo de energía final en los hogares centroamericanos, por consiguiente, urge implementar programas de cocina limpia [9]. La cocina limpia consiste en una transición de métodos de cocción que contaminan más y emiten más gases de dióxido de carbono a métodos que contaminen menos, estas transiciones son normalmente del uso de biomasa al use de gas licuado de petróleo; cabe destacar, que el objetivo final de estos programas es que se usen estufas y electrodomésticos eléctricos para la satisfacer la necesidad de cocción de alimentos reduciendo al mínimo las emisiones y contaminaciones,

Del censo nacional de población y vivienda 2010 se obtiene que en las viviendas se usa principalmente el gas licuado de petróleo (GLP) para cocinar, le sigue leña y carbón, en el último mencionado se notó una tendencia a disminuir progresivamente. En los hogares el consumo del gas licuado de petróleo es 67.8% de lo producido, donde se utiliza el 100% para cocinar. La leña se utiliza en el 13% de las viviendas en el país y el carbón en el 0.02% de estas.

La realidad en Panamá y América Latina es que acceder a la energía de forma accesible y sostenible no es posible para muchas comunidades, principalmente en las áreas rurales. Donde vemos que muchas personas utilizan biomasa como carbón vegetal y leña para preparar sus alimentos del día a día. Como no cuentan con una alternativa de combustible, estas personas se caracterizan por quemar la biomasa de manera ineficiente, provocando daños a la salud a largo plazo y afectaciones al medio ambiente. La Organización Mundial de la Salud (OMS), atribuye el uso de leña y carbón para cocinar como un causante de las enfermedades derivadas de la contaminación del aire en el interior de las viviendas; en el año 2012 se contabilizó que las muertes por convivencia en ambientes no saludables fueron de una cuarta parte de la población mundial, aproximadamente 43 millones de personas [9].

Lo ideal sería que al menos las familias panameñas contarán con un tanque de gas licuado de petróleo para la cocción de sus alimentos, aunque este está altamente subsidiado, no representa una opción viable para las comunidades rurales debido a la distancia de transporte del gas (25 libras) hasta un lugar de provisión o abastecimiento.

Nuestro país como miembro de la Organización para las Naciones Unidas y en acuerdo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, para el año 2030 existe el compromiso del acceso universal a una

cocina de forma limpia. Desde el año 2010 al 2016, el aumento en el acceso a la cocina limpia ha sido de 0.5 puntos porcentuales, para alcanzar el objetivo del año 2030 es necesario alcanzar una tasa anual de 3 puntos porcentuales entre los años 2016 y 2030 [1].

Como vemos en la Tabla I, la electricidad es la fuente de energía más eficiente y menos contaminante que existe para que se satisfagan las necesidades de los seres humanos en sus hogares, una de las razones, por la cual urge garantizar el acceso en todas las áreas de Panamá especialmente en las rurales y comarcales.

Tabla I. Eficiencia de las fuentes de energía usadas para satisfacer la necesidad de cocción de alimentos y de iluminación.

Fuente: [16]

Necesidad	Fuente de energía	Eficiencia
Cocción de alimentos	Electricidad	1.00
	Propano	0.77
	Leña, carbón	0.15
Iluminación	Electricidad	1.00
	Velas	0.02
	Queroseno	0.01

5 . Enfoques y Medición de la Pobreza energética

5.1. Enfoque

Actualmente sigue un debate académico sobre las métricas adecuadas para la definición de pobreza energética, y se aplican varios enfoques. Los tipos más comunes de métricas diferencian indicadores cualitativos (subjetivos) y cuantitativos (objetivos) [34]. El origen del término está relacionado con la crisis energética en Europa, que se dio entre los años 1974 y 1979. Con base en esto, conforme con la legislación del Reino Unido, “la pobreza de combustible (fuel poverty) ocurre cuando un miembro de un hogar, que vive en precariedad y posee un ingreso bajo, no puede desenvolverse en un ambiente calefaccionado a un costo razonable”. Así, la definición de pobreza energética que adopte un determinado país condiciona la forma en que esta se mide”.

Debido a que el término de pobreza energética o pobreza de combustible surgió en Reino Unido, está enfocada principalmente al calentamiento de las viviendas, dejando a un lado la ventilación y enfriamiento, necesidad que se presenta en Panamá. Por lo tanto, llevando el estudio a la realidad de América Latina, Rigoberto García en el Documento de Proyecto de la CEPAL: Pobreza Energética en América Latina, hace una propuesta conceptual y metodológica sobre cómo abordar el tema de la pobreza energética en América Latina aplicado en México y enfatizando la dimensión social de los usos de la energía. García propone para ello método el de “Satisfacción de necesidades absolutas de energía” donde se establece un índice multidimensional llamado “Pobreza Energética en el Hogar”.

Bajo este enfoque, la pobreza energética se encuentra en el ámbito de los derechos sociales los cuales son universales, interdependientes e indivisibles. Por lo que, si una persona no satisface las necesidades humanas relacionadas con los usos de energía, no ejerce entonces sus derechos, y esto involucra una situación de pobreza. El índice en este caso indica la carencia de al menos uno de los servicios o bienes económicos que se consideran básicos para compensar necesidades humanas fundamentales los cuales son: i) Iluminación, ii) Entretenimiento, iii) Calentamiento de agua, iv) Cocción de alimentos, v) Refrigeración de alimentos, y vi) Confort térmico en la vivienda. Gracias a los indicadores aplicados en México en 2008 y 2010 se obtuvieron resultados que revelan que alrededor de 40% de los hogares viven en pobreza energética [16].

La mayoría de las personas que se encuentran en esta condición no se reconocen energéticamente pobres por lo que gracias a una iniciativa de la Unión Europea, se establecen una serie de situaciones que los pobres energéticos mencionan: “inhabilidad de pagar las facturas de servicios de energía y/o las deudas al proveedor; desconexión o amenaza de desconexión energética; desconexión voluntaria como resultado de una percepción sobre el gasto energético; problemas de

salud, lesiones y enfermedades relacionados con las malas condiciones que presenta la vivienda y como consecuencia del frío y la humedad; hogares con problemas de eficiencia energética” [18]. Con lo anteriormente mencionado, en la Tabla II se muestran los enfoques de la pobreza energética con una clasificación según su foco de análisis.

Tabla II. Clasificación de los enfoques de pobreza energética. Fuente: Pobreza Energética: Conceptualización y su Vínculo con la Exclusión. Breve Revisión para América Latina. Fuente: [18]

Foco de análisis	Pobreza energética: conceptualización
Participación del gasto energético en ingresos	Asociado a un nivel insuficiente de ingresos para afrontar gastos en energía. Puede incluir la determinación de una línea de pobreza o umbral en base a la determinación requerimientos energéticos para mantener un nivel de calidad de vida dado.
Servicios energéticos	Basada en el acceso a los servicios energéticos, más allá del gasto en energía. Adquieren un rol preponderante las nuevas y modernas fuentes de energía.
Percepción	Se combinan aspectos objetivos (respectivo de las condiciones de la vivienda) y subjetivos (cómo se sienten las personas) en la medición, para incorporar percepciones.
Multidimensional	Se incorporan diversas dimensiones, tales como tecnología, física (vinculada al consumo energético) y económica.

5.2. Medición de la pobreza energética

A lo largo del tiempo, se han desarrollado varias formas de medir la pobreza energética en el mundo. Las más comunes son enfocar la medición en torno a gasto energético o acceso a fuentes de energía y tecnologías. Los países desarrollados utilizan más la medición en torno a los gastos energéticos debido a que se tiene mayor accesibilidad a la energía; en contraste con la situación de América Latina y el Caribe, donde se utiliza más el enfoque de acceso a la energía, ya que prevalece la desigualdad energética.

Medir la pobreza energética nos permite identificar si una comunidad, provincia o país se encuentra en pobreza energética, así como su grado de complejidad de esta. En [17] se plantea que existen tres umbrales para medir la pobreza energética.

- Umbral tecnológico: este enfoque se basa en que la pobreza energética es el primer y principal problema en acceder a los servicios energéticos modernos. El término moderno hace referencia a la electricidad y otras fuentes de biomasa para cocinar; las fuentes tradicionales de energía limitan el acceso a muchos servicios energéticos. Basado en el punto de vista expuesto anteriormente, la pobreza energética se mide contando a la población que no tiene accesos a los servicios energéticos.
- Umbral físico: este enfoque estima un consumo mínimo de energía asociado con las necesidades básicas. Se identifica como energéticamente pobre cualquiera persona que su consumo energético sea por debajo del estimado.
- Umbral Económico: este enfoque busca establecer el porcentaje máximo de ingresos que debe destinarse al pago de servicios energéticos, una analogía similar a la utilizada en países desarrollados para identificar pobreza relativa en general.

6. Metodología para el índice o indicador multidimensional de pobreza energética para Panamá (IMPEP)

Un índice multidimensional o también llamado indicador multidimensional es una recopilación de indicadores individuales en un solo índice que nos permite evaluar la pobreza energética en varios contextos, siendo el índice la base para comprender e identificar la pobreza energética.

IMPEP, utiliza como dimensiones de medición las necesidades energéticas en Panamá: iluminación, cocción de alimentos, refrigeración, confort térmico y entretenimiento, comunicación y conocimiento. La escogencia de bienes económicos para las dimensiones energéticas se basa en los supuestos de que son equipos y electrodomésticos necesarios para satisfacer las necesidades

energéticas y también están relacionados con los usos finales de la energía. Estos son: foco incandescente, fluorescente o led; estufa de gas o eléctrica; tanque de GLP; refrigeradora; ventilador o abanico; computadora, tablet con acceso a internet; teléfono móvil o celular; radio.

En la Figura 1, se presenta un diagrama de flujo con los procedimientos seguidos para elaborar nuestra propuesta de Indicador o Índice Multidimensional IMPEP; a la vez siguiendo el manuscrito “How To Build a National Multidimensional Poverty Index (MPI)”.

Como fuentes de información para evaluar el IMPEP, se recomienda utilizar información de los censos nacionales. En el caso de Panamá, por retraso del censo 2020 y por ausencia de información concisa en cuánto a las necesidades energéticas de los seres humanos, se optó por elaborar una encuesta que permitiese evaluar la propuesta de indicador y evaluarla en las comunidades rurales visitadas.

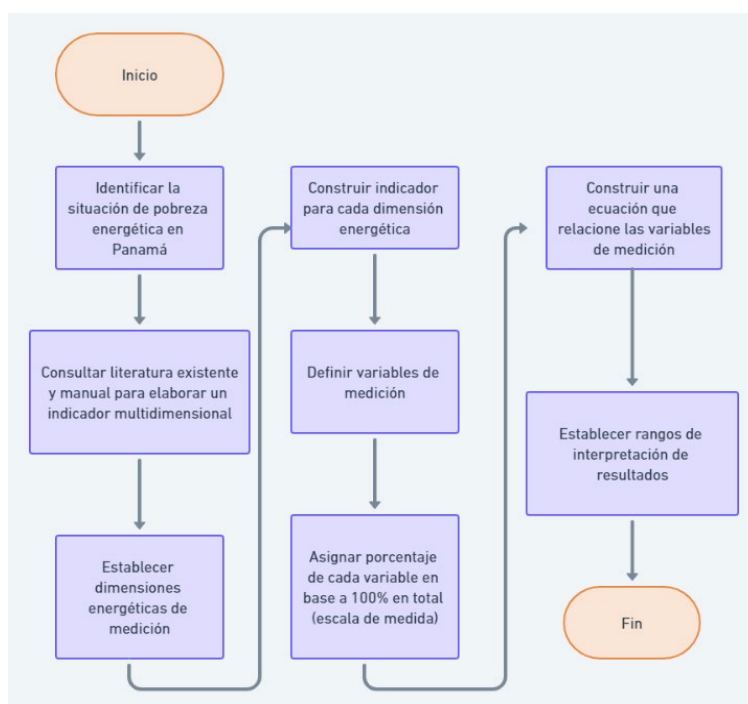


Figura 1. Flujograma de la elaboración del IMPEP Fuente: UNDP & OPHI, 2019).

Con respecto a la metodología de asignación de ponderaciones, para cada dimensión energética, se escogió la ponderación establecida en la Tabla III con el fin de asignar mayor ponderación a las necesidades energéticas más vitales. En condiciones ideales, de satisfacción de todas las necesidades energéticas, la sumatoria de las ponderaciones es igual a 100%.

Tabla III. Indicadores de medición de pobreza energética. Fuente: elaboración propia

Dimensión de necesidad energética	Indicador	Variable de medición	Ponderación (%)	Aporte a la calidad de vida
Iluminación	Acceso a electricidad	Tiene acceso a electricidad. Posee focos en su vivienda	20	Visión, actividades del hogar y recreativas, estudio
Cocción de alimentos	Posesión de electrodoméstico para cocinar (estufa)	Posee estufa en su vivienda	12	Alimentación, Salud
	Acceso a combustible moderno para cocinar	Tipo de combustible usado para cocinar	12	

Refrigeración	Posesión de electrodoméstico para refrigerar alimentos (refrigeradora)	Posee refrigeradora en su casa	12	Alimentación, Salud
Confort térmico	Posesión de electrodoméstico de ventilación (abanico)	Posee ventilador en la vivienda	7	Salud y confort

Ecuación para el cálculo del Índice Multidimensional de Pobreza Energética en Panamá

$$IMPEP = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^n P_i \# \quad (1)$$

Donde,

r: cantidad de dimensiones energéticas

n: cantidad de indicadores

P: ponderación obtenida al momento de evaluar cada indicador

Con respecto a la metodología de asignación de ponderaciones, para cada dimensión energética, se escogió la ponderación establecida en la Tabla III con el fin de asignar mayor ponderación a las necesidades energéticas más vitales. En condiciones ideales, de satisfacción de todas las necesidades energéticas, la sumatoria de las ponderaciones es igual a 100%.

Interpretación de resultados que se obtengan en la ecuación

La ecuación (1) nos permite calcular el grado de incidencia de pobreza energética en las comunidades rurales del país. En la se colocó la interpretación de resultados que se obtengan en la ecuación para el cálculo del índice

En condiciones ideales, donde una vivienda cumpla con todos los umbrales de satisfacción o los sobrepase será igual 0.20

Tabla IV. Interpretación de resultados obtenidos en el cálculo del IMPEP. Fuente: elaboración propia

Rango de Resultado	Interpretación
IMPEP=0.20	No hay pobreza energética en esa vivienda.
0.15<IMPEP<0.20	Pobreza energética mínima, las condiciones deben mejorar.
0.10<IMPEP<0.15	Pobreza energética, las condiciones deben mejorar.
IMPEP<0.10	Pobreza energética extrema, urgen medidas de solución.

7. Referencias

- [1]. Aiello, R. G., & Lucantonio, F. (2019, July 23). Energía para cocinar en América Latina y el Caribe: los desafíos de Paraguay. <https://blogs.iadb.org/energia/es/energia-para-cocinar-en-america-latina-y-el-caribe-desafios-de-paraguay/>
- [2]. Al Mamun, A., & Yaya, S. (2020). Multidimensional poverty measurement and aid efficiency. In *Better Spending for Localizing Global Sustainable Development Goals* (Primera, pp. 151–164). Oxford University Press. <https://doi.org/10.4324/9780429322327-10>
- [3]. Alemzero, D., Acheampong, T., & Huaping, S. (2021). Prospects of wind energy deployment in Africa: Technical and economic analysis. *Renewable Energy*, 179, 652–666. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.07.021>
- [4]. Astudillo, J., Fernández, M., & Carlos Garcimartín. (2019). La desigualdad de Panamá: su carácter territorial y el papel de las inversiones públicas. *Banco Interamericano de Desarrollo, IDB-TN-170*, 5–20. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18235/0001776>
- [5]. Barreiro, P. (2008). La iluminación ha sido fundamental en el desarrollo del hombre | *Iluminet revista de iluminación*. <https://www.iluminet.com/la-iluminacion-ha-sido-fundamental-en-el-desarrollo-del-hombre/>
- [6]. Bili, M., Álamos, N., Urquiza, A., & Lizperguer, R. (2021). Desarrollo de indicadores de pobreza energética en América Latina y el Caribe. In *RECURSOS NATURALES Y DESARROLLO*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47216-desarrollo-indicadores-pobreza-energetica-america-latina-caribe>
- [7]. Cabrera, E. (2014, August 14). La evolución del bombillo, o cómo ahorras electricidad mientras consumes menos recursos. - *Equilibrium, Lo Natural como estilo de vida*. <https://www.equilibriumx.com/reciclate/la-evolucion-del-bombillo-o-como-ahorras->

electricidad-mientras-consumes-menos-recursos

- [8]. Calvo, R., Amigo, C., Billi, M., Marchant, G., & Urquiza, A. (2018). Medir Pobreza Energética: Alcances y Limitaciones de Indicadores Internacionales Para Chile.
- [9]. Carvajal, F., López-Soto, D., Eugenia Sanin, M., Mejdalani, A., Ravillard, P., Chueca-Montuenga, J. E., García-Ochoa, R., & Hallack, M. (2020). Más allá de la electricidad: Cómo la energía provee servicios en el hogar. Más Allá de La Electricidad: Cómo La Energía Provee Servicios En El Hogar. <https://doi.org/10.18235/0002688>
- [10]. Carvajal, F., Sanin, M., & Hallack, M. (2020, December 8). Más allá de la cobertura eléctrica... servicios de energía al alcance de todos para mejorar el bienestar - Energía para el Futuro. <https://blogs.iadb.org/energia/es/mas-alla-de-la-cobertura-electrica-servicios-de-energia-al-alcance-de-todos-para-mejorar-el-bienestar/>
- [11]. Castaño-Rosa, R., Solís-Guzmán, J., & Marrero, M. (2020). Midiendo la pobreza energética. Una revisión de indicadores. *Revista Hábitat Sustentable*, 10, 8–21. <https://doi.org/https://doi.org/10.22320/07190700.2020.10.01.01.HS>
- [12]. Che, X., Zhu, B., & Wang, P. (2021). Assessing global energy poverty: An integrated approach. *Energy Policy*, 149. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112099>
- [13]. Contreras, R., & Salgado, R. (2021). Informe regional sobre el ODS 7 de sostenibilidad energética en América y el Caribe. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47674-informe-regional-ods-7-sostenibilidad-energetica-america-latina-caribe>
- [14]. Day, R., Walker, G., & Simcock, N. (2016). Conceptualising energy use and energy poverty using a capabilities framework. *Energy Policy*, 93, 255–264. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.019>
- [15]. Elizalde, A., Martí Vilar, M., & Martínez Salvá, F. (2006). Una revisión crítica del debate sobre las necesidades humanas desde el enfoque centrado en la persona. *Polis - Revista de La Universidad Bolivariana*, 5(15), 5. <https://doi.org/10.4000/polis.4887>
- [16]. García Ochoa, R. (2014). Pobreza Energética en América Latina. In Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). <https://www.cepal.org/es/publicaciones/36661-pobreza-energetica-america-latina>
- [17]. González-Eguino, M. (2015). Energy poverty: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 377–385. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.013>
- [18]. Guzowski, C., Ibañez, M., & Zabaloy, M. (2021). Pobreza Energética: Conceptualización y su Vínculo con la Exclusión. Breve Revisión para América Latina María María Ibañez Martín II. 24, 24. <https://doi.org/10.1590/1809-4422asoc20200027r2vu2021L2DE>
- [19]. Holman, J. P. (1998). *Transferencia de Calor (Primera)*. McGraw-Hill.
- [20]. Heller, A. (1998). Una revisión de la teoría de las necesidades.
- [21]. IEA. (2022). SDG7: Data and Projections. París. <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/overview>
- [22]. Justo, M. (2016, March 9). ¿Cuáles son los 6 países más desiguales de América Latina? - BBC News Mundo. https://www.bbc.com/mundo/noticias/2016/03/160308_america_latina_economia_desigualdad_ab
- [23]. Kaygusuz, K. (2011). Energy services and energy poverty for sustainable rural development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 936–947. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.003>
- [24]. Lin, B., & Wang, Y. (2020). Does energy poverty really exist in China? From the perspective of residential electricity consumption. *Energy Policy*, 143. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111557>
- [25]. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111557>
- [26]. López Ramos, R. (2009). Concepto de motivación y teorías de las necesidades • gestiopolis. <https://www.gestiopolis.com/concepto-de-motivacion-y-teorias-de-las-necesidades/>
- [27]. Modi, V., McDade, S., Lallement, D., & Saghir, J. (2005). Servicios Energéticos (Necesarios) para los Objetivos de Desarrollo del Milenio. 124.
- [28]. Mohsin, M., Taghizadeh-hesary, F., & Shahbaz, M. (2022). Nexus between financial development and energy poverty in Latin America. *Energy Policy*, 165. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112925>
- [29]. Moniruzzaman, M., & Day, R. (2020). Gendered energy poverty and energy justice in rural Bangladesh. *Energy Policy*, 144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111554>
- [30]. PNUMA. (2016). Aceleración de la adopción mundial de la iluminación energéticamente. Programa de Las Naciones Unidas Para El Medio Ambiente (PNUMA)-Fondo Para El Medio Ambiente Mundial (FMAM) Unidos Por La Eficiencia (U4E, United for Efficiency). <https://united4efficiency.org/wp-content/uploads/2017/04/Lighting-Policy-Guide-Spanish-20180201.pdf>
- [31]. Ritchie, H., & Roser, M. (2019). Access to Energy - Our World in Data. World Bank, Sustainable Energy for All (SE4ALL) Database from the SE4ALL Global Tracking Framework Led Jointly by the World Bank, International Energy Agency, and the Energy Sector Management Assistance Program. Population. <https://ourworldindata.org/energy-access#access-to-electricity>
- [32]. Sovacool, B. K., Cooper, C., Bazilian, M., Johnson, K., Zoppo, D., Clarke, S., Eidsness, J., Crafton, M., Velumail, T., & Raza, H. A. (2012). What moves and works: Broadening the consideration of energy poverty. *Energy Policy*, 42, 715–719. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.007>
- [33]. Xiao, Y., Wu, H., Wang, G., & Mei, H. (2021). Mapping the worldwide trends on energy
- [34]. Waddams Price, C., Brazier, K., & Wang, W. (2012). Objective and subjective measures of fuel poverty. *Energy Policy*, 49, 33–39. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.095>

Estado actual y perspectivas del subsector eléctrico en Honduras

Dennis Alberto Rivera¹ y Marco Antonio Flores^{2,*}

¹ Department of Electrical Engineering, Universidad Nacional Autónoma de Honduras, Blvd. Suyapa, Honduras

² Instituto de Investigación en Energía (IIE), Facultad de Ciencias, Universidad Nacional autónoma de Honduras, Blvd. Suyapa, Honduras

* Correspondence: marco.flores@unah.edu.hn

1. Resumen

Se describe la situación técnica y financiera de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), empresa pública del Estado de Honduras encargada de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, comparando la deuda de esta empresa con indicadores económicos importantes del país, como el Presupuesto General de la República llegando a ser el 25 %. Mediante las Leyes de incentivos de la energía renovable, se logró cambiar la matriz energética que antes del 2007 era 70% térmica y 30 % renovable, a la inversa hoy en día, aproximadamente 70 % renovable y 30% termoeléctrica y mediante los proyectos de cambios de focos incandescentes a focos LED se está tratando de disminuir la demanda; sin embargo, a pesar de que desde hace muchos años se viene escuchando de la necesidad de tener planes de acción encaminados a rescatar a la ENEE, no se realizaron acciones concretas especialmente en lo relacionado a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, para evitar tener nula capacidad de inversión para nuevas infraestructuras de generación, transmisión y distribución. Como consecuencia de la crisis, el país, no cuenta con suficiente capacidad de potencia firme para abastecer la demanda máxima del orden de 1950 MW en 2024, lo que durante 2022 y 2023, provocó racionamientos de energía en las horas pico. Los racionamientos se han debido a la sobrecarga de aproximadamente 225 MVA de capacidad de transformación y una indisponibilidad térmica del orden de 300 MW a 400 MW por fallas y mantenimientos de un parque térmico obsoleto, aun cuando es operado por la empresa privada. Las pérdidas técnicas y no técnicas según ENEE, hasta el año 2022 estaba cerca al 40 %, durante el actual Gobierno, se redujeron al 34.72 % al cierre de 2024 y los altos precios de la potencia y energía comprada a empresas generadoras privadas. Las pérdidas, representan dos de los principales problemas que drenan los ingresos de la ENEE, finalmente, al final del Capítulo se emiten una serie de recomendaciones dirigidas al gobierno de Honduras y al ente regulador de la energía (CREE), con la finalidad de que al ejecutarlas se detenga el crecimiento del déficit financiero de la ENEE que afecta las finanzas de Honduras.

2. Abstract

National Electric Energy Company (ENEE), technical and financial situation are described, ENEE is a public State of Honduras company in charge of Electric Energy Generation, Transmission and Distribution. Compare the ENEE's debt with important economic indicators of the country, such as the Global Honduras Budget reaching 25%. By means of incentives for renewable energy laws, Honduras can change the Generation Matrix from 70% Thermal and 30% renewable to the inverse actually 70% renewable and 30% thermal. Even though for many years there has been talk of the need to have action plans aimed at rescuing ENEE, no concrete actions have been taken to avoid having no investment capacity for new generation, transmission and distribution infrastructures. Because of the crisis, the country does not have enough Firm Power Capacity to supply maximum demand of around 1950 MW, which has caused energy rationing during peak hours. The energy rationing has been intensified due to an overload of approximately 225 MVA of transformers capacity and a thermal unavailability of around 300 MW to 400 MW due to failures and maintenance of obsolete thermal power plants even though it is operated by private companies. The technical and non-technical losses during the actual government ENNE have been reduced to 34.72% to end 2024 and the high prices of power and energy purchased from private generating companies, represent two of the main problems that drain ENEE's incomes. Finally, at the end of the chapter, recommendations

are issued to the Honduras government, and the energy regulatory entity (CREE), with the aim of implementing them to stop the growth of the financial ENEE deficit that affects Honduras financial situation.

3 . Balance Energético Nacional

En Honduras, desde muchos años atrás, la leña ha sido el principal combustible, en algunos casos muy cercano al 40 % del total de la oferta energética. El Balance Energético Nacional (BEN) del año 2023 (el del 2024 aún está en proceso de elaboración), nos muestra que la leña sigue siendo la principal fuente energética en Honduras, característica que tienen muchos países en la región. Lo cual, ambientalmente no es dañino, recordemos que el ciclo del carbono nos demuestra que el consumo de bioenergía es carbono neutro, pero es fundamental, procurar el uso de esa en una forma eficiente y que no contamine el interior de los hogares, ya que los gases y cenizas emitidas, causan enfermedades respiratorias que pueden provocar la muerte de mujeres y niños. En 2023, la leña representó el 24 % del total de la oferta energética. En la Figura 1, se muestra la oferta energética total de Honduras para 2023. La oferta total de energía primaria y secundaria [1], fue de 42,710 kilo barriles equivalentes de petróleo (kBEP).

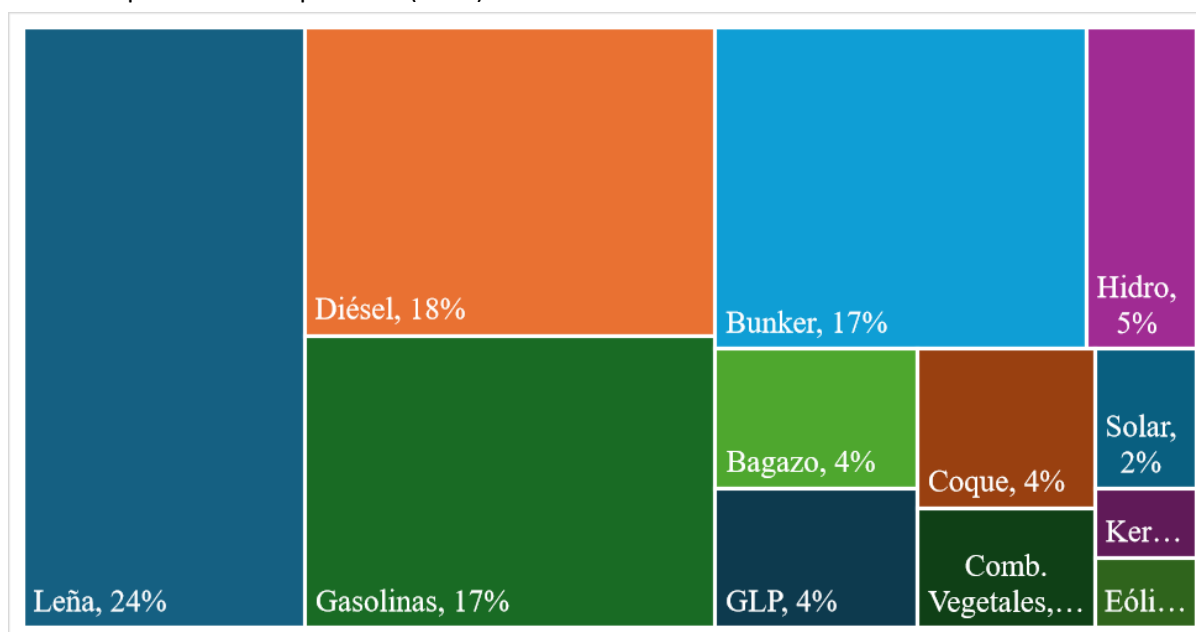


Figura 1. Oferta energética total en Honduras para 2023 (42,710 kBEP). Fuente: BEN 2023

4 . El subsector eléctrico en Honduras

El sector energía en Honduras (Combustibles fósiles y energía eléctrica), es rectorado por la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN), creada mediante Decreto Ejecutivo PCM-048-2017, publicado en el Diario Oficial La Gaceta, número 34,410 del 7 de agosto de 2017 y entró en operaciones en 2018, aunque originalmente se elaboró la consultoría de creación en 2008. El objetivo estratégico de SEN es desarrollar la política energética nacional, sostenible e integral que fomente la participación de recursos energéticos renovables y su aprovechamiento eficiente, que permita el desarrollo del subsector eléctrico y el acceso de servicios eléctricos de calidad.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica, es el ente estatal responsable de garantizar el suministro eléctrico en Honduras, creada mediante Decreto Número 48, publicado en La Gaceta número 16,125 del 27 de febrero de 1957, cuyo objetivo es promover el desarrollo de la electrificación del país. De acuerdo con su Ley Constitutiva, es un organismo autónomo de servicio público, con

personería, capacidad jurídica y patrimonio propios, de duración indefinida, que se llamará “Empresa Nacional de Energía Eléctrica”.

La ENEE era verticalmente integrada, sin participación privada, hasta 1994, gracias a una crisis del subsector eléctrico, debido a que ese fue un año niño y hubo fuertes racionamientos de hasta 12 horas, año que se elaboró y publicó la Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto Legislativo 158-94, publicado en el Diario Oficial La Gaceta Número 27,511 del 26 de noviembre de 1994, mediante el cual se permitió la generación eléctrica al sector privado. En esa época, la matriz eléctrica 100 % estatal, era 70 % renovable y 30 % termoeléctrica. Desde 1994 hasta 2003, la empresa privada únicamente invertía en generación termoeléctrica, posteriormente incursionaron en energía renovable. En la Figura 2 observamos lo arriba indicado.

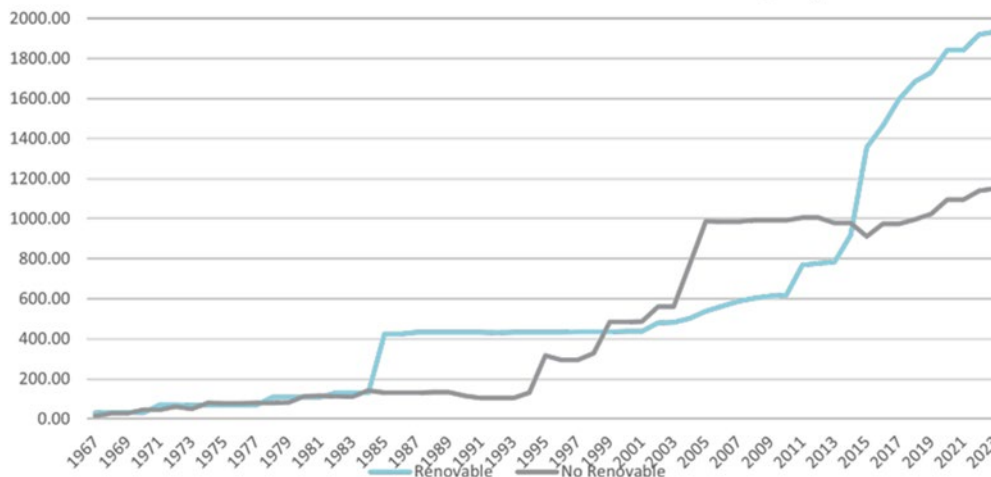


Figura 2. Historial de potencia instalada renovable y no renovable (MW). Fuente: Informe estadístico ENEE 2023.

La Ley Marco del Subsector Eléctrico, tenía como objetivo esencial regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualesquiera de las actividades mencionadas. Fundamentalmente, permitir la entrada de la empresa privada al mercado de la generación eléctrica, la cual tuvo una transformación fuerte en la matriz. Al año 2006, aproximadamente la matriz energética se transformó al 70 % termoeléctrico y 30 % renovable.

En 2013, se derogó la Ley Marco del Subsector Eléctrico y se aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica, mediante Decreto Legislativo Número 404-2013. En 2022 nuevamente fue modificada mediante el Decreto Ejecutivo 40-2022, ahora conocida como Ley Especial para garantizar el servicio de energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.

El gobierno actual ha beneficiado a más de 800 mil hondureños, otorgando un subsidio total a los hogares que consumen menos de 150 kWh al mes, beneficiando únicamente a habitantes de zonas urbano-marginales o rurales [2].

Además, han existido leyes para fomentar la implementación de energía renovable a la matriz energética. Bajo la coordinación de la Dirección General de Energía (DGE) de la Secretaría de Energía, Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), se elaboró la Ley de Incentivos a la Generación Eléctrica con Energía Renovable, Posteriormente aprobada por el Congreso Nacional, mediante Decreto Ejecutivo 85-98 del 27 de abril de 1998, misma que fue la primera ley de energía renovable en Centroamérica, posteriormente modificada mediante el Decreto Número 267-98. En el año 2007, se elaboró y publicó una nueva ley de Energía Renovable, el Decreto 70-2007.

Las leyes de energía renovable, particularmente su última versión, Ley de Incentivos a la

Generación Eléctrica con Energía Renovable, lograron la meta esperada, invertir los porcentajes de generación eléctrica renovable-no renovable [3]. En la Figura 3 Se muestra el histórico de potencia renovable y no renovable instalada desde 1967 hasta 2023, efecto de la implementación del marco legal especial para la energía renovable.

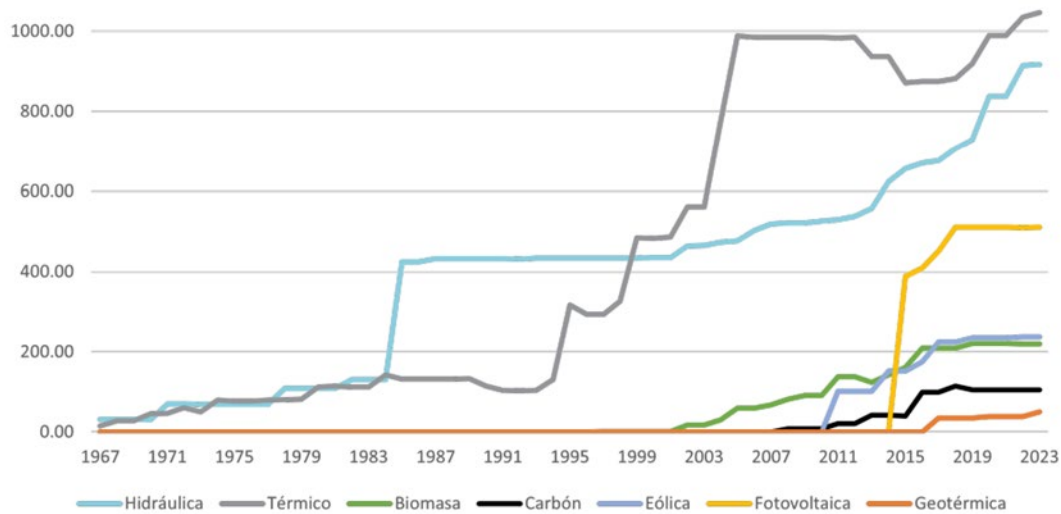


Figura 3. Histórico de potencia instalada 1967-2023 por tecnología (MW). Fuente: Informe estadístico ENEE 2023.

5 . La matriz energética del subsector eléctrico en Honduras

La matriz energética del subsector eléctrico en Honduras está compuesta por diversos tipos de tecnologías, energía hidroeléctrica, biomasa, geotermia, eólica, solar fotovoltaica, bunker, Diésel, carbón y petcoke. Las renovables representan el 64.5 %, distribuidas así: Bunker y Diésel con el 32 % (949.9 MW), Hidroeléctrica 31 % (909.4 MW), solar fotovoltaica 17 % (510.8 MW), Eólica 8 % (235 MW), Biomasa 7 % (221.3 MW), Carbón y petcoke 4 % (105 MW) y geotermia 1 % (39 MW). En la Figura 5.1, observamos la contribución por fuente de energía. El total de potencia instalada es de 2,970.4 MW, de los cuales 1,653 MW son potencia firme renovable y no renovable. La potencia firme cuenta con 933 MW termoeléctrica, 594 MW de hidroeléctrica con regulación, 61 MW de biomasa, 39 MW de geotermia y 26 MW de hidroeléctrica no regulable o a filo de agua. En la Figura 4, se muestra la potencia firme nocturna [4].

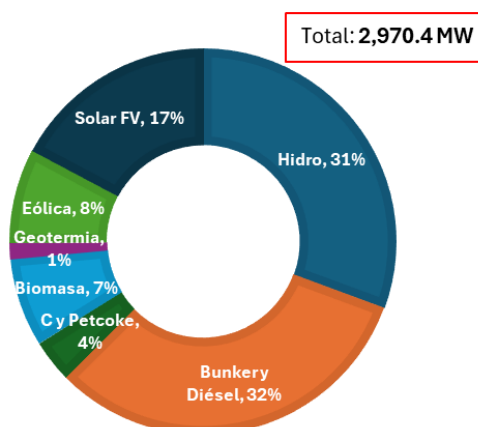


Figura 4. Capacidad instalada 2023 (MW). Fuente: CND. Planificación de Expansión de la Generación 2024.

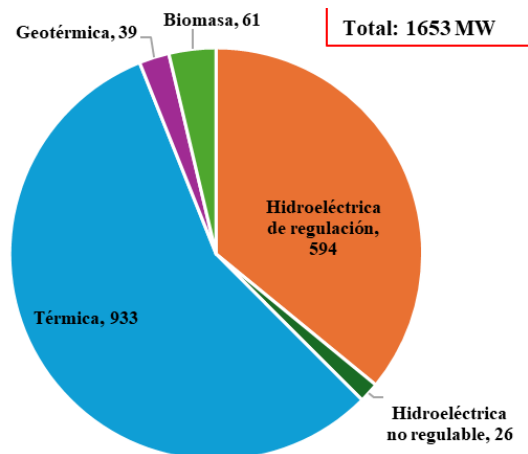


Figura 5. Potencia firme (nocturna) 1,693 MW. 2024. Fuente: CND. Planificación de Expansión de la Generación. 2024.

La central hidroeléctrica de mayor tamaño es la Represa Francisco Morazán, más conocida como el Cajón, que cuenta con una capacidad instalada de 300 MW, inicialmente diseñada para ocho turbinas; sin embargo, desde su inicio hasta la fecha, únicamente tiene instaladas cuatro turbinas Francis de 75 MW con eje vertical.

En la Figura 6 se muestra el despacho por recurso para un día en particular.

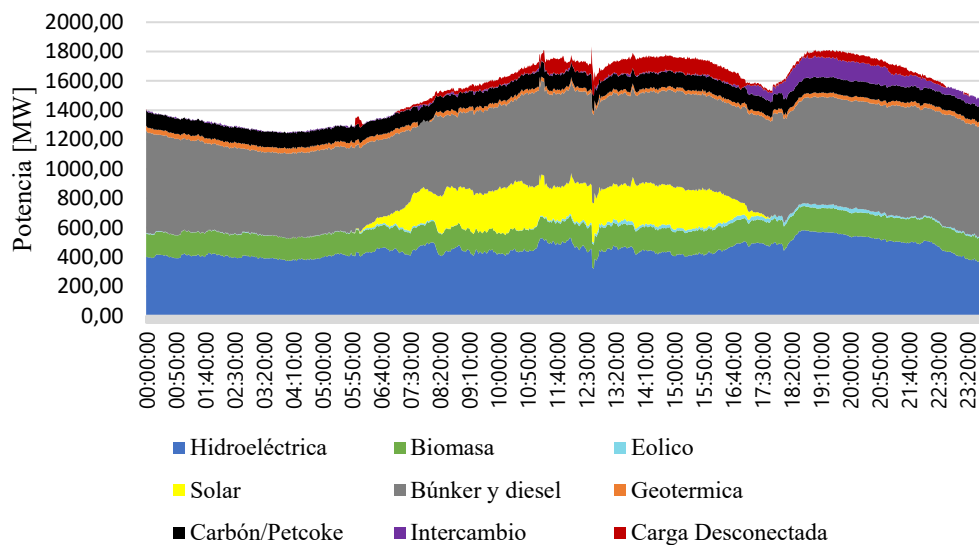


Figura 6. Despacho por recurso para el 6 de abril de 2022. Fuente: CND (PIEG).

La potencia firme, es la potencia que una planta puede entregar al Sistema de forma segura, durante las horas de mayor demanda. Estas horas se evalúan en el lapso donde la generación termoeléctrica es mayor y la disponibilidad del recurso renovable de generación es menor. En la Figura 7, se muestra la demanda máxima y el despacho para el año 2022 [4].

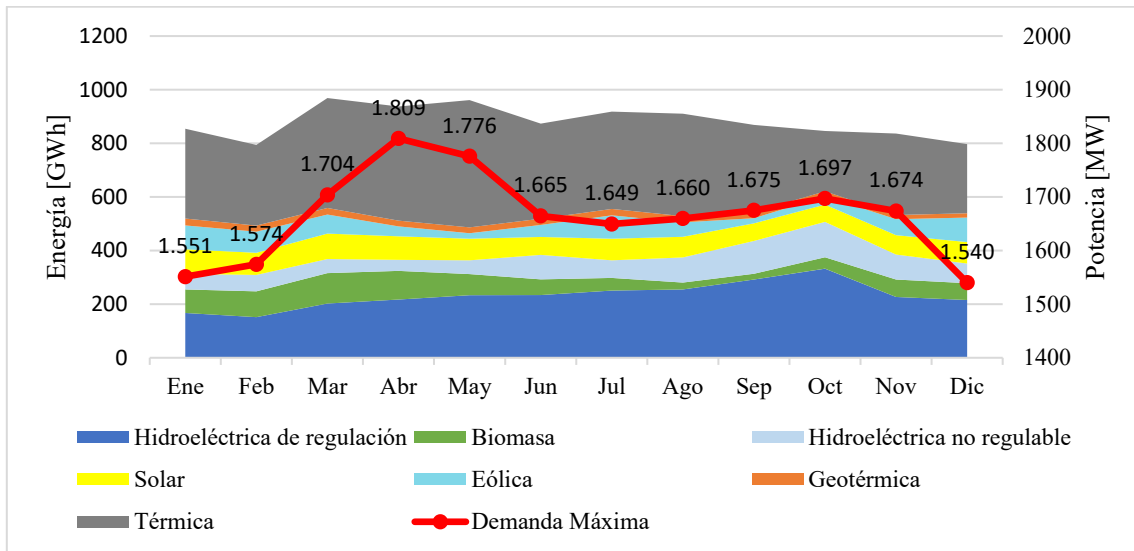


Figura 7. Despacho y Demanda Máxima. 2022 Fuente: CND (PIEG).

6. Expansión de la Generación

El CND, es el responsable de elaborar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG), mediante el cual, se estudian y proponen alternativas a la expansión de la generación al menor costo posible y que en el largo plazo se cubra la demanda energética.

Al proyectar la demanda del sistema utilizando las tasas de crecimiento base, de acuerdo con las proyecciones de la ENEE, observamos que el sistema no garantiza la seguridad del suministro de potencia en el largo plazo con la potencia firme actual (ver Figuras 8 y 9), el déficit es muy importante, por lo que posiblemente en menos de un mes, se lance una licitación de potencia firme de al menos 1,500 MW para cubrir este déficit al menos hasta el año 2031 [4].

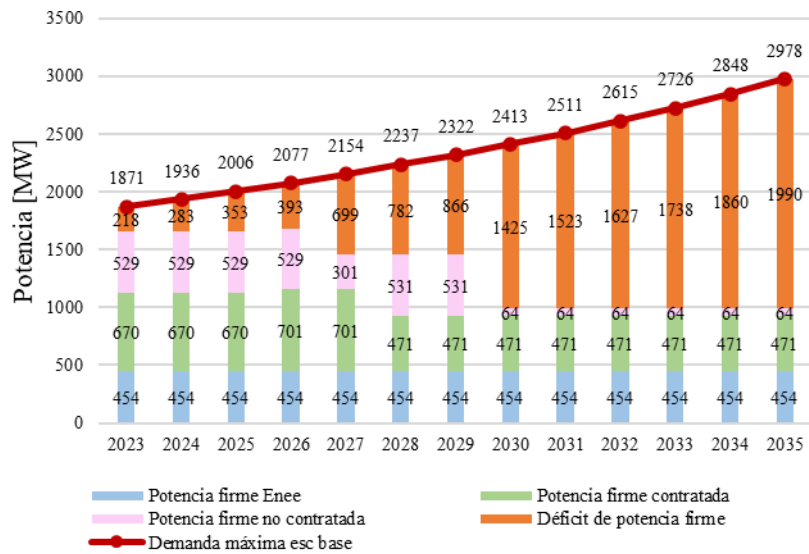


Figura 8. Proyección de Demanda y Potencia Firme 2024-2033. Fuente: CND (PIEG).

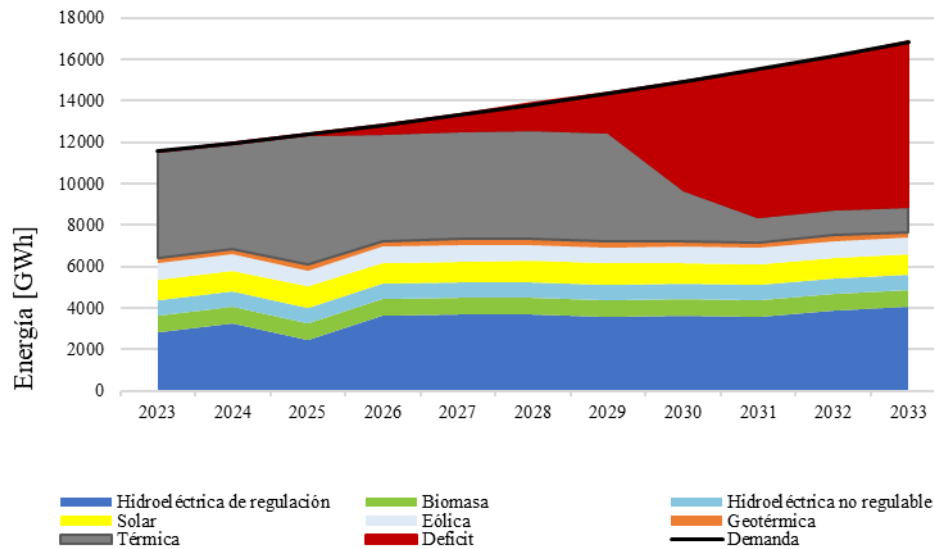


Figura 9. Simulación operativa de largo plazo. 2024-2033. Fuente: CND (PIEG).

7. Sistema de Integración Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)

Centroamérica cuenta con una red eléctrica regional, el Sistema de Integración Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que conecta los países de Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala. Guatemala está interconectada con México y próximamente, Panamá se interconectará con Colombia, del cual, ya existen los estudios pertinentes. El SIEPAC tiene una extensión de 1,793 km en líneas de transmisión de 230 kV, que permite el intercambio de energía eléctrica entre los seis países. El Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) financiará parcialmente (37.2 millones de dólares de un total de 46.4 millones de dólares) la construcción del proyecto “Segundo Circuito del SIEPAC”. La existencia del SIEPAC permitió la existencia del Mercado Eléctrico Regional (MER), el que cuenta con un Consejo Directivo (CD-MER), que es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales: la CRIE y el EOR. El MER es regulado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), que es la responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema y de fijar las tarifas. El MER, es operado por el Ente Operador Regional (EOR) que es el responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado. La Empresa propietaria de la Red (EPR), es una entidad público-privada, responsable de la ejecución del Proyecto y de la operación del Sistema, integrada por las empresas eléctricas de los países miembros y asociados [5]. En la Figura 10 se muestra la Línea de Interconexión.



Figura 10. Línea SIEPAC. Fuente: CRIE.

En la Figura 11, se muestra el flujo de potencia en tiempo real del SIEPAC, para el día 8 de mayo de 2025 a las 10:19 horas [6], este flujo de potencia está disponible en tiempo real en la página web del EOR.

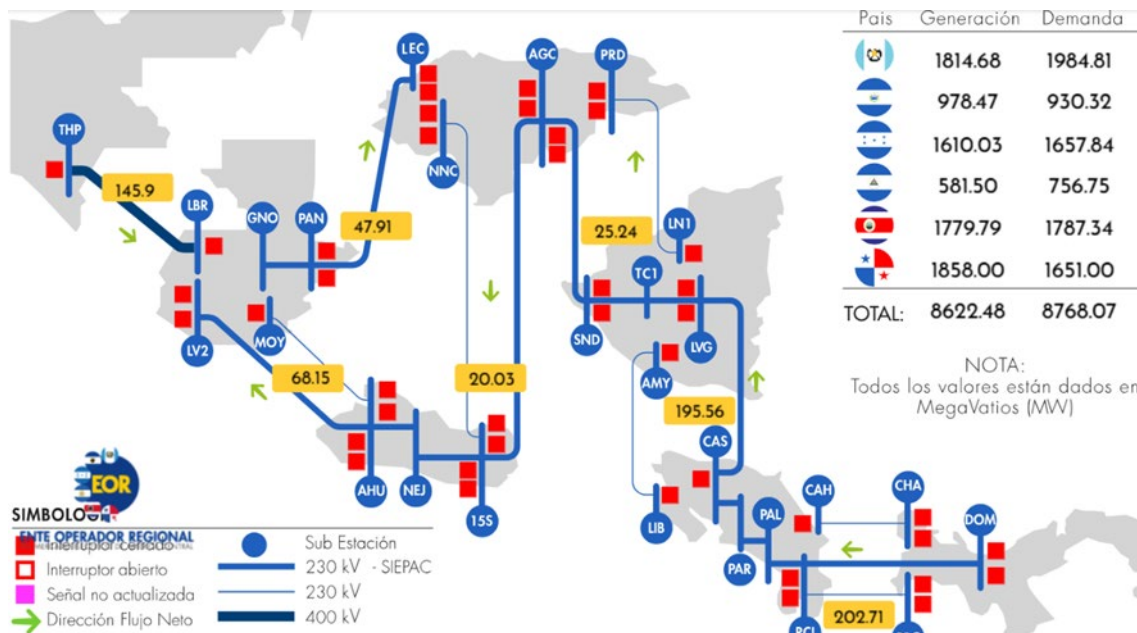


Figura 11. Flujo de potencia en la línea SIEPAC (7 de mayo de 2025 a las 10:19 AM). Fuente: EOR

8. Cobertura Eléctrica en Honduras

Hace 144 años hubo una primera ciudad con luz eléctrica en el mundo. Desde entonces, ha habido

un importante crecimiento de la demanda de energía eléctrica, en algunos países con mayor tasa de crecimiento. En el caso de Honduras, según el censo de mayo de 2024, del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), la población hondureña asciende a 9,876,514 habitantes, de los cuales el 13.03 % no tiene acceso a la energía eléctrica [7], lo que nos indica que actualmente, cerca de 1.3 millones de hondureños, no cuentan con energía eléctrica en sus hogares. Esa tasa de cobertura eléctrica nos coloca en el país centroamericano con el menor índice de cobertura eléctrica, gracias a que los gobiernos, no lo han considerado una prioridad nacional. En mayo de 2022, se publicó en el Diario Oficial la Gaceta el Decreto 040-2022, el cual decreta la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social, desde entonces, el precio al usuario al final de la energía eléctrica ha permanecido congelado y los usuarios con consumo menor a 150 kWh de zonas rurales y urbano marginales, no pagan por ese consumo, además de que se han iniciado gestiones de préstamos con el Banco Interamericano de Desarrollo para llevar energía eléctrica a las comunidades más alejadas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Programa que busca reducir la brecha de acceso a la energía eléctrica entre las zonas urbanas y rurales, especialmente en las comunidades aisladas y de frontera. Los proyectos incluyen el uso de energía solar fotovoltaica y micro redes. Con este programa, se espera que para el 2026, alcanzar el 96 % de viviendas con energía eléctrica. En la Figura 8.1, observamos el acceso porcentual a la energía eléctrica, por departamento hasta 2023.

El Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV) y el Instituto de Investigación en Energía (IIE) de la Universidad Nacional Autónoma de Honduras (UNAH) con el financiamiento parcial de la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID), han desarrollado dos micro redes híbridas utilizando energía solar FV y gasificación de biomasa, a un costo de 755,872 euros, de los cuales AECID invierte 506,104 euros. Proyectos desarrollados en dos comunidades al sur del país en el corredor seco. La primera de ellas en la comunidad de El Santuario, departamento de Choluteca y la segunda en Torrecilla, departamento de Valle. Ambas micro redes inteligentes híbridas cuentan con una potencia de 40 kWp de energía solar FV y como respaldo 25 kW de gasificadores de biomasa y bancos de baterías con capacidad para almacenar 50 kWh, los que alimentan a 126 viviendas (630 habitantes). En las Figuras 12 a 16, se muestran los proyectos en ambas comunidades.

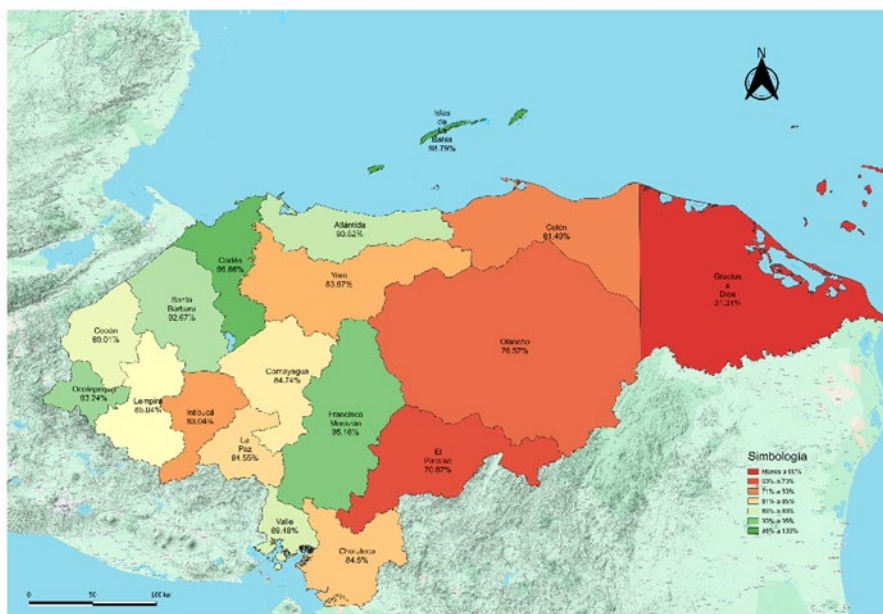


Figura 12. Índice de cobertura eléctrica por departamento (2023). Fuente: SEN 2023 [8].



Figura 13. Central FV en El Santuario.



Figura 14. Central FV en Torrecilla.



Figura 15. Gasificador de Biomasa Instalado en Ambas Comunidades.

9 . Eficiencia Energética en Honduras

Los primeros proyectos de eficiencia energética en Honduras se manifestaron en la Dirección General de Energía (DGE) de la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minería (SERNA) y ENEE, al diseñar, en el marco de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) en 1997, al diseñar el proyecto para el reemplazo de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas (LFC) en el sector residencial. Los resultados de este Proyecto no están disponibles.

ENEE creó el Proyecto Generación Autónoma y Uso Racional de la Energía (GASURE), el que tenía una campaña dirigida a concientizar a la población hondureña sobre el uso eficiente de la energía eléctrica, de modo que se promueva la conservación del ambiente y el ahorro energético como un cambio cultural. La campaña se desarrolló con la educación como eje transversal, de modo que ésta se pueda inculcar con referencia a lo desarrollado en las asignaturas y aplicarlo en la concienciación del ahorro de energía.

En la Dirección General de Energía (DGE) de la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minería (SERNA), durante 2007-2008 diseñó una campaña para nuevamente reemplazar dos millones de focos incandescentes por LFC. Finalmente, el proyecto fue implementado por ENEE en diciembre de 2008 y hasta diciembre de 2009, Gracias al apoyo de Cuba y Venezuela, logró reemplazar seis millones de focos incandescentes por LFC, con lo que se logró que, durante el segundo pico de consumo de energía eléctrica, se redujo la necesidad 43.1 MW de potencia y logró un ahorro de 210 GWh por año [9].

En 2006, la DGE de SERNA, inició el acompañamiento a GAURE, logrando suscribir un convenio entre SERNA, ENEE y la Secretaría de Educación para incluir en la educación primaria el tema de eficiencia energética y ambiente. En 2007, se envió al Congreso Nacional el primer Anteproyecto de Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (Ley UREE), mismo que no fue dictaminado. Posteriormente en 2012, luego de la actualización, nuevamente se hizo un proceso de socialización, del Ante proyecto de Ley UREE, por lo que, nuevamente fue remitida al Congreso, pero no fue dictaminada, por lo tanto, no fue aprobada. En 2022, ahora remitida por la Secretaría de Energía (SEN), se logró que el Congreso Nacional (CN) la dictaminarán, se discutiera en el Pleno del CN y fuera finalmente aprobada el 11 de abril de 2023 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta número 36,594 del 24 de julio de 2024 el Decreto Legislativo número 36-2024, Ley para el Uso Racional y Eficiente de la Energía, Ley que aún falta reglamentar.

La SEN en 2022, inició una campaña para reemplazar focos incandescentes y LFC por focos LED. Los resultados en potencia y energía de esa campaña en el ámbito nacional, aún no se conocen.

10 .Situación técnica y financiera que atraviesa el subsector eléctrico hondureño

La crítica situación financiera que enfrenta el subsector eléctrico hondureño, se evidencia en la deuda acumulada de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, la que al año 2009 ascendía a 8 mil millones de lempiras, al final de 2021 era superior a los 80 mil millones de lempiras [10]. Hasta diciembre de 2024 la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tenía una deuda que ascendía a aproximadamente a 110,000 millones de lempiras al cierre del tercer trimestre del 2024 [11]. |A la tasa de cambio del 9 de mayo de 2025 (25.8493 Los/USD), corresponde a 4,255.4 millones de USD (dólares de los Estados Unidos).

PRIMERO: De conformidad a la publicación que hace la Secretaría de Finanzas para el presupuesto general de la república para el año 2025 fue de 430,907.8 millones de lempiras. Por lo que la deuda que mantiene la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) representa el 25.5% del presupuesto total de la república [12], lo que representa un nivel alarmante de deuda.

SEGUNDO: Que la deuda con la mayoría de los Generadores de energía eléctrica que mantiene

la ENEE únicamente por concepto de facturación de energía proviene desde el mes de julio de 2024. Lo que equivale a una deuda de 10 meses de generación ya vencida y lo anterior pone en riesgo el suministro de energía eléctrica al país. Y avizora que para este año 2025 la deuda seguirá creciendo sin control.

TERCERO: Que los principales problemas que han generado el déficit mensual de pagos de la ENEE a sus proveedores y financistas tienen muchos años de existir. Los gobiernos y Las administraciones de la ENEE desde el año 2003 al 2021, no lograron detener el déficit por problemas que enumeramos a continuación en nuestro criterio en orden de importancia:

1. Altas Pérdidas técnicas y no técnicas que hoy en día siguen estacionadas a nuestro entender en 34%. Este nivel de pérdidas se encuentra excedido en 19% respecto al nivel de pérdidas de 15% que nuestra legislación considera razonable. Es entendido que tal nivel de pérdidas produce una pérdida monetaria de 519 millones de lempiras por mes, es decir 6,228 millones de lempiras anuales. Ni la ENEE ni ahora la Unidad de Reducción de Pérdidas, han logrado reducir estas pérdidas de manera contundente.
2. El incumplimiento del pago mensual de la energía que consumen las dependencias del Gobierno a la ENEE representa un déficit adicional de 6% en los ingresos mensuales de la ENEE debido a la impuntualidad de pago del Gobierno. Aunque la secretaría de Finanzas honre esta deuda lo hace de manera impuntual y algunas veces mediante bonos del estado, los cuales no se logran colocar en la banca nacional o los valores que la banca paga por ellos es mucho menor a los valores nominales emitidos en los bonos.
3. El pliego tarifario con el que se cobró a los abonados no fue actualizado cada 4 años en la época en que estaba en vigor la Ley Marco del Subsector Eléctrico, se tuvieron varios pliegos tarifarios en los años 1998, 2009 y 2014 lo que provocó que la ENEE no cobraba el costo real de la energía a los abonados ya que la fórmula de ajuste por combustible y tasa cambiaria no reflejaba la verdadera variación del costo de la energía térmica por variaciones del bunker y devaluación del Lempira. Ahora La Ley de la Industria Eléctrica (Decreto 404-2013) ordena que la tarifa se estaría modificando cada tres meses, lo que tampoco se está cumpliendo en un 100 % y se eliminó la fórmula de ajuste por combustible y tasa cambiaria y de nuevo las tarifas aprobadas no corresponden al costo real de la energía. produciendo lo anterior nuevamente un déficit de los ingresos de la ENEE, que, por falta de información, no puede cuantificar, pero sí estamos seguros que la ENEE lo puede hacer. Esta problemática ha correspondido a la ENEE, la antigua Comisión Nacional de Energía (CNE), la actual Comisión Reguladora de Electricidad (CREE) y los gobiernos de la república.
4. El Decreto 70-2007 y su reforma Decreto 138-2013, impusieron que Los precios a los cuales la ENEE contrató energía de tipo renovable no resultaban de procesos de licitaciones públicas, sino que los mismos estaban sujetos al Costo Marginal de Corto Plazo calculado por la ENEE y aprobados por la CNE, el Decreto obligaba a la ENEE a la contratación directa a estos precios, los cuales resultaron atractivos para la inversión nacional y extranjera, para los entes Financieros de estos proyectos, y para explotar, los recursos renovables del país. No obstante, las cantidades de potencia y energía renovable que contrató la ENEE fue excesiva, violentando el plan de expansión de esta y provocando que por debajo de un precio de bunker de aproximadamente 75 USD/bbl la ENEE este forzada a comprar energía renovable más cara que la energía termoeléctrica, encareciendo el costo del despacho de energía.
5. El Histórico déficit de la ENEE ha provocado que esta no haya invertido en transmisión produciéndose serios problemas técnicos que han debilitado la estabilidad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), aumentando las pérdidas técnicas, impidiendo la importación de energía a menores precios desde otros países de

Centro América, a través del Sistema Interconectado Eléctrico para América Central (SIEPAC).

6. Graves problemas técnicos como ser, enorme déficit de potencia reactiva en la zona norte y debilitamiento de la estabilidad de voltaje, la falta de una red de transmisión en 230 kV entre el Bajo Aguán y Amateca que solucione el problema de inestabilidad de voltajes del litoral atlántico y la zona de Olancho, sobrecarga de transformadores en todo el país y alto riesgo de racionamiento por falta de capacidad de transformación al tener importantes transformadores de los años 70 y 80 que no han sido reemplazados, etc.
7. Los abonados de la ENEE derrochan energía en perjuicio de su propia economía y de la ENEE, para el caso el uso de la estufa eléctrica debería ser eliminado y reemplazadas por estufas de gas o eco fogones, la estufa eléctrica representa el 30 % del consumo de energía de una residencia, los aires acondicionados de tecnología antigua reemplazados por tecnología tipo Inverter, las lámparas de sodio y mercurio por lámparas de inducción o LED de bajo precio, etc.

CUARTO: A pesar de que desde hace muchos años se viene escuchando de la necesidad de tener planes de acción encaminados a rescatar a la ENEE no se han realizado acciones concretas que resuelvan los problemas anteriores que hemos enumerado. Aún el Gobierno actual ha suscrito un documento público con el COHEP, AHPE, AHIBA sin que a la fecha se tenga un plan de acción contundente que desde ya empiece a revertir el déficit de la ENEE.

QUINTO: La Aplicación de la Ley de la Industria Eléctrica (Decreto No. 404/2013) no representa en sí misma la solución de la crisis, no obstante muchos actores consideran que la aplicación fiel de esta Ley restablecerá la salud del sector eléctrico, siendo esto una falsa percepción ya que de hecho la crisis misma no permite la aplicación de la Ley ya que está diseñada para la correcta operación de un mercado libre de electricidad que de hecho debe tener una excelente liquidez financiera, y un Operador del Sistema ahora el CND eficiente y debidamente equipado, así como un ente regulador CREE debidamente fortalecidos.

11 .Recomendaciones que se deben ejecutar para enfrentar la problemática

Ante esta problemática bastante compleja y grave para el país que lejos de ser solucionada está creciendo cada día más se recomienda al Gobierno de la República y diferentes actores del sector eléctrico nacional lo siguiente:

1. Que la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) de forma inmediata publique los circuitos de distribución en todo el país en los que se han detectado las mayores pérdidas en orden descendente y en los que se haya comprobado que existe un alto porcentaje de hurto de energía. Una vez publicados tales porcentajes, anunciar por los medios de comunicación los horarios de racionamiento de energía progresivos mensualmente que pueden comenzar con dos horas diarias para el primer mes.
 - a. Exigir por vía de los principales medios de comunicación del país que las personas que no tienen medidor instalado y que no esté conectado en Legal y debida forma se presente de inmediato a las oficinas de UTCD a regularizar su situación, caso contrario si el problema persiste se incrementará el horario de racionamiento el mes próximo.
 - b. En caso de persistir el problema, proceder a publicar los nombres de los deudores de energía y que el ministerio público en conjunto con las fuerzas armadas y la UTCD levanten acta de comisión de delito (antecedentes penales), para el respectivo proceso legal pertinente.
2. Que el gobierno comience de inmediato el pago mensual de la energía que consume a la ENEE, si las instituciones de Gobierno no efectúan el pago por ellas mismas en un mes, la

secretaría de Finanzas debe hacer el pago recortando del presupuesto mensual correspondiente a esa institución y transfiriendo el pago a la ENEE. Cualquier problema técnico, legal o político para efectuar las acciones anteriores debe ser superado de forma inmediata.

3. Que la CREE y la ENEE publiquen de inmediato un pliego tarifario el congreso debe modificar la ley que incorpore de nuevo la fórmula de ajuste por combustible y diferencial cambiario, y que la CREE sea puntual en emitir comunicados cada tres meses indicando si la tarifa está reflejando el costo real de la energía, necesitando modificar o permitiendo la continuidad de esta, si está dando los resultados esperados, cualquier problema técnico, legal o político debe ser superado de inmediato. Si se incorpora el ajuste por combustible no es necesario modificar tarifas cada tres meses.
4. Que las deudas que tiene la ENEE con altas tasas de interés y plazos cortos, sean reemplazadas por deudas de más largo plazo y de menores tasas de interés, para ello es necesario el apoyo de la comunidad internacional ya que estas condiciones sólo podrán encontrarse fuera del país. Se escucha que el sector bancario nacional e internacional ya no están interesados en seguir financiando a la ENEE ni a proyectos de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica por la misma crisis actual. Esto es grave ya que se detendrá el crecimiento del sector, se recomienda que los Decretos Legislativos que dieron Vida a los Fideicomisos de Generación, Transmisión, Distribución de Energía y alumbrado público, sean rescindidos ya que no cumplieron con el objeto para los que fueron creados y únicamente han generado onerosos gastos a la ENEE.
5. La ENEE y el Centro Nacional de Despacho (CND) deben determinar los costos de las principales obras de transmisión que se requieren para el SIN, tales costos deben ser determinados de forma transparente y con criterios cuyo objetivo principal sean únicamente obtener los mayores beneficios para el país y no obedeciendo a intereses particulares, posteriormente, ordenarlas en un orden de méritos por su orden de importancia y costos, la CREE debe aprobar esta lista de inversiones conociendo y publicando a la sociedad hondureña el impacto que causarían en la tarifa al abonado final. Si el impacto es demasiado considerable, deberían investigarse posibilidades que los Generadores de energía aportan al pago de tales obras y que otra parte sea cargada a los usuarios finales. En licitaciones públicas internacionales en las que se liciten estas obras se debería pedir a las empresas oferentes que ellas mismas proveen el financiamiento. Cualquier problema técnico, legal o político debe ser superado de inmediato.
6. El Gobierno debe promover a los consumidores programas de ahorro de energía eléctrica orientados al reemplazo de la estufa eléctrica por estufa de gas o eco fogones, reemplazo de las lámparas de sodio y mercurio de alumbrado público por lámparas de inducción o lámparas LED de bajo costo. Hacer conciencia del uso racional de la energía en instituciones del Estado que al no pagar la energía derrochan energía, ya que es la Secretaría de Finanzas (SEFIN) quien la paga. Y promover la eficiencia energética para que los usuarios reemplacen los aires acondicionados antiguos por tecnología inverter. Uso racional de letreros de publicidad iluminados en las ciudades de San Pedro Sula y Tegucigalpa, etc.
7. La debida aplicación de la reforma de la Ley de la Industria Eléctrica mediante el Decreto Legislativo No. 40/2022, debe ejecutarse cuanto antes en tiempo y forma para normalizar el mercado de oportunidad que presenta en estos momentos precios elevados que llegan incluso a 450 USD/ MWh. Por lo que es urgente hacer las licitaciones correspondientes, para normalizar los precios de la generación existente en el Mercado de Oportunidad que no es de tipo térmico (Renovable) y realizar la licitación de los 1,500 MW de generación que sea de gas natural tipo BOT con proyectos de generación que se instalen en los

principales puertos de Honduras, con sus respectivas infraestructuras de transmisión, entre otras acciones autorizadas en la reforma, como ser la separación técnica y administrativa de la ENEE, así como en Unidades de Costos y la debida inscripción de la ENEE ante la CREE.

Finalmente nos resta comentar que la Generación de las centrales hidroeléctricas del estado, El Cajón, Cañaveral, Río Lindo y El Níspero, han servido desde muchos años atrás como un amortiguador del déficit producido por las pérdidas, ya que a esta generación no se le reconoce un pago por potencia ni por kilovatio hora entregado, esta generación ha representado anualmente aproximadamente el 20 % de la energía total generada en el país, lamentablemente, para que el estado pudiera percibir ingresos por esta energía se requeriría incrementar la tarifa al usuario final o reducir pérdidas, situación que hoy en día es insostenible debido a la gran crisis que enfrentamos, para que el Estado comience a percibir ingresos por esta generación sería necesario restablecer la salud del sector eléctrico para que de forma gradual se pueda percibir estos ingresos por venta de energía hidroeléctrica estatal. Por tanto, bajo la situación financiera en que se encuentra el subsector eléctrico del país, ya no se puede perder más el tiempo y el plan de acción que se determine para permitir la inmediata reducción del déficit de la ENEE debe incluir acciones de tipo radicales e inmediatas que permita mejorar los ingresos de la ENEE en el corto plazo. La situación es tan preocupante que aun emprendiendo estas acciones el proceso de recuperación será lento ya que la deuda que se tiene es desproporcionada y la sociedad hondureña debe estar debidamente informada que este problema trasciende a la economía nacional y que la única forma de enfrentarlo es aportando cada actor del sector eléctrico y el gobierno con una cuota de sacrificio.

Recomendar a las autoridades del subsector eléctrico Hondureño que emprendan acciones contundentes de inmediato y que no se enreden en problemas de tipo legal, técnicos ni políticos los cuales deben ser superados de inmediato ya que si se sigue haciendo lo mismo se tendrán siempre los mismos resultados, que hasta la fecha no han detenido la acumulación del déficit, ya que la crisis sigue empeorando y sometiéndolo al país a un inminente riesgo del colapso del subsector eléctrico Hondureño con las funestas consecuencias que esto puede traer a la economía nacional de nuestro ya empobrecido país. Si no se toman acciones contundentes inmediatas, ya no queda más que preguntarnos ¿cuándo ocurrirá el colapso?, ya que es un hecho que ocurrirá.

12 .Referencias

- [1]. Secretaría de Energía, «Balance Energético Nacional 2023,» SEN, Tegucigalpa, 2024.
- [2]. La Prensa, «¿Cuáles son los siete subsidios del Gobierno de Xiomara?,» La Prensa, 7 mayo 2024.
- [3]. ENEE, Informe Estadístico ENEE, Tegucigalpa: ENEE, 2023.
- [4]. CND, «Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024-2033,» ENEE, Tegucigalpa, 2024.
- [5]. SIEPAC, «EPR Línea SIEPAC,» SIEPAC, 16 mayo 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.eprsiepac.com/linea-siepac/>. [Último acceso: 16 mayo 2025].
- [6]. Ente Operador Regional, «Ente Operador Regional,» 7 mayo 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.enteoperador.org/>. [Último acceso: 7 mayo 2025].
- [7]. Instituto Nacional de Estadísticas, «Censo Anual,» INE, Tegucigalpa, 2024.
- [8]. SEN, «Informe de cobertura y acceso a la electricidad en Honduras,» EN, Tegucigalpa, 2023.
- [9]. CEPAL, «Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética en Honduras 2018,» CEPAL, México DF, 2018.
- [10]. HCH, «HCH,» 23 febrero 2025. [En línea]. Available: <https://hch.tv/2025/02/23/en-2009-la-enee-debia-l-8-mil-millones-y-en-2021-la-entregaron-con-una-deuda-de-l-80-mil-millones-rixi-moncada/>. [Último acceso: 2025].
- [11]. Banco Central de Honduras, «Banco Central de Honduras,» 2 diciembre 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.bch.hn/>. [Último acceso: 2025].
- [12]. Secretaría de Finanzas Gobierno de la República, «Secretaría de Finanzas Gobierno de la República,» 9 septiembre 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.sefin.gob.hn/dci-057-2024/>. [Último acceso: 2025].

Contexto de las energías renovables en la República Dominicana

Miguel Aybar-Mejía^{1,*}, Armando J. Taveras Cruz¹, Félix Santos², Gualberto Magallanes-Galla², Juan Moreno-Castro², Victor Samuel Ocaña Guevara², Manuel González Valdez², Iosvani López Díaz², Idalberto Herrera Moya², Omar García²,

¹ Área de Ingeniería, Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC), República Dominicana.
² Área de Ciencias Básicas, Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC), República Dominicana.

* Correspondence: miguel.aybar@intec.edu.do (M.A.-M.)

1. Resumen

La República Dominicana ha logrado transformar su matriz energética, reemplazando los combustibles fósiles por fuentes renovables. Este cambio estratégico, orientado a diversificar la generación, reducir la dependencia de combustibles contaminantes y alinearse con los acuerdos internacionales sobre el clima, es un logro significativo. Este documento ofrece un análisis integral de la capacidad instalada de generación de energía, la creciente participación de las renovables en la matriz energética, el marco regulatorio favorable, la creciente generación distribuida y los retos para la masificación de la energía solar fotovoltaica. El análisis revela que para el año 2023, las energías renovables alcanzaron el 27% de la capacidad instalada total, con la energía solar fotovoltaica y la eólica a la cabeza. La generación distribuida ha experimentado un notable incremento, con más de 17.841 clientes generando energía solar para octubre del 2024. El marco regulatorio, reforzado por leyes como la Ley General de Electricidad y la Ley de Incentivo para el Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía, ha sido fundamental para impulsar el crecimiento del sector. Si bien persisten barreras, como la falta de sincronización entre los proyectos renovables y la red de transmisión, los altos costos de almacenamiento de energía y la necesidad de un mayor conocimiento y capacitación sobre temas que promuevan el desarrollo sostenible, el potencial de la República Dominicana para aumentar la participación de las energías renovables en su matriz energética es prometedor. Superar estas barreras requerirá un esfuerzo concertado del gobierno, el sector privado y la academia, pero el potencial para un futuro energético más sostenible y resiliente está a nuestro alcance.

2. Abstract

The Dominican Republic has successfully transformed its energy matrix, replacing fossil fuels with renewable sources. This strategic shift, aimed at diversifying generation, reducing dependence on polluting fuels, and aligning with international climate agreements, is a significant achievement. This document provides a comprehensive analysis of the installed capacity for energy generation, the increasing participation of renewables in the energy matrix, the supportive regulatory framework, the growing distributed generation, and the challenges for massifying photovoltaic solar energy. The analysis reveals that by 2023, renewable energies had reached 27% of the total installed capacity, with solar photovoltaic and wind energy leading the way. Distributed generation has seen a notable increase, with over 17.8410 clients now generating solar energy by October 2024. The regulatory framework, bolstered by laws such as the General Electricity Law and the Law of Incentive for the Development of Renewable Energy Sources, has been instrumental in driving the sector's growth. While barriers persist, such as the lack of synchronization between renewable projects and the transmission grid, high energy storage costs, and the need for more extensive knowledge and training on issues that promote sustainable development, the Dominican Republic's potential to increase the share of renewables in its energy matrix is promising. Overcoming these barriers will require a concerted effort by the government, the private sector, and academia, but the potential for a more sustainable and resilient energy future is within reach.

3. Introducción

La República Dominicana, país insular de 48 448 km² y 10,771,504 habitantes según el X Censo Nacional de 2022 [1], está en plena transición energética, buscando diversificar su matriz, disminuir la dependencia de los fósiles y aprovechar las renovables para un futuro más sostenible y resiliente. Este documento analiza la matriz energética dominicana, su composición, desarrollo, proyecciones, planes y referencias.

La crisis energética de los 90 impulsó a República Dominicana a diversificar su matriz energética, promoviendo las renovables a través de la Ley 57-07 [2] y fijando una meta del 25% para 2025

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana registró una capacidad instalada bruta de 5,675.12 megavatios (MW) al finalizar 2023. En la Tabla I se presenta el desglose de la capacidad de producción eléctrica máxima por fuente energética al cierre del año 2023 del reporte de OC-SENI [3]. Estos datos reflejan el progreso hacia la diversificación y sostenibilidad de la matriz energética dominicana.

Tabla I. Distribución de potencia instalada en República Dominicana por fuente primaria.

Fuente	Potencia (MW)	Porcentaje (%)
Agua	623,28	10,98
Carbón	1095,00	19,29
Sol	675,08	11,90
Viento	417,05	7,35
Biomasa	30,00	0,53
Fuel Oil #2	100,00	1,76
Fuel Oil #6	707,01	12,46
Gas y Fuel oil #6	673,73	11,87
Gas y Fuel Oil #2	334,00	5,89
Gas Natural	1019,98	17,97
Total	5.675,12	100,0

Entre 2009 y 2023, la República Dominicana ha experimentado cambios profundos en su matriz energética. El carbón ha perdido protagonismo en favor del gas natural y las energías renovables, especialmente la solar y la eólica.

4. Mercado Eléctrico y Estructura del Sector Energético en la República Dominicana

La República Dominicana presenta un mercado centralizado y caracterizado por comportamientos monopólicos. El mercado eléctrico está estructurado de la siguiente manera: El ministerio de Energías y Minas y sus viceministerios (MEM) tienen como parte de sus funciones formular, adoptar, dirigir y coordinar la política energética nacional [4], la Comisión Nacional de Energía (CNE) es responsable de supervisar las políticas energéticas, mientras que la Superintendencia de Electricidad (SIE) actúa como regulador del sector eléctrico. El Organismo Coordinador (OC) actúa como operador del mercado y comparte el rol de operador del sistema con el Centro de Control de Energía (CCE) [5].

La CNE en su página web publica y actualiza su base de datos de proyectos de tecnologías renovables según permisos y concesiones que se soliciten con sus respectivos alcances y descripciones básicas. De manera general las siguientes informaciones se pueden recolectar de la página de concesiones a abril del 2024 [6]. En la Figura 1 se presenta un esquema de las ubicaciones geográficas de las diferentes tecnologías instaladas en la República Dominicana.

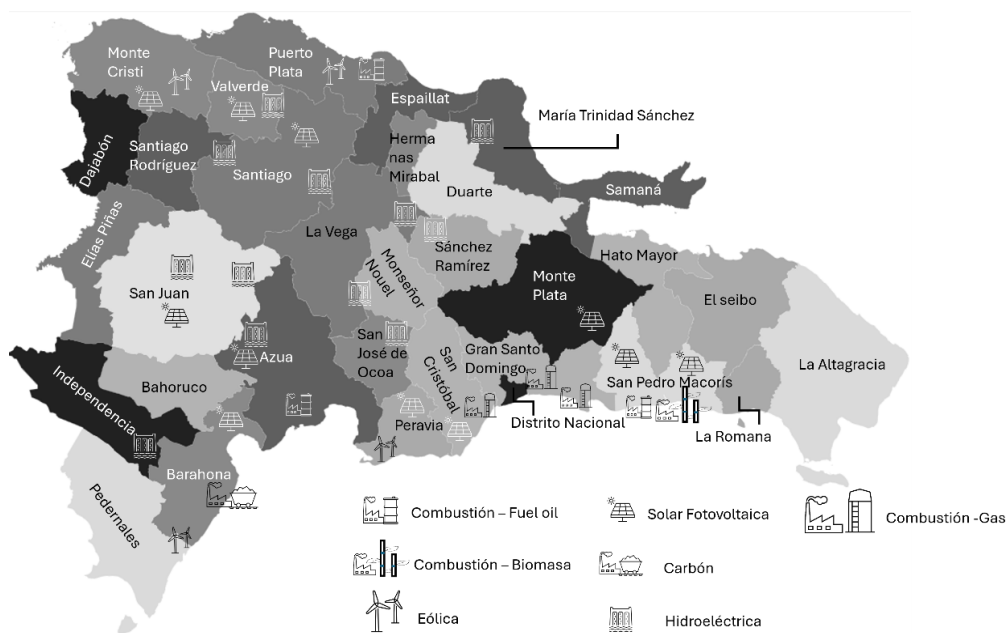


Figura 1. Ubicación geográfica de tecnologías de generación en el sistema eléctrico nacional interconectado. (Esta representación no implica cantidad total de potencia instalada por tecnologías, ni las diferentes configuraciones de tecnologías que se pueden desarrollar, ni el punto exacto de la ubicación de las tecnologías de generación).

El análisis detallado del inventario de proyectos de energías renovables de la CNE indica que se registran un total de 169 proyectos. De estos, 63 corresponden a concesiones definitivas otorgadas, 18 a concesiones definitivas en trámite, 39 a concesiones provisionales otorgadas, y 49 están aún en proceso de concesión provisional. Según la base de datos, la capacidad generativa acumulada de estos proyectos se estima en más de 7 gigavatios (GW), como se ilustra en la Figura 2.

Provincias	Potencia (MW)	Gráficos	Provincias	Potencia (MW)	Gráficos	Provincias	Potencia (MW)	Gráficos
Santo Domingo	1780.495		Puerto Plata	315		Monseñor Nouel	88	
Concesiones definitivas otorgadas	361.4		Concesiones definitivas otorgadas	315		Concesiones definitivas otorgadas	4	
Concesiones definitivas en tramites	1156.975		Azua	275		Concesiones provisionales otorgadas	84	
Concesiones provisionales otorgadas	262.12		Concesiones definitivas otorgadas	180		Valverde	76	
San Pedro de Macoris	709.69		Concesiones provisionales otorgadas	95		Concesiones definitivas otorgadas	76	
Concesiones definitivas otorgadas	215		Barahona	244.8		San Juan	63.35	
Concesiones definitivas en tramites	209.89		Concesiones definitivas otorgadas	157		Concesiones definitivas otorgadas	63.35	
Concesiones provisionales otorgadas	284.8		Concesiones provisionales otorgadas	87.8		Luperón	50	
Peravia	602.3		Guayacanes	139.32		Concesiones provisionales otorgadas	50	
Concesiones definitivas otorgadas	510.3		Concesiones provisionales otorgadas	139.32		Puerto Plata, Montecristi y Valverde	50	
Concesiones definitivas en tramites	92		Pimentel	119.6		Concesiones definitivas otorgadas	50	
Concesiones provisionales otorgadas	515.13		Concesiones definitivas en tramites	119.6		Nizao	48.29	
San Cristobal	148.29		Concesiones provisionales otorgadas	108.3		Concesiones definitivas en tramites	48.29	
Concesiones definitivas otorgadas	148.29		Pedernales	108.3		El seibo	46.2	
Concesiones definitivas en tramites	300		Concesiones definitivas otorgadas	108.3		Concesiones provisionales otorgadas	46.2	
Concesiones provisionales otorgadas	66.84		Esperanza	98.29		Samaná	34.87	
Santiago	470.7		Concesiones definitivas en tramites	50		Concesiones provisionales otorgadas	34.87	
Concesiones definitivas otorgadas	195.4		Concesiones provisionales otorgadas	48.29		La Altagracia	33.7	
Concesiones definitivas en tramites	171		Cabrera	96.8		Concesiones definitivas otorgadas	7.2	
Concesiones provisionales otorgadas	104.3		Concesiones provisionales otorgadas	96.8		Concesiones definitivas en tramites	26.5	
Monte Cristi	447.29		Río San Juan	95.6		Pedro Brand	27	
Concesiones definitivas otorgadas	157.96		Concesiones definitivas otorgadas	95.6		Concesiones provisionales otorgadas	27	
Concesiones definitivas en tramites	50		Espalliat	93.2		Higüey	18.48	
Concesiones provisionales otorgadas	239.33		Concesiones definitivas en tramites	83.2		Concesiones provisionales otorgadas	18.48	
María Trinidad Sánchez	332.86		Concesiones provisionales otorgadas	10		La Vega	10	
Concesiones definitivas otorgadas	232.88		Monte Plata	90		Concesiones definitivas otorgadas	10	
Concesiones provisionales otorgadas	99.98		Concesiones definitivas otorgadas	90				
La Romana	325.92							
Concesiones definitivas otorgadas	226.12							
Concesiones definitivas en tramites	99.8							
Concesiones provisionales otorgadas	99.8							

Figura 2. Distribución geográfica por potencias en [MW] de las concesiones de tecnologías renovables para República Dominicana.

La capacidad instalada de los 169 proyectos de energías renovables de la CNE supera los 7 GW, como muestra la Figura 2. La energía solar fotovoltaica domina con el 78%, seguida por la eólica terrestre con el 14.43%. Las tecnologías de RSU y biomasa aportan el 2.27% y el 0.86%, respectivamente, y la minihidráulica el 0.13%. Este análisis no considera la generación distribuida

residencial y comercial, estudiada bajo los esquemas de medición neta y autogeneración. Este segmento puede ofrecer más información sobre el panorama energético renovable y su impacto en el acceso a la energía.

La República Dominicana está avanzando hacia un futuro energético más sostenible con la implementación de sistemas de almacenamiento en proyectos fotovoltaicos, lo cual representa un paso crucial para integrar tecnologías que complementen y mejoren la generación de energía renovable. El país cuenta con un gran potencial en energía solar, eólica y biomasa, siendo la fotovoltaica la tecnología más desarrollada. Si bien la energía eólica ha experimentado un crecimiento notable, la industria local de fabricación de componentes aún está en desarrollo. La bioenergía, aunque prometedora, requiere de mayor inversión en tecnologías de conversión eficientes.

El sector de transmisión de energía eléctrica está monopolizado por un solo organismo (ETED), que la transporta desde los puntos de generación hasta las distribuidoras o puntos de consumo masivo. El sistema de transmisión comprende los siguientes niveles de tensión y longitudes; 9 kV – 1.779,22 km de líneas, 138 kV – 3.059,39 km de líneas, 230 kV - 283.20 km de líneas y 345 kV - 435.68 km de líneas.

En el sector de distribución existen cinco distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, delimitadas por los límites demográficos establecidos por los convenios y estatutos [7], que brindan servicios a cada una de los tres macrorregiones del país. República Dominicana tiene zonas con sistemas eléctricos aislados. En estas áreas, hay empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Recientemente, se ha iniciado la integración de estos puntos al SENI, aunque este es un proceso en desarrollo. Los sistemas aislados tienen una capacidad instalada de 365,19 MW [8].

5 . Generación Distribuida

Para una comprensión adecuada, se basará la definición de generación distribuida en la especificada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en 2012 [9]: "Es la generación que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía".

Según la base de datos de la CNE sobre generación distribuida y el programa de medición neta hasta el año 2023, se registró una capacidad instalada de 350,79 MWp con un total de 14,763 clientes. La distribución de esta capacidad se divide en un 26.77% para usuarios residenciales, 16.38% para usuarios comerciales y 56.85% para usuarios industriales [10]. Adicionalmente, para sistemas aislados y auto productores, se ha documentado una capacidad total de 400,39 MWp. De esta cantidad, 34,01 MWp corresponden a tecnología fotovoltaica, 4,334 MW a bioenergía y 1,86 MW a mini hidroeléctricas.

6 . Normativa vigente de energías renovables en República Dominicana

Los requisitos para la interacción entre los interesados en el sistema de energía, en particular entre el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (Organismo Coordinador), la Superintendencia de Electricidad y los productores de energía privados, están dispersos en un gran número de documentos regulatorios, algunos de los cuales se enmiendan o incluso se contradicen entre sí. En la actualidad, las disposiciones legales de la República Dominicana analizadas indican que las instalaciones de generación de energía deben cumplir con el código de red actual, sin excepción.

La regulación esencial que se debe cumplir para la operación de sistemas de energías renovables en la República Dominicana está compuesta por: la Ley General de Electricidad núm. 125-01 y su

Reglamento de Aplicación [5]; la ley núm. 57-07 y su reglamento de aplicación [11], Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía; el Procedimiento Complementario Para La Integración y Operación de Las Centrales de Generación de Régimen Especial [12]; y el Código de Conexión [13] y el Reglamento de Puesta en Servicio [14]. Esta estructura regulatoria es compleja, quedando clara la inexistencia de un código único especializado. La interacción entre las partes involucradas está sustentada en requisitos que a su vez se encuentran dispersos en múltiples documentos de carácter normativo.

6.1. Ley General de Electricidad

La Ley General de Electricidad, número 125-01, fue promulgada y publicada en el año 2001 y modificada por la Ley núm. 186-07 del año 2007 establece los requerimientos para la generación, transmisión y distribución de electricidad, también relacionados con la comercialización de esta, y tiene un ámbito de aplicación a todas las personas jurídicas que “intervienen en la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como en la operación y mantenimiento de instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, ya sea en el SENI o en Sistemas Aislados” conforme el artículo 4. Prosigue indicando que están sujetos a la referida ley y su reglamento “los Clientes o Usuarios Regulados y No Regulados”. Consecuentemente, aplica para cualquier unidad de generación de energía eléctrica conectada en todos los niveles de tensión, salvo lo establecido en la Ley 57-07. En la referida ley General de Electricidad también se describen los actores y sus competencias para el sector eléctrico de la República Dominicana. Por igual incluye los requerimientos para el funcionamiento del SENI (Sistema Eléctrico Nacional Interconectado) para la regulación de frecuencia y voltaje, control, estrategia de rechazo de carga, entre otros, y las transacciones en el mercado mayorista.

6.2. Ley 57-07 sobre incentivo a las FRE

Con una estructura similar a la Ley General de Electricidad No. 125-01 y Su Reglamento de Aplicación (Modificación de 2007), la ley núm. 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales fue promulgada y publicada el 7 de mayo en el año 2007 y su reglamento de aplicación promulgado mediante decreto número 202-08 el 30 de mayo en el año 2008. Su misión fundamental es incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable. Esta ley se aplica a cualquier generador de energía renovable hasta una capacidad instalada definida en su artículo 5. Por lo tanto, los requerimientos se aplican a todos los niveles de tensión.

En esta ley se especifican los documentos que deben presentarse para la aprobación del diseño de las plantas eólicas/solares, las obligaciones de los generadores de energía renovable, el límite de penetración establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE), los cuales nacen de los peligros estáticos y dinámicos de la red. De igual forma, se da prioridad a las plantas de energía renovable; se da potestad voluntaria a proveer servicios de reserva de frecuencia primaria y secundaria; se establecen una guía general para el control de voltaje por tipo de generador y en función del nivel de tensión (baja y alta), entre otros.

6.3. Reglamento de Puesta en Servicio

El Código de puesta en servicio emitido por la resolución SIE-061-2015-MEM de la Superintendencia de Electricidad, de fecha 5 de noviembre de 2015, describe el proceso de solicitud y obtención de autorización para la puesta en operación de proyectos eléctricos conectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Contempla los procedimientos, los plazos, documentos y la definición de las responsabilidades durante proceso de puesta en servicio.

6.4. Disposiciones adicionales

En otras regulaciones y documentos de interés podemos citar la ley núm. 557-05 de sobre Reforma Tributaria, de fecha 13 de diciembre de 2005, que otorga tasa “0” de tributación aduanal a la importación de celdas fotovoltaicas. También es de interés la Ley No. 103-13 que provee incentivos a la importación de vehículos de energía no convencional. En este respecto, el interés del mercado ha sido en torno a los vehículos eléctricos. Adicionalmente es importante mencionar la ley 1-12 de Estrategia Nacional de Desarrollo 2030 (LEY 1-12 DE ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO 2030, 2012), que en el objetivo 3.2 de su artículo 9 propone lograr para la nación “Energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible”. Estas disposiciones regulatorias fortalecen el objetivo de fomentar las energía limpias y renovables en la República Dominicana. En la Tabla II se presenta las regulaciones y normas relativas al uso de energías renovables en la República Dominicana y Movilidad Eléctrica.

Tabla II. Regulaciones y normas relativas al uso de energías renovables en la Rep. Dom y Movilidad Eléctrica.

Identificación	Descripción
[15] Ley No. 125-01	Ley General de Electricidad y su Reglamento de Aplicación
[16] Ley No. 57-07	Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales
[17] Reglamento 65-23	Reglamento de aplicación de la Ley 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales
[18] SIE-060-2015	Código de Conexión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)
[19]	Reglamento de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas en el SENI
[20] Procedimiento complementario para la integración y operación para las centrales de generación régimen especial	Procedimiento complementario para la integración y operación de las centrales de generación de régimen especial en el SENI de 2011
[21] Ley No. 557-05	Ley sobre Reforma Tributaria
[22] Ley No. 103-13	Ley de incentivo a la importación de vehículos de energía no convencional
[23] SIE-030-2014-MEM	Procedimiento para el servicio de regulación primaria de frecuencia en el SENI
[24] Ley No. 1-12	Ley de Estrategia Nacional de Desarrollo 2030
[25] OC-GO-14-AEDAC1810-181031-VO	Actualización esquema automático de carga (EDAC) con la incorporación de disparo de escalón por derivada de frecuencia
[26] SIE-098-2019-MEM	Procedimiento para la operación del control automático de generación (AGC) del SENI
[27] OC-GO-14-CISRSF1603-160323-VO	Coordinación Integral del Servicio Regulación secundaria de frecuencia RSF en Unidades Generadores del SENI
[28] OC-GO-14-EMTEA1905-190528-VO	Estudio máxima transferencia entre áreas SENI 2019-2022
[29] OC-GO-14-CISRSF1609-160316-VO	Resultados Coordinación Integral del Servicio RSF en Unidades Generadores del SENI
[30] OC-GG-14-COCVERCRT1310-131028-VO	Consideraciones Operativas y Comerciales para la Valorización de la Energía Reactiva y Compensación por Regulación de Tensión
[31] SIE-018-2013 –MEM	Modificación mecanismo de compensación por desviaciones del programa diario operación mercado eléctrico mayorista
[32] SIE-041-2013-MEM	Modificación mecanismo de compensación por desviaciones del programa diario operación mercado eléctrico mayorista
[33] SIE-039-2013-MEM	Instrucciones para manejo de restricciones operativas en el SENI
[34] Decreto No. 646-11	Deroga los literales B de los Números 1 y 2 del Art.124 del Reglamento No.202-08, para la de Aplicación de la Ley No.57-07 de 2011
[35] SIE-078-2022-REG	Aprobación de Audiencia Pública para conocer propuesta de Reglamento Técnico para los Sistemas de Recarga de Vehículos Eléctricos.
[36] SIE-079-2022-REG	Aprobación de Audiencia Pública para conocer propuesta de Reglamento de Tarifas para los sistemas de Recarga de Vehículos Eléctricos.
[37] SIE-092-2022-REG	Prórroga Audiencia Pública para conocer propuesta Modif Reglamento de Tarifas aplicables a los sistemas de recarga de vehículos eléctrico
SIE-049-2017-MEM1	Reglamento expedición y fiscalización de licencias para técnicos electricistas
SIE-138-2022-REG	Reglamento Tarifas Aplicables a las Estaciones de Recarga de Vehículos Eléctricos.
SIE-137-2022-REG	Reglamento Técnico para Estaciones de Recarga de Vehículos Eléctricos.

7. Vehículos eléctricos

La electromovilidad es fundamental para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, el desarrollo de la infraestructura de carga en la República Dominicana enfrenta desafíos como la falta de una regulación clara y de incentivos para la inversión. La legislación dominicana no permite la venta de electricidad a conductores de vehículos eléctricos por agentes fuera de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras. El operador de la estación de carga solo puede ofrecer la energía gratis o cobrar por tiempo de uso. Esto limita la comercialización de la energía a los vehículos eléctricos. Una solución podría ser definir la estación de carga como un consumidor final y fijar precios

basados en la electricidad consumida [38].

Sin embargo, la falta de consideración de los vehículos eléctricos en el reglamento SIE-29-2015 evidencia la necesidad de una normativa específica que se adapte a los estándares internacionales y al contexto local. A pesar de los incentivos fiscales de la Ley 103-13 para promover la importación de vehículos eléctricos, la normativa actual sobre instalación de estaciones de carga, aunque existente, podría beneficiarse de un entrenamiento más especializado para garantizar la calidad de las instalaciones.

En la Tabla III se presentan los puntos más fundamentales al momento de considerar una regulación entorno a promover el uso comercial del transporte basado en vehículos eléctricos. Luego en la Tabla IV se muestran los aspectos técnicos a evaluar durante la toma de decisión respecto a las tecnologías para la infraestructura de movilidad y recarga para los vehículos eléctricos. Ambas tablas son elaboradas de la propuesta hechas por [39] en su documento.

Tabla III. Aspectos regulatorios esenciales para la movilidad eléctrica

Aspecto	Consideraciones
Entidades	Se deben definir en la regulación los actores correspondientes del comercio de carga de vehículos
Licencia	Se debe definir con precisión, transparencia y equidad quienes pueden vender la energía para la carga. La libertad para operar de las estaciones de carga y el apoyo estatal impulsaría la inversión privada.
Personal capacitado	La normativa SIE 049 define conocimientos eléctricos necesarios para instalar estaciones de carga.
Registro nacional	Las estaciones de carga deben estar registradas en la empresa operadora de la red.
Solicitudes de instalación	Debe destinarse procesos y personal dedicado a procesar las solicitudes de instalación de estaciones de carga.

Tabla IV. Consideraciones técnicas generales de la movilidad eléctrica

Aspecto	Consideraciones
Vehículos eléctricos	Categoría, Tipo, Conexión principal, Autonomía, Tamaño de la batería, Potencia de carga e impacto en la red Densidad energética, Costo, Tasa de carga, Tiempo de vida, Medio ambiente y Seguridad
Estaciones de carga	Cargadores de corriente alterna (CA) (hasta 22 kW), Carga rápida con corriente continua (CC) (50-350 kW) Conectores IEC 62196 Tipo 1 de CC, CCS1 de CC, GB/T 20234.2-2015 de CA, GB/T 20234.3-2015 de CC y CHAdeMO de CC Diseño y operación de acuerdo con estándares internacionales Instalarse en lugares con suficiente capacidad de red Garantizar conexión de fases para reducir desbalances Ayudar a estabilizar el voltaje mediante ajustes de potencia reactiva durante el proceso de carga. Carga inteligente es mejor para la seguridad de la red Carga bidireccional mejora funcionalidad de la carga inteligente
Comunicaciones	Batería de reserva en la estación de carga para mantener los límites de suministro de energía de la red Ejemplo normas de comunicación entre vehículo y estación IEC 61581, ISO 15118, GB/T 27930-2015 o CHAdeMO OCPP es el estándar de facto de la industria entre estación y operador de punto de carga (OPC). Alternativa posible: IEC 63110 Señales de precios o de excedentes de energía renovable al PSE a través de IEC 61850 u OpenADR

8. Barreras para la masificación de la energía solar fotovoltaica en la República Dominicana: Un análisis desde diferentes niveles

La energía solar fotovoltaica (FV) presenta un gran potencial para la República Dominicana, no solo por su abundante recurso solar, sino también por sus beneficios ambientales y económicos. Sin embargo, a pesar de su potencial, la masificación de la generación distribuida (GD) de energía solar FV enfrenta diversos obstáculos en diferentes niveles como son:

- Nivel de distribución de energía por falta de un marco regulatorio claro y estable, tarifas de compra poco competitivas, Falta de infraestructura de red adecuada y procesos administrativos complejos.
- Nivel de usuario por falta de conocimiento, alto costo inicial de inversión, falta de acceso a financiamiento y preocupaciones por la estética.
- Nivel de las empresas de servicios públicos por resistencia al cambio, falta de incentivos para invertir en GD y preocupaciones por la estabilidad de la red.

La superación de estas barreras requiere un esfuerzo conjunto por parte de todos los actores involucrados en el sector energético de la República Dominicana.

El principal desafío al integrar energías renovables en el sistema eléctrico radica en la falta de sincronización entre el inicio de operaciones de estos proyectos y la expansión de la red de transmisión, lo que puede causar congestión y sobrecargas que resultan en interrupciones o reducciones forzosas de la generación de energía para mantener la estabilidad del sistema. Las plantas eólicas y solares, situadas en zonas remotas, requieren una infraestructura de transmisión ampliada para llevar la energía a los centros de consumo; sin embargo, la expansión de la red es un proceso costoso y lento, a menudo quedando rezagado respecto al lanzamiento de los proyectos renovables. Esto puede provocar restricciones en el flujo de energía, cortes y pérdidas económicas para los generadores [3].

En el Estudio de impacto de la penetración de energías renovables en la operación del SENI realizado por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana en 2023 se identificó que Los niveles crecientes de penetración de energías renovables no convencionales (ERNC) requieren medidas adicionales para mantener la estabilidad de frecuencia y tensión ante eventos como fallas trifásicas y que La variabilidad de la energía solar incrementa el requerimiento de reserva secundaria para manejar fluctuaciones. Para hacer frente a estos desafíos en el mismo informe se plantean las siguientes recomendaciones:

- Implementar un plan de expansión de la red de transmisión que acompañe el crecimiento de las ERNC para evitar restricciones de flujo de energía.
- Integrar sistemas de almacenamiento de energía con baterías para la regulación primaria de frecuencia y para arbitraje de energía, mejorando la flexibilidad operativa del sistema.
- Desarrollar estrategias operativas que permitan un mayor aprovechamiento de las ERNC, minimizando costos y asegurando la seguridad del sistema (Medidas Operativas a Corto, Mediano y Largo Plazo)
- Aumentar la flexibilidad del sistema para manejar las variaciones de generación de las ERNC mediante la adaptación de políticas y marcos regulatorios que faciliten la integración tecnológica.

El informe de Revisión de las normas técnicas de conexión y operación de centrales renovables en la República Dominicana, realizado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, en el 2021 [39], destacó que en la República Dominicana el desarrollo de tecnologías renovables ha avanzado más rápido que la regulación, lo que requiere actualizaciones en las normas técnicas para garantizar la estabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico. El estudio compara las normas técnicas dominicanas con prácticas internacionales, identificando áreas de mejora para alinear el país con estándares globales, especialmente en la integración de energías renovables, arrojando las siguientes recomendaciones:

- Crear un Código de Red Unificado comprensivo que centralice todas las normas para simplificar y clarificar los procesos para los agentes del sector, promoviendo así una mayor inversión y desarrollo.
- Se sugiere que el sistema dominicano, actualmente en una fase intermedia de integración, adopte requerimientos técnicos que se anticipen a futuras fases para evitar costosas adaptaciones posteriores.
- Incluir requerimientos más estrictos para la respuesta de frecuencia, control de voltaje, y gestión de potencia reactiva para adaptarse a las características únicas del sistema eléctrico insular dominicano, por lo que se requiere de una revisión de requerimientos técnicos.
- Mejorar las capacidades de previsión de la generación de energías renovables y desarrollar mecanismos de control más eficientes para manejar la variabilidad y la intermitencia asociada con estas fuentes.
- Recomienda la creación de una estrategia para evaluar la demanda de reservas basada en previsiones de penetración de energía renovable, considerando horizontes de tiempo

cortos (día por delante, hora por delante).

- Proporcionar capacitación adecuada y herramientas de simulación avanzadas para los operadores del sistema para mejorar la gestión del sistema con alta penetración de energías renovables.

Estas recomendaciones buscan mejorar la resiliencia, eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico dominicano, preparándolo para futuros aumentos en la integración de energías renovables y asegurando que se adopten las mejores prácticas internacionales en la materia.

En el informe de Revisión de los procedimientos operativos y comerciales del Organismo Coordinador: “Análisis y propuestas de ajustes normativos en atención a la evolución del mercado eléctrico mayorista y nuevas tecnologías”, también realizado por la GIZ en el año 2021, se identificó que existe una necesidad crítica de actualizar las normativas y procedimientos operativos del Organismo Coordinador para adaptarse a las nuevas tecnologías y las demandas del mercado eléctrico mayorista, subrayando la importancia de los servicios complementarios para el control de voltaje y la potencia reactiva y enfatizando la necesidad de una remuneración adecuada para los servicios prestados por generadores convencionales y renovables. De igual forma se identificó que las tecnologías de almacenamiento son esenciales para la gestión de la demanda y la prestación de servicios complementarios, destacando la necesidad de establecer requisitos técnicos claros y remuneraciones adecuadas para estos sistemas [39]. De este estudio se desprenden las siguientes recomendaciones:

- Proponer cambios en las regulaciones y procedimientos operativos para facilitar la integración de tecnologías avanzadas y responder mejor a las dinámicas del mercado.
- Desarrollar criterios técnicos y económicos claros para facilitar la incorporación de energías renovables en el sistema eléctrico nacional, asegurando que estas fuentes puedan participar de manera efectiva y equitativa en el mercado.
- Establecer un esquema de remuneración transparente y justo que incentive la provisión de servicios complementarios necesarios para la operación eficiente del sistema eléctrico.
- Incentivar la adopción de tecnologías de almacenamiento a través de políticas y regulaciones que reconozcan su papel en la mejora de la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.
- Recomendar la realización de estudios adicionales sobre la capacidad del sistema para manejar la variabilidad y la intermitencia de las energías renovables, así como sobre la adaptación de la infraestructura existente a las nuevas demandas tecnológicas.

8.1. Industria local de energías renovables

En esa misma proporción que se ha incrementado la participación de las tecnologías de energía renovables en la matriz energética y en el programa de medición neta y auto productores en el SENI, también se ha experimentado un crecimiento en la empresas que se dedican al desarrollo, consultoría, distribuidores de componentes, empresa de ejecución de proyectos, entidades de asistencia legal, entidades financieras nacionales e internacionales, empresas de generación y distribución que han sido registrada por el proyecto transición energética [40] y la asociación para el Fomento de las Energías Renovables (ASOFER) [41]. En ese mismo sentido estas mismas empresas locales que instalan y desarrollan los proyectos, como estructuras de montaje y paneles solares. Sin embargo, la mayoría de los componentes aún se importan. Para los servicios de mantenimiento las empresas locales e internacionales que brindan estos servicios se basan en estándares internacionales de calidad para sus respectivos sistemas de generación eléctrica.

La República Dominicana ha dado pasos importantes hacia la adopción de la movilidad eléctrica como una estrategia para reducir la dependencia de los combustibles fósiles, mejorar la calidad del aire y promover el desarrollo sostenible. El Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica (PENME)

[42] es una iniciativa de la República Dominicana para impulsar el uso de medios de transporte eléctricos como parte de su compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 25% para el año 2030. Este plan busca disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, mejorar la calidad del aire, reducir la contaminación y fortalecer la seguridad energética del país.

El PENME fue desarrollado por una mesa de trabajo especializada en energía alternativa para el transporte y se alinea con el Acuerdo de París sobre el cambio climático. Entre sus objetivos principales se encuentran la promoción de la electrificación del transporte público y privado, el desarrollo de infraestructura de recarga, la creación de incentivos para la adopción de vehículos eléctricos y la capacitación del personal técnico.

La implementación exitosa del PENME contribuirá a la descarbonización del sector transporte, la protección del medio ambiente y la construcción de una economía más sostenible para la República Dominicana.

Objetivos de la Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica:

- Desarrollar un marco legal y normativo en colaboración de instituciones públicas y privadas para establecer tarifas y ver aspectos técnicos que debe cubrir el marco legal.
- Elaborar una infraestructura de carga y soporte técnico, que permita la sostenibilidad de la red eléctrica que abastecerá esa demanda.
- Evaluar el impacto de como el ingreso masivo de vehículos eléctricos puede impactar al sistema si se logrará un incremento de 15% (2025) a un 30% en el año 2030.
- Crear las capacidades profesionales e institucionales para que el desarrollo de este plan sea sostenible en el tiempo.

Dos resoluciones clave son fundamentales para fomentar la movilidad eléctrica en la República Dominicana, establecidas por la Superintendencia de Electricidad (SIE) como parte de un marco regulatorio sólido.

- La resolución SIE-137-2022-REG establece el reglamento técnico para las estaciones de recarga de vehículos eléctricos, definiendo requisitos básicos y de seguridad para las conexiones en todo el país, asegurando calidad, seguridad y confiabilidad en la infraestructura de recarga.
- La Resolución SIE-138-2022-REG regula el régimen tarifario para el servicio de distribución y comercialización de electricidad en sistemas de recarga de vehículos eléctricos. Define opciones tarifarias, fórmulas de cálculo y condiciones para garantizar transparencia y equidad.
- Las regulaciones en la República Dominicana brindan un marco claro y atractivo para el desarrollo de la movilidad eléctrica. Incentivan la inversión en infraestructura de recarga, promueven la adopción de vehículos eléctricos y contribuyen a la descarbonización del transporte.

9 . Plan Energético Nacional 2022 – 2036 una mirada a la planificación nacional

La República Dominicana cuenta en la actualidad con una hoja de ruta que marca el camino a seguir para desarrollar el parque energético de la nación con horizonte hasta el año 2036. Esta hoja de ruta la constituye el Plan Energético Nacional 2022 - 2036, elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) que describe las metas a corto y largo plazo, con el objetivo de dar cumplimiento de la Ley 1-12 de Estrategia Nacional de Desarrollo y como mandato directo de la Ley 12501, Ley General de Electricidad en su Art.12, que ordena a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la elaboración de este plan.

El documento analiza la situación actual del sistema energético y se toman las variables necesarias para elaborar los escenarios futuros, en el corto, mediano y largo plazo, de la mano de las

políticas energéticas vistas desde las metas presidenciales, las perspectivas de los diferentes ministerios, los planes de los agentes, los acuerdos y compromisos nacionales e internacionales, además de la opinión de varios expertos del sector.

10 .Conclusiones

El documento proporciona un análisis exhaustivo sobre la transformación de la matriz energética de la República Dominicana, destacando varios logros y desafíos en el sector de las energías renovables. A continuación, se presentan las conclusiones más relevantes:

- En el 2023, las energías renovables representaron el 27% de la capacidad instalada total, con la energía solar fotovoltaica y eólica liderando el sector. Este avance es un resultado directo de la implementación de políticas favorables y el marco regulatorio establecido por leyes como la Ley General de Electricidad y la Ley de Incentivo para el Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía.
- Ha habido un notable incremento en la generación distribuida, con más de 14,700 clientes generando energía solar. Este crecimiento subraya la importancia de las políticas de medición neta y autoproducción en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.
- El marco regulatorio ha sido fundamental para el crecimiento del sector, aunque persisten barreras como la falta de sincronización entre proyectos renovables y la red de transmisión, altos costos de almacenamiento de energía y la necesidad de mayor conocimiento y capacitación en temas de desarrollo sostenible. Estos desafíos requieren una cooperación estrecha entre el gobierno, el sector privado y la academia para ser superados.
- El Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica es una iniciativa clave para reducir la dependencia de los combustibles fósiles, mejorar la calidad del aire y promover el desarrollo sostenible mediante la electrificación del transporte público y privado. La implementación exitosa de este contribuirá significativamente a la descarbonización del sector transporte y al fortalecimiento de la seguridad energética del país.
- El desarrollo rápido de tecnologías renovables requiere actualizaciones en las normas técnicas y operativas para asegurar la estabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico. Las recomendaciones incluyen la creación de un Código de Red Unificado, la mejora de capacidades de previsión y control de variabilidad, y el establecimiento de esquemas de remuneración justos para incentivar la provisión de servicios complementarios.

11 .Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo brindado por FONDOCYT Grant No. (FONDOCYT-2023-1-3C1-0547) en esta documentación.

12 .Referencias

- [1]. Oficina Nacional de Estadística (ONE), "Informe Básico, X Censo Nacional de Población y vivienda.," Santo Domingo, Distrito Nacional, 2023. [Online]. Available: <https://www.one.gob.do/publicaciones/2023/informe-basico-xcnpv/?altTemplate=publicacionOnline>
- [2]. C. N. de Energía, "Reglamento de aplicación. Ley número 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales.," 2023.
- [3]. Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, "INFORME ANUAL DE OPERACIONES Y TRANSACCIONES ECONÓMICAS DEL AÑO 2023," Santo Domingo, Distrito Nacional, 2023. [Online]. Available: https://www.oc.org.do/DesktopModules/Bring2mind/DMX/API/Entries/Download?Command=Core_Download&EntryId=193522&language=es-ES&PortalId=0&TabId=185
- [4]. EL CONGRESO NACIONAL, Ley No. 100-13 que crea el Ministerio de Energía y Minas, como órgano dependiente del Poder Ejecutivo,

- encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica. República Dominicana, 2013.
- [5]. Superintendencia de Electricidad, “Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación,” 2012, Santo Domingo. Accessed: Mar. 27, 2023. [Online]. Available: <https://sie.gob.do/images/sie-documentos-pdf/leyes/LeyGeneraldeElectricidadNo.125-01.pdf>
 - [6]. Comisión Nacional de Energía (CNE), “Concesiones proyectos tecnologías energía Renovables,” Reporte. Accessed: Apr. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.cne.gob.do/inicio/servicios/concesiones/>
 - [7]. Ministerio de Administración Pública, “Detalles del Organismo,” Información General del Organismo. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: <https://map.gob.do/COEDOM/Home/Details/108?Ruta=2>
 - [8]. Comisión Nacional de Energía, “Comisión Nacional de Energía.” Accessed: May 11, 2024 [Online]. <https://cne.gob.do/documentos/servicios/concesiones/?hilite=Concesiones>
 - [9]. Comisión Nacional de Energía (CNE), “Reglamento interconexión generación distribuida,” Santo Domingo, Distrito Nacional, 2012. [Online]. Available: <https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2015/07/REGLAMENTO.GENERACION.DISTRIBUIDA.pdf>
 - [10]. Comisión Nacional de Energía (CNE), “Programa de medición neta,” web report. [Online]. Available: <https://www.cne.gob.do/documentos/medicion-neta-documentos/>
 - [11]. Comisión Nacional de Energía, “Reglamento de aplicación. Ley número 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales,” 2023. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: <https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2015/05/REGLAMENTO-LEY-57-07.pdf>
 - [12]. Comisión Nacional de Energía, “Procedimiento complementario para la integración y operación de las centrales de generación de régimen especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI),” 2012. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: <https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2015/07/Sistema-Elctrico-Nacional-Interconectado-SENI.pdf>
 - [13]. Superintendencia de Electricidad, “Código de Conexión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) SIE-060-2015-MEM.,” 2015. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: https://sie.gob.do/images/sie-documentos-pdf/reglamentos/RESOLUCION_SIE-060-2015-MEM-CODIGO_CONEXION_DEL_SENI.pdf
 - [14]. Superintendencia de Electricidad, “Reglamento de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas en el SENI,” Reporte. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: https://sie.gob.do/images/sie-documentos-pdf/reglamentos/Reglamentos_MEM/RESOLUCION%20SIE-061-2015%20Reglam.%20Autorizacion%20Puesta%20en%20Servicio%20Obras.pdf
 - [15]. Congreso Nacional de la República Dominicana., Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación (modificación de 2007). República Dominicana, 2007.
 - [16]. Congreso Nacional de la República Dominicana, Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales. República Dominicana, 2007.
 - [17]. Comisión Nacional de Energía, Reglamento de aplicación. Ley número 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. República Dominicana, 2023.
 - [18]. Superintendencia de Electricidad, Código de Conexión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). República Dominicana, 2015.
 - [19]. Superintendencia de Electricidad, Reglamento de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas en el SENI. República Dominicana, 2015.
 - [20]. Comisión Nacional de Energía, Procedimiento complementario para la integración y operación de las centrales de generación de régimen especial en el SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI). República Dominicana, 2012.
 - [21]. Congreso Nacional de la República Dominicana, Ley No. 557-05 sobre Reforma Tributaria y modifica las Leyes Nos. 11-92 del año 1992; 18-88 del año 1988; 4027 del año 1955; 112-00 y 146-00 del año 2000. República Dominicana, 2005.
 - [22]. Congreso Nacional de la República Dominicana, Ley No. 103-13 de incentivo a la importación de vehículos de energía no convencional. República Dominicana, 2013.
 - [23]. Superintendencia de Electricidad, Procedimiento para el servicio de regulación primaria de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). República Dominicana, 2014.
 - [24]. Presidencia de la República Dominicana, LEY 1-12 DE ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO 2030. República Dominicana, 2012.
 - [25]. Organismo Coordinador del SENI, Actualización esquema automático de carga (EDAC) con la incorporación de disparo de escalón por derivada de frecuencia. República Dominicana, 18AD.
 - [26]. Superintendencia de Electricidad, PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACION DEL CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION (AGC) DEL SISTEMA' ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI). República Dominicana, 2019.
 - [27]. Organismo Coordinador del SENI, COORDINACIÓN INTEGRAL DEL SERVICIO REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA EN UNIDADES GENERADORAS DEL SENI. República Dominicana, 16AD.
 - [28]. Organismo Coordinador del SENI, ESTUDIO MAXIMA TRANSFERENCIA ENTRE AREAS SENI 2019-2022. República Dominicana, 19AD.
 - [29]. Organismo Coordinador del SENI, Resultados Coordinación Integral del Servicio RSF en Unidades Generadores del SENI. 16AD.
 - [30]. Organismo Coordinador del SENI, CONSIDERACIONES OPERATIVAS Y COMERCIALES PARA LA VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA Y COMPENSACIÓN POR REGULACIÓN DE TENSIÓN. 13AD.
 - [31]. Superintendencia de Electricidad, MODIFICACIÓN MECANISMO COMPENSACIÓN POR DESVIACIONES DEL PROGRAMA DIARIO OPERACIÓN MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA. República Dominicana, 2013.
 - [32]. Superintendencia de Electricidad, Modificación mecanismo de compensación por desviaciones del programa diario operación mercado eléctrico mayorista. República Dominicana, 2013.

- [33]. Superintendencia de Electricidad, Instrucciones para manejo de restricciones operativas en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). República Dominicana, 2013.
- [34]. Presidente de la República Dominicana, Dec.No.646-11 que deroga los literales B de los Numerales 1 y 2 del Art.124 del Reglamento No.202-08, para la de Aplicación de la Ley No. 57-07, sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales.G.O. No.10643 del 26 de octubre de 2011. República Dominicana, 2011.
- [35]. Superintendencia Electricidad, "Aprobación de Audiencia Pública para conocer propuesta de Reglamento Técnico para los Sistemas de Recarga de Vehículos Eléctricos.," Santo Domingo , 2022. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: <https://sie.gob.do/document/https-sie-gob-do-wp-content-uploads-2022-07-sie-078-2022-reg-aprob-aud-pub-reg-tec-sist-recarga-veh-elect-con-anexos-pdf/>
- [36]. Superintendencia de Electricidad, "Aprobación de Audiencia Pública para conocer propuesta de Reglamento de Tarifas para los sistemas de Recarga de Vehículos Eléctricos.," Santo Domingo, Aug. 2022. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: https://sie.gob.do/wp-content/uploads/2022/07/SIE-079-2022-REG-Aprob-AudPub_Reglamento-Tarifas-Applicables-ME-c-anexos.pdf
- [37]. Superintendencia de Electricidad, "Prórroga Audiencia Pública para conocer propuesta Modificación Reglamento de Tarifas aplicables a los sistemas de recarga de vehículos eléctricos.," Santo Domingo , Aug. 2022. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: <https://sie.gob.do/document/https-sie-gob-do-wp-content-uploads-2022-08-sie-092-2022-reg-prorroga-ap-propuesta-reg-tf-aplic-a-sist-recarga-veh-elect-pdf/>
- [38]. E. G. Dr. E. Tröster, E. G. T. Schlößer, and E. G. S. Vartak, "Regulaciones y consideraciones técnicas para la electromovilidad en República Dominicana," 2023.
- [39]. E. G. P.-P. E. G. N. M. Schierhorn, "Revisión de las Normas Técnicas de Conexión y Operación de Centrales Renovables en la República Dominicana," 2023.
- [40]. Proyecto Transición Energética, "Directorio Empresarial de Energía Renovable y Eficiencia Energética," Web page. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: https://transicionenergetica.mem.gob.do/directorio-de-negocios/?wpbdp_view=all_listings
- [41]. ASOFER, "Miembros asociados ASOFER," web page. Accessed: May 11, 2024. [Online]. Available: <https://www.asofer.org/miembros-asociados>
- [42]. F. Anaya, "El Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica," Santo Domingo, Jun. 2020. Accessed: May 18, 2024. [Online]. Available: https://intranet.gob.do/index.php/noticias/item/download/121_a088cbb595cbe5de88dcd7a2db1c58e3

Fuente de generación de energía eléctrica en Venezuela: grandes centrales hidroeléctricas y potencial de capacidad solar

Vásquez, Carmen^{1*}; Pérez, Rhonmer¹; Acevedo, Rubén¹

¹ Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre, Vicerrectorado Barquisimeto, Dirección de Investigación y Postgrado, Av. Corpahuaico con Av. La Salle, Parque Tecnológico, Barquisimeto, Venezuela

* Correspondence: cvasquez@unexpo.edu.ve, carmenluisavasquez@gmail.com (CLV)

1. Resumen

Las grandes centrales hidroeléctricas se consideran fuentes de generación de energía renovable convencional. Venezuela se distingue por ser uno de los países del mundo que posee un gran potencial de este tipo de generación, posicionándose en el segundo lugar en Suramérica con mayor capacidad instalada. Adicionalmente, gracias a su posición geográfica, también posee un gran potencial de generación solar. De manera general, el siguiente capítulo describe el sistema eléctrico del país, las potencialidades de generación hidroeléctrica y solar que posee actualmente. Finalmente, se incluye el marco regulatorio establecido en el país en búsqueda de los incentivos para promover el desarrollo de fuentes de generación renovables.

2. Abstract

Large hydroelectric plants are considered sources of conventional renewable energy generation. Venezuela stands out for being one of the countries in the world that has great potential for this type of generation, positioning itself in second place in South America with the highest installed capacity. Additionally, thanks to its geographical position, it also has great solar generation potential. In general terms, the following chapter describes the country's electrical system, the hydroelectric and solar generation potential it currently has. Finally, the regulatory framework established in the country in search of incentives to promote the development of renewable generation sources is included.

Acrónimos del Capítulo

AC	Corriente alterna, por sus siglas en inglés
BM	Banco Mundial
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CORPOELEC	Corporación Eléctrica Nacional
DC	Corriente Directa, por sus siglas en inglés
EIA	Administración de Información Energética de los Estados Unidos
ESMAP	Programa de asistencia a la gestión del sector energético, por sus siglas en inglés
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GHI	irradiación global horizontal, por sus siglas en inglés
IHA	Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica, por sus siglas en inglés
MPPEE	Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica
LOERA	Ley orgánica de energías renovables y alternativas
LOSSE	Ley orgánica del sistema y servicio eléctrico
LUREE	Ley de uso racional y eficiente de la energía
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables, por sus siglas en inglés
ODS	Objetivo de Desarrollo Sostenible
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
SAM	Modelo de asesor de sistema, por sus siglas en inglés
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIN	Sistema Interconectado Nacional

3. Introducción

La matriz energética de Venezuela es reconocida por su mayor proporción en la producción de generación hidroeléctrica, abasteciendo históricamente más del 50% del consumo del país. Esto se debe, principalmente, al gran caudal y potencial de sus ríos y a las políticas de crecimiento, gracias al advenimiento de la industria petrolera de los años 70. Además, su ubicación privilegiada en la zona septentrional de Sudamérica, la hace rica en recursos solares y eólicos, entre otros, que le han permitido mantener una matriz energética mayoritariamente renovable. También se produce a través

de plantas térmicas a base de combustibles fósiles y otras fuentes.

Actualmente, Venezuela posee las grandes centrales de generación hidroeléctricas Simón Bolívar, Antonio José de Sucre y Francisco de Miranda, ubicadas en la zona suroriental del país, donde sólo la capacidad instalada de la central Simón Bolívar es de 10 235 MW. Adicionalmente, cuenta con otras centrales de menor capacidad en diversas zonas del país. La centralización en la zona suroccidental del país y la ubicación de estas centrales hicieron que el sistema de transmisión de energía eléctrica sea de 765 kV, entre los más altos del mundo.

Para limitar la alta concentración de fuentes de generación en dos tipos (fósil e hidroeléctrica) y mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE) y la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) han creado el Plan de Energías Alternativas, que tiene entre sus propósitos, la diversificación de la matriz energética y el aprovechamiento de su potencial solar. Además, su implementación contribuiría a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y cumplir con los objetivos propuestos en el Acuerdo de París [1].

El presente capítulo tiene como propósito describir el desarrollo de las plantas de generación hidroeléctricas relacionado con sus potencialidades, tecnologías actuales, contribución al calentamiento global por la generación de metano (CH₄), gracias a los embalses utilizados, y vulnerabilidad ante los cambios climáticos. Otra sección será dedicada al potencial de generación solar del país que, por su ubicación geográfica cercana al Ecuador, ha demostrado también ser rico en este tipo de fuente. Finalmente, se mostrará a grandes rasgos, el marco regulatorio en cuanto a la administración de este tipo de fuentes que, a diferencia de los otros países de la región, se mantiene en reservas del Estado.

4 . Sistema Eléctrico Nacional de Venezuela

Actualmente, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se compone de 141 plantas de generación, conectadas no en su totalidad al sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los tipos de tecnologías del parque de generación eléctrica del país son:

- Grandes centrales hidráulicas interconectadas.
- Microcentrales hidroeléctricas aisladas.
- Sistemas fotovoltaicos aislados.
- Aerogeneradores y sistemas híbridos aislados.
- Térmicas en turbo gas, turbo vapor y ciclo combinado distribuidas en el sistema eléctrico nacional.
- Térmica de combustible diésel aislada.

Con relación a la infraestructura del sistema de transmisión se cuenta con una red de más de 30 000 km de longitud de líneas a nivel nacional, con niveles de tensión principales como son 115, 230, 400 y 765 kV. Por su parte, para el año 2020, la infraestructura para la distribución de potencia y energía totaliza a nivel nacional más de 119 000 km de redes interconectadas, para un territorio nacional de más de 916.445 km².

Para el año 2020, la capacidad instalada en la generación hidroeléctrica para la región de América Latina y el Caribe se acerca a 200 000 MW [2], donde sólo la región de Suramérica posee 179 933 MW, incluyendo la tecnología de las centrales de almacenamiento por bombeo. En la región, Venezuela cuenta con una capacidad instalada total de generación eléctrica de 35 320 MW, donde el 48,5 % corresponde a una matriz energética renovable, como se muestra en la Figura 1 [3]. Sólo las centrales hidroeléctricas tienen una capacidad de 16 829 MW, posicionándose en segundo lugar de la región de Sudamérica, siendo sólo superada por Brasil con 109 778 MW [4]. La capacidad instalada y matriz de

energía renovable en Venezuela se disgrega como se muestra en la Figura 1.

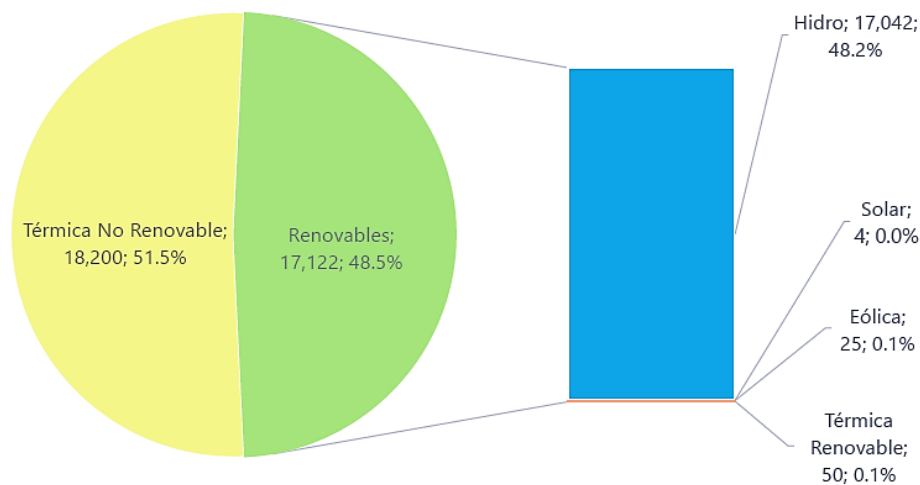


Figura 1. Capacidad instalada de generación eléctrica (MW, %) de Venezuela para el año 2021 [3]

Para el año 2021, de acuerdo con el informe del programa de asistencia a la gestión del sector energético (ESMAP, por sus siglas en inglés) [5], la capacidad de potencia renovable en Venezuela corresponde a 588,6 W per cápita, pasando de una capacidad instalada de 14 630 a 17 120 GW con respecto al año anterior, incrementándose un 17 % para el lapso indicado [3, 5, 6]. Además, se pronostica que el mercado eléctrico para el período 2023-2028 se incremente a una tasa compuesta anual superior a 6,92 [7]. [3] [5] [6]

El histórico de generación de energía eléctrica para el país en el periodo 2000-2021 [3] se muestra en la Figura 2, destacando la alta participación de las fuentes renovables donde se observa una disminución del uso de las fuentes térmicas a partir del año 2017.

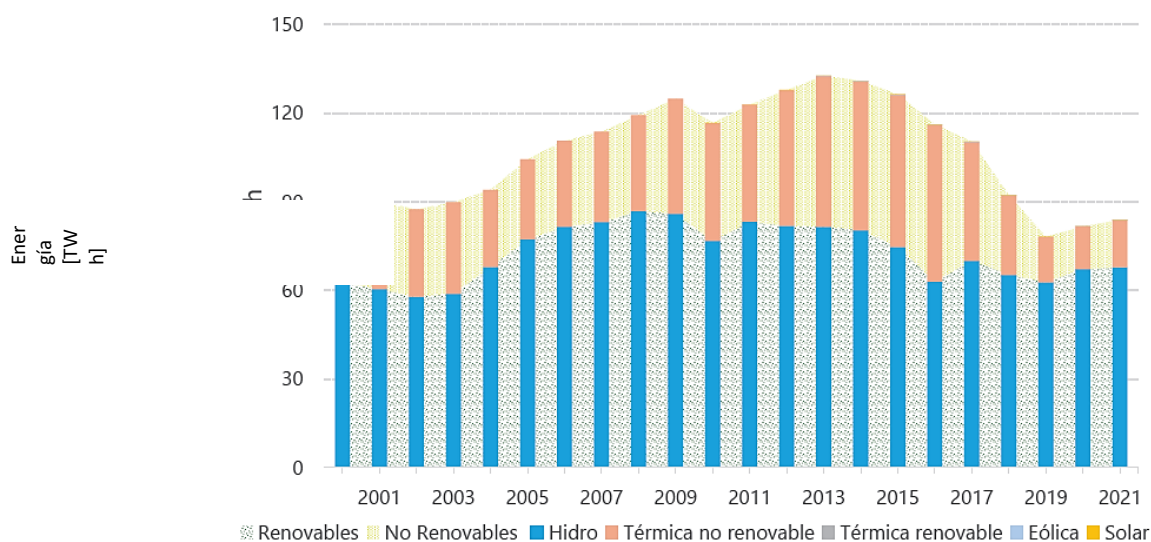


Figura 2. Generación eléctrica para Venezuela [3]

De acuerdo con el informe de ESMAP [5] y, bajo el perfil del Objetivo de Desarrollo Sostenible ODS 7 [1], como extracto del Banco Mundial [8], para el año 2021 en Venezuela el 99,99 % de la población tiene acceso a la electricidad, evidenciando un incremento gradual de las zonas rurales del país pasando de un 68,27 % en el año 2003 a 99,89 % en el 2021, como se muestra en la Figura 3.

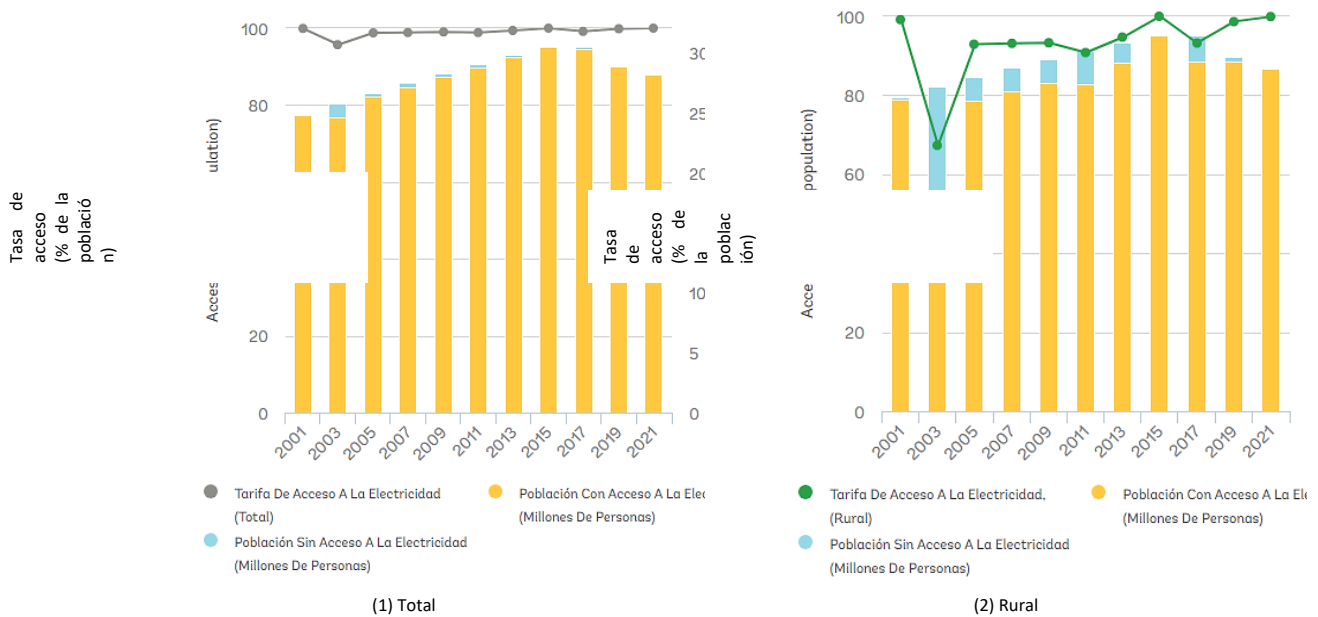


Figura 3. Acceso a la electricidad, 2000-2021 para Venezuela [5]

Venezuela ha incentivado e instaurado esfuerzos para disminuir las emisiones de GEI en la nación. Como se muestra en la Figura 4, los resultados han sido favorables al medio ambiente, donde la contribución a las emisiones totales para el año 2013 fueron 444 427 miles de toneladas de dióxido de carbono equivalente (ktCO₂eq), las cuales se redujeron en un 56,29 % para el año 2020 con tendencia a seguir disminuyendo.

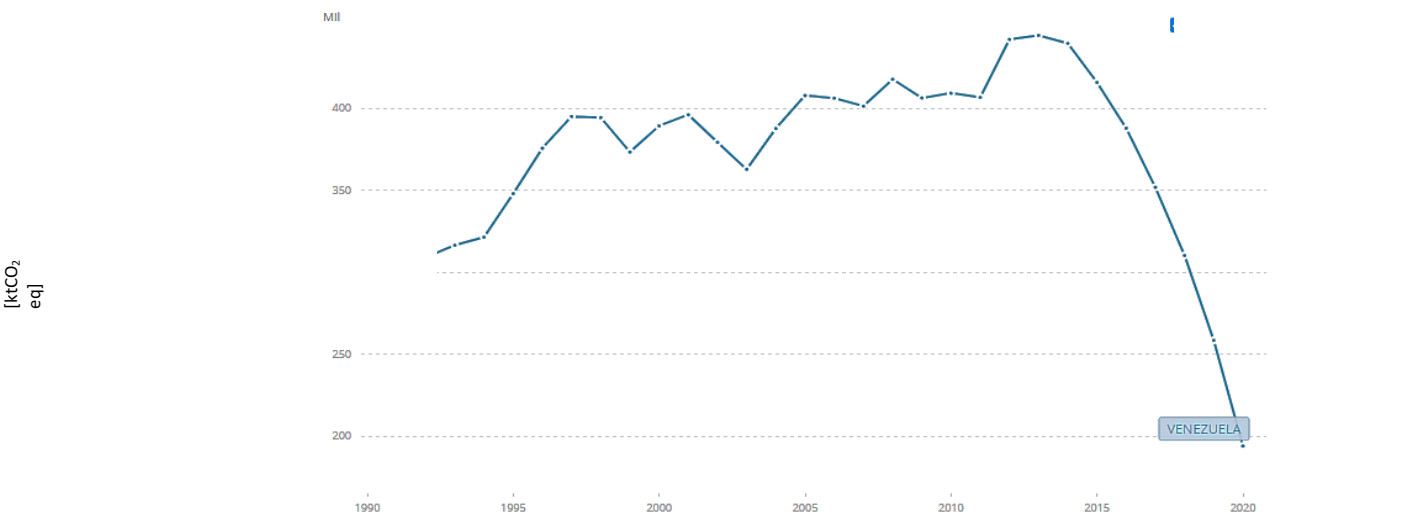


Figura 4. Emisiones de GEI totales para Venezuela [8]

Adicional a incrementar la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional, para el año 2013, el MPPEE de Venezuela implementa la campaña “Soy consciente, consumo eficiente”, con el propósito de efectuar cambios en los hábitos del consumo, lo cual significó un aporte en la reducción de las emisiones descritas, puesto a que el sector industrial aunado al residencial, comercial y servicios representan más del 50 % del consumo eléctrico del país [3].

La Tabla I muestra las emisiones anuales de CO₂eq para el período 2005-2012, con la mayor participación del gas natural para la generación eléctrica. Este tipo de combustible posee emisiones de GEI más bajas.

Tabla I. Emisiones anuales para Venezuela por tipo de combustible empleado en plantas termoeléctricas (MtCO₂eq) [7]

Emisiones de CO ₂ eq por tipo de combustible	Año							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas	5.869	6.598	7.710	7.750	8.462	7.895	7.843	9.171
Gasoil	4.795	4.624	4.580	6.672	7.453	9.288	9.966	12.997
Fueloil	6.003	6.425	5.633	4.966	7.919	7.874	7.055	6.646
Total, de emisiones	16.66	17.647	17.923	19.389	23.834	25.057	24.864	28.815

7

5. Generación de energía a base de grandes centrales hidroeléctricas

Actualmente, la energía hidroeléctrica es la mayor fuente de generación renovable a nivel mundial [9]. En Venezuela, esta generación se inicia en 1895, con la obra construida en el río Guaire en la zona de “El Encantado”, estado Miranda, siendo la primera planta hidroeléctrica del país y segunda en América Latina. Ésta fue inaugurada el 8 de agosto de 1897 y contaba con una generación de 450 kW [10, 11].

Para Venezuela, la energía hidroeléctrica representa el 48,2 % de la generación renovable del país. En este marco, la Tabla II reúne determinadas características de las principales centrales señalando el tipo de tecnología de la turbina que impulsa al generador eléctrico, la cual viene definida según la altura de la caída de agua de la presa.

Tabla II. Características de las principales centrales hidroeléctricas de Venezuela [12-15] [12] [13] [14] [15]

Represa o Embalse	Nombre de la Central de Generación	Estado	Coordenadas	Capacidad Instalada (MW)	Área estimada del embalse (ha)	Tipo de Tecnología de la turbina
Embalse El Guri	Central Hidroeléctrica "Simón Bolívar"	Bolívar	7°46'10"N 62°59'19"O	10.235	417.620	Turbina Francis
Represa Las Macagua	Central Hidroeléctrica "Antonio José de Sucre"	Bolívar	8°18'09"N 62°40'46"O	3.152	5.766	Macagua I y II posee turbina Francis y Macagua III tipo Kaplan
Represa Caruachi	Central Hidroeléctrica "Francisco de Miranda"	Bolívar	8°09'36"N 62°47'55"O	2.196	28.439	Turbina Kaplan
Represa Tocomá	Planta Hidroeléctrica "Manuel Piar"	Bolívar	7°54'25"N 63°01'35"O	2.160	4.538	Turbina Kaplan
Represa La Vueltoosa	Central Hidroeléctrica "Fabricio Ojeda"	Mérida	7°49'45"N 71°26'32"O	514	10.566	Turbina Francis
Embalse Uribante o La Honda	Central Hidroeléctrica "Leonardo Ruiz Pineda" / San Agatón	Barinas, Táchira y Mérida	7°57'2"N 71°42'34"O	300	1.679	Turbina Pelton
Represa Santo Domingo	Central Hidroeléctrica "José Antonio Páez"	Mérida	8°53'2"N 70°38'3"O	240	11,88	Turbina Pelton
Embalse Boconó-Tucupido	Central Hidroeléctrica "Juan Antonio Rodríguez (Peña Larga)"	Portuguesa y Barinas	9°0'0"N 70°0'0"O	80	9.567	Turbina Francis
Represa Masparro	Central Hidroeléctrica "Manuel Palacios Fajardo"	Barinas	8°51'21"N 70°7'52"O	25	3.063	Turbina Francis

La energía hidroeléctrica domina la matriz energética de Venezuela, por lo que es necesario evaluar los impactos ambientales de este tipo de energía a pesar de ser una fuente renovable [16-18]. Al estar asociada a un embalse, se le atribuyen emisiones de CH₄, principalmente, por la

descomposición de materia orgánica en los sedimentos de la presa y éste es considerado un gas de efecto invernadero [15]. En este sentido, la mayor contribución de este gas del embalse de Guri, asociado a la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar, fue superior a 44 GgCH₄ para el año 2020, representando el 86 % del total de las emisiones de CH₄ del resto de los embalses del país. Adicionalmente, las emisiones de CH₄ se relacionan de forma directa y proporcional con el área especular de agua del embalse [19]. [16] [17] [18]

La generación eléctrica con fuentes renovables en el país se detalla en la Figura 5 donde se enfatizan las fuentes hidroeléctricas resaltando así la mayor participación si se compara con los combustibles fósiles. En este marco, el uso de las fuentes renovables se ha visto comprometido por las alteraciones climáticas y precipitaciones, por ello se evidencia su disminución gradual. La generación hidroeléctrica se torna vulnerable a los cambios climáticos por la estrecha dependencia del caudal de agua para su funcionamiento. El fenómeno de El Niño ha afectado las cotas de las presas de los embalses haciendo que la disponibilidad de hidroelectricidad se someta a condiciones críticas de operación [16].

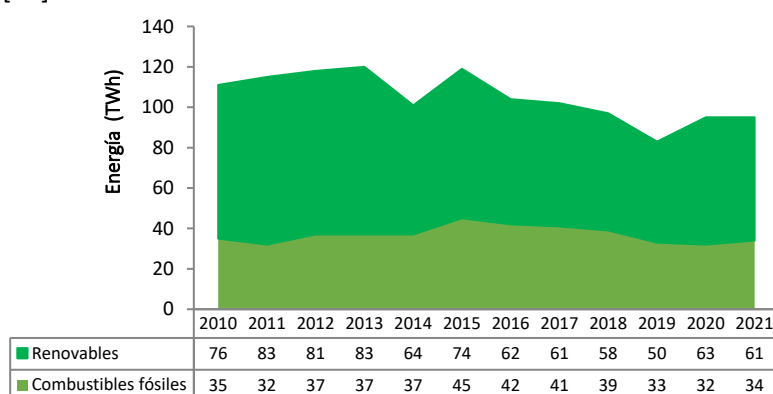


Figura 5. Generación eléctrica con matriz renovable para Venezuela [20]

Cuando se reducen las precipitaciones o reposición de agua en los embalses y las temperaturas ambientales se incrementan, generan un efecto desfavorable al embalse, emitiendo mayor volumen de CH₄ por su corta capacidad de oxidación en la columna de agua cuando se tienen cotas bajas. En este caso se ofrece mayor movilidad molecular a los gases generados para escapar del agua y, al ser absorbidos en el aire, acrecientan el efecto invernadero [21, 22]. Adicionalmente, la deforestación, explotación de suelos y minería generan sedimentos y materia orgánica en el fondo de los embalses, lo que reduce el volumen útil de almacenamiento de agua, promueve la mayor actividad microbiana en el lodo y acrecienta las emisiones de GEI [23]. [21] [22]

Para incrementar la eficiencia de las centrales de generación hidroeléctricas se pueden aplicar estudios de factibilidad de dos grandes tecnologías, como lo son sistema de almacenamiento por bombeo y el empleo de la diversidad del parque acompañado con generación de paneles solares flotantes [24, 25]. [24] [25].

Las centrales hidroeléctricas por bombeo funcionan como una batería de agua la cual es ampliamente utilizada a nivel mundial [26]. Esta tecnología se fundamenta en tener dos embalses (uno a la entrada de la central y otro en su salida) y, además, la central hídrica trabaja en conjunto con generación de electricidad limpia como la solar o eólica. Cuando el exceso de energía eólica o solar generada no es demandado por la carga, se aprovecha para bombear agua del embalse inferior al superior mediante un arreglo de la máquina sincrónica. Para esto, se aprovechan las centrales que poseen turbinas tipo Francis, puesto a que se puede revertir su sentido del pase de agua cambiando la conexión del generador a motor eléctrico alimentado con la energía excedente, regresando el agua al embalse superior que será empleado para generar electricidad cuando la carga lo amerite.

Los paneles solares flotantes son otra alternativa que se ha aplicado en Portugal, generando un

impacto positivo en la eficiencia, puesto a que al aprovechar el agua del embalse para colocar un sistema de paneles solares flotantes diversifica la generación de electricidad en un mismo espacio. Además, esto ayuda al medio ambiente al evitar la evaporación excesiva del agua, porque los paneles cubren parte de la superficie del embalse y, adicionalmente, su temperatura disminuye haciendo que el escape de los GEI se ralentice [27].

6 . Potencial solar en Venezuela

Aun cuando en Venezuela la matriz de energías renovables se concentra en la hidroelectricidad, existe un amplio potencial para la implementación de otras tecnologías, como la solar, bien sea en forma de centrales fotovoltaicas o de concentración solar. Hasta la fecha, en el país sólo se cuenta con pequeños desarrollos fotovoltaicos de bajas capacidades, orientados a los autoconsumos de clientes o grupos aislados. Se cuentan con 2 980 unidades a nivel nacional con potencias de 300 Wp a 3840 Wp, para una capacidad total de 2,267 MW, con una energía neta generada de 3 563 MWh, lo que representa el 0,01% de la capacidad total instalada del país [7].

Para el año 2022, la capacidad fotovoltaica instalada en Venezuela alcanza 4 MW, que siguen siendo poco representativos en comparación con el resto de las fuentes en el país y, más aún, del potencial solar estimado, con una irradiación global horizontal (GHI, por sus siglas en inglés) de 5,35 kWh/m²/día [28]. Esto ubica al país en la posición 15 de la región de Latinoamérica y el Caribe (ver Tabla III) y en la posición 81 del mundo. En ambos casos, su potencial teórico se encuentra dentro del promedio del resto de la muestra correspondiente.

Tabla III. Ranking de Potencial Solar Teórico GHI por país en la Región de Latinoamérica y el Caribe. Elaboración propia con datos [28]

Posición	País	GHI (kWh/m ² /día)	PV promedio índice de estacionalidad
1	El Salvador	5,92	1,33
2	Barbados	5,77	1,17
3	Chile	5,76	1,76
4	Antigua and Barbuda	5,75	1,19
5	México	5,73	1,33
6	Saint Kitts and Nevis	5,58	1,23
7	Haití	5,54	1,15
8	Bolivia	5,42	1,26
9	República Dominicana	5,42	1,19
10	Granada	5,41	1,22
11	Saint Lucia	5,40	1,18
12	Trinidad and Tobago	5,38	1,19
13	Surinam	5,38	1,33
14	Bahamas	5,36	1,29
15	R. B. de Venezuela	5,35	1,26
16	Brasil	5,28	1,34
17	Guatemala	5,25	1,37
18	Guyana	5,21	1,29
19	Jamaica	5,21	1,18
20	Saint Vincent and the Grenadines	5,19	1,24
21	Honduras	5,16	1,36
22	Perú	5,15	1,36
23	Argentina	5,12	1,62
24	Paraguay	5,08	1,45
25	Belice	5,05	1,34
26	Nicaragua	5,04	1,36
27	Dominica	4,94	1,30
28	Costa Rica	4,89	1,44
29	Colombia	4,87	1,28
30	Uruguay	4,79	1,65
31	Panamá	4,74	1,42
32	Ecuador	4,30	1,37

Uno de los aspectos a resaltar en los datos de la Tabla III es el índice de estacionalidad, que muestra la relación entre los meses para los que se esperan la mayor y menor producción de energía fotovoltaica. Un índice más cercano a la unidad muestra una región para la que se puede esperar una

producción más constante durante el año, sin verse afectada significativamente por los cambios de estaciones. En este caso, Venezuela presenta un índice de estacionalidad de 1,26, que en el contexto mundial se encuentra dentro del 25% más cercano a la unidad y, en la región de Latinoamérica y el Caribe, dentro del 35%.

El potencial práctico estimado de Venezuela se encuentra en 4,355 kWh/kWp/día [29]. Esto corresponde a la producción que se puede obtener de una instalación con paneles monofaciales fijos, con una orientación optimizada. Este valor se incrementa para las instalaciones con tecnologías de paneles bifaciales y seguidores. Los niveles que se muestran en la Figura 6 muestran la distribución del potencial práctico del país y su zonificación según criterios que se muestran en la Tabla IV.

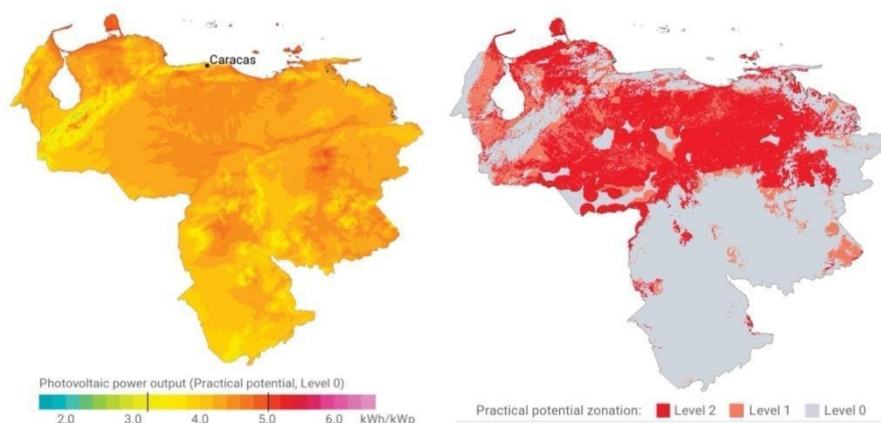


Figura 6. Potencial práctico para Venezuela [27]

Tabla IV. Criterios del potencial práctico [27]

Nivel	Potencial práctico
0	Sin considerar limitaciones de usos del suelo
1	De nivel 0, excluyendo los terrenos con obstáculos físicos identificables para instalaciones fotovoltaicas a escala comercial
2	De nivel 1, excluyendo los terrenos que puedan estar sujetos a normas de uso de suelo debido a la protección de la naturaleza y de las tierras de cultivo

Para efectos ilustrativos del potencial solar se seleccionaron aleatoriamente lugares, en dos países, con niveles de potencial teórico superiores a los de Venezuela. El primero de ellos en Calama, Región de Antofagasta, al norte de Chile, y, al sur de Namibia, cercana a la frontera con Sudáfrica, para comparar un proyecto hipotético instalado en esas localidades, frente al mismo proyecto ubicado en las localidades de Coro y Arenales, al noroccidente y centroccidente de Venezuela, respectivamente.

Se descargaron los datos de potencial solar de la base del *National Renewable Energy Lab* (NREL) [30] para Venezuela y Namibia y del Explorador Solar del Ministerio de Energía, para Chile. Se simuló en el programa *System Advisor Model* (SAM) del [30], un proyecto de 50,84 MWdc con tecnología de paneles bifaciales y seguidores, obteniendo factores de planta de 35,5 y 29,5 % para Chile y Namibia y, además, 28 y 25,5% para las localidades de Venezuela, como se muestra en los perfiles de generación de la Figura 7.

La energía generada, factor de planta y los rendimientos obtenidos en las simulaciones para cada ubicación, se presentan en la Tabla V. Se debe señalar que, siendo un proyecto hipotético, para todos los casos se consideró 5 % de pérdidas por polvo y suciedad y 7,5 % de pérdidas acumuladas entre componentes corriente continua (DC, por sus siglas en inglés) y alterna (AC, por sus siglas en inglés). No se consideraron restricciones a la inyección de la central.

Tabla V. Casos de estudios hipotéticos

Ubicación	Energía Generada GWh/año	Factor de Planta (%)	Rendimiento kWh/kW
Chile	161,5	35,50	3,112
Namibia	134,2	29,50	2,586
Venezuela - Coro	127,3	28,00	2,454
Venezuela - Arenales	115,6	25,40	2,227

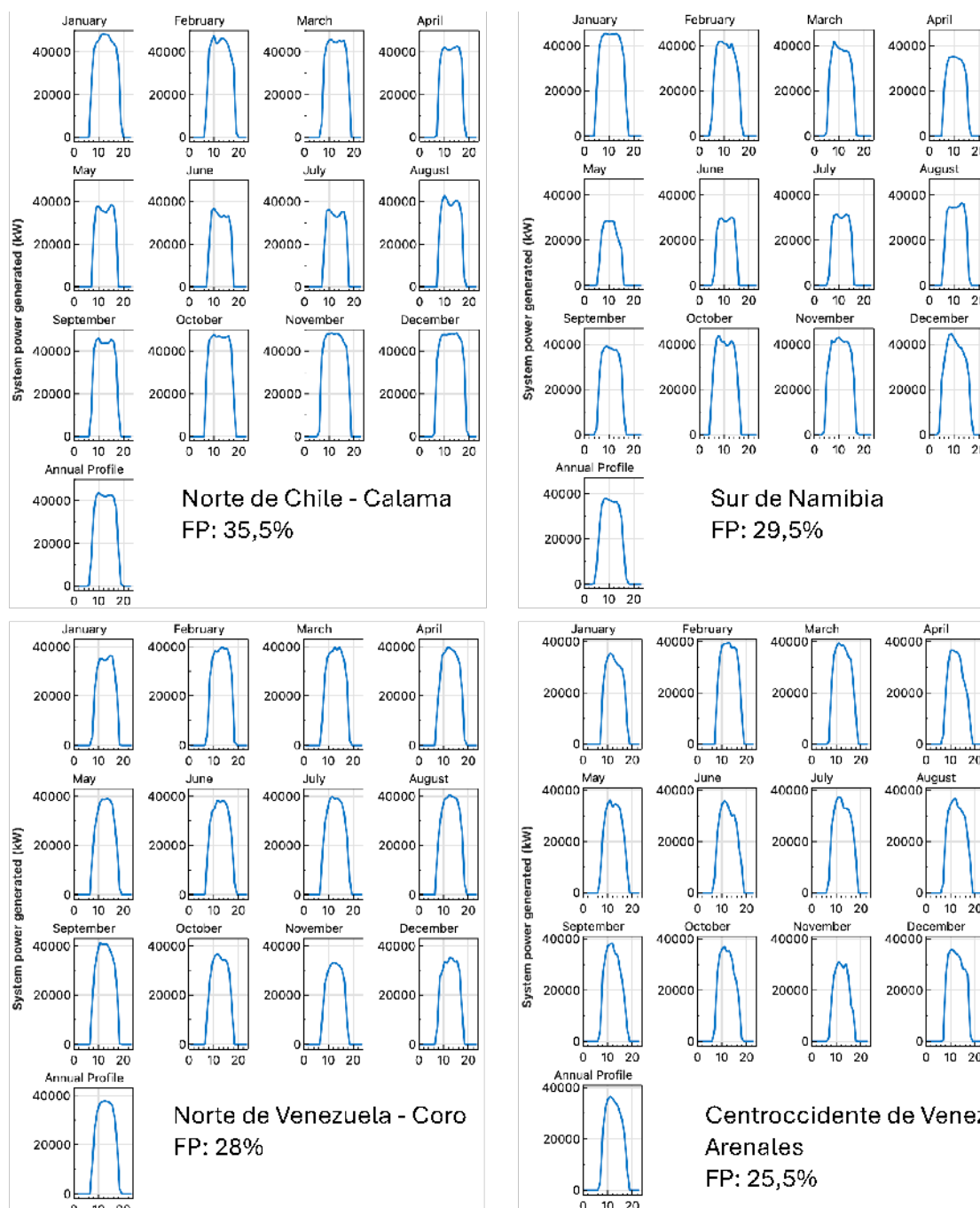


Figura 7. Perfiles de generación obtenidos para el proyecto simulado en SAM

En los compromisos presentados por Venezuela, ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) [31] se destacan:

- “Construcción y operación de 3.362 sistemas con energías renovables (solar y eólico) en comunidades indígenas, zonas fronterizas y aisladas”. Actualmente, se instalaron 3.362 sistemas en comunidades indígenas, zonas fronterizas y aisladas, con una capacidad total de 3,01 MW, generando 10,2 GWh en 9 años. Se estima una reducción de GEI equivalente a 2.079,37 tCO₂eq en ese período, considerando un nivel de operatividad anual del 70%.
- “Aumentar la generación de energía solar mediante la instalación de fábricas de paneles solares, que atiendan prioritariamente la demanda energética a nivel nacional”. Se

espera producir anualmente 19.158 módulos solares fotovoltaicos, equivalentes a 3,74 MW. Se espera generar 3,8 GWh en 9 años con una tasa de instalación del 70 % anual. Esto resultará en una reducción estimada de aproximadamente 774,67 tCO₂eq.

7. Marco regulatorio

Venezuela enfrenta desafíos en la implementación de políticas para promover energías renovables como la solar y la eólica en el país. En materia regulatoria se presenta un alto nivel de incertidumbre para las inversiones en el sector eléctrico, considerando que la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE), promulgada en la Gaceta Oficial N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010, establece un modelo con reserva y dominio del Estado sobre todas las actividades del sector. Entre sus principios rectores se encuentra la sustentabilidad ambiental, diversificación del uso de las fuentes de energía primarias y el uso de fuentes alternativas de energía [32].

La Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (LUREE), publicada en la Gaceta Oficial N° 39.823 del 19 de diciembre de 2011, también enfatiza la promoción de energías renovables como parte de sus objetivos para fomentar el uso eficiente de la energía. Entre los aspectos destacables se establece la posibilidad de incentivos fiscales y financieros para la promoción de proyectos de energías renovables, como la exención de impuestos o la otorgación de créditos y subsidios a aquellos que inviertan en la instalación de sistemas de energía solar, eólica u otras fuentes renovables. Además, se mencionan programas de incentivos específicos destinados a promover la adopción de tecnologías de energías renovables, como la solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica de pequeña escala, entre otras. Estos programas pueden ofrecer incentivos económicos o técnicos para la instalación de sistemas de energía renovable.

La LUREE permite contemplar medidas para facilitar los trámites y procesos administrativos relacionados con la instalación y operación de proyectos de energías renovables, con el objetivo de agilizar su implementación y la promoción de la investigación y el desarrollo en este campo, destinando recursos para proyectos de innovación que contribuyan al avance y la mejora de esas tecnologías. Fomenta también la integración de las energías renovables en las políticas sectoriales de energía, promoviendo su inclusión en la planificación energética a largo plazo y en los planes de diversificación de la matriz energética del país.

La LUREE no sólo busca promover el uso eficiente de la energía, sino también fomentar activamente el desarrollo y la adopción de tecnologías de energías renovables como parte fundamental de una estrategia energética sostenible y ambientalmente responsable, pero se queda solo en declaraciones, al no contar con instrumentos accesorios que materialicen los incentivos y las intenciones de su contenido.

En materia más reciente, la Asamblea Nacional debate la implementación de incentivos fiscales y la Ley Orgánica de Energías Renovables y Alternativas para impulsar los cambios necesarios para una transición a una matriz de energía verde. Sin embargo, esta legislación se encuentra en discusión desde 2021, cuando inició con el nombre de Ley Orgánica de Energías Renovables No Convencionales.

En septiembre de 2023, Venezuela presentó el proyecto de Ley Orgánica de Energías Renovables y Alternativas (LOERA) a la Comisión de Energía y Minas de Parlatino, la cual solicitó aportes y observaciones al documento. En el texto, se declara el objetivo de promover y regular el desarrollo, producción, investigación, generación, transformación, transporte, distribución, comercialización y uso racional de energías renovables y alternativas en el país, enfocándose en la diversificación de la matriz energética nacional y la preservación del ambiente.

La LOERA abarca disposiciones generales, planificación, gestión democrática, regulación, promoción, incentivos, industrialización, investigación y formación de talentos en este ámbito. Se establecen principios rectores como accesibilidad, sustentabilidad, equidad social, participación

democrática, ecosocialismo, entre otros. Se incluye la creación de un Registro Nacional, un Plan Nacional de Energías Renovables y Alternativas, y un Comité Nacional para coordinar y promover estas energías. También contempla incentivos económicos y medidas para impulsar la producción nacional de equipos y componentes en este campo, y establece que tanto personas naturales como jurídicas, públicas o privadas, así como comunidades indígenas y organizaciones comunitarias, pueden ser sujetos de esta Ley, facilitando así la participación de diversos actores en la implementación de proyectos energéticos.

La LOERA representa un avance en esta materia para el país, pero sigue dejando espacios que deben abordarse con instrumentos legales más específicos, principalmente el reglamento de ley, así como otras normas y programas, que permitan materializar las buenas intenciones que se declaran en el texto.

8. Referencias

- [1]. UN, «Paris Agreement,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>.
- [2]. Bnamericas, «Bnamericas. (11 de junio de 2021). Capacidad hidroeléctrica de América Latina se acerca a 200 GW,» 11 6 2021. [En línea]. Available: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/capacidad-hidroelectrica-de-america-latina-se-acerca-a-200gw>.
- [3]. OLADE, «Panorama Energético de América Latina y El Caribe 2022,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/01/Panorama-ALC-13-12-2022.pdf>.
- [4]. IHA, «International Hydropower Association,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.hydropower.org/region-profiles/south-america>.
- [5]. ESMAP, «Energy Sector Management Assistance Program,» 2023. [En línea]. Available: <https://trackingsdg7.esmap.org/country/venezuela-bolivarian-republic>.
- [6]. Statista, «Statista Research Departament,» 2023. [En línea]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/1310050/capacidad-instalada-total-energia-renovable-venezuela/>.
- [7]. CORPOELEC, «Anuario Estadístico de CORPOELEC» 2013.
- [8]. WB, «The World Bank,» 2023. [En línea]. Available: <https://datatopics.worldbank.org/sdgsatlas/goal-7-affordable-and-clean-energy/?lang=en>.
- [9]. E. L. Valencia-Bautista, R. J. Angulo-Guerrero, J. M. Farfán-Bone, C. J. Verá-Lozano, I. A. Arboleda-Cheres y T. J. Orobio-Arboleda, «Una revisión del suministro de energía renovable y las tecnologías de eficiencia energética,» Polo del Conocimiento, pp. 2012-2046, 2022.
- [10]. J. Gómez y J. Pérez, «El agua y la generación de energía eléctrica,» [En línea]. Available: https://bibliofep.fundacionempresaspolarg.org/media/1378202/agua_tii_cap15.pdf.
- [11]. BID, «Central Hidroeléctrica de Caruachi,» 1993. [En línea]. Available: <https://www.iadb.org/es/proyecto/VE0084>.
- [12]. E. Gutiérrez, «Simulación Hidrodinámica de las Turbinas a Instalar en la Central Hidroeléctrica “Manuel Piar” en Tocoma,» Universidad de Málaga, España, Málaga, 2009.
- [13]. J. Gómez y J. Pérez, El agua y la generación de energía eléctrica en Venezuela, Gabaldón, A. Rosales, E. Buroz, J. Córdova, G. Uzcátegui, y L. Iskandar (Eds.), 2015.
- [14]. K. Salas, «Estimación de la Producción Energética de la Central Hidroeléctrica “Fabricio Ojeda” a través del software comercial Mike Basin,» Universidad Central de Venezuela, Caracas, 2016.
- [15]. R. Pérez-Cedeño, R. Ramírez-Pisco, C. Vásquez-Stanescu, L. Suárez-Matarrita, M. Gaitán-Angulo y M. Gómez-Caicedo, «Estimation of methane emissions from reservoirs for hydroelectric generation in Costa Rica,» Revista Facultad de Ingeniería, vol. 110, pp. 110-119, 2024.
- [16]. R. Pérez y W. Osal, «Gases de efecto invernadero por generación de electricidad en usuarios no residenciales de Venezuela 2006-2017,» Publicaciones en Ciencia y Tecnología, vol. 13, nº 1, pp. 30-40, 2019.
- [17]. I. Ion y A. Ene, «Evaluation of Greenhouse Gas Emissions from Reservoirs: A Review,» Sustainability, vol. 13, nº 21, p. 11621, 2021.
- [18]. R. Pérez, C. Vásquez, M. Torres-Samuel y R. Ramírez-Pisco, «Pérez-Cedeño, R. O., Vásquez Stanescu, C. L., Torres-Samuel Métodos aplicados a la estimación de gases de efecto invernadero en los embalses de hidroeléctricas,» Suma de Negocios, vol. 13, nº 28, pp. 50-56, 2022.
- [19]. F. Rust, P. Bodmer y P. Giorgio, «Rust, F., Bodmer Modeling the spatial and temporal variability in surface water CO2 and CH4 concentrations in a newly created complex of boreal hydroelectric reservoir,» Science of The Total Environment, p. 152459, 2022.
- [20]. EIA, «Venezuela, Electricity» 2024. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/VEN>.
- [21]. A. Kumar, Z. Yu, J. Klemes y A. Bokhari, «A state-of-the-art review of greenhouse gas emissions from Indian hydropower reservoir,» Journal Of Cleaner Production, p. 128806, 2021.
- [22]. J. Li, C. Liu, N. Wu, X. Xu, X. Hu, G. Hu y Y. M. Q. Li, «Li, J., Liu, C. L., Wu, N. Y., Xu, X. Identification of functionally active aerobic methanotrophs and their methane oxidation potential in sediments from the Shenhu Area, South China Sea,» China Geology, pp. 285-292, 2022.

- [23]. Y. Wang, S. Zhang, H. Jin, J. Chen, K. Zhou, J. Chen y G. Zhu, «Effects of dam building on the occurrence and activity of comammox bacteria in river sediments and their contribution to nitrification,» *Science of the Total Environment*, vol. 864, p. 161167, 2023.
- [24]. K. Manikas, S. Skroufouta y E. Baltas, «Simulation and evaluation of pumped hydropower storage (PHPS) system at Kastraki reservoir,» *Renewable Energy*, vol. 222, p. 119888, 2024.
- [25]. Q. Tan, Z. Nie, X. Wen, H. Su, G. Fang y Z. Zhang, «Complementary scheduling rules for hybrid pumped storage hydropower-photovoltaic power system reconstructing from conventional cascade hydropower stations,» *Applied Energy*, p. 122250, 2024.
- [26]. IHA, «International Hydropower Association,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage>.
- [27]. EDP, «Energía de Portugal,» 20 03 2023. [En línea]. Available: <https://www.edp.com/es/historias-edp/alqueva-solar-fotovoltaica-flotante>.
- [28]. WB, «The World Bank,» 2022. [En línea]. Available: https://datacatalogfiles.worldbank.org/ddh-published/0038379/DR0046831/solargis_pvpotential_countryranking_2020_data.xlsx?versionId=2023-01-19T03:44:56.8794440Z.
- [29]. WB, «The World Bank,» 2024. [En línea]. Available: <http://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/>.
- [30]. NREL, «National Renewable Energy Lab,» 2024. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.
- [31]. CMNUCC, «Actualización de la Contribución Nacionalmente Determinada de la República Bolivariana de Venezuela para la lucha contra el Cambio Climático y sus efectos,» 2022. [En línea]. Available: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Actualizacion%20NDC%20Venezuela.pdf>.
- [32]. MPPEE, «LOSSE,» 2010. [En línea]. Available: <https://www.asambleanacional.gob.ve/noticias/ley-organica-de-energias-renovables-no-convencionales-impulsara-nueva-cultura#:~:text=Explic%C3%B3%20que%20Venezuela%20ha%20tenido,del%20servicio%E2%80%9D%2C%20subray%C3%B3%20Carrasquero>.

Matriz energética y revisión de normativa vigente de energías renovables del Perú

Jorge Luis Mírez Tarrillo¹

¹ Group of Mathematical Modeling and Numerical Simulation, Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica. Universidad Nacional de Ingeniería, Av. Túpac Amaru 210 - Rímac, Lima - Perú. Apartado 1301

* Correspondence: jmirez@uni.edu.pe

1. Resumen

En el presente capítulo se describe la matriz energética y la normativa vigente en energías renovables del Perú. Perú ha tenido un crecimiento económico sostenido durante más de 30 años impulsado por la minería, las exportaciones de productos agrícolas, el turismo, el comercio y la mejora en la calidad de las familias, lo cual ha hecho que la demanda de potencia y energía eléctrica siga incrementándose. Para abastecer a la demanda creciente y con el ánimo de cumplir con los acuerdos internacionales sobre lucha contra el cambio climático, se implementan políticas de promoción de energías renovables y que a la fecha han permitido que la instalación de parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas acumulando una potencia instalada de aproximadamente 1 GW.

2. Abstract

This chapter describes the energy matrix and the current regulations on renewable energies in Peru. Peru has had sustained economic growth for more than 30 years driven by mining, exports of agricultural products, tourism, trade and improvement in the quality of families, which has made the demand for power and electrical energy continue to increase. To supply the growing demand and with the aim of complying with international agreements on the fight against climate change, policies to promote renewable energy are implemented and to date have allowed the installation of wind farms and photovoltaic solar plants, accumulating an installed power of approximately 1 GW.

3. Matriz Energética del Perú.

3.1. Recursos energéticos del Perú.

Para describir los recursos energéticos del Perú, se empleará el Balance Nacional de Energía 2022 [13], que viene a ser el último balance presentado oficialmente por el Estado Peruano. La Figura 1 muestra la participación por fuentes, por sector y el flujo de energía entre fuentes y sectores. El consumo total de energía del Perú durante el año 2022 fue de 923 PJ.

En [13] se menciona que las fuentes de energía son el Petróleo + LGN (gas natural licuado), gas natural, RER (Recursos Energéticos Renovables), Hidroenergía y Carbón. La producción de energía primaria de yacimientos fósiles y minerales se realizó de la siguiente manera: el gas natural + LGN tuvo una producción de 711 782.2 TJ lo que representó un 88.7 %, el petróleo crudo fue de 85 681.2 TJ lo que representó un 10.7 %, el carbón mineral fue de 5 228.6 TJ lo que representó un 0.7 %, lo cual, sumando se tiene que la producción total de las fuentes fue de 802 692 TJ. En cuanto a las reservas de energía primera de yacimientos fósiles y minerales se tiene que el gas natural + LGN es de 11 461 379.8 TJ lo que representa 83.6 % de las reservas, el petróleo crudo es de 1 402 951.7 TJ lo que representa un 10.2 %, el carbón mineral es de 101 839 TJ lo cual equivale al 0.7 % y el uranio en la cantidad de 744 980.9 TJ lo que representa el 5.4 %, lo cual, sumando todas las reservas se tiene que la reserva total es de 13 711 151.3 TJ.

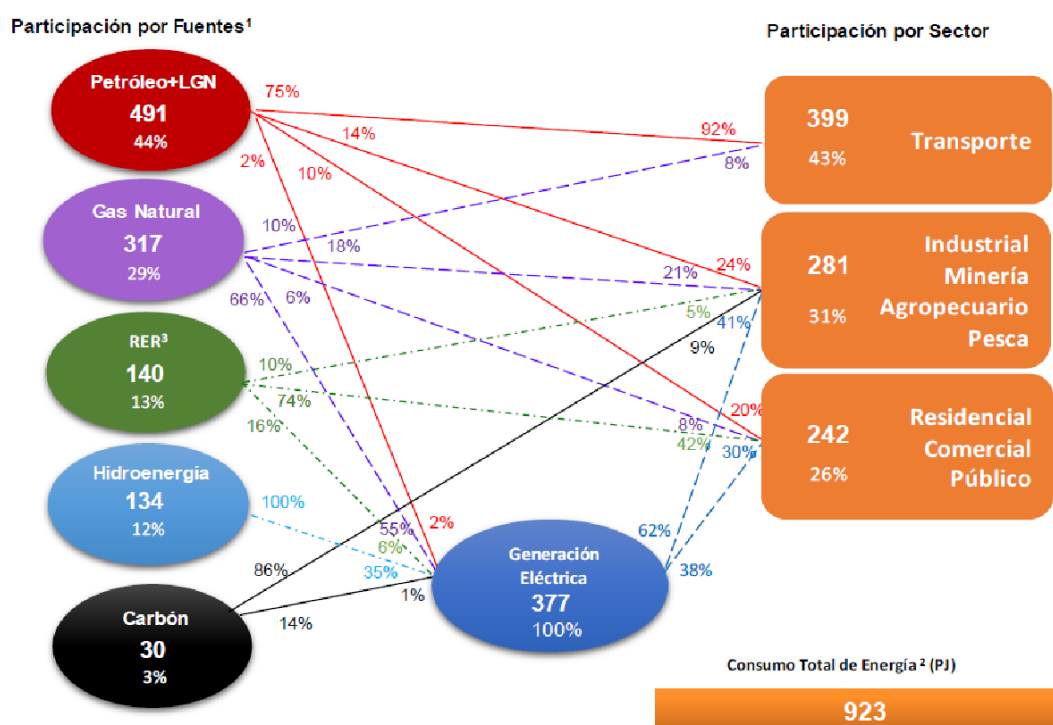


Figura 1. Matriz energética del Perú 2022 [153]

La intensidad energética (IE) es la relación entre la energía consumida por unidad de Producto Bruto Interno (PBI) de una economía y es obtenido de dividir la cantidad de fuentes energéticas consumida por los diversos sectores económicos y el valor de PBI. En el año 2022, [13] menciona que la IE fue de 4.09 TJ/MM US\$ (dólares del año 2018), es decir, que se consumió 4.09 TJ de energía para producir 1 millón de US\$ del PBI. Este valor fue 1.5 % mayor al registrado el año anterior.

Según los datos mostrados, es el gas natural quien tiene una mayor participación en el escenario energético peruano tanto para la generación de electricidad y los sectores transporte, industrial, minería, agropecuario, pesca, residencial, comercial y público. El gas natural proviene principalmente de un yacimiento ubicado en el Sur del Perú que se llama: Camisea.

Los yacimientos de gas de Camisea están ubicados aproximadamente a 500 km al este de Lima, en la Cuenca Ucayali, dentro de la región Cusco, provincia de La Convención, distrito de Echarate. Para los efectos del Lote 88 sólo se consideran los yacimientos San Martín y Cashiriari. El inicio de operación comercial del gas natural de Camisea se realizó el 20 de agosto del año 2004. Esto se logró gracias a que cada uno de los eslabones que conforman la cadena de gas natural estuvo operativo de acuerdo con lo previsto en los respectivos contratos. La mencionada puesta en operación tomó más de 15 años desde su descubrimiento [14]. Dichos contratos son: (a) Contrato de licencia de explotación del Lote 88, (b) Contratos de transporte de gas natural y líquidos de gas natural desde Camisea hasta la Costa, y (c) Contrato de distribución de gas en Lima/Callao [15]

En etapa de operación desde 2004, Camisea contempla: (a) La captación y conducción de gas y condensados desde los pozos de los yacimientos de gas de Camisea – Lotes 88 y 56 –, localizados en la cuenca del Bajo Urubamba de la región Cusco, hacia la planta de separación de líquidos Malvinas (Planta de Gas Malvinas), distante a aproximadamente 500 km de los yacimientos; (b) El transporte a través de un gasoducto de 700 km de longitud para el envío de gas natural desde la Planta de Gas Malvinas hasta el City Gate en Lurín; y de un ducto de 540 km de longitud para los líquidos de gas

natural hasta la Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (PFLGN) de Pisco, región Ica. En esta planta los líquidos se procesan para la obtención de nafta, derivados de diésel, propano y butano (Figura 2) [16].



Figura 2. Proyecto Camisea [16]

Durante el 2002 Pluspetrol, operador del Consorcio Camisea, trabajó en la identificación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) prioritarios en el marco de su Política de Sostenibilidad, y en la identificación de las contribuciones a su cumplimiento realizadas por Camisea hasta el período de reporte. Por la particularidad de las operaciones y las características del área de operación, las principales contribuciones a los ODS se vinculan con la producción de energía, la promoción de oportunidades de empleo seguro y de calidad, la generación de valor económico, el apoyo al desarrollo comunitario desde la inversión social y el manejo racional de los recursos, detalle son los ODS: 3, 4, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 17 [16].

3.2. Evolución de la matriz energética del Perú.

La evolución de la matriz energética del Perú ha ido a la par relacionada con su PBI. El PBI de la economía peruana en el período 1950 – 2022 (72 años) creció a una tasa promedio anual de 3.7 %, presentando períodos de expansión y de recesión, tanto en contextos de una mayor participación del mercado y de la actividad privada, como en aquellos donde el papel del Estado en la actividad económica tuvo mayor preponderancia. Varias de las recesiones registradas en la economía peruana, coinciden o han sido precedidas por crisis internacionales, como son los casos de las recesiones de 1958, 1978, 1982 a 1983, 1998 y el estancamiento en el año 2009. En todas estas recesiones, los factores externos derivados de las crisis internacionales afectaron la actividad económica, que en algunos casos fueron atenuadas por las políticas macroeconómicas aplicadas, o se agravaron por el impacto del Fenómeno del Niño, como las registradas en los años 1982 a 1983, 1997 a 1998. Sin embargo, en el año 2020 se registró una recesión mundial principalmente por factores exógenos (COVID-19) al comportamiento de la actividad económica, que afectó también a la economía peruana cuyo PBI disminuyó en -10.9 %, siendo una de las peores contracciones de la actividad económica desde 1950, sólo comparable a las recesiones de 1983 y 1989 cuando la economía se contrajo en – 10.4 % y -12.3 % respectivamente (Figura 3).

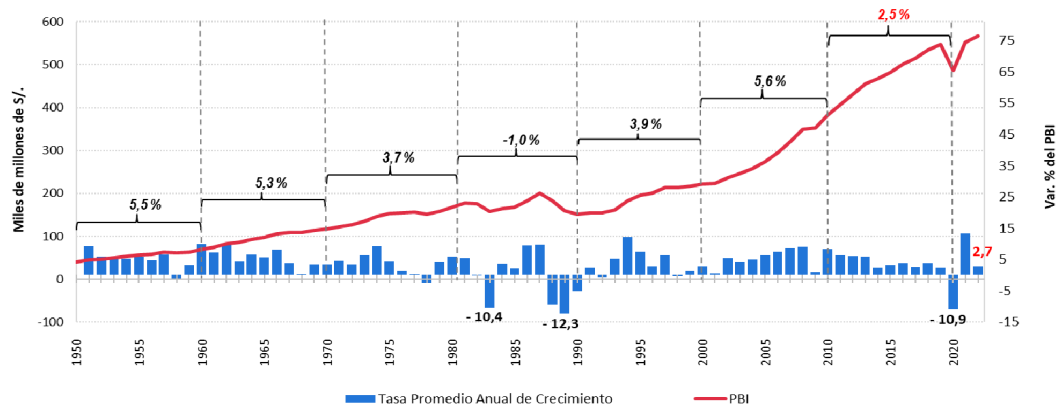


Figura 3. Perú: Producto Bruto Interno (PBI) y Tasa Promedio Anual de Crecimiento 1950 - 2022 [17]

Un hecho importante durante el periodo 1950 - 2022, es que en el año 1975 el PBI por habitante a precios constantes de 2007, por primera vez supera los cuatro dígitos, ascendiendo a 10 114 soles, para luego registrar una evolución decreciente, disminuyendo a 6 803 soles en 1992, seguida de una continua recuperación hasta el año 2006 en que vuelve a superar los cuatro dígitos, ascendiendo a 10 546 soles, superando el nivel alcanzado 30 años atrás (Figura 4). A partir del año 2007, la economía peruana evoluciona sobre este nuevo “piso económico”, registrándose en el año 2019 el valor más alto del PBI por habitante en todo el periodo, 17 012 soles a precios constantes, pero disminuyendo en el año 2020 a 14 933 soles cifra comparable a la registrada en el año 2012 cuando fue 14 811 soles. En el año 2021 el valor del PBI por habitante fue 16 726 soles, cifra inferior al registrado en el año 2019 e inclusive a lo anotado en el 2018 cuando fue 16 939 soles. En el año 2022 el PBI por habitante ascendió a 16 989 soles a precios constantes.

Complementando lo mostrado en Figura 1, para mostrar la evolución de la Matriz Energética del Perú se han usado los Balances Nacionales de Energía de los años 2005 [18], 2006 [19], 2007 [20], 2008 [21], 2009 [22], 2012 [23], 2013 [24], 2014 [25], 2015 [26], 2016 [27], 2017 [28], 2018 [29], 2019 [30], 2020 [31], 2021 [32] y 2022 [13]. Es de interés la producción interna de energía primaria conformado según [13] por los yacimientos de fuentes fósiles y minerales (que agrupa al gas natural + LGN, petróleo crudo y carbón mineral) y otras fuentes de energía primaria (que agrupa a hidroenergía, leña, bagazo, bosta & yareta, energía, energía eólica), los que vamos a agrupar en los que tienen una mayor participación como lo son el gas natural + LGN, petróleo crudo, hidroenergía y leña (Figura 5) y con menor participación el del carbón mineral, bagazo, bosta & yareta, energía solar y energía eólica (Figura 6).

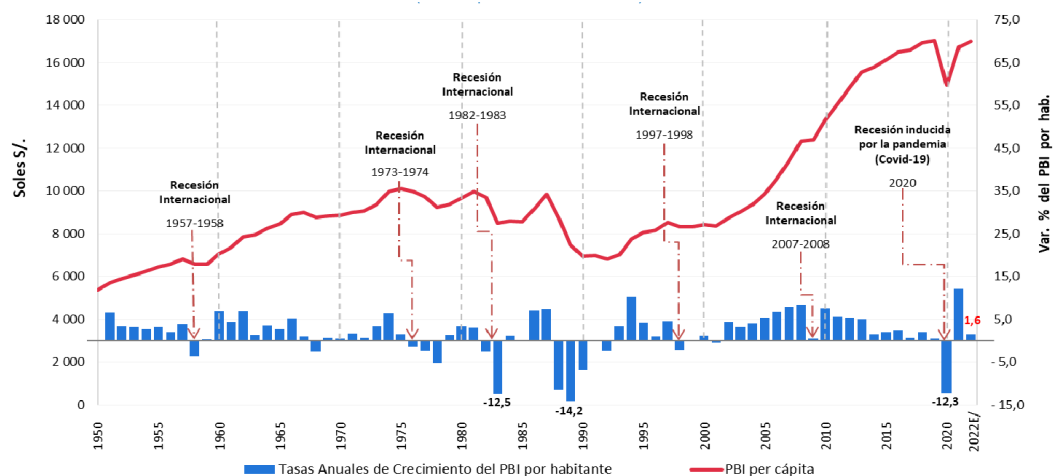


Figura 4. Perú: Producto Bruto Interno (PBI) por habitante y Tasas de Crecimiento del PBI por habitante 1950 - 2022 [17]

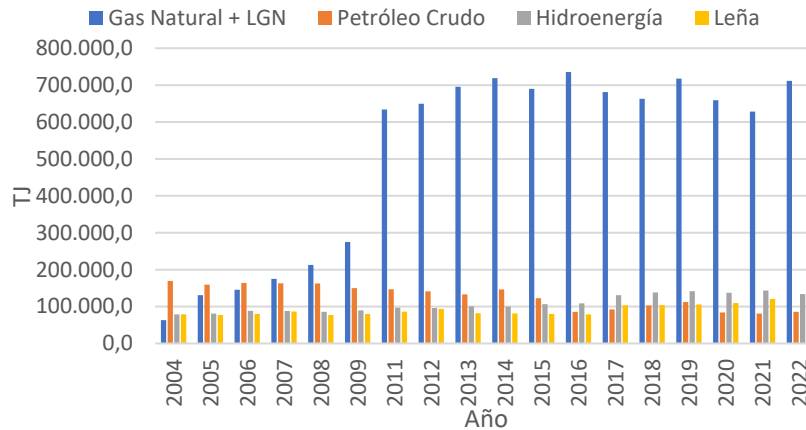


Figura 5. Evolución de producción interna de energía del gas natural + LGN, petróleo crudo, hidroenergía y leña en Perú: Período 2004 - 2022 [13,18-32]

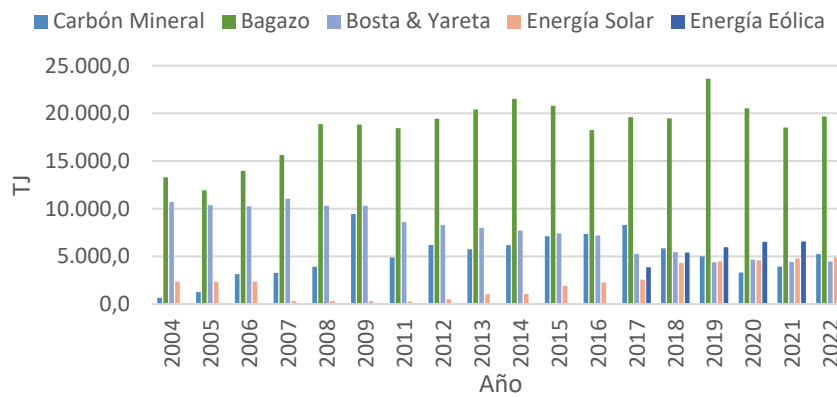


Figura 6. Evolución de producción interna de energía del carbón mineral, bagazo, bosta & yareta, energía solar y energía eólica en Perú: Período 2004 - 2022 [13,18-32]

La evolución de la producción de la energía interna primaria del Perú se muestra en la Figura 7.

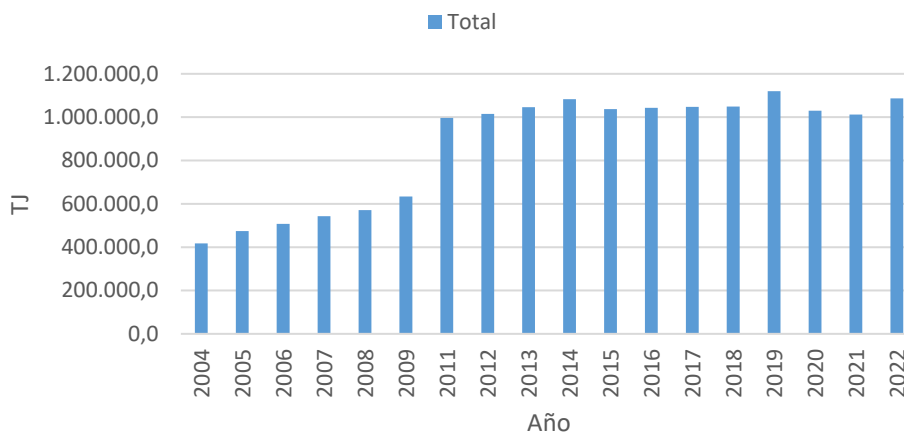


Figura 6. Evolución de producción interna de energía del Perú: Período 2004 - 2022 [13,18-32]

4 . Revisión de Normativa Vigente de Energías Renovables del Perú.

En cuanto a la Normativa vigente sobre energías renovables en Perú se presenta a continuación en orden cronológico del más reciente al más antiguo según la fecha que fue aprobada y/o publicada en el Diario Oficial El Peruano y un breve resumen usando contenido de la respectiva Norma.

Ley N° 32249. Ley que modifica la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, a fin de garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico y promover la diversificación de la matriz energética. (19 enero 2025) [8].

La Ley N° 32249 realiza la Modificación de los artículos 1 (Definiciones), 3 (De los contratos), 4 (La licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica), 5 (Plazos para el inicio de las licitaciones y duración de los contratos), 7 (Precio máximo para adjudicar contratos en una licitación y casos de nueva convocatoria), 8 (Condiciones de los contratos derivados de un proceso de licitación) y 31 (Licitaciones para la nueva generación en sistemas aislados), y de las disposiciones complementarias finales segunda y séptima de la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

Decreto Supremo N° 0024-2013-EM. Modifican el Reglamento de la Ley de promoción de la inversión para la generación de la electricidad con el uso de energías renovables y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (06 julio 2013) [11].

Con esta Norma se modificaron los numerales 1.6, 1.8, 1.10, 1.14, 1.18, 1.19, 1.20, 1.22, 1.30, 1.31, 1.33 del artículo 1°, el artículo 5° (Composición de la Energía Requerida), el numeral 8.2 del artículo 8°, el artículo 9° (Convocatoria de Subasta), los literales e), f), g) y h) del artículo 10 (Requisitos para ser Postor), el artículo 15° (Acta de Adjudicación y Fecha de Cierre), los numerales 16.1 y 16.3 del artículo 16° (Normas aplicables), el numeral 19.4 del artículo 19° (Ingreso por Energía), y el numeral 24.1 del artículo 24° (Planificación) del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002, aprobado por el Decreto Supremo N° 012-2011-EM.

También contiene nuevas definiciones en el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002, derogación de normas del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002 y modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Decreto Supremo N° 012-2011-EM. Aprueban el nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (22 marzo 2011) [7].

El Decreto Supremo N° 012-2011-EM menciona que, el 02 de mayo del 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, el cual contiene las normas generales sobre incentivos para promover la inversión en generación eléctrica a partir de Recursos Energéticos Renovables (RER), aspectos que deben ser materia de normas reglamentarias para el debido cumplimiento de los objetivos señalados. Además, de la experiencia recogida del proceso de Primera Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, se ha visto por necesario revisar las normas reglamentarias a efectos de tener mayor claridad en la aplicación de las normas. Por consiguiente, aprobar el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, que consta de siete (07) Títulos, veintiséis (26) Artículos, dos (02) Disposiciones Complementarias, y dos (02) Disposiciones Transitorias, que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Decreto Supremo N° 019-2010-EM. Aprueban nuevo Reglamento de la Ley N° 26848, Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos (7 abril 2010) [6].

El Decreto Supremo N° 019-2010-EM menciona que, mediante Ley N° 26848, se aprobó la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos a través de la cual se norma lo relativo al aprovechamiento de los recursos geotérmicos del suelo y del subsuelo del territorio nacional.

Que, el Decreto Supremo N° 072-2006-EM, modificado por el Decreto Supremo N° 016-2008-EM, y por el Decreto Supremo N° 009-2009-EM, reglamentó la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos.

Que, resulta necesario realizar una nueva reglamentación de la Ley N° 26848, a fin de reorganizar y desarrollar los diversos aspectos que la mencionada Ley dispone sean reglamentados, con la finalidad de que, en concordancia con el papel promotor otorgado al Estado, se logre el racional desarrollo de los recursos geotérmicos para asegurar el abastecimiento de energía necesaria para el crecimiento económico, el bienestar de la población y la eficiente diversificación de las fuentes de energía del país, cautelando el desarrollo de las referidas actividades, su acceso y libre competencia, de acuerdo a ley.

Decreto Supremo N° 056-2009-EM. Disponer adecuar competencia de los Gobiernos Regionales para el otorgamiento de concesiones definitivas de generación con recursos energéticos renovables. (10 julio 2009) [5]

El Decreto Supremo N° 056-2009-EM menciona que, el artículo 59 de la Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales, estableció las funciones específicas que en materia de energía, minas e hidrocarburos debían ser ejercidas por los Gobiernos Regionales, entre las cuales fue incluida, de conformidad con el literal d) del mencionado artículo, la función relativa a impulsar proyectos y obras de generación de energía y electrificación urbano rurales y el otorgamiento de concesiones para micocentrals de generación eléctrica.

Precisar que la facultad relativa al otorgamiento de autorizaciones para la generación de energía eléctrica con potencia instalada mayor a 500 kW y menor de 10 MW, prevista en el Anexo que forma parte integrante del Decreto Supremo N° 052-2005-PCM, comprende tanto el otorgamiento de autorización para la generación de energía eléctrica con potencia instalada mayor a 500 kW y menor de 10 MW, como el otorgamiento de concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) con potencia instalada mayor a 500 kW y menor de 10 MW, siempre que se encuentren en la respectiva región.

Las autorizaciones para generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya potencia sea mayor a 500 kW y menor a 10 MW, deberán ser sustituidas de oficio por parte de los Gobiernos Regionales, dentro del marco de sus competencias, a efectos de adecuar sus alcances a lo dispuesto por el penúltimo párrafo del artículo 38 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario contados a partir de la vigencia de la presente norma.

En concordancia con lo establecido en el segundo párrafo del artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1002, dicha norma legal no es de aplicación a la actividad de generación de electricidad con RER que al 02 de mayo de 2008 ya se encontraba en operación comercial.

Decreto Supremo N° 050-2008-EM. Aprobar el Reglamento de la Generación de la Electricidad con Energías Renovables (02 octubre 2008) [12].

Esta norma aprobar el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, que consta de siete (07) Títulos, veintiséis (26) Artículos, una Disposición Complementaria, y dos (02) Disposiciones Transitorias, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

El Reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación de la Ley a fin de promover el desarrollo de las actividades de producción de energía eléctrica a base del aprovechamiento de RER. Los aspectos no previstos en el presente Reglamento se sujetan a lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y demás normas aplicables, en tanto no se opongan a lo dispuesto por la Ley y el presente Reglamento.

Decreto Legislativo N° 1058. Decreto Legislativo que promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables (26 junio 2008) [4].

Para promover la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y otros recursos renovables, el Decreto Legislativo N° 1058 declara que la actividad de generación de energía eléctrica a base de recursos hídricos o a base de otros recursos renovables, tales como el eólico, el solar, el geotérmico, la biomasa o la mareomotriz, gozará del régimen de depreciación acelerada para efectos del Impuesto a la Renta, y que; este régimen será aplicable a las centrales que entren en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la instalación y operación de la central, que sean adquiridos y/o construidos a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular de generación, previa comunicación a la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), sin exceder el límite señalado en el párrafo que precede, excepto en los casos en que la propia Ley del Impuesto a la Renta autorice porcentajes globales mayores.

Decreto de Urgencia N° 019-2008. Declaran de interés nacional la implementación y aplicación de la tecnología alternativa de calefacción "Sistema Pasivo de Recolección de Energía Solar de Forma Indirecta" denominado "Muro Trombe" (04 de junio del 2008) [3].

El Decreto de Urgencia N° 019-2008 menciona que, cada año entre los meses de agosto y setiembre, en la zona andina del Perú por encima de los 3.500 metros sobre el nivel del mar, se produce el fenómeno físico cíclico y anual denominado "heladas", el cual ocasiona un aumento considerable en la tasa de mortalidad, en especial en la población de niños menos de cinco (5) años y adultos de la tercera edad, y que; a fin de reducir los efectos negativos del fenómeno antes señalado en los departamentos de Ayacucho, Apurímac, Arequipa, Cusco, Huancavelica, Huánuco, Junín, Moquegua, Pasco, Puno y Tacna, es necesario dictar medidas urgentes y extraordinarias que permitan financiar y ejecutar actividades para contrarrestar dichos efectos.

En consecuencia, junto con otros argumentos determina que se declare de interés nacional la implementación y aplicación de la tecnología alternativa de calefacción "Sistema pasivo de recolección de energía solar de forma indirecta" denominado "Muro Trombe" en las viviendas ubicadas en las zonas alto andinas por encima de los 3,500 metros sobre el nivel del mar.

Decreto Legislativo N° 1002. Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (01 de mayo del 2008) [2].

El Decreto Legislativo N° 1002 tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad..., en consecuencia, declárese de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER.

Para efectos de esta Norma, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no supere los 20 MW.

El Ministerio de Energía y Minas es la autoridad nacional competente encargada de promover proyectos que utilicen RER. Los Gobiernos Regionales podrán promover el uso de RER dentro de sus circunscripciones territoriales, en el marco del Plan Nacional de Energías Renovables.

Ley N° 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (23 julio 2006) [9].

La Ley N° 28832 tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de (a) asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva; (b) reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante

soluciones de mercado; (c) adaptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación, y; (d) introducir un mecanismo de compensación entre el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (SEIN) y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles. Es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

Ley N° 28546. Ley de promoción y utilización de recursos energéticos renovables no convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera del país (16 junio 2005) [10].

La Ley N° 28546 tiene por objeto promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación, con el fin de contribuir al desarrollo integral de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, así como mejorar la calidad de vida de la población rural y proteger el medio ambiente. Y es de aplicación a los proyectos de electrificación basados en energías renovables no convencionales (constituida por la energía: solar, eólica, biomasa, geotérmica, picos hidráulicos, mareomotriz e hidráulica de pequeñas potencias), que se desarrollen en zonas calificadas como rurales, aisladas y de frontera del país, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3° de la Ley N° 27744, Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera.

Ley N° 26848. Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos (23 de julio de 1997) [1].

La Ley N° 26848 menciona que el Estado promueve el racional desarrollo de los recursos geotérmicos con la finalidad de asegurar el abastecimiento de energía necesaria para el crecimiento económico, el bienestar de la población y la eficiente diversificación de las fuentes de energía del país y cautela el desarrollo de las referidas actividades, su acceso y libre competencia, de acuerdo a ley.

Además, que el aprovechamiento de los recursos se otorga a través de derechos geotérmicos, bajo las modalidades de autorización y concesión, cuyo otorgamiento obliga a su trabajo, que consiste primordialmente en el cumplimiento de programas de trabajo y de compromisos de inversión. La concesión de recursos geotérmicos es un bien inmueble y otorga a su titular un derecho real sujeto a la presente Ley.

Que son actividades geotérmicas las de reconocimiento, exploración y explotación de recursos geotérmicos, y que la actividad geotérmica es de utilidad pública. El Estado promueve las inversiones en exploración y explotación geotérmicas, así como el uso racional de dichos recursos, privilegiando la conservación del ambiente.

5. Referencias

- [1]. Ley N° 26848. Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/892949/LEY-26848.pdf?v=1593206449>
- [2]. Decreto Legislativo N° 1002. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/893170/DL-1002.pdf?v=1593214541>
- [3]. Decreto de Urgencia N° 019-2008. Declaran de interés nacional la implementación y aplicación de la tecnología alternativa de calefacción "Sistema Pasivo de Recolección de Energía Solar de Forma Indirecta" denominado "Muro Trombe". Disponible en: https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/251092/226478_file20181218-16260-vuvriw.pdf?v=1545176218
- [4]. Decreto Legislativo N° 1058. Decreto Legislativo que promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5244586/D.L.%201058.pdf?v=1696631555>
- [5]. Decreto Supremo N° 056-2009-EM. Disponer adecuar competencia de los Gobiernos Regionales para el otorgamiento de concesiones definitivas de generación con recursos energéticos renovables. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5244609/D.S.%20056-2009-EM.pdf?v=1696631815>
- [6]. Decreto Supremo N° 019-2010-EM. Aprueban nuevo Reglamento de la Ley N° 26848, Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/892953/DS-019-2010-EM.pdf?v=1593206707>
- [7]. Decreto Supremo N° 012-2011-EM. Aprueban nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/899318/DS-012-2011-EM.pdf?v=1593544802>
- [8]. Ley N° 32249. Ley que modifica la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, a fin de garantizar el abastecimiento Seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico y promover la diversificación de la matriz energética.

- Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2363369-2>
- [9]. Ley N° 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley%20N%C2%B0%2028832%20-%20LASE.pdf
 - [10]. Ley N° 28546. Ley de promoción y utilización de recursos energéticos renovables no convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera del país. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5327700/4775410-ley-nro-28546.pdf?v=1698253285>
 - [11]. Decreto Supremo N° 0024-2013-EM. Modifican el Reglamento de la Ley de promoción de la inversión para la generación de la electricidad con el uso de energías renovables y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Disponible en: https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/176527/DS_024_2013_DM.pdf?v=1591304832
 - [12]. Decreto Supremo N° 050-2008-EM. Aprobar el Reglamento de la Generación de la Electricidad con Energías Renovables. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5356302/4796027-d-s-nro-050-2008-em.pdf?v=1698788639>
 - [13]. Balance Nacional de Energía 2022. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6350382/5575775-balance-nacional-de-energia-2022.pdf?v=1715784589>
 - [14]. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin. ¿Qué es el Proyecto Camisea? Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_23.pdf
 - [15]. Oficina de Post-Privatización, Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos, Osinerg. Proyecto Camisea: Resumen Ejecutivo al 31.OCT.2003. Disponible en: <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/resumenejecutivodpntn/ProCamiseaOctubre2003.pdf>
 - [16]. Camisea. Informe de Sostenibilidad 2022. Disponible en: <https://camiseaesenergia.pe/wp-content/uploads/2023/11/Informe-de-Sostenibilidad-Camisea-2022.pdf>
 - [17]. Instituto Nacional de Estadística e Informática – INEI. Panorama de la Economía Peruana 1950 – 2022 Año Base 2007. Lima, mayo 2023. Disponible en: https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1904/libro.pdf
 - [18]. Balance Nacional de Energía 2005. Disponible en: <https://sinia.minam.gob.pe/sites/default/files/sinia/archivos/public/docs/327.pdf>
 - [19]. Balance Nacional de Energía 2006. Disponible en: <https://sinia.minam.gob.pe/sites/default/files/sinia/archivos/public/docs/328.pdf>
 - [20]. Balance Nacional de Energía 2007. Disponible en: <https://sinia.minam.gob.pe/sites/default/files/sinia/archivos/public/docs/329.pdf>
 - [21]. Balance Nacional de Energía 2008. Disponible en: <https://sinia.minam.gob.pe/sites/default/files/sinia/archivos/public/docs/330.pdf>
 - [22]. Balance Nacional de Energía 2009. Disponible en: <https://sinia.minam.gob.pe/sites/default/files/sinia/archivos/public/docs/2572.pdf>
 - [23]. Balance Nacional de Energía 2012. Disponible en: https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1875618/BNE_2012.pdf.pdf?v=1620788074
 - [24]. Balance Nacional de Energía 2013. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1875614/Balance%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%202013.pdf?v=1620787934>
 - [25]. Balance Nacional de Energía 2014. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1875611/Balance%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%202014.pdf?v=1620787753>
 - [26]. Balance Nacional de Energía 2015. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1875575/Balance%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%202015.pdf?v=1620786728>
 - [27]. Balance Nacional de Energía 2016. Disponible en: https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/98790/BNE_2016.pdf?v=1601475560
 - [28]. Balance Nacional de Energía 2017. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1875367/Balance%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%202017.pdf?v=1620785434>
 - [29]. Balance Nacional de Energía 2018. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1875363/Balance%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%202018.pdf?v=1620785097>
 - [30]. Balance Nacional de Energía 2019. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1875333/Balance%20Nacional%20de%20la%20Energ%C3%ADa%202019.pdf?v=1620784938>
 - [31]. Balance Nacional de Energía 2020. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6350118/5575604-balance-nacional-de-energia-2020.pdf?v=1715783282>
 - [32]. Balance Nacional de Energía 2021. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6350011/5575363-bne-2021.pdf?v=1715782905>

Evolución de las energías renovables en Costa Rica con énfasis en generación distribuida

Victor Vega-Garita¹

¹ Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica, San Pedro, Costa Rica

* Correspondence: victor.vegagarita@ucr.ac.cr

1. Resumen

Costa Rica ha destacado a nivel internacional por su enfoque en la generación de energía a partir de fuentes renovables, logrando una matriz eléctrica donde el 98% de la electricidad ha provenído de recursos renovables. Este documento aborda la evolución del sector energético costarricense, haciendo énfasis en la generación distribuida (GD) y los cambios regulatorios recientes que impactan su desarrollo. El análisis histórico muestra que la creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y las políticas de sostenibilidad han sido clave en el avance del país hacia la independencia energética y la reducción del uso de combustibles fósiles. La generación distribuida, regulada inicialmente por el decreto presidencial, permitió a los prosumidores aprovechar la "medición neta sencilla", generando ahorros significativos y tiempos de retorno de inversión atractivos. Sin embargo, la nueva Ley 10 086, aprobada en 2022, si bien ha introducido cambios significativos como la posibilidad de vender los excedentes de energía a las compañías de distribución, su implementación ha resultado en una disminución de los ahorros experimentados por los prosumidores. Como resultado, se han alargado los tiempos de recuperación de inversión. Por ello, se concluye que la nueva regulación, que tiene como objetivo la promoción y regulación de la GD, necesita revisarse para garantizar el alcance de las metas definidas inicialmente.

2. Abstract

Costa Rica has stood out internationally for its approach to energy generation from renewable sources, achieving an electricity matrix where 98% of the electricity has come from renewable resources. This document addresses the evolution of the Costa Rican energy sector, emphasizing distributed generation (DG) and recent regulatory changes impacting its development. The historical analysis shows that the creation of the Costa Rican Institute of Electricity (ICE) and sustainability policies have been key to the country's progress toward energy independence and reducing fossil fuel use. Initially regulated by presidential decree, distributed generation allowed prosumers to take advantage of "net metering," generating significant savings and attractive investment return times. However, the new Law 10 086, approved in 2022, although it introduced substantial changes such as the possibility of selling energy surpluses to distribution companies, has reduced savings for prosumers. Consequently, investment recovery times have lengthened. Therefore, it is concluded that the new regulation, aimed at promoting and regulating DG, needs to be reviewed to ensure the achievement of the initially defined goals.

3. Contexto energético costarricense

El desarrollo energético de Costa Rica está intrínsecamente ligado a la creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en 1949, institución pública que ha desempeñado un papel central en la generación, transmisión y distribución de la electricidad. A lo largo de las décadas, el país ha priorizado la inversión en generación eléctrica por medio de fuentes de energía renovable que ha resultado en la disminución sostenida en el uso de combustibles fósiles. Este esfuerzo ha sido respaldado por una serie de normativas y planes de expansión que buscan asegurar la estabilidad y

sostenibilidad del sistema eléctrico [1], [2], [3].

3.1. Matriz energética

Al mirar más allá de la generación de energía eléctrica, es importante apuntar que los sectores económicos utilizan fuentes de energía que no solo provienen de la generación eléctrica. Por el contrario, la mayoría del consumo energético de Costa Rica ha venido del sector transporte como se observa en la Figura 1. Este, representó el 50.1% del total de la energía consumida en el año 2021 [4]. El sector industrial consumió el 22.6% mientras entre el sector residencial, comercial y de servicios público (SP) en su conjunto resultó en un 23.5 % del total de la energía.

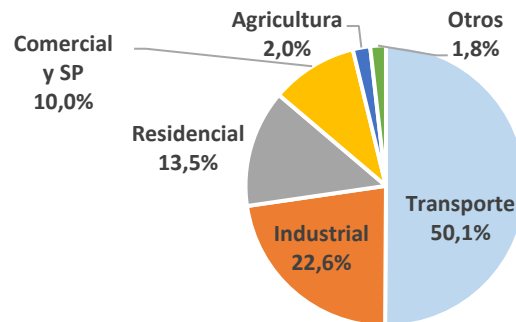


Figura 1. Distribución del consumo de energía por sector económico en Costa Rica en el año 2021 [4]

Así, es importante observar que, de los 45 TWh de energía demandada en 2021, la mitad fue utilizada por el sector de transporte que depende casi en su totalidad de combustibles fósiles. Por lo tanto, el principal desafío radica en trasladar el consumo energético del sector transporte basado en combustibles fósiles a la electricidad generada por medio de energías renovables. Además, en 2021, solo el 23.4% del total de la energía fue suministrada por electricidad. Por lo tanto, aunque la generación de electricidad fue cercana al 100% en 2021, la matriz energética debe cambiar para avanzar en la descarbonización de la economía y hacia una mayor independencia energética, dado que Costa Rica no cuenta con fuentes de energía por medio de combustibles fósiles propias.

3.2. Institucionalidad

El sector energético de Costa Rica está formado por un conjunto de instituciones que cumplen objetivos específicos en la formulación de políticas, planificación, regulación y operación del sistema eléctrico y de energías renovables. La rectoría y dirección política de este sector recae en el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) definiendo estrategias energéticas y la promoción del uso racional de los recursos energéticos [5]. Esta institución es responsable de establecer los lineamientos generales y de coordinar las acciones que aseguren un suministro energético eficiente y sostenible.

Por otro lado, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) se encarga de la generación, transmisión y distribución de electricidad en gran parte del país. También, es parte del ICE el operador del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que, a su vez, participa en el Mercado Eléctrico Regional (MER) para optimizar la oferta y la demanda. Por su parte, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) fiscaliza la calidad y continuidad del servicio eléctrico mientras que fija las tarifas de los servicios energéticos (electricidad y precios de combustibles fósiles) con criterios de equidad y transparencia [6].

Otras entidades, como cooperativas de electrificación rural y empresas municipales, complementan el ecosistema eléctrico, contribuyendo a la generación y distribución en áreas específicas, lo que permite alcanzar una cobertura eléctrica superior al 99% en el país [7], y una generación eléctrica por medio de fuentes renovables mayor al 98% desde 2014 a 2020 [1], [2].

4 . Generación eléctrica

Al analizar las estadísticas de generación de energía en Costa Rica en 2020, el país reportó una capacidad instalada efectiva de 3 537 MW, con una representación significativa de energías renovables como se muestra en la Figura 2 [8]. A partir de esta figura, es notable que la potencia nominal instalada que corresponde a plantas termoeléctricas es de un 13.4%. Sin embargo, eso no significa que cada año la energía que se genera siga ese número.

En 2020, las plantas hidroeléctricas generaron un 71.91% del total de la energía (alrededor de 8 294 GWh), seguidas por las plantas geotérmicas con un 14.65 % y las eólicas con un 12.65 %. Otras fuentes como el bagazo y la energía solar fotovoltaica contribuyeron en menor medida, representando solo el 0.51% y 0.08%, respectivamente. Las plantas termoeléctricas, por su parte, generaron solo 0.21% de la electricidad total en ese año. Adicionalmente, la capacidad instalada experimentó una leve contracción del 0.82 % en 2020 respecto a 2019. Este fenómeno puede atribuirse al bajo incremento de la demanda eléctrica y a la falta de incorporación de nuevas grandes plantas de generación en la matriz eléctrica.

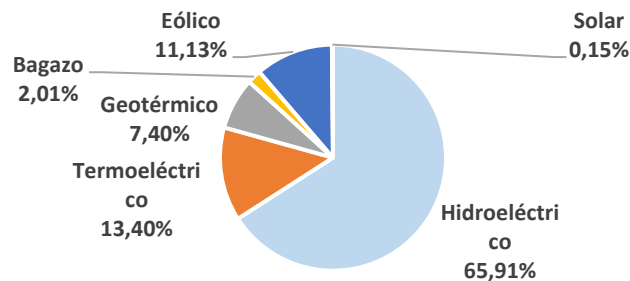


Figura 2. Distribución de capacidad de generación instalada por tipo de fuente en 2020 [8].

A pesar del alto porcentaje de energía renovable en la matriz eléctrica, la dependencia de la generación hidroeléctrica, que constituye la mayor parte de la capacidad instalada, implica vulnerabilidades relacionadas con la variabilidad y cambio climático. En la Tabla I se puede observar el índice de diversidad de la matriz de generación eléctrica en Costa Rica, cuyos cálculos están basados en los balances energéticos por fuente publicados cada año [9]. El índice de diversidad de la matriz eléctrica, i_D , se obtiene según la siguiente ecuación:

$$i_D = \frac{1}{E_{total}^2} \sum_{i=1}^n E_{fuente,n}^2$$

donde E_{total} es la energía eléctrica total generada durante un año, E_{fuente} es la energía generada por cada fuente de energía y n es el número total de fuentes de energía usada durante el año.

Conforme ha pasado el tiempo, la matriz eléctrica se ha hecho más diversa, es decir, el índice se ha ido acercando más a cero. En el año 2000 la matriz eléctrica tenía un índice de diversidad de 0.74.

Tabla I. Diversidad de la matriz eléctrica de 2010 a 2019 [9].

Año	Índice
2010	0.60
2011	0.56
2012	0.54
2013	0.50
2014	0.48
2015	0.59
2016	0.58
2017	0.62
2018	0.57
2019	0.52

Períodos de sequía o cambios en los patrones de precipitación debido al cambio climático pueden limitar la producción hidroeléctrica y aumentar la necesidad de recurrir a plantas térmicas como respaldo. Esta realidad resalta la importancia de diversificar aún más la matriz y de promover el desarrollo de tecnologías renovables adicionales, como la energía solar fotovoltaica y eólica, que han mostrado un crecimiento significativo en la última década mundialmente. En particular, la energía solar fotovoltaica tiene el potencial de suplir de energía eléctrica en momentos en los cuales los embalses de las plantas hidroeléctricas se encuentran en niveles bajos por falta de lluvia, ya que, en estos momentos, la irradiación solar es generalmente alta.

El sector privado también juega un papel limitado, pero creciente, en la generación de electricidad en Costa Rica. Aunque la legislación actual permite la participación de productores independientes bajo modalidades específicas, como los contratos BOT (*build-operate-transfer*) y BOO (*build-own-operate*), estos actores enfrentan restricciones que limitan su capacidad para exportar excedentes de energía o venderlos en el mercado local a otros participantes que no sean el ICE.

5 . Trasmisión

La transmisión eléctrica en Costa Rica es gestionada principalmente por el ICE. Este opera en dos principales niveles de tensión eléctrica: 230 kV y 138 kV (654 km). El primero permite el transporte de energía desde las regiones del Atlántico y la zona norte, mientras que el segundo se enfoca en la zona central del país. Hasta 2019, la extensión total de las líneas de transmisión superaba los 2 379 km. Costa Rica participa del MER lo que permite el intercambio de electricidad con los países vecinos. Entre las obras prioritarias del país están el aumento de la capacidad de líneas de 138 kV y 230 kV, el Anillo Sur, el Anillo de Miravalles y el refuerzo de la transmisión Norte-Centro [3].

6 . Distribución

La distribución de energía eléctrica en Costa Rica es gestionada por una combinación de entidades públicas y cooperativas que operan en distintas áreas del país. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y su subsidiaria, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), son responsables de la mayor parte del suministro eléctrico, abarcando más del 75% del territorio nacional. Las empresas distribuidoras enfrentan desafíos relacionados con la modernización de la infraestructura y la gestión de la calidad del suministro. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) supervisa y evalúa el desempeño de estas entidades, usando indicadores como el Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema (SAIDI) y el Índice de Frecuencia Promedio de las Interrupciones del Sistema (SAIFI). En 2019, se reportó un aumento en la duración promedio de las interrupciones del sistema, lo que evidencia la necesidad de fortalecer las redes de distribución para mejorar la confiabilidad del servicio [10]. Asimismo, las pérdidas en la distribución de energía, aunque se han reducido con el tiempo, siguen representando un área de mejora continua para asegurar un sistema más eficiente y sostenible.

7 . Generación distribuida

La generación distribuida (GD) opera en Costa Rica bajo la modalidad de autoconsumo. Este modelo permite a los usuarios producir su propia electricidad a partir de fuentes renovables, como la energía solar y operar en paralelo con la red de distribución eléctrica.

7.1. Estadísticas

La Figura 3 muestra la evolución de la capacidad de potencia instalada nueva en Costa Rica desde 2015 hasta 2021, donde se observa un crecimiento notable en la capacidad instalada a lo largo de este

período, con un punto más bajo en 2016 y un aumento constante en los años siguientes [12]. El año 2020 presenta la mayor capacidad de potencia instalada nueva, alcanzando un pico en la serie temporal. A partir del año 2020 es importante recordar que los efectos de la pandemia relacionada al virus SARS-CoV-2 produjo una contracción en la economía mundial que a su vez afectó el flujo de bienes entre países, lo que hizo que en 2021 la capacidad instalada disminuyera un 45% respecto a 2020.

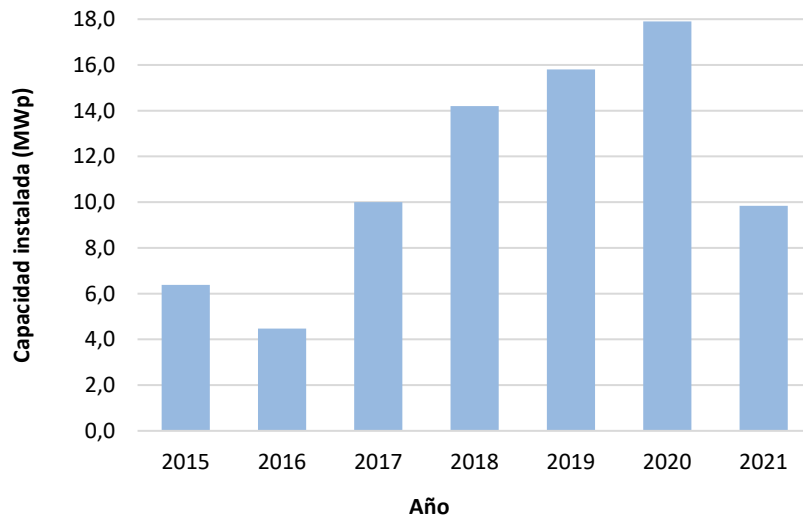


Figura 3. Potencia instalada nueva por año de sistemas de generación distribuida entre 2015 y 2021 [12].

La gráfica sobre la capacidad de potencia instalada acumulada en Costa Rica desde 2016 hasta 2021 muestra un aumento sostenido de la capacidad total a lo largo de los años (Figura 4). Sin embargo, la tasa de crecimiento anual se ha venido desacelerando desde 2017, como es normal en tecnologías relativamente nuevas que con el paso del tiempo va alcanzando niveles de madurez superiores. La razón detrás de la disminución en el crecimiento experimentado en 2021 ya se discutió, aunque la evolución futura de las estadísticas en GD en Costa Rica debe analizarse no solo para dilucidar si el sector de GD logra recuperarse sino para estudiar si los cambios en regulación que se discutirán a partir de ahora han tenido algún efecto en las tasas de crecimiento y potencia instalada en 2023 y 2024.

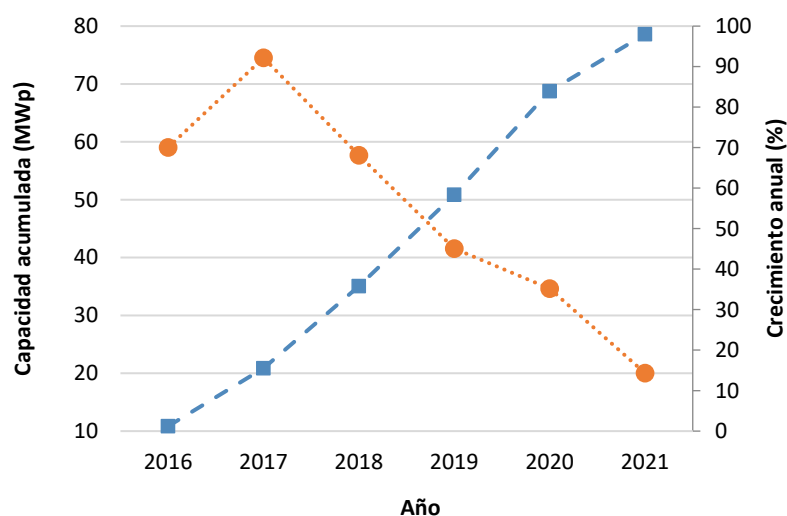


Figura 4. Potencia instalada acumulada por año y tasa de crecimiento anual de sistemas de generación distribuida entre 2015 y 2021 [12].

Según la ubicación de cada sistema de GD de generación fotovoltaica, se construye la Figura 5 que detalla la distribución geográfica de los sistemas de GD en las siete provincias de Costa Rica. Las provincias de Guanacaste, San José y Alajuela presentan un mayor número de sistemas instalados.

La provincia de Guanacaste cuenta con una alta disponibilidad de radiación solar, mientras que San José es una región con alta concentración poblacional e industrial y adecuada disponibilidad del recurso solar, lo que ha provocado una alta instalación de estos sistemas en la capital del país. En contraste, las provincias de Limón y Cartago muestran una menor densidad de sistemas de GD, que se debe a una menor cantidad de horas de sol promedio en comparación con otras regiones del país que cuentan con una menor nubosidad o cantidad de lluvias en promedio a través del año. Asimismo, se puede notar que en las zonas turísticas costeras de Costa Rica también se han instalado una cantidad significativa de sistemas de GD que corresponde con modelos de turismo que han incluido temáticas de sostenibilidad en sus esquemas de negocio.

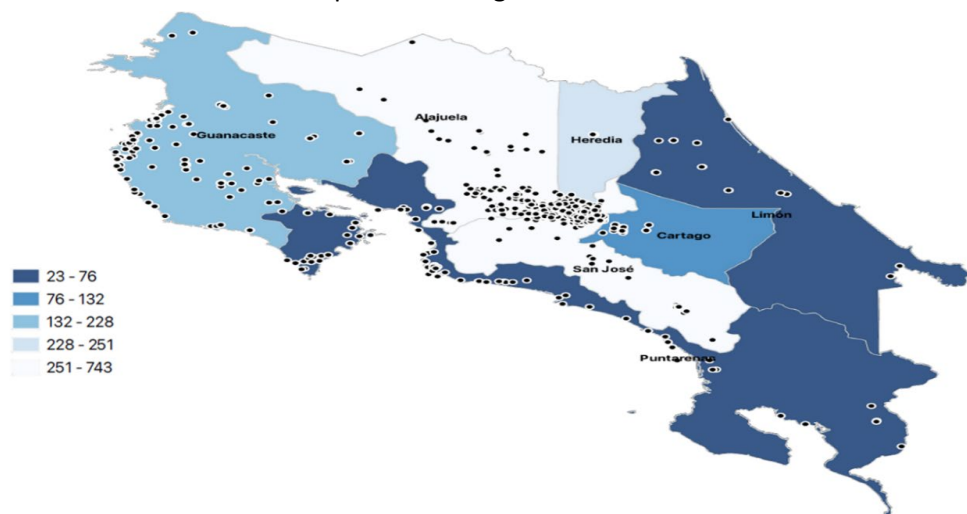


Figura 5. Distribución espacial y cantidad de sistemas de GD instalados en todas las provincias de Costa Rica [12].

La cantidad total de sistemas de generación distribuida en Costa Rica se puede clasificar en función del rango de potencias instaladas. Se observa que la gran mayoría de los sistemas (959) se encuentran en el rango de 0 a 10 kW_p, lo que indica que la adopción de sistemas de menor capacidad es la más común, probablemente debido a que estos son más accesibles y se adaptan mejor a las necesidades de hogares y pequeñas empresas (Figura 6).

A medida que se incrementa el rango de potencia, la cantidad de sistemas disminuye considerablemente. Por ejemplo, 291 sistemas se encuentran en el rango de 10 a 20 kW_p. El número de sistemas en rangos superiores a 50 kW_p es notablemente bajo. Hasta 2020, solo existían 5 sistemas con potencias superiores a 1 MW_p.

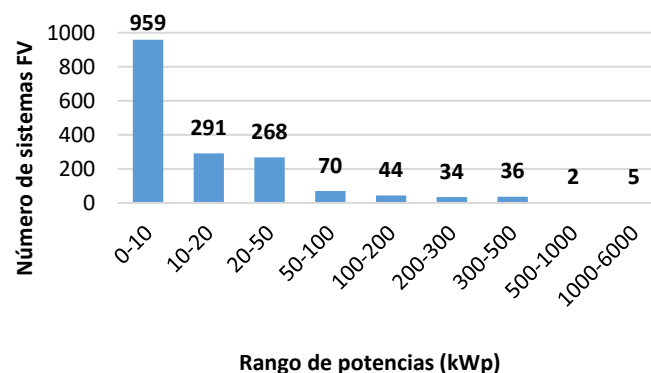


Figura 6. Número de sistemas de GD instalados en Costa Rica y rangos de potencia entre 2015 y 2020 [12].

7.2. Decreto presidencial

Inicialmente, se empleó el esquema de *medición neta sencilla* que permitía que los excedentes de energía generados por los usuarios se depositaran en la red de distribución y pudiesen ser utilizados posteriormente, fomentando el consumo diferido establecido por el Reglamento 39220 del MINAE que resultó de un decreto presidencial [11].

Este reglamento establecía que al menos el 51% de la energía generada debía ser consumida directamente por el productor, mientras que hasta un 49% puede ser depositado en la red para su uso futuro, además de tarifas de interconexión y de acceso a la red de distribución.

Un artículo de investigación estudió un sistema típico de GD bajo las reglas del decreto presidencial. Se encontró que los sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento ofrecían un ahorro considerable en la factura eléctrica, y que la modalidad de medición neta sencilla permitía a los prosumidores compensar el consumo energético mediante la acumulación de la energía excedente [13]. El análisis económico en el estudio mostró que el tiempo de recuperación de la inversión para los sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento era razonable y atractivo bajo el decreto, especialmente para usuarios con consumos residenciales medios y altos. La implementación de sistema de almacenamiento, por otro lado, aunque aumentaba la independencia energética (autoconsumo y autarquía), también incrementa el tiempo de retorno debido a los altos costos iniciales de las baterías lo que los hacía que no fueran factibles.

7.3. Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables

En 2022, se aprobó una nueva ley que permite a los consumidores y productores de energía (prosumidores) vender el exceso de energía a las empresas de servicios públicos, una posibilidad que no existía bajo el decreto presidencial previo. El objetivo de esta nueva ley es *promover y regular* la GD.

Al comparar entre el antiguo decreto y la nueva Ley 10086, se encuentran varias diferencias clave, como la eliminación del límite de acumulación de energía y la introducción de tarifas de inyección de energía (*feed-in tariff*). Mientras que el decreto permitía la acumulación de energía no consumida para ser utilizada posteriormente y limitaba la generación al 49% del total mensual, la nueva ley elimina este límite y permite la venta de energía inyectada a la red [14].

Sin embargo, la nueva ley introduce costos adicionales, como la tarifa de capacidad de generación y el concepto de tarifa de acceso aplicada sobre el consumo natural (energía consumida generada desde el sistema distribuido y desde la red de distribución pública).

Estas diferencias han resultado en menores ahorros y un tiempo de recuperación más largo para los prosumidores en comparación con el decreto anterior, abriendo interrogantes sobre la efectividad en el cambio de política y el cumplimiento de los objetivos establecidos en la regulación actual.

Según Vega et al. (2024) en [15], donde se hace un análisis comparativo entre el decreto presidencial previo y la nueva Ley 10086, con el fin de evaluar su impacto en los prosumidores residenciales. Se demostró que, para un sistema fotovoltaico sin almacenamiento de energía, los prosumidores con un consumo mensual promedio de 250 kWh experimentaron una reducción de su factura energética de hasta un 70.5% bajo el decreto anterior, mientras que, con la nueva ley, los ahorros fueron de 30.9%. De manera similar, la incorporación de un sistema de baterías incrementó los ahorros a 80.4% bajo el decreto, pero estos disminuyeron a 49.6% con la nueva ley. Los tiempos de recuperación también se vieron afectados, pasando de 6.6 años con el decreto a más de 15 años con la nueva regulación para un sistema sin baterías.

Las tarifas de acceso y la falta de un precio competitivo para la venta de energía inyectada a la red han contribuido a que los prosumidores enfrenten menores ahorros y tiempos de recuperación

más largos. Para mejorar la efectividad de la regulación y fomentar la adopción de tecnologías de generación distribuida, se sugiere revisar la ley y ajustar aspectos como la tarifa de inyección y los costos de acceso, con el fin de proporcionar un incentivo económico más sólido y equilibrado.

8 . Conclusión

Costa Rica ha logrado consolidar un sistema energético basado en fuentes renovables, manteniendo una generación eléctrica superior al 98% proveniente de energías limpias durante la última década. Sin embargo, la transición hacia un modelo de GD que potencie el autoconsumo y fomente la independencia energética enfrenta desafíos significativos, especialmente a raíz de los cambios regulatorios introducidos por la Ley 10086 en 2022. Mientras que el decreto presidencial proporcionaba un marco más favorable para los prosumidores, permitiendo ahorros mayores y tiempos de retorno de inversión atractivos, la nueva ley ha resultado en condiciones menos ventajosas debido a la introducción de tarifas de capacidad y acceso para el sector residencial, así como a un menor reconocimiento económico del excedente de energía inyectada a la red.

El análisis comparativo entre ambas normativas muestra que la Ley 10 086, aunque permite la venta de excedentes de energía, impone condiciones que reducen los beneficios económicos y alargan el tiempo de recuperación de la inversión, impactando negativamente la adopción de sistemas de GD. Para fomentar de manera efectiva el desarrollo de la generación distribuida y cumplir con los objetivos de descarbonización, es fundamental que la regulación actual sea revisada. Ajustes en las tarifas de inyección y una reconsideración de los costos de acceso podrían proporcionar mejores incentivos para los prosumidores.

9 . Referencias

- [1]. "Plan de expansión de la generación eléctrica 2018-2034," ICE, 2019.
- [2]. "Plan de expansión de la generación eléctrica 2022-2040," ICE, 2023. Accessed: Jul. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/741c8397-09f0-4109-a444-bed598cb7440/PEG+2022-2040+versi%C3%B3n+final.pdf?MOD=AJPERES&CVID=oLTHPgv>
- [3]. Monge-Figueroa, Cristian, Rojas-Rojas, Felipe, Arauz-Centeno, Marco, Obando-Vargas, Gustavo, and Alfaro-Alfaro, Eduardo, "Plan de expansión de la transmisión 2019-2029," ICE, 2019.
- [4]. "Costa Rica - Countries & Regions," IEA. Accessed: Jul. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/costa-rica/energy-mix>
- [5]. Rodríguez-Echandi, Carlos, "Informe de labores 2020," MINAE, 2020.
- [6]. R. Espinasa, L. Balza, C. Hinestrosa, C. Sucre, and F. Anaya, "Dossier energético: Costa Rica," Inter-American Development Bank, 2013. doi: 10.18235/0000588.
- [7]. José Rivas Mora, Kenneth Lobo Méndez, "Índice de cobertura eléctrica nacional 2022," ICE.
- [8]. Salvador López Alfaro, "Informe de atención de la demanda y producción de energía con fuentes renovables 2021," ICE, 2021. [Online]. Available: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
- [9]. "Informe Anual 2019," ICE, 2019.
- [10]. "Informe de evaluación de la calidad del suministro eléctrico Sector Distribución 2019," ARESEP, 2019.
- [11]. MINAE, "Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla." Accessed: Jul. 22, 2024. [Online]. Available: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?nValor1=1&nValor2=80310
- [12]. "Estadísticas de Generación Distribuida," Dirección de Energía MINAE, 2022.
- [13]. V. Vega Garita, M. I. Blanco, and A. Pérez, "Análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía para clientes con tarifa residencial en Costa Rica," Ingeniería, vol. 33, no. 2, pp. 17–41, Mar. 2023, doi: 10.15517/ri.v33i2.51818.
- [14]. Asamblea Legislativa, "Ley 10086 Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables." Accessed: Jul. 22, 2024. [Online]. Available: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064
- [15]. V. Vega, D. Carranza, and O. Nunez, "Distributed Generation in Costa Rica: how do regulation changes move the numbers in the residential sector?," presented at the Central America and Panama Convention (CONCAPAN XLII), San Jose: IEEE, 2024.

Matriz energética y normativa de las energías renovables en Bolivia

Félix Rustan Roca Subirana^{1,*}, Renán Jorge Orellana Lafuente^{2,*} y Walter Serbio Canedo Espinoza^{3,*}

¹ Mechanical Engineering Department, Facultad de Ciencias y Tecnología, Universidad Mayor de San Simón, Campus UMSS s/n, Sucre Street, Edificio Central, Cochabamba, Bolivia

² Electrical Engineering Department, Facultad de Ciencias y Tecnología, Universidad Mayor de San Simón, Campus UMSS s/n, Sucre Street, Edificio Elektro, Cochabamba, Bolivia

³ Mechanical Engineering Department, Facultad de Ciencias y Tecnología, Universidad Mayor de San Simón, Campus UMSS s/n, Sucre Street, Edificio Central, Cochabamba, Bolivia

* Correspondence: rustanroca.s@fcyt.umss.edu.bo (F.R.R.S); renanorellana@gmx.com (R.J.O.L.); waltercanedo.e@fcyt.umss.edu.bo (W.C.E.)

1. Resumen

Bolivia ha desarrollado temas de regulación y uso de tecnologías los cuales han permitido avanzar en un camino hacia una transición energética justa, mediante el uso de fuentes no convencionales de energía con incorporación a los sistemas de potencia, con una experiencia única en Iberoamérica al tener en funcionamiento sistemas fotovoltaicos a 4000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.). Nuestro país hasta el momento tiene autosostenibilidad energética con generación termoeléctrica en base a gas natural en un 70%, con generación hidroeléctrica con un 20% y con fuentes renovables, incluyendo eólica, en un 8%, respecto a la capacidad de potencia instalada de 3,6 Gigavatios (GW) en total. La instalación de sistemas fotovoltaicos en el área rural ha sido impulsada años anteriores a diferencia del área urbana en las ciudades más pobladas, excepto en ciertos parques solares de la empresa privada. En Bolivia, la Ley 1604 norma las actividades de la industria eléctrica y establece los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional, el Decreto Supremo N° 28567 como Reglamento de Electrificación Rural, es el único que de manera explícita define el uso de las energías renovables, aunque sí se cuenta adicionalmente con planes específicos para su crecimiento paulatino.

2. Abstract

Bolivia has developed regulatory and technological developments that have enabled progress toward a just energy transition through the use of non-conventional energy sources incorporated into power systems. Bolivia has a unique experience in Latin America, operating photovoltaic systems at 4,000 meters above sea level (m.a.s.l.). To date, our country has achieved energy self-sufficiency, with 70% of its natural gas-based thermoelectric generation, 20% of its hydroelectric generation, and 8% of its renewable sources, including wind power, with an installed capacity of 3.6 Gigawatts (GW). The installation of photovoltaic systems in rural areas has been promoted in recent years, unlike in urban areas in the most populated cities, except for certain private solar parks. In Bolivia, Law 1604 regulates the activities of the electricity industry and establishes the principles for setting electricity prices and tariffs throughout the national territory. Supreme Decree No. 28567, the Rural Electrification Regulation, is the only one that explicitly defines the use of renewable energy, although there are additionally specific plans for their gradual growth.

3. Matriz Energética en Bolivia

Las fuentes de información utilizadas para describir la situación actual energética son las principales instituciones públicas de Bolivia relacionadas con el tema.

- Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) con sus 5 viceministerios:
 1. Exploración y explotación de recursos energéticos.
 2. Industrialización, comercialización, transporte, y almacenaje de hidrocarburos.
 3. Planificación del desarrollo energético.
 4. Electricidad y energías renovables.
 5. Energías alternativas.
- Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

- La Cámara Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
- La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

Se recopilan datos de publicaciones de estas entidades del sector eléctrico boliviano, como son:

Normativa del sector eléctrico boliviano, resoluciones ministeriales del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) de proyectos de energías renovables y normas operativas del CNDC, resoluciones de la AETN de generación eléctrica en base a energías renovables y balances anuales de ENDE y YPFB.

El suministro de energía eléctrica en Bolivia es sostenible, debido a que la oferta es superior a la demanda energética con una relación de 2:1 aproximadamente, tal como se muestra en la Tabla I como la capacidad efectiva en Megavatios (MW) de generación eléctrica, que se obtiene de la CNDC.

Tabla I. Capacidad Efectiva de Generación Eléctrica en Bolivia, enero 2025. [1]

Empresa	Centrales	Nº Unidades	Capacidad Efectiva MW	Participación porcentual
Hidroeléctricas				
HIDROBOL	Sistema Taquesi	2	89,19	2%
SYNERGIA	Central Kanata	1	7,54	0%
ENDE CORANI	Sistema Corani	14	280,36	8%
COBEE	Sistema Miguillas	9	21,11	1%
	Sistema Zongo	21	188,04	5%
SDB	Central Quehata	2	1,97	0%
ENDE	Sistema San Jacinto	2	7,6	0%
GUARACACHI				
ENDE	Sistema Misicuni	3	120	3%
	Total		715,81	
Eólicas				
ENDE CORANI	Eólica Qollpana	10	27	1%
ENDE	Eólica Warnes	4	14,4	0%
	Eólica San Julián	11	39,6	1%
	Eólica El Dorado	15	54	1%
	Total		135	
Solares				
ENDE	Solar Yunchará	2	5	0%
GUARACACHI				
	Solar Uyuni	21	60,06	2%
ENDE	Solar Oruro	38	100,02	3%
TOTAL	Total		165,08	
Termoeléctricas				
ENDE	Guaracachi	8	345,95	10%
GUARACACHI				
	Santa Cruz	2	41,95	1%
	San Buenaventura (Biomasa)	1	5	0%
	Unagro (Biomasa)	1	35	1%
	Aranjuez - DF	3	7,56	0%
	Aranjuez - TG	1	18,39	1%
	Aranjuez - MG	6	9,24	0%
ENDE V. HERMOSO	Valle Hermoso	8	116,6	3%
	Carrasco	3	133,36	4%
	El Alto	2	49,95	1%
CHACO ENERGÍAS	Bulo Bulo	3	135,45	4%
GUABIRÁ ENERGÍA	lagsa (Biomasa)	1	5	0%
	Guabirá (Biomasa)	1	21	1%
ENDE ANDINA	Entre Rios	13	526,77	15%
	Del Sur	12	505,83	14%
	Warnes	13	570,57	16%
ENDE	Moxos	5	5,7	0%
AGUAI ENERGÍA	Aguai (Biomasa)	1	4	0%
	Aguai 2 (Biomasa)	1	58,61	2%
	Total		2595,93	
TOTAL, CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN			3611,82	100%

La Tabla I clasifica el tipo de fuente de energía convencional y renovable, y los datos muestran las empresas generadoras, el nombre de las centrales y los proyectos de generación eléctrica en el

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el número de unidades de cada central.

Así también, muestra la capacidad efectiva de potencia en unidades de MW y la participación porcentual diaria de 3.611,82 MW, que es superior a la demanda diaria promedio de 1700 MW como se muestra en la Figura 1.



Figura 1. Datos Relevantes del CNDC Demanda Energética y Consumo de Energía Diario. [1]

La página Web de la CNDC muestra que la demanda energética del país es de 1752,02 MW y que el consumo diario es de 33110,5 Megavatios hora (MWh).

Tabla II. Empresas Generadoras en el SIN - Gestión 2023. [1]

Nombre de la Empresa Generadora en el SIN Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	Sigla	Capacidad Instalada (MW)
Empresa Eléctrica ENDE CORANI S.A.	ENDE CORANI S.A.	
Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A.	ENDE GUARACACHI S.A.	576,5
ENDE VALLE HERMOSO S.A.	ENDE VALLE HERMOSO S.A.	372,5
ENDE ANDINA Sociedad Anónima Mixta	ENDE ANDINA S.A.M.	1577,8
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.	COBEE	213,1
Compañía Eléctrica Central Bulo S.A.	CECBB	152,8
Empresa Río Eléctrico S.A.	RIOELEC S.A.	19,8
Hidroeléctrica Boliviana S.A.	HB	94,4
Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A	SYNERGIA S.A.	7,6
Guabirá Energía S.A. GESA	GESA	25
Servicios de Desarrollo de Bolivia	S.A. SDB	2,2
AGUAÍ S.A.	AGUAÍ S.A.	59,3
Empresa Nacional de Electricidad	ENDE	372,5
	Total, Capacidad Instalada	3787

4 . Bolivia Proyecta Expansión del SIN con Energías Renovables

Santa Cruz de la Sierra fue la sede del “Foro de Transición Energética Bolivia 2050” que se desarrolló el 27 y 28 de junio de 2024, un espacio de diálogo entre los actores del sector energético del ámbito público, privado y 25 expertos y especialistas internacionales, además, de la participación clave de organismos internacionales que apoyaron y acompañaron en este proceso de construcción participativa.

Durante dos días los más de 400 asistentes de diferentes sectores de la sociedad boliviana, concentraron su atención en la necesidad de acelerar el proceso de transición de energía fósil a la energía limpia, eficiente, resiliente, accesible y sustentable, para ello, escuchamos propuestas y experiencias para incorporarlas al plan nacional de transición energética que, además, plantea el desafío de planificar una hoja de ruta de aplicación para los próximos 25 años para garantizar el desarrollo del país.

ENDE Corporación [3], en una publicación de la revista “Matriz Energética” de Julio / agosto 2024, menciona durante el “Foro Transición Energética Bolivia 2050”, un plan de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con fuentes de energía renovable hasta alcanzar un 75%, a fin de ampliar la cobertura del servicio a la población y generar la transición energética.

El plan contempla duplicar la actual oferta de capacidad de generación de energía de 3.641 megavatios (MW) a 6.773 (MW) en 2033, y para el año 2050, llegar a 8.211 (MW), incrementando las fuentes hidroeléctricas, energía solar, eólicas, geotermia y biomasa.

El ejecutivo de ENDE destacó: “El ambicioso plan que tenemos para el 2.050 es llegar a 2.755 megavatios de instalaciones hidroeléctricas, en solar 1.726 megavatios, en eólicas 1.027, en geotérmica 100 megavatios, en biomasa llegaría a 135, la termoeléctrica llegaría a 2.468 megavatios”, detalló, en el panel sobre Energías Renovables.

5 . Proyectos de Generación Renovable en Bolivia

De acuerdo a información del CNDC y AETN, al año 2.023, 3 tipos de energías renovables fueron incorporadas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), es decir: Biomasa o quema de bagazo de caña, a través de las centrales de las empresas Guabirá Energía (GBE) -21 MW-, la central de vapor del ingenio azucarero de propiedad de la empresa UNAGRO S.A. – 6 MW –, la Energía Eólica implementada por la empresa CORANI que opera los Parques Eólicos: Qollpana (10 aerogeneradores), San Julián (11 aerogeneradores), El Dorado (15 aerogeneradores) y Warnes (4 aerogeneradores) compuestos de un total de 40 aerogeneradores y la energía solar fotovoltaica con 3 plantas ubicadas en Yunchará (5 MW), Uyuni (60 MW) y Oruro (50 MW) con una potencia instalada de 115 MW. Si bien el año 2014 se implementó la planta solar de Cobija con una potencia de 5 MW, la misma no es parte del SIN, ya que pertenece al sistema aislado de Cobija.

La participación de las energías renovables en el MEM es poco significativa, respecto a las fuentes energéticas convencionales como la hidroelectricidad (a gran escala) y la termoelectricidad (en base a gas natural principalmente).

La capacidad de generación según el comité de despacho de descarga de Bolivia hasta inicio del 2.024, alcanzó a 3.631,10 MW; de los cuales 734,85 MW corresponden a centrales hidroeléctricas, 2.596,17 MW a centrales termoeléctrica y 135,00 MW corresponden a las centrales eólicas, como se muestra en la Figura 2.

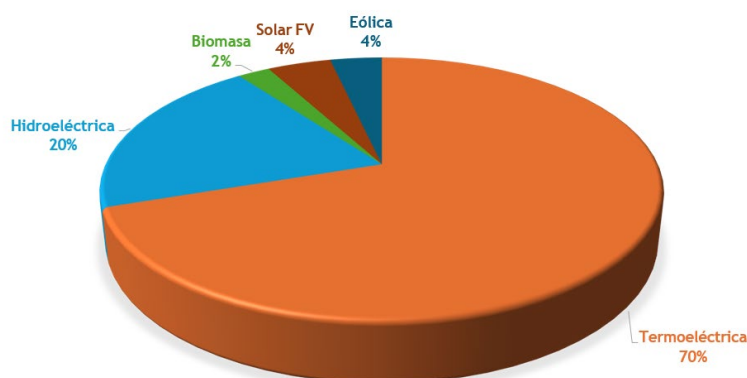


Figura 2. Capacidad de Generación en el SIN a inicio del 2024 [1]

En el año 2022, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 8.334,8 GWh; la producción hidroeléctrica participó con el 29,3 % del total, la producción termoeléctrica con 69,6 %, la producción eólica con el 0,1 % y la biomasa con el 0,9 %.

Tabla III: Inyecciones de energía al SIN por tipo de central (GWh) – 2022. [2]

Empresa	Hidroeléctricas	Termoeléctricas		E. Alternativas	
		Gas Natural	Diésel	Biomasa	Eólica
CECBB		600,3			
COBEE	1.050,7	30,0			
CORANI	937,7				11,5
EGSA	4,0	1980,2	2,6	16,9	
ERESA	77,6				
EVH		1069,8			
ENDE ANDINA		2035,4			
ENDE			86,5		
GBE				62,1	
HB	343,7				
SDB	8,3				
SYNERGIA	17,6				
Total, SIN	2439,6	5715,7	89,1	79,0	11,5

Por tanto, hasta el año 2022, las fuentes energéticas renovables en el MEM eran la Biomasa (27 MW), la Eólica (100 MW) y la solar fotovoltaica (165 MW), con una participación de 12% en la capacidad instalada total del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

6 . Proyectos de Generación Renovable en el MEM en Construcción o Estudio

A partir de la constitución del año 2.009, el sector eléctrico boliviano ha volcado su mirada hacia las fuentes energéticas renovables, ello se puede observar en los diferentes planes del sector, que han incluido proyectos de energías renovables para el MEM.

La primera referencia es el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025, aprobado mediante Resolución Ministerial MHE 050-2014 de 14 de marzo de 2.014, donde se presenta un listado de proyectos de energías renovables (Eólicos, de Biomasa, Geotérmica y Fotovoltaica) que totalizan una potencia de 183 MW. Posteriormente, mediante resolución ministerial N° 045-2016 de 21 de marzo de 2.016, se modificó el primer listado de proyectos de energías renovables, hasta alcanzar una potencia instalada de 273 MW, en este caso se incluye la central fotovoltaica de Cobija (MW) que no pertenece al SIN.

La referencia más amplia de inclusión de proyectos de energías renovables en el MEM, se encuentra en el Plan de Desarrollo Económico y Social, PDES 2016 – 2020, aprobado mediante Ley N°

786 del 09 de marzo de 2.016, el cual presenta los proyectos listados en la Tabla III, con una potencia instalada de 411 MW.

Tabla IV: Proyectos de energías renovables considerados en el PDES 2016-2020 [3]

Proyecto	Tecnología	Departamento	Potencia (MW)
San Buenaventura	Biomasa	La Paz	10
Cobija ¹⁶	Biomasa	Pando	20
Riberalta ⁴	Biomasa	Beni	20
Qollpana	Eólica	Cochabamba	36
Warnes	Eólica	Santa Cruz	20
La Ventolera	Eólica	Santa Cruz	20
San Julián	Eólica	Santa Cruz	30
El Dorado	Eólica	Santa Cruz	30
Oruro	Solar	Oruro	100
Yunchara	Solar	Tarija	5
Uyuni - Colcha K	Solar	Potosí	60
Riberalta – Guayaramerin ⁴	Solar	Beni	5
Laguna Colorada	Geotérmica	Potosí	55
Total			411

De los proyectos antes mostrados, algunos se encuentran en ejecución y otros ya fueron implementados y se encuentran en operación:

- La Planta Solar de Cobija tiene una potencia fotovoltaica de 5,2 MWp (Megavatios pico), entró en operación en diciembre de 2.014 y completó sus funcionalidades en junio de 2.015, trabajando en paralelo con una planta diésel preexistente en la ciudad con una potencia de alrededor de 10 MW. A nivel mundial, es uno de los mayores proyectos de generación híbrida (fotovoltaico – diésel).
- El proyecto Qollpana Fase II, inaugurado el 10 de septiembre de 2.016, cuenta con 8 nuevos aerogeneradores, con una potencia unitaria de 3 MW, instalados con una inversión de 64.5 millones de dólares. Actualmente, junto con el parque eólico inicial de 3 MW, aporta 27 MW al SIN
- Desde octubre de 2015, la Empresa Azucarera San Buenaventura (EASBA), junto con el inicio de la producción de azúcar, comenzó las pruebas de inyección de energía eléctrica al SIN, de 3 a 5 MW en su etapa de prueba. Sin embargo, la proyección es alcanzar los 30 MW cuando la planta comience su producción comercial, de los cuales 15 MW serán para el funcionamiento de EASBA y 15 MW para inyectar al SIN.
- El 9 de noviembre de 2.016 se realizó la firma del contrato para la construcción de las Plantas Solares Fotovoltaicas de Uyuni (Potosí) y Yunchará (Tarija), entre la empresa ENDE Guaracachi y el Consorcio boliviano-español: EMIAS – ELECNOR. El proyecto incluye la ingeniería de detalle, suministro, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de la Planta Solar Uyuni – Potosí (60 MW) y Planta Solar Yunchará – Tarija (5 MW), con un monto total adjudicado de 70,5 millones de dólares.
- En febrero de 2.016, el Gobierno de Bolivia firmó el convenio de financiamiento de la Planta Solar Oruro (50 MW) con la Agencia Francesa para el Desarrollo (AFD). El financiamiento alcanza a 95,7 millones de dólares, de los cuales 65,5 millones corresponden al financiamiento francés, 10 millones a una donación de la Unión Europea y 19,5 millones a un aporte de ENDE.
- Según información de ENDE, desde septiembre se han estado realizando estudios a diseño final de varios parques eólicos:
 - Parque Eólico Warnes, en el municipio de Warnes (Santa Cruz), por la empresa Barlovento Recursos Naturales.
 - Parque Eólico San Julián, en el municipio de Cotoca (Santa Cruz), por la Asociación Accidental Ventus - San Joaquín.
 - Parque Eólico El Dorado, en el municipio de Cabezas (Santa Cruz), por la Asociación

¹⁶ Cobija y Riberalta son sistemas aislados y no son parte del SIN.

Accidental Ghenova Ingeniería Sucursal Bolivia Ltda., Ghenova Ingeniería S.L. e Ingenierías Aplicadas S.R.L.

- La Empresa Eléctrica CORANI S.A. está realizando los estudios TESA a diseño final de los Parques Eólicos: La Ventolera, municipio Uriondo (Tarija), y la tercera fase del Parque Eólico Qollpana, municipio Pocona (Cochabamba).
- Finalmente, el Proyecto Geotérmico Laguna Colorada, ejecutado por ENDE Matriz, tiene como objetivo la construcción y puesta en operación de una planta de 100 MW de potencia, financiada por la Cooperación Internacional del Japón (JICA).

Como se puede observar, los proyectos de generación eléctrica a partir de energías renovables en el país son ejecutados exclusivamente por el estado, a través de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y sus subsidiarias (Corani en energía eólica y Guaracachi en los proyectos fotovoltaicos).

7 . Análisis de la Normativa Eléctrica Boliviana y la Generación Renovable

7.1. Constitución Política del Estado (7 de febrero de 2.009)

En el capítulo sexto referido a energía, artículo 379, sobre las energías renovables o alternativas indica: *“El Estado desarrollará y promoverá la investigación y el uso de nuevas formas de producción de **energías alternativas**, compatibles con la conservación del ambiente.”*

Es la referencia más importante de la carta magna sobre la promoción de este tipo de energías, constituyéndose en la base para el planteamiento de políticas y planes del sector donde efectivamente se vienen considerando las energías renovables.

Por su parte el artículo 378, establece que es facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transporte y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales, con participación y control social.

Según el decreto Supremo 4477 (2.021), regula la generación distribuida, permitiendo a los propietarios de sistemas de energía renovable inyectar su excedente de energía a la red de distribución. Establece condiciones generales para la instalación y conexión de estos sistemas, y define los mecanismos de retribución por la energía inyectada.

7.2. Ley 1604 de Electricidad (21 de diciembre de 1.994)

A pesar de ser un instrumento normativo antiguo (1.994), dado que no se ha elaborado una nueva Ley de Electricidad, la misma está vigente a la fecha. La Ley 1.604 norma las actividades de la industria eléctrica y establece los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional. La Ley de Electricidad no es explícita respecto a la consideración de las energías renovables, sin embargo, en los siguientes párrafos se analizan algunos artículos que abren paso hacia el desarrollo de éstas.

En el artículo 3 (Principios), inciso a) se establece: *“El principio de **adaptabilidad** promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio.”*

Por otro lado, el artículo 15, donde se establece la desagregación de las empresas del SIN en: generación, transmisión y distribución, debiendo estas dedicarse a una sola de estas actividades, en el inciso d) se abre la posibilidad de que las empresas distribuidoras puedan ser propietarias de instalaciones de generación.

d) Excepcionalmente, y de acuerdo a reglamento, las empresas de distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de Generación, que utilicen y aprovechen recursos naturales renovables, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) del total de su demanda máxima. Esta Generación deberá ser operada de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 16 inciso b) de

la presente ley.

En este caso, de acuerdo con el artículo 16, los operadores de la generación (incluyendo aquellos definidos en el artículo 15) operarán bajo las siguientes condiciones:

- a) *Deberá estar conectado al Sistema Troncal de Interconexión, mediante las respectivas líneas de transmisión, asumiendo los correspondientes costos.*
- b) *Todas las centrales de generación que operen en el Sistema Interconectado Nacional estarán obligadas a cumplir las disposiciones del Comité Nacional de Despacho de Carga. Para este efecto, los Generadores entregarán toda su producción para el Despacho de Carga, declarando la disponibilidad de las centrales de generación.*
- c) *Podrán suscribir contratos de compraventa de electricidad con otros generadores o distribuidores con sujeción a la presente Ley.*

Como ejemplo, un espacio abierto y utilizado para la generación con base a Biomasa, determina que los autoprodutores para obtener una licencia deberán presentar solicitud con la siguiente información:

1. *Identificación del solicitante:*

- a. *documento que acredite identidad del Solicitante; y*
- b. *documento que acredite la personería jurídica del apoderado o representante legal cuando se trate de personas colectivas;*

2. *Descripción y delimitación geográfica del recurso natural renovable, cuando corresponda;*

3. *Descripción de las instalaciones para las que se solicita Licencia;*

4. *Servidumbres requeridas cuando corresponda; y*

5. *Estudio del impacto ambiental aprobado por autoridad competente, cuando corresponda.*

Cumplidos los requisitos antes señalados, en el plazo de veinte (20) Días, el Superintendente mediante Resolución otorgará la correspondiente Licencia.

7.3. Normativa Complementaria

7.3.1. Decreto Supremo Nº 24651 Reglamento del artículo 15 de la Ley de Electricidad

En su artículo 5, indica que las empresas de distribución que deseen ejercer el derecho de excepción previsto en el artículo 15 inciso d) de la Ley de Electricidad, deben:

- a. *Presentar solicitud de licencia provisional a la Superintendencia de Electricidad, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley de Electricidad y sus reglamentos.*
- b. *El contrato de licencia de generación suscrito entre la Superintendencia de Electricidad y la empresa de distribución debe establecer que la potencia instalada en ningún momento podrá exceder el quince por ciento (15%) del total de la demanda máxima de la empresa de distribución en el Sistema Interconectado Nacional.*
- c. *La producción de electricidad, tanto en potencia como energía, no podrá inyectarse al Sistema Interconectado Nacional, salvo condiciones extraordinarias calificadas y dispuestas por el Comité Nacional de Despacho de Carga.*
- d. *La empresa de distribución no podrá realizar subsidios cruzados entre su actividad fundamental de distribución y la excepcional de generación. La empresa de distribución debe llevar a tal efecto contabilidad separada e independiente para la actividad de generación. La distribución de los gastos generales debe ser aprobada por la Superintendencia de Electricidad.*
- e. *Las empresas de distribución no pueden asociarse para conformar una empresa de generación que acumule el quince por ciento (15%) descrito en el inciso d del Artículo 15 de la Ley de Electricidad, por cuanto este es un derecho de propiedad directa de cada una de ellas.*

7.3.2. Decreto Supremo N° 26093 / Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico

En su artículo 12, referido a los contratos de los distribuidores establece:

“Aquellos distribuidores que, en virtud de lo dispuesto en el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad, sean propietarios de instalaciones de Generación, incorporarán la Potencia Firme de sus instalaciones de Generación como parte del 80% indicado en el párrafo anterior. Del total de la energía generada cada hora por el Distribuidor, solamente se reconocerá incorporada en dicho 80%, la que resulta de multiplicar, la fracción que representa la Potencia Firme de las Unidades Generadoras del Distribuidor, respecto de su Potencia de Punta, por el consumo de energía de cada hora.”

“Si la generación del Distribuidor, supera la energía reconocida, el excedente podrá ser vendido en el Mercado Spot; si, por el contrario, la energía generada por el Distribuidor es inferior a la energía reconocida, deberá adquirir el déficit de energía en el Mercado Spot.”

7.3.3. Decreto Supremo N° 28567 / Reglamento de Electrificación Rural

De la normativa del sector eléctrico, es la única que de manera explícita define las energías renovables, estableciendo en su artículo 3 lo siguiente:

“Energías renovables. Son las fuentes energéticas cuyo origen primario no se extingue con su uso y no son contaminantes y que pueden ser utilizadas para la generación de electricidad.”

De la misma manera en su artículo 4 de principios se hace referencia a las energías renovables:

“Adecuación y diversificación tecnológica: i) orientando el uso eficiente de los recursos más apropiados considerando las características de abastecimiento y consumo de cada región y las alternativas tecnológicas viables incluyendo las energías renovables y ii) asegurando una provisión energética confiable y de mínimo costo.”

Si bien el Reglamento de Electrificación Rural no incide de forma directa en el objeto del presente análisis de las energías renovables en el MEM, es una muestra de lo que se debería hacer en la normativa futura (Nueva Ley de Electricidad o Ley de Energías Renovables), de incorporar las energías renovables dentro las opciones de generación, considerando sus particularidades, principalmente su intermitencia.

8. Mecanismos de Incentivo a la Generación Eléctrica con Energías Renovables

8.1. Decreto Supremo N° 2048, 2 de julio de 2014

El decreto supremo tiene como objeto el establecimiento de un mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN. Para ello en su artículo 2 define el mecanismo de remuneración:

“La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, conjuntamente a los precios de nodo, aprobará el valor de ajuste por adaptabilidad que se aplicará al precio nodo de energía para retribuir la generación de cada uno de los proyectos de Energías Alternativas valorada al precio aprobado por el ente regulador, en aplicación del principio de adaptabilidad de la Ley N° 1604, de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad.”

“El Comité Nacional de Despacho de Carga, registrará mensualmente las transacciones efectuadas por la generación de electricidad de los proyectos de Energías Alternativas y determinará la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad, la misma que será cubierta por los agentes que conforman la demanda de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista en proporción a su consumo de energía.”

“El balance de los pagos y cobros de la remuneración establecida en el presente Artículo, serán ejecutados coincidentemente con la reliquidación por potencia de punta.”

Asimismo, en el artículo 3 dispone sobre cuentas individuales:

“...la creación de una cuenta individual de Energías Alternativas para cada agente distribuidor, en la que se incluirán los montos destinados a cubrir la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad para el desarrollo de dichas energías...”

Definiendo además los agentes del sector eléctrico que viabilizan el cumplimiento del Decreto Supremo:

“La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en forma semestral mediante Resolución Administrativa, determinará para los distribuidores los factores de Energías Alternativas que serán aplicados en forma conjunta a los factores de estabilización.

“El Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante Resolución Ministerial, reglamentará los criterios para la aplicación de los factores de Energías Alternativas.”

En el artículo único de la disposición adicional del decreto se establece que:

“El Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante Resolución Ministerial, aprobará los proyectos de generación de electricidad a partir de Energías Alternativas para el Sistema Interconectado Nacional, que sean sujetos al mecanismo de remuneración establecido en el presente Decreto Supremo, conforme a la planificación sectorial.”

8.2. Resolución Ministerial (MHE) Nro 004/2015 de fecha 13 de enero de 2.015.

Mediante esta Resolución Ministerial, se aprobaron los criterios para la aplicación de los factores de energías alternativas y el procedimiento para la presentación de proyectos, evaluación, plazos y aprobación, siendo responsables del cumplimiento de esta resolución: el VMEEA, la AE, el CNDC y las empresas del sector eléctrico. Las directrices aprobadas para la determinación de los factores de energías alternativas fueron las siguientes:

- I. *Las cuentas individuales creadas mediante decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2.014 permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el mercado spot. Estas cuentas individuales en ningún caso deberán tener saldos negativos o factores que en lugar de acumular reduzcan los saldos existentes, por lo tanto, los Factores de Energías Alternativas deberán siempre ser mayores a 1 (uno)*
- II. *Los ingresos que intervienen en los Fondos de Estabilización, como ser: pago de los consumidores no regulados al fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista MEM, consumos domiciliarios mayores a 1000 kWh u otro nivel que sea aprobado por el ente regulador en el marco del decreto Supremo N°1536, subsidios focalizados, diferencia entre los precios de energía spot y de aplicación, y otros ingresos adicionales que pudiesen crearse y/o aplicarse. Considerando también la finalidad de los fondos señalados.*
- III. *La incidencia de los precios de nodo de energía y potencia determinados por el Comité Nacional de Despacho de carga – CNDC en el informe de precios de Nodo. Asimismo, debe considerar los saldos individuales de los fondos de estabilización de distribución y del mercado Mayorista, de manera que se asegure la remuneración para los proyectos con Energías Alternativas.*
- IV. *Las proyecciones y sus resultados deberán contemplar un horizonte de cuatro (4) años, para asegurar que en el corto y mediano plazo las cuentas individuales tengan los fondos necesarios para remunerar los proyectos de Energías Alternativas aprobados por el MHE.*

En base a estos criterios, semestralmente, durante los primeros 10 días calendario de los meses de abril y octubre de cada año, utilizando los resultados del informe de precios de nodo, la AE determinará los impactos tarifarios por cada una de las empresas de distribución del MEM aplicando factores de estabilización y de Energías Alternativas vigentes.

Por otro lado, la Resolución Ministerial también aprobó el contenido mínimo del proyecto de energías alternativas que aplican al mecanismo de remuneración adicional establecido en el DS N° 2048, siendo este:

- i. Introducción*
- ii. Diagnóstico de la situación actual*
 - a. Caracterización*
 - b. Análisis de la demanda y la oferta eléctrica*
 - c. Recurso energético del sitio del proyecto*
- iii. Descripción*
 - a. Objetivos*
 - b. Descripción técnica detallada del proyecto*
 - c. Ubicación, área de intervención (mapas) y poblaciones de influencia.*
 - d. Condiciones topográficas del potencial energético*
 - e. Caminos de acceso existentes o a ser desarrollados*
 - f. Ubicación respecto a la infraestructura existente y nodo más próximo de inyección*
 - g. Ubicación de instalaciones del proyecto*
 - h. Otros*
- iv. Ingeniería del proyecto*
 - a. Unidad Ejecutora y operativa del proyecto*
 - b. Monto de la inversión*
 - c. Indicadores Meta del proyecto*
 - d. Cronograma y plazo de construcción y puesta en marcha*
 - e. Licencia Ambiental*
- v. Evaluación del proyecto*
 - a. Evaluación Socioeconómica*
 - b. Evaluación Financiera*
- vi. Financiamiento*
- vii. Propuesta Económica*
- viii. Conclusiones*
- ix. Anexos*

Una vez presentado el documento del proyecto con el contenido mínimo establecido (arriba), el MHE realiza la revisión general del mismo, pudiendo solicitarse aclaraciones o complementaciones que deber ser resueltas en un plazo máximo de 15 días desde su notificación.

Si el proyecto cumple con el procedimiento descrito en la RM y se encuentra contemplado en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2.005, el MHE emite una resolución Ministerial que aprueba la sujeción del proyecto al DS 2048.

Posteriormente, el proyecto es remitido a la AE para su análisis, donde en función del análisis técnico, económico y financiero, aprobará el valor de ajuste por adaptabilidad que sea aplicable al precio de nodo de energía para retribuir la generación de electricidad por el proyecto, aprobando el precio final que determine en el marco de sus competencias. Los criterios para la determinación del precio de los proyectos de Energías Alternativas de acuerdo al artículo 2 del DS N° 2048 son:

- i. El Proyecto debe estar considerado dentro el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025;*

- ii. *Capacidad Instalada y Efectiva;*
- iii. *Energía Generada y Factor de Planta;*
- iv. *Costo de Inversión;*
- v. *Financiamiento y condiciones del Proyecto;*
- vi. *Costos de operación, mantenimiento y administración;*
- vii. *Depreciación;*
- viii. *Otros costos y razonabilidad del periodo de remuneración del Proyecto.*

El precio aprobado por la AE será anualmente revisado y verificado, observando lo siguiente:

- i. *Energía Generada y Factor de Planta;*
- ii. *Costo de Inversión;*
- iii. *Financiamiento y condiciones del mismo;*
- iv. *Costos de operación, mantenimiento y administración;*
- v. *Depreciación;*
- vi. *Otros costos y razonabilidad de los mismos.*

La RM abre la posibilidad de que otros proyectos no incluidos en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, puedan ser incluidos en el mismo a través de una convocatoria a Expresiones de Interés, de acuerdo con la necesidad de generación eléctrica en el SIN y la disponibilidad de recursos económicos para la remuneración. Para ello el MHE convocará a empresas públicas, privadas y mixtas a presentar expresiones de interés de proyectos de generación eléctrica con Energías Alternativas, estableciendo, la capacidad requerida según la fuente de energía alternativa, la ubicación geográfica, así como un precio máximo de remuneración por MWh y parámetros de evaluación descritos en la misma convocatoria.

De acuerdo con las Expresiones de Interés recibidas por el MHE, y la evaluación de los mismos, el MHE determinará la modificación del PEEP2025 mediante RM, incorporando los nuevos proyectos. Finalmente, el MHE elaborará una lista corta de las mejores propuestas recibidas e invitará a las empresas a presentar proyectos de generación eléctrica con Energías Alternativas, los mismos que serán evaluados considerando el criterio del menor monto de remuneración adicional por MWh ofertado. El proyecto con el menor precio por MWh de remuneración adicional será invitado a proseguir con el procedimiento establecido en la RM.

8.3. Resolución Ministerial MHE 050-2014 de 14 de marzo de 2.014

Esta RM aprobó el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025, que en la parte referida a Energías Alternativas en el SIN indica:

“... se ha previsto la realización de proyectos con energías alternativas, tales como: la central eólica piloto de Qollpana (3 MW) ubicada en el departamento de Cochabamba, generación con biomasa utilizando bagazo en el ingenio azucarero de San Buenaventura (10 MW inyección al SIN) en el departamento de La Paz, el proyecto de Laguna Colorada (100 MW en dos fases) que utilizará energía geotérmica en el departamento de Potosí y el aprovechamiento del potencial eólico mediante el desarrollo de parques de generación eólica (50 MW) en los departamentos de Cochabamba y Santa Cruz, así como la generación con fuente solar en el altiplano boliviano (20 MW). La generación con energías alternativas incorporará al SIN una potencia de 183 MW...”

Incluyendo la siguiente tabla:

Tabla V. Proyectos de Generación con Energías Alternativas, según el del Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025 (Cuadro 25). [1]

Proyecto	Localización	Tecnología	Potencia (MW)
Qollpana	Pocona - Cochabamba	Eólica	27
Parque Eólico*	Santa Cruz y Cochabamba	Eólica	54
San Buenaventura	San Buenaventura- La Paz	Biomasa	10
Laguna Colorada Fase I y II	Laguna Colorada - Potosí	Geotérmica	100
Parque Fotovoltaico**	Cobjija - Pando	Fotovoltaica	
Parque Fotovoltaico*	La Paz - Oruro	Fotovoltaica	100
Total			183

* Proyecto potencial

** Parque Fotovoltaico de 5MWp a ser instalado en el Sistema Norte Amazónico con la finalidad de desplazar parte del diesel subvencionado para la generación eléctrica. Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Empresa Nacional de Electricidad y el Comité Nacional de Despacho de Carga.

8.4. Resolución Ministerial N° 045-2016 de 21 de marzo de 2.016

Esta Resolución modificó y complementó el octavo párrafo y el Cuadro 25 del punto 5.1, (Requerimiento de infraestructura en generación) de la parte 5 del [Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia - 2025](#) aprobado mediante la [Resolución Ministerial N° 050-14](#) de 14 de marzo de 2014, con el siguiente texto:

"Contribuyendo con el cambio de matriz energética, se ha previsto la realización de proyectos con energías alternativas, tales como: la central cólica piloto de Qollpana (3MW) ubicada en el departamento de Cochabamba, generación con biomasa utilizando bagazo en el ingenio azucarero de San Buenaventura (10 MW inyección al SIN) en el departamento de La Paz, el proyecto de Laguna Colorada (100 MW en dos fases) que utilizará energía geotérmica en el departamento de Potosí y el aprovechamiento del potencial eólico mediante el desarrollo de parques de generación eólica (50MW) en los departamentos de Cochabamba y Santa Cruz, así como la generación con fuente solar en el altiplano boliviano (50MW) y el proyecto Planta Solar Uyuni - Potosí (60 MW). La generación con energías alternativas incorporará al SIN una potencia de 273 MW.

Si bien el Decreto Supremo N° 2048 y la Resolución Ministerial N° 004/2015 establecen los mecanismos de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN, las Resoluciones Ministeriales N° 050-2014 y N° 045-2016, limitan la aplicación del mecanismo a los proyectos del Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia - 2025, que son proyectos ejecutados por el estado boliviano a través de ENDE y sus subsidiarias.

9 . Procedimientos Operativos para Incorporar la Generación Eléctrica Renovable en el MEM

En esta sección se analizan las normas operativas vigentes en el sector eléctrico boliviano y deben ser cumplidas por cualquier agente generador, incluyendo aquellos de energías renovables para su conexión al SIN.

9.1. Resolución AE N° 110/2011. Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN con vigencia a partir del 01 de mayo de 2.011

Define el desempeño mínimo como el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones. Está definido por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad y niveles de reserva de las unidades generadoras (incluso si estas son de energías renovables), líneas de transmisión, transformadores, capacitadores y reactores que forman parte del SIN.

9.2. Resolución SSDE N° 123/2001. Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Define las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas y consumidores no regulados para que el CNDC autorice la incorporación al SIN y la operación comercial de nuevas instalaciones.

9.2.1. Requerimientos para la Autorización de Conexión al SIN

Los propietarios de nuevas instalaciones mediante nota deben solicitar al CNDC, la información, estudios y requisitos que, de acuerdo a esta Norma, deberán realizar para poder conectar sus instalaciones al SIN. La presentación de la información y estudios deberá cumplir con los plazos señalados más adelante y será de su responsabilidad que estos sean satisfactorios y suficientes para el CNDC.

La conexión y la operación comercial de nuevas instalaciones en el MEM serán autorizadas por el CNDC una vez que las empresas propietarias de dichas instalaciones hayan cumplido las condiciones que se señalan a continuación:

Hasta un mes antes del inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación que demuestre la compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN y que su operación no afectará negativamente a los niveles de seguridad y confiabilidad del SIN existentes antes de la conexión de las instalaciones. El alcance de la documentación se señala en el Anexo 1 de esta norma.

Hasta un mes antes del inicio de pruebas y primera conexión, suministrar la información básica de las instalaciones nuevas, de acuerdo con el detalle señalado en Anexo 2 de esta norma.

Hasta un mes antes del inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de la protección y de los reguladores de frecuencia y tensión, incluyendo las características técnicas de sus sistemas de protección y su efecto en los sistemas existentes, así como los valores de ajustes de sus relés que hayan sido coordinados con los propietarios de instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones. Los ajustes deben ser presentados en los formularios definidos por la Norma Operativa N°17 "Sistemas de Protecciones".

Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar los medios necesarios para registrar y enviar datos de operación en tiempo real al sistema SCADA utilizado por el CNDC para la coordinación y supervisión del SIN. El alcance y condiciones se determinan en el Anexo 3 de esta Norma.

Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar y probar los equipos de medición comercial de las inyecciones o retiros de energía, de acuerdo con lo especificado en la Norma Operativa N°8 "Sistema de Medición Comercial". Estos equipos deberán ser contrastados con participación de la Unidad Operativa del CNDC.

Hasta 2 días antes del inicio de operación comercial, presentar el informe final de pruebas de recepción de equipo y los parámetros finales de la instalación para fines de operación.

Verificado el cumplimiento de las anteriores condiciones y con base en el informe de supervisión, el CNDC emitirá una autorización expresa, mediante resolución, a la empresa propietaria de las nuevas instalaciones para el inicio de su operación comercial en el Mercado. Dentro de esta resolución, existen otros 4 puntos que dan aclaraciones sobre el efecto de las nuevas instalaciones y también definen las condiciones para sus ingresos en el SIN.

10 .Conclusiones

Producto del análisis realizado, se han identificado 3 mecanismos para la inserción de las energías renovables en el MEM:

1. De acuerdo a lo establecido en el artículo 15, de excepción, de la Ley de Electricidad, las empresas de distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de generación, en base a energías renovables, hasta un quince por ciento (15%) del total de su demanda máxima.

2. La figura de auto productor que ha permitido a empresas como Guabirá Energía, UNAGRO y EASBA incorporar generación eléctrica renovable proveniente de la quema de bagazo de caña al SIN y,
3. Según el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN establecido por el DS N° 2048.

El mecanismo de excepción establecido en la Ley de Electricidad que está dirigido a las empresas distribuidoras, no ha sido usado a la fecha, ninguna distribuidora ha implementado algún proyecto de energías renovables, posiblemente debido a los costos elevado que estas formas de energías presentaban en el pasado, sin embargo considerando la tendencia actual, mostrada en la sección 6 de este documento, se debería analizar de manera particular la posibilidad de incorporar varias centrales solares fotovoltaicas del orden de 1 a 5 MW en la ciudad de Santa Cruz, aprovechando techos de espacios públicos como coliseos, hospitales, supermercado, etc. Esta alternativa, además presenta la ventaja de no requerir de inversiones adicionales en líneas de transmisión, dado que estarían conectadas a las redes existentes. En esta categoría se podría incluir la generación en base a biogás (metano) de las plantas de saneamiento que hay en la ciudad o de granjas pecuarias de la periferia.

El segundo mecanismo, puede ser restringido a los ingenios azucareros que tienen la posibilidad de contar con bagazo de caña. Sin embargo, se podría pensar en este mecanismo en los aserraderos de gran porte que cuentan con desechos que pueden ser quemados, en este caso, se sugiere analizar la posibilidad de incorporar el concepto de cogeneración, que además de producir electricidad permite producir calor o frío, insumos importantes en la industria. A la fecha el único proyecto que ha utilizado el mecanismo establecido en el DS N° 2048 es el Parque Eólico Qollpana, con una remuneración de 56,62 US\$/MWh, que respecto al precio medio de inyección en el nodo Arocagua que es de alrededor de 45 US\$/MWh, significa tener un ingreso 26% superior a la ausencia de este mecanismo de incentivo.

Si bien el DS N° 2048 y las resoluciones ministeriales conexas establecen mecanismos de concurso (llamado a expresiones de interés) similares a las subastas usadas en Brasil y Perú, a la fecha la mayor restricción es que solamente aplican los proyectos incluidos en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025 y que son proyectos ejecutados por el Estado a través de ENDE y sus subsidiarias. El precio actual de la electricidad se constituye en una barrera para una mayor inserción de las energías renovables en el MEM, ello debido al actual subsidio al gas natural que da lugar a una electricidad más barata, con la tendencia actual de reducción de precios de la energía solar fotovoltaica o eólica, posiblemente, en un mercado no subsidiado, estas fuentes de energía lleguen a competir con las fuentes actuales, como ocurre en otros mercados eléctricos sudamericanos.

Las empresas distribuidoras deberían incorporar nuevos conceptos como la “generación distribuida” donde las energías renovables juegan un papel importante, no solo como mecanismo de incremento de la potencia inyectada a la red de distribución, sino también como una forma de reducir las inversiones en nueva infraestructura de distribución (redes y transformadores). Una nueva Ley de Electricidad, que considere las energías renovables, puede ser el espacio favorable en este sentido.

11 .Referencias

- [1]. Fuente: Página Web. Cámara Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
- [2]. Fuente: Memoria Anual 2022, Cámara Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
- [3]. Fuente: Plan de Desarrollo Económico y Social, PDES 2016 – 2020.

Visão geral dos desafios da diversificação energética no sistema elétrico Brasileiro

Pedro H. Peters Barbosa^{1,*}, Walquiria N. Silva¹, Bruno S.M.C. Borba² y Bruno H. Dias^{1,*}

¹ Federal University of Juiz de Fora (UFJF), Graduate Program in Electrical Engineering, Juiz de Fora, 36036-230, Brazil
² Fluminense Federal University (UFF), Graduate Program in Electrical Engineering, Niterói, 24220-900, Brazil

* Correspondence: pedro.peters@estudante.ufjf.br; bruno.dias@uff.br

1. Resumo

O presente trabalho apresenta um resumo do setor energético brasileiro, com enfoque especial para o futuro da geração de energia elétrica, da regulamentação de órgãos e instituições do setor operando no país e perspectivas futuras dos mercados de eletricidade. Os desafios e projetos de desenvolvimento da matriz energética nacional são descritos brevemente e as decisões que moldam o futuro energético do Brasil são amparadas por relatórios oficiais do governo. Nesse contexto, esse trabalho mostra que se espera um aumento considerável da participação de fontes renováveis de energia na matriz brasileira, além de apresentar algumas das consequências e repercussões desse cenário na regulamentação e no mercado do país.

2. Abstract

This work presents an overview of the Brazilian energy sector, with a special focus on the future of electricity generation, the regulation of the sector's organizations and institutions operating in the country and the future prospects of the electricity markets. The challenges and development projects of the national energy matrix are briefly described and the decisions shaping Brazil's energy future are supported by official government reports. In this context, this work shows that a considerable increase in the participation of renewable energy sources in the Brazilian matrix is expected, and presents some of the consequences and repercussions of this scenario on the country's regulations and market.

3. Introdução

Durante as últimas décadas, o desenvolvimento do setor energético de países esteve intimamente atrelado à produção e ao consumo de combustíveis fósseis. Tal realidade pode ser observada em diversos países (EUA, China, Rússia, para citar alguns), entre eles no Brasil. No que diz respeito ao Brasil, vale ressaltar que a participação de fontes renováveis na geração da matriz elétrica brasileira (87.6%) é mais expressiva do que na matriz elétrica desses muitos países [1].

Isso se deve ao fato de ser sistema elétrico brasileiro dependente, majoritariamente, de usinas hidroelétricas para a geração de eletricidade [2]. Contudo, relatórios oficiais do governo indicam que o potencial energético dos recursos hídricos brasileiros já foi extensamente explorado e, conseqüentemente, seriam necessários investimentos em demais tipos de usinas geradoras para atendimento da demanda elétrica futura [3]. Nesse sentido, projeções para a expansão do setor energético nacional apontam para o crescimento considerável da diversidade das tecnologias geradoras na matriz energética brasileira [4].

Deve-se ressaltar, que em consonância com a demanda energética crescente e a necessidade de diversificação das fontes geradoras, existem tendências para o desenvolvimento do setor energético brasileiro que também devem ser consideradas. Tais tendências como a sustentabilidade, a descarbonização e a descentralização, influenciam e direcionam as políticas responsáveis por regular os setores energéticos nacionais [5].

Um exemplo de política internacional que influencia diretamente as tendências atuais de desenvolvimento do setor energético é o Acordo de Paris [6]. Como um dos países signatários do

Acordo, o Brasil se compromete a restringir suas emissões de gases de efeito estufa até 2050. Nesse sentido, em virtude do compromisso internacional e das tendências de desenvolvimento sustentável e descarbonização do setor energético nacional, o Brasil deve aumentar a diversidade da geração do setor elétrico investindo no aumento da participação de fontes renováveis de energia.

Como consequência da diversificação das fontes geradoras do setor elétrico, serão necessárias revisões normativas da operação de novas fontes renováveis e reformas estruturais do mercado de energia. Dessa forma, o setor energético poderá ser reestruturado integralmente de maneira a beneficiar produtores e proteger os direitos dos consumidores.

O objetivo deste capítulo é abordar uma perspectiva geral da atual estruturação do sistema elétrico brasileiro. Primeiramente, será apresentado a matriz elétrica brasileira, discutindo o potencial e os desafios para a diversificação das fontes de energia no Brasil, considerando as tendências globais de sustentabilidade, descarbonização e descentralização. Além disso, este capítulo examinará as principais implicações das políticas energéticas e as projeções futuras para o setor energético nacional.

4 . Matriz Elétrica Brasileira

As usinas hidrelétricas, conforme mencionado previamente, são as principais fontes geradoras do sistema elétrico brasileiro, totalizando 67,3% da geração da energia elétrica no Brasil. Na sequência, as usinas eólicas contribuem com 14,4% do total de energia produzida. As usinas termelétricas, de diferentes combustíveis, totalizam aproximadamente 12% da geração brasileira de energia elétrica, sendo 4.75% termelétricas movidas a biocombustíveis e 3,1% usinas termelétricas movidas a gás natural. Demais tecnologias geradoras como solar e térmicas a óleo, a carvão e nuclear também têm participação na produção da eletricidade brasileira. A Figura 1 mostra os percentuais de participação das principais fontes de geração de energia elétrica no Brasil durante o ano de 2023.

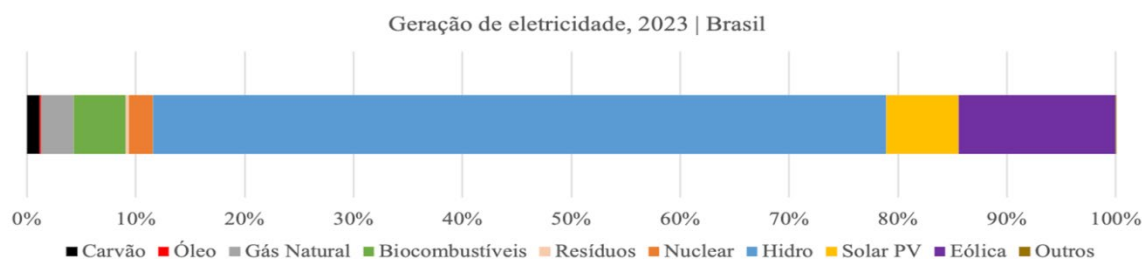


Figura 1. Geração de eletricidade no Brasil durante 2023. Fonte: Adaptado de Operador Nacional do Sistema Elétrico [7].

No gráfico da Figura 1 pode-se observar que, apesar de majoritariamente renovável, cerca de 20% da energia elétrica gerada na matriz brasileira é proveniente de termelétricas. Espera-se uma participação gradualmente menor dos geradores movidos a combustíveis fósseis à medida que usinas antigas são descomissionadas e que novos projetos de geração renováveis são instalados no sistema.

As instituições responsáveis pelo planejamento e operação do sistema elétrico também divulgam relatórios oficiais que contém projeções anuais de curto prazo para a expansão da capacidade de geração no Brasil [7]. A Figura 2 mostra projeções realizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), referentes à expansão da capacidade instalada no setor elétrico entre Julho de 2024 e Dezembro de 2028.

Adicionalmente, relatórios como o Plano Decenal de Expansão de Energia e o Plano Nacional de Energia 2050, ambos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apresentam projeções oficiais de médio e longo prazo para o desenvolvimento do setor energético brasileiro. Esses estudos mostram que a demanda de energia elétrica pode atingir até 172 mil MW médios no ano de 2050, representando um crescimento da demanda de 2,5 vezes em relação ao valor do ano de 2015.

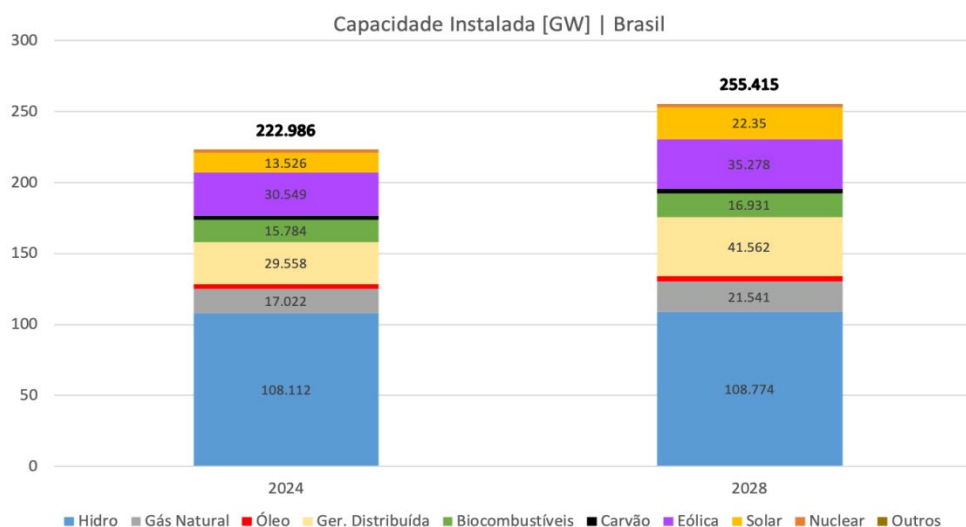


Figura 2. Evolução da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional – Junho 2024 / Dezembro 2028. Fonte: Adaptado de Operador Nacional do Sistema Elétrico [7].

O Brasil deverá aumentar a participação de fontes renováveis variáveis (majoritariamente solar e eólica) para a produção de energia. Entretanto, é importante mencionar que algumas das fontes fósseis ainda estarão presentes na matriz energética brasileira. Apesar da projeção futura até 2050 indicar que suas participações percentuais serão menos expressivas, valores absolutos da geração e consumo de alguns combustíveis fósseis podem ser superiores aos atuais.

A seguir, serão destacadas as principais fontes geradoras de energia no Brasil, com suas principais características e perspectivas futuras.

4.1. Hidráulica

O potencial hidrelétrico estimado no Brasil é de 176 GW, dos quais 108 GW já estão em operação. Os 68 GW restantes fazem parte do potencial inventariado, incluindo os projetos hidrelétricos de usinas menores de 30 MW.

Destaca-se que os estudos realizados no Brasil ao longo dos últimos anos sobre os inventários hidrelétricos das bacias hidrográficas podem não considerar novas condições socioambientais, tecnológicas e orçamentárias do cenário brasileiro atual. Nesse sentido, podem haver discrepâncias entre o valor esperado e o valor real do potencial inventariado.

Uma das principais preocupações relacionadas à exploração do potencial inventariado diz respeito a complexidades da interação entre os recursos hídricos e o uso da terra, o sistema energético e as repercussões climáticas (secas regionais, poluição e contaminação da água) [8]. Um exemplo é a preocupação relacionada a cenários de crises hídricas prolongadas ou não antecipadas caso ocorra um crescimento da dependência de usinas hidrelétricas por parte da matriz energética brasileira. A esse respeito, os países com forte dependência hídrica possuem registros históricos e estudos de medidas preventivas para mitigação das consequências dessas ocorrências, como exemplos a China e a Austrália [9, 10].

Um dos principais desafios para a expansão das hidrelétricas no Brasil deve-se a complexidades e barreiras socioambientais. Destaca-se que a maior parte do potencial inventariado se concentra nas regiões das bacias hidrográficas Amazônica e do Tocantins-Araguaia. A Figura 3 mostra o mapa das bacias hidrográficas brasileiras.

É possível notar pelo mapa que a bacia hidrográfica Amazônica está localizada ao norte (em verde), e a bacia hidrográfica Tocantins-Araguaia está localizada ao centro-norte (em amarelo). Ambas

ainda possuem um considerável potencial hídrico inexplorado, mas se encontram distantes dos grandes centros urbanos consumidores de energia das regiões sudeste, nordeste e sul. Sendo assim, caso tal potencial seja explorado, também serão necessários grandes investimentos nos sistemas de operação, de coordenação e de transmissão de eletricidade.

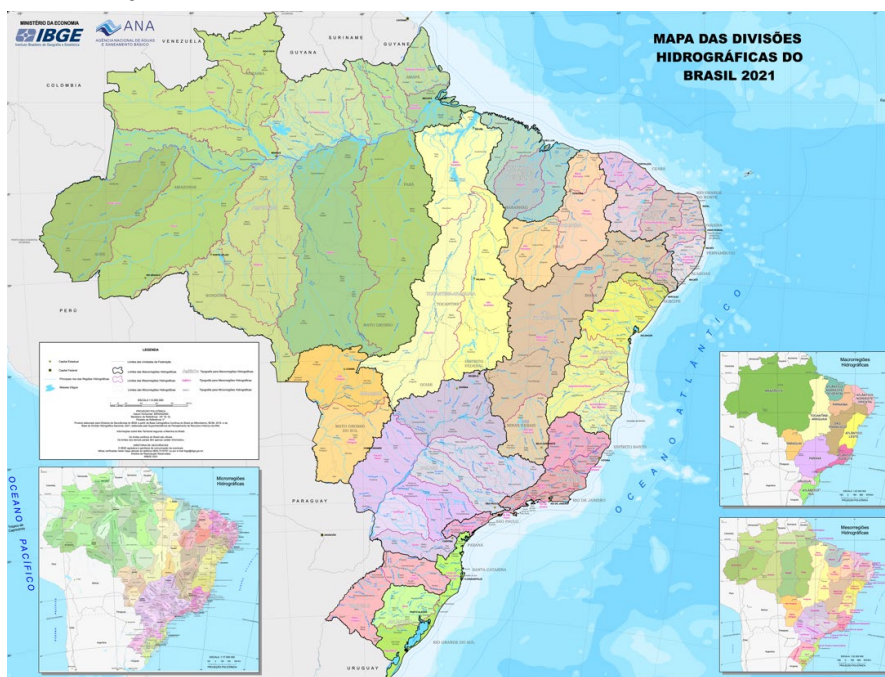


Figura 3. Mapa das bacias hidrográficas brasileiras. Fonte: Extraído do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística [11].

Todavia, foi verificado que 77% do potencial hidrelétrico inventariado se sobrepõe, de alguma forma, a áreas legalmente protegidas do território nacional [4]. A Figura 4 mostra a relação entre o potencial hídrico inventariado e as áreas legalmente protegidas.

Nesse sentido, apesar de haver potencial para expansão das fontes hidrelétricas na matriz brasileira, as barreiras geográficas e as repercussões legais, sociais e ambientais representam gargalos para a execução de grandes projetos relacionados a essa tecnologia.

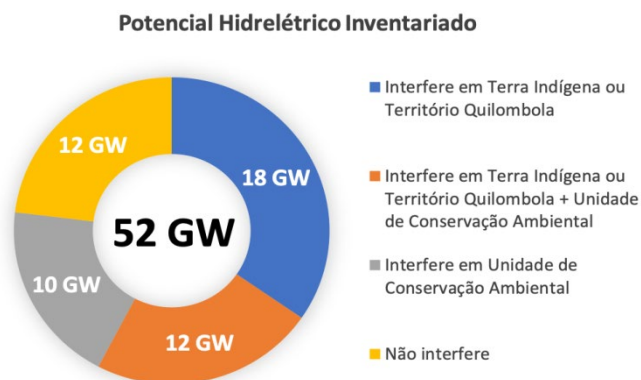


Figura 4. Relação entre potencial hidrelétrico inventariado e áreas de proteção legal. Fonte: Adaptado de Empresa de Pesquisa Energética [4].

4.2. Eólica

As usinas eólicas, uma das fontes de energia renovável que mais cresce no mundo, possuem atualmente grande participação na geração da matriz elétrica brasileira. Dados oficiais de 2024 apontam que, das capacidades instaladas de geração de eletricidade no território nacional, as usinas

eólicas *onshore* são a segunda fonte mais abundante no Brasil, totalizando 30,5 GW. Todavia, é importante notar que os números da geração anual de eletricidade não refletem a realidade da grande capacidade instalada. Isso se dá em função da alta variabilidade e os baixos fatores de capacidade das usinas eólicas.

Mesmo assim, estudos e mapas sobre o potencial eólico no Brasil indicam que ainda há grande potencial inexplorado para geração de energia elétrica nas regiões litorâneas do país, sobretudo na região Nordeste [12]. Ressalta-se, entretanto, que o Brasil não possui usinas eólicas *offshore* em operação até o momento. Apesar do elevado potencial para geração de energia elétrica na costa brasileira, atualmente não há legislação que regule a instalação e operação deste tipo de tecnologia. Esta regulação está em discussão no legislativo brasileiro.

Desta forma, valores de geração eólica anual apresentados nos relatórios do Balanço Energético Nacional são referentes apenas às usinas *onshore* que já se encontram em atividade no país [2]. Por fim, perspectivas futuras para a geração eólica no Brasil denotam sua crescente importância na matriz elétrica até o ano de 2050, em torno de 22% a 33% da capacidade instalada total e de 27% a 40% em termos de energia total [4].

4.3. Solar

A energia solar é outra fonte de energia renovável que atualmente apresenta grande crescimento no Brasil. A robustez tecnológica, aliada aos preços históricos decrescentes e a não emissão de gases estufa durante a operação são características desta tecnologia que falam em favor do crescimento contínuo da capacidade instalada no país. Em contrapartida as usinas solares de produção de energia são caracterizadas por grande variabilidade e estocasticidade durante a geração.

A alta incidência de irradiação solar e sua relativa uniformidade no território brasileiro contribuem para o desenvolvimento de projetos de usinas solares de diferentes escalas. Dessa forma, os projetos de pequena escala como micro e mini usinas solares vêm ganhando tração no cenário energético brasileiro, visto a acessibilidade e facilidade para implementação em áreas urbanas e rurais.

Já as usinas solares de larga escala, que atualmente totalizam cerca de 13,5 GW da capacidade instalada total no Brasil, devem crescer em relevância na matriz elétrica até o ano de 2050. Projeções de futuro indicam que essa tecnologia terá parcela de participação entre 5% e 16% da capacidade instalada total ou de 4% a 12% em termos de energia total até 2050, sem contar a atuação das tecnologias de Geração Distribuída Fotovoltaica, tal como são referidas as pequenas usinas conectadas à rede de distribuição [4].

4.4. Biomassa

A energia oriunda da transformação da biomassa é uma das alternativas mais promissoras para um futuro energético brasileiro sustentável. Isso se dá pois o conteúdo energético da biomassa pode ser transformado e usado na produção de diferentes subprodutos com finalidades diversas.

O aproveitamento energético direto da bioenergia ocorre através da combustão de produtos como a lenha, o bagaço da cana-de-açúcar, a lixívia, o resíduo do setor de papel e celulose, e cascas de arroz. A bioenergia também pode ser aproveitada indiretamente através da transformação da biomassa (cana-de-açúcar, soja e gorduras animais, por exemplo) em biocombustíveis como o etanol, o biodiesel e o biogás.

Apesar da versatilidade da biomassa no setor energético, deve-se considerar que as produções de muitas dessas biomassas são sazonais, sobretudo as do setor agrícola. Dessa forma, seu aproveitamento energético varia de acordo com a oferta das matérias primas. Além disso, deve-se também considerar as interações entre a demanda crescente por biomassa no setor energético e as possíveis consequências relacionadas ao uso da terra e recursos hídricos sobre o meio ambiente, a

agroindústria e a sociedade.

No ano de 2022, a participação da biomassa na produção de energia do setor elétrico foi de 8,1%, e superior a 23% no setor de transportes, alcançando parcela de participação superior a 30% da demanda energética brasileira [1, 4]. As projeções futuras de capacidades instaladas e produção de usinas geradoras movidas a biomassa até 2050 são imprecisas. Tal imprecisão ocorre em função de fatores como a imprevisibilidade de custos de produção, as mudanças climáticas, bem como as interligações do setor energético com a agroindústria e a sociedade, em temas sobre o uso da água e do solo.

4.5. Gás Natural

A participação do gás natural no setor energético brasileiro está em um momento de transição. Até pouco tempo atrás, a empresa Petrobras controlava toda a cadeia do gás natural no território brasileiro. Recentemente, mudanças regulatórias relacionadas ao gás natural levaram à introdução de novas companhias transportadoras, novos agentes importadores, novos acionistas nas companhias distribuidoras e novos produtores na extração do gás.

Historicamente o gás natural complementou a hidroeletricidade durante períodos de escassez hídrica no Brasil. Porém, as projeções futuras até 2050 do uso do gás natural na produção de eletricidade em termelétricas apontam para mudanças. A maior competitividade na cadeia produtiva do gás natural no Brasil pode contribuir para a redução dos custos e, como consequência, para o aumento do consumo deste combustível. Além disso, análises de futuro também indicam o grande potencial das usinas termelétricas a gás natural para substituírem a execução de projetos de usinas hidrelétricas em eventuais cenários de restrições à expansão em função de interferência em áreas protegidas.

Independente do uso final, as projeções oficiais esperam um crescimento da oferta potencial de gás natural de 205 milhões de m³/dia em 2030 para valores entre 340 milhões de m³/dia a 450 milhões de m³/dia em 2050 [4].

4.6. Petróleo

Nos últimos anos, o cenário da exploração e da produção de petróleo no Brasil passou por mudanças, na expectativa de criar um ambiente mais favorável para a atração de investimentos. Atualmente, foram promovidos os leilões de blocos exploratórios de petróleo e as revisões legislativas, entre outros, promovendo o aumento da competitividade e a previsibilidade da atuação dessa fonte de energia na matriz energética nacional.

Segundo projeções oficiais, espera-se que o Brasil extraia em torno de 5,5 milhões de barris de petróleo por dia em 2030. A tendência é de crescimento da produtividade em função da exploração das reservas *offshore* do Pré-Sal em águas profundas, que já é responsável por aproximadamente metade da produção nacional de petróleo e gás natural. Além disso, uma vez atingidos, os patamares de produção anual em 2030 devem ser os mesmos mantidos até 2050 [4].

5 . Diretrizes Regulatórias do Setor Elétrico do Brasil

As diretrizes regulatórias do setor elétrico brasileiro estão em constante evolução, adaptando-se às necessidades de eficiência, competitividade e a qualidade no fornecimento de energia. Este setor é regido por uma complexa rede de regras e regulamentos distribuídos entre diversos instrumentos legais, que abrangem desde a eficiência operacional e a competitividade econômica até a proteção de direitos sociais e ambientais. A gestão dessas diretrizes tem sido desenvolvida com o objetivo de consolidar o setor elétrico, promovendo o planejamento e o desenvolvimento frente às mudanças ocorridas ao longo dos anos em relação à geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica. Esses esforços culminaram em um modelo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), que

busca a estabilidade e o equilíbrio institucional entre o poder público e o setor privado [13].

A organização do SEB busca a diminuição dos custos, soluções para problemas energéticos e mitigação dos riscos quanto ao futuro do mercado de energia elétrica, sendo essencial compreender a sua estrutura organizacional. Atualmente, o SEB está consolidado em uma hierarquia normativa, que segue a seguinte relação: Constituição Federal do País, Leis Ordinárias, Medidas Provisórias, Decretos, Portarias do Ministério de Minas e Energia (MME) e resoluções normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), além das regras de comercialização e procedimentos de rede. Cada nível desta hierarquia possui sua área de competência, garantindo um ordenamento jurídico congruente e eficiente [14]. Ao analisar qualquer ato normativo, é fundamental identificar sua posição nessa hierarquia e como ele se adequa aos regulamentos superiores, conforme ilustrado na Figura 5.

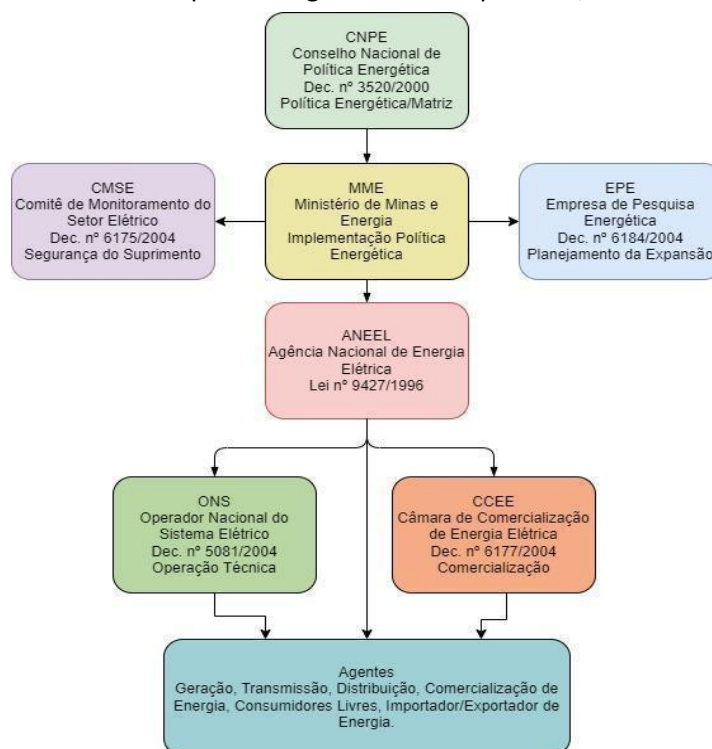


Figura 5. Estrutura Institucional do SEB. Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Na estrutura organizacional apresentada na Figura 5, os diferentes agentes institucionais que compõem o setor elétrico brasileiro desempenham papéis essenciais na formulação, execução e fiscalização das políticas energéticas. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, é responsável pela formulação das políticas e diretrizes de energia, assegurando o suprimento energético do país. O Ministério de Minas e Energia (MME) conduz as políticas públicas energéticas conforme as diretrizes definidas pelo CNPE, sendo responsável pelo planejamento do setor, monitoramento da segurança de suprimentos e ações preventivas em casos de desequilíbrio entre oferta e demanda [15].

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao MME, é uma autarquia de regime especial com autonomia administrativa, financeira, patrimonial e decisória. As principais atribuições incluem regulação, fiscalização, implementação de políticas e diretrizes governamentais para a exploração de energia elétrica e aproveitamento de potenciais hidráulicos, promover licitações para concessões e permissões de serviços públicos de energia, gerir e fiscalizar contratos de concessão, estabelecer tarifas e resolver divergências administrativas entre agentes do setor elétrico e consumidores [15].

Já a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, realiza estudos e pesquisas que

subsidiar o planejamento energético. A EPE presta serviços ao MME para a realização de pesquisas de planejamento do setor energético, incluindo energia elétrica, petróleo, gás natural e fontes alternativas de energia, promovendo suporte para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país, executando estudos de expansão e definição da matriz energética brasileira e expansão do setor elétrico [15].

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é um órgão técnico que gerencia as transações de compra e venda de energia elétrica, enquanto o Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), supervisionando e controlando a geração de energia e a rede básica de transmissão [15]. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), coordenado pelo MME, acompanha a continuidade da segurança de suprimento, sendo composto por representantes do MME, ANEEL, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ONS, EPE e CCEE [16].

Além das instituições reguladoras, os agentes do setor são caracterizados por empresas de geração, operadoras de linhas de transmissão, distribuidoras, comercializadoras de energia elétrica e os consumidores. Os agentes setoriais contribuem para o desenvolvimento e funcionamento do setor elétrico. As geradoras produzem energia a partir de diversas fontes, como hidráulica, eólica, solar, termoelétrica e nuclear. A transmissão de energia leva a eletricidade das geradoras aos centros consumidores, frequentemente distantes das fontes de geração. As empresas de distribuição transportam a energia até os consumidores finais, que podem ser cativos (obrigados a comprar das distribuidoras) ou livres (podendo adquirir energia de qualquer fornecedor) [14].

Além do mercado de energia elétrica, o setor energético brasileiro inclui os mercados de óleo, gás natural e biocombustíveis, abrangendo toda a cadeia produtiva desde a exploração e produção até a distribuição e comercialização. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis é responsável por regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas da indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis, organizando-se como uma autarquia especial com autonomia administrativa, financeira, patrimonial e decisória [16].

As diretrizes regulatórias do setor elétrico brasileiro são essenciais para garantir a segurança, eficiência e competitividade no fornecimento de energia. A evolução contínua dessas diretrizes reflete um esforço de adaptação às demandas emergentes e aos desafios tecnológicos. O Brasil tem investido significativamente na diversificação de sua matriz energética, incorporando fontes renováveis, como a eólica e a solar, para reduzir a dependência de hidrelétricas e mitigar os riscos associados às variações afluentes. Este movimento visa direcionar a transição energética e promover a sustentabilidade ambiental, assegurando a resiliência do sistema elétrico frente às mudanças climáticas e dos regimes hidrológicos e a vulnerabilidade do sistema frente às possíveis alterações de vazões [4].

Além disso, a modernização tecnológica do setor elétrico brasileiro é um ponto central das políticas regulatórias. A introdução de tecnologias como *smart grids* e medidores inteligentes visa aumentar a eficiência operacional, reduzir perdas e melhorar a qualidade do serviço para os consumidores. Para sustentar essa modernização, é fundamental um ambiente regulatório que promova a inovação e a adoção de novas tecnologias, além de uma infraestrutura de financiamento robusta que atraia investimentos tanto públicos quanto privados. A participação ativa da sociedade e dos consumidores nas decisões políticas também é vital, aumentando a transparência e legitimidade das ações regulatórias. A integração regional e a cooperação internacional podem potencializar a segurança energética e a otimização de recursos, consolidando o Brasil como um líder no desenvolvimento de um setor elétrico sustentável e inovador [4, 17].

Portanto, as diretrizes regulatórias do setor elétrico brasileiro devem continuar evoluindo para promover a sustentabilidade, a inovação tecnológica, a participação social, a integração regional e a capacitação profissional, assegurando que o setor esteja preparado para enfrentar os desafios presentes e futuros. Essas ações são fundamentais para atender às demandas de um mercado em

constante transformação, garantindo um fornecimento de energia seguro, eficiente e competitivo.

6 . Mercado de Energia Elétrica no Brasil

O mercado de energia no Brasil é uma parte fundamental da infraestrutura econômica do país, sendo responsável pelo fornecimento de eletricidade para a indústria, o comércio e os consumidores residenciais. O setor elétrico brasileiro é um dos mais complexos e diversificados do mundo, caracterizado pela sua matriz energética predominantemente renovável, com uma grande participação de fontes hidrelétricas, como visto no início deste capítulo. Atualmente, o mercado de energia no Brasil é dividido em dois ambientes distintos de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), também conhecido como mercado cativo, as transações de compra e venda de energia elétrica ocorrem entre os consumidores e as distribuidoras locais. Este ambiente é fortemente regulado pelo Estado, e os consumidores não têm liberdade para escolher seus fornecedores de energia, sendo obrigados a adquirir a eletricidade das distribuidoras que têm a concessão na sua região. A energia elétrica é adquirida pelas distribuidoras por meio de leilões públicos organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [18].

Nos leilões de venda de energia elétrica, são firmados contratos bilaterais entre os geradores e as distribuidoras, com preços definidos pelos menores valores de venda oferecidos por megawatt-hora (MWh). A compra de energia elétrica para o suprimento dos consumidores do ACR é realizada pelos distribuidores locais, que só podem adquirir a energia elétrica da concessionária de distribuição a que estão conectados. As distribuidoras repassam os custos referentes à geração, distribuição e encargos setoriais para os consumidores cativos [19]. Além disso, as tarifas são sujeitas à revisão tarifária anual das distribuidoras, sendo esses custos também repassados aos clientes. Também, no ACR, os consumidores estão sujeitos às bandeiras tarifárias, que refletem a condição de geração de energia no país, podendo aumentar o custo da energia em períodos de escassez hídrica.

Já o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conhecido como mercado livre, foi previsto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que estabeleceu as diretrizes para a comercialização de energia elétrica. Este decreto definiu os critérios para a outorga de concessões de geração de energia elétrica, possibilitando a abertura do mercado de energia [20]. A partir da Lei nº 9.074 de 1995, iniciou-se, efetivamente, a construção de um ambiente regulatório [21]. Este marco regulatório possibilitou aos consumidores a contratação de energia diretamente com fornecedores, após o final dos contratos então vigentes, rompendo com a rigidez do modelo tradicional de tarifas. Nessa ocasião, os consumidores com carga contratada junto à distribuidora local igual ou superior a 10.000 kWh poderiam ter seu fornecimento diretamente negociado com produtores independentes de energia elétrica [22].

O ACL proporciona aos consumidores a liberdade de negociar diretamente com os geradores e comercializadores de energia elétrica. Nesse ambiente, os consumidores podem escolher de quem comprar a energia e negociar os preços e condições contratuais de forma bilateral, sem a necessidade de passar pelas distribuidoras locais. Para participar do ACL, os consumidores devem atender a determinados critérios e estar cadastrados na CCEE. Este mercado é menos regulado em comparação ao ACR, permitindo maior flexibilidade e potencialmente melhores condições comerciais, dependendo das negociações realizadas entre as partes envolvidas [23].

No entanto, o mercado de energia no Brasil vem passando por significativas modificações com as perspectivas propostas pelo Projeto de Lei nº 414/2021 (anteriormente PLS 232/2016). Este projeto de lei visa implementar ações de aprimoramento do modelo regulatório e comercial do setor elétrico, promovendo a expansão do mercado livre de energia [24]. As alterações propostas incluem a revisão

das leis vigentes para permitir maior liberdade de escolha aos consumidores, fomentar a competitividade e eficiência no setor, além de incentivar a utilização de fontes renováveis e práticas de eficiência energética. Com essas mudanças, espera-se que mais consumidores possam negociar diretamente com fornecedores de energia, resultando em melhores condições contratuais e preços mais competitivos, enquanto o setor elétrico se torna mais moderno e sustentável.

Dentro deste contexto, destaca-se a Portaria Normativa Nº 50/GM/MME, que estabeleceu a regulamentação das diretrizes de consumidores de alta tensão, promovendo a maior abertura do mercado desde seu surgimento [25]. A partir de 2024, qualquer unidade consumidora do grupo de A (tensão igual ou superior a 2,3 kV), independentemente de sua demanda contratada, pode participar do ambiente de contratação livre. Os agentes do mercado devem garantir que todos os seus contratos de venda sejam lastreados por contratos de compra ou garantia física de usinas. Além disso, o consumo deve ser respaldado por contratos de compra ou autoprodução de energia. Caso contrário, os agentes estão sujeitos a penalidades.

Antes de 2024, apenas grandes indústrias com demanda contratada superior a 500 kW podiam acessar o Mercado Livre. No entanto, com a liberalização da demanda mínima, a partir de 2024, pequenas indústrias, supermercados, hotéis e hospitais também se tornaram aptos a migrar para o mercado livre, sem necessidade de investimentos iniciais significativos [23]. Este movimento é parte de uma trajetória contínua de abertura do mercado iniciada com a Portaria nº 514/2018 e a Portaria nº 465/2019, que promoveram reduções graduais nos limites de carga para participação no mercado livre [26, 27].

Já para os consumidores de baixa tensão (Grupo B), a abertura do mercado livre ainda está em fase de planejamento. A Portaria nº 690/2022 propôs uma consulta pública para avaliar a viabilidade de permitir que esses consumidores comprem energia de qualquer fornecedor a partir de 2026 para os consumidores comerciais e industriais, e de 2028 para os consumidores residenciais. A proposta visa garantir a sustentabilidade e a competitividade do setor elétrico ao permitir a entrada gradual desses consumidores no mercado livre [28].

Entretanto, a abertura total para o Grupo B ainda requer ajustes regulatórios significativos, conforme destacado em estudos e consultas públicas conduzidas pelo MME e pela ANEEL. Esses ajustes incluem a regulamentação do supridor de última instância, aprimoramentos na comercialização varejista, e separação das atividades de fio e energia [28]. Essas mudanças refletem um esforço contínuo para modernizar o setor elétrico brasileiro, promovendo maior eficiência, competitividade e sustentabilidade, e permitindo que todos os consumidores, independentemente da sua categoria, tenham liberdade de escolha no fornecimento de energia elétrica [29].

As formulações e adequações ao longo dos anos visam uma maior qualidade na entrega da energia e competitividade dos preços. Nesse contexto, o mercado livre de energia tem um papel fundamental, sendo imprescindível a análise da dinâmica de funcionamento de gestão do Ambiente de Contratação Livre (ACL), atrelado às mudanças provenientes da expansão da matriz elétrica por meio da utilização de diferentes fontes renováveis e das transições do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) [30]. A inclusão crescente de fontes de energia renovável, como solar, eólica e biomassa, tem transformado a matriz energética brasileira, contribuindo para uma maior sustentabilidade e segurança no fornecimento de energia [31].

Em linhas gerais, esses projetos vislumbram: a abertura do mercado livre de energia; o fim dos subsídios às fontes incentivadas de energia; a inserção de inovação tecnológica; promover as concessões de geração de energia elétrica; mudar a forma de precificação da energia elétrica, visando o panorama real entre os custos da operação do sistema e os preços da energia; otimização e racionalização dos custos operacionais do setor energético; propostas para resolução do risco hidrológico em virtude das transformações climáticas estruturais e o aumento de demanda energética; e a formação de preços de energia elétrica, entre outras premissas [37].

7 . Mercado de Energia e a Geração Distribuída

A evolução do mercado de energia no Brasil é marcada por importantes regulamentações que visam a modernização e a diversificação do setor elétrico. Dentro deste contexto, também, têm-se a regulamentação da geração distribuída no Brasil, iniciada com a REN n° 482/2012, e consolidada pela Lei 14.300/2022 e pela REN n° 1059/2023. A REN n° 482/2012 estabeleceu as condições gerais para a microgeração e minigeração distribuída, permitindo aos consumidores gerarem sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e injetarem o excedente na rede de distribuição. Esta resolução introduziu o sistema de compensação de energia elétrica, onde a energia excedente gerada é convertida em créditos que podem ser utilizados para abater o consumo futuro, incentivando a adoção de tecnologias de geração distribuída, especialmente solar fotovoltaica [33].

A Lei 14.300/2022 veio consolidar e expandir este arcabouço regulatório, trazendo maior segurança jurídica e previsibilidade para investidores e consumidores. A lei introduziu um novo modelo de tarifação para a energia excedente, diferenciando os custos associados ao uso da rede elétrica e estabelecendo uma transição gradual para esses novos parâmetros [34]. A REN n° 1059/2023 detalha as diretrizes para a implementação da Lei 14.300, especificando os procedimentos e critérios técnicos para a conexão dos sistemas de geração distribuída, o cálculo de créditos de energia e a nova tarifação, entre outras ações [35].

O impacto dessas regulamentações no mercado de energia elétrica é significativo, a descentralização da produção de energia traz vantagens e implicações na operação do mercado, como a redução da dependência das grandes usinas de geração centralizada e das extensas linhas de transmissão, aumentando a eficiência operacional do sistema elétrico ao diminuir as perdas elétricas durante o transporte de energia. Com os consumidores, agora também conhecidos como "prossumidores", produzindo sua própria eletricidade e injetando o excedente na rede, há uma maior diversificação das fontes de energia disponíveis. Isso contribui para um papel mais ativo do consumidor, especialmente o residencial, ao incentivar a eficiência energética e a adoção de fontes renováveis, além de proporcionar uma maior flexibilidade na gestão da demanda e do suprimento de energia elétrica [36].

Além disso, a geração distribuída tem implicações econômicas e técnicas para o setor elétrico. A introdução de prossumidores altera a dinâmica do mercado, requerendo adaptações nas redes de distribuição para lidar com o fluxo de potência reverso, a intermitência e a variabilidade das fontes renováveis. Isso pode resultar em investimentos em tecnologias emergentes, como rede inteligente e em sistemas de armazenamento de energia, sistemas de controle que são essenciais para garantir a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento de eletricidade. A gestão da intermitência das fontes renováveis, a adequação das tarifas de uso da rede elétrica e a implementação de sistemas avançados de gerenciamento de energia são desafios que precisam ser enfrentados para maximizar os benefícios da geração distribuída [37].

Essas transformações se alinham com a abertura progressiva do mercado de energia no Brasil, tanto no ACR quanto no ACL. A inclusão da geração distribuída fortalece a tendência de liberalização do setor, oferecendo maior liberdade e flexibilidade aos consumidores para escolherem seus fornecedores de energia. Esse cenário, impulsionado por uma matriz energética diversificada e predominantemente renovável, está moldando um mercado mais eficiente e resiliente, capaz de enfrentar os desafios do futuro e promover um desenvolvimento sustentável. As políticas e regulamentações em torno da geração distribuída, ao incentivar a inovação e a competitividade, auxiliam na transição do Brasil para um sistema energético mais moderno e robusto [38].

8 . Conclusão

Como visto neste capítulo, a matriz elétrica brasileira que tradicionalmente era considerada

hidrotérmica, têm passado por mudanças nos últimos anos. Tais mudanças buscam reforçar e adequar a matriz elétrica nacional às tendências internacionais de desenvolvimento sustentável, de descentralização e de descarbonização. Nesse sentido, o sistema elétrico brasileiro também deve passar por uma ampla reestruturação dos setores de regulação e de comercialização dos serviços elétricos.

Projeções oficiais mostram que as usinas geradoras renováveis mais atuantes na matriz elétrica brasileira nos próximos anos serão as usinas hidrelétricas, as usinas eólicas e as usinas solares. Além disso, espera-se também um crescimento da atuação da biomassa e do gás natural como combustíveis para as termelétricas, provedoras de serviços de reserva e de inércia para o sistema elétrico durante momentos de variabilidade na produção das fontes renováveis.

As mudanças dos paradigmas na geração e consumo da energia da matriz elétrica nacional devem também ser acompanhadas de atualizações regulatórias para inclusão de novas tecnologias ao sistema. Como exemplo, atualmente o Brasil avalia a legislação necessária para regulamentar a instalação e operação de usinas eólicas *offshore* na matriz elétrica. Outro exemplo diz respeito à maior participação dos consumidores no mercado livre de energia elétrica, principalmente devido ao crescimento da atividade de micro e mini usinas geradoras solar fotovoltaica.

9 . Referências

- [1]. IEA et al., Energy System of Brazil. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/brazil>. 2024.
- [2]. EPE et al., Balanço Energético Nacional – BEN 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>. 2023.
- [3]. EPE et al., Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. 2023.
- [4]. EPE et al., Plano Nacional de Energia – PNE 2050. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. 2020.
- [5]. Ministério do Meio Ambiente et al., Diretrizes para uma estratégia nacional para neutralidade climática. Disponível em: https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/mudanca-do-clima/clima/diretrizes-para-uma-estrategia-nacional-para-neutralidade-climatica_.pdf. 2022.
- [6]. U. N. F. C. Change, Paris Climate Change Conference – November 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/documents/184656>. 2015.
- [7]. ONS et al., O sistema em números – Evolução capacidade instalada. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. 2024.
- [8]. E. P. Ramos et al., Climate, Land, Energy and Water systems interactions – From key concepts to model implementation with OSeMOSYS. Environmental Science Policy, vol. 136, pages 696-716. DOI: 10.1016/j.envsci.2022.07.007. 2022.
- [9]. L. Xiao et al., China’s Hydropower Resources and Development. Sustainability 15, no. 5: 3940. DOI: 10.3390/su15053940. 2023.
- [10]. J. C. Radcliffe et al., The water energy nexus in Australia – The outcome of two crises. Water–Energy Nexus, DOI: 10.1016/j.wen.2018.07.003. 2018.
- [11]. IBGE et al., Divisão Hidrográfica Nacional – DHN250 / Mapa. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/cartas-e-mapas/informacoes-ambientais/31653-bacias-e-divisoes-hidrograficas-do-brasil.html>. 2021.
- [12]. O. A. C. Amarante et al., Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf. 2001.
- [13]. PINTO JUNIOR, Mario Engler; DUTRA, Joisa Campanher (org.). Concessões no setor elétrico brasileiro: evolução e perspectivas. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. Disponível em: https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2022-08/fgv-concessoes-int-1_0.pdf. Acesso em: 07 jul. 2024.
- [14]. MORIGGI, Bruno. Evolução Institucional e Inovações Recentes do setor de energia elétrica Brasileiro: Dilemas da Regulação. 2017. 100 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Faculdade de Ciências e Letras (Campus Araraquara). Orientador: Sebastião Neto Ribeiro Guedes.
- [15]. SILVA, Walquíria do Nascimento; SCHRODER e BRAGA, Luís Gustavo. A evolução do setor elétrico brasileiro e o mercado livre de energia. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – DOCTUM, Unidade Itamar Franco, Juiz de Fora, 2020. Disponível em: <http://hdl.handle.net/123456789/3703>. Acesso em: 07 jul. 2024.
- [16]. FGV. Setor de Regulação Energia. FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (FGV). FGV DIREITO RIO. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://regulacaoemnumeros-direitorio.fgv.br/energia>. Acesso em: 07 jul. 2024
- [17]. LIMA, C. A. F.; GOMES, R. D. M.; MACIEL, A. A. Uso de Novas Tecnologias Digitais Para Medição de Consumo de Energia e Níveis de Eficiência Energética No Brasil—Baseado Nas Experiências Da Alemanha. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit: Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-lanca-estudo-sobre-uso-de-tecnologias->

- digitais-para-medicao-de-niveis-de-eficiencia-energetica/estudo-uso-de-novas-tecnologias-digitais-para-medicao-de-consumo-de-energia-e-niveis-de-eficiencia-energetica-no-brasil.pdf. Acesso em: 07 jul. 2024.
- [18]. FLOREZI, Guilherme. Consumidores livres de energia elétrica: uma visão prática. 2. ed. rev. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, 2009. 158 p. Dissertação (Mestrado).
- [19]. MANTELLI, Fábio. Mateus. Blockchain e smart contracts: transações peer-to-peer para comercialização de energia elétrica de microrredes. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.
- [20]. Brasil. "Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004." Presidência da República, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM Acesso em 07 de julho de 2024.
- [21]. Brasil. "Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995." Presidência da República, 1995. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm . Acesso em 07 de julho de 2024.
- [22]. COPEL. História do Mercado Livre de Energia no Brasil. COPEL Mercado Livre - Comercializadora de Energia Curitiba, PR. Disponível em: <https://copelmercadolivre.com/historia-do-mercado-livre-de-energia-no-brasil/>. Acesso em: 07 jul. 2024.
- [23]. ABRACEEL. Cartilha mercado livre de energia elétrica: um guia básico para quem deseja comprar sua energia elétrica no mercado livre. Associação Brasileira de Comercializadores de Energia. Edição nº 1, Distrito Federal, Brasília, 2023. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-do-Mercado-Livre-de-Energia.pdf>. Acesso em: 07 jul. 2024.
- [24]. Brasil. "Projeto de Lei nº 414, de 2021. PL 414/2021 (Nº Anterior: PLS 232/2016)." Câmara dos Deputados, 2021. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036> . Acesso em 07 de julho de 2024.
- [25]. MME. "Portaria Normativa Nº 50/GM/MME, de 2020." Ministério de Minas e Energia, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf> . Acesso em 07 de julho de 2024.
- [26]. MME. "Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018." Ministério de Minas e Energia, 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria-n-514-2018.pdf/view> . Acesso em 07 de julho de 2024.
- [27]. MME. "Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019." Ministério de Minas e Energia, 2019. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2019465mme.pdf> . Acesso em 07 de julho de 2024.
- [28]. MME. "Portaria nº 690/GM/MME, de 29 de setembro de 2022." Ministério de Minas e Energia, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-n-690-gm-mme-2022.pdf>. Acesso em 07 de julho de 2024.
- [29]. ANEEL. COMERCIALIZAÇÃO. ANEEL aprova norma que aprimora a comercialização varejista a partir da flexibilização dos requisitos de migração para o ACL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprova-norma-que-aprimora-a-comercializacao-varejista-a-partir-da-flexibilizacao-dos-requisitos-de-migracao-para-o-ambiente-de-contratacao-livre> . Acesso em: 07 jul. 2024.
- [30]. CCEE. Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Regras de Comercialização. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2023. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/00%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as_2023.3.1_2023-JAN.pdf/8a25559b-9fa0-4d92-40d3-5938e66c3571 . Acesso em: 07 jul. 2024.
- [31]. EPE. Fontes renováveis atingem 49,1% na matriz energética brasileira. Empresa de Pesquisa Energética. 2023. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/fontes-renovaveis-atingem-49-1-na-matriz-energetica-brasileira#:~:text=Em%202021%2C%20o%20percentual%20de,Minas%20e%20Energia%20\(MME\)](https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/fontes-renovaveis-atingem-49-1-na-matriz-energetica-brasileira#:~:text=Em%202021%2C%20o%20percentual%20de,Minas%20e%20Energia%20(MME)) . Acesso em: 07 jul. 2024.
- [32]. GESEL. O que esperar da modernização do setor elétrico?. Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/dadald1.pdf> . Acesso em: 07 jul. 2024.
- [33]. ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Diário Oficial da União, Brasília, 2012. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida> . Acesso em: 07 jul. 2024.
- [34]. BRASIL. "Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída.Presidência da República." Brasília, 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm Acesso em: 07 jul. 2024.
- [35]. ANEEL. "Resolução Normativa nº 1059, de 07 de fevereiro de 2023." Diário Oficial da União, Brasília, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html> . Acesso em: 07 jul. 2024.
- [36]. SOUSA, Arthur. Descentralização da geração de energia elétrica cria movimento histórico no país. Agência iNFRA, 28 Fev. 2024. Disponível em: <https://agenciainfra.com/blog/descentralizacao-da-geracao-de-energia-eletrica-cria-movimento-historico-no-pais/>. Acesso em: 07 jul. 2024.
- [37]. GESEL. Reflexões sobre impactos da Geração Distribuída no Mercado de Energia Elétrica do Brasil. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/14_tdse_105_vf.pdf. Acesso em: 07 jul. 2024.
- [38]. STABILLE, Caio; MARTINES FILHO, João Gomes. Comportamento do consumidor residencial brasileiro com a futura abertura do mercado livre de energia. O Setor Elétrico, 24 Fev. 2024. Disponível em: <https://www.osestoreletrico.com.br/comportamento-do-consumidor-residencial-brasileiro-com-a-futura-abertura-do-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 07 jul. 2024.

Transición energética en Guatemala: Presente y perspectivas de las energías renovables

Oscar Ernesto Medinilla¹, Héctor Hugo Tzoc², Carlos Alfredo Boj², Juan Carlos Fuentes², Luis Rodolfo Montes¹

¹ Facultad de Agronomía, Universidad de San Carlos de Guatemala, Ciudad Universitaria, 1012, Guatemala, Guatemala
² Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, Ciudad Universitaria, 1012, Guatemala, Guatemala

* Correspondence: oscarm@usac.edu.gt (O.E.M)

1. Resumen

Guatemala adoptó el Acuerdo de París en 2015, comprometiéndose a reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y promover un desarrollo sostenible. Una Comisión Técnica representativa trabaja en la implementación y seguimiento de este compromiso. La matriz energética de Guatemala se compone actualmente de un 53% de energía renovable y el objetivo es alcanzar un 80% de generación a partir de fuentes renovables para el año 2040. Para ello, se están realizando esfuerzos significativos para diversificar y aumentar la participación de estas energías. Guatemala cuenta con un marco legal robusto para promover el desarrollo de energías renovables, incluyendo la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y la Política Energética actualizada para el periodo 2019-2050. El país está implementando proyectos avanzados para ampliar la infraestructura de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Además, se están promoviendo asociaciones público-privadas y se han desarrollado programas de incentivos económicos para fomentar la adopción de tecnologías limpias.

La Ley de Incentivos para la Movilidad Eléctrica busca promover el uso de vehículos eléctricos e híbridos, facilitando su importación y uso a través de exenciones fiscales y programas de financiamiento. La expansión de la red de estaciones de carga es fundamental para el éxito de esta estrategia. Guatemala enfrenta barreras sociales y económicas significativas que afectan la adopción de tecnologías limpias. La falta de financiamiento, educación y conciencia sobre los beneficios de las energías renovables son obstáculos importantes, especialmente en comunidades rurales e indígenas. El desarrollo tecnológico local varía según el sector y la región, con mayores avances en áreas urbanas. La expansión del acceso a Internet y el uso de dispositivos móviles han facilitado el desarrollo de nuevos modelos de negocios basados en tecnología. La transición energética en Guatemala es un camino hacia un sistema más sostenible y equitativo. Involucra esfuerzos conjuntos entre instituciones, empresas privadas y comunidades locales para reducir las emisiones de GEI y promover el uso de energías renovables.

2. Abstract

Guatemala adopted the Paris Agreement in 2015, committing to reduce greenhouse gas (GHG) emissions and promote sustainable development. A representative Technical Commission is working on the implementation and monitoring of this commitment. Guatemala's energy matrix currently consists of 53% renewable energy, with the goal of reaching 80% generation from renewable sources by 2040. Significant efforts are underway to diversify and increase the share of these energy sources. The country has a robust legal framework to promote renewable energy development, including the Law of Incentives for the Development of Renewable Energy Projects and the updated Energy Policy for the 2019-2050 period. Advanced projects are being implemented to expand the infrastructure for the generation, transmission, and distribution of electricity. In addition, public-private partnerships are being promoted, and economic incentive programs have been developed to encourage the adoption of clean technologies.

The Law of Incentives for Electric Mobility aims to promote the use of electric and hybrid vehicles by facilitating their import and use through tax exemptions and financing programs. Expanding the

network of charging stations is essential to the success of this strategy. Guatemala faces significant social and economic barriers that affect the adoption of clean technologies. The lack of financing, education, and awareness about the benefits of renewable energies are major obstacles, especially in rural and indigenous communities. Local technological development varies by sector and region, with greater advances in urban areas. The expansion of Internet access and the use of mobile devices have facilitated the development of new business models based on technology. Guatemala's energy transition represents a pathway toward a more sustainable and equitable system. It involves joint efforts among institutions, private companies, and local communities to reduce GHG emissions and promote the use of renewable energy sources.

3 . Matriz energética, escenarios energéticos, planificación a largo plazo, planes de expansión, reducción de emisiones y desarrollo en cada país (transición energética).

3.1. Contexto en el marco del Cambio climático

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), ratificada por Guatemala en 1995, sentó las bases de los esfuerzos globales para combatir el calentamiento global a través de su propósito “la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI)”. (Comisión Técnica para el Seguimiento al Acuerdo de París, 2016). Después de la entrada en vigor de la CMNUCC, cada año se realiza la Conferencia de las Partes (COP) para examinar la aplicación de la Convención y establecer acciones para lograr la estabilización de las emisiones de GEI. La Vigésimo primera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21), adoptó el Acuerdo de París que plantea acciones específicas que permitan mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5 °C con respecto a los niveles preindustriales. [1]

El Reporte Mundial de Riesgo [2], menciona que la república de Guatemala se ubica entre los primeros diez países con mayor riesgo de desastres a nivel mundial. La gestión de riesgos naturales comprende el análisis de amenazas y vulnerabilidades, las cuales pueden ser de origen natural o antropogénico, asimismo, factores como la ubicación geográfica, geomorfología y geología de Guatemala propician el impacto de amenazas naturales, tales como lluvias intensas, inundaciones, sequías, heladas y sismos, principalmente. Es imprescindible más allá de la comprensión en la dinámica de las amenazas y vulnerabilidades, la interacción de los componentes social, económico y político dentro de la gestión de riesgos naturales. [2]

El Estado de Guatemala como parte de la Conferencia de las Partes, adoptó el Acuerdo de París en diciembre de 2015, el cual fue suscrito por el presidente de la República, el 22 de abril de 2016 y el mismo fue ratificado en el 2017. El Acuerdo de París plantea desafíos significativos de seguimiento para alcanzar sus buenos resultados y acciones. En ese sentido, el Consejo Nacional de Cambio Climático, en la reunión realizada el cuatro de marzo de 2016, decidió establecer una Comisión Técnica representativa para analizar el contenido del Acuerdo, avanzar en el proceso de ratificación y trabajar en aspectos de cooperación y gestión de fondos a nivel internacional en temas de cambio climático y seguimiento al Acuerdo de París. [1]

La Comisión Técnica fue conformada por miembros del Consejo Nacional de Cambio Climático y representantes del sector público: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), Ministerio de Relaciones Exteriores (MINEX), Ministerio de Energía y Minas (MEM), Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación (MAGA), Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONAP); sector académico: Universidad de San Carlos de Guatemala y Universidad del Valle de Guatemala; un representante de la Asociación Nacional de Organizaciones No Gubernamentales de Recursos Naturales y Medio Ambiente (ASOREMA); y representantes del Comité Coordinador de Asociaciones Agrícolas,

Comerciales, Industriales y Financieras (CACIF); con la facilitación de la Secretaría General de Planificación y Programación de la Presidencia (SEGEPLAN). [1]

La importancia del Acuerdo de París radica en que se logró consensuar una meta a través de un esfuerzo global, para mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2 °C y tratar de limitar ese aumento a 1.5 °C respecto a niveles preindustriales; lo cual implica el compromiso y la participación de todas las Partes. [1]

En función de lo anterior, los tres pilares fundamentales de este Acuerdo son:

- a. Mitigación
- b. Adaptación
- c. Financiamiento

Guatemala se comprometió a avanzar en un desarrollo sostenible bajo en emisiones y reducir las amenazas relacionadas al cambio climático conforme a sus responsabilidades comunes pero diferenciadas y las capacidades respectivas a la luz de las diferentes circunstancias nacionales, compromisos incluidos también en los Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS. (Comisión Técnica para el Seguimiento al Acuerdo de París, 2016). El país deberá comunicar sus esfuerzos de adaptación, mitigación, gestión y uso del financiamiento, fortalecimiento de capacidades, transferencia de tecnología y transparencia en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés). [1]

Esto quedó establecido como un compromiso obligatorio, para que sea comunicado de manera progresiva, desde que el Acuerdo entró en vigor, lo cual implica realizar y comunicar su NDC de acuerdo con las características que establezca la Convención. (Comisión Técnica para el Seguimiento al Acuerdo de París, 2016). A partir de los esfuerzos de reducción de emisiones que Guatemala comunique en su NDC podrá acceder a fuentes de financiamiento para lograr la aplicación efectiva del presente Acuerdo. [1]

La Actualización del NDC de Guatemala 2021, consideró 34 metas para el componente de Adaptación en los sectores de: Agricultura y seguridad alimentaria; Zonas marino-costeras; Recursos forestales, ecosistemas y áreas protegidas; Gestión integrada de los recursos hídricos; Salud humana; e Infraestructura; y 10 metas para el componente de Mitigación en los sectores: Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura; Energía; Agricultura; y Residuos. Las metas sectoriales cuentan con responsables institucionales de implementación, y con el apoyo y seguimiento del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales como punto focal nacional. [3]

El país ha realizado importantes aportes a través de la generación de una serie de instrumentos legales, técnicos y de gobernanza fortalecidos a nivel nacional. Ejemplo de ello, son la Política Nacional de Cambio Climático (PNCC), Ley Marco para regular la reducción de la Vulnerabilidad, la Adaptación obligatoria ante los efectos del cambio climático y la Mitigación de gases de efecto invernadero, Decreto 7-2013, el Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC), la Estrategia Nacional de Desarrollo con Bajas Emisiones (ENDBE), Ley de Educación Ambiental, Decreto 38-210 y la Política Nacional de Educación Ambiental de Guatemala, debidamente alineadas con el Plan Nacional de Desarrollo: K'atun Nuestra Guatemala 2032, con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y con la Política General de Gobierno. [3]

Asimismo, cabe destacar el Acuerdo Gubernativo 19-2021, en donde se promueve la protección y conservación de cuencas hidrográficas de la república, haciendo énfasis en aspectos a considerar para el diagnóstico y caracterización, la formulación, implementación, seguimiento y monitoreo del plan de protección de cuencas, mesas técnicas y el comité técnico asesor para cuencas específicas, para lo cual se conformó como ente rector al Viceministerio del Agua, dentro de la estructura organizacional del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. Considerar la cuenca como unidad fundamental de gestión de los recursos naturales, así como la incorporación de todos los actores en la toma de decisiones, es vital para propiciar la conservación y restauración de áreas degradadas con

el fin de preservar o mitigar el impacto al ciclo hidrológico, con lo cual se permita disponer en el espacio y tiempo de recursos para su planificación en el aprovechamiento de generación energética, principalmente con recursos hidráulicos. [4]

Con la finalidad de alcanzar la conservación y sostenibilidad de los recursos naturales en el contexto de cuenca, existen diversos enfoques para su aplicación, los enfoques pueden ser varios, entre los que se encuentran: agua potable, riego, producción de alimentos, generación hidroeléctrica, gestión del riesgo, áreas protegidas y cambio climático. Siendo el agua entonces el recurso natural integrador dentro de la cuenca y los diversos actores que en ella coexisten, se pretende garantizar el uso racional y sostenible de los recursos, que comprende desde el manejo, gestión y cogestión. [5]

Dentro de este contexto y en el ámbito del aprovechamiento de energía con base en fuentes renovables es imprescindible mencionar algunos términos como variabilidad climática, variabilidad hidrológica y cambio climático, mismos que constituyen la base para la comprensión profunda de la dinámica y variabilidad del régimen hidrológico, principalmente variables como lluvia, temperatura, insolación, viento y presión atmosférica, entre otras. En este sentido, cabe resaltar el potencial en energías renovables que posee Guatemala, en el caso de la energía hidráulica posee una serie de ventajas ambientales, operativas y de mercado, sin embargo, la principal desventaja son los efectos de la variabilidad climática en el territorio nacional, de acuerdo con registros históricos de estaciones meteorológicas a partir de 1980 los años hidrológicos extremos corresponden a 2010 y 2016, producto de los impactos del Fenómeno de La Niña y El Niño, respectivamente. Los principales impactos del Fenómeno El Niño en la región centroamericana y en el territorio nacional, son los siguientes: Disminución de la lluvia, escurrimiento superficial y recarga hídrica, incremento del estrés hídrico, déficit hídrico en usos consuntivos, como agua para consumo humano y producción de alimentos, lo cual implica riesgo para la salud humana y seguridad alimentaria, incendios forestales, al disminuir la humedad del suelo e incrementar la temperatura ambiental, incremento de las condiciones de canícula durante los meses de julio y agosto, disminución de generación de energía en plantas hidroeléctricas.

En el informe anual del año 2016 publicado por el Instituto Nacional de Electrificación se hace un análisis del impacto de la sequía en la cuenca del río Chixoy, suscitada en el año hidrológico 2016-2017, concluye que el déficit en el caudal medio superó el 50 % con relación al promedio histórico, lo cual impactó la generación energética reflejada en la matriz energética para el año en mención. [6]

Las NDC de Guatemala se suman a los esfuerzos globales para contribuir con la reducción de emisiones de GEI. En este sentido, Guatemala se comprometió a reducir con recursos propios, el 11.2%; y con el apoyo técnico y financiero de la comunidad internacional, hasta un 22.6% de sus emisiones totales de GEI proyectadas al año 2030, con respecto al año base 2016, año en el que se actualizaron los inventarios nacionales de GEI y reportados en la Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático. Además, se estableció que la generación de energía eléctrica debe ser del 80 % a partir de fuentes renovables en 2030. [3]

El sector de suministro de energía (electricidad, calefacción y otros tipos) es el que más contribuye a las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global y es responsable de, aproximadamente, un 35% de las emisiones totales. (Datos y Cifras, Naciones Unidas, 2025). Las metas y medidas en los componentes de adaptación y mitigación de las NDC de Guatemala, en el componente de mitigación, sector de energía, aparece la Meta condicionada al apoyo internacional: Al 2030 se ha reducido el 22.6 % de las emisiones de GEI con respecto al escenario tendencial, lo cual conlleva reducir 56.6 millones de toneladas de CO₂-eq con los siguientes componentes de meta referenciados al sector de energía eléctrica: ENE-1 Priorizar energía limpia para la generación de energía eléctrica; ENE-2 Movilidad sostenible (electromovilidad y biocombustibles); ENE-3 Cambio en la matriz energética. [3]

3.2. Matriz energética de Guatemala

En ese sentido la matriz energética de Guatemala corresponde a una de las 10 metas del componente de mitigación del Acuerdo de París y se encuentra en un proceso de transición hacia una mayor sostenibilidad. Esta matriz, actualmente, está compuesta por el 53% de Energía Renovable, 35% No Renovable, y 12% de importaciones (AMM, Informe Estadístico, 2024). La matriz se compone de las siguientes fuentes: recursos hídricos (35.6%), biomasa (10.9%), eólico (1.9%), geotermia (1.8%), solar (1.7%), biogás (0.1%), gas natural (0.5%), carbón (17.9%), coque de petróleo (11.1%), bunker (5.8%), diésel (0.2%) e importaciones (12.4%), predominando la generación hidroeléctrica y con carbón. Sin embargo, el país está realizando esfuerzos para diversificar y aumentar la participación de las energías renovables, como licitaciones públicas para la adjudicación de grandes capacidades con un enfoque predominante de los proyectos renovables y bajos en emisiones. [7]

Guatemala cuenta con un gran potencial de energías renovables, incluyendo hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica y biomasa. A pesar de este potencial, solo se aprovecha el 16% de estos recursos disponibles a nivel nacional. Por ejemplo, se utiliza solo el 30.6% de la capacidad hidroeléctrica, el 3.4% de la capacidad geotérmica, 15.3% de la capacidad eólica y un 7.5% de la capacidad solar [8]. El objetivo a largo plazo es alcanzar un 80% de la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables para el año 2040. Este objetivo incluye la expansión de proyectos de generación de energía solar, eólica y biomasa, así como la mejora de la infraestructura de transmisión y generación. Se pretende a nivel país disponer de una matriz energética diversa que permita la introducción de nuevas fuentes de energía renovable con el objeto de propiciar condiciones adecuadas en el mercado eléctrico nacional y regional, y así, satisfacer la demanda creciente de los distintos sectores.

Guatemala cuenta al igual que muchos países de la región con un gran potencial de energías renovables. El mayor recurso aprovechable es el recurso hídrico y se estima que quedan por aprovechar 4,690 MW, con un aprovechamiento de este recurso del 21.8%; por otro lado el recurso geotérmico tiene disponibilidad de 966 MW del cual se tiene con un aprovechamiento del 3.4%; así también los potenciales solares que se encuentran dentro del territorio guatemalteco son sumamente favorables para la instalación de plantas fotovoltaicas, siendo en el departamento de Alta Verapaz, donde se alcanzan potenciales solares más bajos para generación de energía eléctrica entre 5.039 hasta 5.100 kWh/m². En el resto del país, exceptuando algunas partes de la región sur del mismo, se cuenta con potenciales energéticos solares que van desde los 5.200 hasta los 6.500 kWh/m². Por último, se estima que el potencial Eólico es de 204.12 MW con un aprovechamiento del 27.1%. (Departamento de Energías Renovables, Dirección General de Energía, del Ministerio de Energía y Minas Oficio DER-090/2023 del 26/09/2023)

El objetivo a largo plazo es alcanzar un 80% de la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables para el año 2030. Este objetivo incluye la expansión de proyectos de energía solar, eólica y biomasa, así como la mejora de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) ha actualizado la Política Energética para el periodo 2019-2050, promoviendo la diversificación de la matriz energética y la priorización de fuentes renovables. Esta política tiene como objetivo reducir la dependencia de los combustibles fósiles y promover el uso de energías limpias. Entre sus estrategias clave se incluyen garantizar un suministro energético sostenible y competitivo, asegurando el acceso a energía para el desarrollo con un enfoque ambientalmente responsable. Además, se busca actualizar las metas establecidas, fortaleciendo la política energética mediante regulaciones adecuadas y un diálogo activo entre los sectores involucrados. Paralelamente, la Política Energética enfoca todas las acciones con contribuir a la disminución de los Gases de Efecto Invernadero emitidos a nivel nacional, esto también contribuye a cumplir con los compromisos que Guatemala ha adquirido a nivel internacional, con respecto a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero. [9]

Es evidente que, la transición energética debe ir enfocada a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sobre todo en los sectores energía y transporte; en el 2022 las emisiones en el sector energía estaban compuestas de la siguiente manera [10], como se muestra en la Tabla I:

Tabla I. Emisiones en el sector energía de Guatemala en 2022.

Generación por tipo de combustible (2022)	TON CO2e	% Participación
Carbón mineral	1,574,805	85.44%
Fuel oil	115,694	6.28%
Bagazo de caña	142,695	7.74%
Biogás	22	0.00%
Diesel	7,559	0.41%
Gas natural	2,428	0.13%
TOTAL	1,843,203	100%

Mientras que, para el sector transporte el parque vehicular que consume gasolina y diésel para motores en un 51.66% y 44.93% respectivamente, siendo el 3.41% para otro tipo de transporte y combustibles (queroseno, gas licuado y combustible para aviación. [11]. La producción de energía eléctrica a partir de biomasa proviene de la cogeneración a partir del biocombustible obtenido como subproducto de la caña de azúcar: el bagazo. Este modelo de generación se lleva implementando desde hace más de 20 años. Con el paso del tiempo, el sector ha experimentado un crecimiento constante. La cogeneración de energía ha sido un pilar fundamental para el desarrollo agrícola del país, al aportar valor agregado al sector cañero mediante el aprovechamiento de un subproducto clave. [12]

El crecimiento de este sector ha sido impulsado tanto por factores económicos como por la adaptación al cambio climático. El desarrollo de la producción en este ámbito desde 1999 hasta 2020, ha evidenciado no solo el potencial de esta industria en Guatemala, sino también el creciente interés y apuesta en su consolidación. [13]

4. Mercado de energía, estructura del sector energético. Normativa vigente de energías renovables.

4.1. Legislación y normativa

Con la Ley General de Electricidad, el mercado de energía en Guatemala ha evolucionado en las últimas décadas, adoptando un modelo descentralizado y competitivo. El sector de energía en Guatemala se caracteriza por la participación de diversos actores, tanto públicos como privados, que operan en diferentes segmentos de la cadena de valor de la energía (energía eléctrica e hidrocarburos). La generación de energía en Guatemala es realizada por una combinación de empresas públicas y privadas, utilizando fuentes como hidroeléctrica, térmica (vapor geotérmico, carbón, búnker y diésel), biomasa, solar y eólica. [14]

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) ha actualizado la Política Energética para el periodo 2019-2050, los estudios realizados para la actualización de esta Política Energética, responden a las necesidades de desarrollar el uso los recursos energéticos del país de manera responsable en el marco de la sostenibilidad, pero sobre todo con una visión de largo plazo al año 2050, que permita asegurar la seguridad energética, la competitividad, precios competitivos, la normalización y el bien común de los usuarios de servicios de energía. Por lo tanto, los estudios energéticos realizados tienen como finalidad suprema abastecer la demanda de energía del país a todos los sectores de consumo y permitir el desarrollo de las diferentes industrias y mercados energéticos del país. Para tal efecto, los

sectores de consumo fueron agrupados de la siguiente manera:

- Residencial
- Comercio, Servicios e Institucionalidad
- Industria
- Industria Energética
- Movilidad y Transporte

La energía es uno de los principales motores de desarrollo económico de un país, por tal manera, las metas y acciones propuestas por esta actualización de la Política Energética fueron identificadas bajo 5 ejes transversales de acción, lo cuales son:

- Abastecimiento y Uso final de electricidad
- Abastecimiento y Uso final de combustibles
- Eficiencia Energética
- Consumo de Leña
- Desarrollo Sostenible (MEM, Política Energética 2019-2050, 2019)

En cuanto al marco regulatorio y la normativa vigente de energías renovables, Guatemala cuenta con un marco legal robusto para promover el desarrollo de estas fuentes de energía. La Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto 52-2003) declara de urgencia e interés nacional el desarrollo de recursos energéticos renovables, estableciendo incentivos fiscales, económicos y administrativos para fomentar inversiones en este sector. Además, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía proporcionan directrices específicas para la implementación y operación de proyectos de energía renovable, asegurando un desarrollo sostenible y equilibrado del sector energético y promoviendo la diversificación de la matriz energética y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles.

Destaca en el ámbito de generación energética con recursos hidráulicos, la importancia de la Norma de Seguridad de Presas, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en resolución No. CNEE-131-2022, la cual se aplica a estructuras hidráulicas con altura mínima de 2.5 metros y volumen mayor a 30,000 m³ de embalse, misma que propicia garantizar la seguridad mediante la evaluación periódica de sus principales componentes hidrológico, estructural y geológico. Dentro del componente hidrológico se analiza el régimen y variabilidad en el comportamiento de las variables lluvia y caudal, en áreas de influencia las cuencas hidrográficas. [15]

4.2. Estructura del sector energético en Guatemala

La estructura del sector energético en Guatemala está encabezada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que es el ente rector responsable de la formulación y ejecución de políticas energéticas [9]. El transporte de energía eléctrica está a cargo de empresas privadas y públicas que operan las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de transformación [16]. Las principales empresas distribuidoras son Energuate, que opera en 297 municipios de 20 departamentos, y la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), que cubre los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez [7], mientras que también existen 16 pequeñas empresas eléctricas municipales.

Las comercializadoras compran energía en el mercado eléctrico y logran acuerdos con generadoras para vender a los denominados Grandes Usuarios (con demanda igual o mayor a los 100kW) [17]. Los principales tipos de acuerdos comerciales (Contratos) que se transan en el mercado a término son los siguientes: Por Diferencias con Curva de Carga con un 31%, de Opción de Compra de Energía con un 30%, por Diferencias por la Demanda Faltante con un 14%, Contratos de energía Generada con un 10% y Cumplimiento de Transacciones Internacionales con un 6%, haciendo un total

del 91% del Mercado a Término y quedando un 9% de Mercado de Oportunidad. [17]

En algunas áreas rurales, las cooperativas juegan un papel importante en la distribución de energía, gestionadas por las comunidades locales bajo regulaciones específicas para asegurar el acceso a la energía en zonas remotas [9]. La pobreza energética es un desafío significativo en Guatemala, especialmente en áreas rurales. La falta de acceso a energía asequible y confiable afecta la calidad de vida y limita las oportunidades de desarrollo económico y social. Indicadores como el Índice de Cobertura Eléctrica y el acceso a tarifas sociales se utilizan para medir y abordar la pobreza energética [18]. Las funciones de los diferentes actores que participan en el Sector Energético de Guatemala se observan en la Tabla II.

Tabla II. Actores del Sector Energético en Guatemala y sus Funciones

Actor	Función
Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Formulación y ejecución de políticas energéticas
Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	Regula y supervisa el mercado eléctrico, asegurando la competencia y protegiendo los intereses de los consumidores
Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	Coordina las transacciones entre los participantes del mercado y asegura la calidad y seguridad del suministro de energía
Generadores	Producen energía eléctrica a partir de diversas fuentes
Transportistas	Operan las líneas de transmisión y subestaciones de transformación de potencia
Distribuidores	Llevar la energía eléctrica a los usuarios finales
Comercializadoras	Compran y venden energía en el mercado eléctrico
Grandes usuarios	Entidades con un alto consumo de energía que participan directamente en el mercado mayorista
Cooperativas rurales	Gestionan la distribución de energía en áreas rurales sin regulaciones específicas para asegurar el acceso a la energía en zonas remotas
Empresas Eléctricas Municipales	Son distribuidoras de energía eléctrica que prestan el servicio de distribución final a usuarios normalmente en municipalidades, las cuales se encuentran repartidas geográficamente en el país.
Instituto Nacional de Electrificación	Entidad estatal, autónoma y descentralizada, la cual goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia. Su participación en el mercado eléctrico se realiza en la Generación, Transporte y Comercialización de Energía Eléctrica, así como la misión importante de la Electrificación Rural del país.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) regula y fiscaliza las actividades del subsector eléctrico y por ende del mercado eléctrico nacional, asegurando la competencia y protegiendo los intereses de los consumidores, mientras que el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) coordina las transacciones entre los participantes del mercado y asegura la calidad y seguridad del suministro de energía. [17] En algunas áreas rurales, las pequeñas cooperativas juegan un papel importante en la distribución de energía, gestionadas por las comunidades locales bajo regulaciones específicas para asegurar el acceso a la energía en zonas remotas [9]. La pobreza energética es un desafío significativo en Guatemala, especialmente en áreas rurales. La falta de acceso a energía asequible y confiable afecta la calidad de vida y limita las oportunidades de desarrollo económico y social. En Centroamérica, la proporción de hogares que no poseen acceso a este servicio energético es mayor que el resto de la región, por ejemplo, los casos de Guatemala (16,5 %), Panamá (14,8 %), Nicaragua, (14,3 %), El Salvador (11,8%) y Honduras (9,6%), los cuales ven limitada su integración a diversos beneficios socioeconómicos relacionados con la electricidad. [18]

5. Índices de cobertura de servicio.

La cobertura de servicio eléctrico en Guatemala ha sido un tema de gran importancia para el desarrollo socioeconómico del país. Según los informes del Ministerio de Energía y Minas (MEM), en los últimos años se han realizado esfuerzos significativos para ampliar la cobertura eléctrica y llevar este servicio esencial a más hogares, especialmente en áreas rurales [9]. Hasta 2023, la cobertura eléctrica nacional alcanzaba aproximadamente el 92% de los hogares, lo que representa un avance considerable en comparación con décadas anteriores. Sin embargo, todavía existen desafíos importantes para alcanzar una cobertura universal, especialmente en regiones remotas y comunidades aisladas donde el acceso a la electricidad sigue siendo limitado [16]. El Índice de

Cobertura Eléctrica, calculado como el porcentaje de hogares electrificados respecto al total de hogares en una determinada área, es una medida clave para evaluar el progreso en la expansión de la cobertura del servicio eléctrico. En las zonas urbanas, la cobertura es casi completa, superando el 98%, mientras que, en las áreas rurales, la cobertura es menor, rondando el 80% [19]. La Política Energética 2019-2050 se centra en la promoción de la generación de energía a partir de recursos renovables, la modernización de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la implementación de incentivos para atraer inversiones en proyectos de energía renovable. [9]

Uno de los principales objetivos de la política es mejorar la electrificación rural. Para ello, se han desarrollado programas específicos y se ha destinado una inversión significativa para la construcción de nuevas infraestructuras de distribución eléctrica en comunidades rurales [14]. Además, se han implementado medidas fiscales y financieras para facilitar la inversión en nuevas tecnologías y la construcción de infraestructuras necesarias. [9]

6 . Desarrollo tecnológico local-madurez de tecnologías.

El desarrollo tecnológico local en Guatemala y la madurez de sus tecnologías están directamente relacionados con los esfuerzos del país para promover la innovación, la adopción de nuevas herramientas tecnológicas y la inversión en infraestructura. En los últimos años, el gobierno, junto con el sector privado, ha impulsado diversas iniciativas para fortalecer la base tecnológica local y avanzar hacia una economía más competitiva y sostenible. Sin embargo, el nivel de madurez tecnológica varía significativamente según el sector y la región.

En el sector energético, Guatemala ha adoptado tecnologías renovables como la generación hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica, las cuales representan un componente clave en su matriz energética. La Política Energética 2013-2027 fomenta la investigación y el desarrollo en estos ámbitos, incentivando la adopción de sistemas eficientes y sostenibles [9]. A pesar de ello, el nivel de aprovechamiento de tecnologías avanzadas en otros sectores aún presenta desafíos. Por ejemplo, la capacidad instalada en generación geotérmica, aunque prometedora, ha avanzado a menor ritmo debido a limitaciones en infraestructura y conocimiento técnico especializado.

En términos de tecnologías de la información y comunicación (TIC), Guatemala ha experimentado un crecimiento considerable en la última década. La expansión del acceso a Internet y el uso de dispositivos móviles han facilitado el desarrollo de nuevos modelos de negocios basados en tecnología, como aplicaciones de servicios financieros digitales y plataformas de comercio electrónico. Además, iniciativas como la colaboración con el Instituto Técnico de Capacitación y Productividad (INTECAP) han sido fundamentales para mejorar las habilidades tecnológicas de la fuerza laboral. [20]

Sin embargo, existe una brecha tecnológica significativa entre las áreas urbanas y rurales. Las comunidades urbanas, especialmente en la ciudad de Guatemala y áreas circundantes, tienen mayor acceso a infraestructura y servicios tecnológicos avanzados, lo que acelera la adopción de tecnologías maduras en sectores como educación, salud y finanzas. En contraste, las comunidades rurales e indígenas enfrentan limitaciones en infraestructura tecnológica básica, lo que limita su participación en la economía digital y reduce las oportunidades de desarrollo local. [16]

7 . Barreras sociales de la energía en Guatemala

En el país como en otros de Centroamérica, existen barreras sociales significativas que afectan la adopción de tecnologías limpias y renovables. La falta de conciencia y educación en general sobre los beneficios y la importancia de estas tecnologías es uno de los principales obstáculos. Estas barreras sociales se manifiestan de manera diferente en las comunidades rurales y urbanas, así como entre las comunidades indígenas y no indígenas.

En las comunidades rurales, donde la pobreza y la pobreza extrema son más prevalentes, la

adopción de nuevas tecnologías suele ser más lenta debido a la falta de recursos y acceso a información. Según el Instituto Nacional de Electrificación [16], la electrificación rural ha avanzado, pero todavía hay una brecha significativa comparada con las zonas urbanas. Las comunidades rurales, a menudo, enfrentan desafíos adicionales debido a la falta de infraestructura básica, lo que dificulta aún más la implementación de proyectos tecnológicos. Por otro lado, las comunidades urbanas, aunque también enfrentan problemas de pobreza, tienen un mayor acceso a recursos educativos y tecnológicos, lo que facilita la adopción de tecnologías renovables. Sin embargo, la densidad poblacional y la falta de espacio pueden ser obstáculos para ciertos tipos de energías renovables, como la solar y la eólica.

Las diferencias entre las comunidades indígenas y no indígenas también son notables. Las comunidades indígenas, que en su mayoría residen en áreas rurales, suelen estar más afectadas por la pobreza extrema. Esto se debe a una combinación de factores históricos, económicos y sociales. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica [19], destaca que las comunidades indígenas a menudo carecen de acceso equitativo a servicios básicos, incluyendo la electricidad. La colaboración con organizaciones internacionales y programas de capacitación, como los ofrecidos por Huawei en colaboración con el INTECAP, son cruciales para mejorar la situación. La relación entre la pobreza y la adopción de tecnologías renovables es clara. La pobreza limita la capacidad de las comunidades para invertir en nuevas tecnologías que podrían mejorar su calidad de vida y sostenibilidad a largo plazo. Además, la falta de educación y conocimiento sobre estas tecnologías perpetúa un ciclo de subdesarrollo y dependencia de fuentes de energía no renovables.

8 . Barreras económicas para el desarrollo de energías renovables

Las barreras económicas para el desarrollo de energías renovables en Guatemala tienen sus causas en varios factores. A pesar de los avances en políticas y colaboraciones internacionales, la inversión inicial requerida para la implementación de tecnologías limpias sigue siendo un obstáculo. La falta de financiamiento e instrumentos financieros adecuados limita la capacidad de las comunidades y empresas para adoptar estas tecnologías a gran escala. Los costos iniciales de instalación y mantenimiento de infraestructuras como sistemas solares, turbinas eólicas y plantas de biomasa son considerablemente altos, lo que desalienta tanto a inversionistas nacionales como extranjeros [9], [16].

Además, el acceso al crédito y a subsidios es limitado, especialmente para las pequeñas y medianas empresas (PYMEs) y las comunidades rurales. La burocracia y las complicaciones administrativas para obtener financiamiento dificultan aún más la implementación de proyectos de energía renovable. Las tasas de interés elevadas y las condiciones de préstamo desfavorables también son barreras que restringen la adopción de estas tecnologías. [19]

El entorno económico también influye en la percepción del retorno de inversión a largo plazo. A menudo, los beneficios económicos de las energías renovables, como la reducción de costos operativos y la estabilidad de precios, no son inmediatamente evidentes, lo que lleva a una preferencia por las fuentes de energía tradicionales que tienen costos iniciales más bajos pero mayores impactos ambientales y sociales [16]. Asimismo, las fluctuaciones en los precios internacionales de combustibles fósiles pueden afectar la viabilidad económica de las energías renovables. Cuando los precios del petróleo y el gas natural son bajos, las inversiones en energías renovables tienden a disminuir, ya que las alternativas convencionales se perciben como más competitivas económicamente. [17]

Para superar estas barreras, es fundamental ampliar los incentivos económicos y las políticas de apoyo a las energías renovables. Esto puede incluir subsidios directos, exenciones fiscales y programas de financiamiento a bajo interés. Las asociaciones público-privadas (APP) también pueden jugar un rol crucial en la movilización de recursos y la mitigación de riesgos financieros [9], [16]. La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico nacional requiere una planificación estratégica y una

inversión sostenida a largo plazo. El Instituto Nacional de Electrificación [16] y el Ministerio de Energía y Minas [9], han destacado la necesidad de diversificar las fuentes de energía y modernizar la infraestructura energética para reducir la dependencia de las importaciones y asegurar un suministro energético sostenible y autosuficiente.

Otro aspecto fundamental a destacar es la labor del Instituto Nacional de Electrificación en cuanto a la generación de información básica mediante la operación de su red de estaciones meteorológicas e hidrométricas instaladas en diversas cuencas hidrográficas de interés, misma que es de vital importancia en la formulación y evaluación de proyectos de generación con fuentes renovables, principalmente, hidráulica, solar y eólica.

9. Proyectos más avanzados con vistas a una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico.

Uno de los proyectos más avanzados en la integración de energías renovables en el sistema eléctrico de Guatemala es la ampliación de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Este proyecto busca diversificar las fuentes de energía del país, incorporando energías limpias como la solar, eólica y biomasa. El Instituto Nacional de Electrificación [16], y el Ministerio de Energía y Minas [9], han implementado políticas que promueven la inversión en estas tecnologías, con el objetivo de reducir la dependencia de combustibles fósiles y asegurar un suministro energético sostenible y autosuficiente. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica [19], ha destacado la importancia de mejorar la accesibilidad y asequibilidad de las energías renovables, especialmente para las comunidades rurales y las pequeñas y medianas empresas (PYMEs). Estas políticas incluyen subsidios directos, exenciones fiscales y programas de financiamiento a bajo interés, diseñados para fomentar la adopción de tecnologías limpias y mitigar los costos iniciales de instalación y mantenimiento.

Por otro lado, el Administrador del Mercado Mayorista [17], menciona que las fluctuaciones en los precios internacionales de los combustibles fósiles pueden afectar la viabilidad económica de las energías renovables. No obstante, los beneficios a largo plazo, como la reducción de costos operativos y la estabilidad de precios, superan estas fluctuaciones. Además, la colaboración con organizaciones internacionales ha sido crucial para superar las barreras económicas y técnicas, facilitando la transferencia de conocimientos y tecnologías innovadoras.

10. Estrategia del país en movilidad eléctrica en Guatemala

La movilidad eléctrica es un componente clave en la transición hacia un sistema energético más sostenible en Guatemala. El gobierno de Guatemala, en colaboración con diversas organizaciones internacionales y el sector privado, ha implementado varias políticas y proyectos destinados a promover el uso de vehículos eléctricos y la infraestructura necesaria para su sostenibilidad. Entre estas políticas se encuentra la Ley de Incentivos para la Movilidad Eléctrica (Decreto 40-2022). Facilita y promueve la importación, compraventa y uso de vehículos eléctricos, híbridos y de hidrógeno, así como sistemas de transporte eléctrico en Guatemala. Su objetivo es contribuir a la diversificación de la matriz energética y a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. [9]

La Ley de Incentivos para la Movilidad Eléctrica también incluye exenciones del Impuesto al Valor Agregado de Importación, Impuesto al Valor Agregado de primera venta e Impuesto Específico a la Primera Matrícula de Vehículos Automotores Terrestres para la compraventa de vehículos eléctricos o impulsados por hidrógeno [9]. Esta medida busca reducir los costos y hacer más accesible la adquisición de estos vehículos, fomentando así su adopción masiva. Además, promueve la inversión en infraestructura necesaria para el uso de vehículos eléctricos (instalación de estaciones de carga y la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables). La ley declara de interés público la

promoción y uso de vehículos eléctricos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico, fomentando la inversión en infraestructura y producción de energía eléctrica, así como la eficiencia en el transporte público y privado. [9]

El Reglamento de la Ley de Incentivos para Movilidad Eléctrica (Acuerdo Gubernativo No. 295-2022) establece las disposiciones generales y específicas para la implementación de la Ley de Incentivos para la Movilidad Eléctrica, incluyendo la calificación de proyectos de centros de carga para vehículos eléctricos y sistemas de transporte eléctrico (Acuerdo Gubernativo No. 295-2022, 2023). La base legal promueve que a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y otras instituciones, se pueden desarrollar programas de incentivos económicos para fomentar la adopción de vehículos eléctricos. Uno de los mayores desafíos para la adopción de la movilidad eléctrica es la falta de infraestructura adecuada.

Instituciones y organizaciones privadas como la Asociación de Movilidad Eléctrica de Guatemala (AMEGUA) están trabajando en la expansión de la red de estaciones de carga a lo largo del país. Estos proyectos incluyen la instalación de estaciones de carga rápida en puntos estratégicos como carreteras principales y centros urbanos, lo que facilitará los viajes de larga distancia y mejorará la conveniencia para los usuarios de vehículos eléctricos. La colaboración entre el sector público y privado es fundamental para el éxito de la movilidad eléctrica en Guatemala. Empresas del sector energético y automotriz han comenzado a invertir en infraestructura de carga y en la creación de flotas de vehículos eléctricos para el transporte público y privado. Estas asociaciones no solo ayudan a compartir los costos iniciales de desarrollo, sino que también aceleran la implementación de tecnologías innovadoras y mejores prácticas.

Otro aspecto para la adopción de la movilidad eléctrica es la educación y la concienciación pública. Se han puesto en marcha campañas de información que destacan los beneficios económicos y ambientales de los vehículos eléctricos, así como talleres y seminarios dirigidos a empresas y consumidores para fomentar un cambio de mentalidad hacia opciones de transporte más sostenibles. Guatemala al igual que todos los países del mundo, enfrenta el desafío de la transición energética y el enfoque debe ser sobre una transición justa que implica pasar de un sistema basado en combustibles fósiles a uno sostenible con fuentes renovables, asegurando que este cambio sea equitativo con los diferentes grupos sociales, priorizando aquellos grupos vulnerables.

La Transición Energética justa debe ser un proceso hacia energías más limpias, impulsado por políticas de sostenibilidad y poniendo en el centro a las personas y los ecosistemas. La transición energética es un camino de transformación del sector energético a nivel global. Todos los sectores necesitan realizar cambios profundos, rápidos y efectivos para hacerle frente a la crisis climática que vive el planeta. En ese sentido, el sector energético toma especial relevancia al ser el principal emisor de CO₂. Además, aporta directamente a descarbonizar otras industrias.

Guatemala, con su abundancia de recursos naturales renovables, tiene la oportunidad de reducir drásticamente sus emisiones y proteger ecosistemas clave. El acercamiento y participación de las comunidades locales, de forma temprana, efectiva y permanente, en los proyectos de energías renovables, junto con la identificación de acciones de inversión social en los territorios, es clave para lograr una relación sostenible y de largo plazo entre la industria y la ciudadanía. Las instituciones, la empresa privada y los organismos internacionales deben buscar obtener la Licencia Social, interpretándose esta como el consentimiento tácito y continuo que una comunidad otorga a una empresa o proyecto para operar en su entorno. Este concepto refleja la aceptación y apoyo, basado en la transparencia, responsabilidad social y el respeto a los intereses locales. Una forma de lograrlo es creando el valor compartido. Entendiendo esto último como la estrategia que busca generar beneficios corporativos al mismo tiempo que se crean beneficios sociales y ambientales. Este enfoque integra las necesidades de la sociedad en el modelo de negocio, promoviendo el desarrollo sostenible

y mejorando la competitividad de la empresa. Enfrentar el cambio climático requiere un esfuerzo conjunto entre industrias, gobiernos y personas. A nivel individual, es crucial adoptar hábitos de consumo responsable, como también tomar conciencia y generar acciones cotidianas encaminadas a seguir caminando en la Transición Energética.

11 .Conclusiones

- Guatemala ha avanzado significativamente en la adopción de energías renovables, con un objetivo claro de alcanzar un 80% de generación de energía a partir de fuentes renovables para el año 2040. Este esfuerzo incluye la inversión en proyectos de energía solar, eólica e hidroeléctrica, lo que no solo contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también mejora la seguridad energética del país.
- Es imprescindible alcanzar la seguridad hídrica del país, mediante el uso sostenible y racional de los recursos naturales considerando la cuenca como unidad de planificación y de ordenamiento territorial, en sus distintos enfoques, con lo cual se reducirá la vulnerabilidad y la degradación ambiental, y a su vez, se mitigarán los impactos de la variabilidad climática en el territorio nacional.
- A pesar de las barreras económicas y sociales, el país sigue impulsando políticas y proyectos para promover la infraestructura y la adopción de tecnologías limpias en sectores clave como la energía y el transporte. Entre estos proyectos se encuentran la implementación de redes inteligentes, la promoción de vehículos eléctricos y la modernización del sistema de transporte público. Estas iniciativas buscan no solo reducir la dependencia de los combustibles fósiles, sino también mejorar la calidad del aire y la salud pública.
- La colaboración entre el sector público y privado, así como con organizaciones internacionales, es fundamental para superar los desafíos y lograr una transición energética sostenible y justa. Programas de financiamiento y asistencia técnica de instituciones como el Banco Mundial y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) han sido clave para impulsar el desarrollo de proyectos renovables y mejorar la capacidad técnica del país para gestionar una matriz energética diversificada y eficiente.

12 .Referencias

- [1]. Comisión Técnica para el Seguimiento del Acuerdo Paris (2016). Resumen ejecutivo del documento de análisis compromisos nacionales del acuerdo de París
- [2]. World Risk Report 2020 –Reporte Mundial de Riesgo
- [3]. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. (2021). Contribución nacionalmente determinada, Guatemala 2021.
- [4]. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (2021). Acuerdo Gubernativo 19-2021. Publicado en: Diario de Centroamérica, pág. 54
- [5]. Sánchez, F. (2014). Enfoques en el manejo de cuencas hidrográficas. Universidad Nacional La Molina, Perú.
- [6]. Instituto Nacional de Electrificación. (2016). Comité de Despacho de Carga.
- [7]. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2024). Resolución CNEE-270-2024.
- [8]. Asociación de Generadores de Energía Renovable. (2024). Actualización de la Estrategia para la Transición Energética en Guatemala.
- [9]. Ministerio de Energía y Minas. (2023). Informe anual de energía 2023. Guatemala: MEM. eléctrica. Guatemala: INE.
- [10]. Ministerio de Energía y Minas. (2022). Balance energético 2022. <https://mem.gob.gt/wp-content/uploads/2023/08/BALANCE-ENERGETICO-2022.pdf>
- [11]. Ministerio de Energía y Minas. (2024). Monitoreo de Emisiones de Dióxido de Carbono Equivalente, agosto 2024.
- [12]. Muñoz, M. (2017). Desarrollo de la cogeneración en Guatemala. Cengicaña.
- [13]. Marco Tax. Emisiones evitadas a partir de energía renovable generada con biomasa de caña de azúcar en Guatemala. ICC. 2021
- [14]. Ministerio de Energía y Minas. (2023). Balance Energético 2023.
- [15]. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2022). Norma de Seguridad de Presas. Resolución No. CNEE-131-2022
- [16]. Instituto Nacional de Electrificación. (2023). Estadísticas de generación y consumo de energía
- [17]. Administrador del Mercado Mayorista. (2023). Informe anual de transacciones 2023. Guatemala: AMM.

-
- [18]. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2021). Desarrollo de Indicadores de pobreza energética en América Latina y el Caribe.
- [19]. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2023). Informe de distribución de energía 2023. Guatemala: CNEE.
- [20]. INTECAP. (2023). Informe anual de capacitación técnica y tecnológica. Guatemala: INTECAP.



En los capítulos de este libro se explora la evolución y estado actual de los sistemas de energía en España, Argentina, Colombia, Cuba, México, Paraguay, Puerto Rico, Ecuador, El Salvador, Uruguay, Panamá, Honduras, República Dominicana, Venezuela, Perú, Costa Rica, Bolivia, Brasil y Guatemala. Los trabajos que conforman el libro son contribuciones de los miembros de la Red RIBIERSE-CYTED - Red para la integración a gran escala de energías renovables en los sistemas eléctricos; cuyo objetivo es promover la descarbonización del sector eléctrico gracias a la integración de fuentes renovables en los sistemas eléctricos y su hibridación con sistemas de almacenamiento y la 'E-Mobility'.