



Editores

Anaely Saunders Vázquez, Jyrki Luukkanen, Ariel Santos Fuentefría, Yrjö Majanne,
Miriam Lourdes Filgueiras Sainz de Rozas y Jasmin Laitinen

DESARROLLO DEL SISTEMA ENERGÉTICO CUBANO – Desafíos y Posibilidades Tecnológicas

FINLAND FUTURES RESEARCH CENTRE

FFRC eBooks 5/2022



**FINLAND FUTURES
RESEARCH CENTRE**

Copyright © 2022 Writers & Finland Futures Research Centre, University of Turku

Cover picture © Jyrki Luukkanen

Other pictures © Jyrki Luukkanen & Gabriela Santana Saunders

ISBN 978-952-249-573-0

ISSN 1797-1322

<https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-249-574-7>



Finland Futures Research Centre

University of Turku | Turku School of Economics
20014 UNIVERSITY OF TURKU

Rehtorinpellonkatu 3, 20500 TURKU
Korkeavuorenkatu 25 A 2, 00130 HELSINKI
Åkerlundinkatu 2, 33100 TAMPERE

tutu-info@utu.fi

utu.fi/ffrc

Índice

SOBRE LOS AUTORES	5
PREÁMBULO	11
I. INTRODUCCIÓN	13
I.1. El Desafío - El desarrollo del sistema energético cubano	14
Jyrki Luukkanen.....	14
II. ECONOMÍA ENERGÉTICA Y DESAFÍOS TECNOLÓGICOS	19
II.1. Introducción.	20
Jyrki Luukkanen.....	20
II.2. Desarrollo histórico de la generación y el consumo de energía en Cuba.	
23	
Jyrki Luukkanen, Miriam Lourdes Filgueiras Sainz de Rozas, Miguel Castro Fernández, Miriam Vilaragut Llanes, Anaely Saunders Vázquez	23
II. 3. Temas de Doctorado	34
II.3.1 Sistema para la gestión del conocimiento y la innovación en los gobiernos territoriales con enfoque en la economía energética para el desarrollo local sostenible.	35
Anaely Saunders Vázquez, Miriam Lourdes Filgueiras Sainz de Rozas, Jyrki Luukkanen.....	35
II.3.2. Método de pronóstico de carga neta a corto plazo para sistemas de distribución de energía con energía solar fotovoltaica a gran escala.	45
Saddid Lamar Carbonell, Eduardo Sierra Gil, Rafael Trujillo Codorniu y Luis Vázquez Seisdodos.....	45
II.3.3. Planificación óptima de la expansión de las Redes de Distribución con alta penetración de recursos energéticos distribuidos	54
Irina Salazar Fonseca, Sami Repo, Thomas Stetz.....	54
III. DESARROLLO DE LA RED ELÉCTRICA	63
III. Introducción	64
Ariel Santos Fuentefría, Miriam Lourdes Filgueiras Sainz de Rosas, Irina Salazar Fonseca, Sami Repo y Miguel Castro Fernández.....	64
III.2. Historia y necesidades de desarrollo futuro de la red electroenergética cubana.	66
Miguel Castro, Miriam Vilaragut.....	66
III.3. Integración de las Fuentes Renovables de Energía en los Sistemas de Energía.	76
Ariel Santos Fuentefría, Yrjö Majanne	76
III.4. Operación y control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de la República de Cuba	86

Antonio Martínez García, Miriam Vilaragut Llanes, Miguel Castro Fernández, Ariel Santos Fuentefría, Yrjö Majanne	86
III.5. TEMAS DE DOCTORADO	96
III.5.1. Diseño de controlador de amortiguación para un sistema de energía débil con alta penetración de fuentes renovables de energía.....	96
Orlando Delgado Fernández, Azwirman Gusrialdi, Antonio Martínez García, Orlys Ernesto Torres Breffe, Miriam Vilaragut Llanes.....	97
III.5.2. Convertidor multinivel bidireccional para los vehículos conectados a aplicaciones de red.....	103
Raynel Díaz Santos, Miguel Castro Fernández, Miriam Vilaragut Llanes.....	103
III.5.3. Método para obtener el control de potencia eólica adecuado para reducir la desviación de frecuencia en sistemas eléctricos aislados con alta penetración de energía eólica.....	109
Moisés Ferrer Vallin, Ariel Santos Fuentefría.....	109
III.5.4. Evaluación y detección de fallas en sistemas fotovoltaicos conectados a red por métodos analíticos.....	116
Roger Anner Proenza Yero, Luis Vázquez Seisdedos	116
III.5.5. Estrategias de control con criterios de indicadores de calidad de energía para inversores en microsistemas fotovoltaicos conectados a la red.	122
Frank Grau Merconchini, Luis Vázquez Seisdedos, Janette Cervantes Oliva	122
IV. RECURSOS ENERGÉTICOS EN CUBA	135
IV. Introducción	136
Luis Vázquez Seisdedos, Miriam Vilaragut Llanes, Yrjö Majanne	136
IV.2. Energía Eólica en Cuba.	142
Conrado Moreno Figueredo, Miguel Castro Fernández.	142
IV.3. Energía Solar Fotovoltaica en Cuba.	147
Rubén Ramos Heredia, José Emilio Camejo Cuán, Saddid Lamar Carbonell	147
IV.4. Energía de la Biomasa: recursos, tecnologías, situación actual y perspectivas futuras en Cuba.	154
Jorge Jadid Tamayo Pacheco, Ángel Rubio González, Junior Lorenzo Llanes, Ángel Luis Brito Sauvanell	154
IV.5. El rol de la Hidroenergía en el sistema eléctrico cubano. Planes futuros hacia 2030.....	170
Leonardo Peña Pupo, Ernesto Yoel Fariñas Wong, Ángel Luis Brito Sauvanell	170
IV.6. Almacenamiento de Energía: tecnologías y posibles aplicaciones en el sistema eléctrico cubano.....	190
Miguel Castro Fernández, Rafael Pomares Tabares, Miriam Vilaragut Llanes	190
IV.7. TEMAS DE DOCTORADO	199
IV.7. 1. Modelación inversa de la gasificación por plasma con requisitos de temperatura de gasificación y de relación H ₂ /CO del gas producido.	200
Jorge Jadid Tamayo Pacheco, Ángel Luis Brito Sauvanell, Jukka Kontinen	200

IV.7.2. Modelo matemático del cultivo de la microalga <i>Chlorella Vulgaris</i> en un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto.	207
Orlando Gines Alfaro Vives, Siannah María Más Diego, Rafael Matos Durán	207
IV.7.3. Modelos para la predicción del tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación.	216
Diego de los Ángeles Fernández Labrada, Miguel Castro Fernández	216
IV.7.4. Metodología para el dimensionado y ubicación óptima de sistemas fotovoltaicos (PVS) con algoritmos evolutivos.....	220
Adrián Romeu Ramos, Miguel Castro Fernández.....	220
IV.7.5. Efecto de la acumulación de polvo en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos instalados en entornos mineros e industriales.....	225
Liomnis Osorio Laurencio y Reineris Montero Laurencio	225
IV.7.6. Seguimiento del punto de máxima potencia mediante técnica de inteligencia artificial en sistemas fotovoltaicos.	233
David Díaz Martínez, Luis Vázquez Seisdedos, Rafael Trujillo Codorniu.....	233
IV.7.7. Mejora de la eficiencia energética en microcentrales hidroeléctricas autónomas que regulan la frecuencia con convertidores AC-AC.	241
Henry Bory Prévex, Luis Vázquez Seisdedos.....	241
IV.7.8. Procedimiento para la operación eficiente de sistemas de grupos electrógenos de fuel oil.....	249
Aliniuska Noa Ramírez, Reineris Montero Laurencio, Arístides Alejandro Legrá Lobaina, Yiezenia Rosario Ferrer.	249
IV.7.9. Incremento de la calidad de la electricidad generada y ahorros de agua en las micro - hidroeléctricas autónomas, empleando el procedimiento de control combinado flujo – carga secundaria resistiva.	259
Leonardo Peña Pupo, Ernesto Yoel Fariñas Wong, Ángel Luis Brito Sauvanel.	259
V. CONCLUSIONES	268
Observaciones finales	269
Jyrki Luukkanen.....	269
ÚLTIMOS EBOOKS DEL FFRC	272

Sobre los Autores

Orlando Gines Alfaro Vives

Ms.C., Investigador Doctoral, Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), oaalfaro@cies.cu

Henry Bory Prevez

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Eléctrica, Departamento de Automática, bory@uo.edu.cu

Ángel Luis Brito Sauvanell

Dr.C., Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial, Centro de Estudios de Energía y Refrigeración, albrito@uo.edu.cu

José Emilio Camejo Cuán

Investigador Agregado, Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), Departamento de Electrificación, jcamejo@cies.cu

Miguel Castro Fernández

Dr.C., Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), mcastro@electronica.cujae.edu.cu

Janette Cervantes Oliva

Dr.C., Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Eléctrica, Departamento Electroenergético, janette@uo.edu.cu

Orlando Delgado Fernández

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), orlando.df.90@gmail.com

David Díaz Martínez

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Eléctrica, Departamento de Automática, ddiaz@uo.edu.cu

Raynel Díaz Santos

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), raynelids@electronica.cujae.edu.cu

Ernesto Yoel Fariñas Wong

Dr.C, Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas, Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial, Centro de Estudios de Tecnologías Energéticas y Ambientales (CEETA), fari-nas@uclv.edu.cu

Diego de los Ángeles Fernández Labrada

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), dfernandez@electronica.cujae.edu.cu

Moisés Ferrer Vallin

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), moisesfv@electronica.cujae.edu.cu

Miriam Lourdes Filgueiras Sainz de Rozas

Dr. C., Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), miriaml@electronica.cujae.edu.cu

Frank Grau Merconchini

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Eléctrica, fgrau@uo.edu.cu

Azwirman Gusrialdi

Dr.C., Universidad de Tampere, Facultad de Ingeniería y Ciencias Naturales, Tecnologías Automáticas e Ingeniería Mecánica, azwirman.gusrialdi@tuni.fi

Jukka Konttinen

Dr.C., Universidad de Tampere, Facultad de Ingeniería y Ciencias Naturales, Tecnologías Automáticas e Ingeniería Mecánica, jukka.konttinen@tuni.fi

Saddid Lamar Carbonell

Ms.C., Investigadora Doctoral, Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Eléctrica, Departamento de Automática, saddid@uo.edu.cu

Arístides Alejandro Legrá Lobaina

Dr.C., Universidad de Moa, Facultad de Geología y Minería, Departamento de Matemáticas, alegra@ismm.edu.cu

Junior Lorenzo Llanes

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad Católica Pontificia de Chile, Departamento de Ingeniería Química y Bioprocesos, fjjunior84@gmail.com

Jyrki Luukkanen

Dr.C., Director de Investigación, Universidad de Turku, Centro de Investigaciones de Futuro de Finlandia, jyrki.luukkanen@utu.fi

Yrjö Majanne

Ms.C., Universidad de Tampere, Facultad de Ingeniería y Ciencias Naturales, Tecnologías Automáticas e Ingeniería Mecánica, yrjo.majanne@tuni.fi

Antonio Martínez García

Dr.C., Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), amgelectrica.cujae.edu.cu

Siannah María Más Diego

Dr.C., Universidad de Oriente (UO), Centro Nacional de Aplicaciones Electromagnéticas, siannah@uo.edu.cu

Rafael Matos Durán

Dr.C., Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería y Agronomía, Departamento de Ingeniería Química, rmatos@uo.edu.cu

Reineris Montero Laurencio

Dr.C., Universidad de Moa, Facultad de Metalurgia y Electromecánica, Centro de Estudios de Energía y Tecnologías Avanzadas de Moa (CEETAM), rmontero@ismm.edu.cu

Conrado Moreno Figueredo

Dr.C., Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Mecánica. Centro de Estudios de Tecnologías de Energía Renovables (CETER), conrado@mecanica.cujae.edu.cu

Aliniuska Noa Ramírez

Ms.C., Investigadora Doctoral, Universidad de Moa, Facultad de Metalurgia y Electromecánica, Departamento de Ingeniería Electrónica, anoar@ismm.edu.cu

Liomnis Osorio Laurencio

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad de Moa, Facultad de Metalurgia y Electromecánica, Centro de Estudios de Energía y Tecnologías Avanzadas de Moa (CEETAM), losorio@ismm.edu.cu

Leonardo Peña Pupo

Dr.C., Universidad de Oriente (UO), Facultad de Gestión e Ingeniería Industrial, Centro de Estudios Energéticos y de Refrigeración, leopepucu77@gmail.com

Rafael Pomares Tabares

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), rpomares@electronica.cujae.edu.cu

Roger Anner Proenza Yero

Ms.C., Investigador Doctoral, Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), proenza1990@gmail.com

Rubén Ramos Heredia

Dr.C., Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), rrosos@cies.cu

Sami Repo

Dr.C., Facultad de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, Unidad de Ingeniería Eléctrica, sami.repo@tuni.fi

Adrián Romeu Ramos

Ms.C., Investigador Doctoral, Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), aromeuramos@gmail.com; aromeu@cies.cu

Yiezenia Rosario Ferreri

Dr.C., Universidad de La Habana. Instituto Superior de Diseño Industrial, Departamento de Representación, jessiehero@yahoo.com

Ángel Rubio González

Dr.C., Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Centro de Estudios de Tecnologías Energéticas y Ambientales (CEETA), arubio@uclv.edu.cu

Irina Salazar Fonseca

Ms.C., Investigadora Doctoral, Universidad de Tampere, Facultad de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, Unidad de Ingeniería Eléctrica, irina.salazarfonseca@tuni.fi

Anaely Saunders Vázquez

Ms.C, Investigadora Doctoral, Universidad Tecnológica de La Habana "José Antonio Echeverría" (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), alelysava@gmail.com

Ariel Santos Fuentefría

Dr.C., Universidad Tecnológica de La Habana "José Antonio Echeverría" (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), asfuentefria@electronica.cujae.edu.cu

Eduardo Sierra Gil

Dr.C., Universidad de Camagüey, Facultad de Electromecánica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, eduardo.sierra@reduc.edu.cu

Thomas Stetz

Dr.C., Universidad Técnica de Mittelhessen, Departamento de Tecnología Eléctrica e Información, thomas.stetz@ei.thm.de

Jorge Jadid Tamayo Pacheco

Ms.C., Investigador Doctoral, Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Eléctrica, Departamento de Automática, jadid@uo.edu.cu

Orlys Ernesto Torres Breffe

Dr.C., Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), otorres@electronica.cujae.edu.cu

Rafael Trujillo Codorniu

Dr.C., Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Eléctrica, Departamento de Automática, rtrujillo@uo.edu.cu

Luis Vázquez Seisdedos

Dr.C., Universidad de Oriente (UO), Facultad de Ingeniería Eléctrica, lvazquez@uo.edu.cu

Miriam Vilaragut Llanes

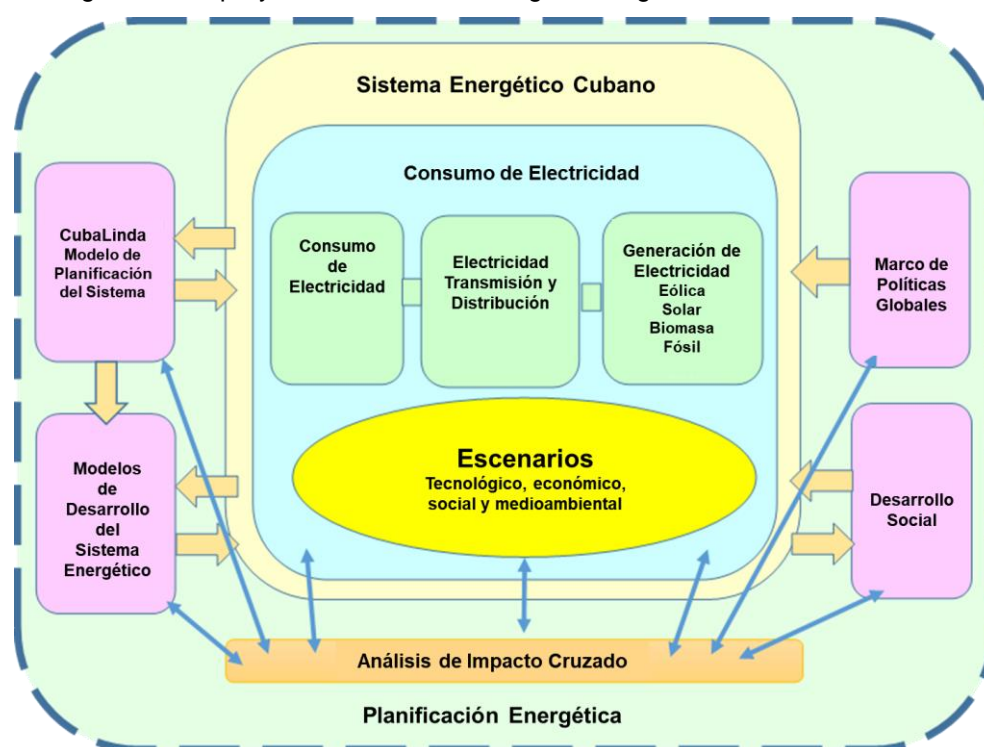
Dr.C., Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría” (CUJAE), Facultad de Ingeniería Eléctrica. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), miriamv@electronica.cujae.edu.cu

Preámbulo

Este libro es el resultado del trabajo de investigación realizado en cooperación entre investigadores finlandeses y cubanos en el Proyecto de investigación “Transformación energética cubana. Integración de fuentes renovables intermitentes en el sistema eléctrico (IRIS)”. La Academia de Finlandia financia el proyecto que se desarrolla del 1.1.2019 al 31.12.2022. Los objetivos del proyecto son:

- ✓ Desarrollar una herramienta de construcción de escenarios para el análisis del desarrollo energético futuro cubano y la construcción de escenarios (CubaLinda) y compararla con otros modelos internacionales de planificación energética
- ✓ Desarrollar herramientas de planificación para el desarrollo de la red eléctrica cubana para integrar las fuentes renovables de energía intermitentes distribuidas en el sistema y mejorar la eficiencia del sistema
- ✓ En un proceso de taller participativo, desarrollar escenarios futuros transformadores para el sistema energético cubano, reconociendo sus impactos sociales en el contexto del desarrollo inclusivo y sostenible
- ✓ Realizar análisis de impacto cruzado de las interrelaciones del sistema energético cubano en el marco PESTEC (PESTEC = Político, Económico, Social, Tecnológico, Ambiental, Cultural)
- ✓ Desarrollar la capacidad de investigación en las instituciones cubanas participantes y lograr una mejor vinculación con los actores y tomadores de decisiones del sector energético nacional

Una vista general del proyecto se ilustra en la siguiente figura.



Los investigadores participantes provienen de dos universidades finlandesas y de varias universidades y centros de investigación cubanos:

Universidad de Turku (institución coordinadora), Universidad de Tampere, Universidad de Oriente (Santiago de Cuba), Universidad Tecnológica de La Habana "José Antonio Echeverría" (CUJAE), Universidad de Moa, Universidad de Pinar del Río, Universidad de Camagüey, Universidad Pontificia Católica de Chile, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Universidad de Sancti Spíritus "José Martí Pérez", y el Centro de Investigaciones Solares (CIES) y CUBAENERGIA.





I. INTRODUCCIÓN

I.1. El Desafío - El desarrollo del sistema energético cubano

Jyrki Luukkanen

Este libro sobre el desarrollo del sistema energético cubano, sus desafíos tecnológicos y posibilidades futuras es resultado de un trabajo de investigación realizado en el proyecto “Transformación energética cubana. Integración de fuentes renovables intermitentes en el sistema eléctrico (IRIS)”. El proyecto está financiado por la Academia de Finlandia.

Bajo la presidencia de Raúl Castro Ruz (2008 – 18), y Miguel Díaz-Canel (desde 2018), Cuba atraviesa un lento pero constante proceso de transformación, defendiendo el sistema político y los logros de la Revolución, como la atención médica y la educación gratuitas y universales, mientras se moderniza y se adapta a una variedad de desafíos de desarrollo. Uno de los sectores clave para la modernización y la reestructuración del país es el sector energético.

Incluyendo los crecientes costos y las cargas de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en virtud del Acuerdo de París, Cuba necesita urgentemente reducir su alta dependencia de los combustibles fósiles importados para la generación de electricidad, y, al mismo tiempo, salvaguardar los recursos financieros nacionales. Estos factores específicos de desarrollo estratégico continúan obstaculizando el desarrollo social y económico y, en consecuencia, son un desafío central para la política pública.

El gobierno es cada vez más consciente de que el problema de la energía solo puede resolverse si se trata de las dos caras de la misma moneda: el uso de sus propias fuentes autóctonas renovables de energía por un lado y, en paralelo, la implementación de tecnologías energéticamente eficientes, y el cambio en la manera en que se utiliza la energía en todos los sectores de la sociedad.

El perfil energético cubano actual revela una alta dependencia de los combustibles fósiles, y el alto costo de la energía entregada a los consumidores finales. Existe un problema de baja eficiencia a lo largo de la cadena de valor, desde la producción hasta la distribución y el consumo. Un trilema es claro: i) mejorar la seguridad energética, ii) reducir costos y iii) reducir las emisiones de GEI y los impactos ambientales. La energía, el desarrollo socioeconómico, y el medio ambiente, han recibido una alta prioridad en los planes nacionales de desarrollo. La abundancia de recursos renovables domésticos (solar, eólica y biomasa), podría resolver los problemas de dependencia, costos, emisiones, entrega y acceso, y requeriría la modernización de los sistemas, pero su utilización requiere grandes inversiones. Cuba desea atraer inversionistas extranjeros con la nueva ley de inversiones.

La generación eléctrica cubana entregada a partir de energía eólica y solar fotovoltaica actualmente representa solo el 4 % de la electricidad producida. El gobierno planea alcanzar el 24 % para 2030 proveniente del aumento de la energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa y minihidráulica. Para 2030, el plan aumentaría la capacidad de energía eólica a 656 MW, la capacidad de energía solar fotovoltaica a 700 MW, la capacidad de biomasa a 872 MW y la capacidad de pequeña hidroeléctrica a 56 MW. El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) está dispuesto a aumentar la meta de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad al 29% para el año 2025. Esto conduciría a una red con una alta penetración de generación distribuida. Cuba tiene un sistema eléctrico aislado, y los problemas clave de estabilidad, seguridad y confiabilidad de la red del sistema eléctrico surgirán inevitablemente con la integración de grandes porciones de dicha generación intermitente.

Hay varios co - beneficios en el desarrollo del sistema energético cubano basado más en fuentes renovables y sostenibles. En primer lugar, la dependencia de las importaciones de fósiles venezolanos plantea una pregunta importante sobre la confiabilidad y vulnerabilidad de los recursos en momentos de turbulencia política y económica de Venezuela. La diversificación de la matriz de generación de energía y la producción nacional tienen notables oportunidades de empleo, y también reducen la dependencia de las importaciones. Debido a la nueva ley de inversiones, Cuba está comenzando a atraer inversores internacionales, pero debe ser cauteloso con la gobernanza sostenible de la extracción de recursos naturales, y el uso de la tierra. Cuba es simultáneamente muy vulnerable a los impactos del cambio climático, como los huracanes del Caribe, y el aumento del nivel del mar, y necesita desarrollar todo el sector de manera consistente, teniendo en cuenta la independencia energética y la resiliencia. Los sistemas descentralizados y modernizados son menos propensos a los cortes de energía y más adaptables a los desastres. Además, todavía hay regiones rurales sin conexión a la red en Cuba y, por lo tanto, un sistema energético descentralizado basado en fuentes sostenibles autosuficientes tendrá un vínculo directo con el acceso equitativo a la energía, y al desarrollo socioeconómico de las personas más pobres del país. La creación de empleo rural también es un activo económico nacional.

En términos de política global y cooperación internacional en tiempos de cambio climático, la actual transición energética en Cuba incorpora varios desafíos pero también posibilidades. La orientación hacia las energías renovables y la mejora de la eficiencia pueden disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y aumentar la seguridad energética, debido al proceso de descentralización de la generación de energía. La descentralización y la diversificación podrían contribuir tanto a la seguridad energética como a una producción de energía más respetuosa con el medio ambiente. La decreciente dependencia internacional debe cubrir la dimensión de la tecnología: la dependencia de las importaciones de petróleo no debe ser reemplazada por una nueva dependencia internacional de las importaciones de alta tecnología.

Sin embargo, también se ha señalado a menudo que un aumento considerable de la oferta de fuentes renovables de energía intermitentes (solar y eólica), puede provocar problemas técnicos relacionados con el control del equilibrio oferta - demanda en el sistema eléctrico. Esto debe tenerse en cuenta en la planificación del sistema eléctrico, incluidas las variaciones horarias y estacionales, tanto en el suministro como en la demanda de electricidad. Los temas relacionados con la estimación del estado del sistema eléctrico, el control de frecuencia, la confiabilidad operativa de las centrales eléctricas, la optimización de la red de distribución y transmisión, la predicción de la producción fotovoltaica y la conversión térmica de biomasa en el contexto de una mayor producción de energía distribuida intermitente, deben ser abordados y tenidos cuenta en la planificación del sistema.

La evolución de los sistemas de energía hacia una alta penetración de la generación renovable ha sido objeto de una extensa investigación durante años. Las redes inteligentes, los sistemas de generación renovable distribuida, el almacenamiento de energía, los convertidores de potencia de conmutación, etc. han sido los temas más populares en las últimas conferencias relacionadas con la ingeniería. Hasta ahora, este nuevo enfoque se ha investigado en algunos distritos limitados y conectados, como parte de un sistema convencional más grande, y no existe mucha investigación sobre la integración de fuentes renovables intermitentes de energía en la red cubana. Con la alta penetración de la generación renovable en la red de distribución, la red eléctrica ya no es pasiva, como tal, el flujo de energía y el perfil de voltaje están determinados tanto por la generación como por la carga. Esto provoca nuevos desafíos para el sistema de distribución sobre la producción predecible y despachable centralizada, debido a su intermitencia y sus características fluctuantes. La integración de la generación renovable en la red de distribución, cerca de los clientes, reduce el costo de transmisión, la pérdida de energía y la capacidad. Sin embargo, la generación renovable está influenciada por las condiciones meteorológicas. Por lo tanto, el sistema operativo de la red cubana debe ser revisado y controlado de una manera más innovadora, minimizando las pérdidas y maximizando la confiabilidad. Esta es la razón por la que se necesita una nueva investigación sobre la planificación dinámica de la integración de fuentes renovables intermitentes, y la configuración de las redes de transmisión y distribución relacionadas.

La producción de electricidad en Cuba se basa principalmente en la combustión de petróleo fósil y gas en las centrales eléctricas. Las denominadas termoeléctricas, centrales eléctricas de vapor de condensación, que producen la carga base, son muy antiguas y sufren de vez en cuando roturas de componentes que provocan problemas en el suministro eléctrico. Los problemas con las importaciones de petróleo, acrecentados por el bloqueo económico estadounidense, han dificultado mantener los almacenamientos de petróleo necesarios para los generadores distribuidos, para compensar la escasez de energía del sistema centralizado en caso de rotura de equipos. Esto ha resultado en apagones cuando la capacidad necesaria no es suficiente, ni está siempre disponible de inmediato.

El trabajo de investigación para este libro se ha llevado a cabo en el proyecto IRIS en diferentes universidades e instituciones de investigación participantes. El Centro de Investigación de Futuros de Finlandia, de la Universidad de Turku es la organización coordinadora del proyecto IRIS. Dos facultades de la Universidad de Tampere están involucradas en el proyecto: Facultad de Ingeniería y Ciencias Naturales, y su grupo de investigación de Tecnología Automática e Ingeniería Mecánica, Automatización de Procesos, así como Facultad de Ciencias de la Información y las Comunicaciones y su grupo de investigación de Ingeniería Eléctrica.

Los participantes cubanos en el proyecto IRIS y colaboradores de este libro incluyen la Universidad de Oriente (UO), la Facultad de Ingeniería Eléctrica y la Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial; la Universidad Tecnológica de La Habana (CUJAE) y su Facultad de Ingeniería Eléctrica, con el Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL); la Universidad de Moa; CUBAENERGIA; y el Centro de Investigación de Energía Solar (CIES) dependientes estos últimos centros del Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente de Cuba.

El proyecto de investigación IRIS ha hecho posible que los investigadores se conecten, recopilen e intercambien información, se familiaricen con los nuevos resultados y métodos de investigación, aprendan a utilizar nuevas técnicas de investigación, softwares, y equipos de laboratorio. Las visitas de los investigadores participantes a universidades, institutos de investigación, empresas energéticas y congresos han hecho posible el intercambio de información.

El proyecto IRIS se ha basado en el trabajo realizado en años anteriores en proyectos de creación de capacidades. Ejemplos de ello son: el proyecto PROCEED-CARIBBEAN, Promoción del Desarrollo de la Educación sobre Capacidad y Energía en la Región del Caribe, financiado por el programa EDULINK de la UE; y el proyecto CRECE, Fortalecimiento de Capacidades para la Planificación de Energías Renovables en Instituciones de Educación Superior de Cuba financiado por el programa ERASMUS+. Ambos proyectos fueron coordinados por el Centro de Investigación de Futuros de Finlandia, de la Universidad de Turku. La Universidad de Tampere y las universidades cubanas fueron socios en estos proyectos.

Este libro “Desarrollo del sistema energético cubano – Retos y posibilidades tecnológicas” trata los aspectos tecnológicos relacionados con el sistema energético cubano, mientras el libro hermano “Futuro Energético en Cuba. La transición hacia un Sistema Renovable de Energía – Factores Políticos, Económicos, Sociales y Medioambientales” aborda los aspectos socioeconómicos y políticos del sistema energético cubano. Este libro en específico brinda artículos generales sobre el sistema energético, y breves reseñas de los temas de investigación de 19 doctorandos cubanos. En este libro, primero se analiza en general la economía energética y los desafíos de la planificación en Cuba, y se ofrece una perspectiva del desarrollo histórico de la producción y el consumo de energía en Cuba.

En el capítulo 3 se analiza el desarrollo de la red eléctrica en Cuba. La introducción a esta sección está a cargo de Ariel Santos Fuentefría, Miriam Lourdes Filgueiras Saiz de Rozas, Irina Salazar Fonseca, Sami Repo, Miguel Castro Fernández. La historia y las necesidades de desarrollo futuro de la red eléctrica son discutidas por Miguel Castro Fernández y Miriam Vilaragut Llanes. A continuación, Ariel Santos Fuentefría e Yrjö Majanne discuten los desafíos en la integración de la electricidad producida con fuentes renovables de energía. Finalmente, el funcionamiento y control del sistema eléctrico cubano es presentado por Antonio Martínez García, Miriam Vilaragut Llanes, Miguel Castro Fernández, Ariel Santos Fuentefría e Yrjö Majanne.

En el último capítulo se analizan los recursos energéticos en Cuba. La introducción está escrita por Luis Vázquez Seisdedos, Miriam Vilaragut Llanes e Yrjö Majanne. Luego, el potencial de la energía eólica en Cuba es discutido por Conrado Moreno Figueredo y Miguel Castro Fernández. El potencial de la energía solar fotovoltaica en Cuba, y los desafíos relacionados son presentados por Rubén Ramos Heredia, José Emilio Camejo Cuán y Saddid Lamar Carbonell. Los recursos energéticos de biomasa, las tecnologías, la situación actual y las perspectivas de futuro son presentados por Jorge Jadid Tamayo Pacheco, Ángel Rubio González, Lorenzo Llanes Junior, y Ángel Luis Brito Sauvanell. Leonardo Peña Pupo, Ernesto Yoel Fariñas Wong y Ángel Luis Brito Sauvanell discuten el papel de la energía hidroeléctrica en el sistema eléctrico cubano y los planes futuros. A continuación, Miguel Castro Fernández, Rafael Pomares Tabares y Miriam Vilaragut Llanes analizan el almacenamiento de energía y las tecnologías y aplicaciones relacionadas en la red eléctrica de Cuba.

Las conclusiones de los temas presentados en el libro son extraídas por Jyrki Luukkanen.



II. ECONOMÍA ENERGÉTICA Y DESAFÍOS TECNOLÓGICOS

II.1. Introducción.

Jyrki Luukkanen

El desarrollo histórico del sector energético cubano constituye la base de un nuevo desarrollo. Los cambios globales y los cambios en la sociedad cubana forman el contexto del cambiante sistema energético. La dependencia de los combustibles fósiles, tanto del petróleo importado como de sus derivados, así como la producción nacional de energía fósil, - petróleo crudo y gas natural -, han sido las principales fuerzas impulsoras de la planificación del sistema energético. La biomasa ha sido una fuente de energía importante con el uso del bagazo, que se ha utilizado ampliamente en la industria azucarera para producir electricidad y calor durante el proceso fabril del azúcar.

Sin embargo, existe la necesidad urgente de un cambio en el sistema energético. Existen diferentes impulsores económicos para ese cambio. Los crecientes costos de la energía fósil son uno de los factores necesarios para la reducción de la importación de combustible. El desarrollo tecnológico y la consiguiente disminución del precio de las tecnologías y la producción de electricidad con fuentes renovables de energía es otro factor esencial, al permitir el incremento de las inversiones en tecnología de energía solar fotovoltaica y eólica.

Las razones ambientales para el cambio son significativas. La política climática internacional y los esfuerzos necesarios de mitigación y adaptación son motores esenciales de ese cambio. Además, el creciente papel de las fuentes renovables de energía en la reducción de las emisiones de CO₂, provocará un cambio importante en los sistemas eléctricos a nivel mundial y también, en el sistema eléctrico cubano. Además, el control de la contaminación de la producción de energía a nivel local, requiere cambios en la tecnología energética.

Desde 2014, el gobierno cubano ha promovido el desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía. Las normas para llevar a cabo este proceso están establecidas en el Decreto Ley 345 de 2019 del Consejo de Estado, que prevé contribuir a incrementar la participación de las fuentes renovables de energía en la generación de electricidad; reemplazar progresivamente los combustibles fósiles; aumentar la eficiencia y el ahorro de energía; así como estimular la inversión y la investigación en el campo de las fuentes renovables, entre otros objetivos.

De acuerdo con este decreto ley, la máxima participación de las fuentes renovables de energía en el Sistema Eléctrico Nacional de Cuba y el aumento de las demandas de eficiencia energética tienen los siguientes requisitos: el uso óptimo de las ventajas de la generación distribuida, ya que esta generación cercana al consumo, minimiza las pérdidas en las redes eléctricas; el aumento de la cogeneración, que implica la generación simultánea de energía eléctrica y calor; la adecuación del sistema a las nuevas condiciones de operación; la adopción de medidas para aplanar la curva de carga; y el uso de tecnologías de almacenamiento de energía.

El desarrollo sostenible de la producción de electricidad requiere la penetración a gran escala de la energía eólica y la solar fotovoltaica, fuentes altamente intermitentes y no despachables. Las propiedades variables de las fuentes renovables de energía requerirán un cambio en la planificación y la gestión del Sistema eléctrico.

La generación eléctrica actual, centralizada, irá cambiando, para incluir una generación más distribuida, lo que requerirá cambios, tanto en el sistema de gestión y gobernanza local y regional, como en la planificación del sistema tecnológico para responder a las necesidades de confiabilidad, eficiencia, eficacia y costos del sistema.

Se necesitan además cambios en otros aspectos durante el proceso de transición: la gobernanza, cambios en las organizaciones, responsabilidades, la legislación y regulación que respaldan el proceso. La transición del sistema energético cubano debe organizarse, de manera que, las decisiones e interacciones descentralizadas entre las partes interesadas finalmente converjan en una solución en continua evolución. Las interacciones con las partes interesadas tienen el potencial de generar beneficios de sinergia, pero también existen riesgos de conflicto de intereses, si no se coordinan adecuadamente. Por ejemplo, hay varias inversiones que compiten e interactúan para transferir el sistema eléctrico a la neutralidad de carbono. El riesgo de inversiones incorrectas para necesidades futuras es relativamente alto, debido a la incertidumbre que está retrasando las inversiones y la evolución de los grupos de interés. La cooperación y la coordinación constan de múltiples elementos, desde decisiones políticas y aspectos sociales, hasta decisiones y soluciones técnico-económicas. El objetivo general debe combinar todos estos aspectos con una metodología de planificación, para permitir una mayor cooperación y coordinación entre las partes interesadas, y encontrar la mejor solución combinada posible.

En esta sección, se analiza el desarrollo histórico de la producción y el consumo de energía en Cuba. Esto proporciona un contexto más amplio para el análisis detallado de los diferentes aspectos de los trabajos desarrollados por un grupo de doctorandos.

Anaely Saunders Vázquez investiga sobre la gestión del sistema energético a nivel local. Su investigación se centra en el desarrollo de un sistema para la gestión del conocimiento y la innovación de los gobiernos territoriales, con foco en la economía energética para el desarrollo local sostenible, y el diseño e implementación de un modelo integrado de gestión y planificación energética para apoyar la toma de decisiones a ese nivel.

Partiendo de un mejor control de la demanda, Saddid Lamar Carbonell trabaja en un método que combina el modelo ARIMA y técnicas de inteligencia artificial, para mejorar la precisión en la previsión de la demanda. La previsión de carga a corto plazo ha jugado un papel esencial en la gestión de la oferta y la demanda de energía para el uso eficiente de la energía. Sin embargo, se convierte

en un desafío, cuando existe una alta penetración de fuentes renovables en la red eléctrica debido a su variabilidad. La investigación tiene como objetivo desarrollar un método / metodología de pronóstico de carga neta a corto plazo para sistemas de distribución de energía con despliegue a gran escala de energía solar fotovoltaica conectada a la red.

La integración de fuentes renovables no es solo un problema global sino también local. Por ejemplo, en Cuba, la decisión ha sido conectar energía solar fotovoltaica en las redes de distribución en pequeñas plantas de hasta 10 MW distribuidas por todo el país. Por tanto, es necesario ver cómo se ven afectadas estas redes de distribución, e Irina Salazar Fonseca viene desarrollando un modelo matemático para la planificación estocástica de la expansión óptima de las redes de distribución, incluyendo tecnologías de generación distribuida renovable y redes inteligentes. Este estudio se centra en los métodos de optimización multiobjetivo en los que se consideran la fiabilidad, las pérdidas de red, los costos de inversión y las incertidumbres.

II.2. Desarrollo histórico de la generación y el consumo de energía en Cuba.

Jyrki Luukkanen, Miriam Lourdes Filgueiras Sainz de Rozas, Miguel Castro Fernández, Miriam Vilaragut Llanes, Anaely Saunders Vázquez

La producción y el consumo de energía en Cuba han cambiado rápidamente debido a las diferentes fases del desarrollo económico. La economía cubana tuvo un crecimiento acelerado desde 1970 hasta 1990, cuando el colapso de la Unión Soviética tuvo un impacto significativo en la economía del país, como se puede ver en la Figura 1. La figura ilustra el desarrollo del valor agregado en diferentes sectores en Cuba.

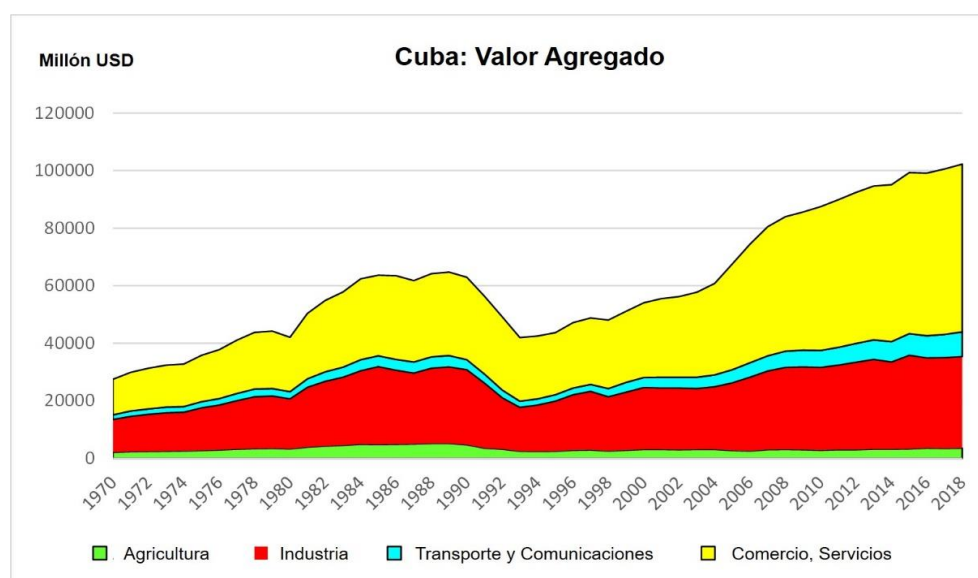


Figura 1. Desarrollo económico en Cuba (UNStats, 2021).

Después de 1995, la economía comenzó a crecer nuevamente, y el crecimiento fue considerablemente intensivo a principios de los 2000.

Sin embargo, durante los dos últimos años, la pandemia de Covid-19 y el bloqueo intensificado de Estados Unidos a la economía cubana, han reducido el desarrollo económico, lo que no se refleja aún en las cifras estadísticas.

La economía cubana ha cambiado considerablemente y el dominio del crecimiento industrial se ha transformado en dominio del crecimiento del sector de servicios (ver Figura 2). Naturalmente, esto también tiene un impacto en la economía energética, porque la intensidad energética en diferentes sectores de la economía es diferente en la actualidad.

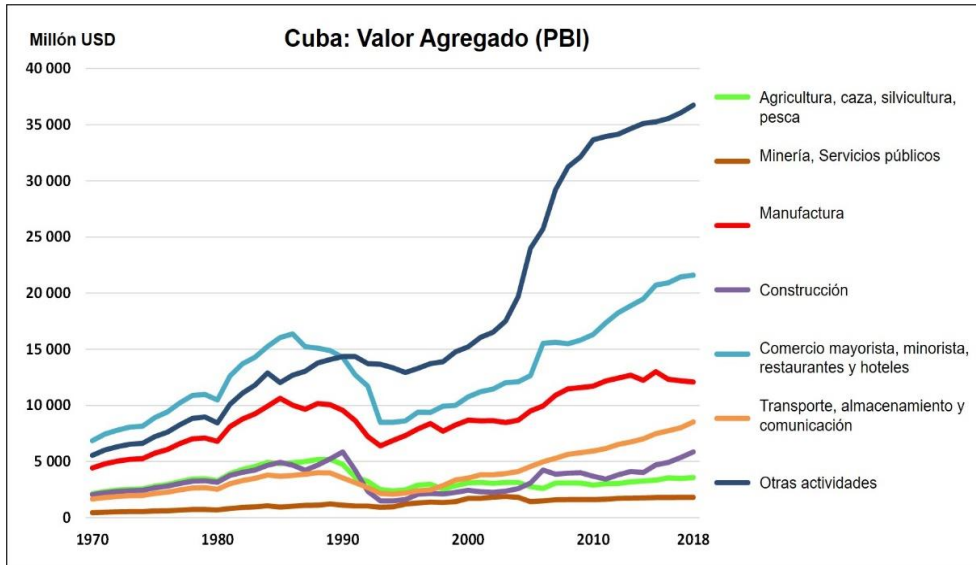


Figura 2. Desarrollo económico en diferentes sectores en Cuba (UNStats, 2021).

El petróleo y los productos derivados del petróleo son la principal fuente de energía en Cuba. Cuba tiene reservas internas de petróleo y gas, pero el país también importa petróleo. La Figura 3 ilustra la participación de la producción nacional de petróleo y gas, y la importación y exportación de combustible. Durante los años 2000, poco más de un tercio del consumo de petróleo y gas se basó en la producción nacional.

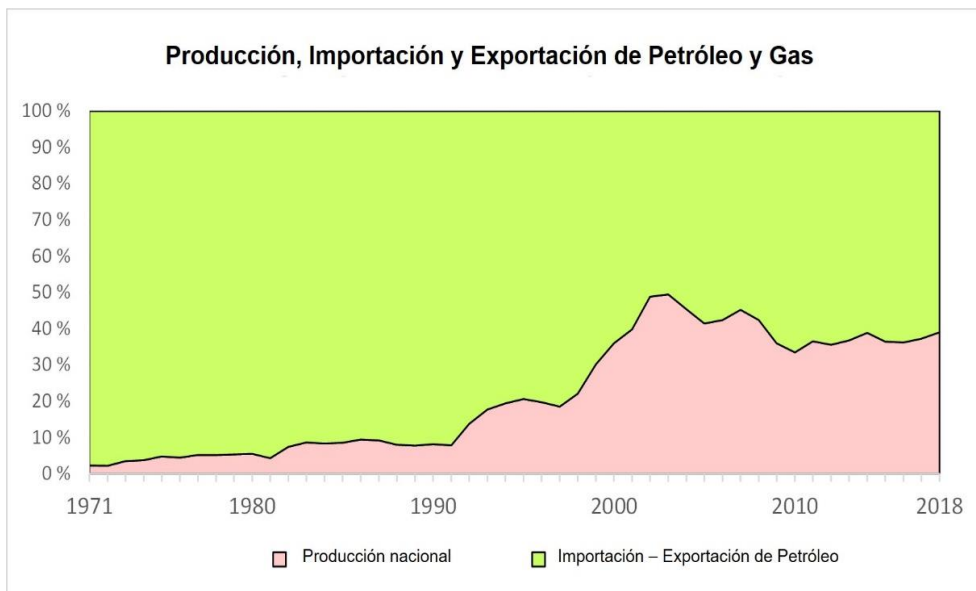


Figura 3. Participación de la producción nacional de petróleo y gas y participación de las importaciones / exportaciones. Fuente: IEA (2020).

La Figura 4 muestra la producción nacional de petróleo y gas; y la cantidad neta importada y exportada.

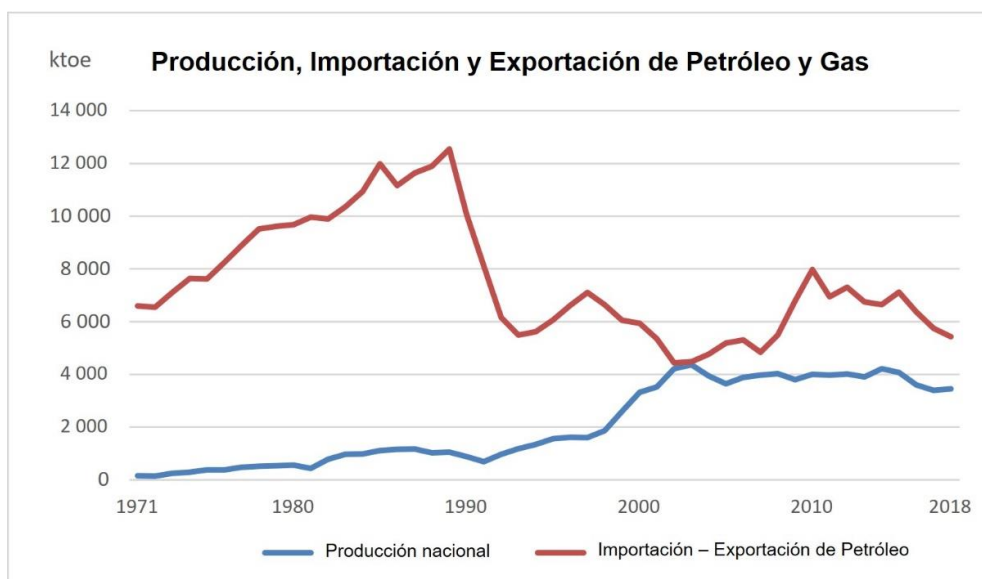


Figura 4. Producción nacional de petróleo y gas en Cuba y monto neto de importación de petróleo. Fuente: IEA (2020).

La Figura 5 brinda más detalles de la producción de petróleo y gas, y la importación de petróleo crudo, y la importación y exportación de otros productos derivados del petróleo (IEA, 2020).

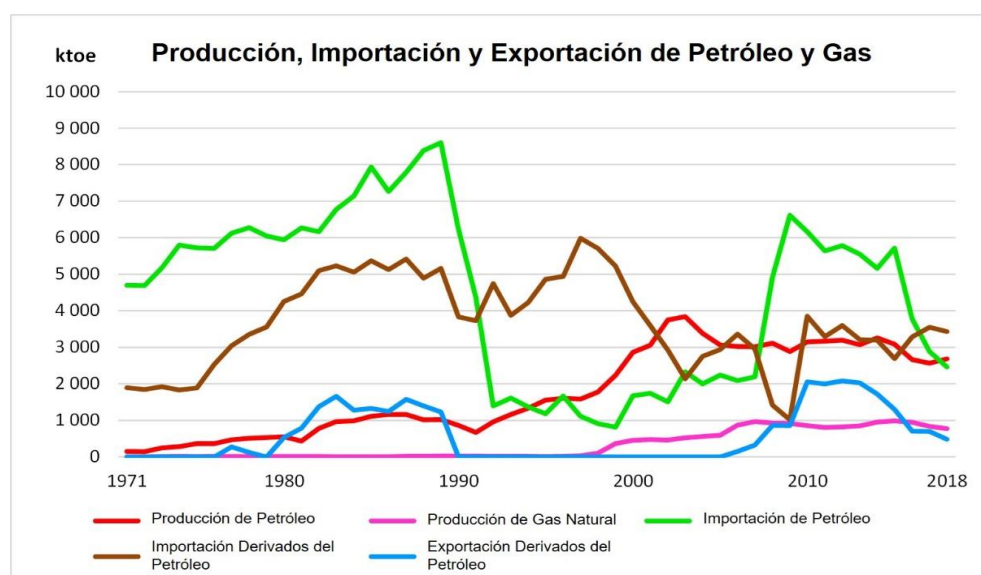


Figura 5. Producción nacional de petróleo y gas en Cuba, importación de crudo e importación y exportación de productos derivados del petróleo. Fuente: IEA (2020)

El suministro total de energía primaria en Cuba se muestra en la Figura 6. Aquí podemos ver el caso específico de los biocombustibles. En el caso de Cuba, el bagazo en la industria azucarera solía ser una fuente importante de energía hasta 1990. La reducción de la producción de azúcar, como resultado de la reducción de las exportaciones, ha reducido el uso de bagazo después de 1990.

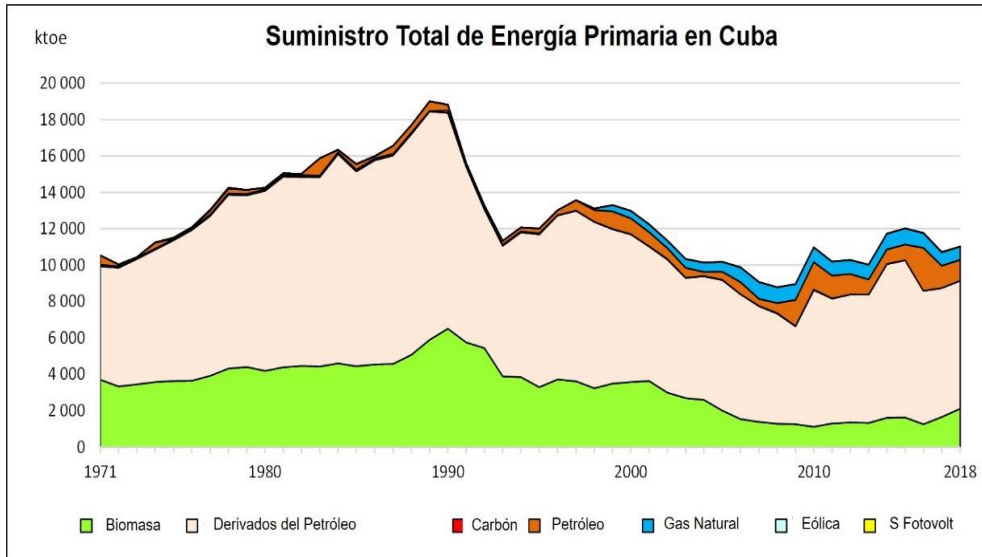


Figura 6. Oferta total de energía primaria (TPES) en Cuba. Fuente: IEA (2020)

La disminución del uso de biomasa ha reducido la participación de las fuentes renovables de energía en el sistema energético cubano y ha aumentado la dependencia de la energía fósil, como se puede ver en las Figuras 7 y 8.

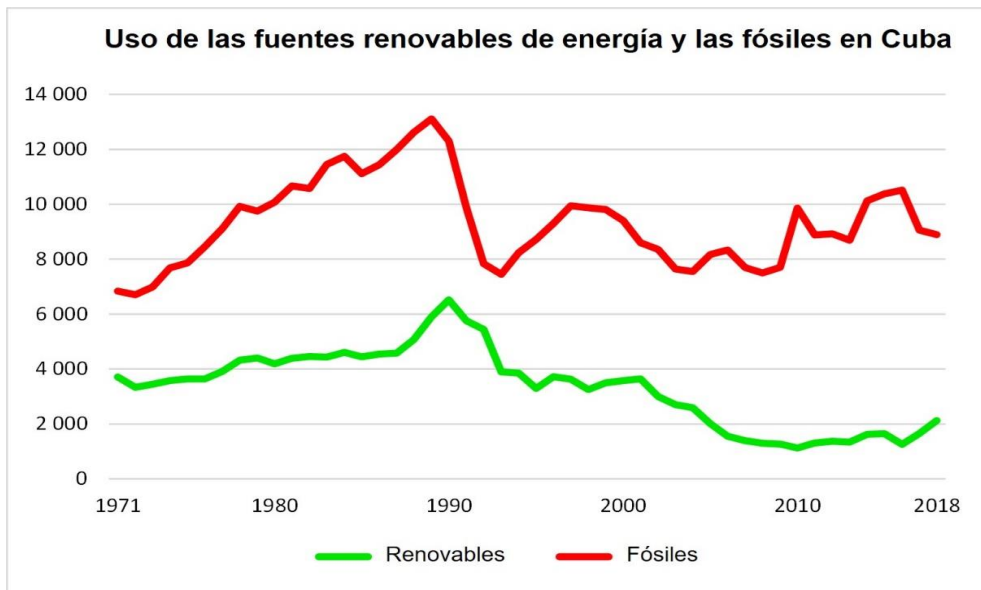


Figura 7. El uso de las fuentes renovables de energía y las fósiles en Cuba. Fuente: IEA (2020)

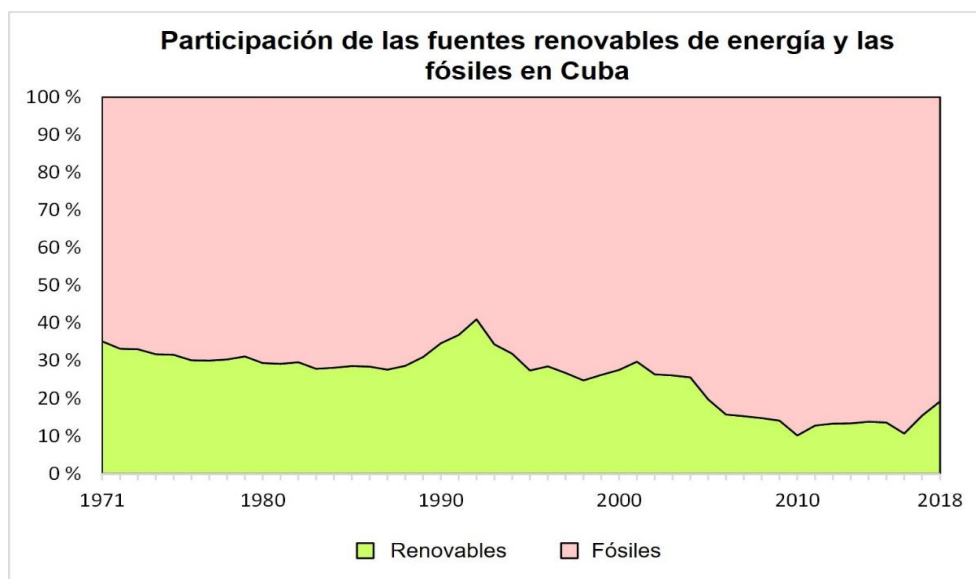


Figura 8. Participación de las fuentes renovables de energía y las fósiles en Cuba. Fuente: IEA (2020)

La producción de electricidad cubana se basa en diferentes tipos de centrales eléctricas. Las centrales de vapor (termoeléctricas) son la columna vertebral de la producción eléctrica cubana. Produjeron el 55% de la electricidad en 2018, según las estadísticas de la ONEI (Ver Tabla 1 (ONEI 2019)). La capacidad instalada de las plantas diésel y de las denominadas plantas de “Nueva tecnología” (plantas de motor que utilizan fuel oil) es ligeramente mayor que las plantas de condensación, pero su factor de capacidad es menor, porque las termoeléctricas producen la carga base, junto con las turbinas de gas. La capacidad hidroeléctrica en Cuba es pequeña porque no hay grandes ríos que puedan utilizarse para estas funciones.

Por otro lado, la capacidad de la energía solar y eólica está aumentando, y los planes del gobierno incluyen aumentos considerables en sus capacidades. El plan es tener alrededor de 800 MW de energía solar fotovoltaica y 700 MW de energía eólica instalados para 2030. El plan para el aumento de la capacidad basada en biomasa también es de aproximadamente 755 MW para 2030. La nueva capacidad basada en biomasa utilizaría tanto bagazo como biomasa forestal como fuente de energía. Además, el plan es aumentar la eficiencia de las plantas de biomasa, aumentando la presión y la temperatura del vapor que se utiliza en el proceso productivo.

Tabla 1. Estructura de la generación de energía en Cuba en 2019. Fuente: ONEI (2020).

Tipos de Plantas de generación	Capacidad Instalada (MW)	Producción (GWh)	% generación
Termoeléctricas	2 498	12 664	61
Turbinas de gas	580	2 450	12
Plantas diésel y “nueva tecnología”	2 642	4 372	21
Hidroenergía	64	125	1
Solar Fotovoltaica y eólica	159	251	1
Otras térmicas (Industria)	459	842	4
Total	6 508	20 704	100

La producción de electricidad en Cuba se ha basado principalmente en petróleo, como se puede observar en la Figura 9. Sin embargo, el aumento de la producción de gas en los 2000, está permitiendo que la producción de electricidad con el uso de la tecnología de plantas de gasificación también se incremente.

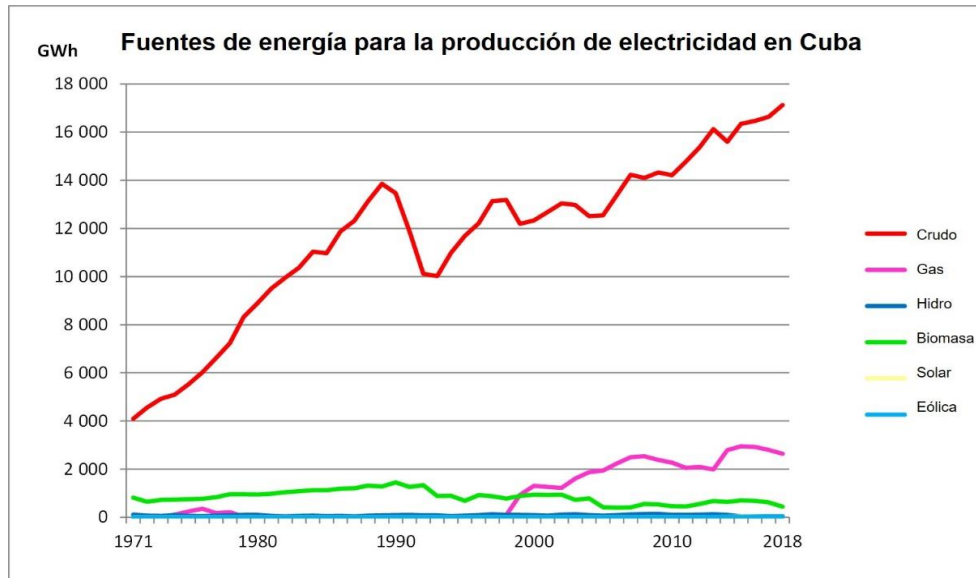


Figura 9. Fuentes de energía para la producción de electricidad en Cuba. Fuente: IEA (2020)

La Figura 10 ilustra la proporción de electricidad producida con combustibles fósiles y energía renovable. Desafortunadamente, aún no puede verse el incremento en la producción de electricidad con las tecnologías eólica y solar, porque su participación es todavía muy pequeña.

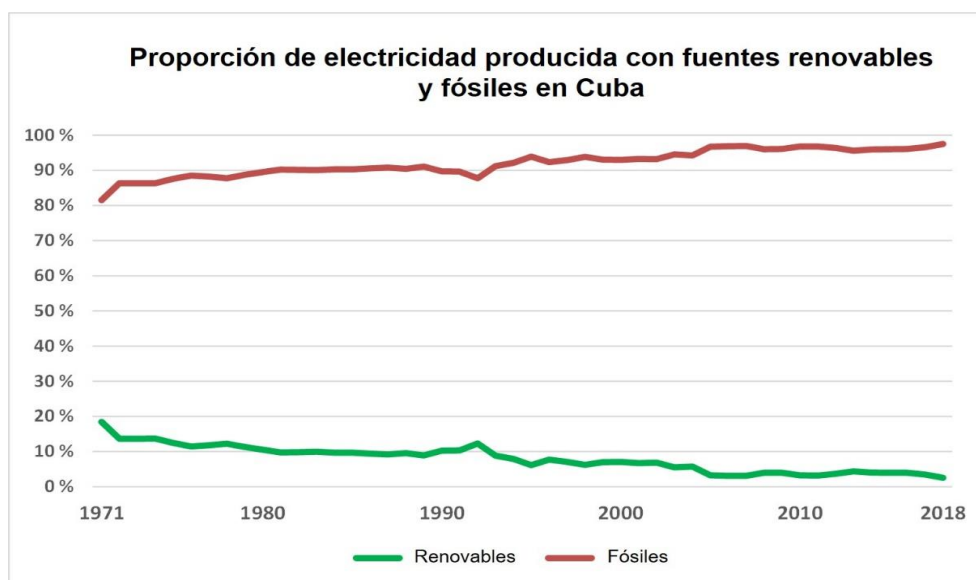


Figura 10. Proporción de electricidad producida con fuentes renovables y fósiles en Cuba. Fuente: IEA (2020)

El consumo de electricidad aumentó considerablemente durante los años 2000 en Cuba. El notable incremento se ha producido en el sector residencial. Sin embargo, parte del consumo que se estima en el sector residencial corresponde al sector servicios, porque las estadísticas no diferencian el consumo en las llamadas "casas particulares", que sirve como alojamiento para los turistas, o en otros servicios no estatales. El consumo de electricidad industrial solía dominar el sector de consumo, pero el consumo real de electricidad de este sector no ha aumentado después de 1990, como se muestra en las Figuras 11, 12 y 13.

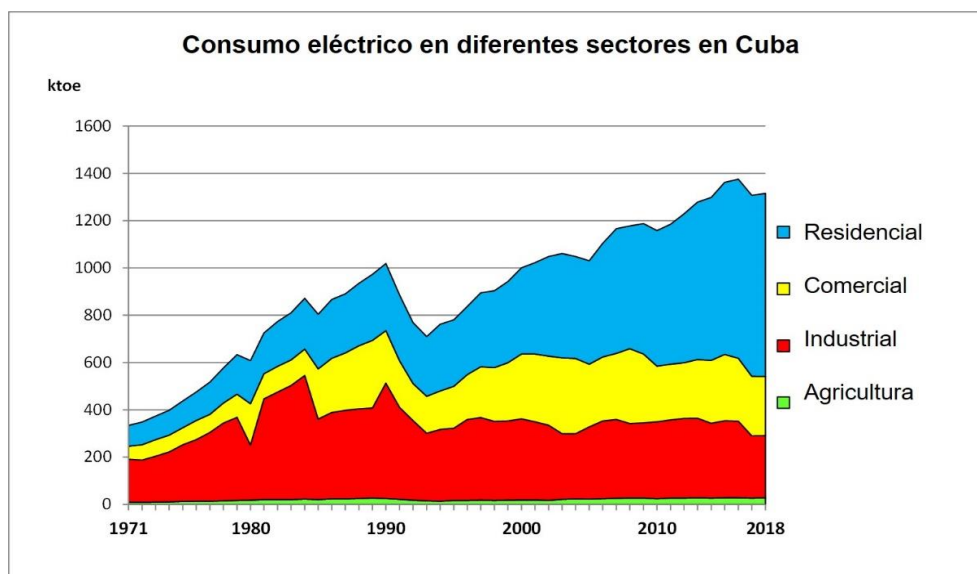


Figura 11. Consumo de electricidad en Cuba. Fuente: IEA (2020)

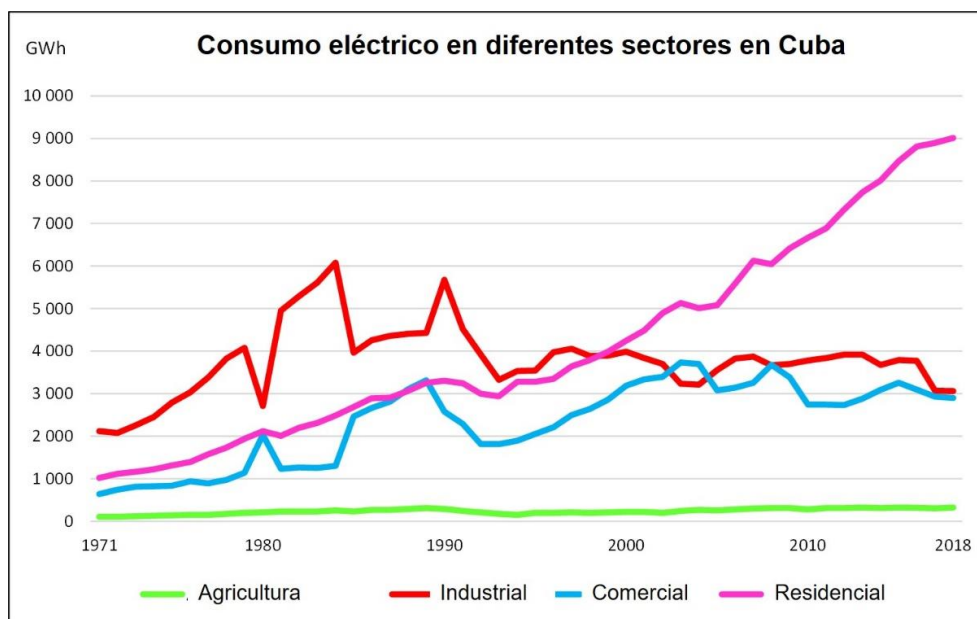


Figura 12. Consumo de electricidad en diferentes sectores en Cuba. Fuente: IEA (2020)

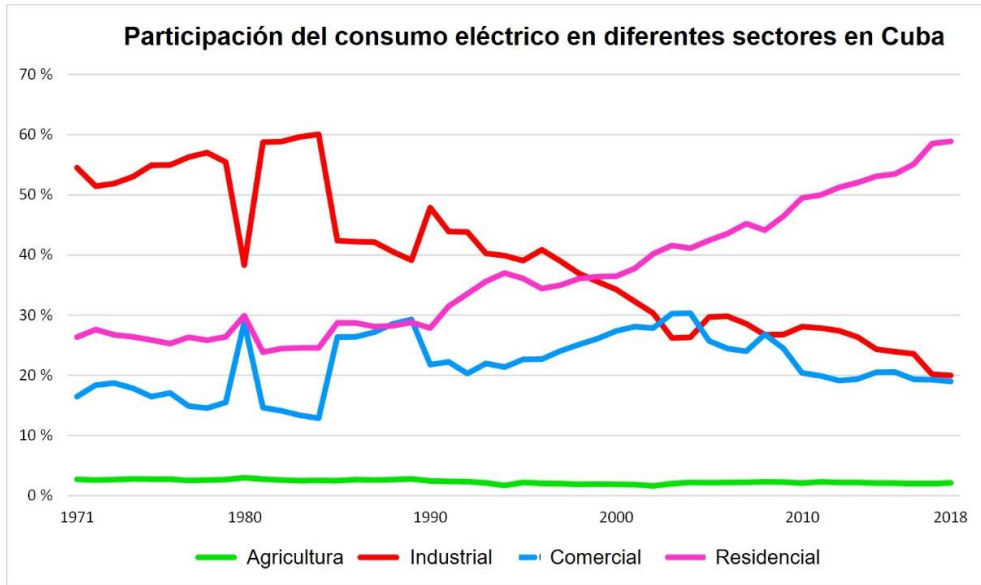


Figura 13. Participación del consumo eléctrico en diferentes sectores en Cuba. Fuente: IEA (2020)

La intensidad de la electricidad en Cuba, que significa la cantidad de electricidad consumida por millón de dólares de valor agregado, aumentó hasta el año 2000, pero luego disminuyó (Ver Figura 14). Esto indica el cambio estructural en la economía. La transición a una economía de servicios, que consume menos energía, ha sido el factor detrás de este desarrollo.

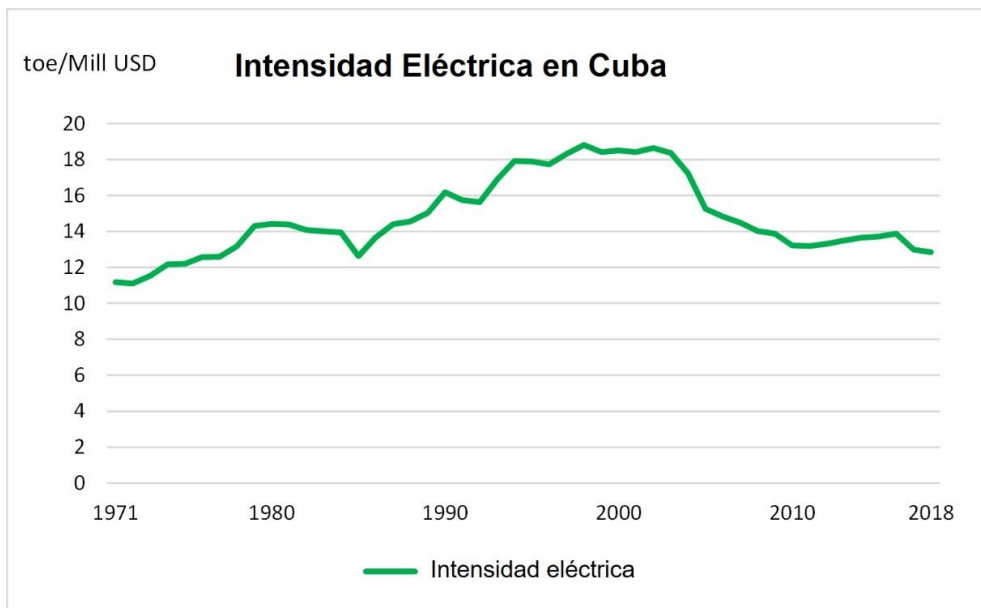


Figura 14. La intensidad de la electricidad en Cuba se mide como uso de energía (tep) por PIB (Mill. USD). Fuente: IEA (2020); UNStats (2021).

Las intensidades de electricidad sectorial se ilustran en la Figura 15. Aquí podemos ver que tanto el sector industrial como el sector de servicios, han mejorado su eficiencia energética después del año 2000. Además, la transición a una mayor participación del sector de servicios en la formación total del PIB ha hecho posible mejorar aún más la eficiencia energética de la economía.

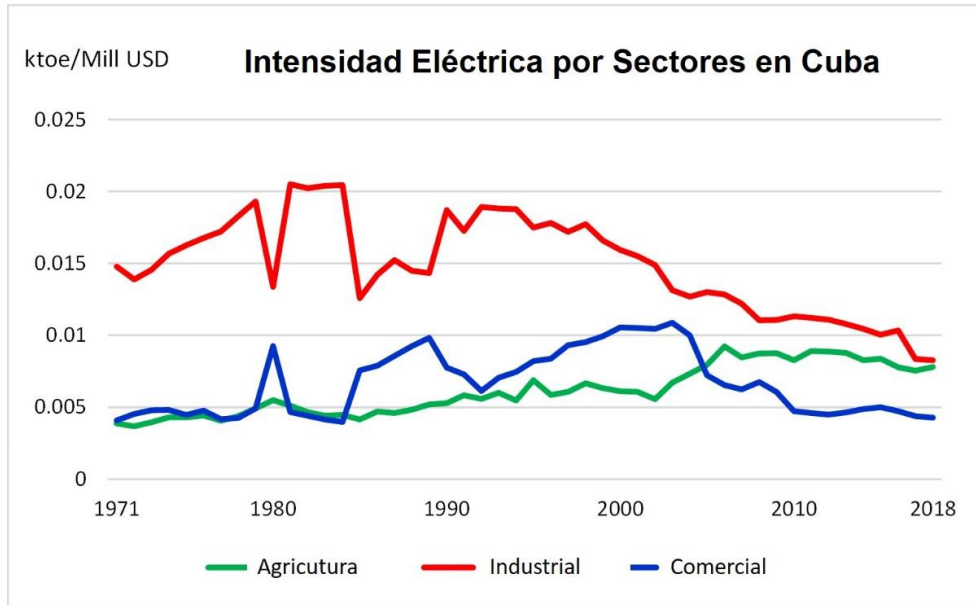


Figura 15. Intensidad eléctrica en diferentes sectores económicos de Cuba, medida como uso de energía (ktep) por valor agregado (Mill USD). Fuentes: IEA (2020); UNStats (2021).

El consumo de energía final en diferentes sectores en Cuba se ilustra en la Figura 16. El sector industrial aún domina el consumo de energía con su gran consumo de combustible, a pesar de que el consumo de energía total ha disminuido.

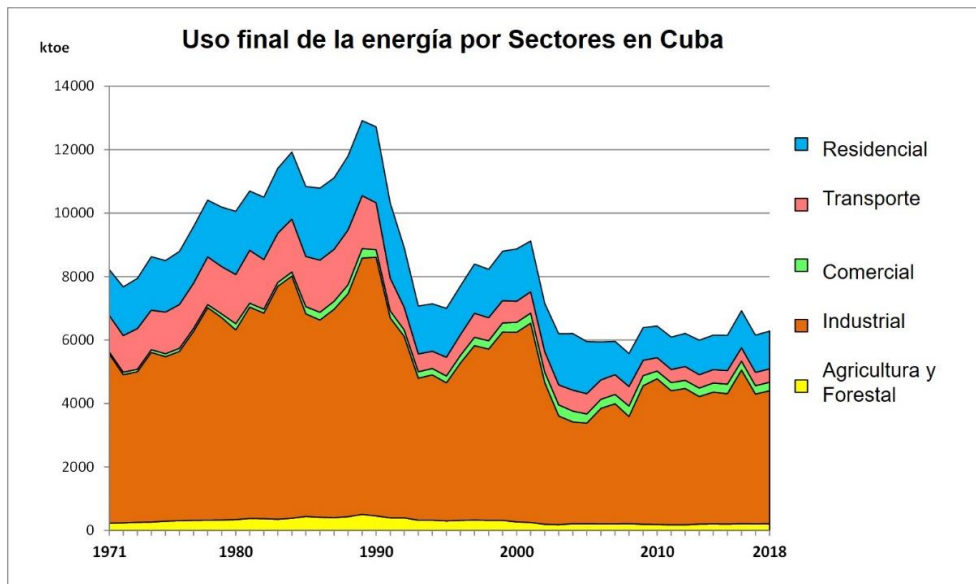


Figura 16. Uso de energía final sectorial en Cuba. Fuente: IEA (2020).

El combustible utilizado en Cuba se ilustra en la Figura 17.

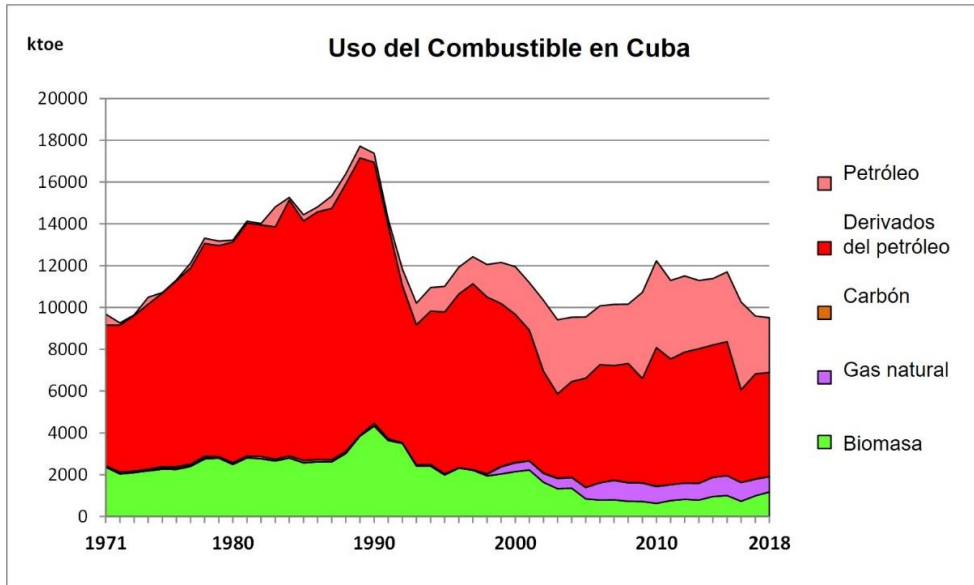


Figura 17. Uso de combustible en Cuba. Fuente: IEA (2020).

El uso de energía industrial se muestra en la Figura 18. La disminución en el uso del bagazo (biomasa) se puede ver en la figura después del colapso de la Unión Soviética y la consiguiente reducción en la exportación y producción de azúcar.

El cambio del consumo de productos derivados del petróleo a una mayor proporción del consumo de crudo es indicativo de la disponibilidad de combustibles y la diferencia de precios de los últimos años.

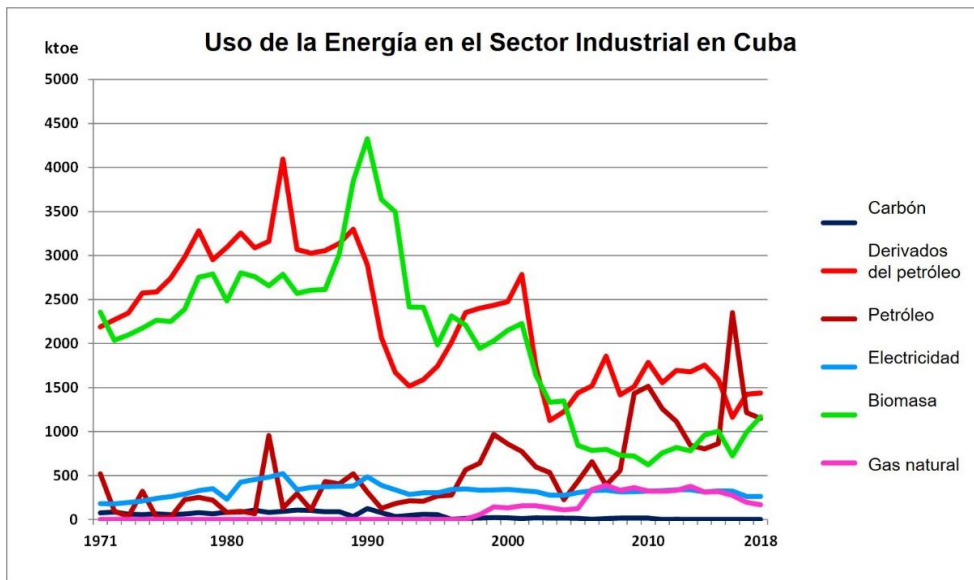


Figura 18 Uso de energía en el sector industrial en Cuba. Fuente: IEA (2020).

El uso residencial de energía en Cuba se muestra en la Figura 19. La dependencia anterior de los biocombustibles (leña, carbón vegetal) se ha reducido considerablemente y el uso de la electricidad ha crecido rápidamente.

El uso de productos derivados del petróleo disminuyó debido a la “Revolución Energética” (iniciada en 2006), cuando se eliminó el uso del queroseno para la cocción y se comenzó el uso más intensivo de la electricidad en esa tarea hogareña. Parte del uso residencial de energía durante los últimos años podría atribuirse al sector servicios, al incrementarse los negocios particulares, no estatales, como restaurantes, cafeterías, alojamientos y otros servicios. El consumo de electricidad de este tipo de emprendimientos se encuentra en las estadísticas nacionales asignadas al consumo residencial, a pesar de que forma parte del sector servicios.

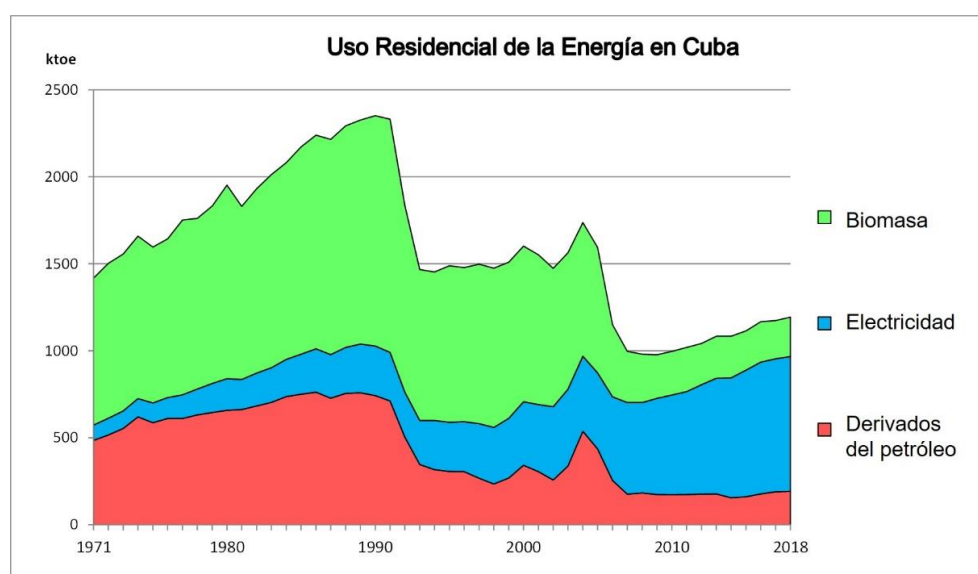


Figura 19. Uso residencial de la energía en Cuba. Fuente: IEA (2020).

Referencias

IEA. (2020). World Energy Statistics. Retrieved from Online website: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics>

ONEI. (2020). Anuario Estadístico de Cuba 2019. Capítulo 10: Minería y Energía. In *Anuario Estadístico de Cuba 2019* (p. 19). Oficina Nacional de Estadísticas e Información (ONEI).

UNStats. (2021). UN Stats. Retrieved from <https://unstats.un.org/unsd/snaama/basic>



II. 3. Temas de Doctorado

II.3.1 Sistema para la gestión del conocimiento y la innovación en los gobiernos territoriales con enfoque en la economía energética para el desarrollo local sostenible.

Anaely Saunders Vázquez, Miriam Lourdes Filgueiras Sainz de Rozas, Jyrki Luukkanen

Resumen

Los municipios cubanos están en proceso de cambio tras la aprobación de la nueva Constitución, que les otorga autonomía y la posibilidad de administrar sus recursos de manera integral.

Sin embargo, varios obstáculos dificultan la gestión municipal, como la limitada capacidad de los gobiernos para planificar, regular, controlar y supervisar actividades y procesos, el uso insuficiente de la planificación municipal, y la falta de herramientas y habilidades para la gestión energética.

A partir de estas limitaciones, el objetivo y la novedad científica de la investigación se centran en el desarrollo de un sistema para la gestión del conocimiento y la innovación de los gobiernos territoriales con un enfoque en la economía energética para el desarrollo local sostenible (SGCIEn), así como la diseño e implementación de un modelo integrado de gestión y planificación energética, contextualizado a las condiciones nacionales, y como soporte para la toma de decisiones.

Palabras Claves: gestión del conocimiento; innovación; gestión y planificación de la energía; desarrollo local.

Introducción

En el proceso de aprobación e implementación de los Lineamientos para la política económica y social del Partido y la Revolución (PCC, 2017), se establecieron prioridades para el desarrollo del país, siendo el ámbito local donde estas se materializan, convirtiendo al municipio en el espacio fundamental para el desarrollo de sus potencialidades endógenas (Guzón Camporredondo y Hernández Márquez, 2015).

Un cambio de paradigma en la gestión municipal, en el corto y mediano plazo, debe ocurrir luego de la aprobación de la nueva Constitución de la República de Cuba en 2019 (ANPP, 2019). En esta nueva etapa, la ley otorga autonomía al municipio, lo que permite la gestión de los recursos del territorio de manera integrada (ANPP, 2019:104). De esta forma, el municipio se convierte en la principal unidad político-administrativa de la sociedad cubana, con personalidad jurídica y para satisfacer las necesidades locales (ANPP, 2019:104).

Estos cambios normativos deben convertirse en promotores de la modificación de las formas de actuación territorial, en cuanto a estructura, dirección, acciones de control, planificación y ejecución y desarrollo de estrategias en el corto, mediano y largo plazo.

La Constitución otorga al municipio varias prerrogativas (ANPP, 2019:108–109), entre las que se encuentran:

- la aprobación y control del plan de la economía, el presupuesto municipal y el plan de desarrollo integral;
- el control de todas las instituciones, locales y nacionales, asentadas en cada territorio; de las actividades económicas, de producción y servicios, de salud, asistenciales, de prevención y atención social, científicas, educacionales, culturales, recreativas, deportivas y de protección del medioambiente en el municipio.



Capitolio de La Habana

Estas modificaciones permiten la introducción de cambios en las estrategias municipales, materializados en políticas y referentes regulatorios y normativos. Al transformar los modelos de

gestión de dirección, se abren nuevas oportunidades, con métodos de planificación y gobernanza más descentralizados. La gobernanza descentralizada cambiará el rol de los actores políticos, económicos y sociales en el territorio con una gestión más participativa.

Estas transformaciones implican que el desarrollo local previsto se fundamenta en una concepción de un proceso sustentable, integral y viable, creador, articulador de actores y sujetos, innovador desde todos los puntos de vista, pero donde la planificación juega un papel fundamental (Guzón Camporredondo y Hernández Márquez, 2015).

Propuesta: Sistema para la gestión del conocimiento y la innovación en los gobiernos territoriales con enfoque en la economía energética para el desarrollo local sostenible (SGCIEn)

Para realizar cualquier análisis a nivel territorial, es vital lograr la articulación de los procesos esenciales del territorio, valorando al municipio como una red organizacional, que permitirá: ampliar la base de conocimientos y sus capacidades; compartir costos y recursos; convertirse en una organización flexible que debe adaptarse a entornos cambiantes y desafiantes, y desarrollar nuevas estrategias y sinergias, teniendo en cuenta las circunstancias actuales (Heno Castrillón y Zapata Giraldo, 2018).

En este contexto, como elemento transversal, la energía impacta en cada una de las actividades, planes y estrategias de desarrollo, no solo como recurso, sino también valorando el crecimiento de la demanda, el ahorro energético y el uso eficiente.

En este escenario, los gobiernos territoriales enfrentan varios desafíos relacionados con el tema energético. Por lo tanto, dentro de su Estrategia de Desarrollo Local, los gobiernos deben considerar el impacto del desarrollo energético y evaluar diferentes elementos:

- la influencia de la autonomía en la gestión energética territorial y la preparación de sus especialistas y funcionarios en esta temática;
- la gestión, administración y/o creación de nuevas instituciones, industrias, servicios, emprendimientos, a partir del uso de los recursos energéticos endógenos (combustible, electricidad, gas, etc.), a punto de partida de que estos recursos se asignan de manera centralizada por el nivel nacional;
- la creación de capacidades estructurales, humanas y financieras, para que el municipio / territorio funcione como una microrred que articula todos los sectores y procesos como una economía circular;
- el impacto social, cultural y tecnológico de la implementación en el territorio del plan nacional para la introducción y uso de las fuentes renovables de energía, así como su marco regulatorio (Ministerio de Justicia, 2019);

- el crecimiento de la demanda eléctrica en el territorio debido a medidas que aumentan la calidad de vida de la población (Figueredo Reinaldo, Sifonte Díaz, Fuentes Puebla, y Izquierdo Ferrer, 2019);
- la implementación de modelos municipales de gestión energética y su impacto en el medio ambiente;
- diversificación de la matriz energética territorial, con efecto sobre los cambios de infraestructura y los altos costos de su transformación;
- establecimiento en los municipios o territorios de mecanismos de exportación y almacenamiento de energía;
- desarrollo de capacidades para la planificación energética local.

Por ello, la investigación considera que los gobiernos locales deben incorporar los conceptos esenciales de la economía energética en su modelo de gestión territorial (Bouille, 2004), y gestionar elementos como la eficiencia energética, redes inteligentes, planificación energética, demanda energética, generación distribuida, matriz energética, entre otros.

De ahí la necesidad de diseñar e implementar un modelo integral de gestión y planificación energética (MIGePen), adaptado a las condiciones nacionales, con una visión local del desarrollo energético vinculado al cambio tecnológico. Lamentablemente, este tema ha sido estudiado en los últimos años de manera fragmentada (Correa Soto et al., 2018).

La propuesta de investigación es evaluar de manera integral este tema a partir de la gestión del conocimiento y el aporte de la innovación con estos antecedentes.

Existen varias concepciones sobre estos temas, pero autores como Soto y Barrios (2006) consideran la gestión del conocimiento como un conjunto de procesos y herramientas que permiten la integración sistémica de acciones para el aprovechamiento y utilización del conocimiento, la información y la experiencia acumulada en el desarrollo cualitativo de una organización o red organizacional. La gestión del conocimiento es un proceso integrador donde convergen la gestión de la información, la gestión de la tecnología y la gestión de los recursos humanos.

En el caso de la innovación, es un proceso informacional, en el que el conocimiento se identifica, adquiere, procesa y transfiere. Gestionar la innovación tecnológica requiere que la organización cambie continuamente

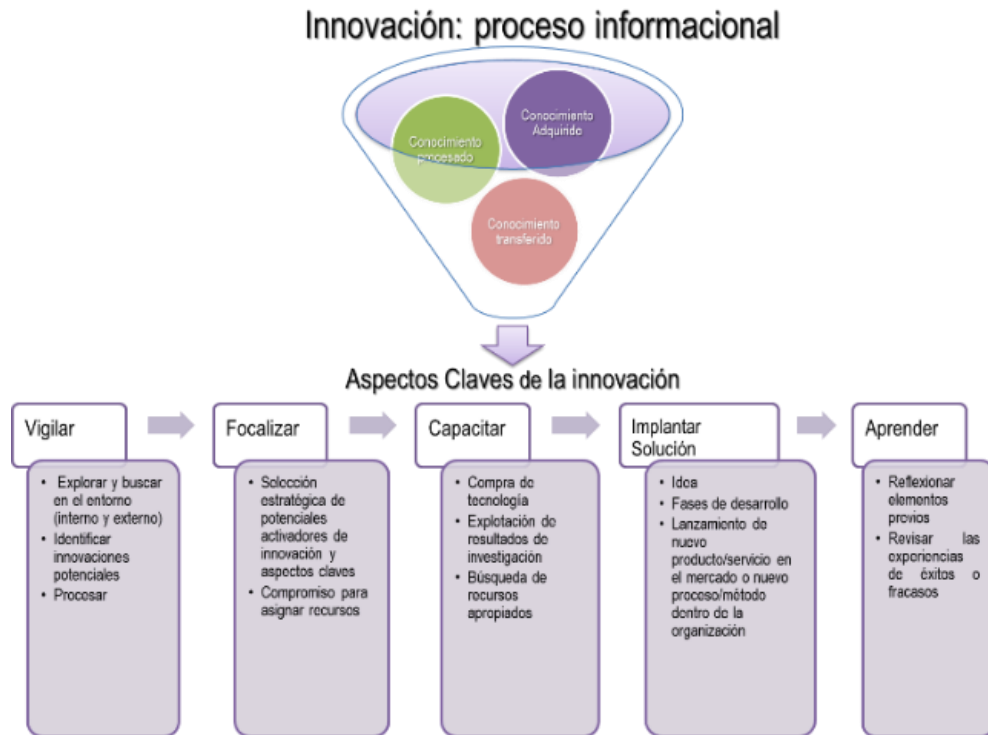


Figura 1: La Innovación como proceso informacional (Saunders Vázquez, 2012)

A partir del análisis de las condiciones de los municipios cubanos, en la investigación propuesta se ha valorado lo que estudiosos de la temática territorial, como Guzón Camporredondo y Hernández Márquez (2015), y Correa Soto et al. (2018), han identificado como obstáculos que limitan la gestión del desarrollo municipal. Entre esos obstáculos se encuentran:

- Limitada capacidad de los gobiernos municipales para planificar, regular, controlar y fiscalizar actividades y procesos.
- Falta de capacidades institucionales, mecanismos de gestión e integración y visión estratégica en los gobiernos municipales en donde la operatividad y el enfoque que prioriza trabajar a corto plazo caracteriza su gestión.
- La insuficiente articulación de herramientas de planificación municipal y la ausencia de perspectiva local-territorial.
- Falta de herramientas y competencias para la gestión de la energía y de un mecanismo institucional para hacerlo.
- Los programas nacionales, proyectos y acciones promovidos desde otros niveles no están conectados con las estrategias de desarrollo local
- La escasa definición de indicadores para medir y evaluar procesos.

En conclusión, los gobiernos territoriales carecen de herramientas para la implementación teórica y práctica del desarrollo energético local, para mejorar su gestión, el logro de objetivos territoriales fundamentales, y la formulación de Estrategias de Desarrollo Municipal, al no incorporar la

dimensión energética y su impacto en diferentes aspectos: político, económico, social, tecnológico, ambiental y cultural.

Formulación del Problema Científico: El modelo de gestión del desarrollo territorial no garantiza la integración sistémica de la dimensión energética y el desarrollo energético local sostenible en la formulación de Estrategias de Desarrollo Municipal, lo que no favorece el uso de sus potencialidades y recursos endógenos.

El propósito de la investigación es superar las carencias que limitan el modelo de desarrollo territorial, incorporando la dimensión energética como eje transversal que incide en cada uno de los procesos y sistemas, promoviendo la sinergia entre las potencialidades que cada territorio tiene como espacio estratégico y auto- gestionado.

El campo de investigación es el Desarrollo Energético Local Sostenible.

La **hipótesis** de la investigación: “es posible contribuir a la mejora del modelo de desarrollo territorial integrando la dimensión energética a través del desarrollo de un sistema para la gestión del conocimiento y la innovación en los gobiernos territoriales con enfoque en la economía energética para el desarrollo local sostenible (SGCIEn), como apoyo a la toma de decisiones, la autonomía territorial y a la formulación de Estrategias de Desarrollo Municipal.

Definición de objetivos

El objetivo general del estudio es desarrollar un sistema para la gestión del conocimiento y la innovación en los gobiernos territoriales con enfoque en la economía energética para el desarrollo local sostenible (SGCIEn), para mejorar el modelo de gestión del desarrollo local sostenible aplicado en varios municipios del país.

Como **objetivos específicos** se propone:

1. Construir el marco teórico - conceptual de la investigación desde diferentes enfoques y ajustado a las tendencias actuales, que contribuya a mejorar la gestión del desarrollo local sostenible incorporando la autosuficiencia energética local, las fuentes renovables de energía y la eficiencia energética.
2. Diseñar e implementar un modelo integral de gestión y planificación energética (MIGePen), su procedimiento, y la integración, adecuación e implementación de diferentes herramientas de la práctica internacional ajustadas a la realidad de los territorios cubanos.
3. Analizar el impacto de diferentes indicadores de desarrollo energético sostenible en el logro de los objetivos críticos de las estrategias de desarrollo municipal, utilizando la herramienta Ventana de Sostenibilidad (SuWi) (Luukkanen et al., 2019).
4. Aplicar el SGCIEn y el MIGePe para probar la hipótesis general de la investigación en los territorios seleccionados para el estudio.

El tema de investigación se valora de manera integral y multidimensional, desde la visión de gestión del conocimiento y la innovación, para lograr los resultados esperados.

Diseño metodológico de la investigación

El espectro académico y conceptual abordado en el estudio se centra en la Gestión e Innovación como procesos estratégicos, valorando cómo actúan a nivel territorial.

La investigación es holística, dada la propia naturaleza del objeto de estudio y la necesidad de plasmar la propuesta a partir de diversos elementos, modelos y métodos desarrollados en diferentes países y publicados en la literatura contemporánea.

Se utilizan diferentes técnicas para obtener los resultados:

- Entrevistas con funcionarios y cuadros del gobierno municipal;
- Creación de un grupo focal con los principales actores y personas interesadas para evaluar una matriz de impacto cruzado con elementos esenciales que influyen en cada territorio;
- Encuesta de demanda energética territorial, validada en cuatro municipios seleccionados por sus condiciones económicas, sociales, estructurales y culturales.

Además, se tendrá en cuenta el modelo de gestión del gobierno orientado a la innovación para Cuba (MGGI) (Díaz-Canel Bermúdez y Delgado Fernández, 2021), y se analizará cómo se articula el SGCIEn en este modelo, al aplicarse a nivel local.

El diseño del SGCIEn incorporará la visión, transversalidad e interdependencia de los elementos contenidos en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), impulsados por Naciones Unidas (UN/CEPAL, 2018), que incluye uno específico sobre energía limpia y asequible.

La investigación aplica el enfoque de ventana de sostenibilidad (SuWi) (Saunders y Luukkanen, 2021), una herramienta para evaluar el desarrollo sostenible en sus tres dimensiones: social, ambiental y económica. Este análisis, novedoso para las condiciones en Cuba, tiene como objetivo visibilizar los cambios necesarios a realizar a nivel local para lograr un estado más sostenible, analizando el impacto de cada uno de los indicadores sobre el resto, para convertirlos en impulsores del desarrollo local sostenible.

La investigación también tendrá en cuenta los ejes estratégicos, diseñados bajo un enfoque sistémico, descritos en el PNDES 2030 (Ministerio de Economía y Planificación, 2020), que articulan la propuesta de desarrollo económico y social, y crean, desde su área de influencia, el logro de ese propósito a largo plazo.

El estudio evalúa otros criterios de análisis, como cantidades reemplazables de energía fósil; emisiones evitables de CO₂, NO_x y SO₂; minimización de costos; así como el acceso universal a la energía en comunidades rurales aisladas.

Herramientas como LINDA y FlexTool adaptadas a las condiciones del país, apoyan el análisis de planificación energética y la modelación de escenarios de desarrollo energético territorial

Novedad de la investigación

La novedad científica de la investigación se centra en el desarrollo del sistema para la gestión del conocimiento y la innovación en los gobiernos territoriales con enfoque en la economía energética para el desarrollo local sostenible (SGCIEn), así como el diseño e implementación del modelo integral de gestión y planificación energética (MIGePen), contextualizados a las condiciones nacionales como soporte a la toma de decisiones.

Importancia social, económica y ambiental de la investigación

El SGCIEn puede contribuir a mejorar las capacidades territoriales y abordar problemas en el campo energético, utilizando el análisis multicriterio en la elaboración de sus estrategias de desarrollo municipal, con herramientas de gestión y planificación energética, que incluyen, entre otros: tecnología, innovación, transferencia de tecnología, economía circular y gestión de proyectos.

Contribuye a la formación de actores comunitarios en temas energéticos para promover sinergias entre las potencialidades locales.

El SGCIEn debe sentar las bases metodológicas para que cada territorio cuente con un modelo de gestión y planificación energética, que mejore el modelo de gestión del desarrollo territorial sostenible.

El desarrollo y aplicación del modelo integral de gestión y planificación energética (MIGePen) y su procedimiento mejorará la elaboración de las Estrategias de Desarrollo Local y el logro de los objetivos de los territorios al incluir la dimensión energética en dichas estrategias.

El SGCIEn en el futuro incidirá en la sustitución de importaciones, así como en el ahorro y eficiencia energética, en el cambio de matriz energética, no solo territorial sino también a nivel nacional y en la sostenibilidad energética local.

Referencias

- ANPP. (2019). Constitución de la República de Cuba. Asamblea Nacional del Poder Popular. *Gaceta Oficial de La República de Cuba, No 5 Extraordinaria de 10 de abril de 2019*, p. 116. https://www.gacetaoficial.gob.cu/sites/default/files/goc-2019-ex5_0.pdf
- Bouille, D. H. (2004). *Economía de la Energía*. San Carlos de Bariloche. Argentina: Instituto de Economía Energética. Fundación Bariloche, IDEE/FB.
- Correa Soto, J., Cabello Eras, J. J., Nogueira Rivera, D., Haeseldonckx, D., Sagastume Gutierrez, A., & Silva de Olivera, L. F. (2018). Municipal energy management model for Cuban first level municipalities. *Journal of Engineering Science and Technology Review*, 11(6), 1–6. <https://doi.org/10.25103/jestr.116.01>
- Díaz-Canel Bermúdez, M. M., & Delgado Fernández, M. (2021). Gestión del gobierno orientado a la innovación: Contexto y caracterización del Modelo. *Revista Universidad y Sociedad*, 13(1), 6–16.
- Figueredo Reinaldo, O., Sifonte Díaz, Y. J., Fuentes Puebla, T., & Izquierdo Ferrer, L. (2019). Cuba: Autorizan venta en divisas convertibles en tiendas e importación de productos mediante empresas estatales. *CUBADEBATE*, 1–17. <http://www.cubadebate.cu>
- Guzón Camporredondo, A., & Hernández Márquez, R. (2015). A propósito del Desarrollo Local en Cuba. En *¿Qué municipio queremos? Respuestas para Cuba en clave de descentralización y desarrollo local* (pp. 105–116). La Habana.: Editorial UH.
- Henaó Castrillón, L. M., & Zapata Giraldo, J. C. (2018). *Marco de trabajo para la gestión del conocimiento y la innovación en redes organizacionales* (Universidad EAFIT). <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.29217.04966>
- Luukkanen, J., Kaivo-oja, J., Vähäkari, N., O'Mahony, T., Korkeakoski, M., Panula-Ontto, J., ... Hogarth, N. (2019). Green economic development in Lao PDR: A sustainability window analysis of Green Growth Productivity and the Efficiency Gap. *Journal of Cleaner Production*, 211, 818–829. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.149>
- Ministerio de Economía y Planificación. (2020). *Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social al 2030*. [https://www.mep.gob.cu/sites/default/files/Documentos/Archivos/Agenda 2030 para el desarrollo sostenible. Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social al 2030.pdf](https://www.mep.gob.cu/sites/default/files/Documentos/Archivos/Agenda%2030%20para%20el%20desarrollo%20sostenible.%20Plan%20Nacional%20de%20Desarrollo%20Económico%20y%20Social%20al%202030.pdf)
- Ministerio de Justicia. (2019). *Gaceta Oficial de la República de Cuba. GOC-2019-1064-095. Decreto-Ley No. 345. Del desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía*. (pp. 2133–2138). La Habana., Cuba.
- PCC. (2017). Documentos del VII Congreso del Partido aprobados en el III Pleno del Comité Central del PCC el 18 de mayo de 2017 y respaldados por la Asamblea Nacional del Poder Popular el 1ero de junio de 2017. *Partido Comunista de Cuba, PCC. Tabloide. La Habana. Cuba: Editora Política*, 1–32. https://planipolis.iiep.unesco.org/sites/default/files/ressources/ultimo_pdf_32.pdf

- Saunders Vázquez, A. (2012). *PROPUESTA DE BASES PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN ESTRATÉGICA DE INFORMACIÓN PARA LA DIRECCIÓN DE ENERGÍA* (Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas. INsTEC). <https://www.eumed.net/libros-gratis/2012a/1169/indice.htm>
- Saunders, A., & Luukkanen, J. (2021). Sustainable development in Cuba assessed with sustainability window and doughnut economy approaches. *International Journal of Sustainable Development and World Ecology*, 00(00), 1–11. <https://doi.org/10.1080/13504509.2021.1941391>
- Soto, M. A., & Barrios, N. L. (2006). Gestión del conocimiento. Parte I. Revisión crítica del estado del arte. *ACIMED*, 14(No. 2, marzo-abril). https://www.researchgate.net/publication/28806343_Gestion_del_conocimiento_Parte_I_Revision_critica_del_estado_del_arte
- UN/CEPAL. (2018). *The 2030 Agenda and the Sustainable Development Goals An opportunity for Latin America and the Caribbean Goals, Targets and Global Indicators*. www.cepal.org/en/suscripciones

II.3.2. Método de pronóstico de carga neta a corto plazo para sistemas de distribución de energía con energía solar fotovoltaica a gran escala.

Saddid Lamar Carbonell, Eduardo Sierra Gil, Rafael Trujillo Codorniu y Luis Vázquez Seisdedos

Resumen

La importancia de la gestión de la demanda de energía cada día resulta más vital, a medida que disminuyen los recursos, aumentan las emisiones y el uso de las fuentes renovables de energía. El pronóstico de la demanda neta a corto plazo juega un papel importante en la gestión de la oferta-demanda de energía para el uso eficiente de la energía y se convierte en un desafío cuando existe una alta penetración de fuentes renovables en la red eléctrica.

Esta investigación tiene como objetivo desarrollar un método de pronóstico de carga neta a corto plazo para sistemas de distribución de energía con penetración a gran escala de energía solar fotovoltaica conectada a la red.

Introducción

Las fuentes de energía renovables ayudan a satisfacer las crecientes necesidades energéticas de los países y, al mismo tiempo, contribuyen a reducir la dependencia de otros países, y a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (Yesilbudak, Colak, and Bayindir, 2018). La energía solar es una de las fuentes de energía más prometedoras, ya que es limpia, abundante y está disponible gratuitamente. Además, el costo de los paneles fotovoltaicos (FV) ha disminuido significativamente en los últimos años (SolarPower Europe, 2018). Por estas razones, es uno de los recursos renovables más populares y sigue aumentando su participación en la generación de energía eléctrica a nivel mundial.

En Cuba, el gobierno impulsa la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país desde 2014; a pesar de ello, predomina la generación a partir de combustibles fósiles. Actualmente, en el país se lleva a cabo un Programa Nacional para la generación de energía con fuentes renovables, como la generación eólica, con biomasa y solar fotovoltaica, pero la que ha mostrado mejores resultados es la solar fotovoltaica. Esta última, dentro de todas las fuentes renovables, es la segunda con mayor participación en la matriz eléctrica nacional, con una generación de 13,2 ktep en 2019 (ONEI, 2020a).

Desde 2014, el Programa Nacional ha establecido como meta, instalar, para la energía solar fotovoltaica, 700 MW de capacidad en toda la isla hasta el 2030. A principios de 2021, este

programa se actualizó, decidiéndose la instalación de hasta 2000 MW de energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico (Extremera San Martín, 2021a). Hasta el momento, en Cuba se han instalado 227 MW en sistemas fotovoltaicos conectados al sistema eléctrico, de los cuales 215 MW en 72 parques (escala de servicios públicos) sincronizados con el Sistema Eléctrico (SE) y 12 MW instalados en cubiertas y áreas pertenecientes a las entidades. La potencia instalada en los parques conectados directamente al SE permite cubrir el 6,72% de la demanda eléctrica durante las horas del mediodía (Alonso Falcón, Figueredo Reinaldo, y Sifonte Díaz, 2021a)

Los sistemas fotovoltaicos a gran escala inyectan directamente toda la energía a la red. En Cuba suelen estar conectados a la red de distribución, cerca de los consumidores, lo que permite abastecer la demanda con un mínimo de pérdidas, reduciendo los efectos negativos al medio ambiente. Estos sistemas fotovoltaicos, generalmente, tienen capacidades entre 1 MW– 6 MW que, en muchos casos, representan cerca del 50% de la demanda en la red de distribución. Sin embargo, esta penetración fotovoltaica tiene algunos impactos negativos en la red. Autores como (van der Meer, Munkhammar, and Widén, 2018) afirman que la penetración fotovoltaica es una función directa de la variabilidad en la red. Esto se debe a la naturaleza estocástica de la generación fotovoltaica en función de las condiciones climáticas, dada por: la irradiación solar, la nubosidad, la temperatura atmosférica, el punto de rocío, entre otros (Ahmed et al., 2020).

El impacto en la red de un sistema fotovoltaico a gran escala es alto, debido a la gran cantidad de paneles interconectados cercanos entre sí. Las nubes pueden reducir la producción de varios paneles a la vez, lo que lleva a una disminución significativa de la energía entregada a la red por la planta fotovoltaica en poco tiempo. Para los alimentadores en funcionamiento, con un sistema fotovoltaico a gran escala, la variabilidad en la producción de energía solar se propaga al perfil de carga neta y reduce la precisión de los pronósticos de carga neta en el alimentador de distribución (Kaur, Pedro, and Coimbra, 2013; van der Meer, Munkhammar, et al., 2018). Esa situación también es motivo de preocupación en Cuba, donde se han informado errores de pronóstico de energía fotovoltaica de hasta el 13%.

Un pronóstico de carga a corto plazo (PCCP) preciso, es una solución rentable para los problemas que se mencionan más adelante. El PCCP tiene un impacto positivo en la operación, programación y estabilidad del sistema de energía. Esta investigación se centra en métodos de pronóstico de carga neta a corto plazo para una red eléctrica de distribución con alta penetración solar, más del 35% de la demanda, adecuados para el caso de estudio cubano. El PCCP tiene un horizonte de predicción de uno a tres días. Ayuda a los operadores de sistemas de energía con diversas tomas de decisiones en el sistema de energía, incluida la planificación del suministro, la reserva de generación, la seguridad del sistema, la programación de despachos, la gestión del lado de la demanda y la planificación financiera. Se han propuesto una gran cantidad de métodos para el pronóstico a corto plazo de la carga y la generación renovable, que generalmente se pueden clasificar en modelos convencionales y modelos basados en inteligencia artificial (IA).

Los métodos convencionales son los modelos de series de tiempo, modelos de regresión y modelos de caja gris (Wei et al., 2019). Estos utilizan datos históricos, series de tiempo, y enfoques basados en regresiones para predecir la demanda. No necesitan muchos datos históricos y pueden construir la relación explícita entre el consumo de energía y sus factores de influencia, tales como, la observación retrasada, la temperatura, el producto interno bruto (PIB) y la población (Deb et al., 2017). Sin embargo, producen mejores resultados aplicados a problemas lineales.

A diferencia de los modelos convencionales, los modelos de pronóstico basados en IA no se basan en la relación explícita entre el consumo de energía y sus factores de influencia, sino que aprenden de una gran cantidad de datos históricos para la predicción. Modelos como la red neuronal artificial (RNA) y la regresión vectorial de soporte (SVR), tienen una gran capacidad para tratar problemas no lineales y, por lo tanto, se utilizan ampliamente en la previsión del consumo de energía, particularmente en la previsión a corto plazo (Wei et al., 2019), pero requieren una gran cantidad de datos. Métodos basados en datos recientemente desarrollados, como la agrupación en clústeres (Wang et al., 2015) y técnicas de aprendizaje profundo (Mocanu et al. 2016) se han utilizado para la extracción de características y el análisis de regresión (Wang et al., 2018).

En la figura 1 se puede observar un diagrama general de un sistema de energía distribuida. Donde la carga neta (L_n), se puede calcular como $L_n(t) = L(t) - L_{PV}(t)$, siendo L la carga real de la red y L_{PV} representa la generación de energía solar en el sitio, como refieren autores como Kaur et al. (2013) y Wang et al. (2018).

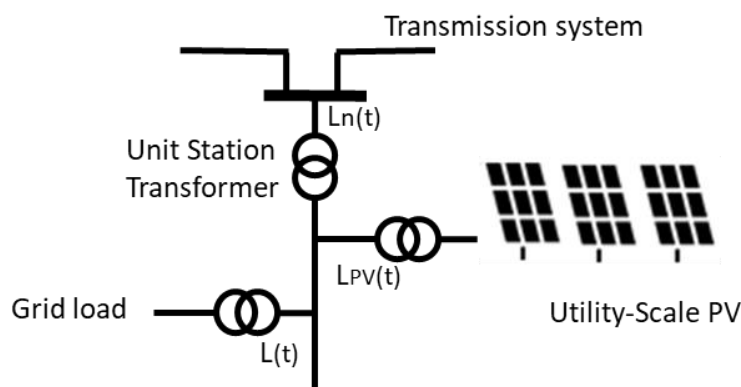


Figura 1. Sistema de energía distribuida con penetración de fotovoltaica a gran escala.

En los últimos años se ha incrementado el interés por estudiar y pronosticar la carga neta debido a la penetración renovable en la red eléctrica de distribución. Sin embargo, la mayoría de estos estudios se centran en la demanda de carga y la previsión de generación solar por separado. Los estudios de previsión de carga neta se pueden clasificar en directos o indirectos, según la estrategia de cálculo. En la estrategia directa, la serie temporal de la carga neta es la única serie que se pronostica. Mientras que, en la estrategia indirecta, al principio, la serie de tiempo de generación por fuentes de energía renovable y la demanda de carga, se pronostican

individualmente a través de los modelos, y luego, con base en los resultados de los modelos, se realiza el pronóstico de carga neta (Alipour et al., 2020).

Se han desarrollado varios trabajos relacionados con la predicción directa de la carga neta (Alipour et al., 2020; Haben et al., 2021). Uno de los primeros trabajos fue presentado por Kaur et al. (2013), donde se utilizan modelos de persistencia, autorregresivos (AR y ARMA) y k vecinos más cercanos (kNN) para pronosticar en horizontes de 15 min y 1 hora para dos casos: (1) alta penetración solar y (2) sin penetración. Una de las principales conclusiones de este trabajo fue que la incertidumbre de la potencia fotovoltaica es la principal causa del error de pronóstico de carga. Un enfoque híbrido de previsión de la demanda real a corto plazo es presentada por Yu, Mirowski, and Ho, (2017). En dicho estudio, los datos utilizados provienen de alimentadores de red operativos y se implementaron para horizontes de pronóstico de 10, 20 y 30 minutos. Los autores emplearon dos modelos: red neuronal artificial (ANN) y máquina soporte vectorial (SVM), que se mejoraron utilizando tres métodos: eliminación de tendencia de series de tiempo, entrenamiento de modelos diurno/nocturno, y uso de características de imagen del cielo como entradas exógenas a los modelos estocásticos.

Los resultados evidenciaron el aumento del error de pronóstico a medida que la penetración fotovoltaica alcanza niveles altos. Sepasi et al. (2017) proponen un enfoque de pronóstico de carga a muy corto plazo, para optimizar el rendimiento del sistema de almacenamiento de energía de batería a escala de red. Este enfoque de pronóstico de carga consta de dos métodos de series paralelas. La sección paralela del pronóstico se basa en el método CVNN, considerando el enfoque de día similar. Las secciones de la serie se basan en las técnicas CVNN y de ranura (spline en inglés).

Otros autores como Alipour et al. (2020) han investigado la estrategia de pronóstico de carga neta indirecta. Teniendo en cuenta que la característica de la demanda de electricidad es casi independiente de la generación de energía solar fotovoltaica, ya que la demanda se ve afectada principalmente por factores socioeconómicos y humanos, mientras que la generación de energía solar está relacionada con las condiciones climáticas. En este enfoque, la previsión de la demanda neta se vuelve engorrosa a medida que se incrementan los sistemas fotovoltaicos. Para pronosticar la demanda neta, la demanda real y la generación de energía solar fotovoltaica deben analizarse por separado.

En este sentido Kaur, Nonnenmacher, and Coimbra (2016) presentan un análisis comparativo de dos enfoques diferentes de pronóstico de carga neta: aditivo e integrado. En el primero, la previsión solar y de carga se realiza individualmente y se resta para obtener la previsión de carga neta. Mientras que en el segundo, el pronóstico de energía solar se utilizó como entrada en el modelo de pronóstico de carga neta. Los autores encontraron que el enfoque integrado supera al aditivo en función de la precisión de los resultados. No se utilizó ninguna entrada exógena para predecir

la energía solar fotovoltaica en este trabajo. El enfoque propuesto tiene en cuenta los cambios en la claridad atmosférica, la suciedad de los paneles y la degradación de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos mediante el uso de modelos adaptativos de cielo despejado y heurísticas.

Algunos investigadores consideran que los pronósticos deterministas, o puntuales, no expresan incertidumbre en la red con alta penetración de fuentes renovables de energía, lo cual es importante para las partes interesadas. En ese sentido, la predicción probabilística ha ganado más atención en los últimos años, como se puede apreciar en trabajos recientes (Hong and Fan, 2016; van der Meer, Munkhammar, et al., 2018; van der Meer, Widén, and Munkhammar, 2018; Wang et al., 2018). La ventaja de la predicción probabilística es que se puede expresar el nivel de incertidumbre que acompaña a la predicción, mediante una función de densidad de probabilidad (FDP) o intervalo de predicción (IP), que permite a las partes interesadas tomar decisiones mejor informadas (van der Meer, Munkhammar, et al., 2018).

Estos trabajos mencionados anteriormente se desarrollaron para sistemas con penetración fotovoltaica detrás del medidor, o de pequeña escala. Sin embargo, no se encontró ningún trabajo donde se considere una alta penetración en sistemas de servicios públicos, con generación fotovoltaica entre el 35% y el 55% de la demanda del sistema generación distribuida. Es por ello que se propone el siguiente:

Problema de investigación: Dificultades en la operación del sistema de distribución de energía con penetración solar debido a una baja precisión del pronóstico de carga neta a corto plazo, cuando la generación fotovoltaica representa el $40 \pm 5\%$ de la demanda del sistema.

Propósito de la investigación: Esta investigación tiene como objetivo desarrollar un método de pronóstico de carga neta a corto plazo de manera que cumpla con los siguientes requisitos:

- Ser adecuado para sistemas de distribución de energía con alta penetración de fuentes renovables de energía, específicamente con despliegue a gran escala de energía solar fotovoltaica conectada a la red.
- Ser capaz de ajustarse, teniendo en cuenta la información de la planta solar fotovoltaica sobre eficiencia y capacidad; además de considerar las variables meteorológicas: temperatura e irradiancia solar.



Tormenta sobre Santiago de Cuba

Novedad

Existen varios trabajos sobre predicción a corto plazo de la carga y generación solar fotovoltaica, pero se aplican principalmente a nivel de microrredes o de consumo doméstico. La mayoría de los estudios se centran en sistemas fotovoltaicos distribuidos geográficamente, en lugar de en un solo punto. Por lo tanto, la novedad científica de esta investigación es proponer un método de pronóstico de carga neta a corto plazo, de autoajuste específico para sistemas de generación distribuida con sistemas solares fotovoltaicos a escala de servicios públicos, teniendo en cuenta la información en tiempo real de la planta solar fotovoltaica y las variables meteorológicas.

Importancia: social, económica, ambiental

La solución de los problemas energéticos es vital para la seguridad y el bienestar de las sociedades. Según las teorías económicas, la energía es uno de los recursos más importantes para la producción industrial, y la previsión del consumo de energía es una fase importante para la macro planificación de la industria y los sectores energéticos (Ghalekhondabi et al., 2017).

El pronóstico de carga neta a corto plazo juega un papel clave en la formulación de estrategias operativas y económicas, confiables y seguras para el sistema de energía, con el objetivo de lograr el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía. Los errores de pronóstico conducen a una oferta-demanda desequilibrada, lo que afecta negativamente el costo operativo, la seguridad de la red y la calidad del servicio de la red de suministro (de Felice, Alessandri, y Ruti, 2013).

La subestimación del consumo de energía puede provocar un corte de energía, perjudicial tanto para la economía, como para la vida diaria de la sociedad. Por otro lado, la sobreestimación de la demanda de energía puede llevar a la creación de capacidad no utilizada que equivale a desperdiciar los recursos, lo que perjudica a las finanzas y al medio ambiente. Este último, es otro aspecto importante de la previsión del consumo de energía porque el uso de combustibles fósiles es la forma más común de producir electricidad y generar gases de efecto invernadero como resultado de la quema de estos combustibles. Por lo tanto, el uso de modelos para pronosticar con precisión las tendencias futuras de consumo de energía es un tema importante para los sistemas de producción y distribución de energía.

Actualmente en Cuba, aproximadamente el 95% de la producción de energía eléctrica se basa en combustibles fósiles y el otro 5% proviene de fuentes renovables de energía, a pesar de que el gobierno cubano ha impulsado el incremento en el uso de generación de energía renovable desde 2014. Bajo este escenario, la propuesta de esta investigación incide en incrementar los beneficios para mantener la calidad del servicio eléctrico en el sistema de generación distribuida con alta penetración de energía solar fotovoltaica, y contribuir al uso eficiente de la energía con menor emisión de CO₂.

Referencias

- Ahmed, R., Sreeram, V., Mishra, Y., & Arif, M. D. (2020). A review and evaluation of the state-of-the-art in PV solar power forecasting: Techniques and optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 124, 109792. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109792>
- Alipour, M., Aghaei, J., Norouzi, M., Niknam, T., Hashemi, S., & Lehtonen, M. (2020). A novel electrical net-load forecasting model based on deep neural networks and wavelet transform integration. *Energy*, 205, 118106. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118106>
- Alonso Falcón, R., Figueredo Reinaldo, O., y Sifonte Díaz, Y. (2021). Unión Eléctrica ejecuta ambicioso proceso inversionista y apuesta por las fuentes renovables de energía (+ Video). *Cubadebate*. [https://Unión Eléctrica ejecuta ambicioso proceso inversionista y apuesta por las fuentes renovables de energía \(+ Video\) | Cubadebate](https://Unión Eléctrica ejecuta ambicioso proceso inversionista y apuesta por las fuentes renovables de energía (+ Video) | Cubadebate)
- De Felice, M., Alessandri, A., & Ruti, P. M. (2013). Electricity demand forecasting over Italy: Potential benefits using numerical weather prediction models. *Electric Power Systems Research*, 104, 71–79. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2013.06.004>
- Deb, C., Zhang, F., Yang, J., Lee, S. E., & Shah, K. W. (2017). A review on time series forecasting techniques for building energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 902–924. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.085>
- Extremera San Martín, D. (2021). Energías renovables en Cuba: Perspectivas, investigación, proyectos y avances (+ Podcast). *CUBADEBATE*. <http://www.cubadebate.cu/especiales/2021/02/19/energias-renovables-en-cuba-perspectivas-investigacion-proyectos-y-avances-podcast/>

- Ghalekhondabi, I., Ardjmand, E., Weckman, G. R., & Young, W. A. (2017). An overview of energy demand forecasting methods published in 2005–2015. *Energy Systems*, 8(2), 411–447. <https://doi.org/10.1007/s12667-016-0203-y>
- Haben, S., Arora, S., Giasemidis, G., Voss, M., & Greetham, D. V. (2021). *Review of Low-Voltage Load Forecasting: Methods, Applications, and Recommendations*. <https://arxiv.org/abs/2106.00006v1>
- Hong, T., & Fan, S. (2016). Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. *International Journal of Forecasting*, 32(3), 914–938. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.11.011>
- Kaur, A., Nonnenmacher, L., & Coimbra, C. F. M. (2016). Net load forecasting for high renewable energy penetration grids. *Energy*, 114, 1073–1084. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.067>
- Kaur, A., Pedro, H. T. C., & Coimbra, C. F. M. (2013). Impact of onsite solar generation on system load demand forecast. *Energy Conversion and Management*, 75, 701–709. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.026>
- Mocanu, E., Nguyen, P. H., Gibescu, M., & Kling, W. L. (2016). Deep learning for estimating building energy consumption. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 6, 91–99. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2016.02.005>
- ONEI. (2020). Anuario Estadístico de Cuba 2019. Capítulo 10: Minería y Energía. In *Anuario Estadístico de Cuba 2019* (p. 19). Oficina Nacional de Estadísticas e Información (ONEI).
- Sepasi, S., Reihani, E., Howlader, A. M., Roose, L. R., & Matsuura, M. M. (2017). Very short term load forecasting of a distribution system with high PV penetration. *Renewable Energy*, 106, 142–148. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.019>
- SolarPower Europe. (2018). *Global Market Outlook 2019-2023*. www.get-invest.eu
- van der Meer, D. W., Munkhammar, J., & Widén, J. (2018). Probabilistic forecasting of solar power, electricity consumption and net load: Investigating the effect of seasons, aggregation and penetration on prediction intervals. *Solar Energy*, 171, 397–413. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.103>
- van der Meer, D. W., Widén, J., & Munkhammar, J. (2018). Review on probabilistic forecasting of photovoltaic power production and electricity consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 81, pp. 1484–1512. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.212>
- Wang, Y., Chen, Q., Kang, C., Zhang, M., Wang, K., & Zhao, Y. (2015). Load profiling and its application to demand response: A review. *Tsinghua Science and Technology*, 20(2), 117–129. <https://doi.org/10.1109/tst.2015.7085625>
- Wang, Y., Zhang, N., Chen, Q., Kirschen, D. S., Li, P., & Xia, Q. (2018). Data-Driven Probabilistic Net Load Forecasting With High Penetration of Behind-the-Meter PV. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3255–3264. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2762599>
- Wei, N., Li, C., Peng, X., Zeng, F., & Lu, X. (2019). Conventional models and artificial intelligence-based models for energy consumption forecasting: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106187. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106187>

- Yesilbudak, M., Colak, M., & Bayindir, R. (2018). What are the current status and future prospects in solar irradiance and solar power forecasting? *International Journal of Renewable Energy Research*, 8(1), 635–648. <https://www.ijrer-net.ijrer.org/index.php/ijrer/article/view/7394>
- Yu, C. N., Mirowski, P., & Ho, T. K. (2017). A Sparse Coding Approach to Household Electricity Demand Forecasting in Smart Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(2), 738–748. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2513900>

II.3.3. Planificación óptima de la expansión de las Redes de Distribución con alta penetración de recursos energéticos distribuidos.

Irina Salazar Fonseca, Sami Repo, Thomas Stetz

Resumen

Debido al cambio climático y a las preocupaciones ambientales relacionadas con las emisiones de gases de efecto invernadero de las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, la integración de recursos energéticos distribuidos (REDis) en las redes de distribución (RD) ha aumentado significativamente en la última década a escala global.

A pesar de los beneficios que ofrecen las tecnologías de generación distribuida a partir de fuentes de energías renovables, varios desafíos económicos y técnicos pueden resultar de una integración inadecuada de esta generación en las RD existentes. Por lo tanto, la planificación óptima de la expansión y refuerzo de las RD, considerando la alta penetración de los REDis, es de suma importancia para garantizar que su rendimiento cumpla con la calidad de energía esperada, la reducción de las pérdidas de energía, la confiabilidad y la rentabilidad.

La investigación propuesta tiene como objetivo desarrollar un modelo matemático para la planificación estocástica de la expansión óptima de las RD, incluyendo la generación distribuida renovable y las tecnologías de redes inteligentes. El enfoque de la investigación está en los métodos de optimización multiobjetivo, donde se consideran la confiabilidad, las pérdidas de red, los costos de inversión y las incertidumbres.

Introducción

En todo el mundo, la electricidad se suministra tradicionalmente a través de un sistema de generación de energía centralizado, que generalmente consta de unas pocas unidades de generación a gran escala, y una extensa red interconectada, que transmite y distribuye electricidad a una variedad de consumidores domésticos, comerciales e industriales (Ehsan & Yang, 2018). En un sistema de generación de energía centralizada, las unidades de generación generalmente tienen grandes capacidades y el flujo de energía es unidireccional. Por otro lado, un sistema de generación de energía distribuida consta de unidades de generación a pequeña escala, renovables y no renovables, como se muestra en la Figura.1, conectadas directamente a las RD, con capacidades que van desde unos pocos kilovatios hasta varios megavatios.

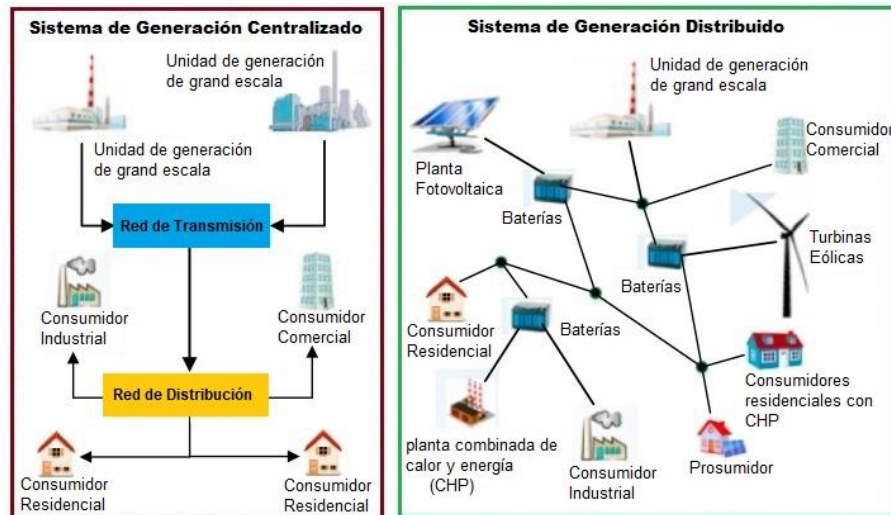


Figura 1. Sistemas de energía centralizado y distribuido (adaptado de Ehsan & Yang, 2018)

En este contexto, las RD se encuentran en la fase de transición de redes pasivas a activas, lo que genera flujo de energía bidireccionales (Abapour et al., 2015). Al mismo tiempo, la integración masiva de tecnologías de generación distribuida renovable ha comenzado a afectar la operación segura y confiable de las RD (Usman et al., 2018). Dado que estas últimas tienen una alta relación R/X, la naturaleza intermitente de las tecnologías de generación distribuida renovable provoca una gran variación en sus condiciones de operación. En la literatura consultada, se reportan varios problemas técnicos como: aumento de voltaje, flujo de potencia inverso, isla no intencional, desequilibrio de voltaje, etc., como consecuencia de la presencia de estas tecnologías en las RD (Karimi et al., 2016). La rápida integración de tecnologías de generación distribuida renovable ha provocado un cambio de paradigma en la forma en que se ha planificado y operado las redes de distribución convencionalmente pasivas.

El enfoque convencional de planificación de las RD se ha centrado, principalmente, en determinar la ubicación y el tamaño óptimos de varios elementos del sistema (subestaciones, alimentadores, transformadores, disyuntores y condensadores), para satisfacer el crecimiento de la carga, y garantizar la seguridad y la confiabilidad del sistema de alimentación (Ehsan & Yang, 2019). Esta planificación tiene como objetivo, minimizar los costos de inversión, las pérdidas de energía, los costos operativos y de mantenimiento. En la solución del problema de la planificación de las RD se asume un pronóstico de demanda de carga específico en el horizonte de planificación, donde las unidades de generación distribuida (UGD) se modelan, ingenuamente, como cargas negativas. Sin embargo, este enfoque no es capaz de proporcionar una solución de planificación adecuada para las redes de distribución activas.

La investigación propuesta analiza diversos modelos de planificación de redes de distribución activa (RDA) que consideran de manera efectiva el impacto de las incertidumbres, y los desafíos de la integración óptima de los recursos energéticos distribuidos, REDis.

La generación intermitente de las UGD renovables no despachables, imponen incertidumbres operativas sobre la disponibilidad de energía. Otros factores, como la variabilidad de la carga, el crecimiento de la demanda y los precios del mercado de la electricidad, introducen más incertidumbres operativas en la planificación de las RDA.

Con estos desafíos, los modelos de planificación de las RDA incorporan varios conceptos emergentes, como el pronóstico de la generación, y de la carga, planificación de redes multicriterio, control avanzado y administración de energía (Ehsan & Yang, 2019). La robustez y fiabilidad de las soluciones basadas en la planificación de las RDA, dependen significativamente de la caracterización adecuada de las incertidumbres. Estas incertidumbres se clasifican en: incertidumbres técnicas y económicas, como se resume en la Figura 2.



Figura 2. Incertidumbres asociadas a la planificación de las RDA

El marco general de los modelos para la planificación de las RDA se dividen en tres fases: el modelado, la estrategia y la optimización (Ehsan & Yang, 2019).

1. **Fase de modelado:** se centra en el modelado del sistema de distribución, los generadores despachables y no despachables, las unidades de almacenamiento, los vehículos eléctricos conectados (VEC) y los demás componentes del sistema, como controladores, sensores e inversores.
2. **Fase de estrategia:** se formula la estrategia integral del problema de planificación, como el tipo de planificación, el calendario, las decisiones de planificación, los objetivos de optimización y la formulación matemática.
3. **Fase de optimización:** se emplean los algoritmos y herramientas de optimización para lograr la solución óptima en la planificación de las RDA.

El tipo de planificación puede ser la construcción de una nueva red de distribución o la expansión / refuerzo de una red de distribución existente. El enfoque principal de la investigación estará en la

expansión / refuerzo de subestaciones, alimentadores y en la generación distribuida, para satisfacer la demanda de carga creciente, y la integración de los REDis, en una red de distribución existente.

En las últimas décadas se han desarrollado diferentes enfoques para la planificación de la expansión de las RDA, para mitigar los impactos indeseables de la integración inapropiada de la generación distribuida en los RD existentes. La tabla No.1 presenta una taxonomía unificadora de los modelos para la planificación de la expansión de las RDA revisados. Se distingue que los enfoques multiobjetivo y la programación estocástica requieren un mayor esfuerzo de investigación.

Tabla 1. Taxonomía de los modelos de planificación de expansión de distribución revisados				
Referencia	Etapas	Función Objetico	Formulación Matemática	Algoritmos de optimización
(Haffner et al., 2008)	Multietapas	Min Costos (inversión + operación)	MILP	Algoritmo de ramificación y acotación
(Popović & Popović, 2010)	Multietapas	Min Costos (inversión + pérdidas + interrupciones)	DP	-
(Soroudi & Ehsan, 2010)	Una Etapa	Min Costos totales e insatisfacción técnica [Multiobjetivo]	DP	Algoritmo inmune genético híbrido multiobjetivo y técnica difusa
(Falaghi et al., 2011)	Multietapas	Min Costos (inversión + operación + confiabilidad)	pseudo DP y OPF	Algoritmos genéticos
(Borges & Martins, 2012)	Multietapas	Min Costos (pérdida de energía + energía no distribuida + inversión + energía importada de transmisión)	pseudo DP	Algoritmos genéticos
(Aghaei et al., 2014)	Multietapas	Min Costos (inversión + operación), Energía no distribuida y Pérdidas de potencia activa e índice de estabilidad de tensión. [Multiobjetivo]	programación no lineal	Optimización del enjambre de partículas modificadas
(Bagheri et al., 2015)	Multietapas	Min Costos totales	DP y OPF	Algoritmo genético mejorado
(Santos et al., 2015)	Una Etapa	Min Costos (Expansión de la red de distribución + Uso de la red de transmisión de los cargos del sistema)	MILP	Procedimiento de búsqueda adaptativa aleatoria codiciosa
(G. Muñoz-Delgado et al., 2016)	Multietapas	Min Costos (inversión amortizada + mantenimiento + producción + pérdidas de energía + energía no servida)	programación lineal y estocástica de enteros mixtos	-
(Mohtashami et al., 2017)	Multietapas	Min Costos (capital + operacional)	MILP y OPF	Software de optimización FICO Xpress
(Mokryani et al., 2017)	Multietapas	Maximizar el bienestar social	OPF	-
(Gouin et al., 2018)	Dos etapas	Minimice los gastos de capital	Programación lineal y PT	-
(Moradijiz et al., 2018)	Dos etapas	Minimizar el valor actual neto	MILP	Algoritmo inmunogénico
(Rastgou et al., 2018)	Una Etapa	Minimizar el costo social total	entero mixto no lineal, no convexo DP y PT	Algoritmo de búsqueda de armonía mejorado
(Ugranlı, 2018)	Multietapas	Min Costos (Inversión + electricidad comprada a la red + energía no suministrada)	MILP	-
(Xie et al., 2018)	Multietapas	Min Costo actual total y cercanía del árbol de expansión [Multiobjetivo]	MILP y optimización estocástica	-

Referencia	Etapas	Función Objetivo	Formulación Matemática	Algoritmos de optimización
(Arasteh et al., 2019)	Una Etapa	Minimizar los costos de planificación y la energía esperada no suministrada; Maximizar los costos de inversión, operación y mantenimiento [Multiobjetivo]	MILP	Optimización de enjambres de partículas multiobjetivo
(Canizes et al., 2019)	Dos etapas	Min costo total de planificación esperado	MILP, optimización estocástica y OPF	-
(Gregorio Muñoz-Delgado et al., 2019)	Multietapas	Maximizar el beneficio de la distribuidora y propietaria de unidades de generación distribuida Minimizar el costo de operación [Multiobjetivo]	MILP	Descomposición de Benders
(Pinto et al., 2019)	Multietapas	Min costo total de la planificación de la expansión e índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI)	MILP y optimización estocástica y OPF	Algoritmo Genético de clasificación no dominado II
(Wang et al., 2020)	Una Etapa	minimizar el costo de inversión anual total, la pérdida de energía y el costo de espera de los vehículos eléctricos	problema de optimización de enteros mixtos, no convexos	Algoritmo de Agregación Natural

MILP: programación lineal de enteros mixtos
DP: programación dinámica
OPF: flujo de potencia óptimo
PT: técnicas probabilísticas

Problema y pregunta de la investigación

Se han realizado numerosos desarrollos innovadores en las redes de distribución de energía en todo el mundo. Uno de ellos está relacionado con la minimización de la huella de carbono mediante la integración a gran escala de fuentes renovables de energía (FRE) como la eólica y la solar. Debido a esto, la Unión Europea (UE) se fijó como objetivo, alcanzar el 20% de uso de las FRE en el consumo final de energía para 2020.

Para cumplir con los requisitos energéticos más allá de 2020, un nuevo acuerdo en la UE apunta a un objetivo de 27 % de penetración de FRE para 2030 (Mokryani et al., 2017). En el caso de Cuba, su meta es alcanzar un 24% de penetración de las FRE para 2030 (Arrastía-Avila & Glidden, 2017). Estos objetivos son similares para Cuba y la UE, lo que conduciría a RD con gran penetración de REDis. Lograr una integración adecuada de estos últimos en las RD existentes requerirá una transformación en los métodos de gestión y planificación de las RD.

La investigación se basa en la siguiente pregunta de investigación para lograr su objetivo:

¿Cómo se debe realizar la planificación de la expansión de las redes de distribución para garantizar la integración óptima de los recursos energéticos distribuidos (REDis) en las redes de distribución existentes?



Instalaciones de redes de distribución, La Habana

Novedad

El desarrollo de un modelo de planificación estocástico y dinámico para la expansión de las RD lo suficientemente simple, que pueda considerar la incertidumbre de la carga y la generación, considerar el problema de inversión de múltiples objetivos (como la capacidad y confiabilidad de la red) e integrar una variedad de componentes inteligentes, métodos de control y flexibilidad, para ser utilizado en las RD reales. La nueva formulación del problema de la planificación de la expansión de las RDA es una cuestión de investigación clave en la tesis.

Los resultados prácticos se suman al conocimiento de los estudios de caso y la solución de la planificación de expansión simplificada, que podría implementarse como parte de los sistemas de información de las RD para la planificación de la red a largo plazo, incluidos los impactos de la generación distribuida renovable y los beneficios de las tecnologías y servicios de redes inteligentes.

Importancia: social, económica y medioambiental

Con la penetración de REDis, las RD enfrentarán una revolución en las próximas décadas y, por lo tanto, la necesidad de un nuevo marco de planificación de las RD es esencial para el desarrollo de todo el sistema energético. A escala social, económica y medioambiental las metodologías y el marco teórico desarrollados permitirán una integración más barata de las fuentes renovables de

energía y de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico mediante la planificación de las RD más inteligentes.

Las RD confiables y con presencia de REDis aseguran posibilidades para un sistema de salud mejorado (sin apagones en hospitales), en el bienestar del hogar (refrigeradores para conservar alimentos, cocinar con electricidad, etc.), en el sistema educativo (utilización de instalaciones educativas basadas en electricidad), y en la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Referencias

- Abapour, S., Zare, K., & Mohammadi-Ivatloo, B. (2015). Dynamic planning of distributed generation units in active distribution network. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 9(12), 1455–1463. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.1143>
- Aghaei, J., Muttaqi, K. M., Azizivahed, A., & Gitizadeh, M. (2014). Distribution expansion planning considering reliability and security of energy using modified PSO (Particle Swarm Optimization) algorithm. *Energy*, 65, 398–411. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.082>
- Arasteh, H., Vahidinasab, V., Sepasian, M. S., & Aghaei, J. (2019). Stochastic System of Systems Architecture for Adaptive Expansion of Smart Distribution Grids. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15(1), 377–389. <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2808268>
- Arrastía-Avila, M. A., & Glidden, L. M. (2017). Cuba's Energy Revolution and 2030 Policy Goals: More Penetration of Renewable Energy in Electricity Generation. *International Journal of Cuban Studies*, 9(1), 73. <https://doi.org/10.13169/intejcubastud.9.1.0073>
- Bagheri, A., Monsef, H., & Lesani, H. (2015). Renewable power generation employed in an integrated dynamic distribution network expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 127, 280–296. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2015.06.004>
- Borges, C. L. T., & Martins, V. F. (2012). Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 36(1), 107–116. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2011.10.031>
- Canizes, B., Soares, J., Lezama, F., Silva, C., Vale, Z., & Corchado, J. M. (2019). Optimal expansion planning considering storage investment and seasonal effect of demand and renewable generation. *Renewable Energy*, 138, 937–954. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.02.006>
- Ehsan, A., & Yang, Q. (2018). Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. *Applied Energy*, 210, 44–59. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.10.106>
- Ehsan, A., & Yang, Q. (2019). State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review. *Applied Energy*, 239, 1509–1523. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.01.211>

- Falaghi, H., Singh, C., Haghifam, M. R., & Ramezani, M. (2011). DG integrated multistage distribution system expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(8), 1489–1497. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2011.06.031>
- Gouin, V., Herault, M.-C. A., & Raison, B. (2018). Stochastic integration of demand response and reconfiguration in distribution network expansion planning. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(20), 4536–4545. <https://doi.org/10.1049/IET-GTD.2018.5833>
- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., & Barreto, L. S. (2008). Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(2), 915–923. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2008.917916>
- Karimi, M., Mokhlis, H., Naidu, K., Uddin, S., & Bakar, A. H. A. (2016). Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 594–605. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.08.042>
- Mohtashami, S., Pudjianto, D., & Strbac, G. (2017). Strategic Distribution Network Planning with Smart Grid Technologies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6), 2656–2664. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2533421>
- Mokryani, G., Hu, Y. F., Papadopoulos, P., Niknam, T., & Aghaei, J. (2017). Deterministic approach for active distribution networks planning with high penetration of wind and solar power. *Renewable Energy*, 113, 942–951. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.06.074>
- Moradijuz, M., Parsa Moghaddam, M., & Haghifam, M. R. (2018). A flexible distribution system expansion planning model: A dynamic Bi-level approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6), 5867–5877. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2697917>
- Munoz-Delgado, G., Contreras, J., & Arroyo, J. M. (2016). Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(5), 3715–3728. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2503604>
- Muñoz-Delgado, G., Contreras, J., & Arroyo, J. M. (2019). Distribution System Expansion Planning Considering Non-Utility-Owned DG and an Independent Distribution System Operator. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4), 2588–2597. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2897869>
- Pinto, R. S., Unsuhay-Vila, C., & Fernandes, T. S. P. (2019). Multi-objective and multi-period distribution expansion planning considering reliability, distributed generation and self-healing. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 13(2), 219–228. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5037>
- Popović, Ž. N., & Popović, D. S. (2010). Graph theory based formulation of multi-period distribution expansion problems. *Electric Power Systems Research*, 80(10), 1256–1266. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.04.009>
- Rastgou, A., Moshtagh, J., & Bahramara, S. (2018). Improved harmony search algorithm for electrical distribution network expansion planning in the presence of distributed generators. *Energy*, 151, 178–202. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.030>

- Santos, M. M., Abaide, A. R., & Sperandio, M. (2015). Distribution Networks Expansion Planning under the perspective of the locational Transmission Network Use of System tariffs. *Electric Power Systems Research*, 128, 123–133. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.07.008>
- Soroudi, A., & Ehsan, M. (2010). A distribution network expansion planning model considering distributed generation options and techno-economical issues. *Energy*, 35(8), 3364–3374. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.04.022>
- Ugranli, F. (2018). A dynamic distribution network planning considering intermittency of load and renewable power generation. *Proceedings - 2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair, ICSG 2018*, 86–90. <https://doi.org/10.1109/SGCF.2018.8408948>
- Usman, M., Coppo, M., Bignucolo, F., & Turri, R. (2018, October 1). Losses management strategies in active distribution networks: A review. *Electric Power Systems Research*, Vol. 163, pp. 116–132. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.06.005>
- Wang, S., Dong, Z. Y., Chen, C., Fan, H., & Luo, F. (2020). Expansion Planning of Active Distribution Networks with Multiple Distributed Energy Resources and EV Sharing System. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(1), 602–611. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2926572>
- Xie, S., Hu, Z., Zhou, D., Li, Y., Kong, S., Lin, W., & Zheng, Y. (2018). Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network. *Applied Energy*, 219, 207–225. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.023>



III. DESARROLLO DE LA RED ELÉCTRICA

III. Introducción

Ariel Santos Fuentefría, Miriam Lourdes Filgueiras Sainz de Rosas, Irina Salazar Fonseca, Sami Repo y Miguel Castro Fernández

El sistema de energía cubano ha evolucionado y se ha desarrollado de manera diferente a la mayoría de los sistemas de energía, por razones económicas, políticas y técnicas. La nación había tenido acceso limitado a la electricidad antes de 1959. Su desarrollo se ha inclinado hacia una generación centralizada, pero enfatizando la necesidad de llevar electricidad a todos los rincones de la isla desde 1960 hasta el 2000. Cuba atravesó severos problemas en el 2005, debido a la difícil situación económica y al bloqueo impuesto por los Estados Unidos. Por ello, el país ha introducido soluciones encaminadas a reducir el consumo eléctrico, y ha avanzado hacia la generación distribuida. Actualmente, y en el futuro, la nación tiene como objetivo introducir fuentes renovables de energía para lograr una independencia energética que le permita al país generar electricidad al menor costo, y con la calidad requerida por los consumidores. Así, el presente capítulo de este libro comienza con la historia, evolución y tendencias futuras del sistema eléctrico cubano.

Desde el punto de vista del sistema, estos desafíos tienen dos aspectos esenciales, estrechamente relacionados entre sí: cómo llevar a cabo la operación del sistema, y cómo introducir las fuentes renovables de manera que no afecte la operación y estabilidad del sistema eléctrico. Se exponen brevemente los principales aspectos para luego vincularlos con la problemática cubana, y las características de su sistema de generación. Sin embargo, la investigación considera experiencias internacionales, cómo opera el sistema eléctrico cubano, cómo sería ese funcionamiento con un aumento de las fuentes renovables hasta en un 24 %, y qué aspectos se deben tener en cuenta para ello. Estos aspectos deben realizarse de manera que la integración de las renovables no provoque cambios significativos en el sistema, y posibles problemas de estabilidad, y tenga en cuenta los estándares de conexión de las fuentes renovables a la red.

Desde la perspectiva de ayudar a decidir y evaluar cómo enfrentar el problema de la integración de las fuentes renovables en Cuba, las universidades y las investigaciones que se pueden realizar, juegan un papel fundamental en el futuro de Cuba. Estos proyectos de investigación se realizan como parte de los programas de doctorado de cada universidad, y en cooperación con la Empresa Eléctrica de Cuba (UNE) para ayudar a los decisores.

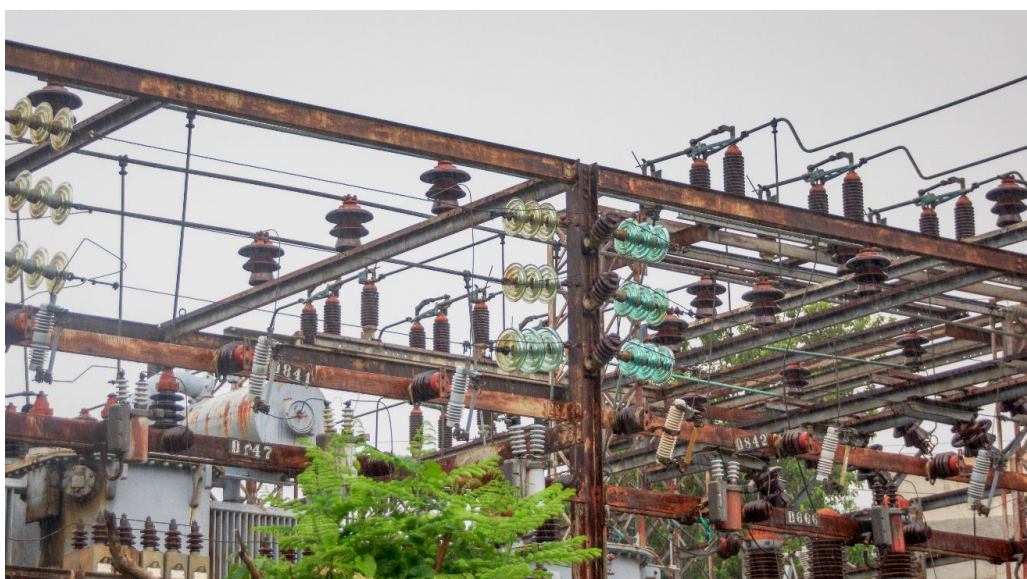
Este capítulo muestra algunos de los estudios que se están realizando en estrecha relación con los problemas que enfrenta el país, relacionados con la integración de las fuentes renovables. Estos estudios cuentan con la ayuda de la comunidad europea, en este caso el gobierno de Finlandia, y forman parte del Proyecto Internacional IRIS.

Este capítulo incluye el análisis del impacto del sistema con fuentes renovables, estudiado por Orlando Delgado Fernández, que desarrolla un modelo para analizar la estabilidad de la pequeña señal para un sistema eléctrico débil con alta penetración de recursos renovables, teniendo el sistema eléctrico cubano como base para el estudio. El mundo y Cuba avanzan hacia un futuro con fuentes renovables donde los autos eléctricos, las redes inteligentes y las microrredes juegan un papel importante en el desarrollo de las fuentes renovables. Raynel Díaz Santos está desarrollando un convertidor bidireccional multinivel para las aplicaciones de vehículos conectados a la red.

Moisés Ferrer Vallin realiza un trabajo que sirve de complemento, al tener como objetivo desarrollar un método para obtener la potencia eólica adecuada, según su control, para reducir la desviación de frecuencia en sistemas eléctricos aislados con alta penetración eólica. Este estudio también se aplica al sistema eléctrico cubano.

La integración de fuentes renovables es un problema global y local. En Cuba se ha optado por conectar la energía solar fotovoltaica en las redes de distribución en pequeñas plantas de hasta 10 MW distribuidas por todo el país. Este capítulo también incluye la evaluación y detección de fallos en sistemas fotovoltaicos conectados a red mediante métodos analíticos, desarrollados por Roger Proenza Yero. Finalmente, Frank Grau desarrolla estrategias de control con criterios de indicadores de calidad de energía para inversores en microsistemas conectados a la red.

Se están realizando más estudios en otras universidades del país. Esta es una pequeña muestra del trabajo que se desarrolla entre algunas de las universidades cubanas, que cooperan con universidades de otros países. El objetivo es dar a conocer el trabajo y obtener retroalimentación de la comunidad científica internacional, y es un aporte al desarrollo científico mundial, y al desarrollo y sustentabilidad del sistema eléctrico cubano.



Subestación eléctrica, La Habana

III.2. Historia y necesidades de desarrollo futuro de la red electroenergética cubana.

Miguel Castro, Miriam Vilaragut.

Un breve e histórico recuento del desarrollo de la red cubana.

Antes de 1959 las políticas existentes en el sector eléctrico cubano podían caracterizarse por un limitado acceso al servicio eléctrico por parte de la sociedad, con un muy bajo nivel de soluciones internas (Investigación + Desarrollo + Innovación). Cuba sólo era importadora de equipos y tecnologías en el sector eléctrico (Altshuler y González, 2010).

En 1844 se inauguró la primera industria eléctrica (Altshuler y González, 2010) con la multiplicación de las instalaciones de alumbrado en ciudades de toda la isla, las instalaciones de energía eléctrica en algunas industrias como las azucareras, cementeras y cerveceras, el desarrollo del tranvía eléctrico, la electrificación del país se acelera. Para 1957, la Compañía 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 (ver Figura 1).



Figura 1. Capacidad de generación de la Empresa Eléctrica de Cuba en 1957 (Altshuler y González, 2010).

En 1960 el gobierno cubano decretó la nacionalización de la Empresa Eléctrica de Cuba. Comenzó una nueva etapa en el desarrollo del sector eléctrico cubano. En 1973 se energizaron las primeras líneas del sistema de transmisión en 220 kV. Con ello se inauguró el actual Sistema Nacional de Energía Eléctrica (SNEE). Fue diseñado para interconectar todas las plantas eléctricas importantes del país. Para el año 2004, la capacidad instalada alcanzó los 4048 MW (ver Figura 2).



Figura 2. Capacidad instalada en el Sistema Energético Nacional de 2004 (UNE, 2004).

Tecnologías

Al momento del triunfo de la Revolución, Cuba contaba con una capacidad total de 397,1 MW, la mayor parte de los cuales eran generados por centrales térmicas. Se dividía en tres subsistemas: el Occidental, el más grande en extensión y capacidad, que se extendía desde Pinar del Río hasta Nuevitas; la del Norte, que partiendo de Nuevitas comprendía las instalaciones eléctricas de las actuales provincias de Las Tunas y Holguín, y parte de Camagüey; y el Sur, que comprendía las instalaciones eléctricas de las actuales provincias de Granma, Santiago de Cuba y Guantánamo. Por otro lado, algunos pueblos y ciudades a lo largo del país se alimentaban de pequeñas plantas a diésel que operaban desfasadas con las demás plantas (Llamo Hernández, 1985).

En enero de 1959 se inició un proceso de transformación del sistema eléctrico. A lo largo de este período y hasta 2004, las nuevas inversiones en generación se basaron, fundamentalmente, en unidades térmicas de 100 y 169 MW, más una de 320 MW que entró en operación en 1984. En 2004, la capacidad del SNEE cubano era de 4048 MW, y sólo el 1,58% y el 10,12% correspondieron a Generación Distribuida (GD) y a Tecnología a Gas, respectivamente. La mayor parte es aportada por las centrales térmicas (CTE), que tienen una media de 25 años de funcionamiento, con un 60% de disponibilidad, frecuentes averías y elevados consumos.

A finales de 2004, la tasa de electrificación del país alcanzó el 98%. El sistema interconectado cubano operó 3 112 km de líneas y 23 subestaciones eléctricas de 220 kV, así como 4 387 km de líneas y 11 subestaciones de 110 kV conforme al sistema de transmisión del SNEE. El subsistema de distribución eléctrica está conformado por 10 130 km de líneas y 2 133 subestaciones de 33 kV que unen 39 464 km y 45 4440 km de circuitos primario/secundario respectivamente. Además,

tiene un alto porcentaje de pérdidas en las redes de transmisión y distribución de electricidad debido a sus características.

Factores externos como el recrudecimiento del bloqueo económico contra Cuba por parte de EE. UU., el acceso limitado a los mercados internacionales, el corte abrupto del suministro de petróleo y sus altos precios, la imposibilidad de realizar mantenimientos y reparaciones a las centrales eléctricas y de distribución redes, y el azote de frecuentes huracanes, provocaron el colapso del SNEE en 2004.

Durante 2004 y 2005, el Gobierno reformuló sus estrategias, con un enfoque integrador y sistémico. A partir del 2005 se desarrolla la Revolución Energética en Cuba, que contempló el desarrollo simultáneo de más de 20 programas encaminados al uso racional de la energía. El concepto de generación distribuida (GD) se introdujo como una forma de aumentar la confiabilidad del SNEE. Se instalaron doscientos nodos de nueva generación, lo que supuso un cambio radical en la tipología del sistema eléctrico (ver Figura 3). También se comenzó a evaluar la necesidad de diversificar las fuentes de generación.



Figura 3. Centrales eléctricas de generación distribuida (GD) en el Sistema electroenergético de Cuba (Castro Fernández et al., 2018b)

En 2010 se iniciaron los estudios para introducir las fuentes renovables de energía (FRE) en el SNEE cubano. Se crearon grupos de trabajo temáticos sobre energía eólica y fotovoltaica. En 2012, se emitió el Decreto Presidencial No. 3 de 11 de diciembre de 2012 (REVE, 2014), que dispuso la creación de una Comisión de Gobierno para la elaboración de la política para el desarrollo prospectivo de las FRE en el período 2014 a 2030. En junio de 2014, el Consejo de ministros aprobó la política y el cronograma para la implementación de las FRE en el SNEE cubano. En 2015 se crea la Cartera de Oportunidades de Inversión Extranjera para las FRE en Cuba, y se comienza a elaborar el marco normativo, que finalmente fue aprobado en 2019, y hecho público mediante el Decreto Ley No. 345 (Ministerio de Justicia, 2019).

Como antecedentes de las instalaciones de generación eléctrica a este programa, se puede señalar la presencia de un total de 470 MW instalados en la industria azucarera, para autoabastecimiento y entrega de energía al SNEE, pero con tecnología de baja eficiencia. Esto solo permitió obtener unos 37,6 kWh/tonelada de caña procesada. Además, había una capacidad instalada de 64 MW en unas 140 mini y pequeñas centrales hidroeléctricas. En este contexto, en el período 1999 - 2005 se llevaron a cabo diferentes acciones como:

1. Instalación, en 1999, de un parque eólico experimental en la Isla Turiguanó con tecnología ECOTECNIA y una capacidad de 500 kW.
2. Instalación de pequeños sistemas eólicos, fotovoltaicos e híbridos en más de 400 consultorios de Médicos de Familia ubicados en montañas y zonas rurales remotas, hospitales de montaña, más de 2300 escuelas, más de 1800 salas de TV, así como círculos sociales e instalaciones fronterizas.

Posteriormente, en el período 2005-2010, se llevaron a cabo otro grupo de acciones asociadas al uso de estas tecnologías a nivel nacional en Cuba, que se pueden resumir de la siguiente manera:

- a. Instalación de 3 parques eólicos experimentales, con una potencia total de 11,25 MW, con tecnologías VERGNET, GAMESA y GOLDWING, de Francia, España y China respectivamente.
- b. Prospección y caracterización del potencial eólico cubano, con una red de 88 estaciones automáticas de medición de parámetros eólicos a alturas de hasta 50 m en 32 zonas del país, y una red de 12 estaciones meteorológicas de referencia, con mediciones de hasta 100 m alto.
- c. Elaboración de un Mapa Eólico Nacional con una estimación de potencial técnico superior a 1100 MW, considerando la utilización de aerogeneradores de 1,5 MW, respaldado con la garantía de la Consultoría Internacional Garrad Hassan S.A (sucursal Garrad Hassan Ibérica)



Red eléctrica local, Santiago de Cuba

Situación presente

El cronograma para la implementación de las FRE en el SEN cubano estableció, desde un inicio, los siguientes objetivos:

1. Instalar 2144 MW de energía eléctrica de:
 - a) 19 plantas Bioeléctricas, con un total de 755 MW asociados.
 - b) 13 parques eólicos (PE), con un total de 633 MW asociados.
 - c) Más de 100 parques solares fotovoltaicos (PSFV), con un total de 700 MW asociados.
 - d) 74 minicentrales hidroeléctricas, con un total de 56 MW asociados.
2. Aprovechar otras potencialidades del uso de energía solar térmica, biomasa forestal, así como residuos sólidos urbanos, residuos orgánicos industriales y agrícolas para generar electricidad
3. Lograr con esta inversión generar más de 7 245 GWh al año con estas tecnologías, lo que representaría alrededor del 24% de la generación total de energía, permitiendo un desembolso aproximado de 3 700 millones para importar y dejar de emitir a la atmósfera más de 6 millones de toneladas/año de CO₂.

Al cierre de 2019, la situación respecto a la introducción de las FRE en Cuba presentaba el siguiente panorama:

- a) 4 parques eólicos con un total de 11,8 MW instalados.
- b) 67 parques solares fotovoltaicos, con un total de 156,4 MW instalados.
- c) 147 minicentrales y minihidráulicas, con un total de 64 MW instalados.
- d) 57 centrales azucareras (AZCUBA), con un total de 470 MW instalados.

El aporte de las FRE, dentro de la matriz de generación del SNEE cubano, fue de 818 GWh en 2019, lo que representó el 4% del total (20167 GWh/año), incluyendo el consumo propio de las centrales azucareras, de las instalaciones conectadas directamente a la red y servidas por la UNE. En 2019 se generaron 124,0 GWh con energía hidráulica, 11,0 GWh con energía eólica y 240,0 GWh con energía solar fotovoltaica para un total de 375 GWh.

El SNEE cubano mantiene el predominio de la generación eléctrica con combustible fósil, y además hay una inversión programada de 4 bloques de 200 MW cada uno, que se supone iniciará su ejecución en 2020, junto a 560 MW de ciclo combinado. También se ejecutarán, posteriormente, unidades de gas natural licuado.

Desde el punto de vista de mejoras al SNEE, durante 2019 se trabajó en el esquema de generación y reparación capital de importantes bloques de dos centrales térmicas. Se sincronizaron al SNEE seis nuevas plantas solares fotovoltaicas (PSF) con una potencia total de 14,8 MWp. Se completaron algunos tramos de líneas de transmisión (incluida la subestación de salida de la planta de biomasa Ciro Redondo, a sincronizar en 2020). A nivel de distribución se realizaron otros trabajos, estos últimos con el objetivo de fortalecer la red eléctrica.

El sistema se opera de acuerdo con un procedimiento que se rige por requisitos técnicos, establecidos sobre la base de la experiencia existente, que debe ser reemplazado por un código de red. El código de la red cubana aún tiene algunas limitaciones, y se modificará en la medida en que defina cómo operará el SNEE en función de sus necesidades inmediatas, medianas y futuras.

Necesidades futuras de desarrollo relacionadas con el desarrollo de fuentes de energía renovables

Un estudio publicado en abril de 2020 (Ram et al., 2020), presenta tres caminos de transición en el sector energético, con diferentes escenarios, en Europa. El escenario de "liderazgo" prevé el 100% de energía renovable ya en 2040. El escenario "moderado" alcanzaría la meta en 2050. El escenario "rezagado" significa alcanzar el 62% con FRE en el sistema europeo para 2050.

Las tendencias internacionales reportadas (DNV-GL, 2019), en términos de sistemas de potencia eléctrica y consumo de energía, se están moviendo hacia:

- Un impacto de la eficiencia energética en todos los sectores de la economía y su desacoplamiento, con el aumento de la población y del PIB, ante los picos previstos de suministro de energía primaria en 2030 y de consumo de energía final en 2033, en este último caso apoyados por la electrificación de diferentes sectores de la economía.
- Reducción de los costos de inversión en el uso de energía solar fotovoltaica (SFV) y eólica (WE), lo que supondría un aumento significativo en el uso de ambas FREs.
- Los vehículos eléctricos (VE) representarán el 70% del transporte de viajeros en 2050, el 50% del transporte comercial y casi el 100% del transporte de dos y tres ruedas.

Bajo estas tendencias, se puede entender que un sistema eléctrico de potencia (SEP) con alta integración de FRE operaría de una manera algo diferente a lo que se conoce hoy. Según Henbest (2020), las principales características de un SEP en estas condiciones serían:

- Las grandes plantas de combustibles fósiles ya no operarían las 24 horas del día con factores de alta capacidad.
- Las FRE se convertiría en parte de la columna vertebral del sistema, con esta configuración caracterizada por grandes cantidades de SFV durante el día y eólica durante la noche.
- El almacenamiento soportaría a las FRE variables, teniendo un alto valor de uso bajo el concepto de carga cuando las FRE son abundantes y con precios bajos, y de descarga en las horas de alta demanda, precios altos y con una menor presencia de FRE.
- Bajo este esquema de operación, el corte de FRE variables, cuando tienen sobreproducción, es una característica, no un error.



Transformadores de red de distribución, Santiago de Cuba

El SNEE cubano es un sistema aislado, por lo que, a la hora de planificar su ampliación y mantenimiento, así como su operación diaria, debe hacerse bajo este concepto. El sistema interconectado nacional no tiene posibilidad de obtener energía de otra fuente distinta a la propia. Por ello, las necesidades de operación de la red, los requisitos técnicos, y las inversiones actuales y futuras, deben estar en consonancia con esta característica fundamental, y tener en cuenta las características climáticas que prevalecen en el territorio cubano.

El cambio de la matriz energética en Cuba, y en particular de la matriz de generación eléctrica, con la introducción de las FRE en el SNEE cubano, exige la correcta absorción de estas tecnologías. Los esquemas de generación deben diseñarse e implementarse de acuerdo con la realidad del territorio nacional, así como los cambios en la topología y operación de la red, tanto en lo inmediato y en el mediano plazo, como en el futuro.

Como ejemplo en Cuba de la aplicación de estas condiciones a la selección, ubicación y dimensionamiento de los PSF, se puede citar la decisión de construir los parques a una distancia superior a los 8 km y con una capacidad no superior a los 5 MW. Esto ha significado que los eventos normales de nubosidad que se presentan en el territorio nacional no afecten significativamente los MW generados por esta tecnología. Además, se reduce la variabilidad media de esta tecnología por nubosidad en el SEN cubano.

En esta misma dirección y de manera inmediata, por ejemplo, se debe tener en cuenta que, si bien Cuba presenta un potencial de radiación solar de 5 kWh/m²/día aproximadamente, existen otros

factores climáticos y ambientales que influyen en la eficiencia del uso de los paneles fotovoltaicos. Las altas temperaturas casi todo el año, el contenido de polvo en el aire, y la nubosidad se encuentran entre los factores más importantes. También se debe considerar la alta humedad relativa, que tiene efectos negativos, más limitados, pero puede penetrar a través de los marcos de los paneles reduciendo su producción de energía (Castro Fernández et.al, 2018a).

El tema de la variabilidad (y aleatoriedad) de la energía producida por las plantas solares fotovoltaicas y eólicas es otro elemento por considerar. Muchos países toman en cuenta el apoyo que representa para los países limítrofes la compra de energía de otras fuentes, incluidas las renovables. Otra variante es la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía, que aún tienen un alto costo en el mercado. Algunos países han optado por esquemas de generación sobredimensionados, más allá de la capacidad de los inversionistas para entregar a la red, siendo esta variante menos costosa.

Estos factores deben incluirse en los diseños de los esquemas de generación distribuida de los que forman parte las FRE en Cuba. Por ejemplo, un PSF con un sobredimensionamiento del 30% en su generador fotovoltaico, por encima de la capacidad del inversor, aseguraría la estabilidad del suministro de energía esperado en caso de problemas de aumento de temperatura o humedad, exceso de polvo, intervención de algún panel en una cadena, etc. Esta sería una solución, de costo casi despreciable, frente a la que tendría un sistema de almacenamiento de energía que permita obtener resultados similares. El exceso de generación obtenido en condiciones normales puede ser entregado a zonas con baja capacidad de almacenamiento (a menor costo) o simplemente cortar la energía suministrada por el parque, lo que sería un evento normal en su operación, como se propone (Henbest, 2020).

Las evaluaciones realizadas con el modelo "CubaLinda" (Luukkanen, Akgün et al., 2015; Luukkanen, Panula-Ontto, et al., 2015) han permitido analizar la posibilidad de alcanzar un escenario con generación 100% renovable en Cuba. En esta dirección, un estudio realizado por Hohmeyer y Welle (2018) plantea que una combinación adecuada de instalaciones de almacenamiento de energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa, hidráulica y de bombeo, junto con el uso de biodiésel en los generadores diésel existentes en el país, como respaldo a la red, cubriría la demanda de energía eléctrica en Cuba para un escenario de consumo de hasta 60 TWh por año, según lo previsto por la UNE para 2040 (Guerra Hernández, 2014). Esto incluye la movilidad eléctrica y la sustitución de gas natural y petróleo tanto en el sector residencial como el industrial.

En Vázquez et al. (2018) se realiza un análisis más detallado de los efectos de la introducción masiva de generación renovable en un sistema eléctrico. En un escenario de corto y medio plazo, las nuevas tecnologías incrementarán las necesidades de control en un Sistema Eléctrico de Potencia como el SNEE cubano, con una alta penetración de fuentes renovables de energía (del orden del 70 al 100%, como se indica anteriormente), ya que se produciría un proceso de reducción

natural del control en las centrales térmicas convencionales, al reducirse su papel en el sistema. Por otro lado, a medida que se reemplazan los generadores síncronos por convertidores electrónicos de potencia, la inercia del sistema en los puntos de conexión a la red disminuye, y se vuelve más sensible a las variaciones de frecuencia. Este efecto también aumentará cuando se incorporen a la carga accionamientos eléctricos basados en convertidores energéticamente eficientes. De igual forma, el control de la tensión y seguridad del sistema eléctrico, en los esquemas de GD, diferirá del control en el esquema centralizado, ya que la circulación de corriente cambiará dependiendo del estado del sistema, como se discute en Galván et. al (2016).

Estas características de una red con alta penetración de FRE apuntan a la necesidad de cambiar la forma en que se opera la red y cómo se asigna, decide y ejecuta su control. Por otra parte, en el SNEE cubano se impondrá la necesidad de incorporar, en un plazo relativamente corto, el concepto de redes eléctricas inteligentes (smart grid), lo que permitiría la introducción de las tecnologías informáticas y de comunicación en las acciones de control y operación del sistema eléctrico. Un ejemplo de esto es la integración de tecnologías como los vehículos eléctricos, que están surgiendo como sistemas de almacenamiento del lado de la demanda, para soportar el control de frecuencia. Si se decide transformar el transporte en Cuba a tecnología eléctrica, también habría que cambiar la gestión del SNEE cubano.

Referencias

- Altshuler, J., y González, M. (2010). *Una luz que llegó para quedarse* (2da Edición; Editorial Científico - Técnica, Ed.). Instituto Cubano del Libro.
- Castro Fernández, M., & et.al. (2018a). Efficiency in PV Systemle. *III Electronic and Automatic Congress. III International Expo and Convention CUBAINDUSTRIA 2018*. La Habana, Cuba.
- Castro Fernández, M., & et.al. (2018b). Integration of Renewable Energy Sources in Cuba. *Memoires of Seminar Energy Future of Energy in Cuba, International Fair on Renewable Energy, Pabexpo, Havana*. La Habana, Cuba.
- DNV-GL. (2019). Power supply and use forecast to 2050. Retrieved from Energy Transaction Outlook website: <https://eto.dnv.com/2019/power-supply-use/forecast>
- Galván, E., et.al. (2016). Interacción de la red con las plantas de energía renovables. *Seminario GPTech-Cuba*.
- Guerra Hernández, L. (2014). Perspectivas y retos del Sistema Electroenergético Nacional. *Conferencia Presentada En El Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL) En El Marco Del 50 Aniversario de La CUJAE*.
- Henbest, S. (2020). The First Phase of the Transition is About Electricity, Not Primary Energy. *Energy News*, 38(1), 6–13. Retrieved from <https://search.informit.org/doi/abs/10.3316/INFORMIT.115822567967423>
- Hohmeyer, O., & Welle, J. (2018). Cuban Society based on 100% renewable energy sources: A first scenario analysis. *CRECE Project*.

- Llamo Hernández, S. (1985). *Transmisión de la energía eléctrica mediante corriente alterna*. Facultad de Energética. ISPJAE. Ministerio de Educación Superior.
- Luukkanen, J., Panula-Ontto, J., Vehmas, J., Liyong, L., Kaivo-oja, J., Häyhä, L., & Auffermann, B. (2015). Structural change in Chinese economy: Impacts on energy use and CO2 emissions in the period 2013-2030. *Technological Forecasting and Social Change*, 94, 303–317. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2014.10.016>
- Luukkanen, J., Akgün, O., Kaivo-oja, J., Korkeakoski, M., Pasanen, T., Panula-Ontto, J., & Vehmas, J. (2015). Long-run energy scenarios for Cambodia and Laos: Building an integrated techno-economic and environmental modelling framework for scenario analyses. *Energy*, 91, 866–881. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.091>
- Ministerio de Justicia. (2019). *Gaceta Oficial de la República de Cuba*. GOC-2019-1064-095. Decreto-Ley No. 345. *Del desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía*. (pp. 2133–2138). pp. 2133–2138. Retrieved from <https://www.gacetaoficial.gob.cu/es/gaceta-oficial-no-95-ordinaria-de-2019>
- Ram, M., Bogdanov, D., Aghahossei, A., Mensah, T., Breyer, C., Schmela, M., Thoring, K. (2020). *100% Renewable Europe - How to make Europe's energy system climate-neutral before 2050*. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/340662374_100_Renewable_Europe_How_To_Make_Europe's_Energy_System_Climate-Neutral_Before_2050
- REVE. (2014). Energías renovables en Cuba para reducir la dependencia energética del petróleo _ REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo. *Revista Eólica y Del Vehículo Eléctrico*. Retrieved from <https://www.evwind.com/2014/08/14/cuba-apuesta-por-las-energias-renovables-2/>
- UNE. (2004). *Balance anual de la Unión Eléctrica*.
- Vázquez, L., Majanne, Y., Castro, M., Luukkanen, J., Hohmeyer, O., Vilaragut, M., & Diaz, D. (2018). Energy System Planning towards Renewable Power System: Energy Matrix Change in Cuba by 2030. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 522–527. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.756>

III.3. Integración de las Fuentes Renovables de Energía en los Sistemas de Energía.

Ariel Santos Fuentesfría, Yrjö Majanne

Introducción

Cada sistema de generación que contiene fuentes renovables integradas tiene, en cierta medida, sus propias características, funcionalidad y particularidad. Algunos de ellos funcionan de manera casi similar en comparación con los sistemas convencionales basados en generación, mientras que otros se comportan de manera notablemente diferente. Es importante identificar y considerar adecuadamente las estructuras del sistema para que los estudios de conexión a la red sean lo más precisos posible.

Un sistema eléctrico necesita operar con altos valores de confiabilidad y factibilidad, suministrando energía con la calidad de servicio requerida a lo largo de los años. Las plantas de generación convencionales que operan de forma determinista, como las plantas de energía térmica y nuclear, pueden diseñarse como parte del sistema de energía con relativa facilidad. Sin embargo, incluir fuentes de generación renovables, dependientes del clima, como parte del sistema de generación, hace que el diseño del sistema de energía sea más complicado.

Los impactos de la energía eólica y solar conectadas en el sistema eléctrico son difíciles de tener en cuenta en el diseño de dicho sistema, principalmente debido a la variación incontrolable de su producción de energía. Por esta razón, los estudios sobre la integración de la energía eólica y solar fotovoltaica (FV), conocidas como fuentes renovables y variables de energía (FRVE), en el sistema eléctrico, deben responder a varias preguntas fundamentales: ¿cuánta capacidad de generación eólica o fotovoltaica se puede instalar en el sistema de energía mientras se mantiene la calidad del servicio en el nivel requerido?; ¿dónde conectar esos recursos FRVE?; ¿qué modificaciones e inversiones se deben hacer en la red para permitir esta conexión?; ¿cuáles son los costos y beneficios del proyecto?.

Requerimientos técnicos

Existen aspectos relevantes para la conexión de generación FRVE en un sistema eléctrico, que determinarán el tipo de estudio de factibilidad a realizar. Por ejemplo, la producción momentánea de energía eólica y solar solo se puede predecir dentro de algún intervalo de confianza. Por lo tanto, es necesario contar con un modelo matemático del sistema eléctrico para simular y analizar los impactos de la generación de FRVE en la operación del sistema. Los parques eólicos deben instalarse en lugares donde haya vientos de alta velocidad, y suficiente consumo o capacidad de transmisión de energía. En esos casos, la red eléctrica debe ser reestructurada. En las condiciones cubanas, la energía solar, la biomasa y la minihidráulica se conectan en redes de distribución,

dentro del concepto de generación distribuida, y es importante analizar el impacto de la conexión a niveles locales de distribución.

El código de red es una especificación técnica realizada por el operador responsable de la red principal. El código de red define los requisitos que debe cumplir una instalación conectada a una red eléctrica pública para garantizar una operación segura y económica del sistema. El código de red define los procedimientos para la operación de la red, y establece los requisitos necesarios entre el operador del sistema y todos los usuarios del sistema eléctrico. El código de red especifica todos los procedimientos relevantes para la planificación y operación de la red, tanto en circunstancias normales como excepcionales.

El código de red es necesario para armonizar los requisitos de conexión de la generación renovable, en función de los parámetros de calidad de la energía y las necesidades para mantener una operación estable del sistema. Cada país o sistema eléctrico tiene su propio código de red, en función de sus propias necesidades y características. Se pueden encontrar algunos ejemplos de códigos de red en Bruendlinger (2016); Luo et al. (2018); Tsili y Papathanassiou (2009).

El código de red define cuestiones tales como niveles de operación de voltaje y frecuencia, control de potencia activa y reactiva, recorrido de bajo voltaje (LVRT), recorrido de alto voltaje (HVRT), armónicos, parpadeos y cambios rápidos de voltaje. Los dos parámetros más importantes del análisis son los voltajes y la frecuencia del sistema. El código de red define cómo deben reaccionar las plantas de energía eólica y solar fotovoltaica ante las perturbaciones en el voltaje de la red y la frecuencia del sistema. LVRT y HVRT definen cómo debe reaccionar una unidad de generación ante perturbaciones de bajo y sobrevoltaje en el sistema. Especialmente, el control del ángulo de paso del rotor de una turbina eólica es vulnerable a las perturbaciones de voltaje, y puede causar problemas graves para una turbina eólica individual, así como para todo el sistema de energía en caso de situaciones de bajo y sobrevoltaje.

Cuba cuenta con un código de red basado en las características y particularidades de su sistema eléctrico. El código de red está en continuo cambio para ser ajustado y mejorado para obtener los mejores beneficios de la creciente generación renovable. Esto asegura una mayor utilización de la generación FRVE, y asegura la estabilidad de la red con altas proporciones de generación eólica y fotovoltaica en el sistema.

Las Figuras 1 y 2 muestran aspectos del código de la red cubana relacionados con el voltaje, y las Figuras 3 y 4 muestran los relacionados con la frecuencia. Las unidades generadoras renovables deben ser capaces de absorber o inyectar potencia reactiva en función de la potencia activa generada de acuerdo con la curva potencia activa - potencia reactiva (PQ) de la Figura 1. La característica LVRT de la Figura 2 muestra que con la generación renovable las unidades deben mantenerse conectadas a la red durante una caída de voltaje, donde el voltaje cae como mínimo a 0.2

p.μ. y vuelve a subir hasta un valor superior a 0,85 p.μ. dentro de 1 segundo después de que ocurrió el disturbio. Esto ayuda al sistema de potencia a recuperarse de perturbaciones de tensión rápidas y de corta duración en el sistema, evitando que los aerogeneradores se detengan automáticamente durante este tipo de perturbación.

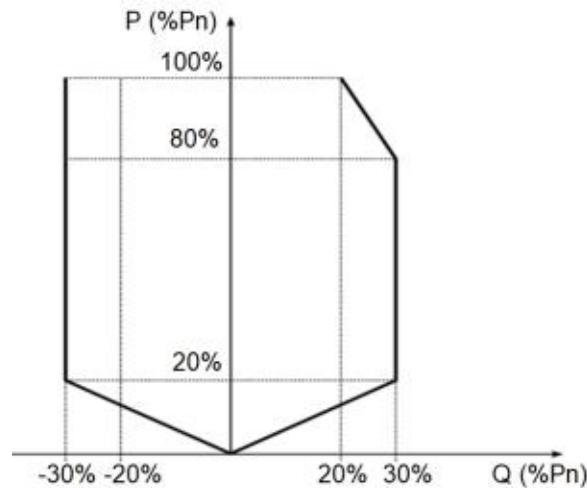


Figura 1. Requerimientos de generación de potencia reactiva en relación con la potencia activa según el código de red cubano.

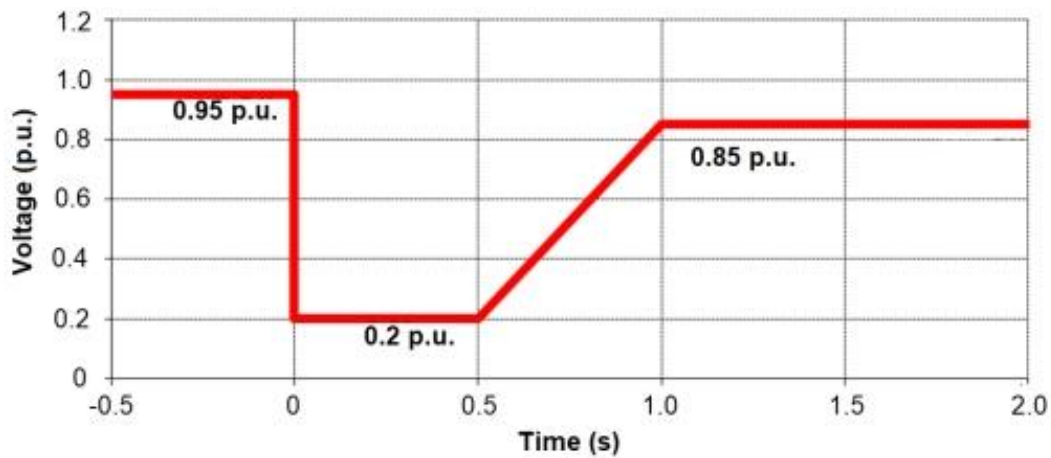


Figura 2. Requisitos de recorrido de baja tensión (LVRT) del código de red cubano.

La generación renovable debe mantenerse conectada a la red normalmente cuando opera en un rango de frecuencia entre 58,5 y 61 Hz. Fuera de este rango de frecuencias, la generación renovable tiene los tiempos de desconexión permitidos que se muestran en la figura 3. Los controles de potencia activa de las unidades generadoras deben cumplir con los siguientes requisitos: cargas unitarias normales asignadas para frecuencias entre 57 y 62 Hz, modificables bajo carga; y la velocidad de respuesta debe ser ajustable entre 1 y 10% de la potencia nominal por minuto de la unidad generadora. En caso de aumento de frecuencia, la generación variable debe ser capaz de reducir su potencia de salida en función de la frecuencia del sistema según la rampa de la Figura 4.

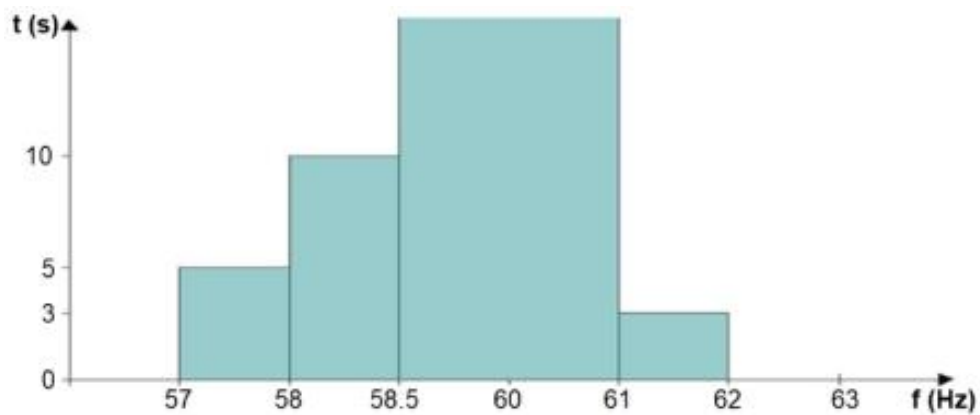


Figura 3. Límites de frecuencia y tiempos de apagado de los generadores según código de la red eléctrica cubana.

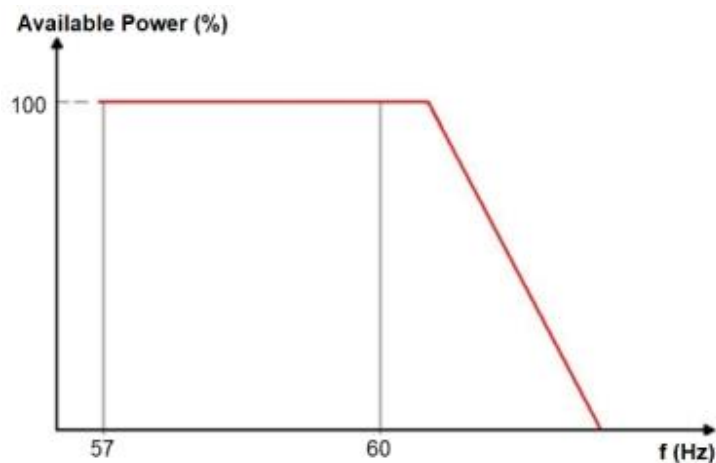


Figura 4. Curva de respuesta potencia - frecuencia según el código de la red cubana

Estudios relacionados con la integración de las fuentes renovables y variables de energía.

Los estudios sobre la integración de la generación FRVE a la red no tienen un orden fijo, sino que dependen de las características de cada país o sistema eléctrico. Sin embargo, es necesario cubrirlos todos para garantizar, como se ha dicho anteriormente, la estabilidad del sistema eléctrico y la calidad del servicio a todos los consumidores.

Los estudios de factibilidad de una mayor integración de la generación de FRVE en el sistema eléctrico generalmente comienzan con estudios a largo plazo, con un horizonte temporal de más de 10 años. Estos análisis se realizan en función de los objetivos económicos, sociales y ambientales, y las características técnicas de la red. Los estudios más comunes en esta etapa son:

- *Estudios sobre recursos energéticos renovables en diferentes localidades.* En estos estudios, se analiza el potencial de generación de energía eólica o solar en un área determinada mediante mediciones reales de la velocidad del viento/radiación solar, y se prepara

un mapa de velocidad del viento o intensidad de la radiación solar. Este mapa permite evaluar cuánta energía se podría generar, y si es económicamente factible iniciar el establecimiento de la planta de generación eólica o solar. Cuba cuenta con un mapa de vientos actualizado en 2018 elaborado por investigadores del Instituto Nacional de Meteorología (Alonso et al., 2019; Roque et al., 2017). Los mapas de intensidad de la radiación solar también se han establecido desde diferentes lugares de Cuba.

- *Estudios de escenarios para la planificación energética.* En estos estudios se estudian los impactos de diferentes alternativas de instalaciones FRVE (capacidad y ubicación), y la evolución del consumo energético. Los modelos de escenarios aplicados caracterizan aspectos económicos como el crecimiento de los diferentes sectores productivos, el crecimiento de la demanda, el crecimiento de la población, el PIB, los estudios de potencial renovable y el costo de la electricidad. Los escenarios pueden ser diversos y se pueden analizar muchas alternativas, aunque todos los escenarios deben ser razonables y lo más cercanos posible a la realidad. Algunos estudios sobre una penetración del 24% de las fuentes renovables han sido realizados por Luukkanen et al. (2018) y Salazar et al. (2018). Asimismo, estudios más ambiciosos sobre una Cuba 100% renovable también han sido realizados por Hohmeyer y Welle (2018), y Luukkanen et al. (2022).
- *El escenario óptimo para incrementar la generación renovable.* Como resultado de los estudios de escenarios anteriores, se definirá el mejor escenario basado en un plan óptimo de inversión y generación. Este estudio permite tener un plan más detallado, y un programa anual para lograr un objetivo determinado para un año determinado. El plan de Cuba es lograr una penetración renovable del 24% para 2030 (Vázquez et al., 2018).
- *Modificación del sistema eléctrico existente.* Con base en los resultados del análisis anterior, una mayor participación de la generación de FRVE en el sistema eléctrico generalmente requerirá modificaciones en el sistema eléctrico existente. Por ejemplo, si se aumenta la participación de la generación de FRVE en el sistema eléctrico, también se necesitará más flexibilidad en el sistema. Se puede lograr una mayor flexibilidad aumentando la capacidad controlable de la planta de energía, con una respuesta de energía rápida que brinde una mayor capacidad de control primario para el control de frecuencia, o mediante la instalación de almacenamientos de energía de respuesta rápida, como almacenamientos por batería. Otro ejemplo sobre el análisis del sistema eléctrico cubano, relacionado con la instalación de parques eólicos, muestra que los mejores recursos eólicos se encuentran en la región nororiental del país. Sin embargo, la mayor demanda de energía se encuentra en la zona occidental, lo que significa que se necesitará un análisis de la capacidad de transmisión entre la zona este y oeste, para evaluar la suficiencia de esta capacidad de transmisión. Si no hay suficiente capacidad, se deben hacer planes para aumentar los enlaces, y fortalecer la capacidad de transmisión para evitar problemas de estabilidad.



Transformador, La Habana

Una vez que se ha identificado un escenario factible para el desarrollo del sistema eléctrico, el trabajo debe continuar con una planificación más detallada del sistema en un horizonte de tiempo más corto, generalmente un lapso de entre 5 y 10 años. Estos estudios se conocen como estudios de planificación a mediano plazo:

- *Estudios de escenarios y plan óptimo de mediano plazo.* Estos estudios revisan y analizan escenarios en base a los mismos parámetros que en los estudios a largo plazo. La principal diferencia es el horizonte temporal. Este estudio tiene como objetivo replanificar la conexión de nueva generación renovable al sistema eléctrico existente, teniendo mayor precisión en la estimación del crecimiento de la demanda y precios de mercado para proyectos con fuentes renovables.
- *Estudios de flexibilidad.* Estos estudios analizan las propiedades del sistema eléctrico modificado necesario para mantener la seguridad del servicio y la viabilidad económica teniendo en cuenta la variabilidad e incertidumbre de la demanda y la generación renovable en todas las escalas temporales. Desde el punto de vista de la frecuencia, se analiza la necesidad de aumentar las reservas en los controles primarios, secundarios y terciarios. Desde el punto de vista de la tensión, se analiza la necesidad de incrementar dispositivos o elementos de compensación de potencia reactiva. Planificando en un lapso de 5 a 10 años, se decide la adquisición de los equipos necesarios para cubrir necesidades futuras debido a la conexión de generación variable dentro del sistema eléctrico.
- *Planificación del sistema eléctrico.* Similar al estudio de largo plazo y con muchos puntos en común con el estudio de flexibilidad, este estudio señala los refuerzos que se deben

hacer en el sistema eléctrico en términos de líneas de transmisión, nuevas subestaciones, capacidad controlable de generación/almacenamiento, costos de expansión.

Finalmente, están los estudios a corto plazo (dentro de 5 años), que se pueden dividir en estudios locales y de todo el sistema. Los estudios locales se realizan principalmente para analizar el comportamiento de los niveles de tensión en los nodos cercanos debido a la conexión renovable:

- *Determinación del punto de conexión.* En estos estudios, el objetivo principal es determinar los mejores puntos de conexión de generación renovable a la red. En los puntos de conexión y cerca de las barras se analiza el comportamiento de la tensión, tanto en condiciones normales de operación como cuando se presenta una perturbación. El objetivo es garantizar que se cumplan los requisitos del código de red y que el sistema sea capaz de mantener la estabilidad. Otros aspectos que se analizarán son las pérdidas de energía, las necesidades de transferencia de energía específicas de la línea, y los posibles cambios en la configuración de la red. En Cuba, por ejemplo, se decidió conectar plantas fotovoltaicas en redes de distribución con capacidades de hasta 5 MW cada una. Debido a esto, es importante analizar el comportamiento del alimentador de distribución y definir el mejor punto de conexión en cada red de distribución (Santos Fuentes et al, 2019). Más estudios sobre el comportamiento de la tensión, y la influencia de la generación renovable en el punto de interconexión en el sistema eléctrico cubano se presentan en Santos Fuentes, Castro Fernández, y Martínez García (2012) y Santos Fuentes, Martínez García y Castro Fernández (2012).
- *Cálculo de la capacidad máxima de generación renovable conectada.* Después de definir el punto de interconexión más adecuado, se calcula la cantidad máxima de capacidad de generación FRVE tolerada. La integración de la nueva capacidad de generación de FRVE en el sistema eléctrico existente no debe poner en peligro la estabilidad de la red, ya sea en condiciones normales de operación o después de que ocurra una perturbación. La nueva capacidad FRVE tampoco debería requerir refuerzos significativos en la estructura del sistema eléctrico. Si se modifica algún aspecto relacionado con la estructura del sistema eléctrico, refuerzo de la red o instalación de un nuevo equipo, se debe calcular nuevamente la capacidad de generación renovable máxima permitida en el punto de conexión. Debido a esta característica problemática del diseño del sistema eléctrico, se desarrolló y aplicó al sistema eléctrico de la Isla de la Juventud una nueva metodología para calcular el límite máximo de potencia para la generación de energía eólica (Santos Fuentes, 2017).
- *Planificación del sistema eléctrico.* Al igual que en los estudios a medio y largo plazo, se prevé que la red adopte la nueva generación renovable prevista. Este estudio informa cuáles serían los refuerzos necesarios que se deberían realizar; qué equipo comprar y dónde instalarlo para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico; cómo realizar la compensa-

ción de potencia reactiva. La compensación se puede realizar bien por algún equipo adicional o bien por la propia generación renovable con convertidores de potencia conmutados. En cuyo caso se debe analizar qué tipo de tecnología se debe instalar.

- *Impacto en la estabilidad de la tensión.* Aunque este estudio se realiza en los tres análisis anteriores, por su importancia, se valora como un estudio independiente. Este estudio garantiza el cumplimiento del código de red y la estabilidad de la tensión. Cuba es un sistema aislado, configurado longitudinalmente, cuyas redes de distribución son principalmente radiales. Esto hace que el estudio de la compensación de tensión y potencia reactiva sea un tema de vital importancia.

Los estudios de todo el sistema analizan el funcionamiento del sistema eléctrico y el equilibrio entre la producción y el consumo, lo que da como resultado la estabilidad de la frecuencia del sistema:

- *Operación del sistema.* Este estudio analiza cómo la operación del sistema eléctrico se ve afectada por la introducción de la generación FRVE. Se tienen en cuenta aspectos como la planificación de generación (compromiso unitario y despacho económico de carga), costos de generación, plan de mantenimiento, pronósticos de carga y generación, oferta de demanda y carga residual, reservas primarias, secundarias y terciarias. El objetivo final de estos estudios es garantizar el suministro de energía a todos los consumidores con la calidad requerida los 365 días del año, las 24 horas del día.
- *Impacto en la estabilidad de frecuencia.* Las variaciones en la generación eólica y solar, junto con las variaciones en la demanda, pueden provocar un desequilibrio entre la oferta y la demanda, y problemas en la frecuencia del sistema. La realización de este estudio garantiza que la frecuencia se mantenga dentro de los límites permitidos. En Cuba, la frecuencia debe mantenerse por debajo de 60,2 Hz y por encima de 59,7 Hz en condiciones normales de funcionamiento. Este tipo de estudio también asegura que, ante cualquier contingencia, el sistema recupere su frecuencia a valores estándar, y evite desconexiones no deseadas de cargas, es decir, apagones. En Cuba se han realizado varios estudios sobre el impacto de las fuentes renovables en la frecuencia y operación del sistema eléctrico (Filgueiras Sainz de Rozas et al., 2019; Guerra Hernández et al., 2016; Guerra Hernández y Martínez García, 2007; Martínez García et al., 2007; Salgado Duarte, Martínez del Castillo Serpa, y Santos Fuentesfría, 2018).

Conclusiones

Los estudios de integración de red analizan el impacto de la generación renovable en un sistema de energía eléctrica. El objetivo principal de estos estudios es mantener el funcionamiento estable del sistema, y proporcionar energía a todos los consumidores con la calidad requerida y maximizar la contribución de la generación renovable. Para ello se deben tener en cuenta aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales. Estos estudios se pueden realizar desde el punto de vista local o sistémico, a corto, mediano o largo plazo. Estos estudios son de suma importancia para el

desarrollo de la generación renovable dentro de la matriz energética de cualquier país. Los siguientes artículos de esta sección presentan algunos de los trabajos en curso de investigadores doctorales de la CUJAE, la UO y el IMMM relacionados con la integración de fuentes renovables en los sistemas de energía, particularmente en el sistema eléctrico cubano.

Referencias

- Alonso, Y., Martínez, Y., Roque, A., Yu, W., & Borrajero, I. (2019). A post-processing module based on Cressman's analysis to improve the Wind Energy Simulation Toolkit mapping system. *Wind Engineering*, 43(3), 277–298. <https://doi.org/10.1177/0309524X18780400>
- Bruendinger, R. (2016). Review and Assessment of Latest Grid Code Developments in Europe and Selected International Markets with Respect to High Penetration PV. *6th Solar Integration Workshop*. https://www.researchgate.net/publication/311084929_Review_and_Assessment_of_Latest_Grid_Code_Developments_in_Europe_and_Selected_International_Markets_with_Respect_to_High_Penetration_PV
- Filgueiras Sainz de Rozas, M. L., Martín Fernández, R.-M., Curbelo Colina, A., Santos Fuentefría, A., López Prado, O., y Rivero Oliva, J. de J. (2019). The Probabilistic Safety Analysis to the complex technical systems reliability evaluation. *Ingeniería Energética*, 40(3), 203–211. <https://go.gale.com/ps/i.do?p=IFME&sw=w&issn=02535645&v=2.1&it=r&id=GALE%7CA611678876&sid=googleScholar&linkaccess=fulltext>
- Guerra Hernández, L., y Martínez García, A. (2007). Determinación del estatismo del sistema electroenergético nacional de Cuba. *Ingeniería Energética*, XXVIII(1), 16–19. <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/97>
- Guerra Hernández, L., Martínez García, A., Vilaragut Llanes, M., y Torres Breffe, O. (2016). Errores en el comportamiento de la frecuencia en el SEN cubano utilizando esquemas concentrados. *Ingeniería Energética*, XXXVII(3), 186–194. <https://www.re-dalyc.org/pdf/3291/329147536004.pdf>
- Hohmeyer, O., & Welle, J. (2018). Cuban Society based on 100% renewable energy sources: A first scenario analysis. *CRECE Project*.
- Luo, X., Wang, J., Wojcik, J., Wang, J., Li, D., Draganescu, M., ... Miao, S. (2018). Review of Voltage and Frequency Grid Code Specifications for Electrical Energy Storage Applications. *Energies*, 11(5), 1070. <https://doi.org/10.3390/en11051070>
- Luukkanen, J., Saunders, A., Korkeakoski, M., & Majanne, Y. (2022). Modelling Cuban energy system with CubaLinda model. Prospects for 100% renewable scenario. In *Cuban Energy Futures. The transition towards a renewable energy system – Political, Economic Social and Environmental Factors*. FFRC eBook 3/2022.
- Luukkanen, J., Saunders, A., Salazar, I., Santos, A., Majanne, Y., Vázquez, L., & Korkeakoski, M. (2018). Cuban electricity sector development. Challenges of increased intermittent renewable production. *ENERGIZING FUTURES – Sustainable Development and Energy in Transition*. <https://futuresconference2018.wordpress.com/>

- Martínez García, A. A., Llamo Labori, H. S., Pérez Martínez, M., y Guerra Hernández, L. (2007). Determinación de diapasones de potencia necesarios para el control de frecuencia en el sistema eléctrico cubano. *Ingeniería Energética*, XXVIII(1), 38–44. <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/100>
- Roque, A., Alonso, Y., Martínez, Y., Yu, W., Bezanilla, A., Borrajero, I., ... Calzadilla, A. (2017). Application of the wind energy simulation toolkit in subtropical climates: Wind atlas of Cuba. *Wind Engineering*, ISSN X, 309524.
- Salazar, I., Saunders, A., Luukkanen, J., Majanne, Y., Santos, A., Vázquez, L., & Mika, K. (2018). ELECTRICITY SUPPLY WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES AND THE CUBAN ELECTRICITY SYSTEM: CHALLENGES OF SUPPLY-DEMAND BALANCE. *Conferencia Internacional Sobre Tecnologías Aplicadas a Las Redes Eléctricas Inteligentes CITREI 2018*. https://www.researchgate.net/publication/329424950_ELECTRICITY_SUPPLY_WITH_RENEWABLE_ENERGY_SOURCES_AND_THE_CUBAN_ELECTRICITY_SYSTEM_CHALLENGES_OF_SUPPLY-DEMAND_BALANCE
- Salgado Duarte, Y., Martínez del Castillo Serpa, A., y Santos Fuentefría, A. (2018). Programación óptima del mantenimiento preventivo de generadores de sistemas de potencia con presencia eólica. *Ingeniería Energética*, 39(3), 157–168. <https://go.gale.com/ps/i.do?p=IFME&sw=w&issn=02535645&v=2.1&it=r&id=GALE%7CA549223681&sid=googleScholar&linkaccess=fulltext>
- Santos Fuentefría, A. (2017). *Metodología para el cálculo del límite de potencia eólica en sistemas eléctricos débiles y distribuidos*. Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría.
- Santos Fuentefría, A., Castro Fernández, M., y Martínez García, A. (2012). Penetración eólica con diferentes tecnologías de aerogeneradores en presencia de una red débil. *Ingeniería Energética*, 33(2), 144–156. <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127750007.pdf>
- Santos Fuentefría, et.al. (2019). CÁLCULO DEL MEJOR PUNTO DE CONEXIÓN DE PARQUES FOTOVOLTAICOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN. *XIV CONGRESO INTERNACIONAL DE ALTA TENSIÓN Y AISLAMIENTO ELÉCTRICO*. Guadalajara, Jalisco, México.
- Santos Fuentefría, A., Martínez García, A., y Castro Fernández, M. (2012). Ajuste de las simulaciones de flujos continuados para el cálculo del Límite de Potencia Eólica. *Ingeniería Energética*, 33(2), 113–123. <https://go.gale.com/ps/i.do?p=IFME&sw=w&issn=02535645&v=2.1&it=r&id=GALE%7CA465558905&sid=googleScholar&linkaccess=fulltext>
- Tsili, M., & Papathanassiou, S. (2009). A review of grid code technical requirements for wind farms. *IET Renewable Power Generation*, 3(3), 308. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2008.0070>
- Vázquez, L., Majanne, Y., Castro, M., Luukkanen, J., Hohmeyer, O., Vilaragut, M., & Diaz, D. (2018). Energy System Planning towards Renewable Power System: Energy Matrix Change in Cuba by 2030. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 522–527. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.756>

III.4. Operación y control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de la República de Cuba

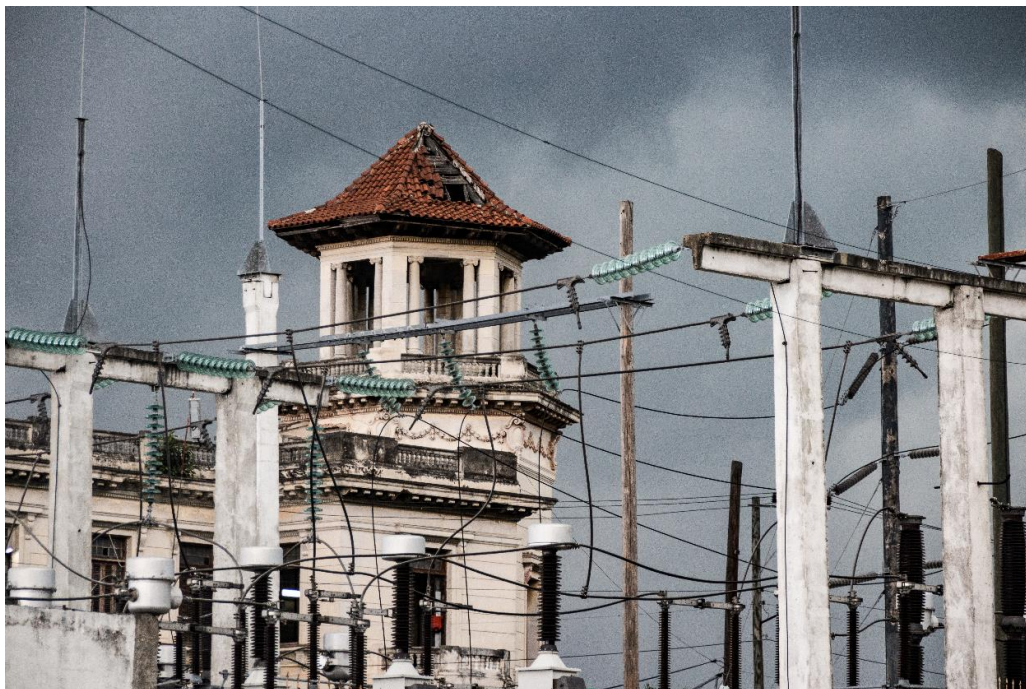
Antonio Martínez García, Miriam Vilaragut Llanes, Miguel Castro Fernández, Ariel Santos Fuentesfría, Yrjö Majanne

Introducción

El archipiélago de Cuba, ubicado en el Mar Caribe, tiene una isla mayor de 1250 km de largo y de 31 191 km de anchura con más de 3500 km de costa. Esta isla forma un sistema de energía insular sin líneas eléctricas de interconexión entre los sistemas de energía vecinos.

El portafolio de generación de energía en Cuba está compuesto por centrales termoeléctricas de vapor de condensación alimentadas con petróleo crudo y fuel oil pesado (HFO), centrales térmicas de vapor (HFO) y diésel, centrales de ciclo combinado a gas natural (CC) centrales eléctricas (turbina de gas + caldera de recuperación de calor con una turbina de vapor), centrales eléctricas de vapor alimentadas con biomasa, centrales hidroeléctricas, aerogeneradores eólicos y plantas solares fotovoltaicas (PV).

Desde el punto de vista de su control, el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) es operado por el Despacho Nacional de Carga (DNC), el cual orienta qué unidades de generación deben sincronizarse con el SEN de acuerdo con un esquema de operación de bajo costo (funcionamiento óptimo), y menor contaminación ambiental.



Subestación Eléctrica, La Habana

A nivel territorial, en las 14 provincias del país, más el municipio especial Isla de la Juventud, existen entidades que operan y mantienen las líneas y subestaciones de hasta 110 kV que se ubican en la región bajo su supervisión, mientras existen otras entidades territoriales que operan y atienden el esquema de distribución (hasta 33 kV) a nivel municipal. Las líneas y subestaciones de 220 kV son atendidas, desde el punto de vista de operación y mantenimiento, por una empresa nacional, la Empresa Constructora de la Industria Eléctrica (ECIE).

La capacidad de generación de energía consiste principalmente en centrales termoeléctricas de vapor de origen soviético, checo, francés y japonés. Estas plantas de generación están ubicadas en localidades costeras y utilizan agua de mar para su enfriamiento. Las más importantes de estas plantas ubicadas en las partes occidental y oriental de la isla se enumeran en la Tabla 1 (UNE, 2019).

Tabla 1. Centrales Termoeléctricas en Cuba.

Potencia Instalada (Unidades)	MW
Mariel	270
Otto Parellada	60
CTE Habana	295
Guiteras	317
José Martí	30
CMC (3,4)	316
Nuevitas (3,4,5,6)	420
Felton (1,2)	500
Renté (3,4,5,6)	380
Total	2588

En la región occidental, al noreste de La Habana y en Varadero, existe una capacidad instalada de 500 MW de unidades a gas de ciclo combinado construidas en asociación con la transnacional canadiense Sherritt. El gas natural utilizado en las unidades proviene de esa zona, como subproducto de los campos petroleros locales.

Como resultado de la Revolución Energética cubana, un número importante de nueva capacidad de generación se incorporó a la cartera de generación del país. Las capacidades totales de estas nuevas unidades son:

- a) Los motores de combustión interna con una capacidad instalada total de 350 MW, unidades MAN con 18,4 MW de capacidad unitaria, y otros con capacidades unitarias menores de tecnologías MAN y Hyundai que suman 1050 MW
- b) Las unidades de potencia a diésel representan una capacidad instalada total de 1286 MW de tecnología principalmente MTU.
- c) 56 centrales termoeléctricas de cogeneración industrial a base de biomasa en ingenios azucareros en servicio durante los meses de zafra (diciembre-mayo) con una capacidad instalada de 476 MW. La generación de calor y energía de estas plantas se usa casi en su totalidad para satisfacer el consumo de energía de la producción de azúcar, y contribuyen muy poco al sistema eléctrico nacional.

- d) La capacidad total operativa instalada del sector hidroeléctrico en Cuba es de 68 MW. De estos, 43 MW pertenecen a la central hidroeléctrica Hanabanilla y 25 MW a pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). Estas unidades hidroeléctricas por lo general no están conectadas al sistema eléctrico nacional, pero abastecen mini redes de poblados remotos.
- e) 4 parques eólicos con una potencia nominal total de 11,8 MW.
- f) 67 parques solares con una potencia nominal total de 156,4 MW.

Control de carga en el sistema eléctrico cubano

La carga predominante en el sistema eléctrico cubano es la carga residencial. Los perfiles de carga diarios típicos del sistema eléctrico cubano durante las épocas de verano e invierno se muestran en la Figura 1 (UNE 2018).

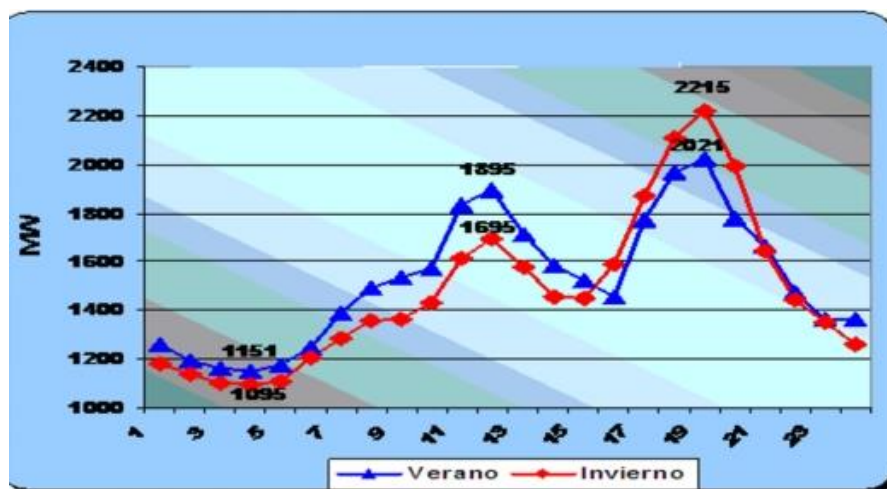


Figura 1. Curva de carga típica del sistema eléctrico cubano para verano e invierno.

En los gráficos es importante resaltar la diferencia entre los perfiles de invierno (rojo) y verano (azul). En ambos casos, las curvas se caracterizan por tener dos puntos máximos de consumo (picos), observándose el valor más alto en condiciones invernales.

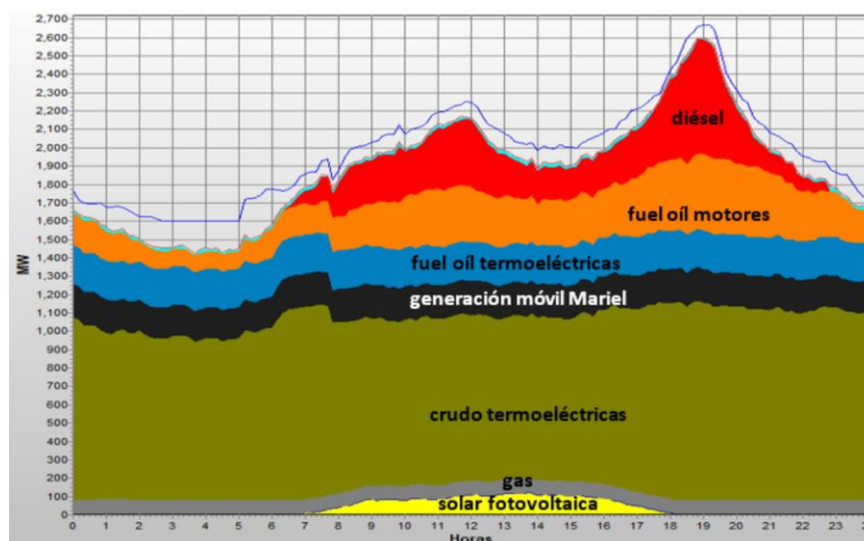


Figura 1b. Curva de carga enero 2021 (Alonso Falcón, Figueredo Reinaldo, y Sifonte Díaz, 2021)

El pico más alto se debe a las horas de cocción de la familia cubana (muy basadas en el uso de la electricidad), al mayor uso de electrodomésticos, y la iluminación en los hogares. Estos tipos de curvas de carga son típicos de los países subdesarrollados, donde la carga base consumida por los consumidores industriales y comerciales es pequeña, y la relación entre la carga máxima y la carga mínima es alta.

La figura 2 muestra la curva de carga real en un día típico de invierno. Existen dos periodos de tiempo en la curva de carga en los que se complica el control de la carga por generación, durante la hora del desayuno y la de la tarde. Antes de la Revolución Energética, la tasa de cambio de potencia activa era del orden de 300 MW/h, pero con la introducción masiva de la cocción con electricidad después de 2006, la tasa de cambio de potencia activa aumentó incluso a 500 MW/h, como se muestra en la Figura 2.

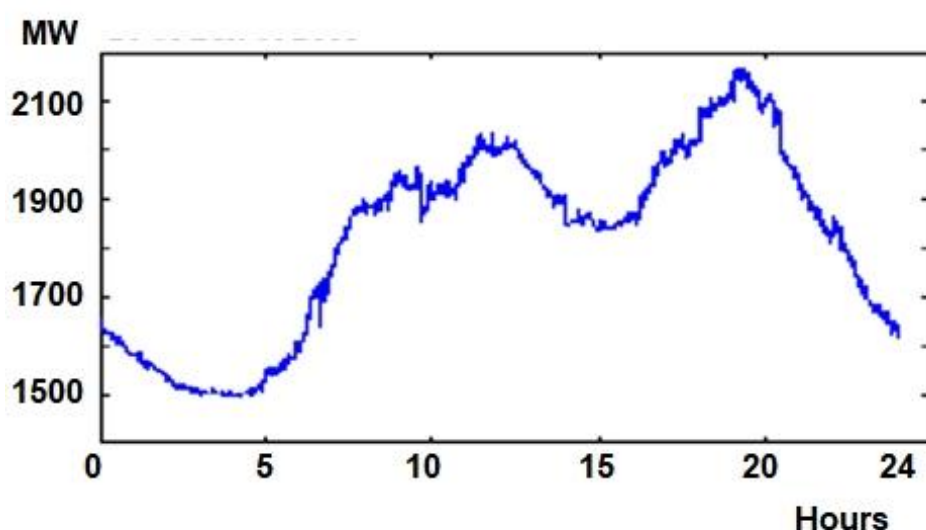


Figura 2. La curva de carga real del sistema eléctrico nacional medida cada 3 segundos en un día típico de invierno.

Las curvas de carga con tasas de cambio de carga ocasionalmente altas, y la gran relación entre cargas mínimas y máximas, dificultan mantener el equilibrio entre la generación y el consumo de energía bajo restricciones de cumplimiento de condiciones de calidad, como la frecuencia del sistema y el nivel de voltaje. Equilibrar la carga y el consumo se vuelve aún más difícil si se considera que el parque de generación del país se basa principalmente en unidades térmicas de más de 40 años, la mayoría de las cuales fueron diseñadas para operar como centrales de carga base. Además, originalmente se diseñaron para operar con HFO de buena calidad, pero en el pasado se adaptaron para operar con crudo cubano de baja calidad, que es más pesado y tiene un mayor contenido de azufre. Estas modificaciones limitan la eficiencia térmica y la velocidad de carga de las centrales térmicas existentes.

El control de frecuencia del sistema de potencia a corto plazo se divide en controles primarios y secundarios. La función del control primario es reaccionar de forma automática y muy rápida, en

unos pocos segundos, como medida de control a la desviación en la frecuencia del sistema. Las unidades de control primarias se operan de modo que tengan diseñada la capacidad de control ascendente y descendente disponible todo el tiempo, aún cuando los controles no están activados. Si el error de frecuencia es causado por un cambio persistente en la carga, no solo por un pico de carga breve, los controles secundarios se activarán para compensar el cambio de carga, y liberarán la capacidad del control primario para poder compensar nuevos cambios rápidos de carga. El tiempo de activación del control secundario suele ser de unos minutos. También hay un nivel de control terciario, que se utiliza cuando, una unidad de la planta de energía se detiene inesperadamente provocando una falta de energía a largo plazo en el sistema. El tiempo de activación de la capacidad de control terciario, típicamente en unidades de generación de reserva, es de unas pocas horas. El inicio de la unidad terciaria libera la capacidad de control secundario para nuevas actividades de control.

La Figura 2 muestra variaciones bruscas en la carga que ocurren aleatoriamente a intervalos de menos de 15 minutos. Estos cambios de carga son causados por dos acerías con hornos de arco eléctrico. La DNC de Cuba utiliza motores de combustión interno diésel para compensar los cambios rápidos de carga para evitar caídas no permisibles en la frecuencia del sistema. Los aumentos bruscos de carga que se producen por el inicio de nuevos ciclos de trabajo de los hornos de arco eléctrico en las acerías son regulados por un pequeño grupo de unidades asignadas para realizar la regulación primaria de frecuencia con tasas incrementales que toman valores entre 70 y 120 MW/Hz en los períodos de carga mínima y máxima en el sistema (Guerra Hernández y Martínez García, 2007). Cuando las centrales hidroeléctricas cuentan con suficientes reservas de agua, se utilizan, junto con las unidades térmicas alimentadas con HFO, para realizar la regulación secundaria y recuperar la reserva de regulación de frecuencia primaria (CIPEL y UNE, 2018).

Las reservas de regulación primaria se establecen bajo el criterio de que la desconexión repentina de la segunda unidad más grande conectada en el sistema (Felton - 250 MW) no provoque una descarga automática por baja frecuencia (LFD). En caso de desconexión repentina de la unidad mayor en servicio (Guiteras 300 MW), se permite la descarga automática por frecuencia (DAF), y se restablece el servicio en no más de 15 minutos con la puesta en marcha de las unidades diésel de reserva que se encuentran como reserva terciaria. Las reservas de regulación secundaria se fijan bajo el criterio de que corresponden a la desviación cuadrática media de las variaciones aleatorias de la carga con la acería en servicio.

A lo largo del día, las unidades termoeléctricas cambian la potencia de salida correspondiente a sus mínimos técnicos en la noche a cargas cercanas al máximo durante el pico. No es posible arrancarlos y pararlos durante el día, debido a los largos intervalos de tiempo necesarios para preparar los arranques, una vez que se producen las paradas. En caso de mantenimiento o defectos menores, cuando sea necesario poner fuera de servicio una unidad, se prepara previamente otra unidad para reemplazarla.

Para llevar a cabo toda esta operación antes mencionada, la DNC cuenta con un esquema DAF que utiliza pasos rápidos basados en medidas df/dt y pasos de retardo que miden frecuencia, implementado por especialistas del Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL, que ha probado su eficiencia en más de 15 años de funcionamiento.

Funcionamiento del SEN por el aumento de las fuentes renovables de energía (FRE)

El Despacho Nacional de Carga (DNC) cubano cuenta con herramientas para promover una operación segura del sistema eléctrico nacional. Recientemente, se puso en servicio un estimador de estado, de la empresa francesa Schneider, supervisado por especialistas del CIPEL y la UNE, que permite el control en tiempo real del sistema eléctrico nacional. El DNC también utiliza herramientas de software adicionales desarrolladas por especialistas del CIPEL, y la Universidad Central de Las Villas Marta Abreu (UCLV). Las herramientas utilizan la base de datos del estimador estatal. Las herramientas de software permiten una planificación segura de los regímenes de operación del sistema, y apoyan a los despachadores en la toma de decisiones frente a las condiciones de trabajo del sistema en casos de régimen de alerta, emergencia o restablecimiento.

Entre estas herramientas se encuentran:

- Programas para el ordenamiento (ranking) de contingencias que ocasionan problemas de tensión y frecuencia.
- Programas para orientar a los despachadores en la toma de decisiones sobre medidas correctivas.
- Programas para el cálculo de factores de sensibilidad.
- Programas de cálculo de curvas de potencia reactiva frente a tensión para estudios de estabilidad estática
- Simulador de entrenamiento para la formación de despachadores.
- Programas para el estudio de la estabilidad angular y de tensión bajo grandes perturbaciones.
- Programas para el despacho óptimo de la carga en el sistema.
- Programas de previsión de carga a corto y medio plazo.

El uso de las mencionadas herramientas posibilita la utilización de tres zonas de control de tensión en el sistema eléctrico cubano, y asegura regímenes con suficiente reserva de potencia reactiva en cada zona. Antes de dividir el control de tensión en las tres zonas, existían problemas de estabilidad de tensión estática, relacionados con regímenes de trabajo sin suficiente reserva de potencia reactiva en cada zona de control de tensión (CIPEL y Despacho Nacional de Cargo, 2005).

De igual forma, el software desarrollado permite al operador determinar en qué unidades generadoras la operación es más eficiente, reducir la potencia activa suministrada por una determinada

línea de transmisión, o incrementar la tensión en un determinado nodo, por salidas post falla de esas líneas, asegurando condiciones estables de trabajo del sistema.

Durante 2019, la electricidad generada con FRE fue de alrededor del 4%. El país pretende aumentar este valor a alrededor del 37% para 2030, con la única limitación de que se requiere la inversión necesaria. La generación solar fotovoltaica (FV) juega un papel importante en este aumento, que se espera que alcance los 2400 MW, la energía eólica alrededor de 1200 MW, y 400 MW en plantas de cogeneración de biomasa en ingenios azucareros que utilizarán bagazo y marabú como combustibles. La primera unidad de este tipo de planta de biomasa acaba de ser puesta en servicio en el central Ciro Redondo, en Camagüey, con una capacidad de 60 MW.

El cambio previsto en la matriz energética cubana tendrá efectos importantes en el control del sistema. Esta introducción masiva de generación asincrónica de energía fotovoltaica y eólica reducirá significativamente la inercia total del sistema, requiriendo más acciones en el control de frecuencia de las unidades térmicas que se mantienen en servicio. Esta necesidad proviene tanto de la reducción de la inercia, que hace que el sistema eléctrico sea más sensible a los cambios de frecuencia causados por el desequilibrio entre la generación y el consumo, como del aumento de la generación con fuentes renovables y variables de energía (ERV) dependientes del clima, como la energía solar y la eólica (Martínez et al., 2018).

Lo anterior hace necesario planificar una mayor participación de estas fuentes en el control del sistema (participación en el control y modelado inercial de fuentes solares y eólicas). La introducción de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) debería ayudar al control de la frecuencia primaria, y facilitar una mayor introducción de plantas fotovoltaicas en el sistema. El excedente de energía almacenada durante el día se puede utilizar en las horas pico. El SAEB se cargaría durante los períodos de carga baja, lo que ayudaría a disminuir la relación entre la carga máxima y la mínima en el sistema, suavizando el perfil de carga diario y facilitando el suministro. También se analiza la factibilidad económica de construir hidroacumuladoras (ver apartado IV.5. Almacenamiento de energía: tecnologías y posible aplicación en el sistema eléctrico cubano).

Hay un plan para invertir en cuatro nuevas unidades térmicas rusas de 200 MW cada una, que deberían tener una mayor participación en el control de frecuencia y voltaje en comparación con las unidades actuales. También se introducen nuevos conceptos sobre el control de los sistemas eléctricos de potencia, que han sido evaluados a nivel internacional, y donde se está imponiendo el concepto de Principales Fuentes Renovables de Energía (PFRE) comenzando a realizar acciones de control, al disminuir la participación de unidades de generación convencionales.

Las nuevas condiciones de operación del sistema eléctrico cubano con el ingreso de una parte importante de las fuentes renovables requieren la introducción de nuevos modos de operación que

actualmente no están contemplados en los códigos de operación aprobados. Además, se necesitarán estudios adicionales sobre nuevas estrategias de control para las unidades generadoras, que les permitan operar de manera robusta en diferentes condiciones de operación.

Un análisis más detallado de los efectos de la introducción masiva de la generación renovable en el sistema eléctrico se realiza en Vázquez et al. (2018). En escenarios de corto y mediano plazo, las nuevas tecnologías incrementarán las necesidades de control en el sistema eléctrico nacional cubano debido a la mayor penetración de la generación ERV (hasta un 70% - 100%) en el sistema. Una mayor participación de la generación ERV reducirá la capacidad en línea de generación térmica controlable en el sistema.

Por otro lado, a medida que los convertidores de potencia electrónicos reemplazan a los generadores síncronos, la inercia del sistema disminuye, y la dinámica del sistema se vuelve más sensible a las variaciones de frecuencia. De igual manera, el control de voltaje y la implementación de funciones de seguridad en los esquemas de generación distribuida diferirán de los aplicados en el esquema de generación centralizado, debido a que la dirección del flujo de corriente eléctrica en las líneas de distribución puede cambiar dependiendo del estado del sistema, como se discute en Galván y et al. (2016).

En los últimos años, un grupo experimentado de operadores de sistemas ha detectado un aumento en las fluctuaciones del sistema posteriores a una contingencia, es decir, problemas en la estabilidad del sistema eléctrico después de una pérdida o falla de una pequeña parte del sistema eléctrico, o una pérdida/falla de equipos individuales como un generador o transformador. Este problema muestra la necesidad de realizar estudios de estabilidad de señales pequeñas, cuyos resultados deben ser tomados en cuenta en los ajustes de control del sistema, especialmente en lo relacionado con el control de voltaje por parte del sistema de excitación del generador.

Conclusiones

El sistema eléctrico cubano es administrado por la empresa estatal Unión Eléctrica de Cuba (UNE). La empresa es responsable tanto de la generación como de la transmisión de energía en todo el país. La arquitectura actual del sistema de generación de energía de Cuba se basa principalmente en termoeléctricas alimentadas con energía fósil, motores de combustión interna y turbinas de gas de ciclo combinado: procesos basados en turbinas de vapor de recuperación de calor. Estas tecnologías han generado aproximadamente el 95 % de la producción anual de energía eléctrica en Cuba. Toda esta generación se transmite a los diferentes territorios del país a través de un sistema de transmisión de energía eléctrica integrado por 23 subestaciones y 3.112 km de líneas de 220 kV, y 111 subestaciones y 4.387 km de líneas de 110 kV, respectivamente.

El perfil de carga se caracteriza por el alto consumo de energía de los hogares, con bajo consumo de carga base durante las noches, y altos picos de carga durante las mañanas y las tardes, debido

a la cocción eléctrica. En principio, las tecnologías actuales de generación de energía deben ser bien controlables para responder a los cambios de carga normales en el sistema. Sin embargo, en la práctica, existe un gran desafío en el control de carga, como resultado de la capacidad obsoleta de las plantas termoeléctricas, con una capacidad de seguimiento de carga muy limitada, y niveles de carga mínimos altos y estables de estas unidades de capacidad relativamente alta.

El programa nacional para la implementación y desarrollo de fuentes renovables de energía y eficiencia, que comenzó en 2014, se ha fijado como objetivo aumentar la participación de las FRE al 24 % de la producción total de energía eléctrica para 2030. Esto requerirá un aumento masivo en la generación eólica y solar fotovoltaica, y la generación térmica con biomasa. Un fuerte incremento en la generación renovable variable plantea nuevos desafíos a la operación del sistema eléctrico cubano.

Los resultados del aumento de la generación variable y la reducción de la capacidad de generación térmica controlable deben compensarse, por ejemplo, mediante el almacenamiento de energía y la respuesta del lado de la demanda mediante cargas controlables. La transición de un esquema de generación centralizado a un esquema más distribuido plantea desafíos adicionales para el control de voltaje en las redes de distribución, y la funcionalidad de los sistemas de seguridad de la red eléctrica.

En resumen, alcanzar las metas trazadas por el Programa Nacional para aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en el sistema eléctrico cubano requiere de mucho trabajo, desde la actualización del parque de generación no renovable remanente, hasta las inversiones, en tecnología de nueva generación, transmisión, almacenamiento y automatización. Configurar el nuevo sistema requerirá mucha experiencia en su diseño, y para cumplir con los requisitos locales específicos de Cuba.

Referencias

- Alonso Falcón, R., Figueredo Reinaldo, O., y Sifonte Díaz, Y. (2021). Unión Eléctrica ejecuta ambicioso proceso inversionista y apuesta por las fuentes renovables de energía (+ Video). *Cubadebate*. <http://www.cubadebate.cu/noticias/2021/03/16/union-electrica-ejecuta-ambicioso-proceso-inversionista-y-apuesta-por-las-fuentes-renovables-de-energia-video/>
- CIPEL y Despacho Nacional de Cargo. (2005). *Condiciones iniciales que provocan inestabilidad de tensión en el sistema eléctrico cubano*.
- CIPEL y UNE. (2018). *Comportamiento frecuencial del Sistema Eléctrico Cubano en condiciones del año 2030, con alta penetración de energías renovables*.
- Galván, E., et.al. (2016). Interacción de la red con las plantas de energía renovables. *Seminario GPTech-Cuba*.

- Guerra Hernández, L., y Martínez García, A. (2007). Determinación del estatismo del sistema electroenergético nacional de Cuba. *Ingeniería Energética*, XXVIII(1), 16–19. Retrieved from <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/97>
- UNE. (2019). *Plan de expansión del Sistema Eléctrico Cubano hasta 2030*.
- UNE. (2018). *Proyección de carga del sistema eléctrico cubano hasta 2030*.
- Vázquez, L., Majanne, Y., Castro, M., Luukkanen, J., Hohmeyer, O., Vilaragut, M., & Diaz, D. (2018). Energy System Planning towards Renewable Power System: Energy Matrix Change in Cuba by 2030. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 522–527. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.756>



III.5. TEMAS DE DOCTORADO

III.5.1. Diseño de controlador de amortiguación para un sistema de energía débil con alta penetración de fuentes renovables de energía.

Orlando Delgado Fernández, Azwirman Gusrialdi, Antonio Martínez García, Orlys Ernesto Torres Breffe, Miriam Vilaragut Llanes

Resumen

La amortiguación de oscilaciones electromecánicas junto con las diferentes categorías de estabilidad del sistema, y restricciones operativas garantizan la seguridad del sistema de potencia. Una amortiguación deficiente de la oscilación puede provocar un apagón o fatiga del generador. Si bien la modificación de las condiciones de funcionamiento del sistema de potencia puede mejorar la amortiguación de oscilaciones, no es económico. Por esta razón, los controladores de amortiguamiento son el método más eficiente y ampliamente utilizado para amortiguar la oscilación electromecánica debida a variaciones de carga o fallas severas. Este trabajo presenta un método de ajuste de un controlador de amortiguamiento para ser implementado en un Sistema Eléctrico de Potencia débil con una alta penetración de recursos energéticos renovables como el sistema eléctrico cubano. El método desarrollado se basa en el análisis de estabilidad de señales pequeñas y la simulación en el dominio del tiempo no lineal.

Introducción

Durante un estado estable y normal, los generadores síncronos operan con una frecuencia electromagnética de 50 ó 60 Hz. Esto significa que las cantidades eléctricas y magnéticas del sistema están oscilando como se muestra en la figura 1 a). Las cantidades mecánicas (velocidad, fase) podrían considerarse constantes, despreciando las variaciones de carga normales y estables.

Sin embargo, a medida que ocurre una perturbación, se generará un intercambio de energía entre la energía cinética de las partes giratorias del sistema, como dentro de la red misma, en forma de energía eléctrica (Ruhle, 2006; Samuelsson, 1997). Como resultado, las cantidades mecánicas (por ejemplo, la velocidad de los generadores) que inicialmente eran constantes comenzarán a oscilar y las cantidades eléctricas (por ejemplo, voltaje, corriente) cambiarán su amplitud y frecuencia, creando una oscilación de amplitud variable en el tiempo conocida como oscilación electromecánica, como se ilustra en la figura 1 b).

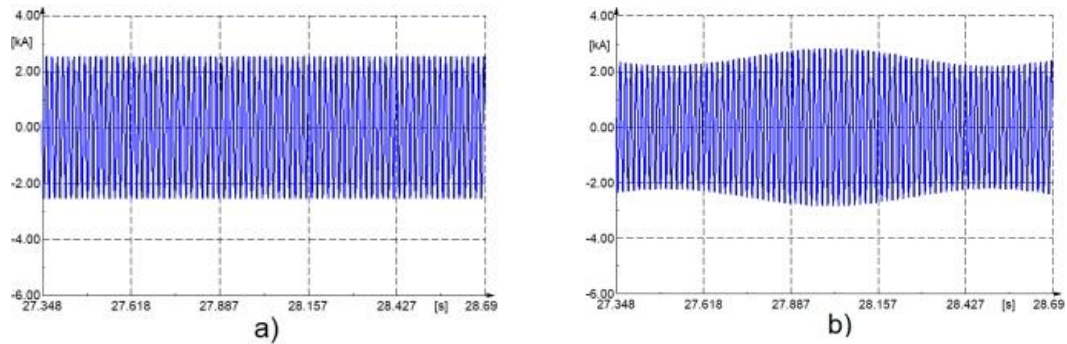


Figura 1. Comportamiento de la corriente de línea, a) estado estable normal, b) oscilación electromecánica

Las oscilaciones electromecánicas pertenecen a las oscilaciones subsíncronas ya que su frecuencia oscila entre 0,1 y 46 Hz. Este trabajo estudia las oscilaciones cuya frecuencia se encuentra entre 0,1 y 3 Hz, conocidas como “oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia” (Assi Obaid, Cipcigan y Muhssin, 2017; Bikash Pal y Balarko Chaudhuri, 2005; IEEE, 2014; Sanchez-Gasca et al., 2007).

El problema de las oscilaciones electromecánicas se volvió más crucial con la desregulación de los sistemas eléctricos en los años 80 del siglo pasado (Chung et al., 2004; Kundur y Wang, 2002). Estas oscilaciones comenzaron a aparecer entre diferentes áreas del sistema eléctrico y entre diferentes países. Esto sucedió porque la desregulación creó un mercado abierto para la generación y la demanda, y ofreció grandes oportunidades económicas a las empresas de generación (Kundur y Wang, 2002).

La oscilación entre áreas es uno de los problemas más críticos que ocurren en los sistemas eléctricos, ya que limita la capacidad de transferencia de energía de las líneas de transmisión y amenaza la estabilidad del sistema eléctrico, lo que puede resultar en un apagón parcial o total (Canizares et al., 2017; Kundur & Wang, 2002; Ruhle, 2006; Samuelsson, 1997). El apagón no sólo arroja incontables pérdidas económicas, sino que genera desconfianza y temor en la población. Un ejemplo es el apagón indio de julio de 2012 que afectó a casi 600 millones de habitantes y duró unas 15 horas. El apagón se debe a la oscilación entre áreas y al control de amortiguación mal calibrado que causó una operación no deseada del relé, y empeoró la perturbación del sistema de energía. Como resultado de esta pérdida de energía, los ferrocarriles, los aeropuertos, los trenes de pasajeros y las señales de tráfico se cerraron y causaron conmoción en las áreas comerciales. Además, los hospitales sin suministros de energía de respaldo confiables tuvieron que soportar de 3 a 5 horas sin energía (Parihar & Bhaskar, 2018). Desafortunadamente, a medida que los sistemas de energía actuales funcionan cerca de su límite operativo, el riesgo de que ocurra una oscilación entre áreas es cada vez mayor.

La amortiguación de oscilaciones electromecánicas se analiza comúnmente utilizando la estabilidad de señal pequeña, y el análisis de dominio de tiempo no lineal. El análisis de estabilidad de

señal pequeña permite la identificación de algunas interacciones entre los modos de oscilación que serían difíciles de lograr a partir de respuestas en el dominio del tiempo, ya sea de simulaciones no lineales o de mediciones en tiempo real, que son de importancia fundamental para implementar soluciones efectivas para mejorar la amortiguación general del sistema de potencia.

También proporciona información útil para determinar los generadores con una contribución significativa a modos de oscilación específicos, y para identificar grupos de generadores que oscilan de manera coherente (Chan y Hsu 1983; Gajjar y Soman, 2013; Gibbard et al., 2001; Kundur, 1994; Skogestad y Postlethwaite, 2007). La simulación no lineal en el dominio del tiempo también complementa el análisis de la respuesta de naturaleza no lineal y la estabilidad transitoria del sistema eléctrico durante una falla crítica (perturbaciones importantes) (Kundur et al., 2004; X. Lei et al., 2001; Xianzhang Lei, Lerch y Povh, 2001).

El objetivo de este trabajo es desarrollar un método de ajuste del controlador de amortiguamiento que se utilizará para un sistema eléctrico débil con una alta penetración de recursos energéticos renovables como lo ejemplifica el sistema eléctrico cubano. Los sistemas de energía débiles se caracterizan por su red mal engranada, baja reserva, alta transferencia de energía a través de las líneas de transmisión, baja inercia y no está interconectado con otros sistemas de energía.

Hoy Cuba apuesta por la transición hacia las energías limpias, y se propone alcanzar un nivel de penetración de energías renovables del 25% para 2030 como también se puede observar a nivel mundial. Esto ayudará a combatir el calentamiento global al reducir específicamente la quema de combustibles fósiles para obtener energía. Sin embargo, la transición plantea una gran preocupación para la Unión Eléctrica, ya que la sustitución de las centrales eléctricas de turbinas giratorias pesadas por paneles solares o pequeñas turbinas eólicas reduce la inercia del sistema eléctrico que, combinada con el débil sistema eléctrico cubano, puede dar lugar a la pérdida de energía entre áreas, y problemas de oscilación. Además, los resultados de las simulaciones relacionadas con el análisis de estabilidad del sistema eléctrico realizado para la planificación muestran que el riesgo de oscilaciones aumenta con la alta penetración de los recursos energéticos renovables para el año 2030. Por lo tanto, es necesario y de importancia analizar sistemáticamente las pequeñas estabilidades de la señal de un sistema de potencia con una alta penetración de recursos energéticos renovables, y además diseñar un controlador de amortiguamiento para garantizar la estabilidad del sistema.

El sistema de potencia es un sistema dinámico complejo que consta de una gran cantidad de elementos conectados, como generadores, dispositivos FACTS y controladores, como reguladores automáticos de voltaje y estabilizadores del sistema de potencia (Klein, Rogers y Kundur, 1991). Esto requiere un controlador distribuido que sea escalable con el tamaño del sistema. Además, el modelo del sistema y los parámetros de control de estos elementos a menudo no son accesibles (no están disponibles), lo que complica aún más la tarea del diseño del controlador (basado en el

modelo). Por lo tanto, el objetivo de este proyecto es desarrollar estrategias escalables y basadas en mediciones para analizar la estabilidad de la pequeña señal de los sistemas de energía y diseñar un controlador de amortiguación para amortiguar la oscilación no deseada bajo la alta penetración de los recursos renovables de energía.

Problema de investigación

¿Cómo asegurar una respuesta dinámica con amortiguamiento transitorio post - perturbación para un Sistema Eléctrico débil con alta penetración de recursos energéticos renovables?



Transformador de red de distribución

Novedad

La novedad de esta investigación es el desarrollo de un método de ajuste del controlador de amortiguamiento para un sistema de potencia débil con alta penetración de recursos energéticos renovables y estabilidad del ángulo del rotor del sistema.

Importancia: social, económica, ambiental

Importancia económica: El cambio en la matriz energética es uno de los objetivos fundamentales que se ha trazado el estado cubano como forma de reducir el consumo de combustibles y la contaminación relacionada con la producción de energía eléctrica. En esa dirección, para 2030 Cuba se propone tener el 25% de la producción de energía a partir de fuentes renovables de energía (FRE). Esto representa un desafío en la operación estable del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) por sus características, condiciones de operación, y la disminución de la inercia del sistema por la presencia de FRE. Por lo tanto, es importante asegurarse de que la introducción de estas tecnologías no cree un nuevo problema de operación del SEN. El presente trabajo pretende, precisamente, establecer un método que contribuya a un funcionamiento más estable y seguro del SEN cubano en este nuevo escenario.

Importancia social: Asegurar un funcionamiento estable y seguro del SEN cubano nos permitirá brindar un mejor servicio a los distintos sectores de la sociedad cubana, aún en el marco de un recrudescimiento del bloqueo económico que Estados Unidos mantiene contra Cuba.

Importancia ambiental: Asegurar que las nuevas inversiones en FRE permitan un funcionamiento estable y seguro del SEN cubano. Como resultado, este proyecto contribuirá a la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Referencias

- Assi Obaid, Z., Cipcigan, L. M., & Muhssin, M. T. (2017, November 1). Power system oscillations and control: Classifications and PSSs' design methods: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 79, pp. 839–849. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.103>
- Bikash Pal, & Balarko Chaudhuri. (2005). Robust Control in Power Systems. In *Robust Control in Power Systems*. <https://doi.org/10.1007/b136490>
- Cañizares, C., Fernandes, T., Geraldi, E., Gerin-Lajoie, L., Gibbard, M., Hiskens Tf Past Chair, I., ... Vowles, D. (2017). Benchmark Models for the Analysis and Control of Small-Signal Oscillatory Dynamics in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1), 715–722. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2561263>
- Chan, W. C., & Hsu, Y. Y. (1983). An optimal variable structure stabilizer for power system stabilization. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(6), 1738–1746. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1983.317916>
- Chung, C. Y., Wang, L., Howell, F., & Kundur, P. (2004). Generation Rescheduling Methods to Improve Power Transfer Capability Constrained by Small-Signal Stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 524–530. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.820700>
- Gajjar, G. R., & Soman, S. (2013). Power system oscillation modes identifications: Guidelines for applying TLS-ESPRIT method. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 14(1), 57–66. <https://doi.org/10.1515/IJEEPS-2013-0023>

- Gibbard, M. J., Martins, N., Sanchez-Gasca, J. J., Uchida, N., Vittal, V., & Wang, L. (2001). Recent application of linear analysis techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1), 154–162. <https://doi.org/10.1109/59.910792>
- IEEE. (2014). *IEEE Std 421.2-1990 - Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems* (Vol. 53). Retrieved from https://standards.ieee.org/standard/421_2-2014.html
- Klein, M., Rogers, G. J., & Kundur, P. (1991). A fundamental study of inter-area oscillations in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 914–921. <https://doi.org/10.1109/59.119229>
- Kundur, P., & Wang, L. (2002). Small signal stability analysis: Experiences, achievements, and challenges. *PowerCon 2002 - 2002 International Conference on Power System Technology, Proceedings*, 1, 6–12. <https://doi.org/10.1109/ICPST.2002.1053494>
- Kundur, P., & Larsen, E. (2007). Small Signal Stability and Power System Oscillations. In L. L. Grigsby (Ed.), *Power System Stability and Control* (1st Edition, pp. 123–140). <https://doi.org/10.1201/9781420009248-15/SMALL-SIGNAL-STABILITY-POWER-SYSTEM-OSCILLATIONS-LEONARD-GRIGSBY>
- Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. In L. L. Grigsby, J. H. Harlow, & J. D. McDonald (Eds.), *Power System Stability and Control* (1st Edition). <https://doi.org/10.1201/9781420009248>
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., ... Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387–1401. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- Lei, X., Huang, H., Zheng, S. L., Jiang, D. Z., & Sun, Z. W. (2001). Global tuning of power-system stabilizers in multi-machine systems. *Electric Power Systems Research*, 58(2), 103–110. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00125-0](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00125-0)
- Lei, X., Lerch, E. N., & Povh, D. (2001). Optimization and coordination of damping controls for improving system dynamic performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(3), 473–480. <https://doi.org/10.1109/59.932284>
- Parihar, M., & Bhaskar, M. K. (2018). Review of Power System Blackout. *International Journal of Research and Innovation in Applied Science (IJRIAS)*, 3(6), 8–13. Retrieved from www.rsis-international.org
- Ruhle, O. (2006). Eigenvalue Analysis-All Information on Power System Oscillation Behavior Rapidly Analyzed. *Siemens Power Technology, Newsletter*, (99).
- Samuelsson, O. (1997). *Power System Damping Structural Aspects of Controlling Active Power*. <http://swepub.kb.se/bib/swepub:oai:lup.lub.lu.se:18213?tab2=abs&language=en>
- Skogestad, S., & Postlethwaite, I. (2007). Multivariable Feedback Control—Analysis and Design. *IEEE Control Systems*, Second Edi, Vol. 27, pp. 80–81. <https://doi.org/10.1109/MCS.2007.284514>

III.5.2. Convertidor multinivel bidireccional para los vehículos conectados a aplicaciones de red.

Raynel Díaz Santos, Miguel Castro Fernández, Miriam Vilaragut Llanes

Resumen

Esta investigación se centra en el desarrollo de un convertidor multinivel bidireccional para aplicaciones de vehículos eléctricos conectados a la red (V2G). En la primera etapa, se selecciona la topología trifásica de tres niveles con punto neutro fijado (PNF), teniendo en cuenta la desviación mínima de la corriente de salida, el tamaño y el peso del filtro de salida, las desviaciones totales de armónicos de corriente de salida, y el número mínimo del componente. En este sentido, se realiza el modelado y simulación del convertidor de potencia seleccionado. En la segunda etapa, se diseñaron los circuitos auxiliares y de medida con su correspondiente proceso de modelado, simulación y construcción. Finalmente, se realizó la primera y experimental versión del prototipo, donde se validaron los resultados de la simulación con los resultados experimentales. El principal logro de este trabajo de investigación es el prototipo del convertidor de potencia para vehículos eléctricos (VE) que cumple con los estándares internacionales.

Introducción

El mundo actual atraviesa una gran crisis desde el punto de vista energético. Debido a diversos problemas como la contaminación provocada por el consumo de combustibles fósiles por los sistemas de generación de electricidad y el transporte, la creciente demanda que experimentan muchos países del mundo va en aumento. Esto se debe principalmente al desarrollo tecnológico alcanzado. La preocupación de este incremento no es la demanda en sí, sino satisfacer un alto porcentaje de ésta utilizando combustibles fósiles, acelerando el agotamiento de estos recursos, y multiplicando los daños ya acumulados en el planeta (Bhargavi et al., 2020; Munsu, Pal, y Chowdhuri, 2020; Vardani y Tummuru, 2020).

Según los protocolos de Kioto y París para reducir la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, es necesario utilizar nuevas fuentes de generación de energía como las fuentes renovables de energías y el transporte eléctrico. Estas nuevas formas energéticas deben poder entregar la energía con el mismo comportamiento que el uso de combustibles fósiles (Chokkalingam et al., 2019; Vujacic et al., 2018; Wang, Yang y Blaabjerg, 2017).

El uso de las fuentes renovables de energía es la principal solución para hacer frente a los problemas antes mencionados, ya que presenta ventajas respecto a los hidrocarburos desde el punto de vista ambiental. Por otro lado, se presentan como un nuevo paradigma en el control de los sistemas de potencia, ya que su fuente primaria es intermitente en la mayoría de los casos, lo que puede ocasionar problemas de estabilidad dentro del sistema de potencia. Teniendo en cuenta el nuevo

paradigma, este problema de ingeniería ha sido estudiado en los últimos años, y el uso de sistemas de almacenamiento de energía es una posible solución (Kempton y Tomić, 2005).

Además, uno de los principales consumidores de combustibles fósiles es el sector del transporte. Dentro de los protocolos se ha planteado la propuesta de utilizar vehículos eléctricos con cero emisiones. Como sugiere la tendencia actual, es probable que este modo de transporte reemplace a los vehículos con motor de combustión interna (MCI) en un futuro cercano. Cada uno de los componentes principales de los vehículos eléctricos tiene una serie de tecnologías que están actualmente en uso o pueden volverse prominentes en el futuro. Los vehículos eléctricos pueden causar impactos significativos en el medio ambiente, el sistema de energía, y otros sectores relacionados.

Actualmente, los sistemas de energía podrían enfrentar grandes inestabilidades con suficiente penetración de VE, pero con una gestión y coordinación adecuadas, los VE pueden convertirse en un importante contribuyente para la implementación exitosa del concepto de red inteligente. Hay posibilidades de inmensos beneficios ambientales, y los vehículos eléctricos pueden reducir en gran medida las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por el sector del transporte (Un-Noor et al., 2017). Recientemente, y en apoyo a estos planteamientos, se está analizando el uso de estos vehículos como sistemas de almacenamiento de energía. Esta tecnología se denomina tecnología “Vehicle-to-Grid” (V2G) y representa un tema de investigación muy importante en la actualidad (Onar et al., 2012).



Automóvil 100% eléctrico, La Habana

El profesor Willett Kempton de la Universidad de Delaware, Nueva Zelanda, dio a conocer por primera vez el concepto V2G en 1997. Su artículo "Los vehículos eléctricos como nueva fuente de energía para las empresas eléctricas", revolucionó los estudios sobre este tema en ese momento. Las ideas que adelantó el profesor fueron: modificar los cargadores de baterías de estos vehículos y convertirlos a manera bidireccional, por lo que se tendría un sistema de almacenamiento de energía completamente viable, y la energía almacenada podría ser entregada a la red eléctrica cuando se necesitara. Esta modificación cambió el diseño actual y requirió más control lógico por computadora, pero con poco hardware o costo adicional (Kempton y Letendre, 1997).

En este escenario planteado por el profesor Kempton, la electrónica de potencia juega un papel fundamental, ya que será la encargada de proporcionar los métodos y técnicas para que estos vehículos puedan interactuar con el sistema eléctrico de potencia. Esta interfaz eficiente debe permitir, tanto cargar baterías como entregar energía al sistema eléctrico de potencia, cuando el sistema opere como V2G, garantizando en ambos modos la circulación de potencia reactiva necesaria en cada punto para mantener la calidad de la energía. Por tanto, cualquier sistema de electrónica de potencia para tales fines debe permitir el flujo bidireccional de energía, con la corriente sinusoidal de bajo contenido armónico. Si se considera una conexión residencial, el automóvil funciona como un vehículo a casa (V2H). También debe ser capaz de entregar voltaje sinusoidal en caso de falla temporal de la fuente primaria (Czapski, 2017; Madlener, Marano y Veneri, 2016; Mohapatra, 2018; Un-Noor et al., 2017; Verma y Singh, 2017).

El análisis anterior mostró una oportunidad indiscutible para desarrollar sistemas de generación distribuida utilizando sistemas móviles de almacenamiento de energía como vehículos eléctricos o híbridos, contribuyendo a reducir los problemas de transporte en Cuba (Díaz Santos, Fernández, y Corral Martínez, 2013; Díaz Santos, et al., 2018).

Problema de investigación

¿Cómo diseñar y construir un convertidor bidireccional con entrada multifuncional que permita la conexión tanto monofásica como trifásica de vehículos eléctricos (tecnología V2G) a la red eléctrica?

Objetivo de la investigación

Construir un convertidor bidireccional, a escala de laboratorio, con entrada multifuncional que permita conectar vehículos eléctricos a la red eléctrica, cumpliendo con los estándares internacionales.

Hipótesis preliminar: Contar con un convertidor bidireccional con entrada multifuncional para la conexión de los vehículos eléctricos a la red eléctrica que cumpla con los estándares internacionales. Además, el convertidor deberá ser económicamente más viable que los existentes, permitirá

reducir o eliminar las importaciones de este tipo de tecnología en el país, y podría iniciar el proceso de introducción de vehículos eléctricos en los sistemas de transporte.

Resultados previstos

1. Teórico: Modelado y simulación de topologías de convertidores bidireccionales multinivel que permitan la conexión de vehículos eléctricos a la red eléctrica, cumpliendo estándares internacionales.
2. Práctico: Prototipo del convertidor multinivel bidireccional para aplicaciones V2G.

La actualidad y novedad científica

Como aporte al conocimiento tenemos la inexistencia de un dispositivo con entrada multifuncional para la conexión del V2G en Cuba. Asimismo, tiene la posibilidad de conectar tanto un sistema monofásico como trifásico con la misma topología, con un algoritmo de control que se realizará mediante técnicas clásicas como la modulación por ancho del pulso sinusoidal (SPWM), y también la utilización de una matriz de puertas programables en campo (FPGA) como el cerebro de todo el proceso.

Impactos económicos, sociales y ambientales del trabajo de investigación

Desde el punto de vista económico, los impactos del trabajo de investigación son visibles de muchas maneras. Uno de ellos podría ser el ahorro en los costos que genera la sustitución de los vehículos convencionales por coches eléctricos. El problema con la sustitución en sí es la necesidad de tener una infraestructura poderosa que permita el desarrollo de un convertidor bidireccional para las estaciones de carga de una manera fácil y económica. Es necesario tener en cuenta que la infraestructura antes mencionada no es barata, y si se tiene la posibilidad de reducir los costos introduciendo un núcleo propio, los impactos de ese ahorro podrían aumentar exponencialmente. Además, es necesario saber que cada vehículo puede llevar en su interior un convertidor de potencia para aplicaciones domésticas. El convertidor bidireccional propuesto podría sustituir al convertidor de potencia importado sin muchos cambios en el coche, y esto podría ser otra fuente de ahorro de costos en el futuro, con la correspondiente independencia tecnológica (Bhargavi et al., 2020; Chokkalingham, Padmanaban y Blaabjerg, 2018; Madlener et al., 2016; Vardani y Tummuru, 2020).

Además, las tecnologías V2G pueden ser una solución como un sistema de almacenamiento de movilidad que podría considerarse para realizar servicios auxiliares en el sistema eléctrico. La idea es que se podría reducir la cantidad de generadores que utilizan tecnología V2G, y reducir la necesidad de consumo de combustibles fósiles.

Desde el punto de vista ambiental, el impacto del trabajo de investigación viene marcado por la mencionada sustitución de coches convencionales por vehículos eléctricos. En ese sentido, el vehículo eléctrico es un medio de transporte alternativo, que produce cero gases de escape y un mínimo ruido, lo que permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Utilizan la capacidad de conducción de motores eléctricos y baterías, y tienen una mayor eficiencia (cuatro veces más eficiencia), y menores costos operativos que un motor de combustión interna convencional, lo que contribuye a un menor consumo de combustibles fósiles (Bhargavi et al., 2020).

Desde el punto de vista social se puede apreciar el impacto de este trabajo de investigación al contribuir al ahorro de gastos en la infraestructura. De esta forma, esta infraestructura podría tener la posibilidad de acelerar el proceso de transición a vehículos eléctricos, y dar solución a uno de los grandes problemas que existen en nuestra sociedad, el sistema de transporte.

Referencias

- Bhargavi, K. M., Jayalaksmi, N. S., Malagi, S., & Jadoun, V. K. (2020). Integration of Plug-in Electric Vehicles in Smart Grid: A Review. *2020 International Conference on Power Electronics and IoT Applications in Renewable Energy and Its Control, PARC 2020*, 214–219. <https://doi.org/10.1109/PARC49193.2020.236595>
- Chokkalingam, B., Bhaskar, M. S., Padmanaban, S., Ramachandaramurthy, V. K., & Iqbal, A. (2019). Investigations of multi-carrier pulse width modulation schemes for diode free neutral point clamped multilevel inverters. *Journal of Power Electronics*, 19(3), 702–713. <https://doi.org/10.6113/JPE.2019.19.3.702>
- Chokkalingham, B., Padmanaban, S., & Blaabjerg, F. (2018). Investigation and Comparative Analysis of Advanced PWM Techniques for Three-Phase Three-Level NPC-MLI Drives. *Electric Power Components and Systems*, 46(3), 258–269. <https://doi.org/10.1080/15325008.2018.1445142>
- Czapski, P. (2017). Electric cars, energy demands, and their impact on environment. https://www.researchgate.net/publication/318826630_Electric_cars_energy_demands_and_their_impact_on_environment
- Díaz Santos, R., Fernández, M. C., Llanes, M. V., Padmanaban, S., & Silvério Freire, R. C. (2018). Convertidor bidireccional multinivel para la conexión de los vehículos eléctricos a la red. “VI Simposio Internacional de Electrónica: Diseño, Aplicaciones, Técnicas Avanzadas y Retos Actuales”. *Informática 2018*, 11.
- Díaz Santos, R., Fernández, M. C., & Corral Martínez, B. L. (2013). *Estudio de un convertidor bidireccional para la conexión de los vehículos eléctricos a la red*. Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría.”
- Kempton, W., & Letendre, S. E. (1997). Electric vehicles as a new power source for electric utilities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2(3), 157–175. [https://doi.org/10.1016/S1361-9209\(97\)00001-1](https://doi.org/10.1016/S1361-9209(97)00001-1)

- Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>
- Madlener, R., Marano, V., & Veneri, O. (2016). Vehicle electrification: Main concepts, energy management, and impact of charging strategies. In *Technologies and Applications for Smart Charging of Electric and Plug-in Hybrid Vehicles* (pp. 3–37). https://doi.org/10.1007/978-3-319-43651-7_1
- Mohapatra, G. (2018). Multilevel inverter; A review. *IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering*. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/322244983_Multilevel_inverter_A_review
- Munsi, A., Pal, P., & Chowdhuri, S. (2020). An Efficient G2V and V2G Converter Systems for EV Application. *2020 IEEE Calcutta Conference, CALCON 2020 - Proceedings*, 194–199. <https://doi.org/10.1109/CALCON49167.2020.9106481>
- Onar, O. C., Kobayashi, J., Erb, D. C., & Khaligh, A. (2012). A bidirectional high-power-quality grid interface with a novel bidirectional noninverted buck-boost converter for PHEVs. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 61(5), 2018–2032. <https://doi.org/10.1109/TVT.2012.2192459>
- Un-Noor, F., Padmanaban, S., Mihet-Popa, L., Mollah, M. N., & Hossain, E. (2017). A comprehensive study of key electric vehicle (EV) components, technologies, challenges, impacts, and future direction of development. *Energies*, 10(8), 1217. <https://doi.org/10.3390/en10081217>
- Vardani, B., & Tummuru, N. R. (2020). A Single Stage Bidirectional Wireless Power Transfer for Multiple Vehicle Charging Application. *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy, PESGRE 2020*. <https://doi.org/10.1109/PESGRE45664.2020.9070395>
- Verma, A., & Singh, B. (2017). Bi-directional charger for electric vehicle with four quadrant capabilities. *2016 IEEE 7th Power India International Conference, PIICON 2016*. <https://doi.org/10.1109/POWERI.2016.8077451>
- Vujacic, M., Hammami, M., Srndovic, M., & Grandi, G. (2018). Analysis of dc-link voltage switching ripple in three-phase PWM inverters. *Energies*, 11(2), 471. <https://doi.org/10.3390/en11020471>
- Wang, X., Yang, D., & Blaabjerg, F. (2017). Harmonic current control for LCL-Filtered VSCs connected to ultra-weak grids. *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2017, 2017-Janua*, 1608–1614. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2017.8095984>

III.5.3. Método para obtener el control de potencia eólica adecuado para reducir la desviación de frecuencia en sistemas eléctricos aislados con alta penetración de energía eólica.

Moisés Ferrer Vallin, Ariel Santos Fuentesfría

Resumen

La energía eólica ha sido la fuente renovable de energía más utilizada en años recientes, teniendo una rápida extensión y una tecnología bien establecida. La introducción de aerogeneradores a un sistema eléctrico de potencia puede causar problemas en la operación en estado estacionario del mismo. Estos problemas se deben principalmente a la variabilidad inherente al viento, al tipo de aerogenerador y a las características específicas de la red donde se conecta, siendo aumentados estos inconvenientes cuando la red es aislada. En la actualidad los aerogeneradores pueden ayudar en la regulación de tensión y/o frecuencia, gracias a la posibilidad de poder controlar su potencia de salida, aunque esto puede conllevar a pérdidas debido a la reducción deliberada de la potencia para mantener el balance de potencias. Se propone un algoritmo para seleccionar el modo de control de potencia activa óptimo para cada parque eólico atendiendo a su disponibilidad, la posibilidad de la generación convencional y el estado de la carga. Además, el algoritmo propuesto optimizaría la potencia de salida para reducir la disminución deliberada de la potencia para mantener el balance.

Introducción

La desviación de frecuencia aumenta a medida que la penetración eólica se incrementa. Esto se debe a cómo la generación eólica afecta el balance de potencia activa de un sistema eléctrico, el cual se define en la ecuación 1:

$$P_G = P_D - P_{WP} + \Delta P \quad (1)$$

Donde:

P_G : Potencia activa generada [MW].

P_D : Potencia activa de la demanda [MW].

P_{WP} : Generación eólica [MW].

ΔP : Pérdidas de potencia activa [MW]. Estas son despreciables con respecto a la generación y a la demanda por lo que su efecto no se toma en cuenta.

Se puede observar que un cambio en la generación eólica debe ser seguido por un cambio en la generación convencional para mantener el sistema balanceado. Por lo tanto, se puede concluir

que a medida que la penetración eólica aumenta, las variaciones de potencia serán mayores. Dichas variaciones pueden causar averías en equipos industriales y domésticos, por ejemplo, al estar funcionando motores fuera de su rango de trabajo por diseño. El máximo valor de potencia eólica que puede absorber un sistema eléctrico de potencia se llama límite de potencia eólica. Instalar valores de generación eólica mayores que el límite de potencia eólica puede causar problemas de estabilidad a escala parcial o total, produciéndose apagones, y en general, deteriorándose la calidad del servicio.

En la actualidad la mayor parte de los aerogeneradores que se instalan son de velocidad variable. Este tipo de aerogenerador puede ajustar el ángulo de ataque de las aspas de acuerdo con la velocidad del viento, de manera que se aprovecha más eficientemente la energía mecánica del viento además de que permite regular la potencia de salida del aerogenerador.

La desconexión súbita de un generador convencional en un sistema interconectado provocará un penduleo entre las unidades de la misma planta generadora, y los generadores en diferentes locaciones del mismo sistema. Esta respuesta inercial comienza consumiendo la energía cinética almacenada en el rotor de la turbina debido a su masa. Antes de que actúen los sistemas de regulación de la frecuencia, esta energía cinética es lo único que limita la caída de la frecuencia (Leelaraji y Bollen, 2015). Por tanto, un sistema con gran número de generadores convencionales tendrá mejor estabilidad de frecuencia.



Parque eólico, Gibara

Los aerogeneradores de velocidad variable actuales no están conectados directamente a la red eléctrica, sino a través de un convertidor de frecuencia que controla la salida de energía del aerogenerador mientras "desacopla" el generador de la red. Como resultado de esto, la red eléctrica no puede "ver" el generador, por lo que su inercia tiene muy poca o ninguna influencia en la red. Esto es particularmente relevante para redes insulares o áreas aisladas de una red eléctrica, donde los sistemas ya tienen baja inercia al no tener muchos generadores, lo que los hace susceptibles a variaciones de frecuencia a medida que cambia la demanda. Por lo general, las reservas primarias y secundarias no están sujetas a cambios porque, en el peor de los casos, la reserva se define teniendo en cuenta la interrupción de la unidad de generación más grande, no la variabilidad del viento. Solo en redes con alta penetración de energía eólica se necesitan generadores eólicos para respaldar la regulación de frecuencia, cuando la generación convencional no puede proporcionar reserva primaria y/o secundaria.

En consecuencia, un aumento en la penetración de la energía eólica debe compensarse con un aumento en la reserva de energía activa para soportar las variaciones en la generación de energía eólica, así como las variaciones de carga. Pero esto viene con un aumento en los costos de los servicios auxiliares para garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Los servicios auxiliares generalmente incluyen control de frecuencia, reservas rotativas y reservas operativas.

Hoy en día los parques eólicos pueden regular su potencia de salida, teniendo la capacidad de participar activamente en la regulación de frecuencia de la red. Pueden operar mediante control de potencia activa, que consta de tres modos, o mediante inercia sintética.

Los modos de control de potencia activa, mostrados en la Figura 1 (Tsili y Papathanassiou, 2009), son:

- Límite absoluto de potencia: establece un límite máximo de potencia. Puede prevenir que la frecuencia sobrepase su límite superior.
- Límite de potencia *delta*: permite mantener una reserva de potencia siguiendo la curva de potencia de salida, pero con un punto de operación distinto. Permite al aerogenerador realizar una regulación "hacia arriba" de la frecuencia en caso de que el sistema lo requiera.
- Límite de gradiente de potencia: Sigue la potencia de salida suavizando los cambios rápidos de potencia. Ayuda a mantener un valor de frecuencia estable.

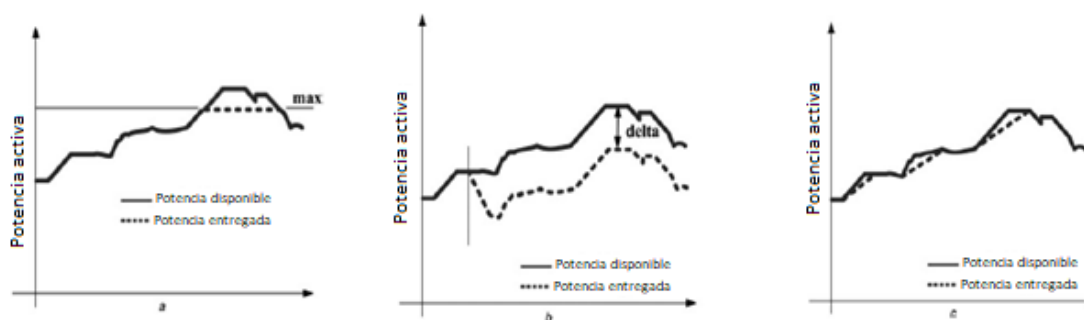


Figura 1. Modos de control de potencia activa: a) restricción de potencia absoluta, b) restricción de producción delta, c) restricción de gradiente de potencia (Tsili and Papathanassiou, 2009)

Es importante señalar que el uso de un modo no excluye el uso de otro. Una planta eólica puede mantener una reserva (límite delta) mientras suaviza la potencia de salida (límite de gradiente) y limita su potencia máxima (límite absoluto). Ver figura 2 (Kim y Song, 2015).

Eriksson, Modig y Elkington (2018) definen la inercia sintética como la “contribución controlada de torque eléctrico desde una unidad de manera proporcional al gradiente de cambio de frecuencia en los terminales de la unidad”. En pocas palabras, consiste en la simulación de la respuesta inercial de un generador convencional por un aerogenerador. Para conseguirlo, se modifica el par del generador de la turbina eólica para que aumente su potencia activa, amortiguando la caída de frecuencia. Un ejemplo de esta técnica se puede ver en la Figura 3.

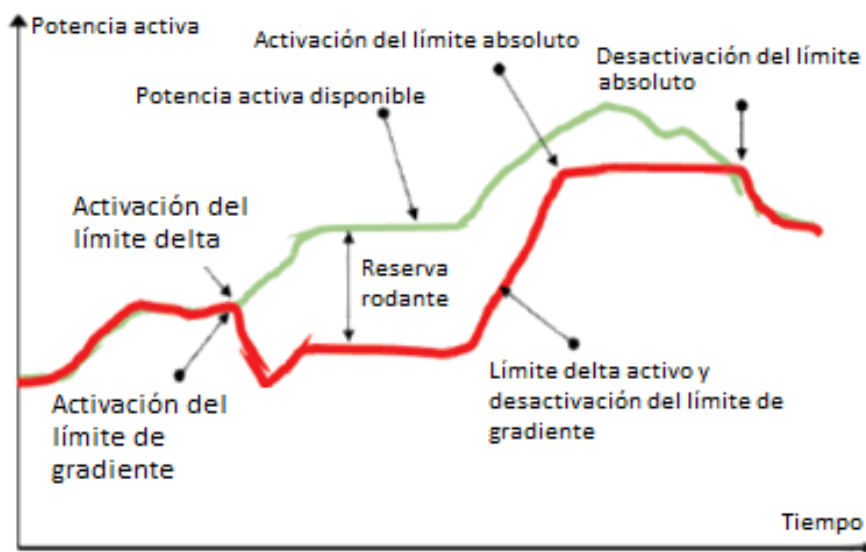


Figura 2. Restricciones de potencia activa (Kim and Song, 2015)

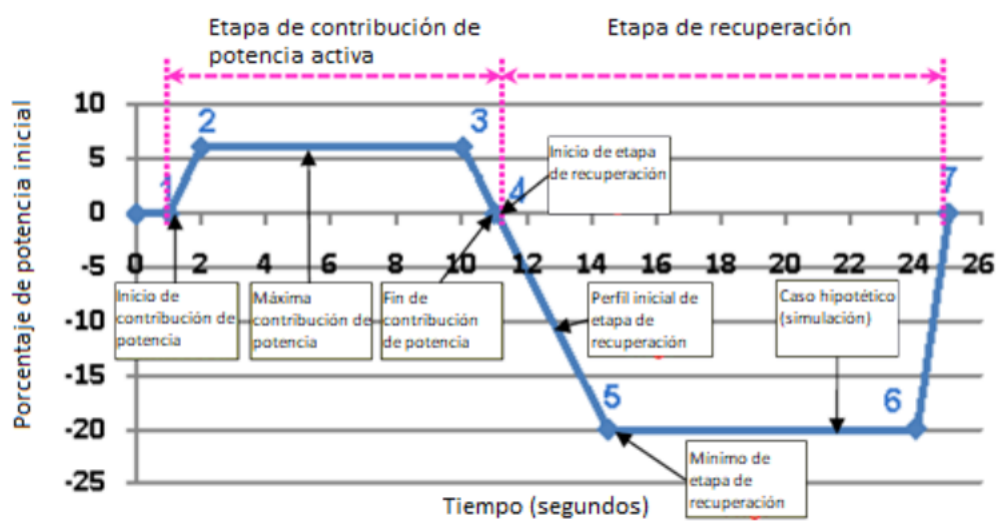


Figura 3. Contribución programada de Hydro-Quebec Transenergie del emulador de inercia (Brisebois and Aubut, 2011)

Se han establecido códigos de red para regular la potencia de salida de los parques eólicos de acuerdo con el estado del sistema eléctrico de potencia y sus características específicas. A la altura de marzo de 2013 existían 119 códigos de red publicados, resaltando los de Dinamarca, Irlanda y Alemania debido a su experiencia en la instalación y operación de parques eólicos.

Varios códigos de red estipulan que los parques eólicos deben controlar su producción de potencia activa durante la operación en estado estable, y en operaciones de arranque y parada. Estos requisitos se refieren a la capacidad que tienen los parques eólicos de regular (generalmente reducir, aunque no siempre es así) su producción de potencia activa, lo cual es logrado ya sea desconectando aerogeneradores o utilizando el control de ángulo de ataque. Además, los parques eólicos están obligados a proporcionar una regulación de potencia activa de acuerdo a las desviaciones de frecuencia.

Problema de investigación

¿Cuáles son la potencia de salida adecuada y el esquema de control correcto de un parque eólico para mantener la frecuencia dentro de los límites regulados en un sistema eléctrico aislado con alta penetración de esta fuente?

Novedad

Hay varios usos para la inteligencia artificial (IA) en aplicaciones de energía eólica. Uno de sus usos más extendidos es la previsión de energía eólica, donde se utilizan diversos métodos para estimar la producción de energía eólica a partir de datos medidos previamente. Algunos de estos métodos son: Redes Neuronales Artificiales (ANN), Sistema de Inferencia Neuro-Fuzzy Adaptado (ANFIS), Lógica Difusa y Algoritmos Evolutivos (Chang, 2014; Chen & Folly, 2018; Dumitru & Gligor, 2017; Liu, Wang & Lu, 2017).

La inteligencia artificial también se puede utilizar para mejorar la respuesta dinámica de las turbinas eólicas (Fatima Zohra et al., 2018), para mejorar los controladores de inclinación de las palas, para reducir las fluctuaciones de frecuencia mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía (Muyeen, Hasanien y Tamura, 2012), o para regular la producción de potencia activa de turbinas eólicas individuales dentro de un parque eólico (Kazemi Golkhandan, Aghaebrahimi y Farshad, 2017).

Si bien existen diferentes métodos para operar parques eólicos con el fin de ayudar a la regulación de frecuencia del sistema, no se conoce una solución óptima de estado estable para seleccionar qué parque(s) eólico(s) pueden ayudar a la regulación de frecuencia mientras optimiza su salida de potencia activa.

La novedad de este trabajo es desarrollar un método utilizando IA que proporcione la regulación óptima de la potencia activa (si es necesario) para cada parque eólico en un sistema eléctrico con el fin de mejorar la respuesta del sistema a los cambios en la demanda, reduciendo así las desviaciones de frecuencia. El método debería tener en cuenta la tecnología y disponibilidad del parque eólico, la disponibilidad de generación convencional, la reserva del sistema eléctrico y el estado de la carga, entre otros aspectos importantes.

Importancia

Un resultado positivo de esta investigación proporcionaría una herramienta que podría ayudar a determinar la reserva de energía eólica óptima en un sistema de energía aislado con alta penetración de energía eólica. Una cantidad óptima de reserva ayudaría a respaldar la estabilidad de frecuencia del sistema y reducir las desviaciones de frecuencia mientras aprovecha la mayor parte del potencial eólico disponible. Esto reduciría las restricciones de energía eólica, lo que también reduce los costos operativos de las plantas de energía eólica. Además, la producción anual de energía sería mayor, lo que ayuda a reducir las emisiones de carbono. En el caso del plan de fuentes renovables de energía del gobierno cubano para 2030 donde se instalarán más de 700 MW eólicos, este método ayudaría a mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos, minimizando la desviación de frecuencia, evitando apagones y maximizando la contribución de la energía eólica dentro de la matriz energética en Cuba.

Referencias

- Brisebois, J., & Aubut, N. (2011). Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039121>
- Chang, W.-Y. (2014). A Literature Review of Wind Forecasting Methods. *Journal of Power and Energy Engineering*, 02(04), 161–168. <https://doi.org/10.4236/jpee.2014.24023>
- Chen, Q., & Folly, K. A. (2018). Wind Power Forecasting. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 414–419. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.738>
- Dumitru, C. D., & Gligor, A. (2017). Daily Average Wind Energy Forecasting Using Artificial Neural Networks. *Procedia Engineering*, 181, 829–836. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.02.474>
- Eriksson, R., Modig, N., & Elkington, K. (2018). Synthetic inertia versus fast frequency response: A definition. *IET Renewable Power Generation*, 12(5), 507–514. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0370>
- Fatima Zohra, A., Ismail Khalil, B., Slimane, L., Youcef, S., & Benyounes, M. (2018). Artificial Intelligence Control Applied in Wind Energy Conversion System. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, 9(2), 571. <https://doi.org/10.11591/ijped.v9.i2.pp571-578>

- Golkhandan, R. K., Aghaebrahimi, M. R., & Farshad, M. (2017). Control strategies for enhancing frequency stability by DFIGs in a power system with high percentage of wind power penetration. *Applied Sciences (Switzerland)*, 7(11), 1140. <https://doi.org/10.3390/app7111140>
- Kim, M. Y., & Song, Y. U. (2015). The analysis of active power control requirements in the selected grid codes for wind farm. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 10(4), 1408–1414. <https://doi.org/10.5370/JEET.2015.10.4.1408>
- Leerarujji, R., & Bollen, M. (2015). *Synthetic inertia to improve frequency stability and how often it is needed*. Retrieved from www.energiforsk.se
- Liu, J., Wang, X., & Lu, Y. (2017). A novel hybrid methodology for short-term wind power forecasting based on adaptive neuro-fuzzy inference system. *Renewable Energy*, 103, 620–629. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.074>
- Muyeen, S. M., Hasanien, H. M., & Jamura, J. (2012). Reduction of frequency fluctuation for wind farm connected power systems by an adaptive artificial neural network-controlled energy capacitor system. *IET Renewable Power Generation*, 6(4), 226–235. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2010.0126>
- Tsili, M., & Papathanassiou, S. (2009). A review of grid code technical requirements for wind farms. *IET Renewable Power Generation*, 3(3), 308–332. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2008.0070>

III.5.4. Evaluación y detección de fallas en sistemas fotovoltaicos conectados a red por métodos analíticos.

Roger Anner Proenza Yero, Luis Vázquez Seisdedos

Resumen

Esta investigación se centra en el diseño de una metodología de diagnóstico de fallos que contribuya a la mejora de los indicadores de eficiencia, mantenibilidad y disponibilidad de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red. Se propone una metodología basada en modelos combinada con los beneficios del análisis de datos utilizando gráficos de control, en este caso, la media móvil ponderada exponencialmente (EWMA, por sus siglas en inglés). Para lograr esto, partimos del estudio de los modelos matemáticos existentes del generador fotovoltaico e inversor de conexión a red, luego, se lleva a cabo un procedimiento para cuantificar las pérdidas operacionales existentes del Generador Fotovoltaico y se ajusta el modelo matemático a las condiciones reales del sistema. EWMA se aplica a los residuos para detectar e identificar el tipo de fallo. Los resultados obtenidos se validan para demostrar que el enfoque propuesto supervisa con éxito el sistema fotovoltaico.

Introducción

Dentro de las alternativas para la generación de energía, los sistemas fotovoltaicos (SFV) son actualmente uno de los métodos más utilizados. Con el potencial relativamente alto y estable de la radiación solar, que se encuentra en toda Cuba, la autonomía y adaptabilidad de la tecnología a las condiciones locales favorecen su introducción.

El Programa de desarrollo de la energía solar fotovoltaica en Cuba, ejecutado por la Unión Nacional Eléctrica, a partir del año 2013 comprendió la construcción y puesta en marcha de 6 Parques Fotovoltaicos (PFV) ubicados en La Habana, Cienfuegos, Villa Clara, Camagüey, Santiago de Cuba y Guantánamo, y mantiene una tendencia creciente en la introducción de esta tecnología en el país.

Uno de estos PFV es el "Santiago – CIES", que se encuentra ubicado en la vereda Abel Santamaría, Micro 3, Municipio Santiago de Cuba, provincia del mismo nombre, ubicado en la parte oriental del terreno que ocupa el Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), geográficamente ubicado en las coordenadas: 20° 00' 75" (latitud) y 75° 77' 07" (longitud).

El PFV "Santiago - CIES", de 2,5 MWp, está compuesto por dos generadores fotovoltaicos, integrados en su totalidad por 10 400 módulos fotovoltaicos modelo DSM-250-C y DSM-240-C ensamblados en Cuba, agrupados en 520 mesas de trabajo, convenientemente interconectadas a 130 inversores trifásicos de conexión a red (modelo SB 17000), fabricados por SMA, con una potencia

nominal de 17 kW cada uno. El PFV alimenta su energía a la red eléctrica local a un nivel de tensión nominal de 13,8 kV, a través de dos transformadores trifásicos de acoplamiento.



Parque Solar Fotovoltaico, Abel Santamaría, Santiago de Cuba

En 2016, el CIES realizó un proyecto vinculado al programa nacional denominado *Evaluación del Parque Fotovoltaico Santiago - CIES conectado a la Red Eléctrica Nacional*. Su principal objetivo fue conocer el desempeño en la operación de este, debido a que, desde su puesta en marcha, la tecnología no había sido evaluada. La conclusión dio los siguientes resultados:

1. Existe una desviación de potencia del Generador Fotovoltaico de 7.57%, (Ver Tabla 1), inferior al valor nominal declarado por el fabricante, lo que indica que, como desviación de la potencia nominal en el generador fotovoltaico, el sistema produce en un mes aproximadamente 23,81 MWh.

Tabla 1. Potencia media evaluada respecto al número de módulos para las condiciones estándares de medida (Irradiancia: 1000 W/m², Temperatura: 25 °C).

Potencia media (Wp)	231.96	226.92	224.23	222.19	219.19	212.95
Número de módulos	1	8	28	30	27	7
% sobre el total de módulos	1	7.92	27.72	29.70	26.73	6.93
Media de desviación (%)	-3.35	- 5.45	- 6.57	- 7.42	- 8.67	- 11.27

2. En cuanto al inversor fotovoltaico, en el año 2016 se reportaron un total de 8 fallas (reposición) con un retraso aproximado de 6 días, lo que significa una pérdida de 3.88 MWh, equivalente a 1044 MWh.
3. Se estima que en 2016 el PFV Santiago CIES operó al 91% de su rendimiento nominal, (ver figura 2), por lo que las pérdidas operacionales del sistema en general ascienden a 25,2 MWh mensuales.

Con el avance del control y monitoreo por computadora se han obtenido importantes beneficios a nivel industrial, ya que se han automatizado actividades rutinarias. Los operadores humanos a

menudo toman decisiones equivocadas que causan fallas importantes a los diseños originales. Las estadísticas industriales muestran que el 70% de los accidentes laborales son causados por errores humanos (Berbesi 2012).

El software encargado de supervisar los procesos son los denominados sistemas SCADAs (por sus siglas en inglés que significan: Supervisory Control and Data Acquisition). Estos sistemas se encargan de registrar la evolución de un proceso y detectar desviaciones no deseadas de las variables involucradas, así como analizar dichas desviaciones y realizar un diagnóstico de situación. Además, estos sistemas intentan solucionar el problema online y si no es posible, toman las medidas necesarias para que el error no vuelva a ocurrir.

Aunque los PFV dispongan de SCADA, sólo permiten la monitorización del sistema. Este monitoreo incluye el registro en tiempo real de las variables del proceso, por ejemplo, voltaje y corriente en el lado continuo y alterno, así como la potencia activa a la salida del inversor, y las variables ambientales (irradiación y temperatura de operación) del módulo fotovoltaico. Sin embargo, no permite la supervisión del sistema. Los SCADA son capaces de obtener un conjunto de variables de funcionamiento del sistema y visualizarlas, pero no las procesan para detectar posibles problemas que presenten algunos de los componentes del sistema y en función de ello realizar un diagnóstico.

Limitaciones del SCADAs de los PFV

- 1) No es capaz de detectar fallos que se produzcan a nivel de módulos fotovoltaicos. Cada módulo fotovoltaico de 250Wp genera aproximadamente 1.050 kWh, una falla en este componente es imperceptible por parte del operador, por lo que las pérdidas por este concepto se presentan por largos periodos de tiempo.
- 2) No existe una evaluación en tiempo real del desempeño del generador fotovoltaico y del inversor conectado a la red, lo que conduce a una información insuficiente que sirva de base para tomar acciones de mantenimiento, y genera falsas expectativas en la planificación de la producción eléctrica.
- 3) El SCADA no cuenta con una herramienta para el manejo de la información de las fallas históricas que impiden los estudios de factibilidad sobre la calidad técnica del PFV.

En condiciones prácticas, las fallas que son inevitables en el sistema fotovoltaico pueden causar pérdidas de energía (reducción de la eficiencia), desconexión parcial o total del sistema e incluso infracciones graves de seguridad (Alam et al., 2015). La detección de estas fallas en el sistema fotovoltaico es, por tanto, crucial para mantener un funcionamiento normal, proporcionando alertas tempranas. De hecho, la detección precisa y temprana de fallas en un sistema fotovoltaico es fundamental para evitar su progresión, y reducir significativamente las pérdidas de productividad.

Se han desarrollado varias técnicas de diagnóstico de fallas para sistemas fotovoltaicos. Se pueden dividir en dos grandes grupos: enfoques basados en la historia de los procesos (Mekki, Mellit

y Salhi, 2016), y enfoques basados en modelos (Chouder y Silvestre, 2009, 2010; Vergura et al., 2008), obteniendo buenos resultados en cuanto a detección e identificación temprana de fallas a nivel de sistema, principalmente del lado de la Corriente Continua (CD). Para ese segundo grupo, se introdujeron los modelos matemáticos existentes (previamente valorados para buenas condiciones de operación) del generador fotovoltaico (Duffie y Beckman, 2013; de Soto, Klein, y Beckman, 2006). Las restricciones actuales que obtienen estas técnicas han estado encaminadas a determinar el número de elementos que están en falla (número de módulos fotovoltaicos o cadenas de módulos fotovoltaicos), lo que lleva a un diagnóstico insuficiente que sirve de base para tomar acciones que permitan una gestión de mayor eficiencia.

Enfoques para el diagnóstico de fallas en PFVs

Existen dos categorías para clasificar las pérdidas de energía que ocurren en los PFV: pérdidas y fallas operativas (Firth, 2006). El primero es inherente a cualquier sistema fotovoltaico. Las pérdidas operacionales están asociadas a la inconsistencia entre la eficiencia nominal declarada por el fabricante y la real, las pérdidas de energía resistiva en los cables, o las pérdidas por degradación de los componentes. Por otro lado, las fallas están asociadas con el mal funcionamiento o un cambio inesperado en el comportamiento de al menos un componente del sistema.

En Meyer y van Dyk (2004) se describe un enfoque activo. En este enfoque, se estudia la curva I-V para detectar fallas, y se registra el punto de máxima tensión y potencia actual a lo largo del tiempo. Debido a la naturaleza del barrido de las curvas I-V, hay una reducción en la potencia de salida durante el análisis, y no es aplicable a los estudios de sistemas pasivos.

Dos estudios (Vergura et al. 2008, 2009) consideran varias cadenas fotovoltaicas idénticas, y comparan salidas para clasificar desviaciones significativas. Esto se hace comprobando si se pueden hacer ciertas suposiciones estadísticas. Formalmente, las diferencias de potencia de salida del generador fotovoltaico se distribuyen de forma independiente con la misma varianza. Si este es el caso, se puede aplicar un método conocido como análisis de varianza (Vergura et al., 2009) para construir un intervalo de confianza para la potencia de salida de cada conjunto fotovoltaico.

Otro enfoque estadístico se adopta en Zhao et al. (2013), que asume un conjunto de cadenas FV idénticas y trata de clasificar las desviaciones de una con respecto a la otra. Esto se hace construyendo intervalos de confianza utilizando diferentes métodos como la regla 3 Sigma y el identificador de Hampel, entre otros.

En el caso del conocimiento de fallas, es posible aplicar el aprendizaje supervisado (Zhao et al., 2012), donde se dispone de un conjunto de datos etiquetados, que contienen mediciones clasificadas manualmente. Este conjunto de datos se puede generar, por ejemplo, midiendo el voltaje y la corriente de los módulos fotovoltaicos que funcionan en condiciones de falla. El documento analiza un modelo de árbol de decisión que toma las medidas disponibles, y ubica la mayoría del

conjunto de datos en base a una clasificación probable. El estudio concluye que el rendimiento de la clasificación es muy bueno, pero las aplicaciones en la vida real son limitadas, porque el conjunto de datos está estrechamente relacionado con una instalación fotovoltaica específica.

Problema de investigación

Existe información limitada sobre las fallas que ocurren en los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red, lo que se traduce en una disminución de la generación eléctrica

Novedad

Con la metodología propuesta se podrá gestionar un mayor rendimiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red a partir del sistema de supervisión instalado. La metodología permite:

- La evaluación del desempeño de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, a partir de la cuantificación de las pérdidas operacionales inherentes al sistema.
- La detección y capacidad de localización de los fallos que se producen en el lado de CC de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red.

Importancia: social, económica, ambiental

El uso creciente y continuo de combustibles fósiles ha causado grandes daños al medio ambiente. Problemas como el calentamiento global y el derretimiento de los polos son consecuencias del uso intensivo de los combustibles fósiles. De ahí que las inversiones destinadas a la instalación de grandes sistemas fotovoltaicos para la generación de electricidad sean cada día más importantes.

En Cuba existe un programa de desarrollo de la energía solar fotovoltaica que pretende instalar alrededor de 700 MWp distribuidos en diversos parques fotovoltaicos ubicados a lo largo del país. Por lo tanto, prevalece la necesidad de mejorar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. Dotarlos de herramientas que les permitan detectar desconexiones parciales lo antes posible para evitar pérdidas de energía es crucial. En base a lo anterior, este estudio permitirá desarrollar una herramienta para la supervisión de sistemas fotovoltaicos, que contribuirá a la mejora de los indicadores de eficiencia, mantenibilidad y disponibilidad de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Referencias

- Alam, M. K., Khan, F., Johnson, J., & Flicker, J. (2015). A Comprehensive Review of Catastrophic Faults in PV Arrays: Types, Detection, and Mitigation Techniques. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(3), 982–997. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2015.2397599>
- Berbesi, T. V. (2012). *Aplicación de técnicas robustas para la detección y diagnóstico de fallos*. Retrieved from <http://uvadoc.uva.es/handle/10324/2797>

- Chouder, A., & Silvestre, S. (2010). Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis. *Energy Conversion and Management*, 51(10), 1929–1937. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.02.025>
- Chouder, A., & Silvestre, S. (2009). Analysis model of mismatch power losses in pv systems. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 131(2), 0245041–0245045. <https://doi.org/10.1115/1.3097275>
- de Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1), 78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition. In *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition* (Fourth Edi). <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
- Firth, S. K. (2006). *Raising Efficiency in Photovoltaic Systems: High Resolution Monitoring and Performance Analysis Systems: High Resolution Monitoring*. De Montfort University.
- Mekki, H., Mellit, A., & Salhi, H. (2016). Artificial neural network-based modelling and fault detection of partial shaded photovoltaic modules. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 67(67), 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2016.05.005>
- Meyer, E. L., & Van Dyk, E. E. (2004). Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters. *IEEE Transactions on Reliability*, 53(1), 83–92. <https://doi.org/10.1109/TR.2004.824831>
- Vergura, S., Acciani, G., Amoruso, V., & Patrono, G. (2008). Inferential statistics for monitoring and fault forecasting of PV plants. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2414–2419. <https://doi.org/10.1109/ISIE.2008.4677264>
- Vergura, S., Acciani, G., Amoruso, V., Patrono, G. E., & Vacca, F. (2009). Descriptive and inferential statistics for supervising and monitoring the operation of PV plants. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(11), 4456–4464. <https://doi.org/10.1109/TIE.2008.927404>
- Zhao, Y., Lehman, B., Ball, R., & De Palma, J. F. (2013). Graph-based semi-supervised learning for fault detection and classification in solar photovoltaic arrays. *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2013*, 1628–1634. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2013.6646901>
- Zhao, Y., Yang, L., Lehman, B., de Palma, J.-F., Mosesian, J., & Lyons, R. (2012). Decision tree-based fault detection and classification in solar photovoltaic arrays. *2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 93–99. <https://doi.org/10.1109/APEC.2012.6165803>

III.5.5. Estrategias de control con criterios de indicadores de calidad de energía para inversores en microistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Frank Grau Merconchini, Luis Vázquez Seisdedos, Janette Cervantes Oliva

Resumen

En la actualidad, el desarrollo de la energía fotovoltaica, como parte del paradigma de la generación distribuida, ha ido en aumento. La diversidad de cargas, su no linealidad y la penetración de fuentes renovables de energía (FRE) con el uso de convertidores, provoca un empeoramiento de los indicadores de calidad de la energía. Los principales indicadores de calidad que afectan a los sistemas híbridos fotovoltaicos (FV) son la distorsión armónica de tensión y corriente, la desviación de tensión, y la asimetría de tensión y corriente en el sistema. Los modelos físicos y matemáticos incorporados en las aplicaciones de software (por ejemplo, bajo Matlab / Simulink / Simscape) permiten simular diferentes estrategias de control en estos sistemas, y proponen soluciones de control que contribuyen a mejorar los indicadores de calidad de la energía eléctrica suministrada. En este trabajo se realizan simulaciones de un sistema fotovoltaico conectado a red con carga industrial mixta, utilizando diferentes métodos de control, poniendo en el punto de mira los indicadores de calidad de la energía, con el fin de reducir pérdidas técnicas y costos de operación.

Introducción

Con el fin de reducir las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión y subtransmisión, mejorar los perfiles de tensión, y aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico, se han introducido nuevas unidades de generación, tanto con fuentes renovables de energía como no renovables, en el sistema primario, y en las redes de distribución secundaria. Esta nueva configuración de los sistemas eléctricos de potencia responde al nuevo concepto de generación distribuida (GD), que se puede definir como “un sistema compuesto por generación de energía eléctrica localizada, próxima al centro de carga, con almacenamiento y gestión de esta, que puede funcionar en aislamiento o integrado a la red eléctrica, para brindar múltiples beneficios a ambos lados del metro contador” (Castro Fernández et al., 2018).

La introducción aleatoria de GD en las redes de distribución, además de garantizar un beneficio económico, debe asegurar la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico, para lo cual las limitaciones técnicas de los criterios operativos, y las normas que regulan estos indicadores para cada nivel de voltaje deben cumplirse. En aquellos sitios de GD donde se utilizan fuentes no convencionales de energía, que pueden ser variables y no controladas (como la energía solar fotovoltaica y eólica), no hay garantía de que se cumplan los criterios operativos antes mencionados (Guerra, 2014; Vázquez et al., 2018). El uso de FRE en GD responde a la política del país de

transformar la matriz energética como parte de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) para 2030 (Vázquez et al., 2018). En Cuba se espera que las FRE ocupen el 24% de la matriz energética, y que la generación solar fotovoltaica represente el 3% de la energía total generada en el país (Guerra, 2014; Vázquez et al., 2018). Esto representa alcanzar los 700 MWp de capacidad instalada en 2030 (Guerra, 2014; Vázquez et al., 2018) (ver Figura 1).

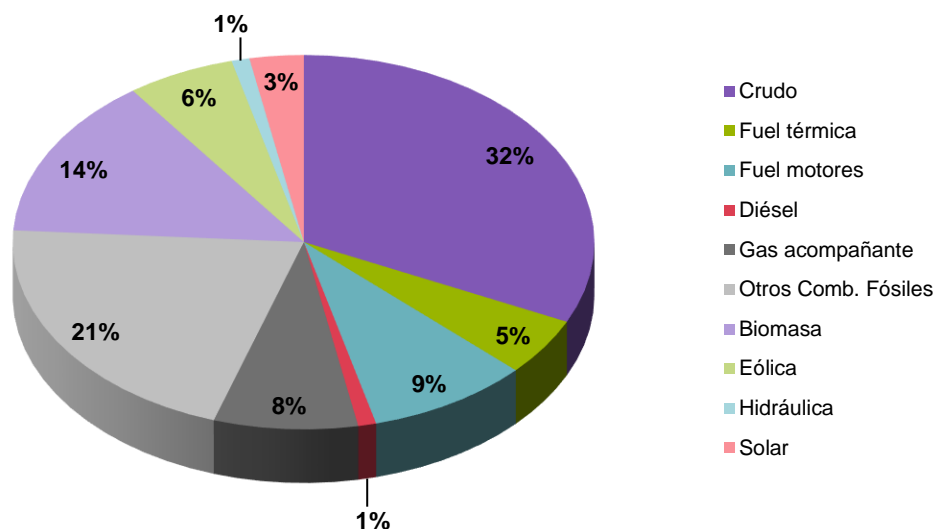


Figura 1. Mix energético en Cuba para 2030 (Vázquez et al., 2018).

Actualmente, Cuba produce el 95% de su energía eléctrica con el uso de combustibles fósiles. En 2014, el Consejo de ministros aprobó la Política para el Desarrollo Prospectivo de las Fuentes Renovables de Energía y el Uso Eficiente de la Energía, elaborada con el propósito de aprovechar al máximo los recursos renovables disponibles en el país (Vázquez et al., 2018).

Cuando dos o más sistemas de generación de energía se combinan en una sola instalación para la generación de energía eléctrica, surge lo que se denomina un sistema híbrido. Estos sistemas generalmente se componen de fuentes renovables de energía (FRE) y, si es necesario, se complementan con grupos electrógenos, dejándolos en la mayoría de los casos solo para funciones de emergencia (Stetz et al., 2014).

Las ventajas de utilizar sistemas híbridos incluyen la capacidad de reducir las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de combustibles fósiles, y de esta manera reducir el impacto ambiental causado por la generación de electricidad (Castilla et al., 2013). Los sistemas híbridos aportan importantes mejoras en aquellas redes sobrecargadas por el aumento del consumo. Su implementación no requiere de grandes obras civiles, y permite reducir los costos asociados al redimensionamiento de redes de distribución de baja tensión (BT), mediante el acoplamiento de generadores de energía eléctrica confiables, que utilizan recursos renovables y son sostenibles en el tiempo. Actualmente, los sistemas híbridos más comunes son fotovoltaicos apoyados por un generador de combustible fósil (GENSET) (Castilla et al., 2013; Gurgi et al., 2018; Manikanta et al., 2020). Sin embargo, son frecuentes los sistemas híbridos de generación solar fotovoltaica que utilizan la red

eléctrica como fuente principal de energía. Estos sistemas ofrecen la posibilidad de reducir el costo de explotación de las instalaciones, al reducir el consumo eléctrico de la red (e incluso cubrir las entradas) durante las horas de mayor radiación solar (Gurgi et al., 2018; Manikanta et al., 2020; Stetz et al., 2014). En aquellos casos en los que dispongan de sistemas de almacenamiento de energía, podrán garantizar parte de la energía necesaria durante la noche. Los sistemas híbridos también representan un respaldo en caso de cortes de energía en el sistema.

Para garantizar el funcionamiento del sistema, es necesario que la conversión de energía de un sistema generador de Corriente Continua (CC) a un sistema de Corriente Alterna (CA), que se conecta a la red de distribución (principal), para alimentar un medio de CA y el sistema electroenergético de baja tensión. Para ello se requieren elementos de control, inversores, rectificadores, transformadores, reguladores de carga (en el caso de contar con sistemas de almacenamiento, para su correcta carga, descarga y protección), interruptores, elementos de medida y protecciones.

A continuación, se muestra un esquema general del sistema híbrido:

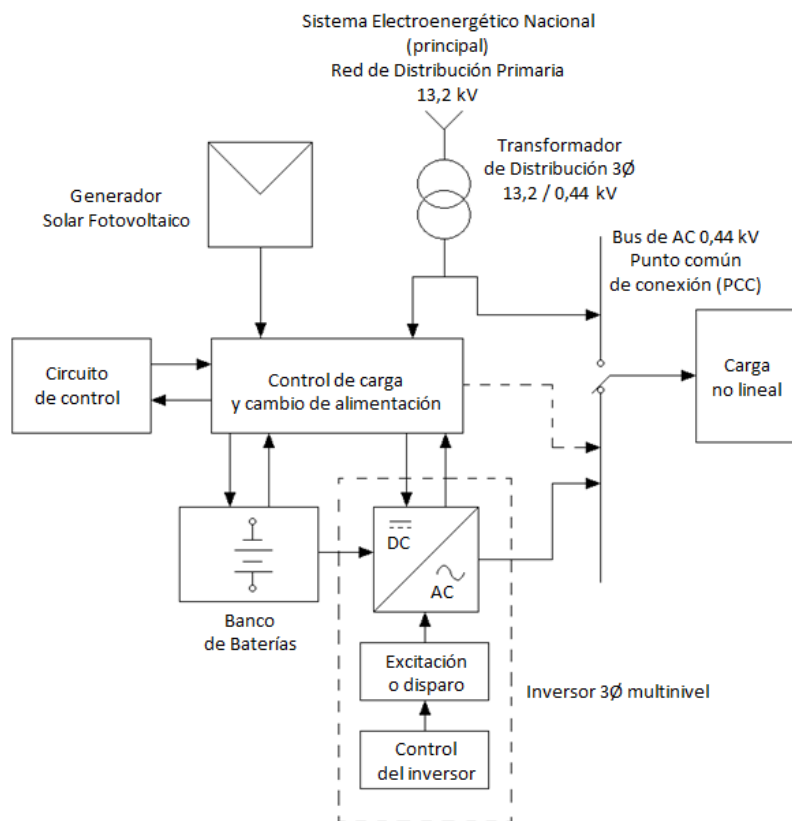


Figura 2. Microsistema fotovoltaico conectado a la red.

El elemento para la conversión de CC a CA es el inversor. Normalmente se construye con una matriz de elementos semiconductores conectados en una configuración de puente, utilizando elementos de conmutación (transistores) en forma de interruptores controlados. Se utiliza un filtro pasivo (filtro LC o LCL) para eliminar la ondulación en la señal de corriente y voltaje de CA, así

como los picos causados por la distorsión armónica resultante de la conmutación de los interruptores del inversor.

En un sistema solar fotovoltaico, la forma de onda de las señales de corriente y voltaje en el bus de CA puede deteriorarse por diferentes causas. Entre las causas de la mala calidad de la energía eléctrica suministrada se encuentran las siguientes:

- a) La no linealidad de las cargas aguas abajo del punto común de conexión (PCC), que exigen corrientes no lineales del sistema, y pueden distorsionar la forma de onda del voltaje (Chattopadhyay, Mitra y Sengupta, 2011; Dugan et al., 2004; Kennedy, 2000).
- b) Presencia de armónicos y desequilibrios en la red de distribución secundaria, que también pueden ser causados por la utilización de transformadores de distintas capacidades, formando bancos trifásicos. La distorsión de corriente y voltaje en la red de distribución puede reflejarse en el secundario del transformador dependiendo de su esquema de conexión (Chattopadhyay et al., 2011; Dugan et al., 2004; Kennedy, 2000).
- c) Distorsión en la forma de onda de los voltajes a la salida del inversor, provocada por la conversión de un sistema CC a CA (Chattopadhyay et al., 2011; Dugan et al., 2004; Kennedy, 2000).

Por lo tanto, la calidad de la energía de los microistemas fotovoltaicos conectados a la red está determinada por tres indicadores fundamentales:

1. Distorsión armónica individual y distorsión armónica total (THD: Total Harmonic Distortion), de tensiones (THD_v), y corrientes (THD_i).
2. La desviación de tensión (U_d), por sobredeviación (U_{du}), y subdesviación (U_{dd}), dada por la relación entre el valor de tensión, r.m.s., en un punto con respecto al valor nominal del sistema.
3. La asimetría se debe al desequilibrio en las señales de tensión y corriente (k_{hd}), dado por la relación entre las componentes simétricas de secuencia nula y positiva de las tensiones y corrientes del sistema.

En la Figura 3 se muestra el caso de estudio del Parque Solar Fotovoltaico (PSFV) del Hospital General Clínico Quirúrgico de Santiago de Cuba “Juan Bruno Zayas”, que funciona ininterrumpidamente desde 2016, con una potencia total instalada de 100 kWp. Este parque cuenta con cuatro inversores trifásicos SMC 7000 HV-11, la salida de los inversores se conecta al PCC a través de dos transformadores de 50kVA cada uno. Cada inversor está asociado a un convertidor de 96 PFV divididos en cuatro ramales paralelos de 24 PFV con una generación de 250Wp cada uno (UNE, 2019).

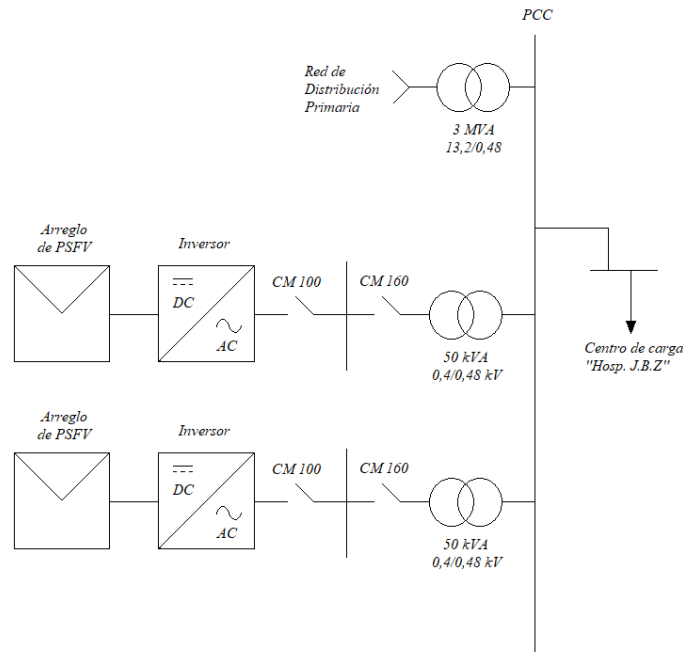


Figura 3. Esquema del sistema híbrido con generación SPV conectado a la red del Hospital "Juan Bruno Zayas" (UNE, 2019).

Las medidas del estudio realizadas con un analizador de redes trifásico CHAUVIN ARNOUX C.A 8332 muestran la existencia de problemas relacionados con el desequilibrio y desviación de tensión en el PCC (UNE, 2019).

De igual manera, fue posible verificar valores de distorsión armónica de tensiones y corrientes por encima de los valores estándar según las normas (ver Figura 4).

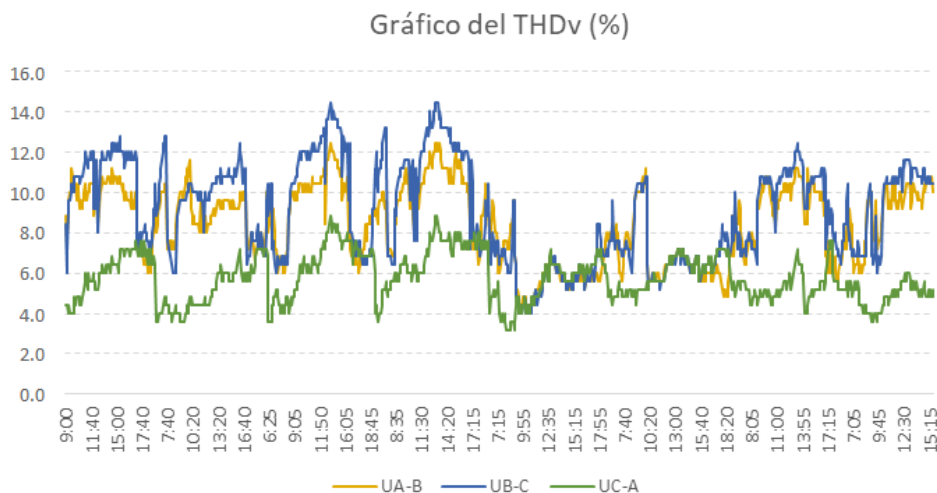


Figura 4. Gráfico de evolución de la Distorsión Armónica Total (THDv) durante un día típico en el Punto Común de Conexión (PCC) del Hospital "Juan Bruno Zayas" (UNE, 2019).

A partir de estos resultados y considerando que son comunes en otros estudios realizados en el país y a escala internacional (Castilla et al., 2013; Gurgi et al., 2018; Manikanta et al., 2020), es

necesario adoptar medidas técnicas para mejorar los indicadores de calidad en estos sistemas y sus efectos en sus costos de operación.

Cuando la modificación de la instalación no es posible o esta medida es muy costosa, es habitual utilizar filtros pasivos, activos o híbridos en los elementos de la carga que más contribuyen a la distorsión. En sistemas híbridos es posible mejorar la calidad de la señal de tensión y corriente a partir del control de inversores trifásicos (Castilla et al., 2013), o mediante el uso de inversores multinivel con una arquitectura de conexión específica (Castilla et al., 2013; Gurgi et al., 2018; Manikanta et al., 2020).

El control del inversor proviene de una unidad que forma la señal de control a partir de las tensiones y corrientes medidas tanto en el bus de CC como en el bus de CA. El control de modulación de ancho de pulso (PWM) es el más utilizado en estos sistemas y se basa en establecer un punto de operación del inversor en función de los índices de modulación de frecuencia (mf), y modulación de amplitud (ma), mediante la comparación de dos señales, una señal moduladora con forma de onda triangular y una señal portadora de CA (ver la Figura 5).

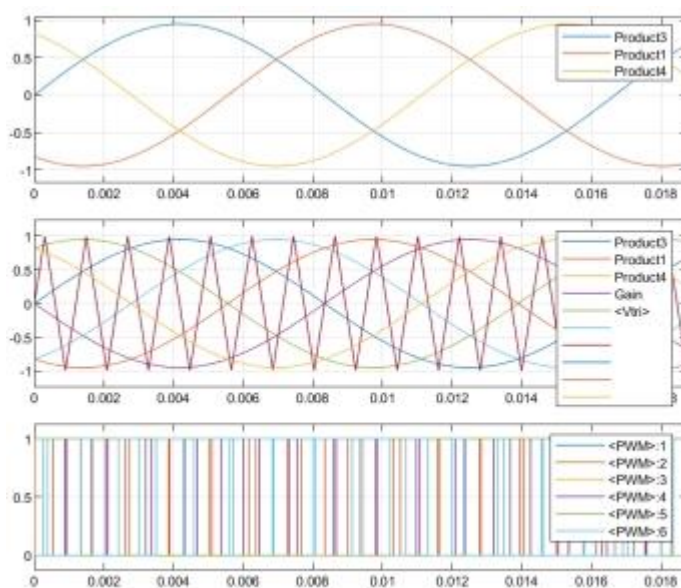


Figura 5. Modulación de ancho de pulso (PWM) para un convertidor tipo puente trifásico.

Un aumento en el índice de modulación de amplitud (ma) da como resultado un aumento en el valor RMS de la señal y una disminución considerable en el THD de la señal. Esto se debe a que el aumento del índice de modulación es proporcional al aumento del armónico fundamental de la señal de salida del inversor (Castilla et al., 2013; Gurgi et al., 2018; Manikanta et al., 2020).

Desde el punto de vista espectral, para $ma < 1$, el número de armónicos con valores significativos se reduce, y estos armónicos se concentran en valores de frecuencia que rondan entre 2 y 4 veces la frecuencia de la señal moduladora (f_{tri}). Al realizar este análisis para una $ma > 1$, el número de armónicos con valor significativo aumenta, aun cuando el THD disminuye, los armónicos de orden

significativo aparecen cerca del armónico fundamental, y estos se dispersan en todo el espectro de frecuencias (ver Figura 6).

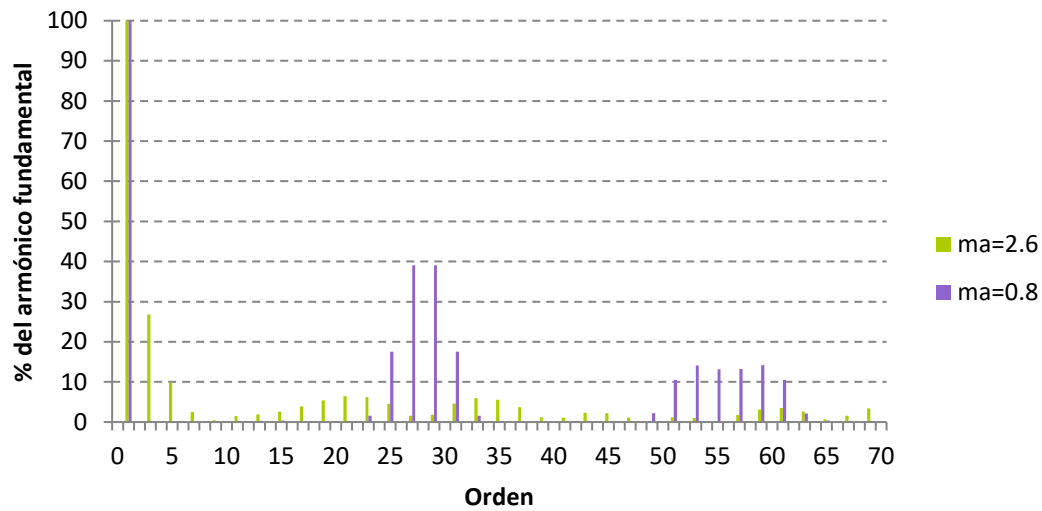


Figura 6. Comparación de dos espectros de amplitud para diferentes valores de ma , manteniendo constante el índice de modulación de frecuencia ($mf=14$).

Otro elemento importante del control radica en el correcto cálculo del filtro de salida del inversor, el cual debe incluir en los elementos de diseño las consideraciones establecidas anteriormente para los índices de modulación de frecuencia y amplitud establecidos.

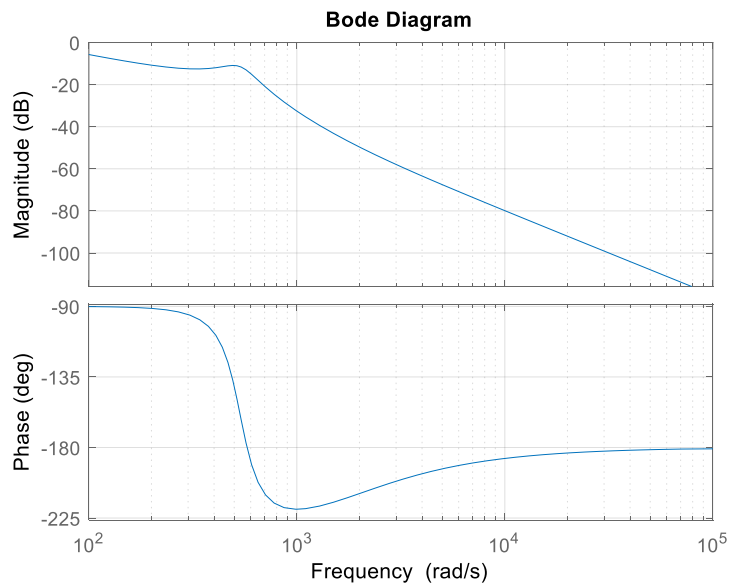


Figura 7. Diagrama de Bode del filtro LCL a la salida del inversor. Para $L=10$ mH, $C=700\mu\text{F}$, $L_g=10$ mH y con un valor de $R_d=1 \Omega$.

Como se puede observar en el Diagrama de Bode (Figura 7), el filtro tiene una atenuación de -60 dB/dec para la asíntota de alta frecuencia, por lo que los armónicos de orden superior en la corriente, productos de la conmutación, se atenúan en la salida del inversor. La salida del filtro experimenta un retraso con respecto a la entrada debido a la función de amortiguamiento de los inductores del filtro, por lo que la señal tiene una relación de fase de aproximadamente -90° para frecuencias por debajo de la frecuencia de corte.

Los modelos físicos construidos para la simulación digital permiten la implementación de diferentes métodos de control sobre el inversor, así como la determinación y seguimiento experimental de los indicadores de calidad en los microsistemas fotovoltaicos (ver Figura 8).

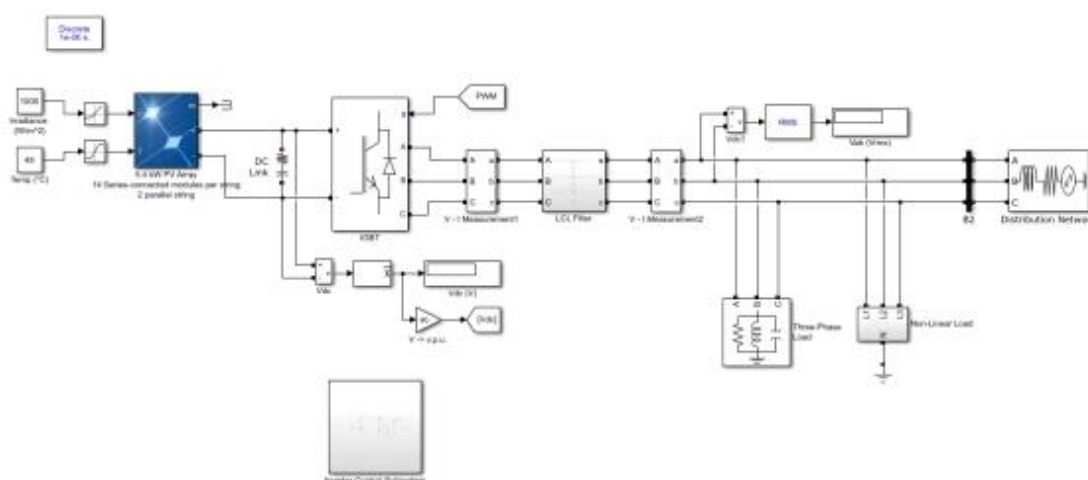


Figura 8. El modelo físico para la simulación digital de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Los resultados de la simulación digital del microsistema revelan altos niveles de desviación de tensión, principalmente en las fases A y B con un 22,7 % y un 43,3 % respectivamente, para un máximo de ± 10 % permitido, según EN 50160 (UNE, 2011). El analizador de secuencia revela un valor de asimetría de tensión del 40,4 %, muy superior al valor estándar del 2 % según IEC 61000-2-2 (IEC, 2002), que recomienda un valor máximo del 2 % para la evaluación de la tensión asimétrica en sistemas trifásicos. El valor de distorsión armónica total para tensión alcanza valores superiores al 8% (IEC, 2002) en todas las fases.

Por otro lado, el sistema presenta factores de potencia considerablemente menores en cada una de sus fases, llegando a un factor de potencia de 0,62 en la fase C. El microsistema en su conjunto opera con un factor de potencia de 0,77 hacia atrás.

Las figuras 9 y 10 muestran el espectro armónico de amplitud para las tensiones y corrientes en el PCC, y el procesamiento en los indicadores de calidad en el microsistema híbrido con conexión a red.

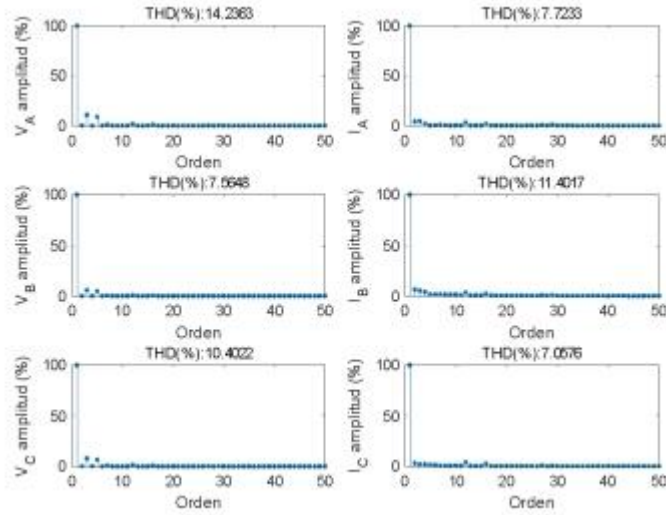


Figura 9. Espectro de amplitud para señales de voltaje y corriente en el PCC del micro sistema híbrido conectado a la red (ver Figura 8).

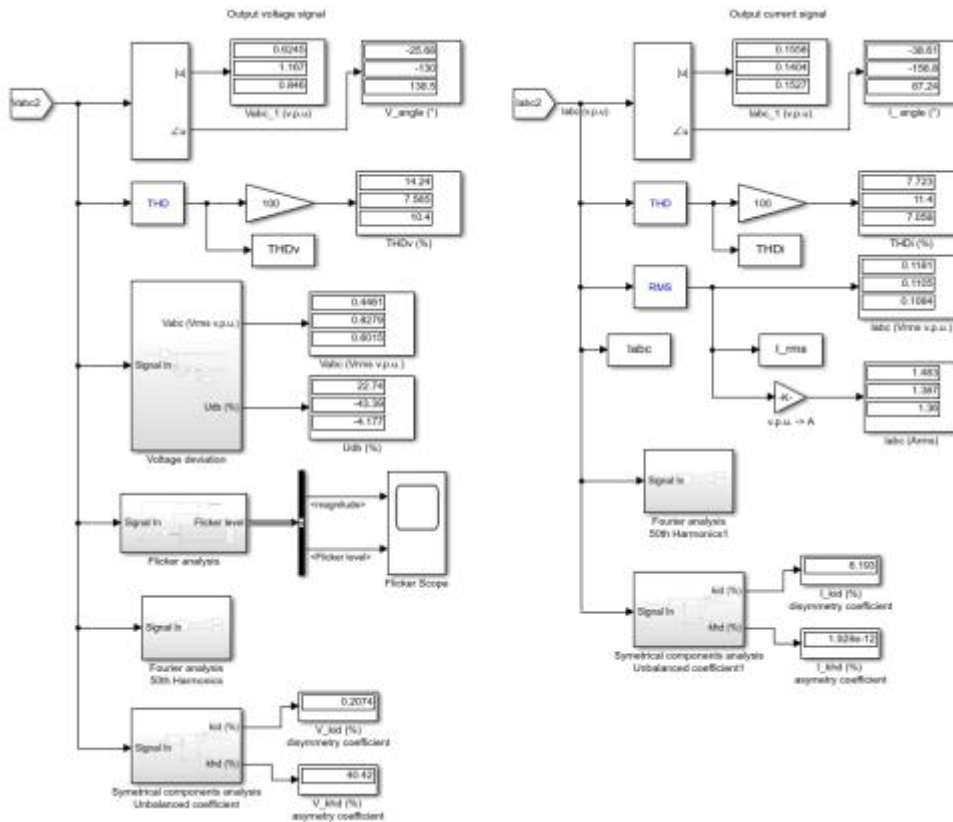


Figura 10. Determinación de indicadores de calidad de producto técnico para señales de tensión y corriente en el PCC del micro sistema híbrido (ver Figura 8).

Entre los métodos y técnicas utilizados actualmente para controlar inversores en microrredes fotovoltaicas conectadas a la red se encuentran el uso de controladores resonantes proporcionales (PRC) en el lazo de control de corriente, la modulación de ancho de pulso de vector espacial (SVPWM), el uso de Modular Multilevel Converter (MMC) y el uso del filtro activo Shunt (SHAF)

(Dong et al., 2018; Garcia Torres, 2015; Or-tega et al., 2016; Sreelekshmi, Prasad, and Nair, 2016; Viswanathan and Kumar, 2017). Cada uno de estos métodos tiene ventajas y desventajas para cada una de las diferentes configuraciones del microsistema, así como para solucionar cada uno de los problemas que puedan presentarse en el mismo.



Paneles solares en el CIES

Problema de investigación

Bajos niveles de calidad de potencia en la energía eléctrica suministrada, en concreto los relacionados con distorsión armónica, desequilibrio de corriente y tensión, y desviación de tensión, en sistemas híbridos con generación fotovoltaica y conexión a red.

Una posible solución a este problema estaría dada a través del diseño de estrategias de control avanzado del convertidor cuya salida alimenta el microsistema con conexión a red, de tal forma que, como criterio de su desempeño, se tenga en cuenta, primero el cumplimiento de los límites regulados de la potencia, y luego, los indicadores de calidad de la energía. Esto reduciría las pérdidas técnicas asociadas (como el calor disipado en transformadores, motores, líneas de distribución, etc., debido a la resistencia del cobre, la histéresis magnética, y las corrientes de Foucault), y garantizaría un aumento en la sostenibilidad de las inversiones.

Novedad

La novedad de esta investigación radica en establecer los métodos de diseño de estrategias de control avanzado de inversores en microsistemas fotovoltaicos con conexión a red, de tal forma

que sean capaces de manifestarse en el cumplimiento simultáneo, dentro de los límites regulados, de los indicadores de calidad de la energía eléctrica suministrada, logrando una reducción de pérdidas técnicas (como por ejemplo, pérdidas en el cobre, así como pérdidas adicionales en transformadores, y máquinas rotativas). Esto también afectaría los costos de operación del sistema ya que la reducción de pérdidas libera capacidades, y aumenta la eficiencia del sistema. Se produciría también la reducción de los costos de operación para la empresa distribuidora, y la reducción de los costos de facturación para la empresa consumidora. La reducción de pérdidas contribuye a la reducción de averías, y a alargar la vida útil de los equipos, se reducen los costos de mantenimiento y reposición.

Importancia social, económica y medioambiental

Algunos indicadores de la calidad de la energía eléctrica suministrada, como el desbalance y la distorsión armónica, influyen en las pérdidas del sistema, reduciendo la vida útil de los elementos que lo componen e incrementando sus costos de operación. En las redes de distribución secundaria, las pérdidas se concentran en las líneas de distribución y los transformadores. El crecimiento acelerado de las cargas no lineales, y la generación híbrida agravan los indicadores de calidad y aumentan estas pérdidas que son proporcionales al cuadrado de la corriente.

Entre los efectos de los armónicos en los elementos del circuito de distribución se pueden mencionar los siguientes (Castilla et al., 2013; Gómez-Sarduy et al., 2014; Gurgi et al., 2018; Manikanta et al., 2020; Ruggero Ríos y Sánchez Quintana, 2014):

- Los armónicos producen pérdidas adicionales (efecto Joule) en conductores y equipos.
- La presencia de corrientes armónicas puede requerir un mayor nivel de potencia contratada y, en consecuencia, aumentar los costos.
- Los conductores deben dimensionarse teniendo en cuenta la circulación de corrientes armónicas. Debido al efecto pelicular, la resistencia de estos conductores aumenta con la frecuencia. Para evitar pérdidas excesivas por efecto Joule, es necesario sobredimensionar los conductores de neutro.
- Los interruptores automáticos de las instalaciones están sujetos a picos de corriente provocados por armónicos. Estos picos provocan disparos intempestivos con las consiguientes pérdidas de producción, así como los costos correspondientes al tiempo necesario para volver a poner en funcionamiento la instalación.
- Cuando el nivel de distorsión en la tensión de alimentación se acerca al 10%, la vida útil del equipo se acorta considerablemente. La reducción se ha estimado en:
 - 32,5% para máquinas monofásicas
 - 18% para máquinas trifásicas
 - 5% para transformadores

En base a los resultados obtenidos, será posible implementar mejoras en el sistema eléctrico con sistemas híbridos con generación fotovoltaica conectados a la red de distribución. Estas mejoras

reducirán las pérdidas técnicas en el sistema y, en consecuencia, reducirán los costos operativos del sistema.

Referencias

- Castilla, M., Miret, J., Camacho, A., Matas, J., & De Vicuna, L. G. (2013). Reduction of current harmonic distortion in three-phase grid-connected photovoltaic inverters via resonant current control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(4), 1464–1472. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2167734>
- Castro Fernández, M., Vilaragut Lanes, M., Filgueiras Sains De Rozas, M. L., Santos Fuentefría, A., & Rodríguez Gámez, M. (2018). Challenges and Technical Requirements for Integration of Renewable Energy Sources in Cuban Electric System. *International Journal of Physical and Engineering*, 2(3), 1–9. <https://doi.org/10.29332/ijpse.v2n3.190>
- Chattopadhyay, S., Mitra, M., & Sengupta, S. (2011). Electric Power Quality. In *Power Systems* (Vol. 62). https://doi.org/10.1007/978-94-007-0635-4_2
- Dong, H., Yuan, S., Han, Z., Ding, X., Ma, S., & Han, X. (2018). A Comprehensive Strategy for Power Quality Improvement of Multi-Inverter-Based Microgrid with Mixed Loads. *IEEE*, 6, 30906–30916. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2826923>
- Dugan, R. C., Mcgranaghan, M. F., Santoso, S., & Beaty, H. W. (2004.). *Electrical Power Systems Quality* (Second Edi). Retrieved from https://drive.google.com/file/d/1Yr-NYTB_cN7mBQA_isNHfwxilVRz3uilg/view
- García Torres, F. (2015). *Advanced Control of Renewable Energy Microgrids with Hybrid Energy Storage System*. Universidad de Sevilla.
- Gómez-Sarduy, J., Quispe, E., Reyes Calvo, R., & Sousa Santos, V. (2014). Influencia de los armónicos de corriente sobre las pérdidas en los transformadores de distribución monofásicos con derivación central. *El Hombre y La Máquina*, 45(julio-diciembre), 33–43. Retrieved from <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=47838946005>
- Guerra, L. (2014). *Perspectivas y retos del Sistema Electroenergético Nacional*.
- Gurgi, Z. K., Yehia, D. M., Azmy, A. M., & Hassan, A. (2018). Harmonic Reduction for Grid-Connected Photovoltaic System based on Multilevel Inverter. *AUSTRALIAN JOURNAL OF BASIC AND APPLIED SCIENCES*, 12(9), 135–145. <https://doi.org/10.22587/ajbas.2018.12.9.23>
- IEC. (2002). *Norma IEC 61000-2-2: "Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems"*
- Kennedy, B. (2000). *Power Quality Primer*. <https://doi.org/10.1036/0071344160>
- Manikanta, C. K., Manoj Kumar, I., Seshi Reddy, D., Lakshmi Narayana, G., & Dharani, P. (2020). Power quality improvement in grid connected solar system. *Journal of Critical Reviews*, 7(6), 904–908. <https://doi.org/10.31838/jcr.07.06.155>
- Ortega, R., Carranza, O., Sosa, J. C., García, V., & Hernández, R. (2016). Diseño de controladores para inversores monofásicos operando en modo isla dentro de una microrred. *RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial*, 13(1), 115–126. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.09.010>

- Ruggero Ríos, B., & Sánchez Quintana, M. (2014). Incidencias de Cargas No Lineales en Transformadores de Distribución. *Revista Científica de La Universidad Del Cono Sur de Las Américas (UCSA)*, 1(diciembre), 33–51. Retrieved from <http://scielo.iics.una.py/pdf/ucsa/v1n1/v1n1a05.pdf>
- Sreelekshmi, R. S., Prasad, A., & Nair, M. G. (2016). Control and operation of microgrid connected Hybrid Energy Storage System. *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, ICEETS 2016*, 356–360. <https://doi.org/10.1109/ICEETS.2016.7583780>
- Stetz, T., Kraiczy, M., Diwold, K., Braun, M., Bletterie, B., Mayr, C., ... Yibo, W. (2014). High Penetration PV in Local Distribution Grids Outcome of the IEA- PVPS Task 14' s Subtask 2. *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2014)*, 15(1), 3994–3999. Retrieved from <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=58#c92>
- UNE. (2011). *UNE-EN 50160: Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*.
- UNE. (2019). *Informe de Diagnóstico Energético en el servicio PGD Hospital Clínico Quirúrgico Juan Bruno Sayas de Santiago de Cuba*.
- Vázquez, L., Majanne, Y., Castro, M., Luukkanen, J., Hohmeyer, O., Vilaragut, M., & Diaz, D. (2018). Energy System Planning towards Renewable Power System: Energy Matrix Change in Cuba by 2030. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 522–527. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.756>
- Viswanathan, L., & Kumar, S. (2017). A review: Control strategies for power quality improvement in microgrid. *International Journal of Renewable Energy Research*, 8(1), 150–165. https://www.researchgate.net/publication/323837597_A_review_Control_strategies_for_power_quality_improvement_in_microgrid



IV. RECURSOS ENERGÉTICOS EN CUBA

IV. Introducción

Luis Vázquez Seisdedos, Miriam Vilaragut Llanes, Yrjö Majanne

La República de Cuba es un archipiélago ubicado en el mar Caribe, con una superficie de 109 886 km². En este momento, el suministro de energía eléctrica en Cuba depende de combustibles fósiles importados, principalmente fuel oil y diésel, para la generación de energía. La naturaleza vulnerable de los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo (PEID) exige una transición energética más rápida hacia las Fuentes Renovables de Energía (FRE), que también es más propicia para la inversión (Ashtine et al., 2018).

Para lograr los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) regionales, como la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes, es probable que una parte significativa de la nueva capacidad de generación de energía en el Caribe provenga de fuentes renovables. Hohmeyer y Welle (2018) han demostrado que Cuba tiene un vasto recurso de energía solar (más de 1 700 00 MW), así como un recurso de energía eólica muy sustancial (alrededor de 19 000 MW). Además de estas dos grandes fuentes renovables de energía, Cuba puede utilizar un gran recurso de biomasa a partir de residuos agrícolas y forestales, así como un uso moderado de cultivos energéticos. Además, Cuba cuenta con suficientes recursos hidroeléctricos y áreas con más de 300 m de desnivel, que pueden ser utilizados para construir la capacidad de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo necesaria para equilibrar la oferta y la demanda del sistema eléctrico.

Sin embargo, la naturaleza variable de la producción renovable de energía dependiente del clima ha sido ampliamente evaluada como una limitación de la capacidad de las pequeñas redes nacionales insulares para mantener la demanda de carga diaria. Las redes aisladas sin conexiones estabilizadoras con los sistemas eléctricos vecinos son muy sensibles a las perturbaciones en el equilibrio entre el suministro y la demanda de energía. Los sistemas de almacenamiento desempeñarán un papel clave en el mantenimiento de un suministro de electricidad estable, lo que permitirá una gran integración de fuentes renovables de energía a pesar del envejecimiento de la infraestructura de la red.

El sistema eléctrico actual de Cuba depende principalmente de combustibles derivados del petróleo y el gas natural. Cuba cuenta con producción propia de petróleo y gas, pero el 30 - 40% del crudo utilizado para la producción de energía es importado (ONEI, 2021). Actualmente, la generación basada en fuentes renovables cubre solo el 5,2% de la producción total de electricidad. El sistema eléctrico cubano es administrado por la Unión Eléctrica de Cuba (UNE). La capacidad total de generación de la UNE es de aproximadamente 6 000 MW. De este total, 2 600 MW de esta generación se basan en centrales eléctricas de vapor alimentadas con fuel oil pesado y petróleo crudo, y son unidades generadoras de entre 80 MW y 300 MW; 600 MW se basan en unidades de

turbinas de gas alimentadas con gas natural, con una capacidad unitaria de 50 MW; 1100 MW en centrales eléctricas de vapor, y motores de combustión interna (ICE) de mediana y pequeña escala alimentadas con fuel oil; y 1100 MW en diésel. La generación basada en fuentes renovables de energía consta de 470 MW en calderas de biomasa, 63 MW de energía hidroeléctrica (JICA, 2016), 11 MW de energía eólica, y 217 MW de energía solar fotovoltaica.

El gobierno cubano ha instituido una serie de reformas en el sector energético centradas en equilibrar los costos, mejorar la eficiencia energética, reducir los riesgos en la distribución de energía, aumentar la cooperación internacional, e implementar tecnologías renovables de energía. Se estima que al 2030 las fuentes primarias de generación de energía eléctrica serán: petróleo crudo 32%, otros combustibles fósiles 21%, biomasa 14%, fuel oil 13% (motores 9% y plantas de vapor 5%), gas natural 8%, eólica 6%, solar 3%, diésel 1% e hidroeléctrica 1%. El plan de la participación de las diferentes fuentes de energía en 2030 se muestra en la Figura 1.

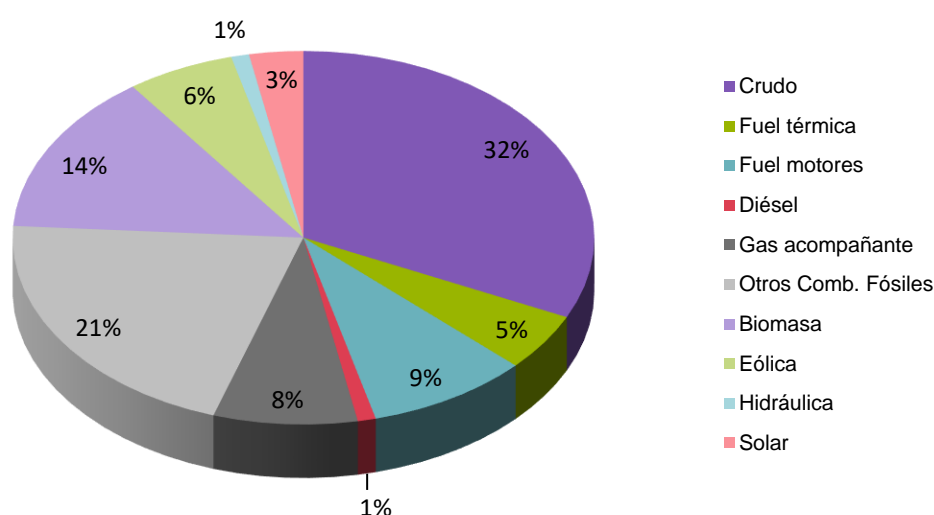


Figura 1. Matriz Eléctrica en 2030 (Montes Calzadilla, 2019).

Según el plan de política del gobierno (MINEM, 2021), para el 2030 el consumo de electricidad aumentará un 40%, de 20 TWh a 28 TWh, y la participación de las fuentes renovables aumentará a un 24% de la producción total. En 2030, se espera que los recursos de generación a partir de fuentes renovables consistan en 1400 MW de capacidad térmica alimentada con biomasa, 700 MW de capacidad solar fotovoltaica, 700 MW de capacidad eólica y 120 MW de energía hidroeléctrica a pequeña escala. El crecimiento planificado de la utilización de diferentes fuentes de energía renovable de 2013 a 2030 se muestra en la Figura 2.

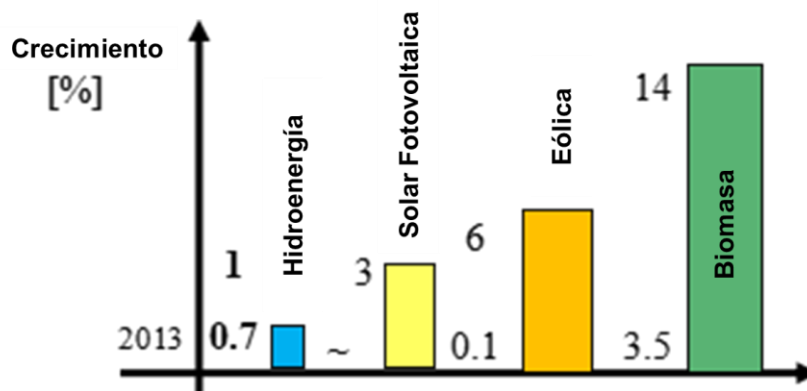


Figura 2. Incremento de la capacidad instalada desde 2013 al 2030.

Suponiendo un crecimiento económico sustancial de 2017 a 2040, la demanda de electricidad actual de alrededor de 20 TWh/a puede crecer incluso hasta 60 TWh/a en 2040, teniendo en cuenta diferentes escenarios: 28 TWh/a para escenario base BAU, por sus siglas en inglés (Business as Usual Scenario); 44 TWh/a si el consumo no eléctrico en los sectores residencial e industrial se convierte en electricidad; y 60 TWh/a si todo el sector del transporte se convierte a electricidad. El análisis de Hohmeyer y Welle (2018) ha demostrado que la combinación de 14 500 MW de energía eólica, 8 400 MW de energía solar fotovoltaica, 1 500 MW de biogás, 236 MW de energía hidroeléctrica y 3 000 MW de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, junto con el uso de biodiésel en los 2 500 MW de generadores diésel existentes como respaldo del sistema, puede abastecer toda la demanda de electricidad de Cuba para un escenario de 60 TWh/a, que incluye la movilidad eléctrica, y la sustitución de gas natural y petróleo en los sectores residencial e industrial.

La mayor proporción de fuentes renovables de energía en el futuro sistema eléctrico plantea varios desafíos para la planificación y operación del sistema. La dependencia climática de la generación eólica y solar fotovoltaica aumenta la incertidumbre en los supuestos de diseño del sistema, que deben tenerse en cuenta en la toma de decisiones sobre la capacidad de generación y las reservas requeridas, la necesidad de almacenamiento de energía, la estrategia de control, y la flexibilidad del sistema. Aumentar la participación de FRE en el sistema eléctrico aumenta las necesidades de control (seguimiento de carga + generación variable), mientras que la participación de la capacidad de generación térmica controlable suele reducirse. Por lo tanto, habrá una mayor cantidad de perturbaciones en el balance de carga que será regulada por una menor capacidad de generación controlable. Además, al reemplazar una gran cantidad de turbinas de vapor o generadores síncronos accionados por ICE bloqueados en la frecuencia del sistema eléctrico por turbinas eólicas y generadores fotovoltaicos solares conectados a la red eléctrica por convertidores basados en electrónica de potencia, el sistema eléctrico pierde mucho de estabilización de la inercia. Esto hace que el sistema de potencia sea más sensible a problemas graves de estabilidad de frecuencia del sistema. La inercia reducida acelera la dinámica de las perturbaciones de frecuencia debido a un desequilibrio entre la generación y el consumo de energía, que da como resultado una mayor necesidad de una capacidad de consumo o generación controlable de reacción rápida.

Por lo tanto, la introducción masiva de FRE en el sistema eléctrico cubano no es solo una cuestión política, sino que también requiere un análisis profundo de la metodología de planificación del sistema, diseño de control y cuestiones de operación. Los diseñadores de sistemas eléctricos necesitan nuevos conocimientos para poder afrontar todos los desafíos que plantea el nuevo tipo de sistemas eléctricos de GD con una alta proporción de generación a partir de fuentes renovables variables (Castro Fernández et al., 2018).

Conclusiones

La decisión política de cambiar la matriz energética de Cuba involucra varios temas, incluyendo la economía energética, los problemas ambientales y la eficiencia energética. La transición a la utilización de fuentes renovables de energía reducirá la cantidad de combustibles importados y el impacto ambiental perjudicial. Además, la estructura de generación distribuida (GD), en lugar de la generación centralizada reducirá las pérdidas de transmisión (Bouhouras y Labridis, 2012), y mejorará la resiliencia del sistema ante los ataques de huracanes y otros desastres naturales locales.

La transición de una matriz energética basada en combustibles fósiles a una basada en fuentes renovables es un desafío necesario. La transición a un sistema energético sostenible basado en energías renovables requiere una tecnología nueva y sofisticada. Durante la fase de transición, la generación térmica se utilizará para garantizar el funcionamiento del nuevo sistema, y dar tiempo para encontrar soluciones a los posibles problemas derivados de la creciente utilización de la generación renovable variable en la producción de energía. Este nuevo entorno operativo flexible requiere más personal operativo y técnico profesionalmente calificado, para administrar y ejecutar el sistema.

Este Capítulo IV consta de siete subcapítulos. Luego de esta introducción, Conrado Moreno y Miguel Castro Fernández discuten sobre el potencial de la generación eólica en Cuba. Luego Rubén Ramos Heredia, José Emilio Camejo Cuán y Saddid Lamar Carbonell nos presentan la generación solar fotovoltaica; Jorge Jadid Tamayo Pacheco, Ángel Rubio González, Junior Lorenzo Llanes y Ángel Luis Brito Sauvanell discuten el papel de la generación de energía a base de biomasa; Leonardo Peña Pupo, Ernesto Yoel Fariñas Wong y Ángel Luis Brito Sauvanell analizan los recursos y el desarrollo de la energía hidroeléctrica; y finalmente, Miguel Castro Fernández, Rafael Pomares Tabares y Miriam Vilaragut Llanes analizan el tema del almacenamiento de energía. Este capítulo también presenta nueve temas de tesis doctorales de investigadores cubanos relacionados con los recursos energéticos. Los temas son:

- Modelado Inverso de Gasificación por Plasma con Temperatura de Gasificación y Requerimientos de Relación H₂/CO del Gas Producido por Jorge Jadid Tamayo Pacheco
- Modelo matemático del cultivo mixotrófico de la microalga *Chlorella* SP. en un fotobiorreactor de película de caída aire libre por Orlando Alfaro Vives
- Modelos de predicción de vida útil de LED blancos utilizados en iluminación por Diego de los Ángeles Fernández Labrada

- Metodología para el Dimensionamiento y Ubicación Óptima de Sistemas Fotovoltaicos (PVS) con algoritmos evolutivos por Adrian Romeu Ramos
- Efecto de la acumulación de polvo en el desempeño de módulos fotovoltaicos instalados en ambientes mineros e industriales por Liomnis Osorio Laurencio
- Seguimiento del punto de Máxima Potencia mediante técnica de inteligencia artificial en sistemas fotovoltaicos por David Díaz Martínez
- Mejorar la eficiencia energética en micro-Centrales Hidroeléctricas en régimen autónomo controlando la frecuencia con convertidores CA-CA por Henry Bory Prévex
- Procedimiento para la operación eficiente de un sistema generador de fuel oíl por Aliniuska Noa Ramírez
- Incremento de la calidad de la electricidad y ahorro de agua en microcentrales hidroeléctricas autónomas a través de un procedimiento combinado de control de carga de flujo-descarga por Leonardo Peña Pupo

Referencias

- Ashtine, M., Koon Koon, R., Grant, D., & Maharaj, A. (2018). Advancing the Caribbean energy landscape: A comprehensive review of the state of electric vehicles and storage systems. *Conference Proceedings, the Caribbean Academy of Sciences, University of the West Indies, Mona*, 29. https://www.researchgate.net/profile/Masao-Ashtine/publication/328030940_Advancing_the_Caribbean_Energy_Landscape_-_A_Comprehensive_Review_of_the_State_of_Electric_Vehicles_and_Storage_Systems/links/5e5fb4fba6fdccbeba1a2204/Advancing-the-Caribbean-Energy-
- Bouhouras, A. S., & Labridis, D. P. (2012). Influence of load alterations to optimal network configuration for loss reduction. *Electric Power Systems Research*, 86, 17–27. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.11.023>
- Castro Fernández, M., Vilaragut Llanes, M., Filgueiras Sainz de Rozas, M. L., Santos Fuentefría, A., & Rodríguez Gamez, M. (2018). Challenges and technical requirements for integration of renewable energy sources in Cuban electric system. *International Journal of Physical Sciences and Engineering*, 2(3), 1–9. <https://doi.org/10.29332/ijpse.v2n3.190>
- Galván, E., Garrido, L., & Guerrero, F. (2017). ¿Cómo la electrónica de potencia ayuda a aumentar la penetración de las FRE en redes eléctricas aisladas? *Conferencia CIPEL-CUJAE*. La Habana.
- Hohmeyer, O., & Welle, J. (2018). Cuban Society based on 100% renewable energy sources: A first scenario analysis. *CRECE Project*.
- JICA. (2016). *Estudio para la Recolección de Datos sobre el Sector de Electricidad en la República de Cuba: Informe Final*. Retrieved from http://open_jicareport.jica.go.jp/pdf/12253035.pdf
- MINEM. (2021). Energías Renovables. Política y Lineamientos. Retrieved from Ministerio de Energía y Minas de Cuba website: <https://www.minem.gob.cu/energias-renovables>

- Montes Calzadilla, R. (2019). *Modelación de la Transición Energética en el Sistema Eléctrico Nacional cubano utilizando el software IRENA FlexTool*. Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría.”
- ONEI. (2021). ANUARIO ESTADÍSTICO DE CUBA 2020. CAPÍTULO 10: MINERÍA Y ENERGÍA. In *Anuario Estadístico de Cuba 2020*.

IV.2. Energía Eólica en Cuba.

Conrado Moreno Figueredo, Miguel Castro Fernández.

Introducción

Para junio de 2014, el Consejo de ministros y la Asamblea Nacional aprobaron la “Política para el aprovechamiento y perspectiva de desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y Eficiencia Energética 2014-2030”. El Consejo de ministros y la Asamblea Nacional también aprobaron el cronograma de implementación de esta estrategia. En este cronograma, la proyección para la instalación de nuevas centrales eléctricas es la siguiente:

- 13 parques Eólicos: 633 MW
- Parques Solares Fotovoltaicos: 700 MW
- 19 Bioléctricas de Biomasa de Caña de Azúcar: 755 MW
- 74 pequeñas Centrales Hidroeléctricas: 56 MW

Actualmente, la participación de las fuentes renovables de energías en la matriz de generación eléctrica es del 4%. El objetivo nacional es alcanzar el 24% para 2030, (6 veces más), sobre la base de objetivos anteriores, utilizando tecnologías renovables de energía. La generación de energía será de cerca de 7 245 GWh por año. Este salto requerirá alrededor de 3.700 millones de dólares para las importaciones. Con esta cantidad de fuentes renovables de energía produciendo electricidad, no se emitirán a la atmósfera 6 millones de toneladas/año de CO₂. Finalmente, el cumplimiento de este objetivo contribuirá a mitigar el cambio climático y proteger el medio ambiente.

Situación actual de la energía eólica en Cuba

La capacidad total de energía eólica instalada en Cuba hasta fines de 2019 fue de 11,7 MW. Cuatro parques eólicos están en operación en el país:

- Parque Eólico Turiguanó: 0,45 MW
- Parque Eólico Los Canarreos: 1,65 MW
- Parque Eólico Gibara I: 5,1 MW
- Parque Eólico Gibara II: 4,5 MW

Para los próximos 10 años, se planea ubicar 13 parques eólicos en la parte este de la isla. Hoy en día, el mercado eólico cubano está dominado por la tecnológica española Gamesa (alrededor del 44 % del total de la instalación). Otros son Goldwind (38%), Vernegt (14%) y Ecotecnia (4%).



Modelo de molino de viento para bombeo

Recurso de energía eólica

A fines de 2005, el gobierno decidió adquirir e instalar 88 estaciones de medición de viento con sensores a 10, 30 y 50 m de altura, más 12 estaciones de referencia a 100 m de altura. Los datos recolectados por estas estaciones, junto con el conjunto de datos históricos de las 68 estaciones de la Red Meteorológica Nacional, y el proceso llevado a cabo para identificar las zonas más ventosas, han revelado que 8 zonas ubicadas en el oriente del país son aptas para instalar parques eólicos, y será posible alcanzar 633 MW. La Figura 1 muestra las zonas donde se planean los futuros parques eólicos. La velocidad media del viento en estas zonas es superior a 6 m/s, y la densidad de potencia es superior a 250 W/m². Hay otras áreas que también se analizan actualmente.

Cuba comenzó a estudiar su potencial de energía eólica a mediados de la década de 1990. Una versión del Mapa Eólico de Cuba (2006) fue elaborada por profesionales cubanos. Este Mapa Eólico ofrece una distribución detallada de los recursos eólicos. Es la primera caracterización del potencial eólico del país.

- A partir de la aplicación del modelo WASP a microescala del Laboratorio Riso y utilizando los datos de superficie de 40 estaciones meteorológicas pertenecientes a la Red Meteorológica Nacional, se elaboró este mapa de vientos. Según este Mapa Eólico, el potencial eólico teórico ronda los 5 000 MW y 14 000 MW.

- Para el año 2013, el Instituto Meteorológico Nacional lanzó una nueva versión del Mapa Eólico en el marco de la 12ª Conferencia y Exposición Mundial de Energía Eólica, WWEC2013, en La Habana, Cuba.

Futuro y perspectivas

Para los próximos 10 años (hasta 2030), se planea ubicar 13 parques eólicos en la parte este de la isla. La situación actual de estos parques eólicos es la siguiente:

- Se han obtenido fondos para 3 parques eólicos. Uno de ellos está en construcción (Parque Eólico Herradura I)
- Una empresa extranjera firmó un contrato con la UNE para la instalación de 7 parques eólicos.
- Se encuentran en negociación el resto de los parques eólicos.

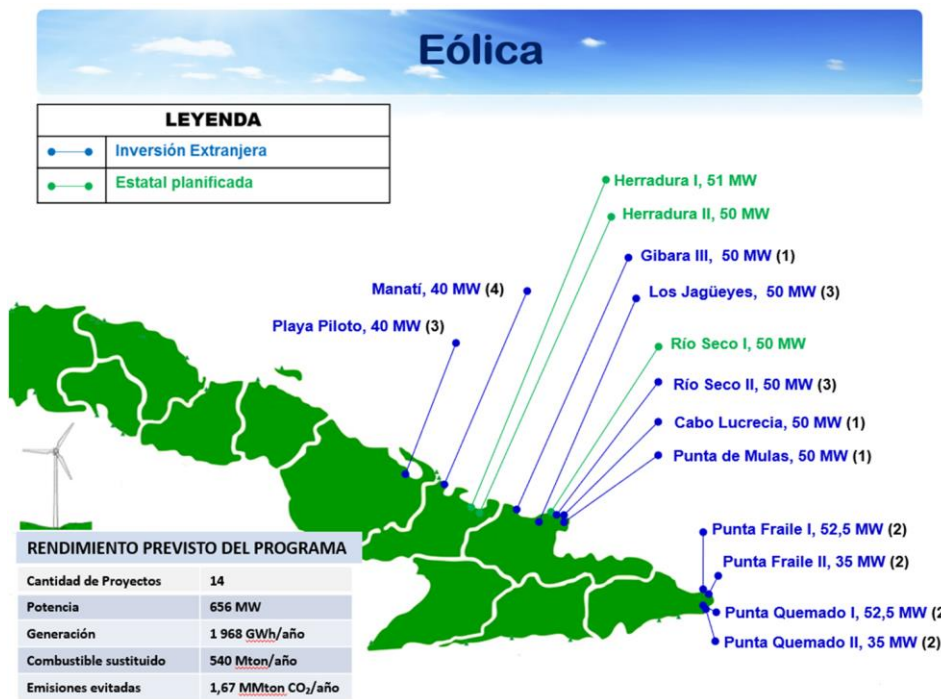


Figura 1. Localización de los parques eólicos planificados

No existe una política declarada enfocada en aerogeneradores pequeños y medianos, por lo que el uso de estas tecnologías se encuentra estancado, a pesar de que existe un gran mercado en diferentes sectores: industria, turismo, electrificación de comunidades, agricultura, etc.

El uso de molinos de viento para el bombeo de agua es una tradición en Cuba. Hoy en día, más de 10 000 bombas eólicas están en funcionamiento en el país y su desarrollo está en progreso.

La interconexión a la red de parques eólicos en Cuba

Los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución (PCC, 2011) fueron aprobados en el VI Congreso del Partido Comunista de Cuba en abril de 2011, y refrendados como

Ley de la Asamblea Nacional del Poder Popular en diciembre de ese mismo año, plantean en el artículo 247 la necesidad de "... promover el uso de las diferentes fuentes renovables de energía ... priorizando aquellas que tengan mayor efecto económico...".

La introducción masiva de fuentes renovables de energía presenta varios desafíos dentro del Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Dada la naturaleza intermitentemente variable en el tiempo de los proyectos de energía eólica, y el proceso de integración en el SEN, no debe olvidarse que si bien existen ventajas en su uso (es una forma de generación que puede ser amigable tanto para el consumidor como para el medio ambiente, requiere un menor tiempo de construcción y sus costos son actualmente competitivos), existen otros elementos que hay que considerar:

- Los sitios con vientos más fuertes generalmente están ubicados en áreas remotas, por lo que se requiere una infraestructura adecuada para llevar la energía generada por el viento a los centros de carga.
- Normalmente, los patrones de flujo de potencia y las características dinámicas del sistema deben cambiar cuando se integran parques eólicos a gran escala en el sistema eléctrico.
- Se deben realizar estudios de caudal, tanto para condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia, para analizar la sobrecarga potencial de las líneas de transmisión, así como estudios de estabilidad dinámica del sistema con la implantación del parque eólico.

Es por esto por lo que la integración de parques eólicos en el país tiene sus propias reglas, adaptadas al tipo de sistema eléctrico y sus características particulares. Por ejemplo, respecto a las regulaciones de tensión en el punto de conexión de los parques eólicos a la red, la Compañía Eléctrica Alemana VDEW (Ver-band der Elektrizitätswirtschaft) establece que los cambios bruscos de tensión (% de la tensión nominal en el punto de conexión) no pueden superar el 2%, mientras que Eltra (Dinamarca) plantea un 3% como límite (Ackermann, 2012).

El SEN cubano tiene ciertas condiciones, asociadas a su topología o configuración, que lo caracterizan como un sistema débil. Por ello, independientemente de que la posible penetración de la energía eólica en el SEN pueda definirse con estudios a escala de todo el sistema, llegando a análisis estacionarios y dinámicos, algunos especialistas consideran imprescindible, explotar las características de la GD en Cuba. Esto permite trabajar y operar sistemas regionales en forma de isla intencional si es necesario (lo cual ya ha sido probado y demostrado con el uso de combustible y generadores diésel). Por otro lado, también es importante evaluar las condiciones de interconexión de las fuentes renovables de energía (FRE) en cada nodo, para utilizar dicha conexión de manera estable y eficiente, tanto en condiciones de todo el sistema como en condiciones de isla intencional, siendo necesario analizar el comportamiento de las microrredes. Se crean así, bajo diferentes condiciones, con la presencia de tecnología eólica: estabilidad de la tensión en estado estacionario, comportamiento de la tensión transitoria, estabilidad a pequeñas perturbaciones y estabilidad de frecuencia. No debe olvidarse que la integración de la energía eólica a los Sistemas

Eléctricos de Potencia (SEP) presenta mayores desafíos en aquellos países donde existen problemas de control, limitación de interconexiones y menores niveles de carga, características que se asemejan mucho a las condiciones del SEN cubano.

En cuanto al uso de métodos de interconexión (corriente alterna y/o corriente continua), que se utilizan internacionalmente para la integración de parques eólicos en SEP, en Cuba se podrían utilizar ambos, sobre todo si se considera la posible interconexión. De los actuales sistemas eléctricos aislados, que se operan en los polos turísticos ubicados en la margen norte y sur del archipiélago, con el SEN cubano, e incluso el sistema eléctrico de la Isla de la Juventud (que tiene características muy particulares y es algo diferente del resto de los sistemas aislados de la red eléctrica antes referida), interconexiones que, por la capacidad de potencia requerida para transmitir y la distancia entre los cayos e islas con la isla más grande del archipiélago, pueden justificarse técnica y económicamente en corriente continua. Esto permitiría entregar energía a dichos territorios desde parques eólicos ubicados en el territorio de la isla principal.

En cuanto al uso de diferentes tecnologías de aerogeneradores, los resultados obtenidos, tanto en los estudios realizados a nivel internacional como en los estudios que se han realizado en el sistema eléctrico de la Isla de la Juventud en los últimos años, permiten sugerir que la integración de los aerogeneradores de tipo de velocidad variable es capaz de proporcionar una mayor regulación al sistema. Ante un fallo en un SEP, para conseguir un mejor comportamiento, este tipo de tecnología debe, en cualquiera de sus variantes de diseño y también en las actuales, basarse en tecnología de convertidor completo; que deben, de manera preferente utilizarse en el SEN.

Asimismo, la utilización de Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés) es una variante que no debe ser descuidada en la integración de los parques eólicos al SEN cubano, por las posibilidades que ofrece en relación a mejorar su regulación, partiendo de la premisa de conexión de estos parques eólicos en el sistema de transmisión del SEN. Este tipo de tecnología ofrece oportunidades para controlar la potencia y aumentar la capacidad útil de transmisión en las líneas a partir del control que estas realizan sobre los diferentes parámetros que rigen el funcionamiento de los sistemas de transmisión como son las impedancias, corrientes, voltaje y el ángulo de fase. (Glanzmann, 2005).

References

- Ackermann, T. (Ed.). (2012). *Wind Power in Power Systems*. <https://doi.org/10.1002/9781119941842>
- Glanzmann, G. (2005). *FACTS: Flexible Alternating Current Transmission Systems*. <https://doi.org/10.3929/ethz-a-004891251>
- PCC. (2011). Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución. *Periodico Granma*. http://www.granma.cu/granmad/secciones/6to-congreso-pcc/Folleto_Lineamientos_VI_Cong.pdf

IV.3. Energía Solar Fotovoltaica en Cuba.

Rubén Ramos Heredia, José Emilio Camejo Cuán, Saddid Lamar Carbonell

Política para el desarrollo de la energía solar en Cuba

Como parte de una política de Estado y de su plan de desarrollo hacia 2030, Cuba ha impulsado diferentes programas de inversión, con el fin de incrementar a un 24% la participación de las fuentes renovables de energía (FRE) en la matriz energética del país a partir del año 2014 (Ministerio de Energía y Minas, 2019). Con estos programas se aspira a instalar más de 2000 MW en nuevas capacidades, que incluyen bioeléctricas, parques solares fotovoltaicos, parques eólicos y pequeñas centrales hidroeléctricas.

El gobierno cubano ha dado una alta prioridad a la ejecución de estos programas por el bajo impacto medioambiental del uso de las FRE, así como su contribución a la independencia energética del país. Hasta el momento, se percibe un mayor avance en las inversiones en parques solares fotovoltaicos, lo que se debe, en gran medida, al abaratamiento de esta tecnología (PVinsights, 2021), la experiencia adquirida en su explotación, y la facilidad de la instalación en áreas no cultivables y techos de edificaciones.

El programa de inversión solar fotovoltaico se planeó inicialmente para la instalación de 700 MW hasta el 2030. Hasta marzo del 2021, se habían instalado 227 MW en sistemas fotovoltaicos conectados al sistema eléctrico, de ellos 215 MW en 72 parques sincronizados al sistema eléctrico y 12 MW instalados en techos y áreas propias de las entidades (figura 1). Las provincias que mayores avances presentan son Artemisa, Granma, Cienfuegos, Sancti Spiritus y Pinar del Río (Alonso Falcón, Figueredo Reinaldo, y Sifonte Díaz, 2021b).

Como principales resultados logrados hasta la fecha se reporta que la totalidad de los parques construidos se encuentran generando, y permiten el cubrimiento del 6,72 % de la demanda eléctrica en el horario del medio día, lo que representa el 2.37 % de la energía total consumida en 24 horas en el país, equivalente al consumo de 147 mil viviendas (Alonso Falcón et al., 2021b). Además, mantienen una disponibilidad técnica superior al 98 % y su producción de energía se corresponde con la planificada en los estudios de factibilidad.

El país ha invertido más de 250 millones de dólares en este programa, con una generación anual superior a los 340 mil MWh, equivalente a 88 mil 400 toneladas de combustible ahorrado. Esta cantidad significa la no emisión de 285 mil 600 toneladas de CO₂ a la atmósfera.



Figura 1. Potencia fotovoltaica conectada al sistema eléctrico en Cuba hasta marzo del 2021 (Alonso Falcón et al., 2021b)

A principios del año 2021, se realizó una actualización de los programas de inversión en las FRE, basado en el análisis de los resultados obtenidos en estudios del sistema electroenergético nacional (SEN) cubano, su posibilidad de asimilar mayor cantidad de estas tecnologías, y estudios actualizados de evaluación del potencial de las diferentes FRE en la isla. Como resultado, se propone el incremento de la participación de las FRE en un 37 % en el SEN, con un mayor protagonismo de la energía solar fotovoltaica (ESFV), incrementándose el plan de generación, solo de esta tecnología, hasta más de 2000 MW para el 2030 (Extremera San Martín, 2021b).

El sol es el origen de las fuentes renovables de energía. América Latina y el Caribe poseen las radiaciones solares más altas del planeta, de 1 800 a más de 2 200 kWh/m²/año en la inmensa mayoría de su territorio. En el territorio cubano, con casi 110 mil km², se recibe cada día una radiación solar equivalente a la energía que pueden producir cincuenta millones de toneladas de petróleo, o sea, la cantidad de combustible que el país consume en más de 5 años

Cuba, con una superficie de 109 886 km² y ubicada en la región tropical del continente americano, cuenta con un alto potencial de energía solar durante todo el año. En figura 2 se muestra el mapa de irradiación directa normal promedio en todo el territorio nacional, donde se puede observar poca variación de este parámetro, con un promedio anual de 1825 kWh/m² que se corresponde con 5 kWh/m²/día.



Figura 2. Mapa de irradiación directa normal promedio en Cuba, período 1999 – 2018 (Solargis, 2021)

Plan de Gobierno para cumplir con esta política en 2030. Capacidad instalada y plan de instalación para nuevas capacidades.

La política para el desarrollo de las FRE y el uso eficiente de la energía hasta 2030, aprobada por el Consejo de ministros en 2014, y el Decreto Ley No. 345, “Del desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía” (Ministerio de Justicia, 2019), en vigor desde finales de 2019, han trazado el camino y establecido vías, objetivos y regulaciones para el incremento del uso de la FRE, la sustitución progresiva de los combustibles fósiles y la elevación de la eficiencia y el ahorro energético en Cuba.

Uno de los aspectos novedosos aprobados en el decreto ley fue la producción de energía por productores independientes, tanto del sector residencial como entidades con personalidad jurídica no pertenecientes a la Unión Eléctrica (UNE), entre otros, y su compra por la UNE. En este caso, para la formación del precio de compra se tiene en cuenta fundamentalmente el costo evitado en la generación y las normativas del Ministerio de Finanzas y Precios.

Esto promueve el uso de paneles fotovoltaicos a nivel residencial, o sea, la aparición de prosumidores, la comercialización en el mercado nacional de este tipo de tecnología, la importación de esta tecnología por personas naturales y jurídicas, así como la producción nacional de equipos, medios y piezas para el desarrollo de las FRE. Un ejemplo de ello es la fábrica de paneles fotovoltaicos y componentes electrónicos “Ernesto Che Guevara”, ubicada en la provincia Pinar del Río. Esta planta fue modernizada en el año 2018, para que asumiera una producción de 60 000 módulos, con una potencia conjunta de 15 MW. Sin embargo, no se ha podido asegurar una producción de sistemas fotovoltaicos que responda a la demanda del mercado nacional (Extremera San Martín, 2021b), por lo que el sector residencial aún no ha tenido acceso a adquirir este producto.



Parque Solar Fotovoltaico, Abel Santamaría, Santiago de Cuba

Es importante significar que, con el uso de los sistemas fotovoltaicos, se contribuye al programa de electrificación de viviendas en zonas rurales aisladas, generalmente de difícil acceso, a las que se les instalan sistemas autónomos que utilizan módulos fotovoltaicos y baterías. Para mejorar la calidad del servicio eléctrico de estas viviendas, actualmente en la Unión Eléctrica se desarrollan tres proyectos, financiados a través de la colaboración internacional, los que beneficiarán un total 3 mil 383 viviendas, en 14 provincias y el Municipio Especial Isla de la Juventud.

Tipos de parques solares fotovoltaicos en Cuba. Instalaciones solares a pequeña y gran escala. Ventajas y desventajas.

En Cuba a lo largo de los últimos años se han desarrollado dos tipos de instalaciones fotovoltaicas (FV) para los sistemas de conexión a red: los sistemas centralizados y los sistemas descentralizados. Para el uso de uno u otro sistema se tienen en cuenta factores, como las características y condiciones específicas del emplazamiento, cercanía o no de puntos de conexión de baja, media o alta tensión, factores tecnológicos, financiamientos, entre otros.

Mientras para los sistemas centralizados, se utilizan grandes extensiones de terreno, para los descentralizados se utilizan las cubiertas o techos, terrazas o pequeñas áreas de terreno aledañas al emplazamiento.

Las instalaciones FV en las cubiertas o techos y terrazas, se complementan y no limitan las áreas productivas, por lo que no son un obstáculo para el necesario desarrollo agropecuario del país.

A nivel mundial, en los últimos años han comenzado las instalaciones FV en espejos de agua, con un costo más elevado, aunque continúan abaratándose. Entre sus ventajas está, el aumento de eficiencia por menor calentamiento de los paneles solares. También se desarrollan variantes de instalaciones en la agricultura, denominada agro fotovoltaica. Son dos alternativas que pueden tener aplicaciones en Cuba, pero a más largo plazo. Actualmente los aportes mayores deben ser los de que se reciben al brindarse un sistema público, por el SEN, más los aportes por uso de techos y cubiertas (Stolik Novygrad, 2019)

Se han realizado estudios de aplicación a nivel de país, quedando demostrado que ambos tipos de sistemas se pueden utilizar de manera conjugada, y se pueden distribuir geográficamente, teniendo como premisa que las aplicaciones descentralizadas se pueden desarrollar en un mayor número de instalaciones, pero de menores potencias, y que deben estar integradas, según las condiciones de consumo de los diferentes sectores: residencial, comercial e industrial. Recientemente, se evaluaron las potencialidades de uso de la FV en estos sectores (Stolik Novygrad, 2019).

Los sistemas descentralizados tienen las siguientes ventajas con respecto a los sistemas centralizados:

- Los problemas de funcionamiento que se puedan generar en la instalación no afectan de forma general a todos los usuarios, sino individualmente, lo que disminuye los efectos de molestias por interrupciones del servicio.
- No requieren sistemas de distribución para energizar cada vivienda.
- En muchos casos el sistema puede instalarse en techos y azoteas, evitando el uso de terrenos adicionales.

Por otro lado, los sistemas centralizados tienen las siguientes ventajas:

- Disminuyen significativamente los costos de instalación y mantenimiento.
- Aumentan el nivel de prestaciones, lo que los hace mucho más atractivos.

En Cuba, antes del 2012, solo se habían instalado unos pocos Sistemas FV descentralizados de conexión a red, demostrativos, con la finalidad de evaluar la viabilidad técnico – económica de la tecnología. Como ejemplo se puede citar el sistema de 2400 Wp, instalado en el Centro de Estudio Solar, ubicado en la provincia Granma, en 2008, y el instalado en el CIES de 7.5 kWp, el cual se instaló en 2012. En el 2012, comenzó la implementación a gran escala de los sistemas de conexión a red centralizados, y ya en el período 2013 – 2014, se había instalado en el país 10 MWp de sistemas FV conectados a red. Al final de 2019 sumaban más de 60 parques distribuidos por todo el país con una potencia total de 204 MWp (ONEI, 2020).



Parque solar fotovoltaico, Abel Santamaría, Santiago de Cuba

Limitaciones y desafíos para cumplir lo planeado para el 2030

La Energía Solar Fotovoltaica ha demostrado en los últimos tiempos que es una de las fuentes renovables de energía de mayores perspectivas, por su alta independencia, gran autonomía, bajos costos de operación y ausencia de desechos contaminantes, factores con una gran influencia sobre la sostenibilidad, así como presenta la más alta adaptabilidad a las condiciones geográficas y climáticas.

Existen muchas oportunidades para aplicar esta tecnología, pero se tienen que eliminar barreras para convertir las oportunidades en realidades, y poder tener garantía de independencia y sostenibilidad

energética, ante los elevados precios del petróleo y su previsible agotamiento, sentando las bases para futuros proyectos de mayor alcance tecnológico, que permitan estudiar, evaluar y validar este tipo de aplicación fotovoltaica, y su posible generalización de forma paulatina en el país.

Varias de las oportunidades que ofrece el uso de esta tecnología en Cuba, son (Stolik Novygrod, 2019):

- Buen nivel de potencial y radiación solar en todo el archipiélago.
- Gran desarrollo FV mundial tecnológico alcanzado.
- Alto nivel de economía de escala.
- Disminución de los costos FV.
- Aumento de la eficiencia FV.
- Aumento de la penetración – integración.
- Existencia de centros científicos y especialistas capacitados.
- Posibilidad de encadenamientos FV.
- Aumento de las instalaciones del MINEM, la UNE.
- Existencia de otras empresas para afrontar el desarrollo FV en el país.

Para que Cuba pueda lograr la meta de modificar su matriz energética y alcanzar un nivel de penetración de las FRE de un 24 % para el 2030, donde la energía solar fotovoltaica (ESFV) debe aportar más de 700 MWp, se deben eliminar algunas barreras, siendo las más importantes el lograr nivel de liquidez monetaria, -utilizando diferentes modalidades que incluyan financiamiento nacional e internacional-, para el financiamiento de las instalaciones y lograr un aumento de la penetración y la integración de esta tecnología.

La penetración – integración está relacionada en que el aporte porcentual de la generación eléctrica fotovoltaica a la red, en relación con la generación total de energía eléctrica entre todas las fuentes. La generación fotovoltaica tiene limitaciones, debido a su intermitencia día - noche y a su dependencia climatológica de la nubosidad; lo que define un nivel máximo en por cientos de penetración e integración en potencia y energía eléctrica, con vistas a poder mantener la estabilidad de la red en términos de tensión y frecuencia (Stolik Novygrod, 2019).

Otra barrera a vencer es que se logre una paulatina integración entre las empresas de producciones y servicios, y los centros científicos, de forma tal que garantice la permanente actualización tecnológica, a corto, mediano y a largo plazo, a partir de la aplicación de los procesos de I+D+i. Esto garantizaría, además, el proceso de formación y capacitación del personal vinculado a la tecnología, y de los decisores, para que se pueda lograr la sostenibilidad.

Este tema fue abordado en la actualización del Modelo Económico cubano en el VI Congreso del PCC, donde se establece, tácitamente, en el Artículo 24, del Capítulo I: Modelo de Gestión Econó-

mica, que los centros de investigación que están en función de la producción y los servicios, deberán formar parte de las empresas o de las organizaciones superiores de dirección empresarial, en todos los casos en que resulte posible, de forma que se pueda vincular efectivamente su labor de investigación a las producciones respectivas.

En dicho artículo se modela la necesidad de la interrelación estrecha y directa entre los centros científicos y las empresas (PCC, 2011).

Es importante destacar que, la inobservancia de los aspectos referidos anteriormente puede traer como consecuencia que se comentan errores en el proceso de proyecto, diseño, instalación y mantenimiento de los SFV, que en general provocan incremento de costos, -por sustituciones y reparaciones-, y por supuesto, pérdidas económicas y lo que es más importante, desconfianza en la tecnología y sostenibilidad de la misma, por el rápido deterioro del estado operativo de las instalaciones.

Referencias

- Alonso Falcón, R., Figueredo Reinaldo, O., y Sifonte Díaz, Y. (2021). Unión Eléctrica ejecuta ambicioso proceso inversionista y apuesta por las fuentes renovables de energía (+ Video). *Cubadebate*. <http://www.cubadebate.cu/noticias/2021/03/16/union-electrica-ejecuta-ambicioso-proceso-inversionista-y-apuesta-por-las-fuentes-renovables-de-energia-video/>
- Extremera San Martín, D. (2021). Energías renovables en Cuba: Perspectivas, investigación, proyectos y avances (+ Podcast). *CUBADEBATE*. <http://www.cubadebate.cu/especiales/2021/02/19/energias-renovables-en-cuba-perspectivas-investigacion-proyectos-y-avances-podcast/>
- Ministerio de Energía y Minas. (2019). Políticas y Lineamientos | Ministerio de Energía y Minas. <https://www.minem.gob.cu/es/actividades/energias-renovables-y-eficiencia-energetica/politicas-y-lineamientos>
- ONEI. (2020). Anuario Estadístico de Cuba 2019. Capítulo 10: Minería y Energía. In *Anuario Estadístico de Cuba 2019* (p. 19). Oficina Nacional de Estadísticas e Información (ONEI).
- PCC. (2011). Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución. *Periodico Granma*. http://www.granma.cu/granmad/secciones/6to-congreso-pcc/Folleto_Lineamientos_VI_Cong.pdf
- PVinsights. (2021). PVinsights : All Solar Photovoltaic Energy Price Trend Update and Research Reports. Retrieved from <http://pvinsights.com/indexUS.php>
- Solargis. (2021). Global Solar Atlas. <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.609193,8.4375,3>
- Stolik Novygrad, D. (2019). *Energía Fotovoltaica para Cuba*. CUBASOLAR.

IV.4. Energía de la Biomasa: recursos, tecnologías, situación actual y perspectivas futuras en Cuba.

Jorge Jadid Tamayo Pacheco, Ángel Rubio González, Junior Lorenzo Llanes, Ángel Luis Brito Sauvanell

Introducción

La demanda mundial de energía, principalmente de origen fósil, ha mantenido su ritmo creciente en las últimas décadas, lo que ha provocado más emisiones de gases de efecto invernadero (OECD, 2020). En este contexto, la energía procedente de la biomasa constituye una solución a ambos problemas. Es por ello que su uso se ha generalizado y ya en 2019 alcanzó el valor de 589 TWh, lo que supone un incremento de más de cuatro veces la bioenergía generada en el 2000 (IEA, 2020).

La biomasa, como fuente de energía tiene otras ventajas relacionadas con su versatilidad e impacto en la red eléctrica. Además de la electricidad, se puede producir calor, combustibles gaseosos y líquidos, así como otros materiales y compuestos químicos a partir de biomasa. En escenarios dominados por una generación con otras fuentes renovables estocásticas, se puede utilizar para equilibrar la red ya que las plantas de bioenergía son despachables e incluso pueden verse como elementos de almacenamiento de energía (Arasto et al. 2017). Además, debido a su ubicación geográficamente distribuida, las plantas de bioenergía contribuyen a reducir las pérdidas en la red (Arasto et al., 2017).

En Cuba existe una larga historia de uso de la biomasa como fuente de energía, principalmente a partir del bagazo de caña de azúcar. El bagazo se quema en los ingenios azucareros para generar el calor necesario para el proceso y producir electricidad para el autoconsumo. Dependiendo del balance energético de la planta, es posible exportar el excedente de electricidad a la red. En 1990 se alcanzó una generación máxima de 1 449 GWh, que constituyeron el 10 % del total de energía consumida en Cuba ese año. En 2019, la participación de la biomasa como fuente primaria en la generación bruta de electricidad fue del 2,5 %, con una generación de 519 GWh. A pesar de este bajo resultado, es voluntad del gobierno cubano promover el uso de la biomasa como fuente de energía, estableciendo una meta del 14 % para 2030.

Debido a la condición de Cuba como país agrícola y en desarrollo, los materiales orgánicos que aún no se utilizan para la producción de energía son numerosos. Por eso, varios trabajos científicos se han centrado en la estimación de su potencial energético (Colectivo de autores CUBAENERGÍA, 2018; Sagastume Gutiérrez et al., 2017; 2018; Lores, 1995; Suárez-Hernández, J. Sosa-Cáceres, R. et al, 2018).

Esta sección tiene como objetivo resumir y actualizar el conocimiento disperso en la literatura sobre el potencial y perspectivas del uso de la bioenergía en Cuba con fines eléctricos.

POTENCIAL ENERGÉTICO TEÓRICO DE LAS DIFERENTES BIOMASAS EN CUBA. MÉTODOS DE CÁLCULO Y RESULTADOS.

Varias biomásas en Cuba se pueden utilizar para la producción de energía en forma de electricidad. Las más importantes, utilizadas tradicionalmente para tales fines, son el bagazo de caña de azúcar y los residuos agrícolas de caña de azúcar (RAC).

Los residuos sólidos urbano (RSU), cascarilla de arroz, biomasa forestal y residuos orgánicos ganaderos han sido estudiados por diversos autores en busca de establecer potenciales y evaluar tecnologías, pero con resultados prácticos discretos de generación eléctrica (Bravo Amarante et al., 2019; Lesme Jaén et al.; 2017; Llanes and Kalogirou, 2019). Por su escaso aporte, en este trabajo no se tratarán otras biomásas como los residuos de café y maíz.

Para calcular el potencial energético de cada una de las biomásas estudiadas se seguirá un enfoque general, partiendo de la disponibilidad de recursos y el poder calorífico inferior en base húmeda ($PCI_{b,h}$) para calcular el potencial térmico, y luego a través de los índices de eficiencia de la tecnología de conversión energética utilizada para alcanzar la energía eléctrica producida bruta. Sin embargo, para cada biomasa hay información diferente y el método de cálculo debe ajustarse.

De esta forma, se calculará el potencial de los subproductos de la industria azucarera siguiendo el método de Sagastume Gutiérrez et al. (2018) con la incorporación del RAC sugerida por Rubio-González et al. (2019). En el caso de los RSU, el método de Llanes y Kalogirou (2019) será usado, y en el resto de las biomásas, la idea es actualizar el potencial calculado por un Colectivo de autores de CUBAENERGÍA (2018) con nuevos datos de 2019.

La industria azucarera y el aprovechamiento de su capacidad instalada con marabú

La estimación del potencial energético teórico de la industria azucarera parte de asumir ciertas consideraciones sobre índices de productividad y eficiencia (ver Tabla 1). Es por ello que se considerará que las cosechas en Cuba tienen un promedio de 110 días por año, fuera de este período, se debe utilizar otro material orgánico para aprovechar al máximo la capacidad de generación instalada. Luego, el análisis debe realizarse unificando 2 640 horas con subproductos de la caña de azúcar y 5400 horas al año con cultivos energéticos como el marabú o la caña energética.

En este estudio se consideró un área cultivada y potencialmente cosechada de 713 400 ha, correspondiente al área sembrada en 2017 (Sagastume Gutiérrez et al., 2018). Además, se

propone incorporar el RAC disponible en los centros de limpieza según Rubio-González et al. (2019).

Tabla 1 Índices para el cálculo del potencial energético de los subproductos de la industria azucarera y marabú

Tecnología	Supuestos	Unidades	Valor	Referencia
Cogeneración de bagazo de caña de azúcar, cachaza, paja y marabú	Rendimiento potencial	t/ha	90	(Sagastume Gutiérrez et al. 2018)
	Bagazo como fracción de caña	%	24	idem
	Cachaza como fracción de caña	%	3.3	idem
	Paja como fracción de caña	%	7	(Rubio-González et al. 2019)
	PCI _{b.h.} bagasse	MJ/kg	7.43	(Sagastume Gutiérrez et al. 2018)
	PCI _{b.h.} Filter cake	MJ/kg	7.72	idem
	PCI _{b.h.} Straw	MJ/kg	10.85	(Rubio-González et al. 2019)
	PCI _{b.h.} Marabú	MJ/kg	16.30	(Sagastume Gutiérrez et al. 2018)
	Eficiencia eléctrica bruta	%	28	(Sagastume Gutiérrez et al. 2018)

Para calcular la cantidad de marabú que se debe quemar (Ver ecuación 1), el potencial de energía térmica $E_{t\ bagazo+Filter\ Cake+RAC}$ se divide por las horas promedio de cosecha para obtener la capacidad térmica instalada. Esta capacidad térmica, explotada en las horas correspondientes al marabú, genera la energía térmica de operación del marabú que luego se divide entre el $PCI_{b.h\ marabú}$ (Gutiérrez et al., 2018).

$$m_{marabú} = \frac{5400 \cdot 3.6 \cdot E_{t\ bagazo+cachaza+RAC}}{2600 \cdot PCI_{b.h\ marabú}} \quad [kt] \quad (1)$$

El potencial de los subproductos de la industria azucarera y el marabú es superior a la generación de electricidad planificada por el gobierno para 2030, que ronda los 30 000 GWh (Ver Tabla 2).

Pero este es un potencial teórico, obtenido bajo las premisas de índices teóricos de rendimiento y eficiencia, y de un aprovechamiento máximo de la superficie plantada y suficiente marabú cerca de los ingenios azucareros para garantizar un suministro estable fuera de la zafra. Este último aspecto es crítico y se han estudiado algunas soluciones, una de ellas es el aprovechamiento de la caña energética u otros cultivos energéticos.

Tabla 2 Potencial energético teórico de subproductos de la industria azucarera y marabú

Biomasa	Cantidad (t)	Energía Térmica (GWh)	Potencial electricidad bruta (GWh)	Potencial electricidad Neta (GWh)*
Bagazo	15 409 000	32 057	8 976	
Cachaza	2 119 000	4 580	1 269	9 312 -11 972
RAC	3 595 000	10923	3 058	
Marabu	21 816 000	74 900	20 809	20 725
Subtotal			33 202	30 037 - 32 697

* Considerando el autoconsumo eléctrico como en Sagastume Gutiérrez et al. (2018)

Las variedades de caña energética han demostrado ser sustitutos adecuados de la biomasa forestal en las centrales eléctricas de biomasa. Estas variedades de caña de azúcar producen el doble de bagazo que las variedades tradicionales, se pueden cultivar, cosechar y procesar con equipos tradicionales. Además, su proceso de fabricación consume menos energía, por lo que el excedente de electricidad es mayor. Un punto clave con respecto a la caña energética es la necesidad de un área suficiente en las cercanías de las centrales eléctricas de biomasa.

Una solución propuesta para enfrentar el problema creado por la distancia de los ingenios azucareros a los campos de marabú, es la pirólisis de marabú, para aumentar su densidad energética y al mismo tiempo producir electricidad (Abreu Naranjo et al., 2012). Con esta solución, se reducen los costos de transporte y, por lo tanto, el marabú se puede cosechar en áreas más remotas

Residuos sólidos urbanos

Para el cálculo del potencial energético de los RSU se evalúan dos posibles soluciones: la incineración de los residuos integrados en un ciclo Rankine o la digestión anaeróbica (DA) de la fracción orgánica de los RSU, integrados con un motor de combustión interna (MCI). Ambos potenciales se basan en la cantidad de RSU recolectada en el país. Los supuestos para estos procesos de conversión de energía se pueden consultar en la Tabla 3.

Tabla 3 Índices para el cálculo del potencial energético de RSU. Incineración y digestión anaeróbica de la fracción orgánica

Tecnología	Supuestos	Unidades	Valor	Referencia
Incineración	^a PCI _{RSU}	MJ/kg	7.43	(Llanes and Kalogirou 2019)
+	Operación	Hours	8 000	
Ciclo de Rankine	Eficiencia bruta	eléctrica %	25	
DA	Fracción	%	45	(Worrell, Vesilind, and Ludwig 2017)
+	biodegradable			

MCI	Rendimiento de biogás	de	Nm ³ /t _{FM}	150	(Scholwin and Nelles 2013)
	^b PCI _{biogás}		MJ//Nm ³	22.7	(Murphy and Thanasit Thamsiroj 2013)
	Eficiencia eléctrica bruta		%	40	idem

^a basado en la caracterización de residuos de Espinosa Lloréns et al. (2019), ^b Basado en 60 % (volumétrico) metano en la composición del gas.

El poder calorífico inferior de los RSU se estimó a partir de la composición gravimétrica de estos. Se asumió que la caracterización de La Habana es un referente para todo el país por la falta de datos sobre la caracterización de residuos por provincia. La eficiencia eléctrica (25 %) se estimó considerando un ciclo Rankine de 673 K - 40 MPa. No se deben superar esos parámetros del vapor debido a la naturaleza corrosiva del gas de combustión generado a partir de la combustión de residuos. Es conocido que la eficiencia eléctrica típica de las plantas de conversión de residuos en energía que solo producen electricidad está entre el 18 % y el 26 % (Friege and Fendel, 2011; Gohlke, 2009; Kalogirou, 2018).

La fracción orgánica de los RSU comprende la fracción de desechos orgánicos domésticos (por ejemplo, alimentos y jardines) junto con otras fracciones orgánicas (por ejemplo, papel, textiles, caucho y madera). La fracción potencialmente biodegradable de los RSU puede variar ampliamente de una región a otra, aunque se puede suponer una estimación bruta del 45% de los RSU para los residuos mixtos (Worrell et al., 2017). Asimismo, se ha reportado un rendimiento de biogás de 150 a 200 Nm³ por tonelada de materia fresca para los residuos biológicos (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe eV Agency for Renewable Resources, 2020). Suponiendo el 60% del contenido de metano en el biogás, la cantidad de energía del combustible convertida en electricidad en los motores de combustión interna típicos aumenta del 28% en las unidades pequeñas al 43% en los motores grandes (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe eV Agency for Renewable Resources, 2020).

El potencial de generación de la incineración de RSU resultó ser tres veces mayor que el de la digestión anaerobia (Tabla 4), principalmente porque solo una pequeña fracción de RSU puede ser tratada por la DA sin recuperación de energía del digestato. Sin embargo, la incineración tiene requisitos tecnológicos que cumplir. Antes de la incineración, los residuos deben secarse, y si el PCI está entre 4,2 MJ/kg y 7,1 MJ/kg, estos deben mezclarse con otros combustibles auxiliares (Kumar and Samadder, 2017).

Los parámetros de vapor de la caldera no deben superar los 420 ° C y 400 kPa para evitar la corrosión excesiva provocada por los gases ácidos y otros compuestos producidos por los RSU, limitando la eficiencia eléctrica alcanzable. Sin embargo, es posible aumentar la eficiencia eléctrica más allá del 30 % mediante el uso de ciclos de vapor con sobrecalentamiento y un avanzado sistema de protección contra la corrosión (Jayarama Reddy, 2016).

Tabla 4 Potencial energético teórico de los RSU

Biomasa	Cantidad 2019 (t)	Energía Térmica (GWh)	Potencial electricidad bruta (GWh)	Potencial electricidad neta (GWh)
RSU. Incineración	4 676 600	10 135	2 654	2 256 ^a
RSU. Digestión anaeróbica	2 239 400	2 118	847	657 ^b

Considerando el autoconsumo eléctrico como en ^{a)} Llanes and Kalogirou (2019) ^{b)} Worrell et al. (2017)

Otro problema al que se enfrentan las plantas de incineración son las cenizas volantes. Las cenizas volantes, que constituyen el 2 - 3 % de la masa total de RSU incinerados, son un contaminante peligroso y deben tratarse como tales (Kalogirou 2018). El tratamiento de las cenizas puede resolverse mediante otro proceso termoquímico como por ejemplo la gasificación por plasma, este proceso también permite obtener energía útil de varios combustibles incluyendo residuos peligrosos y materiales húmedos. Las tecnologías de gasificación por plasma aún son inmaduras y sus altos costos no las hacen competitivas para la actual situación cubana; sin embargo, debe estudiarse más a fondo, ya que constituye una solución ambientalmente efectiva (Tamayo-Pacheco et al., 2020).

Por otro lado, la DA es un proceso atractivo y sostenible para el tratamiento de los RSU ya que genera energía y un digestato que se puede utilizar como fertilizante (Giuliano et al., 2020). Si bien la DA es una técnica consolidada, presenta desafíos como la puesta en marcha de los reactores y la exigente separación de la fracción inorgánica como requisito imprescindible. Aparte de las tecnologías a emplear, se ha sugerido que la distancia de transporte es el principal factor que afecta la sostenibilidad de la DA (van Fan et al., 2018).

Otras biomásas. Cáscarilla de arroz, biomasa forestal y residuos ganaderos

Los residuos agrícolas y forestales en Cuba son diversos, pero se encuentran dispersos, por lo que se evaluará el potencial en dos de ellos con mayor disponibilidad: cascarilla de arroz y residuos forestales. La cáscarilla de arroz se puede utilizar para satisfacer la demanda de calor y electricidad en la industria arrocera y para producir un excedente de electricidad.

En el caso de la biomasa forestal, el principal objetivo es su uso para producir electricidad para autoconsumo y exportación a la red. El potencial energético se evaluó en base a resultados previos del Colectivo de autores de CUBAENERGÍA (2018), que se actualizaron de acuerdo con la producción de arroz de 2019. En ambos casos (es decir, cascarilla de arroz y residuos forestales), la combustión integrada en un ciclo de vapor se consideró como tecnología para la evaluación (Tabla 5).

Tabla 5 Índices para calcular el potencial energético de la cascarilla de arroz y los residuos forestales

Tecnología	Supuestos	Unidades	Valor	Referencia
Combustión de cascarilla de arroz + ciclo de vapor	Relación másica cascarilla/ arroz	%	19.4	(Colectivo de autores CUBAENERGÍA 2018)
	PCI _{b,h.}	MJ/kg	14.2	idem
	Producción de arroz (2017)	t	404 733	(ONEI. 2020c)
	Producción de cascarilla arroz (2017)	t	78 420	(Colectivo de autores CUBAENERGÍA 2018)
	Electricidad bruta estimada	GWh	34 379	idem
Combustión de biomasa forestal + ciclo de vapor	Producción de arroz (2019)	t	391 842	(ONEI. 2020c)
	Índice de electricidad	kWh/kg	0.62	(Colectivo de autores CUBAENERGÍA 2018)

En el caso de los residuos orgánicos ganaderos, el procedimiento de cálculo y los resultados del estudio de caso de 2017 publicado por el Colectivo de autores de CUBAENERGÍA (2018) se tuvieron en cuenta (Tabla 6). Se propone actualizar los cálculos según el número de cabezas de ganado, porcino y aves de corral en 2019.

Como en el Atlas de Bioenergía, se consideró que solo el 20% del estiércol de ganado podría recolectarse por la forma en que se cría. Como esquema de generación de electricidad, se propone la digestión anaeróbica integrada con un motor de combustión interna (MCI).

Tabla 6 Índices para calcular el potencial energético de los residuos ganaderos

Tecnología	Supuestos	Unidades	Valor	Referencia
Residuos de ganado DA + MCI	Cabezas de cerdo (2017)	miles	2 069	(ONEI. 2020c)
	Cabezas de ganado (2017)	miles	3 865	idem
	Cabezas de ganado avícola (2017)	miles	13 886	idem
	Generación de biogás para 2017	NM ³	34 379	(Colectivo de autores CUBAENERGÍA 2018)
	PCI _{b,h.} biogas	MJ/kg	23	idem
	Electricidad bruta estimada	GWh	245 760	idem
	Cabezas de cerdo (2019)	miles	2 676	(ONEI. 2020c)

Cabezas de ganado (2019)	miles	3 817	idem
Cabezas de ganado avícola (2019)	miles	12 253	idem

La Tabla 7 muestra los potenciales calculados para cada biomasa (es decir, cascarilla de arroz, residuos forestales y desechos de ganado). Los resultados muestran que los residuos ganaderos tienen el mayor potencial de estas tres biomásas. El potencial energético teórico del biogás también se calculó en Suárez-Hernández, J. Sosa-Cáceres, R. Martínez-Labrada, Y. Curbelo-Alonso, A. Figueredo-Rodríguez y Cepero-Casas (2018) con resultados diferentes a los propuestos por el Colectivo de autores de CUBAENERGÍA (2018). En el primero, una producción anual de biogás de 246 Mm³, incluidos los residuos industriales (alimentos y destilerías), arrojó una estimación de 1 477 GWh térmica. Además, la generación estimada de biogás a partir de estiércol de ganado y cerdo fue mayor.

Un aspecto que no se abordó en ninguna de las dos publicaciones citadas es la co-digestión de sustratos complementarios en un mismo reactor, equilibrando así la composición del sustrato, incluida la relación C/N para promover un aumento en la producción de biogás (Colla et al., 2019). Los supuestos de las tablas 5 y 6 corresponden a situaciones productivas actuales en Cuba, pero las aspiraciones enfocadas a la autosuficiencia alimentaria de la sociedad cubana son mayores. Por ejemplo, si se produjera todo el arroz que el país necesita para autoconsumo (700 000 t de arroz húmedo), la cascarilla de arroz y su potencial energético se multiplicarían por más de tres.

Tabla 7 Potencial energético teórico de la cascarilla de arroz, los residuos forestales y los residuos ganaderos

Biomass	Cantidad 2019	Unidad	Energía Térmica (GWh)	Potencial electricidad bruta (GWh)	Potencial electricidad neta (GWh)
Cascarilla de arroz	75 922	t	302	33	16*
Biomasa forestal	235 724	t	805	146	125*
Residuos de ganado	146 209 771	m ³	937	263	92*

*Considerando la autosuficiencia eléctrica como en (Colectivo de autores CUBAENERGÍA 2018)

Sin embargo, el potencial teórico de los residuos ganaderos no se puede explotar en la realidad. Factores como los volúmenes de residuos de las granjas limitan el tamaño de las plantas de biogás; y por tanto, su viabilidad económica. Por otro lado, la lejanía de las granjas a los consumidores de electricidad y la disminución de la eficiencia eléctrica en plantas más pequeñas también reducen el rendimiento económico de cualquier proyecto potencial.

Por lo tanto, se necesitan más estudios que se centren en la eficacia de los sistemas centralizados frente a los descentralizados. Asimismo, una mejor comprensión de las sinergias entre las

capacidades de la planta, la cadena de suministro de biomasa y la integración a la red eléctrica respaldará la toma de decisiones finales.

Según un estudio reciente, el biogás puede contribuir al 7-10 % de la electricidad en Cuba. Para ello, se requiere la introducción de la tecnología de biogás en plantas de producción que generen grandes cantidades de aguas residuales o donde se puedan recolectar los residuos generados por diversos sistemas de producción (Romero-Romero, Carabaloso-Granado, y Hartmann, 2020).

Una vez calculados los potenciales teóricos de las diferentes biomásas, se demostró que el potencial total se encuentra en el intervalo de 34 491- 36 298 GWh según la variante que se seleccione para el aprovechamiento energético de los RSU. Esto representa un 115 - 121 % de la generación de electricidad planeada por el gobierno para 2030.

SITUACIÓN ACTUAL

La situación actual de la bioenergía en Cuba en los primeros cinco años de la última década creció, pero en los últimos cinco años la tendencia ha sido decreciente (Ver figura 1) a pesar de la voluntad de los actores involucrados en su desarrollo. La industria azucarera sigue siendo, con mucho, el principal autoprodutor de electricidad a partir de biomasa. En las cosechas de 2018 y 2019, la molienda no superó el 50% de lo planificado, lo que generó un balance energético negativo. El autoabastecimiento eléctrico reportado a nivel nacional en estas cosechas fue del 94,2 % y del 93,6 %. En la zafra 2019-2020 se recuperó el saldo positivo a nivel nacional, con un 102% de autosuficiencia. En este sentido, el objetivo es lograr una autosuficiencia del 115 % y así exportar a la red (Extremera San Martín y Guerra de Silvestrelli Delgado, 2021)

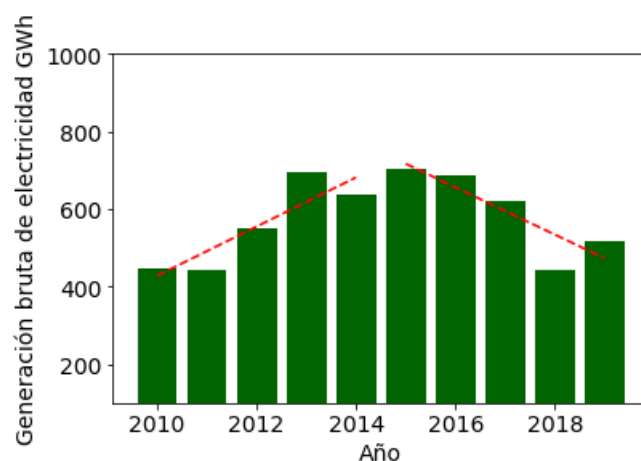


Figura 1. Producción anual de electricidad en la industria azucarera en Cuba

La producción de electricidad en la industria azucarera está muy por debajo de su potencial. En 2017, la generación bruta de electricidad fue de 622 GWh. Este resultado es consecuencia de la insuficiente área cosechada, el bajo rendimiento de caña por área y la baja electricidad generada por tonelada de caña procesada (*E.gen.*), como se puede observar en la Figura 2. El *E.gen.* es el

índice que más afecta la producción de electricidad y está relacionado con las bajas eficiencias en los ciclos de vapor y las interrupciones operativas. El área real cosechada representó el 44 % del área teórica y el 34% del fondo de tierra aprobado para la producción de caña, equivalente a 934 000 ha.

Otro elemento a considerar es que la capacidad instalada en los ingenios azucareros no es suficiente para cumplir con el plan teórico, por lo que se necesitan nuevas capacidades. En este sentido, se construyó la primera central eléctrica de biomasa, -que en Cuba llaman "bioeléctrica"-, y actualmente se encuentra en la fase de puesta en marcha.

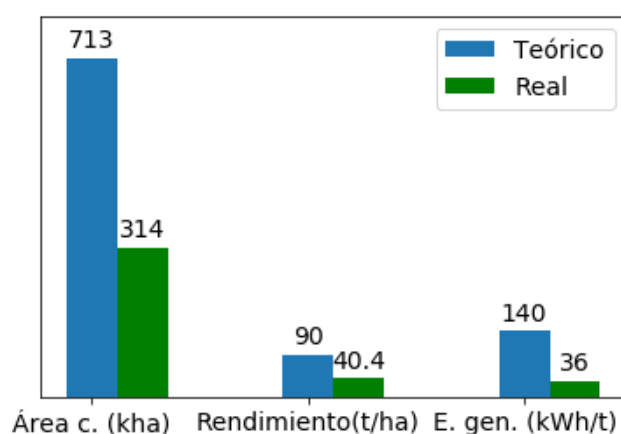


Figura 2. Comparación de índices teóricos y reales (cosecha 2016-2017). Área cosechada (*área de c.*), rendimiento de caña (*Rendimiento*) y electricidad generada por tonelada de caña procesada (*E.gen.*)

En cuanto a la tecnología del biogás, en 2017 se instaló la primera planta industrial de biogás en una granja porcina denominada "Frank País", en la provincia de Matanzas. Tiene un volumen de 1 853 m³, una producción de biogás diario de 771 m³ y una generación eléctrica diaria de 1 542 kWh.

Por otro lado, la tecnología de gasificación orientada a la generación eléctrica también cuenta con pocas instalaciones, 5, en Cuba. El más grande está ubicado en La Melvis en la Isla de la Juventud con una capacidad de generación de 500 kWe a partir de biomasa forestal. Le siguen en tamaño dos ubicados en Cocodrilo en la Isla de la Juventud y en La Veguera en Camagüey, ambos capaces de generar 50 kWe a partir de residuos forestales y marabú respectivamente. Los otros dos están ubicados en El Brujo (residuos de aserradero) en Santiago de Cuba y en la estación experimental Indio Hatuey (varias biomásas) en Matanzas con 40 kWe y 22 kWe respectivamente (Sánchez-Hervás et al., 2018).

PERSPECTIVAS FUTURAS

La generación en los ingenios azucareros es decisiva para incrementar la participación de las fuentes renovables en la matriz energética cubana. Desde 2016, se estudiaron las perspectivas de uso de energía en el sector para establecer los potenciales realistas hasta 2030. Para ello se

tomaron en cuenta aspectos técnicos y económicos (Rubio-González y Rubio-Rodríguez, 2019). Con base en este estudio, se estableció el programa cubano para el máximo aprovechamiento de la biomasa de la caña de azúcar para la generación eléctrica.

Este programa considera la adición de paja de caña y su mezcla con bagazo como fuentes de energía primaria, y su complemento con biomasa forestal en temporada fuera de cosecha. Incluye la ampliación de la capacidad de molienda, cubre 54 de los 56 ingenios azucareros del país y propone nuevas bioeléctricas. En este estudio se obtuvo el número de bioeléctricas a construir, e ingenios tributarios que proveerán bagazo. También se abordaron los parámetros de vapor de las calderas, los esquemas tecnológicos a utilizar y la optimización de las bioeléctricas.

Como resultado de este estudio, se estableció un plan para la creación de 25 bioeléctricas con 14 ingenios afluentes. Se demostró que los proyectos de centrales eléctricas de biomasa no son viables para los ingenios azucareros con una capacidad de molienda de 4 000 t/día o menos. El plan recomienda un tiempo de cosecha promedio de 143 días, una capacidad instalada de 1 070 MW (870 MW en nuevas centrales eléctricas), lo que permite una generación bruta total de 4 262 GWh por año, de los cuales 3 209 GWh se aportan a la red eléctrica nacional. Estos números conducen a un índice de generación de 116 kWh/t de caña y garantizan el 14% de participación en la generación total del país (Rubio-González y Rubio-Rodríguez, 2019).

Teniendo en cuenta este plan, el Ministerio de Agricultura de Cuba realizó un análisis de la disponibilidad de biomasa forestal en áreas adyacentes a las posibles ubicaciones de las plantas bioeléctricas, lo que arrojó una demanda de biomasa forestal de 2.3 Mt anuales, por lo que 15 kha debe cosecharse por año (GAF, 2019). Este estudio reveló que solo 17 de las 25 plantas bioeléctricas evaluadas cuentan con reservas de marabú para darles una cantidad de años de operación que justifiquen la inversión en sistemas de cosecha y logística. En consecuencia, se ha propuesto reducir el plan a 17 nuevas centrales eléctricas de biomasa, principalmente porque no hay terrenos disponibles en algunas áreas para promover los cultivos energéticos.

DESAFÍOS DEL USO ENERGÉTICO DE LA BIOMASA EN CUBA.

Son muchos los desafíos a enfrentar para incrementar el uso energético de materiales orgánicos en Cuba. El principal desafío es el económico-financiero para realizar las nuevas inversiones y modernizaciones. La solución es buscar inversores o hacerlo con capital propio, aplicar a fondos de desarrollo y proyectos internacionales.

En este sentido, el portafolio de oportunidades del plan de inversión extranjera prevé la instalación de 755 MW a través de 19 centrales de biomasa adyacentes a centrales azucareras, para operar por más de 200 días al año con caña de azúcar y biomasa forestal disponible en áreas cercanas a estas plantas (Ministerio de Comercio Exterior e Inversión Extranjera [MINCEX], 2019a). Para ello se estima un costo de inversión de 2 500 dólares por kW de potencia instalada. Estas centrales

eléctricas de biomasa producirán más de 1 900 GWh/año. El Ministerio de Comercio Exterior impulsa tres oportunidades de negocio para la administración de bioeléctricas, así como la modernización del ingenio “Héctor Molina” (Ministerio de Comercio Exterior e Inversión Extranjera [MINCEX], 2019a).

Otras oportunidades de negocio son la gestión integral de residuos sólidos y generación de energía en la Zona Especial de Desarrollo Mariel, provincia de Artemisa, incluyendo la construcción de una planta de generación y procesamiento de energía. Para ello se prevé una inversión de más de 15 millones de dólares (Ministerio de Comercio Exterior e Inversión Extranjera [MINCEX], 2019a).

En cuanto a los retos tecnológicos, destacan los relacionados con el uso de biomasa para la generación de electricidad con ciclos Rankine, que implica la quema de biomasa para la generación de vapor y su uso en turbinas. Lograr altas eficiencias en este ciclo implica elevar los parámetros del vapor tanto como sea posible, lo que hace que los metales en los sobrecalentadores operen a temperaturas muy altas. A altas temperaturas, los fenómenos de corrosión e incrustaciones se aceleran significativamente. La corrosión y las incrustaciones se deben a la presencia de álcalis (especialmente potasio) y cloro en la biomasa (Rubio-González y Rubio-Rodríguez, 2019).

En las primeras centrales eléctricas de biomasa, la temperatura del vapor sobrecalentado se limitó a 450 °C, como resultado de la experiencia con el uso de varios combustibles. A 450 °C, la velocidad de corrosión es pequeña y sigue una ley parabólica, pero a 650 °C, la velocidad aumenta y tiene una relación casi lineal (Berlanga-Labari y Fernández-Carrasquilla, 2006). El fenómeno descrito se presenta cuando se queman biomasa forestal (incluido marabú), y residuos agrícolas de caña de azúcar (RAC o paja de caña). En el caso del bagazo la situación es diferente, ya que se obtiene de la molienda y lavado de la caña (lixiviación) que diluye buena parte de las sustancias peligrosas.

En la actualidad, para afrontar los problemas de corrosión y poder elevar los parámetros del ciclo, existen diferentes alternativas (Rubio-González, Rodríguez-Machín et al., 2021). Los más utilizados son la co-combustión con combustibles menos problemáticos (bagazo), recubrimientos protectores en sobrecalentadores y quemado en hornos de lecho fluidizado, limpieza en seco, lixiviación o el uso de aditivos químicos.

Otros desafíos en el uso de la biomasa son: logística adecuada (recolección, transporte y almacenamiento) dada su baja densidad energética, pretratamiento físico para adaptar su granulometría y humedad para lograr una combustión eficiente, y la selección del horno adecuado teniendo en cuenta las variaciones de humedad y contenido de cenizas.

CONCLUSIONES

El potencial energético teórico anual de la biomasa en Cuba se encuentra entre 34 491 y 36 298 GWh. Los dos recursos más abundantes son los subproductos de la industria azucarera, el marabú y los RSU. El potencial energético de los subproductos de la industria azucarera y el marabú o caña energética debe entenderse como un concepto, porque garantiza el máximo aprovechamiento de las capacidades instaladas. El potencial energético de los subproductos de la industria azucarera y el marabú representa el 91 - 96 % del potencial energético teórico total dependiendo de la tecnología seleccionada para el tratamiento de RSU. Luego, aplicando el principio de Pareto, la mayoría de los esfuerzos deberían enfocarse en el desarrollo de centrales eléctricas de biomasa, para incrementar la participación de la biomasa en la matriz energética cubana.

La generación de electricidad a partir de biomasa en Cuba ha tenido, en los últimos 10 años, un comportamiento inicialmente creciente y luego decreciente. Se espera un punto de inflexión en esta última tendencia, a partir de la puesta en marcha de la primera central térmica de biomasa y el cumplimiento del programa cubano para el máximo aprovechamiento de la biomasa de la caña de azúcar para la generación eléctrica. Además de las nuevas capacidades instaladas, son fundamentales el aumento de la superficie cosechada, el rendimiento de la caña y la electricidad generada por tonelada de caña procesada.

Los resultados anteriores corresponden a un estudio teórico. Se necesita más investigación para establecer los potenciales técnicos y económicos, teniendo también en cuenta la distribución geográfica de los recursos de biomasa y las condiciones de la red eléctrica. Se deben estudiar otros temas, como la caracterización de los RSU en cada zona geográfica y la identificación de las fuentes de mayor biomasa para crear nuevas capacidades y nuevas oportunidades de negocio energético rentables.

Referencias

- Abreu Naranjo, R., Conesa, J. A., Foppa Pedretti, E., & Romero Romero, O. (2012). Kinetic analysis: Simultaneous modelling of pyrolysis and combustion processes of dichrostachys cinerea. *Biomass and Bioenergy*, 36, 170–175. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.10.032>
- Arasto, A., Chiaramonti, D., Kiviluoma, J., Den, E. H. van, Waldheim, L., Maniatis, K., & Sipilä, K. (2017). *Bioenergy's role in balancing the electricity grid and providing storage options - an EU perspective* — VTT's Research Information Portal. Retrieved from <https://cris.vtt.fi/en/publications/bioenergys-role-in-balancing-the-electricity-grid-and-providing-s>
- Berlanga-Labari, C., y Fernández-Carrasquilla, J. (2006). Revisión sobre la corrosión de tubos sobrecalentadores en plantas de biomasa. *Revista de Metalurgia (Madrid)*, 42(4), 299–317. <https://doi.org/10.3989/revmetalm.2006.v42.i4.29>

- Bravo Amarante, E., Kiran Schulz, R., Romero Romero, O., Lopez Bastida, E. J., Martínez Castro, Y., Calvo González, A. E., & Guereca Hernández, L. P. (2019). Exergy analysis of the valorisation of rice straw for energy purposes with a life cycle approach: Rice production in Cuba. *International Journal of Exergy*, 30(4), 338–359. <https://doi.org/10.1504/IJEX.2019.104101>
- Colectivo de autores CUBAENERGÍA. (2018). *Atlas Bioenergía. Cuba. Sector Agropecuario y Forestal*. Retrieved from <https://isbn.cloud/9789597231073/atlas-bioenergia-cuba-sector-agropecuario-y-forestal/>
- Colla, L. M., Margarites, A. C. F., Decesaro, A., Magro, F. G., Kreling, N., Rempel, A., & Machado, T. S. (2019). *Waste Biomass and Blended Bioresources in Biogas Production*. https://doi.org/10.1007/978-3-030-10516-7_1
- Espinosa Lloréns, M. del C., López Torres, M., Díaz Aguirre, S., Isaac Godínez, C. L., McBean, E., y Ramírez Ramírez, N. (2019). GENERACIÓN, COMPOSICIÓN Y RECICLAJE DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS EN LA HABANA, CUBA. *Revista Centro Azúcar*, 46(5), 73–78. Retrieved from http://centroazucar.uclv.edu.cu/index.php/centro_azucar/article/view/186
- Extremera San Martin, D., y Guerra de Silvestrelli Delgado, S. (2021). Bioenergía, otra alternativa en el cambio sostenible de la matriz energética cubana. *Cuba Debate*. Retrieved from <http://www.cubadebate.cu/especiales/2021/04/01/bioenergia-otra-alternativa-en-el-cambio-sostenible-de-la-matriz-energetica-cubana/>
- Fachagentur Nachhaltige Rohstoffe eV Agency for Renewable Resources. (2020). *Bioenergy in Germany: Facts and Figures*. Retrieved from www.netztransparenz.de,
- Friege, H., & Fendel, A. (2011). Competition of different methods for recovering energy from waste: *Waste Management & Research: The Journal for a Sustainable Circular Economy*, 29(10 SUPPL.), 30–38. <https://doi.org/10.1177/0734242X11413955>
- GAF. (2019). *Propuesta para asegurar la cosecha, plantación y agrotecnia de los bosques energéticos*.
- Giuliano, A., Catizzone, E., Freda, C., & Cornacchia, G. (2020). Valorization of OFMSW digestate-derived syngas toward methanol, hydrogen, or electricity: Process simulation and carbon footprint calculation. *Processes*, 8(5), 526. <https://doi.org/10.3390/PR8050526>
- Gohlke, O. (2009). Efficiency of energy recovery from municipal solid waste and the resultant effect on the greenhouse gas balance. *Waste Management and Research: The Journal for Sustainable Circular Economy*, 27(9), 894–906. <https://doi.org/10.1177/0734242X09349857>
- IEA. (2020). *Bioenergy Power Generation*. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/bioenergy-power-generation>
- Jayarama Reddy, P. (2016). *Energy Recovery from Municipal Solid Waste by Thermal Conversion Technologies*. <https://doi.org/10.1201/b21307>
- Kalogirou, E. N. (2018). Waste-to-Energy Technologies and Global Applications. In *Waste-to-Energy Technologies and Global Applications*. <https://doi.org/10.1201/9781315269061>
- Kumar, A., & Samadder, S. R. (2017). A review on technological options of waste to energy for effective management of municipal solid waste. *Waste Management*, 69, 407–422. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.08.046>

- Lesme Jaén, R., Rodríguez Ortiz, L. A., Oliva Ruiz, L. O., Grave de Peralta Campos, L., & Iglesias Vaillant, Y. (2017). Efficiency of the life cycle of the gasification of residues in the sawmill "El Brujo." *Proceedings of IX International Conference for Renewable Energy, Energy Saving and Energy Education (CIER 2017)*.
- Llanes, J. L., & Kalogirou, E. (2019). Waste-to-energy conversion in Havana: Technical and economic analysis. *Social Sciences*, 8(4), 119. <https://doi.org/10.3390/socsci8040119>
- Lores, E.. (1995). Potential for electricity generation from biomass residues in Cuba (Conference). In *National Renewable Energy Lab. (NREL)*. Retrieved from <https://www.osti.gov/biblio/115392>
- Ministerio de Comercio Exterior e Inversión Extranjera [MINCEX]. (2019). *Cartera de Oportunidades de Inversión Extranjera 2018-2019*. Retrieved from <https://www.mincex.gob.cu/index.php/site/data/?lang=es&location=Inversión+Extranjera&title=Cartera+de+Oportunidades>
- Murphy, J. D., & Thamsiriroj, T. (2013). Fundamental science and engineering of the anaerobic digestion process for biogas production. *The Biogas Handbook: Science, Production and Applications*, 104–130. <https://doi.org/10.1533/9780857097415.1.104>
- OECD. (2020). World Energy Outlook 2020. In *OECD International Energy Agency*. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- ONEI. (2020). Anuario Estadístico de Cuba 2019. Capítulo 10: Minería y Energía. In *Anuario Estadístico de Cuba 2019* (p. 19). Oficina Nacional de Estadísticas e Información (ONEI).
- Romero-Romero, O., Carabaloso-Granado, K., y Hartmann, M. (2020). PAPEL DE LA BIOMASA EN LA MATRIZ ENERGÉTICA RENOVABLE. ESTUDIO DE CASO EN SANCTI SPIRITUS. *Márgenes. Revista Multitemática de Desarrollo Local y Sostenibilidad*, 8(2). Retrieved from <https://revistas.uniss.edu.cu/index.php/margenes/article/view/1122>
- Rubio-González, A. M., y Rubio-Rodríguez, M. A. (2019). *Evaluación de alternativas para el máximo aprovechamiento del potencial energético de la biomasa cañera con vista a la producción de electricidad. Proyección 2030*.
- Rubio-González, A. Rodríguez-Machín, L., Iturria, P., Lariot, C., Rubio Rodríguez, M., Quiroga, D., Piloto, R., ... García, Y. (2021). *Estudio teórico conceptual sobre la corrosión en zonas de alta temperatura de generadores de vapor de altos parámetros, que empleen residuos agrícolas cañeros como combustible en mezcla con bagazo y posibles alternativas de atenuación*. Editorial Feijóo.
- Rubio-González, A., Galindo-Galindo, P., Pérez-Egusquiza, F., Ríos-Billini, P., Perdomo-González, L., Pérez-Castellanos, E., y Rubio-Rodríguez, M. A. (2019). *ESTUDIO SOBRE EL EMPLEO DE LOS RESIDUOS AGRÍCOLAS CAÑEROS COMO COMBUSTIBLES PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA INDUSTRIA AZUCARERA CUBANA*. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/334205467_ESTUDIO_SO-BRE_EL_EMPLEO_DE_LOS_RESIDUOS_AGRICOLAS_CANEROS_COMO_COMBUSTIBLES_PARA_LA_GENERACION_DE_ELECTRICIDAD_EN_LA_INDUSTRIA_AZUCARERA_CUBANA

- Sagastume Gutiérrez, A., Cabello Eras, J. J., Hens, L., & Vandecasteele, C. (2017). The Biomass Based Electricity Generation Potential of the Province of Cienfuegos, Cuba. *Waste and Biomass Valorization*, 8(6), 2075–2085. <https://doi.org/10.1007/s12649-016-9687-x>
- Sagastume Gutiérrez, A., Cabello Eras, J. J., Huisingh, D., Vandecasteele, C., & Hens, L. (2018). The current potential of low-carbon economy and biomass-based electricity in Cuba. The case of sugarcane, energy cane and marabu (*Dichrostachys cinerea*) as biomass sources. *Journal of Cleaner Production*, 172, 2108–2122. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.11.209>
- Sánchez-Hervás, J. M., Ortiz, I., Maroño, M., Ciria, P., Ramos, R., Arribas, L., y Domínguez, J. (2018). Cogeneración de Energía, Eléctrica y Térmica, Mediante un Sistema Híbrido Biomasa-Solar para Explotaciones Agropecuarias en la Isla de Cuba. In *Informe Proyecto HYBRIDUS: Gasificación de Biomasa e Hibridación AECID 2015/ACDE/001558*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.25355.03364>
- Scholwin, F., & Nelles, M. (2013). Energy flows in biogas plants: Analysis and implications for plant design. In *The Biogas Handbook: Science, Production and Applications* (pp. 212–227). <https://doi.org/10.1533/9780857097415.2.212>
- Suárez-Hernández, J. Sosa-Cáceres, R. Martínez-Labrada, Y. Curbelo-Alonso, A. Figueredo-Rodríguez, T., y Cepero-Casas, L. (2018). Evaluation of the biogas production potential in Cuba. *Pastos y Forrajes*, 41(2), 79–85. Retrieved from <https://www.cabdirect.org/cabdirect/abstract/20183232027>
- Tamayo-Pacheco, J. J., Brito-Sauvanell, Á. L., Lamar-Carbonell, S., Hernández-Sarabia, H. M., y Martínez-Crespo, J. (2020). Gasificación por plasma de residuos sólidos urbanos con requisitos de temperatura y composición del gas. *Ingeniería Mecánica*, 23(3), 1. Retrieved from <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7637198&info=resumen&idioma=ENG>
- Van Fan, Y., Jaromír Klemeš, J., Tin Lee, C., & Perry, S. (2018). Anaerobic digestion of municipal solid waste: Energy and carbon emission footprint. *Journal of Environmental Management*, 223, 888–897. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.07.005>
- Worrell, W. A., Vesilind, P. A., & Ludwig, C. (2017). *Solid Waste Engineering: A Global Perspective* (Third Edit). Retrieved from [https://books.google.fi/books?hl=en&lr=&id=UsgaC-gAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Worrell,+W.+A.,+Vesilind,+P.+A.,+%26+Ludwig,+C.+\(2016\).+Solid+waste+engineering:+a+global+perspective.+Cengage+Learning&ots=s_6u43KAi&sig=A-G5P6w90twVdyizoOno4BalVdM&redir_esc=y#v=o](https://books.google.fi/books?hl=en&lr=&id=UsgaC-gAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Worrell,+W.+A.,+Vesilind,+P.+A.,+%26+Ludwig,+C.+(2016).+Solid+waste+engineering:+a+global+perspective.+Cengage+Learning&ots=s_6u43KAi&sig=A-G5P6w90twVdyizoOno4BalVdM&redir_esc=y#v=o)

IV.5. El rol de la Hidroenergía en el sistema eléctrico cubano. Planes futuros hacia 2030.

Leonardo Peña Pupo, Ernesto Yoel Fariñas Wong, Ángel Luis Brito Sauvanel

Introducción

Cuba es un país caribeño. Aproximadamente un cuarto del territorio es montañoso con colinas punteadas por toda la isla, alternando con llanuras y tres cordilleras principales (Figura 1): la Nipe-Sagua-Baracoa y la Maestra, que forman una de ellas, y ocupan el noreste y sureste; la Guamuaya en el centro, también conocida como las montañas del Escambray; y la cordillera de Guaniguanico en el oeste. La Sierra Maestra es la cordillera más grande y en ella se ubica el "Pico Real del Turquino", la montaña más alta del país con 1.974 metros de altura.

La topografía y clima de la isla resultan en pequeños ríos con flujos reducidos. El río más largo es el Cauto, con 249 km de longitud, fluyendo hacia el noroeste de la Sierra Maestra. Entre los mayores ríos se incluyen el Sagua la Grande, Zaza, Caonao y San Pedro. El río Toa (116,2 km de longitud), localizado entre las provincias de Holguín y Guantánamo, es el más caudaloso del país (Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021).



Figura 1. Isla de Cuba y principales zonas montañosas. (www.mapamundi.online/wp-content/uploads/2019/02/mapa-fsico-cuba.jpg)

Cuba tiene más de cien años de experiencia en el uso de la Hidroenergía para la generación de electricidad, siendo una de las fuentes renovables más utilizadas en la primera mitad del siglo XX. Debido a que generalmente los ríos en Cuba son cortos, con flujos reducidos, no se han podido

construir grandes plantas para la generación de electricidad. Sin embargo, se ha identificado en Cuba un potencial considerable para la construcción de pequeñas, minis y micro-hidroeléctricas en determinadas regiones montañosas de la isla. En la actualidad, la hidroenergía es la tercera fuente renovable de energía en Cuba, con una capacidad instalada total de 68 MW (Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021).

Para incrementar el rol de la hidroenergía dentro del grupo de fuentes renovables del país, ha sido elaborado un plan para la construcción de algo más de 56 MW en 74 pequeñas centrales hidroeléctricas en embalses ya construidos en el país, así como canales y espejos de agua.

La construcción de hidroacumuladoras o centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB) es otro de los campos donde Cuba ha identificado un potencial considerable de desarrollo energético. En correspondencia con las condiciones topográficas de la isla y las necesidades energéticas, el gobierno de Cuba ha desarrollado estudios técnico-económicos para la construcción de CHB para integrar eficientemente la energía fotovoltaica (PV) y eólica y alcanzar el objetivo de integrar un 24% de fuentes renovables de energía hacia el 2030 (Ministerio de Comercio Exterior e Inversión Extranjera [MINCEX], 2019b).

Desde el punto de vista técnico, la hidroenergía es la cantidad de energía hidráulica extraída de un volumen específico de agua, fluyendo como resultado de su cambio de posición, velocidad o ambos. La tasa de cambio del momento angular del agua fluyendo, su presión o ambas, en la superficie de los álabes de la turbina, crea una fuerza diferencial en el rodete de la turbina, causando un movimiento rotatorio (Souza, Z. d., Moreira, S. A. H., & da Costa, 2018a). Como fluido de trabajo se usa el agua para la hidroenergía, no se consume pues esta se emplea para otros usos aguas abajo, como irrigación y abasto (Peña Pupo, Gutiérrez Urdaneta, e Hidalgo González, 2016).

En la Figura 2 se muestra un diagrama esquemático de una Hidroeléctrica y sus principales componentes. Para producir electricidad, el eje de la turbina se acopla solidario al generador. Generalmente, han sido empleados generadores sincrónicos, donde el rotor, al girar, induce un campo electromagnético que produce una tensión eléctrica (electricidad) en los bornes del estator, mediante el principio de inducción electromagnética. La electricidad generada se transmite a través de los conductores hacia los usuarios en operación aislada, o hacia la red del Sistema Eléctrico. El Sistema de transmisión de electricidad está compuesto por interruptores, transformadores, subestaciones y líneas de transmisión, como se muestra en la Figura 2.

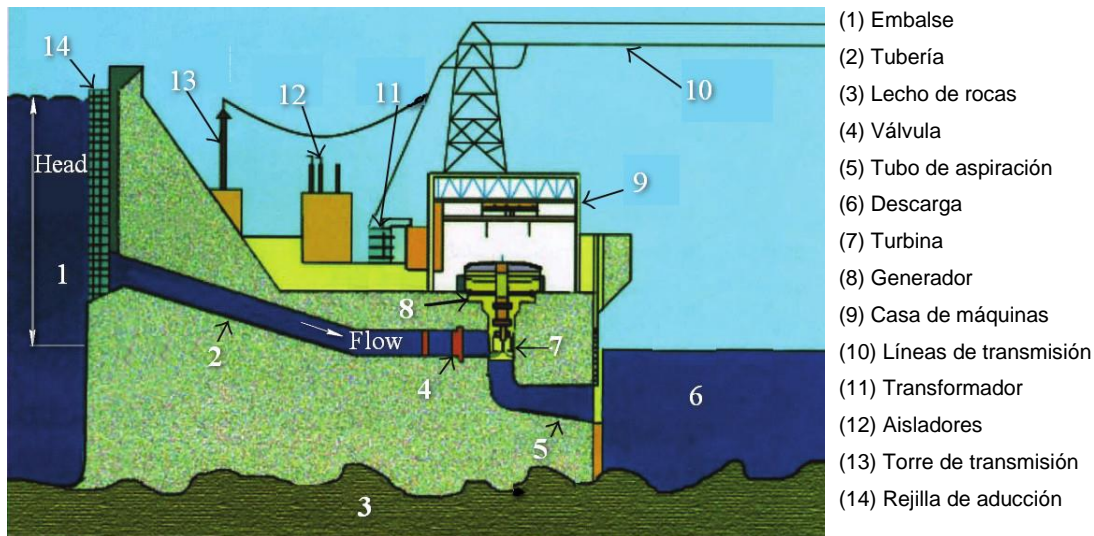


Figura 2. Diagrama esquemático de una Hidroeléctrica y sus componentes principales. Adaptado de Kanda, Kimambo, y Nielsen, (2012)

En general, se emplean dos tipos de turbinas hidráulicas: turbinas de acción (impulso), como las ruedas Pelton y turbinas de reacción como las Francis y Kaplan. La potencia desarrollada en una hidroeléctrica es proporcional al producto de la carga hidráulica por el flujo de agua a través de la turbina. La fórmula general de cálculo de la potencia en una hidroeléctrica se realiza según la siguiente ecuación (1):

$$P = \rho * g * Q * H * \eta \quad [W] \quad (1)$$

Donde P es la potencia mecánica en el eje de la turbina expresado en Watts (W), η es la eficiencia hidráulica de la turbina, ρ es la densidad del agua (kg/m^3), g es la aceleración de la gravedad (m/s^2), Q es el flujo volumétrico que pasa a través de la turbina (m^3/s), y H es la carga hidráulica del agua sobre la turbina (m). Las turbinas hidráulicas suelen tener eficiencias en el rango entre 80-90% (mayor que muchas fuentes) aunque, este valor puede ser menor en centrales de baja potencia.

La selección de la mejor turbina para una ubicación específica de una central hidroeléctrica depende de las características del sitio, siendo las más importantes las características topográficas que determinan la carga hidráulica y las hidrológicas que determinan el flujo de la turbina. La selección depende, además, de la velocidad deseada de rotación del generador, entre otras, como las características de la demanda eléctrica. Otras consideraciones, como la potencia que podría alcanzar la turbina bajo las condiciones de flujo reducidas, también desempeñan un papel importante en la selección de la turbina. Todas las turbinas hidráulicas tienen un conjunto de curvas características, entre las que se encuentran la característica de potencia *versus* velocidad, y la curva característica de eficiencia *versus* velocidad; la selección consiste en encontrar los valores de eficiencia más altos para los que la turbina funciona con la velocidad establecida en su curva característica, con una determinada carga hidráulica y flujo de agua a través de ella.

Clasificación de las centrales Hidroeléctricas

Las Centrales Hidroeléctricas (CH) se clasifican, en general, por su capacidad instalada, valor de la carga hidráulica, tecnología, regulación del escurrimiento, lugar donde se instala y aplicaciones específicas. Cuando se clasifican en función de la forma en que regulan el escurrimiento del río, se destacan tres tipos principales de centrales: hidroeléctrica de pasada o a filo de agua (CHP), de embalse o a pie de presa (CHEm), e hidroeléctricas de bombeo o hidroacumuladoras (CHB).

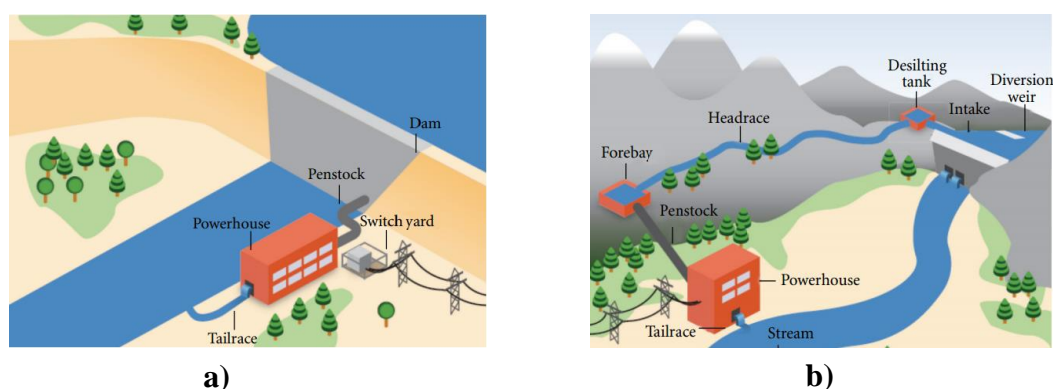


Figura 3. Diagramas esquemáticos de Hidroeléctricas típicas: a) embalse. b) de pasada (Kaunda et al., 2012).

En la Figura 3.a) se ilustra esquemáticamente una hidroeléctrica de embalse o a pie de presa. En estas, generalmente se ubica la central muy cerca del embalse regulador, - a pie de presa-, del escurrimiento del río, para almacenar agua para prolongadas temporadas de generación y otros propósitos: irrigación agrícola y abasto a la población. Las hidroeléctricas de almacenamiento se emplean típicamente en ríos donde el escurrimiento suele fluctuar considerablemente durante el año. De esta forma, el flujo de agua del río (escurrimiento) puede ser regulado con el embalse. Por esta razón, los proyectos de hidroeléctricas de almacenamiento tienen la característica de regular el escurrimiento del río aguas abajo del embalse; también se les conoce como hidroeléctricas con regulación del escurrimiento. Además, debido a que el flujo puede ser regulado por la turbina, el desempeño del control de potencia y la eficiencia global de conversión se pueden optimizar, para alcanzar una mayor disponibilidad de la planta en este esquema. Algunas turbinas sensibles a las grandes variaciones del flujo, como las turbinas Kaplan y Francis, son capaces de operar en el punto de máxima eficiencia en el esquema de almacenamiento. Las pequeñas centrales hidroeléctricas de Cuba conectadas al sistema eléctrico, son centrales de embalse, con la excepción de la pequeña central hidroeléctrica (PCHe) “El Guaso” de 1.050 kW que se clasifica como de pasada o a filo de agua.

Las centrales hidroeléctricas de pasada o a filo de agua (CHP), generan electricidad a partir del agua fluyendo y sin un almacenamiento significativo. Este esquema es más viable para los ríos con pequeñas variaciones en su escurrimiento o aquellos ríos cuyo escurrimiento se regula por un embalse natural. Sus principales componentes se ilustran en la Figura 3.b). Estos proyectos no requieren grandes volúmenes de construcción, lo cual brinda significativos beneficios económicos.

Los proyectos CHP tienen un menor impacto medioambiental debido a que utilizan el flujo natural del río, realizan pequeños cambios para desviar el cauce del río, que luego se restituye aguas debajo de la central. Debido a sus beneficios económicos y bajo impacto ambiental, los esquemas CHP se emplean comúnmente en pequeñas centrales hidroeléctricas. Todas las mini y micro centrales hidroeléctricas cubanas que funcionan aisladas del Sistema Eléctrico Nacional, emplean el esquema CHP. Estas centrales generalmente emplean turbinas Pelton, debido a la alta eficiencia de estas turbinas para cargas hidráulicas altas y bajos flujos de operación, como es característico de los ríos en zonas montañosas de Cuba.

El empleo de las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB) ha sido la forma de almacenamiento de energía a gran escala más empleado en los sistemas eléctricos a nivel mundial (Vasudevan et al., 2021). En estas centrales, el agua se bombea desde un embalse ubicado en una cota topográfica inferior hacia otro embalse situado en una cota superior durante los horarios de baja demanda energética, almacenando el excedente energético en forma de energía potencial del agua en el embalse superior (ver Figure 4). Al contrario, en los horarios de alta demanda de electricidad, el agua almacenada en el embalse superior, se libera de forma que se convierte la energía potencial del agua en electricidad mediante la bomba operando como turbina; de esta forma se produce la electricidad requerida en función de la energía almacenada en el agua del embalse superior. En Cuba han sido estudiados alrededor de 30 lugares con muy buenas condiciones hidrológicas, geológicas y topográficas para las construcción de CHB en las tres grandes regiones geo-políticas del país: oriente, centro y occidente (Peña Pupo e Hidalgo, 2019).

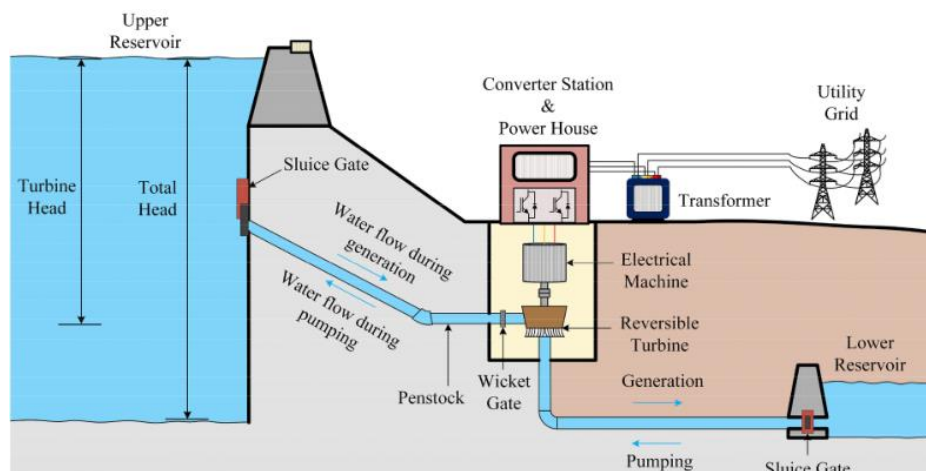


Figura 4. Diagrama esquemático de una Hidroacumuladora (Vasudevan *et al.*, 2021).

Otra forma de clasificar las centrales hidroeléctricas es en función de su capacidad eléctrica instalada (tamaño). Hasta la fecha, no ha sido reportado un consenso internacional para la clasificación de centrales hidroeléctricas de acuerdo con su capacidad instalada. Como se aprecia en la Tabla 1, donde se muestran diferentes clasificaciones para diferentes países y regiones, se verifica que para una misma región persisten diferencias con respecto a cuándo se considera que son pequeñas, minis o micro-hidroeléctricas.

Tabla 1. Clasificación con respecto a la capacidad instalada. **Fuente:** (Peña Pupo, 2020)

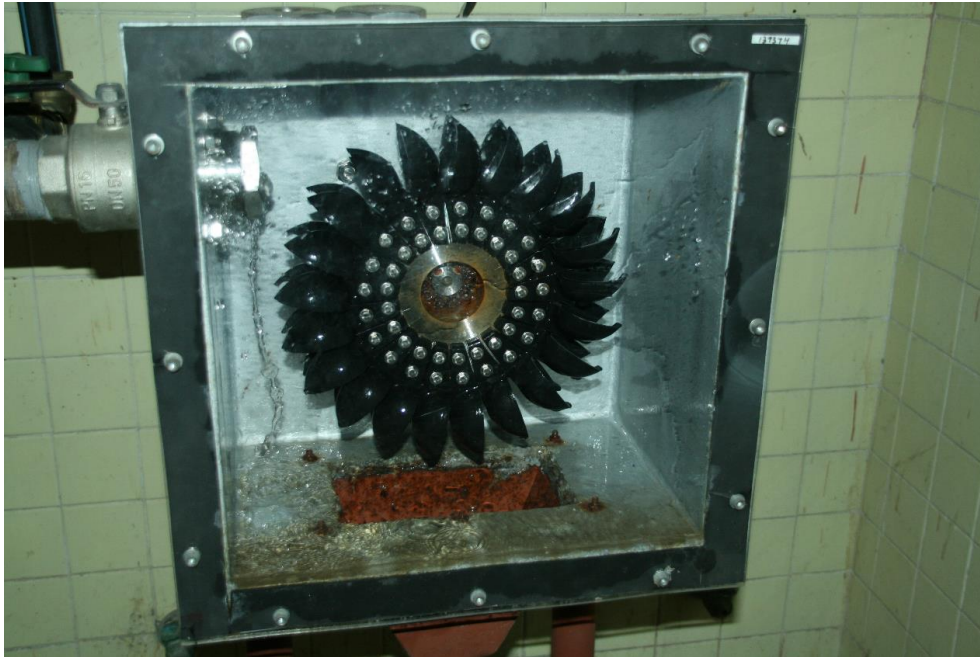
<i>Institución</i>	<i>Micro (kW)</i>	<i>Mini (kW)</i>	<i>Pequeña (MW)</i>	<i>Grande (MW)</i>	<i>Región</i>
OLADE*	5-50	51-500	0,5-5	> 5	Latinoamérica
HRC*	5-50	51-500	0,5-10	> 10	China
IDEA*	0-50		0,5-10	> 25	España
ESHA*	< 500	-	< 10	-	Europa
ITDG*	0,2-300	300-10000	-	-	Perú

*HRC: *Hangzhou Regional Center*; IDEA*: *Institute of Diversification and Energy Saving*; ESHA*: *European Small Hydro-power Association*; ITDG*: *Intermediate Technology Development Group*.

En Cuba se aplica la terminología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) aunque algunas literaturas latinoamericanas parecen no considerar esta clasificación (Peña Pupo, 2020) refiriéndose a las centrales como pequeñas o mini hidroeléctricas indistintamente. Muchos países, especialmente en Europa, limitan a 10 MW el umbral de clasificación para definir cuándo considerar si la central es pequeña o grande. Además, las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHe) se clasifican también como mini, micro y pico hidroeléctricas (Guo, 2019). En China, se consideran PCHe aquellas cuya capacidad instalada es menor de 10 MW (Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021).

Otra forma de clasificar las centrales hidroeléctricas es según la diferencia de alturas entre la toma y la descarga: la carga hidráulica. Sin embargo, el concepto de carga hidráulica no suele ser único. En la práctica, la carga hidráulica es una variable importante en la selección de la turbina hidráulica más apropiada (Gutiérrez Urdaneta, Peña Pupo, e Hidalgo González, 2019). Dependiendo del tamaño de la carga hidráulica, las centrales hidráulicas se clasifican en tres grandes categorías de acuerdo con la Asociación Europea de Hidroenergía (ESHA) (Guo, 2019), como: 1) De carga alta si la carga es mayor de 100 m o más; 2) Carga media: para cargas entre 30 m y 100 m; y 3) Carga baja para valores de carga entre 2 m y 30 m. Con la excepción de la hidroeléctrica Hanabanilla, con 240 m de carga hidráulica, todas las centrales cubanas de embalse clasifican como de cargas medias y bajas. Sin embargo, las pequeñas, minis y micro centrales aisladas cubanas clasifican como de carga hidráulica alta.

Debido a que las centrales hidroeléctricas son capaces de responder mucho más rápido a las fluctuaciones de la demanda eléctrica que las Termoeléctricas, la hidroeléctrica Hanabanilla, de 43 MW de capacidad instalada, desempeña un rol esencial en el Sistema Eléctrico Cubano como regulador secundario de frecuencia. Su ubicación en el centro de la isla (ver Figura 1, Zona 2) le permite llevar a cabo la regulación secundaria de la frecuencia del Sistema Eléctrico de una mejor forma. Las centrales hidroeléctricas cubanas constituyen una tecnología de producción de electricidad muy flexible; esto explica por qué las centrales hidroeléctricas cubanas conectadas al sistema eléctrico, cubren la parte de la demanda en los llamados horarios pico de consumo de electricidad.



Modelo de una turbina Pelton hidroeléctrica

Generalidades del sector eléctrico cubano

En el año 2020, la capacidad instalada total de todas las fuentes de energía sumaba 6.660,5 MW, con aproximadamente el 46 por ciento de fuentes térmicas, incluyendo 8 por ciento de generadores operador por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y el Grupo Empresarial del azúcar (AZ-CUBA). Los grupos generadores distribuidos de combustión interna contribuyeron el 41 por ciento, el 9 por ciento fue aportado por turbinas de gas, el 3 por ciento de solar fotovoltaica (PV) y eólica, juntas. La hidroenergía sólo representa el 1 por ciento de la capacidad instalada total del país (Figura 5) (ONEI, 2021).

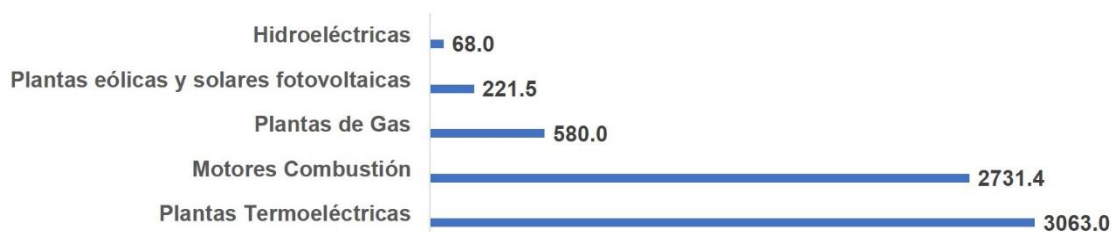


Figura 5. Capacidad instalada total de Cuba (MW) por tecnologías (ONEI, 2021)

La generación de electricidad en 2020 (ver Figura 6) fue de aproximadamente 20.472 GWh. La generación térmica basada en fuentes fósiles contribuyó con aproximadamente el 72 por ciento, incluyendo las turbinas de gas y otras térmicas de las industrias (principalmente biomasa cañera o bagazo). La generación distribuida, basada en motores de combustión interna, aportó el 26 por ciento de la electricidad, mientras que la hidroenergía y las otras fuentes renovables (incluyendo eólica y solar fotovoltaica) contribuyeron con el 2 por ciento de manera combinada. El total de

energía eléctrica generada con fuentes renovables durante el 2020 alcanzó los 919,6 GWh (4,5 por ciento), incluyendo 546,9 GWh procedentes de la biomasa cañera (ONEI, 2021).

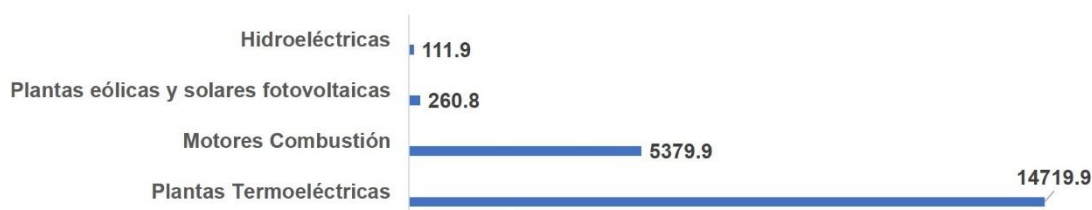


Figura 6. Generación de electricidad en Cuba por fuentes productoras durante el 2020 (GWh) (ONEI, 2021).

Según la Oficina Nacional de Estadística e información (ONEI, 2020d), Cuba alcanzó el 100% de electrificación en 2018, aunque una actualización reciente de la misma oficina (ONEI, 2021) refiere que en 2020 se alcanzó el 99,98 por ciento. No se ha encontrado información oficial que explique esta “pequeña” (0,02%) diferencia, pero al parecer se debe a algunos desplazamientos poblacionales recientes hacia zonas rurales a raíz de la aplicación de algunas medidas gubernamentales para aumentar las producciones agrícolas. El consumo total de electricidad en 2020 alcanzó los 17.045,7 GWh, con pérdidas de 3.426,8 GWh. El índice de generación bruta per cápita durante el 2020 fue de 1,8 MWh por habitante. Las pérdidas de electricidad totales (generación y distribución) fueron de un 17 por ciento (ONEI, 2021). Aproximadamente el 45 por ciento del consumo de electricidad correspondió al sector residencial y un 38 por ciento al sector público.

El sector eléctrico de Cuba es totalmente público según ONEI (2021), administrado en su totalidad por la Unión Eléctrica (UNE). La UNE es uno de los grupos empresariales del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), siendo el principal responsable de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad en el país, exceptuando la electricidad producida a través de la biomasa cañera por el Grupo Empresarial Azucarero, AZCUBA. Asimismo, el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH) es la autoridad regulatoria responsable del manejo de los recursos hidráulicos del país. La producción de electricidad en las centrales hidroeléctricas cubanas pertenece a la UNE, aunque, el suministro de agua lo administra el INRH en régimen subordinado: el consumo principal del agua es para irrigación agrícola y abasto a la población. Actualmente, no existe ningún embalse en Cuba cuyo destino principal sea la producción de electricidad (Ministerio de Justicia, 2017; Gutiérrez Urdaneta et al., 2019; Peña Pupo et al., 2020). Desde el punto de vista de la operación de las centrales hidroeléctricas cubanas, el carácter subordinado del agua y la no existencia de un embalse exclusivo para la generación de electricidad, constituyen las características más distintivas del sector hidroenergético cubano.

Descripción del sector hidroenergético cubano

La capacidad instalada operativa total del sector hidroenergético en Cuba es de 68 MW. De ellos 43 MW pertenecen a la central hidroeléctrica Hanabanilla y 25 MW a las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHe), tomando en consideración el umbral de 10 MW como definición (Liu et al.,

2019). La capacidad instalada ha oscilado, como se muestra en la Figura 7. Estas variaciones se deben principalmente a desarmes por obsolescencia tecnológica, remodelaciones, y en menor medida, a nuevas inversiones (ONEI, 2021; Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021; UNE y EMFRE, 2020).

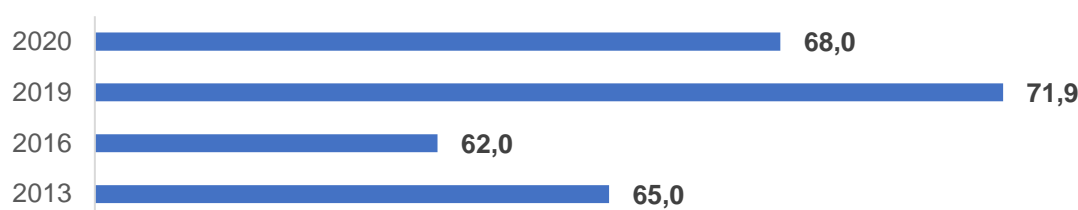


Figura 7. Capacidad hidroeléctrica instalada del 2013 al 2020 (MW).

En Cuba hay un total de 170 centrales hidroeléctricas construidas. De ellas, 138 se encuentran en operación en la actualidad, incluyendo 41 pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHE) conectadas al SEN y 97 mini y micro-hidroeléctricas (70 por ciento) que operan en régimen aislado del SEN (UNE y EMFRE, 2020). Estas últimas ofrecen servicio a 8,486 viviendas rurales con 33.944 habitantes (Del-Campo, 2020; MINEM, 2020). Actualmente, 32 pequeñas centrales hidroeléctricas se encuentran fuera de operación. De ellas, 25 centrales no están operativas por falta de agua debido a los efectos del cambio climático y 7 centrales necesitan una remodelación tecnológica (Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021). La Tabla 2, muestra la lista de todas las centrales cubanas por provincia.

Tabla 2. Centrales hidroeléctricas cubanas operacionales, por provincia y capacidad instalada. (UNE y EMFRE, 2020)

PROVINCIA	Micro (Cant)	Poten- cia (kW)	Mini (Cant)	Potencia (kW)	PCHE (Cant)	Potencia (MW)	CH (Cant)	Potencia (MW)
<i>Pinar del Río</i>	6	121,0	1	270,0	0	-	0	-
<i>Artemisa</i>	3	90,0	0	-	0	-	0	-
<i>Villa Clara</i>	3	90,0	4	640,0	0	-	1	43,0
<i>Cienfuegos</i>	9	218,4	5	765,0	1	1,6	0	-
<i>Sancti Spíritus</i>	3	84,0	0	-	1	2,7	0	-
<i>Ciego de Ávila</i>	0	-	0	-	1	1,04	0	-
<i>Granma</i>	21	455,2	3	274,0	3	5,21	0	-
<i>Holguín</i>	4	88,0	0	-	2	4,8	0	-
<i>S. de Cuba</i>	18	425,0	6	951,0	1	1,53	0	-
<i>Guantánamo</i>	36	744,0	4	541,0	2	2,3	0	-
TOTAL	103	2.315,6	23	3.441,0	11	19,226	1	43,0

La mayor cantidad de las CHs cubanas están ubicadas en el oriente de la isla (ver Tabla 2): desde la provincia de Granma hasta Santiago de Cuba. Sin embargo, la mayor capacidad instalada se ubica en el centro del país, Villa Clara. Esto se debe a que allí se encuentra la central hidroeléctrica Hanabanilla de 43 MW. Muchas de las CHs del oriente cubano operan aisladas del SEN, en comunidades montañosas. Estas centrales desempeñan un rol muy importante en el desarrollo de

las comunidades rurales donde se ubican. Por lo general, estas centrales tienen una potencia instalada “pequeña”, siendo mini o micro - hidroeléctricas en la mayoría de los casos. En el oriente del país también se encuentran la mayor cantidad de pequeñas centrales hidroeléctricas conectadas al SEN.

En la Tabla 3 se listan las diez centrales más productivas de Cuba. Dado que varias de las PCHE fueron construidas hace más de quince años, requieren ser remodeladas. Por razones económico-financieras, sólo la PCHe “Carlos M. Céspedes” fue remodelada en 2019. Varias de estas centrales están disponibles a propuestas de inversión extranjera de acuerdo con el Ministerio de Comercio Exterior e Inversión Extrajera [MINCEX], (2019b).

Tabla 3. PCHEs más productivas de Cuba (Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021).

<i>Nombre</i>	<i>Provincia</i>	<i>Potencia (MW)</i>	<i>Carga (m)</i>	<i>Tipo</i>	<i>Año de construcción</i>
Mayarí MD	Holguín	2,85	43	Embalse	2018
Bueycito	Granma	1,46	30	Embalse	2012
Nuevo Mundo	Holguín	2,00	44	Embalse	2010
Zaza	Sancti Spíritus	2,70	8	Embalse	2009
Corojo	Granma	2,00	33	Embalse	2003
Chambas	Ciego de Ávila	1,04	29	Embalse	2003
C. M de Céspedes	S. de Cuba	1,53	34	Embalse	1998
Yara	Granma	2,60	42	Embalse	1986
Hanabanilla	Villa Clara	43,0	240	Embalse	1968
El Guaso	Guantánamo	1,05	190	Pasada	1917

Tecnologías y capacidades instaladas por países de procedencia

Cuba ha importado muchas de las tecnologías de sus centrales hidroeléctricas desde la República Popular de China, como puede verse en las Figura 8. a) y b). Asimismo, Cuba ha fabricado varias de las turbinas instaladas, con ayuda principalmente de la ex-USSR y de la antigua Checoslovaquia. En la provincia de Villa Clara se ubica la única fábrica de turbinas hidráulicas, conocida como "Planta Mecánica". En esta fábrica fueron construidas turbinas del tipo Pelton TP-15, TP-16 y 650x65, también las de flujo cruzado, Banki, B-30/35U, 15A3 y MB-2, entre otras (Pérez, 1983). Cerca del 90 por ciento de las centrales hidroeléctricas cubanas operan con turbinas del tipo TP-16 cubanas como puede verse en la Figura 8. a) (Peña Pupo, 2020).

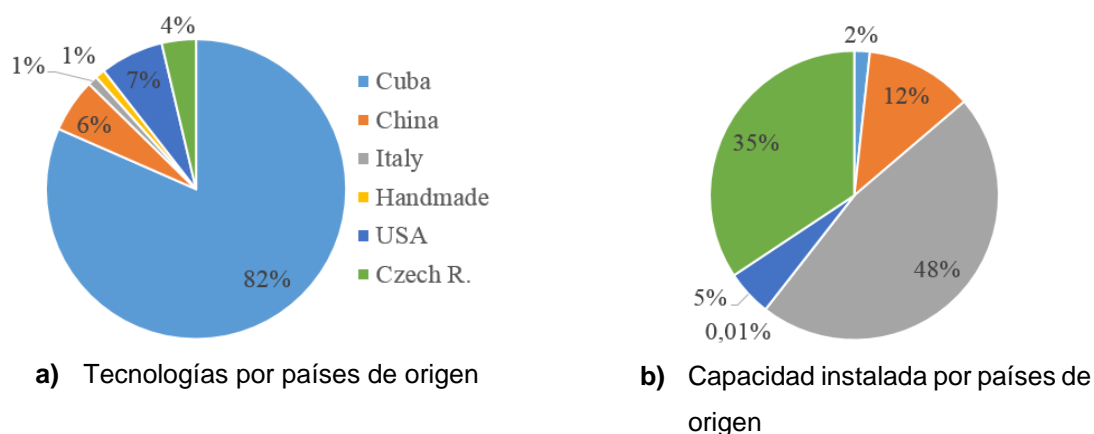


Figura 8. Tecnologías y capacidades instaladas por países de origen.

Italia y Checoslovaquia (República Checa en la actualidad) históricamente han exportado a Cuba la mayor capacidad instalada. Esto es consecuencia principalmente a que de las tres unidades de la hidroeléctrica Hanabanilla de 43 MW, dos turbinas de 15 MW proceden de Italia y la tercera de 13 MW de la República Checa, como se muestra en la Figure 8. b). A pesar de ello, actualmente, la mayor cantidad de centrales y agregados para la hidroenergía han sido importados desde la R.P. China. Desde los Estados Unidos de América (USA) fue importada la tecnología (ver Figura 8) de la CH de 1,50 MW “El Guaso”, construida en 1917 y aún en operación. Asimismo, aún se encuentra en operación una turbina artesanal (rueda hidráulica) para suministrar electricidad a una vivienda (4 kW) en la zona montañosa del oriente del país (ver Figura 8).

Proyectos de inversión en ejecución

Actualmente, dos pequeñas centrales hidroeléctricas tienen prevista la finalización durante el año 2021 de su proceso inversionista: la PCHe “Alacranes” de 2,1 MW en Villa Clara y la PCHe “Mayarí Margen Izquierda (MI)” con 1,25 MW de capacidad instalada, en la provincia de Holguín. La tecnología de las dos centrales es de fabricación china. Sus principales datos técnicos se muestran en la Tabla 4. Además, durante el año 2020 fue culminado el Estudio de factibilidad para la construcción de una central hidroacumuladora de 200 MW en el municipio Mayarí, provincia de Holguín (Del-Campo, 2020). Sin embargo, dado que Cuba no posee grandes ríos, el desarrollo de la hidroenergía seguirá enfocado en proyectos de pequeña escala, como pequeñas, minis o micro-hidroeléctricas.

Tabla 4. Proyectos actualmente en inversión (Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021).

Nombre	Capacidad (MW)	Carga (m)	Culminación prevista	Etapa
Alacranes	2,1	13,0	2021	construcción
Mayarí MI	1,25	13,5	2021	construcción

Proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas actualmente en proceso inversionista.

En el año 2016, el gobierno de Cuba firmó un acuerdo de financiamiento con el Fondo de Kuwait para el desarrollo económico árabe (KFAED, por sus siglas en inglés) por un monto de USD\$ 30 millones, para la construcción de 34 pequeñas centrales hidroeléctricas, por una capacidad instalada total de 14,6 MW (International Hydropower Association (iha), 2019; Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021). En la Tabla 5 se muestra una lista de los sitios seleccionados. Cada uno dispone del correspondiente estudio de factibilidad técnico-económico.

Tabla 5. Proyectos financiados con el acuerdo del KFAED.

No	PCHe	Provincia	Capacidad (kW)	Generación (MWh/año)
1	Canal Yara	Granma	250	1134
2	La Felicidad	Sancti Spiritus	200	1540
3	La Paila	Artemisa	750	3933
4	Protesta de Baraguá	Santiago de Cuba	1200	4761
5	Cauto el Paso II	Granma	700	2910
6	Guaso	Guantánamo	2000	7500
7	Jimagüayu	Camagüey	800	3612
8	Los Palacios	Pinar del Río	640	3380
9	Guayabo	Holguín	800	4800
10	Guisa	Granma	250	1100
11	Najasa II	Camagüey	500	2000
12	Guane	Pinar del Río	55	396
13	Canal Zaza	Sancti Spiritus	500	2200
14	Céspedes 2da unidad	Santiago de Cuba	200	1296
15	Cauto el Paso I	Granma	650	2770
16	Lebrije	Sancti Spiritus	250	1250
17	Juventud	Pinar del Río	800	4147
18	Cidra	Matanzas	200	970
19	Paso Viejo	Pinar del Río	130	700
20	Guamá	Pinar del Río	160	990
21	Voladora	Cienfuegos	150	700
22	Avilés	Cienfuegos	250	1491
23	Cautillo	Granma	750	3185
24	Jaibo	Sancti Spiritus	150	1300
25	Tuinicú	Camagüey	320	1872
26	Máximo	Camagüey	300	1100
27	Bacunagua	Pinar del Río	300	1600
28	Dignorah	Villa Clara	100	650
29	El Rancho	Pinar del Río	130	730
30	Najasa I	Camagüey	250	1688
31	Muñoz	Camagüey	300	1800
32	Palma Sola	Villa Clara	250	1550
33	El Salto	Pinar del Río	180	990
34	San Pedro	Camagüey	150	740
SUBTOTAL			14 615	70 785

Este proyecto internacional se conoce oficialmente como “Incremento en 14,6 MW de potencia”, y tiene los objetivos siguientes:

- 1) Aprovechar para la generación de electricidad los embalses ya construidos, contribuyendo a reducir la contaminación ambiental.

- 2) Reducir la importación de combustibles fósiles, obteniendo ahorros significativos por este concepto.
- 3) Extender y mejorar los servicios eléctricos a la población y otros objetivos sociales, principalmente en zonas rurales.
- 4) Contribuir a disminuir el éxodo de la población rural hacia las ciudades y fomentar la producción local de alimentos.
- 5) Fortalecer las capacidades de las universidades y los centros de investigación relacionados con la hidroenergía, orientada a la formación y actualización de los actuales y futuros trabajadores del sector hidroenergético.

El citado proyecto permitirá la compra del equipamiento tecnológico necesario: turbinas, generadores, equipos auxiliares, equipos de transporte, etc. Además, facilitará la compra de materiales de construcción, combustibles, herramientas, piezas de repuesto, ente otros, incluyendo la co - proyección, puesta en marcha y asistencia técnica con el suministrador tecnológico. En octubre de 2020 se habían firmado algunos contratos para el suministro tecnológico con un suministrador europeo, STM Power, para el desarrollo de los primeros 10 proyectos. La duración total del Proyecto es de diez años (International Hydropower Association (iha), 2019; Ministerio de Energía y Minas, 2021).

Potencial Hidroenergético identificado

Basado en estudios preliminares, el potencial hidroenergético cubano ha sido estimado en 135 MW, incluyendo 13,7 MW en canales (Liu et al., 2019). Este potencial fue determinado a través de un inventario de sitios potenciales, desarrollado en la década de 1980. Este estudio incluyó la revisión de mapas cartográficos y mediciones de precipitaciones. En algunos casos fue desarrollado un profundo estudio hidrológico y topográfico. En la actualidad, la capacidad instalada estimada de algunos proyectos antiguos ha sufrido variaciones gracias a la elaboración de avanzados estudios hidrológicos comprobados con mediciones sobre el terreno. Sin embargo, los métodos usados en la actualidad siguen siendo los desarrollados en la década del 1980. Se considera que la falta actual de la experticia local necesaria es el punto débil en la elaboración de precisos proyectos hidrológicos, necesario para la actualización del potencial.

Durante el año 2016, el Gobierno de Cuba elaboró planes, basados en estudios y proyectos técnico-económicos, para la construcción de 74 centrales hidroeléctricas hasta el año 2030. La capacidad instalada total de este plan representa 56 MW, con una productividad estimada de 274 GWh. Este plan fue presentado como disponible para la inversión extranjera (Ministerio de Comercio Exterior e Inversión Extranjera [MINCEX], 2019b). El valor de capacidad instalada de este plan podría duplicar aproximadamente, la capacidad instalada actual, produciendo un estimado de 274 GWh de electricidad proveniente de esta fuente renovable. Este valor evita la emisión de 230.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera (Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021). Recientes actualizaciones

del estimado del potencial hidroenergético de Cuba, refieren que es posible alcanzar los 81 MW. Esta actualización toma en consideración los 56 MW anteriores y la capacidad instalada actual.

Según información oficial de inversionistas en Hidroenergía de Cuba (Del-Campo, 2020), queda mucho trabajo por hacer aún en la determinación precisa del potencial hidroenergético de Cuba. Sin embargo, han sido identificados algunos tipos de inversión de centrales hidroeléctricas, relacionados en la Tabla 6. Las barreras que impiden el desarrollo de esta fuente energética en Cuba son similares a aquellas que limitan el desarrollo del resto de las fuentes renovables y energéticas en general: técnicas y financieras. Dentro de estas barreras técnicas y financieras se encuentra la falta de tecnologías avanzadas para la determinación con alta precisión del potencial hidroenergético y los limitados recursos financieros disponibles (Liu et al., 2019; Peña Pupo y Fariñas Wong, 2021) .

Tabla 6. Inversiones previstas para la construcción de CH en Cuba. Adaptado de Del-Campo (2020)

<i>Tipo de inversión</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Energía (MWh)</i>
<i>Inversiones en embalses construidos</i>	68	32.368,0	121.372,1
<i>Inversiones en embalses no construidos</i>	3	10.000	58.360
<i>Inversiones en canales y trasvases</i>	5	13.720	94.802,4

Rol de la Hidroenergía dentro del sector eléctrico cubano

Las centrales hidroeléctricas cubanas son administradas por la UNE a través de su empresa de Fuentes Renovables de energía (EMFRE). El agua para la generación de electricidad en hidroeléctricas es completamente subordinada a los consumos de agua para irrigación agrícola y abasto a la población. También es posible la utilización de agua exclusiva para la generación de electricidad en régimen no subordinado, sin embargo, esta asignación se aprueba excepcionalmente en embalses cuya utilización es baja y con costos de utilización que en ocasiones desestimulan la producción de electricidad (Peña Pupo et al., 2020). La función que desempeñan las centrales hidroeléctricas cubanas, por lo general dependen de la forma en que estas operan con respecto al SEN.

En el caso de las centrales aisladas del SEN, generalmente operan bajo el esquema de pasada o a filo de agua, la generación es muy dependiente de las estaciones meteorológicas y las condiciones climáticas del sitio. Sólo 33 centrales en todo el país históricamente han operado 24 horas al día durante todo el año. El resto de las centrales a filo de agua operan entre 12 y 18 horas al día como promedio anual. Como muestra representativa de la fuerte variación de la generación de electricidad con las condiciones climáticas, la Figura 9 muestra la generación de electricidad durante un año típico en la minicentral hidroeléctrica aislada a filo de agua “El Dian” (Peña Pupo et al., 2020).

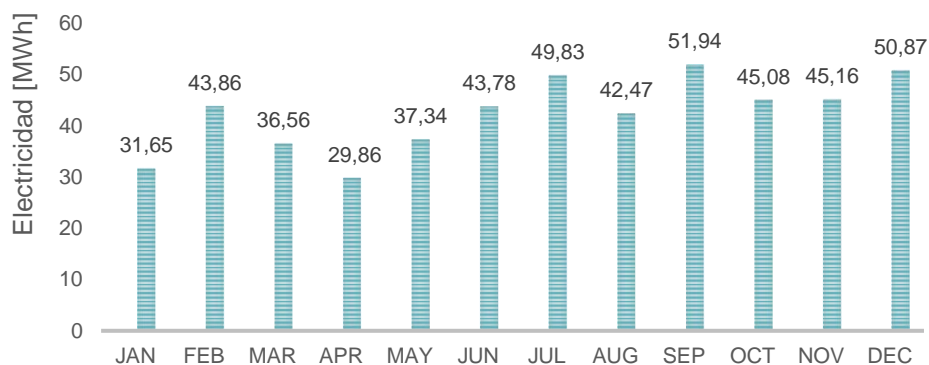


Figura 9. Generación de electricidad de una PCHE representativa, durante un año típico.

En el caso de las centrales hidroeléctricas conectadas al SEN, solo Hanabanilla opera como regulador secundario de la frecuencia o la tensión del SEN, dependiendo de las necesidades de éste. El resto de las centrales operan subordinadas a las actividades de riego agrícola y abasto a la población, siendo éste el principal uso de los embalses cubanos. Por esta razón, el factor de planta de estas centrales suele ser bajo al operar a baja potencia nominal como promedio dependiendo de los planes de la agricultura. Generalmente, las centrales cubanas conectadas al SEN operan las 24 horas del día con un bajo factor de planta, cercano al 50 por ciento, en la mayoría de las unidades. En ocasiones, también es común que las plantas que disponen de embalses reguladores agua abajo operen con un alto factor de planta durante las horas del pico de demanda eléctrico. La Figura 10 muestra el comportamiento típico de Hanabanilla durante el año, es notable que ésta contribuye entre el 40-80 por ciento de la generación de todas las centrales hidroeléctricas conectadas al SEN.

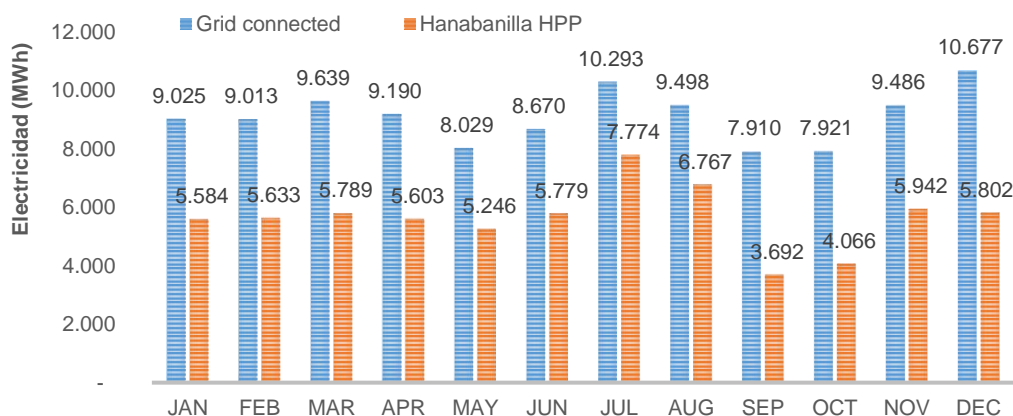


Figura 10. Generación de electricidad de las centrales hidroeléctricas conectadas al SEN.

Las disminuciones con respecto al valor medio de generación que se aprecian en la Figura 10, se deben a la relación directa de la generación con las estaciones meteorológicas y las condiciones climáticas de cada región. Un factor que suele afectar la generación son las sequías que por lo general se repiten cada seis años con más de un año de duración.

Las sequías, especialmente las asociadas con el fenómeno meteorológico denominado “El Niño”, han causado un gran impacto negativo durante los últimos 15 años y se espera continúe afectando en el futuro a toda la región del Caribe. Por esta razón, deben tomarse medidas de mitigación para la reducción del impacto de la incapacidad de generación por falta de agua, como las previstas en la “Tarea Vida: Plan del Gobierno Cubano para el enfrentamiento al cambio climático”. Por otro lado, es importante destacar que aproximadamente la mitad del potencial hidroenergético identificado en el país, se ubica en áreas protegidas y reservas de la biosfera. Esta es otra de las razones de por qué la hidroenergía no ha sido desarrollada en Cuba a gran escala (Morales Pedraza, 2018).

Planes para la construcción de Centrales Hidroeléctricas de Bombeo

Según Vasudevan et al. (2021), sólo las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB), como la mostrada en la Figura 4, las centrales eléctricas con almacenamiento en aire comprimido (CEAAC) y las centrales termoacumuladoras (CTA), son opciones viables desde los puntos de vista técnico-económico para el almacenamiento a gran escala (nivel de red). Esto se debe a su alta capacidad de almacenamiento energético y bajo costo. Dentro de todas las opciones analizadas para Cuba (Peña Pupo et al., 2018), CHB es una tecnología a considerar por ser: técnicamente madura, con un tiempo de vida mayor de 40 años, gran capacidad de generación, bajo costo de almacenamiento energético y bajo costo de operación y mantenimiento.

Precisamente la gran capacidad de almacenamiento de las CHB las hace elegibles para integrar la generación renovable variable prevista en Cuba hacia 2030: 700 MW en solar fotovoltaica y 680 MW en energía eólica (MINCEX, 2019). Se han estudiado alrededor de 30 sitios con muy buenas condiciones hidrológicas, geológicas y topográficas para la construcción de CHB en las tres regiones de país: oriente, centro y occidente. Específicamente en la región occidental se han identificado 11 sitios en la Sierra del Rosario con excelentes condiciones, debido a su proximidad con los centros de mayor consumo eléctrico del país. Asimismo, han sido identificados 4 sitios en la región central y 15 en el oriente del país.

Después de dos años de evaluación de las 30 posibles variantes de ubicaciones en Cuba, fueron seleccionados dos sitios con gran potencial y buenas condiciones para el almacenamiento en energía hidráulica. Uno en la región central: dentro de la zona montañosa de Guamuaya (ver la Figura 1) y el otro en la región oriental, específicamente en la Sierra de Cristal, perteneciente a la provincia de Holguín. Este último sitio tiene la ventaja de contar con un embalse ya construido, Presa Mayarí, como se muestra en la Figura 11; con excelentes condiciones hidrológicas y topográficas. Por esta razón, en el año 2020 fue realizado el estudio de factibilidad para la construcción de la central hidroacumuladora de 200 MW en Mayarí, Holguín (Del-Campo, 2020).

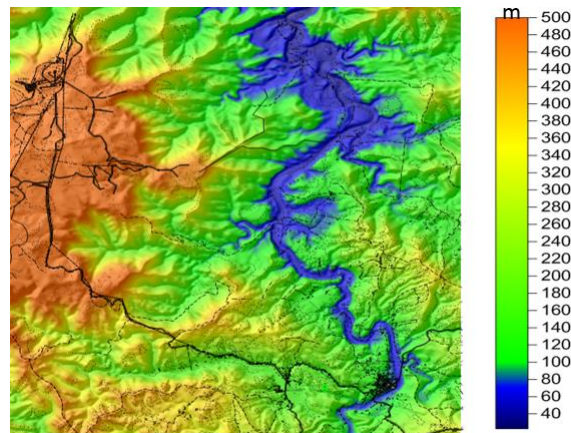


Figura 11. Condiciones topográficas alrededor del embalse Mayarí (Peña Pupo e Hidalgo, 2019)

En total se analizaron siete variantes para el trazado de las conductoras, como muestra la Figura 12 en color rojo (Var 1-7). Además, se analizaron tres posibles ubicaciones del embalse superior (Res 1-3). Como embalse inferior fue considerado el embalse Mayarí para todas las variantes.

Fue seleccionada la variante uno (Var 1) de la Figura 12 por mostrar mejores indicadores técnico-económicos y poseer buenas condiciones geológicas para la construcción de túneles. En todas las variantes analizadas las diferencias de nivel oscilan entre los 500 - 350 metros de altura en relativamente cortas distancias (2-3 km). Las relaciones entre la longitud de la tubería de conducción y la carga hidráulica (L/H) deben ser menores de 10. Este valor de umbral se considera en la literatura especializada como un índice técnico-económico para decidir la construcción o no de estas centrales. En todas las siete variantes estudiadas, la relación L/H varía entre 5 y 7. Otro factor de relevancia lo constituye la garantía hidrológica, estimada mediante simulación en 100 años.

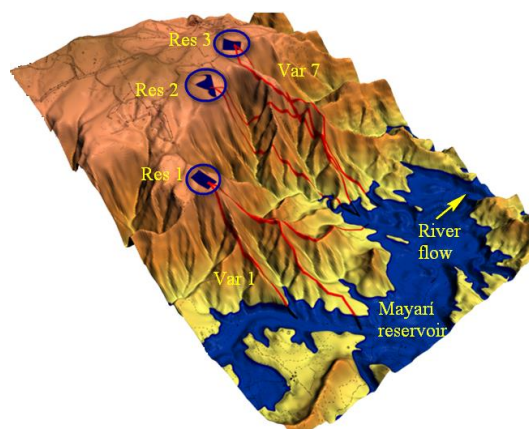


Figura 12. Variantes y ubicaciones de los embalses.

La integración al SEN de esta central tiene como principales ventajas: el incremento de la flexibilidad del SEN, mejor integración de las fuentes renovables variables como solar fotovoltaica y eólica, menor costo de electricidad, y reducción de las emisiones de GEI como el CO₂ al emplear una fuente renovable de energía. La construcción de una central hidroacumuladora en Cuba es un desafío necesario y factible desde el punto de vista técnico-económico (Peña Pupo e Hidalgo,

2019). Constituye una inversión necesaria en infraestructura eléctrica para el desarrollo económico del país. Sin embargo, debido a la característica de ser una inversión intensa en capital, se recomienda su construcción con participación de capital extranjero (Del-Campo, 2020).

Desafíos actuales

El sector hidroenergético cubano tiene que enfrentar algunos desafíos para incrementar la capacidad de generación y la flexibilidad de operación del SEN al menor costo posible. Considerar la introducción de nuevas tecnologías, como el uso de turbinas de velocidad variable en algunas centrales hidroeléctricas construidas, puede mejorar su eficiencia de operación. Acelerar el proceso de inversión extranjera para remodelar las viejas e ineficientes centrales Hidroeléctricas, es otro aspecto importante a considerar.

Para incrementar la eficiencia en la operación de las centrales hidroeléctricas construidas se debe considerar la remodelación del sistema de control. Asimismo, se podría mejorar la eficiencia y disponibilidad de las centrales aisladas del SEN si se éstas se integran en micro-redes. Por último, se recomienda considerar la capacidad científica y tecnológica de las universidades cubanas en la elaboración de los planes de inversión con fuentes renovables de energía.

Referencias

- Del-Campo, A. J. (2020). Hidroenergía. Características de red fluvial en Cuba. *Boletín "Renovables.Cu,"* 8, 2–4. www.cubaenergia.cu
- Guo, B. (2019). *Modelling and advanced controls of variable speed hydro-electric plants* (Université Grenoble Alpes). <https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-02296865>
- Gutiérrez Urdaneta, L., Peña Pupo, L., y Hidalgo González, R. (2019). Determinación de la carga de diseño en los proyectos hidroenergéticos a pie de presa. *Ingeniería Hidráulica y Ambiental*, 40(3), 126–140. <https://go.gale.com/ps/i.do?p=IFME&sw=w&issn=16800338&v=2.1&it=r&id=GALE%7CA612580288&sid=googleScholar&linkaccess=fulltext>
- International Hydropower Association (iha). (2019). *2019 Hydropower Status Report. Sector trends and insights*. <https://www.readkong.com/page/hydropower-status-report-2019-1199447>
- Kaunda, C. S., Kimambo, C. Z., & Nielsen, T. K. (2012). Hydropower in the Context of Sustainable Energy Supply: A Review of Technologies and Challenges. *ISRN Renewable Energy*, 2012, 1–15. <https://doi.org/10.5402/2012/730631>
- Liu, D., Liu, H., Wang, X., & Kremere, E. (Eds.). (2019). *World Small Hydropower Development Report 2019. Global Overview Disclaimer*. www.smallhydropower.org.
- Ministerio de Comercio Exterior e Inversión Extranjera [MINCEX]. (2019). *Cartera de Oportunidades de Inversión Extranjera 2018-2019*. <https://www.mincex.gob.cu/index.php/site/data/?lang=es&location=Inversión+Extranjera&title=Cartera+de+Oportunidades>

- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (2020). *Energías renovables. Situación actual de la Hidroenergía*. www.minem.gob.cu/energias-renovables
- Ministerio de Justicia. (2017). *Gaceta Oficial de la República de Cuba*. GOC-2017-715-EX51. Ley 124 de las Aguas Terrestres (pp. 985–1047). pp. 985–1047. La Habana, Cuba.
- Morales Pedraza, J. (2018). Renewable Energy Sources in Cuba: Current Situación and Development Prospects. In *Focus on Renewable Energy Source*. <https://www.researchgate.net/publication/326698092>
- ONEI. (2021). ANUARIO ESTADÍSTICO DE CUBA 2020. CAPÍTULO 10: MINERÍA Y ENERGÍA. In *Anuario Estadístico de Cuba 2020*.
- ONEI. (2020). Anuario Estadístico de Cuba 2019. Capítulo 10: Minería y Energía. In *Anuario Estadístico de Cuba 2019* (p. 19). Oficina Nacional de Estadísticas e Información (ONEI).
- Peña Pupo, L. (2020). *Procedimiento de ajuste del punto de operación en mini y micro-hidroeléctricas autónomas con turbinas Pelton mediante regulación combinada Flujo-Carga secundaria resistiva* (Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas). https://www.researchgate.net/publication/351733030_PhD_Thesis_Presentation
- Peña Pupo, L., Fariña Wong, E. Y., Luis Cordova, J. G., & Delgado Triana, Y. (2020). Quality of Energy, Energy Access and Law within the Cuban Hydropower Context. *Global Jurist*, 20(3). <https://doi.org/10.1515/gj-2020-0012>
- Peña Pupo, L., y Fariñas Wong, E. Y. (2020). Mejoras en la eficiencia energética de las mini-hidroeléctricas aisladas mediante la regulación combinada flujo-carga lastre. *Ingeniería Energética*, XLI (1), 1–11. http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012020000100004&script=sci_arttext&tlng=en
- Peña Pupo, L., & Fariñas Wong, E. Y. (2021). Cuba Report. In *World Small Hydropower Development Report 2022*. United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) International Center on Small Hydro Power (ICSHP).
- Peña Pupo, L., Gutiérrez Urdaneta, L., y Hidalgo González, R. (2016). Consideraciones sobre el cobro del agua para fines hidroenergéticos en Cuba. Propuesta de mejoras. *Revista Eco-Solar*, 55, 40–64. <http://www.cubasolar.cu/wp-content/uploads/2019/02/ecosolar55.pdf>
- Peña Pupo, L., Hidalgo González, R., Gutiérrez Urdaneta, L., y Domínguez Abreu, H. (2018). Propuesta de Integración de una Central Eléctrica Termosolar al Sistema Eléctrico Cubano. *Tecnología Química*, XXXVIII (3), 668–683. https://www.researchgate.net/publication/331011953_Integration_Proposal_of_a_Solar_Thermal_Power_Plant_to_the_Cuban_National_Electric_System
- Peña Pupo, L., y Hidalgo, G. R. (2019). Acumulación de energía hidráulica en Cuba. Proyección hacia el año 2030. *Boletín “Renovables.Cu,”* 4, 2–6. www.cubaenergia.cu
- Pérez, F. D. (1983). Una serie de turbinas Pelton para mini y microhidroeléctricas. *Ingeniería Hidráulica*, IV (1), 85–97.
- Souza, Z. d., Moreira, S. A. H., & da Costa, B. E. (2018). Centrais hidrelétricas: implantação e comissionamento. *Editora Interciencia Ltda, 3ra Ed.*, 552. www.editorainterciencia.com.br

UNE, y EMFRE. (2020). *Estado actual de las centrales hidroeléctricas cubanas. Informe Anual de Operaciones. 2020.*

Vasudevan, K. R., Ramachandaramurthy, V. K., Venugopal, G., Ekanayake, J. B., & Tiong, S. K. (2021). Variable speed pumped hydro storage: A review of converters, controls and energy management strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110156. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110156>

IV.6. Almacenamiento de Energía: tecnologías y posibles aplicaciones en el sistema eléctrico cubano.

Miguel Castro Fernández, Rafael Pomares Tabares, Miriam Vilaragut Llanes

Introducción

Cuba ha apostado por un desarrollo del sistema energético apoyado en fuentes renovables de energía (FRE) para responder al crecimiento de la demanda eléctrica. Se espera que la participación de la generación renovable aumente hasta el 24% de la energía total servida al Sistema Nacional de Energía Eléctrica (SNEE) en el 2030.

Si bien el aumento de la cantidad de FRE en el sistema eléctrico cubano tiene muchos impactos positivos, también es necesario reconocer los desafíos relacionados con la utilización de la generación renovable. La utilización de FRE requiere la implementación de nuevas tecnologías de conexión y generación; y la inyección de generación variable dependiente del clima en el sistema eléctrico establece nuevos requisitos y desafíos para mantener el equilibrio entre la generación y el consumo de energía. Esto obliga a los desarrolladores de sistemas a pensar en cómo mantener la estabilidad y la seguridad del sistema de energía eléctrica mediante el uso de tecnologías complementarias, como los almacenamientos de energía.

Se anticipa que la década de 2020 será la década en la que el mercado de almacenamiento de energía hará el gran avance. Con la creciente demanda de almacenamiento de electricidad de aplicaciones estacionarias y móviles, se espera que el stock total de capacidad de almacenamiento de electricidad en términos energéticos crezca a 11,89 - 15,72 TWh, si se cumple la proyección de que para 2030 la instalación de FRE se duplique.

Una tecnología de almacenamiento que últimamente se está imponiendo con mayor fuerza son los sistemas de almacenamiento eléctrico en baterías (SAEB). La tecnología tuvo una de sus primeras aplicaciones con la instalación de 12 MW en el desierto de Atacama en noviembre de 2009, en Chile. El SAEB fue suministrado por dos empresas, AES Energy Storage y A123 Systems. Se utilizó para regular la frecuencia y reducir la capacidad requerida de reserva giratoria en el sistema que alimentaba las cargas eléctricas de las minas de la región (EVWIND, 2009). La Unión Europea reporta alrededor de 3 GWh de capacidad SAEB instalada y en operación en su territorio, y se espera que la capacidad crezca hasta 12,8 GWh para 2025 (Solar-Power Europe, 2021).

La estabilidad de la frecuencia y la capacidad requerida de las reservas giratorias son los dos principales problemas a resolver en el SNEE cubano, cuando se incremente la participación de la

generación renovable variable en el sistema. Los almacenamientos de energía brindan soluciones factibles para estos problemas. Ya a mediados de la década de los 80 se evaluó la posibilidad de incorporar hidroacumuladoras para apoyar la operación del SNEE. Proyectos más recientes se han llevado a cabo en Isla de la Juventud, donde se propone un SAEB para aumentar la penetración de las plantas de generación de energía solar fotovoltaica (PV) en esta región. Isla de la Juventud es un sistema aislado sin conexión a la red de la isla principal.

Tecnologías y funcionamiento

El almacenamiento de energía es un proceso que permite que la energía sea transformada y almacenada en otro cuerpo o sistema para convertirla posteriormente en energía útil. Las formas más típicas de energía almacenada son: energía química (baterías), calor, campo eléctrico (condensadores), energía mecánica rotatoria (volantes) y energía potencial (reservas de agua de energía hidroeléctrica). Existen tres líneas básicas de aplicación del almacenamiento de energía: gestión energética (despacho económico, reducción de emisiones), calidad de la energía (servicio ininterrumpido, regulación de frecuencia), y transporte (vehículos eléctricos).

Uno de los retos fundamentales en la operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) es el equilibrio entre la oferta y la demanda. La generación debe ser igual al consumo en cada segundo. Los operadores de SEP desregulados que operan en mercados SPOT (por sus siglas en inglés) con altos niveles de penetración de FRE pueden tener pérdidas económicas considerables asociadas a la generación con fuentes renovables y variables de energía (FRVE) debido a errores de pronóstico de producción. Si la producción momentánea con FRVE se acorta con respecto al valor predicho, el operador responsable debe pagar los costos causados por la compensación del desequilibrio entre la producción esperada y la realizada. La compensación se realiza mediante la activación de reservas de generación. Por ejemplo, el operador del sistema de transmisión 50 Hz en el noreste de Alemania gastó más de mil millones de euros en 2015 en medidas de reprogramación resultantes de los errores de pronóstico (Electric Energy Storage Systems, 2017).

Los problemas con el almacenamiento de energía a alta capacidad han llevado a la necesidad de tener altos niveles de reserva de maniobra (unidades que funcionan sin hacer trabajo), lo que aumenta los costos de operación. Las tecnologías de almacenamiento de energía (TAE) se han utilizado desde el comienzo de los SEP; la primera luz eléctrica de la ciudad en los EE. UU. fue suministrada por un generador de electricidad de CC combinado con almacenamiento de batería; la primera gran central eléctrica de CA usó la energía del agua que caía y la convirtió en electricidad (Woodworth C.A., 2016). Muchos almacenamientos de energía locales (baterías) también se usaron más tarde en Alemania alrededor de 1930 para estabilizar y respaldar el sistema de energía, especialmente durante la noche. El almacenamiento de energía comprendía alrededor del 2 % de la potencia instalada (7 GW) en ese momento (Electric Energy Storage Systems Book, 2017).

Hay varios factores que inciden en la necesidad de utilizar acumuladores de energía eléctrica:

- La variabilidad temporal de la producción de energía renovable dependiente del clima.
- La necesidad de dar respuesta a perturbaciones de corta duración en la red eléctrica, evitando la puesta en marcha de unidades generadoras de reserva.
- Irregularidades en el suministro de co - energía.
- Facilitar la planificación de los sistemas de generación eléctrica.
- Reducir la generación de energía momentánea requerida durante las horas pico mediante la descarga de almacenamientos de energía.

En la Figura 1 se presentan diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, sus capacidades de potencia típicas y períodos de operación relacionados con sus capacidades de energía.

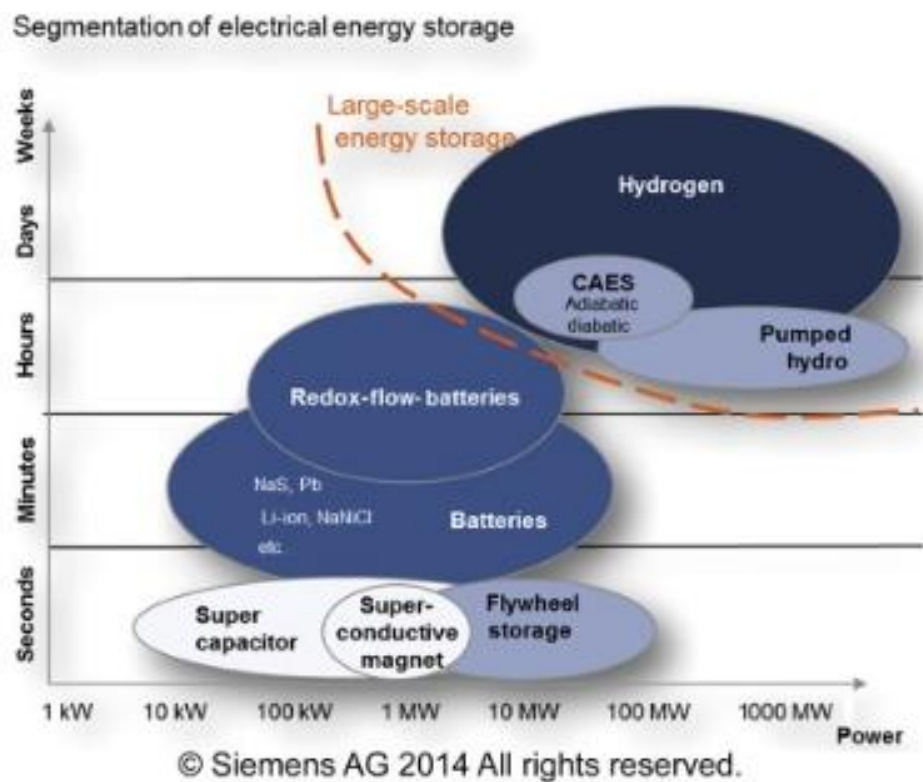


Figura 1. Descripción general de las tecnologías de almacenamiento y sus rangos típicos de potencia y capacidad. (Erik Wolf, 2015)

La Tabla 1 muestra el estado de madurez y algunas características específicas de las TAE seleccionadas. En la tabla, CAES se refiere a almacenamientos de energía de aire comprimido, y SMES a almacenamientos de energía magnética superconductora.

Tabla 1. Comparación del estado de desarrollo y otras características de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía. (Valdovinos, F. y Otárola, R, 2008)

Characteristic	Pumped Hydropower	CAES	Flywheels	Batteries	SMES	Supercapacitors	Thermal
Energy Range MJ	1,8x10 ⁴ -36x10 ⁶	18 x10 ⁴ -18x10 ⁶	1-18.000	1.800-180.000	1.800-5,4x10 ⁴	1-10	1-100
Power Range MWe	100-1.000	50-1.000	1-10	Lead acid – 60-180 Nickel Metal hydride – 370 Li-ion – 400-600	10 – 1.000	0,1-10	0,1-10
Overall Cycle Efficiency	64-80%	60-70%	~90%	~75%	~95%	~90%	~80-90%
Charge/Discharge Time	Hours	Hours	Minutes	Hours	Minutes to Hours	Seconds	Hours
Cycle Life	≥10.000	≥10.000	≤10.000	≤2.000	≥10.000	>100.000	>10.000
Footprint/Unit Size	Large if above ground	Moderate if under ground	Small	Small	Large	Small	Moderate
Siting Ease	Difficult	Difficult to moderate	N/A	N/A	Unknown	N/A	Easy
Maturity	Mature	Early development	Early development	Lead acid mature, others under development	Early R&D stage, under development	Available	Mature

Nota: 1 MJ=277 Wh

Otra posibilidad para clasificar las TAE es una comparación entre sus propiedades técnicas. Para ello se ha propuesto un grupo de indicadores, tales como: potencia de salida o capacidad de potencia, capacidad de almacenamiento, profundidad de carga, relación de carga, relación de potencia de descarga, requisitos de tensión CA, requisitos de ciclo de trabajo, requisitos de portabilidad, estado de carga, profundidad de descarga, autodescarga, densidad de energía, tiempo de arranque, tiempo de aceleración, y costos específicos (Electric Energy Storage Systems, 2017).

Posibles aplicaciones en la red eléctrica cubana

Los posibles problemas en los sistemas de energía eléctrica cubanos que surgen de la mayor participación de la generación con FRVE en el sistema están asociados con una alta variabilidad de la carga residual momentánea y la confiabilidad del pronóstico de la generación con FRVE. La carga residual es la diferencia entre la carga momentánea y la generación con FRVE. La carga residual debe ser suministrada por otras fuentes de generación o por despacho de la carga. Cuanto mayor sea la variabilidad de la carga residual, más flexibilidad y capacidad de generación controlable se requiere para equilibrar el sistema.

Algunos autores consideran que el valor medio del error de previsión de la generación con fuentes renovable es de un 2,5% superior a 24 h (Electric Energy Storage Systems, 2017). Sin embargo, el error real podría ser mucho mayor en un sistema de tipo cubano ubicado en una isla, donde los cambios en los niveles de intensidad de la radiación solar, por citar una de las principales fuentes de energía, pueden ocurrir en segundos. La Figura 2 muestra la variabilidad de la producción de energía de una planta fotovoltaica en la Isla de la Juventud con la presencia de nubosidad, ambas variables obtenidas a lo largo de un año. El eje horizontal muestra los meses del año, mientras que

el eje vertical muestra cómo varía la producción de energía y la nubosidad durante ese mismo año. Como se puede apreciar, la producción de energía en el parque solar fotovoltaico está directamente relacionada con la presencia de nubes en el territorio donde se ubica el parque, según lo establecido por Soto Calvo (2017).

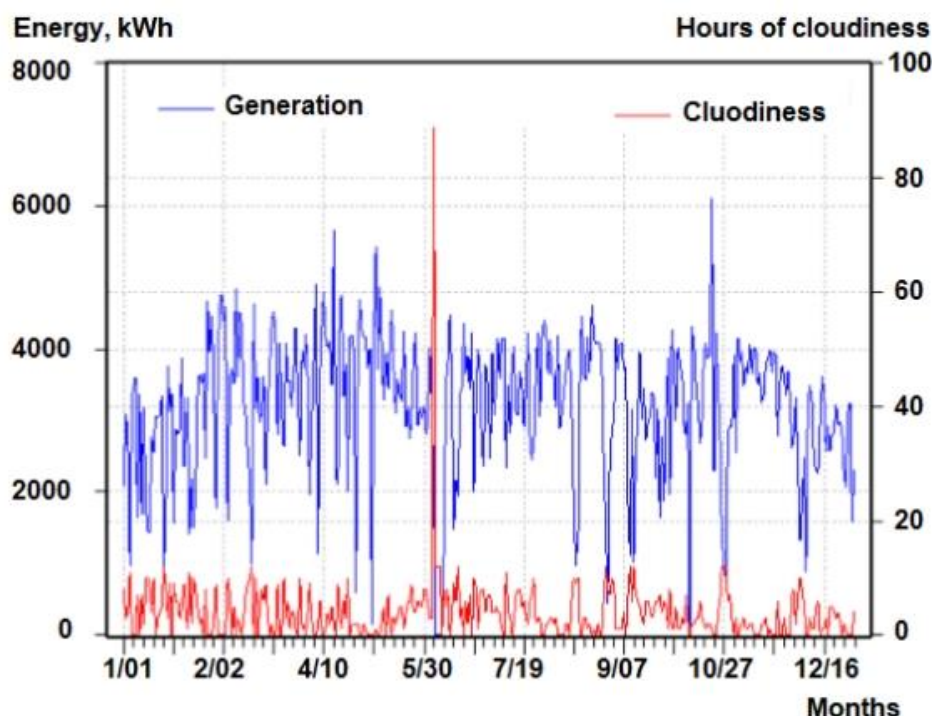


Figura 2. Variabilidad de la generación eléctrica de una planta fotovoltaica con la variación de la intensidad de la radiación solar (representada por la variación de la nubosidad) (Soto Calvo, 2017)

La introducción de TAE en el SNEE cubano debe considerar las necesidades de su operación y seguridad, por tratarse de un sistema aislado. Tomando como premisa este criterio, las principales tareas a ser respondidas por una TAE son el control de frecuencia del SNEE y la reducción de la capacidad de reserva de maniobra necesaria. Estas tareas requieren una capacidad de almacenamiento de respuesta rápida, como las que brinda los SAEB y las hidroacumuladoras

Impacto de una central hidroeléctrica por bombeo o hidroacumuladora en el SEN cubano

Los efectos esperados de una central hidroeléctrica de bombeo sobre la operación del SEN cubano son:

- Es una planta mayormente útil en el pico de carga, que consume energía más barata en horas de baja demanda, para almacenar una cantidad de energía, y reemplaza la generación de energía más costosa en horas pico de demanda.
- Es una planta con una capacidad de respuesta muy rápida (en pocas decenas de segundos puede pasar de cero a su potencia máxima cuando ya está conectada a la red), lo que la hace ideal para cubrir situaciones de salidas de emergencia de unidades generadoras,

reduciendo la magnitud y el tiempo del impacto en los consumidores, así como las pérdidas para la economía nacional. Es una reserva operativa de regulación primaria muy rápida.

- Permitiría que el SEN operara con una menor reserva de maniobra, lo que reduce los costos de operación.
- Asegura una mayor generación de las unidades de carga base en los horarios de menor demanda, aumentando su eficiencia de operación y reduciendo sus índices de costos operativos, aplanando la curva de carga diaria del SEN en las madrugadas, dando solución a uno de los problemas más graves que tiene el funcionamiento eficiente del SEN cubano.
- Facilita la penetración de FRE en el SNEE
- Puede participar en la regulación de la frecuencia del SEN, aunque esto sería perjudicial para su uso en el pico.
- Puede cooperar en la regulación de la tensión y potencia reactiva del SEN, actuando como regulador de tensión en momentos extremos.

González Barboza (2014) ha analizado la rentabilidad de la posible inversión en una central hidroeléctrica de bombeo en el SEN cubano. Las premisas del almacenamiento hidráulico por bombeo fueron: potencia operativa de 120 MW con una eficiencia del 75%, 6 horas diarias de funcionamiento en modo generación (25%), y 8 horas en modo bombeo durante 330 días al año (162 días en régimen de bombeo en las condiciones de la curva de carga de invierno y 168 bajo las condiciones de la curva de carga de verano). El análisis mostró que la operación del almacenamiento hidroeléctrico por bombeo no era económicamente rentable. Los valores actuales netos (VAN) calculados para un período de 25 años de operación fueron negativos.

Una posible variante de mejora de estos resultados sería asociar a la inversión de la hidroacumuladora un parque fotovoltaico conectado a la red, que reduciría el consumo energético de la red por parte de la hidroacumuladora en su régimen de operación de bombeo en horario comercial, la tarde, que corresponde a la salida del pico del mediodía, y preparación para la cobertura del pico de la noche. Este consumo alcanza valores de 30 MWh en promedio, lo que valdría la pena analizar desde el punto de vista de lo que representaría la inversión del parque fotovoltaico conectado a la red y su impacto en la red de manera integral.

Impacto del uso de la tecnología SAEB en el SEN cubano

Atendiendo a una solicitud de la UNE, se realizó un análisis de la posibilidad de aumentar la penetración fotovoltaica al 2030 con el uso de SAEB. Como resultado de este estudio, se concluyó que, bajo las condiciones y escenarios analizados, el SEN cubano puede adoptar hasta 1200 MW de capacidad de generación solar fotovoltaica complementada con 470 MWh de capacidad SAEB. Se analizó la factibilidad del sistema para demandas de potencia mínima, media y máxima con dos ciclos diarios de carga/descarga del SAEB (CIPEL, 2016).

La evaluación se realizó en condiciones de estados estables y dinámicos de la misma para las condiciones de cobertura de la demanda eléctrica en régimen de mínima, media y máxima demanda, considerando dos (2) tiempos de carga y tres (3) veces al día de descarga del SAEB, mostrado en la Figura 3 (CIPEL, 2016).

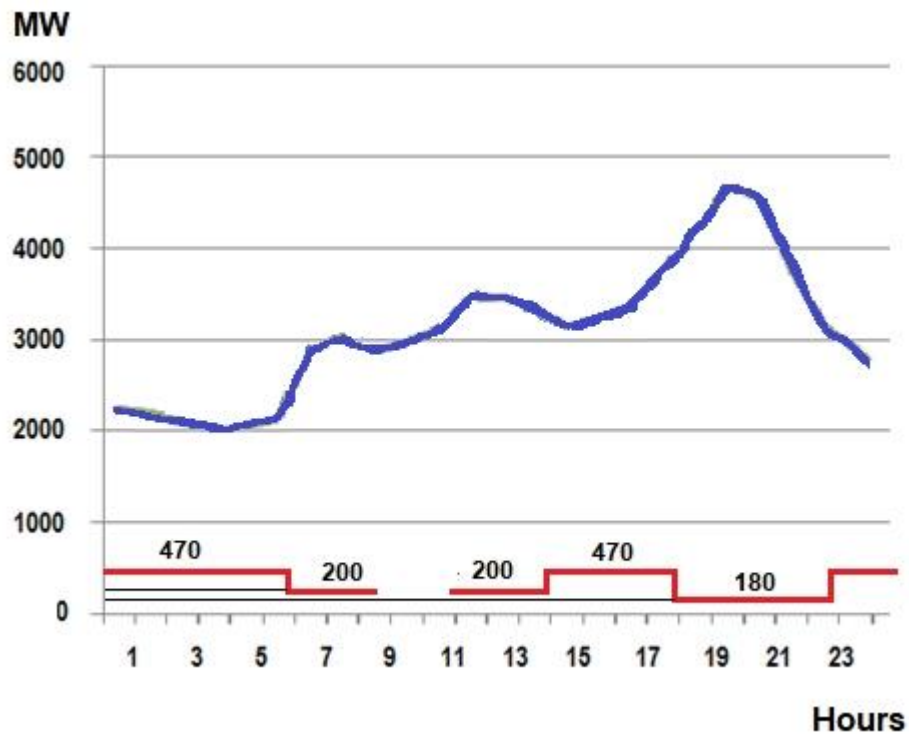


Figura 3. Comportamiento y uso de SAEB para aumentar los niveles de penetración fotovoltaica en el SEN cubano. (CIPEL, 2016).

La línea azul sólida representa la curva de carga diaria típica en el SEN cubano. Las secciones rojas representan los tiempos de carga y descarga de las baterías (470 MW de carga en la madrugada y 200 MW de descarga en el pico de la mañana; 200 MW de descarga en el pico de la tarde; 470 MW de carga en la tarde y 180 MW de descarga en el pico de la noche).

Al operar de esta forma, el SAEB asegura un incremento de hasta 1.300 MW de fuente fotovoltaica a instalar en el sistema, unos 500 MW más de lo previsto para 2030 en su primera variante, con explotación confiable del SEN cubano, tanto en condiciones estáticas como dinámicas.

Conclusiones

Lo visto hasta ahora se basa en el uso de la tecnología SAEB y el bombeo de agua para almacenamiento, pero hay que tener en cuenta que las tendencias pueden cambiar según algunos autores. Por ejemplo, Kaps, Marinesi, Netessine (2021) argumentan que la inversión actual se centra en las baterías, y otros autores como Kittner et al. (2017); Diouf y Pode (2015); Tsiropoulos et al. (2018) sugieren que las baterías puede que sea la futura tecnología de elección para almacenar

electricidad durante varias horas o días, consideran que se adoptarán tecnologías baratas y de baja eficiencia, como la térmica, antes que las costosas de alta eficiencia, como las baterías de iones de litio.

Referencias

- Andrey, C., Barberi, P., Lacombe, L., Nuffel, L. van, Gérard, F., Dedecca, J. G., ... Crenes, M. (2020). *Study on energy storage - contribution to the security of the electricity supply in Europe*. <https://doi.org/10.2833/07725>
- CIPEL. (2016). *Informe interno a la UNE. Servicio científico - técnico profesional Penetración fotovoltaica en el SEN. Contrato CIH-UNE No. 151-S-16*.
- Diouf, B., & Pode, R. (2015). Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. *Renewable Energy*, 76, 375–380. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.058>
- EVWIND. (2009). AES Gener instala en Chile un sistema de baterías de litio para almacenar electricidad. <https://www.evwind.es/2009/11/19/aes-gener-instala-en-chile-un-sistema-de-baterias-de-litio-para-almacenar-electricidad/2321?msclkid=c0db8d42b58b11ec91384803eb627731>
- González Barbosa, D. A. (2014). *Evaluación de la posible presencia de una Central Hidroacumuladora en el Sistema Eléctrico Nacional de Cuba*. Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría”, CUJAE.
- Kaps, C., Marinesi, S., & Netessine, S. (2021). *Electricity Storage and Renewables: How Investments Change as Technology Improves - OurEnergyPolicy*. <https://www.ourenergypolicy.org/resources/electricity-storage-and-renewables-how-investments-change-as-technology-improves/?msclkid=45e5fd5cb58e11eca91285097d3658d8>
- Kittner, N., Lill, F., & Kammen, D. M. (2017). Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition. *Nature Energy*, 2(9), 17125. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.125>
- Komarnicki, P., Lombardi, P., & Styczynski, Z. (2017). Electric Energy Storage Systems: Flexibility Options for Smart Grids. In *Electric Energy Storage Systems* (pp. 1–211). <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53275-1>
- Ralon, P., Taylor, M., Ilas, A., Diaz-Bone, H., & Kairies, K.-P. (2017). *ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030*. <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets#:~:text=Likesolar-photovoltaic%28PV%29panelsadecadeearlier%2C,withbettercombinationsand-reduceduseofmaterials.?msclkid=0da9ea98b58d11ecae0eefd18c9>
- ReNews.BIZ. (2020). Energy storage to “hit 15GW by 2024” Retrieved from reNews - Renewable Energy News website: <https://www.renews.biz/58755/energy-storage-to-hit-15gw-by-2024/?msclkid=03597299b58f11ec8c63f363949b93ef>
- SolarPower Europe. (2021). European Market Outlook for Residential Battery Storage 2021-2025. <https://www.solarpowereurope.org/insights/thematic-reports/european-market-outlook-for-residential-battery-storage-2021-2025?msclkid=665c3b6eb58f11eca4cc85e8eb4f3fc2>

- Soto Calvo, M. A. (2017). *Análisis del comportamiento de las Centrales Fotovoltaicas instaladas en la Empresa Eléctrica de la Isla de la Juventud desde su puesta en marcha*. Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría”, CUJAE.
- Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., & Lebedeva, N. (2018). *Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications. Scenarios for costs and market growth*. <https://doi.org/10.2760/87175>
- Valdovinos, F., & Otárola, R. (2008). *Almacenamiento de Energía: Desarrollos Tecnológicos y Costos* (Pontificia Universidad Católica de Chile). <https://1library.co/document/zk765kpg-almacenamiento-de-energia-desarrollos-tecnologicos-y-costos.html?msclid=dffdf037b59011ecb403f9f3e6e307c8>
- Wolf, E. (2015). Large-Scale Hydrogen Energy Storage. In *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing* (pp. 129–142). <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00009-7>
- Woodworth, C. A. (2016). Canada-U.S. ac Intertie: First Canadian Hydro Plant at Niagara Falls [History]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(4), 88–108. <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2548432>



IV.7. TEMAS DE DOCTORADO

IV.7. 1. Modelación inversa de la gasificación por plasma con requisitos de temperatura de gasificación y de relación H₂/CO del gas producido.

Jorge Jadid Tamayo Pacheco, Ángel Luis Brito Sauvanell, Jukka Kontinen

Resumen

La conversión térmica de materiales orgánicos en gas rico en hidrógeno, que luego puede usarse para la síntesis de aditivos o biocombustibles de segunda generación, es una posible vía para reducir el consumo de combustibles fósiles y al mismo tiempo reducir el impacto ambiental negativo de los residuos.

Una de las técnicas estudiadas para llevar a cabo esta transformación, es la gasificación por plasma con aire y vapor como agentes gasificantes, proceso complejo en el que se interrelacionan diversos parámetros operativos.

Cuando en este proceso se establecen estrictos requisitos de calidad del gas, se generan correlaciones entre los parámetros operacionales que dificultan la predicción de su comportamiento. Es por ello que en este trabajo se desarrolla el modelado computacional inverso del proceso, utilizando un modelo de equilibrio termoquímico, para obtener las relaciones de dependencia entre sus variables y el desempeño del proceso.

Introducción

En la actualidad, la valorización energética de los materiales carbonosos ha sido un tema de preocupación mundial para los países desarrollados y para los en vías de desarrollo, porque, además de los beneficios económicos directos que se podrían generar, también genera beneficios ambientales y contribuye a satisfacer las crecientes demandas energéticas. Esta materia se incluye en los objetivos de desarrollo sostenible hasta 2030 (ODS), entre cuyas metas se encuentran: aumentar la proporción de fuentes renovables de energía, y reducir el impacto ambiental negativo de los residuos.

El uso de la bioenergía está íntimamente ligado al desarrollo de técnicas eficientes que permitan que esta producción sea competitiva con el uso de combustibles convencionales. Este estudio se centra en una de las técnicas de conversión térmica: la gasificación. La gasificación permite convertir un material sólido de bajo poder calorífico y difícil de manipular, en uno más fácil de utilizar desde el punto de vista energético: el gas combustible (Basu, 2018).

Las aplicaciones energéticas del gas producido son diversas, destacando la generación de calor, energía eléctrica y la producción de biocombustibles o aditivos a los tradicionales. Para cada aplicación existen requisitos que debe cumplir el gas, tales como: contenido de alquitrán, poder calorífico, relación molar entre H_2 y CO , entre otros. El bajo contenido de alquitrán es una restricción común y está asociado a la temperatura a la que se encuentra el gas productor, si este es sometido a altas temperaturas de gasificación (superiores a $1200\text{ }^\circ\text{C}$) (Basu, 2018).

En este estudio, se considerará como una aplicación, la obtención de un gas rico en hidrógeno y desprovisto de alquitranes, con condiciones para ser utilizado para la síntesis de biocombustibles o aditivos de combustibles que requieran una relación H_2/CO igual a 2, tal es el caso de la síntesis de metanol, y la síntesis de biocombustibles mediante la técnica conocida como Fischer-Tropsch (Im-orb, Simasatitkul, and Arpornwichanop, 2016).

El proceso de gasificación se puede clasificar según el origen de la energía que requiera en:

- gasificación autotérmica o directa cuando ésta provenga de la combustión (internamente en el reactor) de una parte del material alimentado, o
- de la gasificación alotérmica o indirecta cuando la energía requerida por el proceso se suministra externamente (Dahlquist, 2013). Esto le da a la gasificación indirecta una mayor controlabilidad del proceso, generando un gas combustible de mejor calidad (Agon and Helsen, 2018).

En cuanto a la gasificación indirecta, el uso de plasma térmico es un concepto novedoso (Heidenreich and Foscolo, 2015). Como se puede apreciar en la figura 1, en esta técnica de conversión térmica, además del material a gasificar, se introduce el o los agentes gasificantes y se utiliza el plasma térmico como fuente de calor para el proceso de gasificación, obteniendo un gas combustible compuesto principalmente por H_2 , CO_2 , CO , H_2O , N_2 . y escoria vitrificada. Aunque el concepto de gasificación por plasma (GP) se diseñó originalmente para el tratamiento de residuos peligrosos, luego se extendió para generar gas de síntesis de alta calidad a partir de múltiples materiales (Hrabovsky et al., 2017).

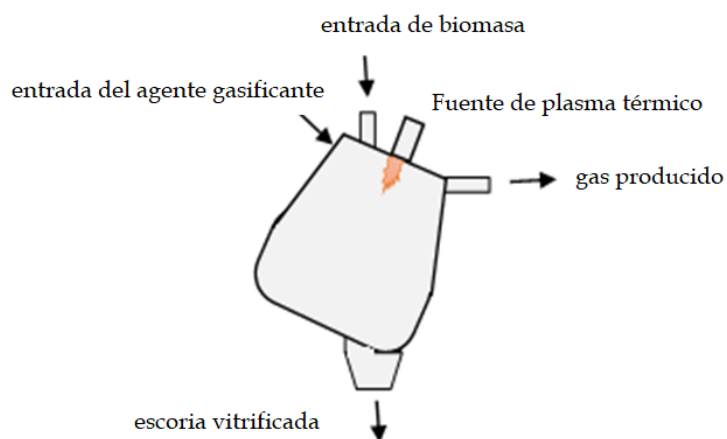


Figura 1. Reactor de proceso de gasificación por plasma.

En comparación con otras técnicas de termoconversión, la GP tiene pocas plantas en todo el mundo. Alter NRG es una empresa con amplia experiencia desde que adquirió la estadounidense Westinghouse Plasma en 2007 y ha construido varias plantas en Japón, China, Reino Unido e India. Otras empresas que han desarrollado tecnologías para GP son: Europlasma, Plasco energy group, InEnTec, Solena Group, PEAT International y SRL Plasma (Achinas, 2019). Estas empresas han creado plantas piloto de varios tamaños que incluyen grandes proyectos comerciales.

En la literatura consultada se reportan intentos recientes de desarrollar tecnología de gasificación asistida por plasma para convertir residuos en pequeñas instalaciones, es decir, con capacidades menores a 10 tpd (Li, Li, and Wei, 2020; Sturm et al., 2016; van der Walt, Jansen, and Crouse, 2017). Por ejemplo, la tecnología HelioStorm de Cogent¹ permite convertir 4 toneladas de residuos municipales en 4 MW de energía eléctrica excedente, y la tecnología de hidrograsificación catalítica perteneciente a Blueplasma Power² puede convertir desechos orgánicos en gas, y luego este en aditivos para combustibles.

A pesar de sus beneficios, la GP no ha tenido mucho éxito, principalmente debido al alto costo de capital de una planta comercial y su inmadurez tecnológica. Además, el nivel moderado de preparación comunitaria desalienta a gobiernos y empresas a invertir en dicha tecnología, a lo que se suman sus condiciones extremas de funcionamiento y posibles problemas de seguridad (Munir et al., 2019). En Cuba no se ha aplicado la técnica de gasificación por plasma, pero dado el potencial de los residuos orgánicos, podría ser de interés una vez que sea económicamente viable.

Varios trabajos de investigación sobre la GP se han dirigido al análisis termodinámico del proceso, incluyendo la predicción de la composición del gas producido, así como cálculos energéticos y exergéticos (Kokalj, Arbiter, and Samec, 2017; Mountouris, Voutsas, and Tassios, 2006) mientras que otros se han centrado más en evaluar el desempeño del modelo, con cambios en las variables independientes, o cambios en las características del material a gasificar o el tipo de agente gasificante (Indrawan et al., 2019; Janajreh, Raza, and Valmundsson, 2013; Mazzoni, Ahmed, and Janajreh, 2017; Mazzoni and Janajreh, 2017).

La gasificación por plasma con el fin de producir un gas rico en dihidrógeno ha sido objeto de investigaciones recientes (Favas, Monteiro, and Rouboa, 2017; Tavares, Ramos, and Rouboa, 2019). En estos trabajos se propone el uso de vapor de agua como agente gasificante, o como gas de plasma, por su efecto beneficioso sobre la formación de dihidrógeno, mientras que el completamiento de oxígeno para la oxidación parcial del carbono se logra con la adición de aire enriquecido, con oxígeno u oxígeno puro. El uso de modelos de equilibrio también es un elemento común de estos estudios, ya que este tipo de modelo se considera realista para este tipo de procesos (Hrabovsky et al., 2017).

¹ <https://www.cogentenergysystems.com> consultado en mayo 2020

² <http://www.blueplasmapower.com> consultado en mayo de 2020

No obstante los valiosos resultados de las investigaciones antes mencionadas, se deben señalar algunas cuestiones no abordadas:

- a) Tanto para el dimensionamiento como para la operación de un gasificador por plasma con aire y vapor, se necesita un procedimiento para optimizar las condiciones de operación en función de los criterios de desempeño del proceso, cumpliendo al mismo tiempo con las restricciones de calidad del gas producido. Para lograrlo, en la investigación, se propone la modelación con enfoque inverso basado en un método gráfico.
- b) No se ha tenido en cuenta la correlación entre los parámetros operacionales, que se crea cuando el proceso está sujeto a restricciones como la temperatura del gas productor y la relación H_2/CO , ni el efecto simultáneo de los parámetros correlacionados, aspectos que se mencionan por Zhang (2011), pero no se ha determinado de forma matemática y analítica. Esta correlación entre dos parámetros operacionales, la razón energética del plasma (PER) y razón biomasa vapor (SBR), se muestran en la Figura 2, donde las restricciones de la relación molar $H_2/CO = 2$ y la temperatura de gasificación a 1200 °C limitan la región operativa a una curva.

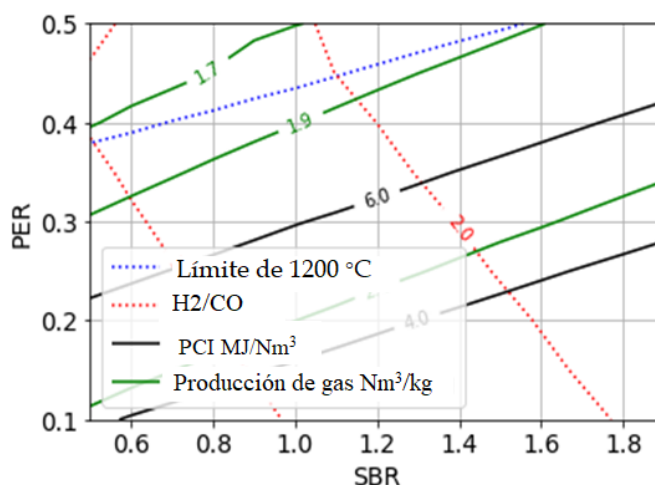


Figura 2. Curvas de nivel. Modelación de la GP de bagazo de caña de azúcar

- c) Se ha estudiado el efecto de un grupo de variables de entrada del proceso sobre otras variables de salida e indicadores de rendimiento, pero no se describe qué efectos son más fuertes y decisivos para la producción de gas con alto contenido de hidrógeno, o cuáles podrían pasarse por alto. En el estudio propuesto esto se hará a través de los métodos de análisis de sensibilidad local y global.
- d) Los modelos de equilibrio predicen en exceso la conversión de carbono, en comparación con los experimentos sobre GP. Por lo tanto, se necesita una mejor comprensión de las relaciones entre los parámetros operativos en la GP para lograr la conversión total de carbono. Para solucionar esto, se desarrollará un modelo matemático de conversión total de carbono basado en los resultados de experimentos sobre la cinética de la gasificación a alta temperatura con termobalanza en atmósferas de CO_2 y H_2O .



Leña utilizada como fuente energética para la cocción

Problema de investigación

De los criterios expuestos anteriormente, se infiere como problema científico a resolverse:

Conocimiento insuficiente sobre los efectos simultáneos de los parámetros operacionales sobre el desempeño de la gasificación por plasma con aire y vapor, así como sus relaciones con otras variables del proceso cuando tiene requisitos estrictos de temperatura y relación H_2/CO del gas producido.

En correspondencia con el problema científico declarado, se define como **objetivo general**:
“*Desarrollar la modelación matemática con enfoque inverso y el análisis de sensibilidad del proceso de gasificación por plasma con aire y vapor como agentes gasificantes*”.

Novedad

El aporte teórico que da novedad científica a esta investigación consiste en la caracterización y formulación matemática del proceso de gasificación por plasma con aire y vapor cuando existe una correlación entre sus parámetros operacionales debido a restricciones en la calidad del gas producido.

Importancia: social, económica, ambiental

Si bien esta investigación se manifiesta fundamentalmente en el campo de las ciencias técnicas, es destacable su importancia social, ya que tiene un posible impacto en el desarrollo futuro de tecnologías para la generación de energía eléctrica y biocombustibles de segunda generación, lo que constituye una demanda creciente de la población cubana. Otro aspecto positivo indirecto es

la generación de empleo, principalmente en las actividades de recogida, transporte y tratamiento de residuos. Y no menos importante es el uso de escoria vitrificada como material de construcción. Desde el punto de vista ambiental, su posible impacto favorable tiene que ver con una mejor gestión de los residuos, y esto repercute en la higiene de las localidades, además de evitar la emisión de biometano a la atmósfera. Para aprovechar estos aspectos positivos, es necesario diseñar y operar correctamente las plantas de gasificación, y así evitar la emisión de contaminantes a la atmósfera.

Desde la perspectiva económica, la gasificación por plasma de residuos podría generar beneficios económicos en ciertos escenarios favorables, caracterizados por altos precios del petróleo y una disminución del capital de inversión, como parte del proceso de aprendizaje y maduración de tecnologías.

Referencias

- Achinas, S. (2019). An overview of the technological applicability of plasma gasification process. In *Contemporary Environmental Issues and Challenges in Era of Climate Change* (pp. 261–275). https://doi.org/10.1007/978-981-32-9595-7_15
- Agon, N., & Helsen, L. (2018). ADVANCED WASTE TO RESOURCES BY PLASMA GASIFICATION. In P. T. Jones & L. Machiels (Eds.), *Proceedings of the 4th International Symposium on Enhanced Landfill Mining*. https://eurelco.org/wp-content/uploads/2018/10/f593b3_b25817f1ebd1467f9d6c5e222267293f.pdf
- Basu, P. (2018). *Biomass gasification, pyrolysis and torrefaction: Practical design and theory* (Third Edit). <https://doi.org/10.1016/C2016-0-04056-1>
- Dahlquist, E. (Ed.). (2013). *Technologies for Converting Biomass to Useful Energy*. <https://doi.org/10.1201/b14561>
- Favas, J., Monteiro, E., & Rouboa, A. (2017). Hydrogen production using plasma gasification with steam injection. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(16), 10997–11005. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.03.109>
- Heidenreich, S., & Foscolo, P. U. (2015). New concepts in biomass gasification. *Progress in Energy and Combustion Science*, 46, 72–95. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2014.06.002>
- Hrabovsky, M., Hlina, M., Kopecky, V., Maslani, A., Zivny, O., Krenek, P., ... Hurba, O. (2017). Steam Plasma Treatment of Organic Substances for Hydrogen and Syngas Production. *Plasma Chemistry and Plasma Processing*, 37(3), 739–762. <https://doi.org/10.1007/s11090-016-9783-5>
- Im-orb, K., Simasatitkul, L., & Arpornwichanop, A. (2016). Analysis of synthesis gas production with a flexible H₂/CO ratio from rice straw gasification. *Fuel*, 164, 361–373. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.018>
- Indrawan, N., Mohammad, S., Kumar, A., & Huhnke, R. L. (2019). Modeling low temperature plasma gasification of municipal solid waste. *Environmental Technology & Innovation*, 15. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2019.100412>

- Janajreh, I., Raza, S. S., & Valmundsson, A. S. (2013). Plasma gasification process: Modeling, simulation and comparison with conventional air gasification. *Energy Conversion and Management*, 65, 801–809. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.03.010>
- Kokalj, F., Arbitr, B., & Samec, N. (2017). Sewage sludge gasification as an alternative energy storage model. *Energy Conversion and Management*, 149, 738–747. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.02.076>
- Li, H., Li, T., & Wei, X. (2020). Main performance analysis of kitchen waste gasification in a small-power horizontal plasma jet reactor. *Journal of the Energy Institute*, 93(1), 367–376. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2019.02.004>
- Mazzoni, L., Ahmed, R., & Janajreh, I. (2017). Plasma Gasification of Two Waste Streams: Municipal Solid Waste and Hazardous Waste from the Oil and Gas Industry. *Energy Procedia*, 105, 4159–4166. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.882>
- Mazzoni, L., & Janajreh, I. (2017). Plasma gasification of municipal solid waste with variable content of plastic solid waste for enhanced energy recovery. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(30). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.069>
- Mountouris, A., Voutsas, E., & Tassios, D. (2006). Solid waste plasma gasification: Equilibrium model development and exergy analysis. *Energy Conversion and Management*, 47, 13–14. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.10.015>
- Munir, M. T., Mardon, I., Al-Zuhair, S., Shawabkeh, A., & Saqib, N. U. (2019). Plasma gasification of municipal solid waste for waste-to-value processing. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109461>
- Sturm, G. S. J., Munoz, A. N., Aravind, P. V., & Stefanidis, G. D. (2016). Microwave-Driven Plasma Gasification for Biomass Waste Treatment at Miniature Scale. *IEEE Transactions on Plasma Science*, 44(4), 670–678. <https://doi.org/10.1109/TPS.2016.2533363>
- Tavares, R., Ramos, A., & Rouboa, A. (2019). A theoretical study on municipal solid waste plasma gasification. *Waste Management*, 90, 37–45. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.03.051>
- van der Walt, I. J., Jansen, A. A., & Crouse, P. L. (2017). Plasma-Assisted Treatment of Municipal Solid Waste: A Scenario Analysis. *Plasma Chemistry and Plasma Processing*, 37(3), 763–782. <https://doi.org/10.1007/s11090-017-9786-x>
- Zhang, Q. (2011). *Mathematical modeling of municipal solid waste plasma gasification in a fixed-bed melting reactor* (Royal Institute of Technology School of Industrial Engineering and Management). <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:455377/FULLTEXT01.pdf>

IV.7.2. Modelo matemático del cultivo de la microalga *Chlorella Vulgaris* en un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto.

Orlando Gines Alfaro Vives, Siannah María Más Diego, Rafael Matos Durán

Resumen

Los modelos que describen las interrelaciones entre algas y bacterias en fotobiorreactores no han sido del todo estudiados. En la revisión de la literatura científica realizada no se ha encontrado un modelo calibrado para fotobiorreactores de película descendente a cielo abierto. Los modelos cinéticos existentes no describen todos los procesos asociados al crecimiento de la microalga *Chlorella vulgaris*, con control y sin control de pH, tampoco permiten simular con exactitud el proceso de crecimiento en la zona de transición, entre la fase exponencial y la fase estacionaria. No se ha incorporado la temperatura como variable de estado en los modelos para fotobiorreactores, lo que permite correlacionar variables importantes como la temperatura ambiente, la velocidad del viento, la humedad relativa con la temperatura de la suspensión de cultivo, y facilitaría la localización del fotobiorreactor. Se propone y valida una nueva ecuación cinética para el crecimiento de las microalgas. Dicha ecuación se incorpora a un modelo integrado de microalgas bacterias, que se valida con datos experimentales de un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto de 3500 m². El fotobiorreactor utiliza, como única fuente de materias orgánicas y nutrientes residual, líquido porcino. Al nuevo modelo integrado se le incorpora el cálculo de los coeficientes de transferencia de masa de los gases involucrados en el proceso.

Introducción

La actividad productiva y social requiere de grandes cantidades de agua. Consecuencia directa del uso del agua, es la producción de residuos líquidos, que requieren tratamiento. Esto permite retornar el agua al ambiente, y que esta sea asimilada por las cuencas hidrográficas y océanos, sin provocar daños ambientales, tal y como se proyecta en la Estrategia Ambiental Nacional 2016 / 2020.

Uno de los problemas más acuciantes en nuestro país, y en general en todo el mundo, lo constituye la disminución de la carga contaminante de los residuos líquidos pecuarios e industriales de alta carga orgánica. Debido a su agresividad, los residuos líquidos porcinos, avícolas y de las destilerías de alcohol, contaminan las aguas y el suelo, por lo que la disposición de ellos es muy costosa.

Las interacciones entre microalgas y bacterias se han utilizado para el tratamiento de aguas residuales durante mucho tiempo en estanques de estabilización de residuos (WSP, por sus siglas en inglés). Este tipo de tratamiento se implementó intensamente en todo el mundo desde la Segunda

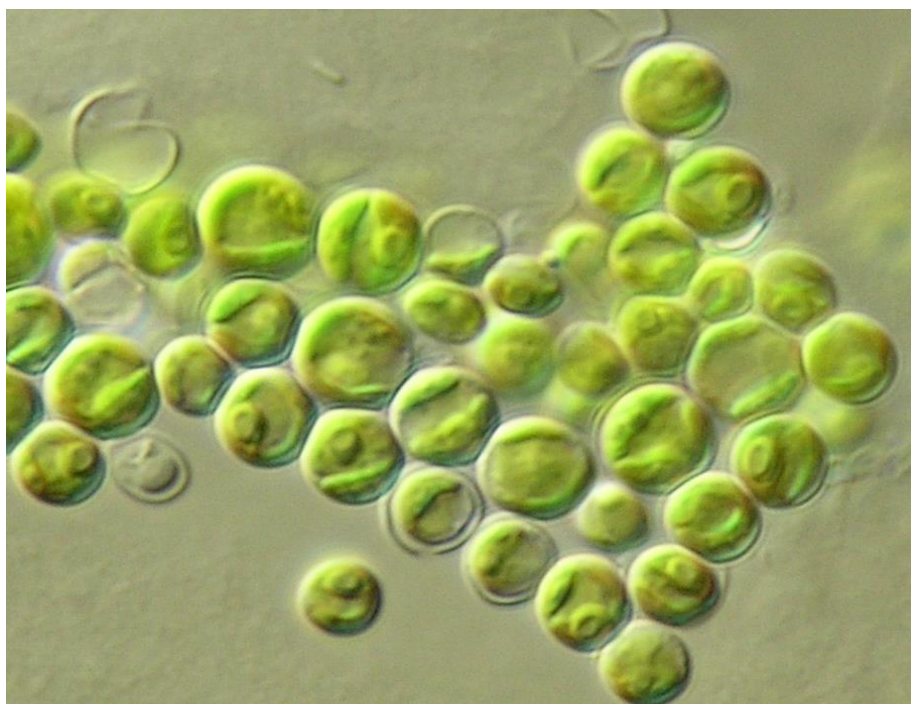
Guerra Mundial. Por ejemplo, en 1990 había en los Estados Unidos más de 7,000 WSP, que representaban más de un tercio de las plantas de tratamiento de aguas residuales en funcionamiento (García, Mujeriego, and Hernández-Mariné, 2000). Por su bajo costo, estos sistemas son los más utilizados en Cuba. El papel importante de las microalgas, -así como las bacterias-, en los procesos de eliminación de contaminantes que se producen en los WSP, se puso en evidencia en los estudios de Myers (1948). Sin embargo, el interés en los WSP disminuyó a partir de 1990, especialmente en los países desarrollados, debido a varias razones, pero en particular, al alto contenido de microalgas en sus efluentes, que dificulta cumplir con los estándares de los efluentes para sólidos suspendidos totales (Park, Craggs, and Shilton, 2011)

Para solucionar este problema de los WSP convencionales, aparecen primero los estanques de algas de alta velocidad (HRAP, según sus siglas en inglés), que se desarrollaron en California a fines de la década de 1950 (Oswald, W. J., Gotaas, H. B., Golueke, C. G., Kellen, W. R., Gloyna, E. F., & Hermann, 1957). Los HRAP son estanques de canales poco profundos, con agitación mecánica del licor mixto, para aumentar la producción de biomasa de microalgas, y mejorar la eliminación de contaminantes.

En la década de los 80, en el Centro de Investigaciones de Energía Solar de Santiago de Cuba (CIES), se utilizan los Fotobiorreactores de película descendente, con el propósito de mejorar los HRAP. Estos son estanques acanalados, por donde circula la suspensión de cultivo con una profundidad nunca superior a 1 cm. Estos sistemas permiten alcanzar altas concentraciones de microorganismos, por lo que se reduce el costo de la separación de la biomasa.

En los últimos años, la búsqueda de combustibles como biohidrógeno, bioetanol, biodiesel, combustibles alternativos neutrales, con el cambio climático, revivió con gran entusiasmo el interés en los sistemas de microalgas y bacterias, como los fotobiorreactores de película descendente (Alfaro-Vives et al. 2017; Arenas et al., 2017). Sin embargo, la producción de biocombustibles a partir de microalgas tiene un precio prohibitivo.

El interés en este momento está mucho más orientado a desarrollar sistemas de tratamiento de aguas residuales, con huella de energía neutral que, al mismo tiempo, puede producir productos comercializables y aguas residuales que pueden reutilizarse (Alfaro-Vives et al., 2017; Arenas et al., 2017). En comparación con los sistemas convencionales de tratamiento de aguas residuales, el potencial de ahorro de costos, incluida la energía eléctrica, es grande como para promover fotobiorreactores de película descendente independientes de la producción de biocombustibles (Suganya et al., 2016)



Microalgae Chlorella (www.phytocode.net)

El cultivo de la microalga *Chlorella vulgaris* y un consorcio microbiano heterótrofo en un fotobio-reactor de película descendente, es un sistema capaz de reducir la carga contaminante en términos de DQO hasta un 80 %, además reduce el contenido de nitrógeno y fósforo en las aguas residuales hasta valores aceptables para el vertimiento según las normas cubanas. A su vez, produce una biomasa rica en proteínas, vitaminas y otros biofactores, que puede ser utilizada en la producción de fortificante vegetal o biodiesel, por tanto, el sistema resulta de gran interés para el desarrollo e implementación de la Estrategia Agrícola de Manejo Integrado del Ministerio de la Agricultura de Cuba.

Experiencias previas señalan que en este tipo de instalaciones se pueden lograr productividades de 34 a 40 g·m⁻²·d⁻¹, resultados no alcanzados en las instalaciones experimentales existentes en el CIES, ni en la planta de tratamiento de 3500 m² que operó en el cebadero porcino “El Brujo” en Santiago de Cuba, donde se alcanzó una productividad promedio de 28 g·m⁻²·d⁻¹ y nunca se lograron los resultados deseados en cuanto a remoción de la materia orgánica.

En comparación con las tecnologías convencionales, el funcionamiento interno de los sistemas de tratamiento de aguas residuales de microalgas en fotobiorreactores ha sido menos estudiado, y en particular las interacciones entre microalgas y bacterias. En estos sistemas, las microalgas pueden promover o inhibir el crecimiento de bacterias y viceversa (Awuah, 2006; Marsollier et al., 2004; Pierong, 2014; Ruiz-Marin, Mendoza-Espinosa, and Stephenson, 2010). Los procesos físicos, químicos y biológicos que tienen lugar en estos sistemas, como crecimiento, descomposición, atenuación de la luz, transferencia de masa de gas a la atmósfera, ocurren simultáneamente y son fuertemente interdependientes (Decostere et al. 2013; Solimeno et al., 2015).

Además, las tasas de estos procesos dependen de variables ambientales en constante cambio, como la intensidad de la luz y la temperatura. Dentro de este marco, es necesario obtener información sobre esta complejidad, que ayudará a crear un cuerpo de conocimiento sobre las interacciones entre las microalgas y las bacterias. Es necesario un conocimiento profundo y realista del funcionamiento interno de estos sistemas para predecir el rendimiento y optimizar el diseño del reactor. Los modelos matemáticos representan una herramienta poderosa para obtener información sobre sistemas complejos como los fotobiorreactores para el cultivo de las microalgas.

Esquema simplificado del modelo

Para facilitar la comprensión del modelo, la figura muestra una representación esquemática simplificada general del modelo conceptual que describe la complejidad de las interacciones microalgal-bacterianas.

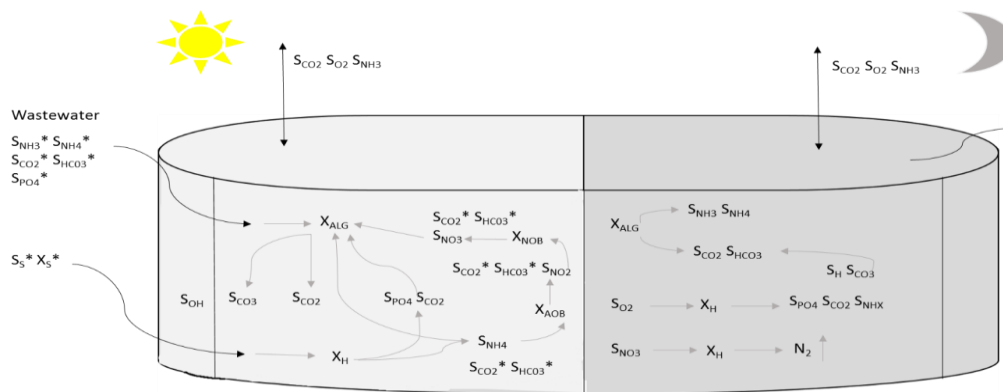


Figura 1. Representación esquemática simplificada del modelo conceptual integrado que muestra las principales interacciones entre algas y bacterias en un estanque de algas de alta velocidad, durante el día (izquierda) y la noche (derecha). Los componentes que ingresan a los estanques con el influente son marcado con * y los procesos se indican con flechas.

Los procesos fotosintéticos se activan con la luz. Mientras crecen las microalgas (X_{ALG}), fijan el carbono inorgánico (S_{CO2} y S_{HCO3}), consumen sustratos (S_{NH4} , S_{NO3} y S_{PO4}) presentes en las aguas residuales y suministran el oxígeno (S_{O2}) requerido por las bacterias heterótrofas (X_H) para oxidar la materia orgánica. Durante la oxidación de la materia orgánica bacteriana, se produce CO_2 y está disponible para la fotosíntesis y la nitrificación.

La nitrificación es un proceso de dos pasos: la primera bacteria oxidante de amonio (X_{AOB}) convierte el amoníaco y el amonio en nitrito (S_{NO2}) y la segunda bacteria oxidante de nitrito (X_{NOB}) convierte el nitrito en nitrato (S_{NO3}) (Costache et al., 2013; Henze et al., 1999; Moreno-Grau et al., 1996). Como resultado de la actividad de las microalgas, las concentraciones de iones de hidróxido (S_{OH}) y el pH aumentan. Con el aumento del pH, el equilibrio bicarbonato-carbonato se desplaza, empujando a las especies de carbono hacia la formación de carbonato (S_{CO3}), volatilización de plomo y amoníaco, y precipitación de fósforo (Reichert et al., 2001; Sah et al., 2011; Solimeno, Acien, and García, 2017).

En la oscuridad, tanto las bacterias heterotróficas (X_H) como las microalgas (X_{ALG}) tienen una liberación neta de CO_2 a través de la oxidación de la materia orgánica y la respiración endógena, respectivamente. Con esta liberación, las concentraciones de iones de hidrógeno aumentan y el pH disminuye, y el equilibrio de bicarbonato-carbonato cambia y el carbonato se convierte en bicarbonato (S_{HCO_3}). Este bicarbonato puede usarse nuevamente como sustrato en presencia de luz. La respiración de microalgas y el crecimiento bacteriano reducen el nivel de oxígeno dentro del agua. Cuando los niveles de oxígeno son bajos, el nitrato puede convertirse en la fuente primaria de oxígeno y se produce desnitrificación. Este proceso se realiza en condiciones anóxicas, desnitrificando bacterias que reducen el nitrato (S_{NO_3}) en gas nitrógeno. De hecho, las bacterias desnitrificantes se consideran las mismas bacterias heterotróficas (X_H) que, en circunstancias de agotamiento de oxígeno, pueden usar opcionalmente S_{NO_3} en lugar de S_{O_2} .

Los procesos de microalgas y bacterias están influenciados por la temperatura, que también afecta el equilibrio químico, el pH y la solubilidad de los gases (Reichert et al., 2001; Sah et al., 2011; Solimeno et al., 2017; Solimeno, Gómez-Serrano, and Ación, 2019). Además, en los HRAP, el exceso de OD y CO_2 se transfiere gradualmente del medio de cultivo a la atmósfera.

Los modelos capaces de integrar las interrelaciones entre algas y bacterias han sido bien estudiados, pero se han descuidado ciertos puntos que resultan de vital importancia para lograr comprender mejor estos procesos, entre los que resaltan:

- Ninguno de los modelos estudiados incluye un factor de limitación para el crecimiento de microalgas y bacterias a pH alto o bajo, a pesar de que está demostrado que el pH alto y bajo reduce la tasa de crecimiento de algas y bacterias.
- Los modelos no incluyen el cálculo de los coeficientes de transferencia de masa de gases a la atmósfera y consideran este parámetro constante, a pesar de la marcada influencia de estas tasas para lograr buenas predicciones de la concentración de gases en la suspensión de cultivo.
- No se tiene en cuenta en ninguno de los modelos el fenómeno de transferencia de calor en los fotobiorreactores, lo que facilita el cálculo de los coeficientes de transferencia de masa, por principio de semejanza entre los fenómenos de transferencia de masa y de calor, y permite identificar la influencia de factores ambientales importantes tales como: temperatura ambiente, velocidad del viento, humedad relativa y localización del fotobiorreactor.
- Todos los modelos sobredimensionan los efectos de la disponibilidad de luz, al no tener en cuenta un factor de limitación para el crecimiento de microalgas a pH alto o bajo.

Por todo lo expuesto se plantea el siguiente **Problema Científico**: Las explicaciones actuales relacionadas con los fenómenos físicos, químicos y bio-cinéticos vinculados con el cultivo de *Chlo-*

rella vulgaris en fotobiorreactores de película descendente, a cielo abierto, no satisfacen las expectativas y necesidades que se requieren para incrementar la productividad por unidad de área y la remoción de materia orgánica.

El **objeto de Investigación** es el cultivo, en la fracción líquida del residual porcino con alta carga orgánica, de la microalga *Chlorella vulgaris* y un consorcio microbiano heterótrofo, en un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto.

El campo de acción es la modelación matemática de un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto utilizado en el proceso de cultivo, en la fracción líquida del residual porcino con alta carga orgánica, de la microalga *Chlorella vulgaris* y un consorcio de microorganismos heterótrofos. Como vía para solucionar el problema se formula la siguiente **Hipótesis de Investigación**: Si se logra desarrollar, calibrar y validar un modelo matemático mecanístico integrado microalgas-bacterias, capaz de describir el tratamiento de la fracción líquida del residual porcino con alta carga orgánica en un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto, entonces se pueden comprender los complejos fenómenos físicos, químicos y bio-cinéticos que tienen lugar, lo que facilitará maximizar la productividad por unidad de área y la remoción de materia orgánica.

Se define como **Objetivo General**: Desarrollar un modelo matemático integrado, para la simulación de un sistema de tratamiento de la fracción líquida del residual porcino con alta carga orgánica basado en el cultivo de la microalga *Chlorella vulgaris* y un consorcio de microorganismos heterotróficos en un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto.

Para dar cumplimiento al objetivo general se proponen como **objetivos específicos**:

1. Desarrollar y calibrar un modelo matemático mecanístico para las microalgas (libres de bacterias), y evaluar la sensibilidad de las salidas del modelo con respecto a un conjunto de parámetros claves de entrada, obtenidos en un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto.
2. Desarrollar, calibrar y validar un modelo matemático mecanístico integrado microalgas – bacterias y evaluar la sensibilidad de las salidas del modelo con respecto a un conjunto de parámetros claves de entrada obtenidos en un fotobiorreactor de película descendente utilizado para el tratamiento de la fracción líquida del residual porcino con alta carga orgánica.
3. Validar los resultados del modelo comparando los resultados con los datos experimentales obtenidos en una planta piloto de 3500 m².

Como aportes científicos de esta investigación, por primera vez:

- Se integra un nuevo modelo cinético mecanístico de las microalgas, que incluye los efectos del pH, al modelo mecanístico de microalgas- bacterias.

- Se integra al modelo mecanístico de microalgas-bacterias el proceso de transferencia de calor desde y hasta la suspensión de cultivo, lo que facilita el cálculo de los coeficientes de transferencia de masa a la atmósfera, por el principio de semejanza, que en modelos anteriores se consideran constantes.
- La integración al modelo del proceso de transferencia de calor, permite identificar la influencia de factores ambientales importantes tales como: temperatura ambiente, velocidad del viento, humedad relativa y localización del fotobiorreactor, sobre la temperatura de la suspensión del cultivo.
- Se desarrolla un nuevo programa en MatLab/Simulink, que simula el proceso de crecimiento de la microalga *Chlorella vulgaris* y un consorcio microbiano heterótrofo en un fotobiorreactor de película descendente, donde se emplea la fracción líquida del residual porcino con alta carga orgánica como única fuente de materias orgánicas y nutrientes.

Al concluir esta investigación, se pueden explicar múltiples fenómenos, como la transferencia de masa y energía, velocidad de las reacciones químicas, equilibrio químico en soluciones acuosas y absorción de luz, que intervienen en el cultivo de la microalga *Chlorella vulgaris* y un consorcio microbiano heterótrofo en un fotobiorreactor de película descendente a cielo abierto.

Los resultados que se derivan de esta investigación podrán ser utilizados para:

- Incrementar la eficiencia y eficacia del proceso de cultivo, en aguas residuales, de la microalga *Chlorella vulgaris* y un consorcio microbiano heterótrofo en un fotobiorreactor de capa fina a cielo abierto.
- Pronosticar el comportamiento del proceso de cultivo, en aguas residuales de alta carga orgánica, de la microalga *Chlorella vulgaris*. y un consorcio microbiano heterótrofo en un fotobiorreactor de capa fina a cielo abierto en función del flujo y el volumen de la fracción líquida del residual porcino con alta carga orgánica a añadir.
- Incrementar la eficacia en el proceso de diseño de plantas para tratamiento de la fracción líquida del residual porcino con alta carga orgánica que utilizan esta tecnología

Al aplicar los nuevos conocimientos que se obtienen, a partir de los resultados del modelo, se producirán incrementos en la productividad por unidad de área y mejora la remoción de materia orgánica. Se prevé un impacto económico, por la disminución del costo de producción de la biomasa, la que puede ser empleada para la obtención de biofertilizantes, biocombustibles y para la alimentación animal, además de un impacto ambiental positivo, por disminución de la carga contaminante de las aguas residuales del sistema, lo que permite proteger las aguas terrestres y marinas.

La integración de un nuevo modelo mecanístico de las microalgas, que incluye el efecto del pH sobre la velocidad de crecimiento, al modelo integrado de algas y bacterias se puede considerar un impacto científico. Esto resulta un aporte nuevo al conocimiento, que facilita comprender mucho

mejor el proceso de crecimiento de la microalga *Chlorella vulgaris* y un consorcio microbiano heterotrófo en un fotobiorreactor de película decendente.

El programa desarrollado en MatLab/Simulink, versión 2009b, para la simulación del proceso de crecimiento de la microalga *Chlorella vulgaris*, es un aporte tecnológico, pues permite disponer de nuevos conocimientos, que facilitan el diseño de nuevas instalaciones de este tipo y la operación eficaz del sistema.

Referencias

- Alfaro-Vives, O. G., Proenza-Yero, R. A., Matos-Durand, R., & Rupert-Jacobs, A. (2017). Modelo dinámico de un fotobiorreactor de capa fina, utilizado para el cultivo de la microalga *Chlorella* sp. y bacterias en aguas residuales de alta carga orgánica. *Revista Tecnología Química*, 37(1), 79–93. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=445552837008>
- Arenas, E. G., Rodríguez Palacio, M. C., Juantorena, A. U., Fernando, S. E. L., & Sebastian, P. J. (2017). Microalgae as a potential source for biodiesel production: techniques, methods, and other challenges. *International Journal of Energy Research*, 41(6), 761–789. <https://doi.org/10.1002/er.3663>
- Awuah, E. (2006). *Pathogen removal mechanisms in macrophyte and algal waste stabilization ponds*. Wageningen University.
- Costache, T. A., Gabriel Acien Fernandez, F., Morales, M. M., Fernández-Sevilla, J. M., Stamatini, I., & Molina, E. (2013). Comprehensive model of microalgae photosynthesis rate as a function of culture conditions in photobioreactors. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 97(17), 7627–7637. <https://doi.org/10.1007/S00253-013-5035-2/FIGURES/9>
- Decostere, B., Janssens, N., Alvarado, A., Maere, T., Goethals, P., Van Hulle, S. W. H., & Nopens, I. (2013). A combined respirometer–titrimeter for the determination of microalgae kinetics: Experimental data collection and modelling. *Chemical Engineering Journal*, 222, 85–93. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2013.01.103>
- García, J., Mujeriego, R., & Hernández-Mariné, M. (2000). High rate algal pond operating strategies for urban wastewater nitrogen removal. *Journal of Applied Phycology* 2000, 12(3), 331–339. <https://doi.org/10.1023/A:1008146421368>
- Henze, M., Gujer, W., Mino, T., Matsuo, T., Wentzel, M. C., Marais, G. v. R., & Van Loosdrecht, M. C. M. (1999). Activated Sludge Model No.2d, ASM2D. *Water Science and Technology*, 39(1), 165–182. <https://doi.org/10.2166/wst.1999.0036>
- Marsollier, L., Stinear, T., Aubry, J., Saint André, J. P., Robert, R., Legras, P., ... Carbonnelle, B. (2004). Aquatic Plants Stimulate the Growth of and Biofilm Formation by Mycobacterium ulcerans in Axenic Culture and Harbor These Bacteria in the Environment. *Applied and Environmental Microbiology*, 70(2), 1097–1103. <https://doi.org/10.1128/AEM.70.2.1097-1103.2004/ASSET/8CB26D7B-FDC9-4CE8-8FF3-1C0C762B4893/ASSETS/GRAPHIC/ZAM0020412560005.JPEG>

- Moreno-Grau, S., García-Sánchez, A., Moreno-Clavel, J., Serrano-Aniorte, J., & Moreno-Grau, M. D. (1996). A mathematical model for waste water stabilization ponds with macrophytes and microphytes. *Ecological Modelling*, 91(1–3), 77–103. [https://doi.org/10.1016/0304-3800\(95\)00168-9](https://doi.org/10.1016/0304-3800(95)00168-9)
- Myers, J. (1948). *Obsevation on a Texas Sewage Lagoon*.
- Oswald, W. J., Gotaas, H. B., Golueke, C. G., Kellen, W. R., Gloyna, E. F., & Hermann, E. R. (1957). Algae in Waste Treatment. *Sewage and Industrial Wastes*, 29(4), 437–457. <http://www.jstor.org/stable/25033322>
- Park, J. B. K., Craggs, R. J., & Shilton, A. N. (2011). Wastewater treatment high rate algal ponds for biofuel production. *Bioresource Technology*, 102(1), 35–42. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2010.06.158>
- Pierong, R. (2014). *Modelling of algae based wastewater treatment : Implementation of the River Water Quality Model no. 1* (Uppsala University). <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-226484>
- Reichert, P., Borchardt, D., Henze, M., Rauch, W., Shanahan, P., Somlyódy, L., & Vanrolleghem, P. (2001). River Water Quality Model no. 1 (RWQM1): II. Biochemical process equations. *Water Science and Technology*, 43(5), 11–30. <https://doi.org/10.2166/wst.2001.0241>
- Ruiz-Marin, A., Mendoza-Espinosa, L. G., & Stephenson, T. (2010). Growth and nutrient removal in free and immobilized green algae in batch and semi-continuous cultures treating real wastewater. *Bioresource Technology*, 101(1), 58–64. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2009.02.076>
- Sah, L., Rousseau, D. P. L., Hooijmans, C. M., & Lens, P. N. L. (2011). 3D model for a secondary facultative pond. *Ecological Modelling*, 222(9), 1592–1603. <https://doi.org/10.1016/j.ecolmodel.2011.02.021>
- Solimeno, A., Acien, F. G., & García, J. (2017). Mechanistic model for design, analysis, operation and control of microalgae cultures: Calibration and application to tubular photobioreactors. *Algal Research*, 21, 236–246. <https://doi.org/10.1016/j.algal.2016.11.023>
- Solimeno, A., Gómez-Serrano, C., & Acien, F. G. (2019). BIO_ALGAE 2: improved model of microalgae and bacteria consortia for wastewater treatment. *Environmental Science and Pollution Research*, 26(25), 25855–25868. <https://doi.org/10.1007/S11356-019-05824-5/TABLES/6>
- Solimeno, A., Samsó, R., Uggetti, E., Sialve, B., Steyer, J.-P., Gabarró, A., & García, J. (2015). New mechanistic model to simulate microalgae growth. *Algal Research*, 12, 350–358. <https://doi.org/10.1016/j.algal.2015.09.008>
- Suganya, T., Varman, M., Masjuki, H. H., & Renganathan, S. (2016). Macroalgae and microalgae as a potential source for commercial applications along with biofuels production: A biorefinery approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 909–941. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.026>

IV.7.3. Modelos para la predicción del tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación.

Diego de los Ángeles Fernández Labrada, Miguel Castro Fernández

Introducción

Los LEDs, como fuentes de iluminación, ofrecen grandes ventajas sobre las tecnologías tradicionales, como alta luminosidad, eficacia de 150 lm/W, tiempo de vida superior a 50 mil h, bajo consumo de energía, encendido instantáneo, peso y tamaño reducidos, ausencia de contenido de mercurio, un rendimiento cromático controlable, mayor resistencia a las vibraciones y bajo costo de trabajos de mantenimiento (Khanna, 2014; Lasance and Poppe, 2014).

Por ello, el empleo de LEDs en los sistemas de iluminación ha crecido significativamente en los últimos años, y seguirá creciendo en los próximos. Según los informes del Departamento de Energía de Estados Unidos, se espera que el 90% del mercado de la iluminación esté cubierto por esta tecnología en 2025, y alrededor del 100% en el 2035 (Penning et al., 2016). En Cuba también se ha venido introduciendo las tecnologías de iluminación basadas en LEDs; el MINEM ha trazado una estrategia para ubicar progresivamente luminarias basadas en LEDs en los sectores residencial y no residencial.

Con el incremento del uso de los LEDs en los sistemas de iluminación, la predicción del tiempo de vida de estos, constituye un tema de vital importancia y un desafío para la comunidad científica internacional; pues los mecanismos y modos de falla son muy complejos en estos dispositivos, y los métodos tradicionales, frecuentemente usados para detectar fallas en las fuentes tradicionales de iluminación, no pueden ser aplicados a los LEDs, debido a que estos se degradan continuamente; es decir, los valores de los indicadores de rendimiento (factor del mantenimiento del flujo luminoso o LM por sus siglas en inglés, mantenimiento del color, coordenadas de cromaticidad, entre otros) varían eventualmente hasta alcanzar niveles que constituyen fallos. Además, debido a la permanente introducción de nuevos procesos y materiales en la industria de la iluminación basada en LEDs, modos de falla desconocidos están apareciendo. Por ello, la modelización del tiempo de vida de los LEDs se ha convertido en un tema clave de investigación en el campo de la iluminación de estado sólido (SSL por sus siglas en inglés) (Vos, den Breeijen, and van Driel, 2018).

En la literatura consultada se comprobó que los modelos para la predicción del tiempo de vida de LEDs se encuentran en pleno desarrollo, los cuales incluyen modelos basados en la física de las fallas (PoF) (Xi Yang et al., 2017) y modelos basados en datos (D-D) tales como modelos de regresión estadística (Qu et al., 2017), redes neuronales artificiales (Song and Qian, 2017), redes bayesianas (Lall, Wei, and Sakalaukus, 2015), filtros de Kalman (Lall and Wei, 2015), y filtros de partículas (Ruknudeen and Asokan, 2017).

En teoría los modelos PoF son más precisos que los modelos D-D. Sin embargo, como la degradación en el flujo luminoso y la cromaticidad, pueden ser por múltiples mecanismos de falla, (fractura en el diodo semiconductor, amarillamiento del encapsulante y/o lente, y desactivación fluorescente del fósforo, entre otros), hacer un verdadero perfil de la degradación resulta muy complicado.

Los modelos D-D, como son modelos de caja negra, no requieren modelos de fallas especiales o el conocimiento de alguna falla en específico, pero no son fáciles de aplicar debido a la falta de procedimientos eficientes para obtener los datos que se necesitan para el entrenamiento de los modelos, por lo que errores inevitables en las mediciones y señales de ruido, podrían afectar la exactitud de la predicción. Otra desventaja de los modelos D-D es que los mecanismos de falla no pueden ser distinguidos.

Para la industria, los consumidores y los investigadores del sector de la iluminación, tanto a nivel mundial como en Cuba, resulta importante realizar contribuciones a los modelos actuales para la predicción del tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación, en cuanto a los modos y mecanismos de fallas e indicadores de rendimiento que consideran; así como obtener modelos de predicción de tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación que integren modelos PoF y modelos D-D.



Luces del alumbrado público, alimentadas con paneles fotovoltaicos

Problema de investigación

Los pocos modelos de predicción de tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación, presentan limitaciones al no integrar modelos basados en la física de las fallas (PoF) y modelos basados en datos (D-D).

Objetivo general de la investigación: Obtener modelos de predicción de tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación que integren modelos basados en la física de los fallos (PoF) y modelos basados en datos (D-D).

Hipótesis preliminar: El análisis y evaluación de parámetros de LEDs blancos sometidos a ensayos acelerados, permitiría obtener modelos de predicción de tiempo de vida que supere las limitaciones de los modelos actuales.

Resultados esperados

Teóricos:

- Análisis de modelos PoF y modelos D-D para la predicción del tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación.
- Nuevos modelos PoF y D-D para la predicción del tiempo de vida de LEDs.
- Modelos para la predicción de tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación que integren modelos D-D y modelos PoF.

Prácticos:

- Caracterización de LEDs blancos a través de mediciones, que permita el análisis de sus modos y mecanismos de falla y sus indicadores de rendimiento.
- Aplicación de los modelos propuestos en laboratorios de ensayos de luminarias.

Novedad científica

- Desarrollo de modelos de predicción de tiempo de vida de LEDs blancos empleados en iluminación que integran modelos PoF y modelos D-D.
- Obtención y validación de nuevos modelos PoF y D-D que incorporan modos y mecanismos de falla e indicadores de rendimiento que los modelos actuales no tienen en cuenta.

Impacto económico, social y medioambiental del trabajo de investigación

La introducción masiva de sistemas de iluminación con tecnología LED implica la necesidad de asegurar que tanto las luminarias adquiridas en el exterior, como las producidas en frontera, cumplan con los requisitos de tiempo de vida acordados entre los proveedores y/o productores y los usuarios.

Las condiciones de funcionamiento de estas luminarias en territorio nacional son muy diferentes a las de otras regiones, no sólo por las características del sistema eléctrico al que se conectan, a nivel residencial, industrial o en calles y/o avenidas, parques, instalaciones deportivas, etc., sino por las condiciones ambientales a las que estarán sometidas.

La modelación de posibles fallas para la predicción del tiempo de vida de las diferentes tecnologías LED, permitirá tener una forma de evaluar las decisiones de los gestores en cuanto al tipo de tecnología a comprar, así como qué priorizar en función del uso.

Referencias

- Khanna, V. K. (2014). *Fundamentals of solid-state lighting: LEDs, OLEDs, and their applications in illumination and displays*. <https://doi.org/10.1201/b17076>
- Lall, P., & Wei, J. (2015). Prediction of L70 Life and Assessment of Color Shift for Solid-State Lighting Using Kalman Filter and Extended Kalman Filter-Based Models. *IEEE Transactions on Device and Materials Reliability*, 15(1), 54–68. <https://doi.org/10.1109/TDMR.2014.2369859>
- Lall, P., Wei, J., & Sakalaukus, P. (2015). Bayesian models for life prediction and fault-mode classification in solid state lamps. *2015 16th International Conference on Thermal, Mechanical and Multi-Physics Simulation and Experiments in Microelectronics and Microsystems*, 1–13. <https://doi.org/10.1109/EuroSimE.2015.7103167>
- Lasance, C. J. M., & Poppe, A. (2014). Thermal Management for LED Applications. In C. J. M. Lasance & A. Poppe (Eds.), *Springer*. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-5091-7>
- Penning, J., Stober, K., Taylor, V., & Yamada, M. (2016). *Energy Savings Forecast of Solid-State Lighting in General Illumination Applications*. <https://doi.org/10.2172/1374119>
- Qu, X., Wang, H., Zhan, X., Blaabjerg, F., & Chung, H. S.-H. (2017). A Lifetime Prediction Method for LEDs Considering Real Mission Profiles. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32(11), 8718–8727. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2641010>
- Ruknudeen, F., & Asokan, S. (2017). Application of Particle Filter to On-board life estimation of LED lights. *IEEE Photonics Journal*, 9(3). <https://doi.org/10.1109/JPHOT.2017.2698409>
- Song, Y., & Qian, K. (2017). Research on the life prediction of light-emitting diode based on neural network. *AIP Conference Proceedings*, 1864(1), 020156. <https://doi.org/10.1063/1.4992973>
- Vos, T., den Breeijen, P., & van Driel, W. D. (2018). Quality and Reliability in Solid-State Lighting: Qua Vadis? In *Solid State Lighting Reliability Part 2. Solid State Lighting Technology and Application Series* (pp. 1–13). https://doi.org/10.1007/978-3-319-58175-0_1
- Xi Yang, Zili Wang, Yi Ren, Bo Sun, & Cheng Qian. (2017). Lifetime prediction based on analytical multi-physics simulation for light-emitting diode (LED) systems. *2017 18th International Conference on Thermal, Mechanical and Multi-Physics Simulation and Experiments in Microelectronics and Microsystems (EuroSimE)*, 1–8. <https://doi.org/10.1109/EuroSimE.2017.7926233>

IV.7.4. Metodología para el dimensionado y ubicación óptima de sistemas fotovoltaicos (PVS) con algoritmos evolutivos.

Adrián Romeu Ramos, Miguel Castro Fernández.

Resumen

La investigación se centra en el desarrollo de una metodología para la realización del diseño y emplazamiento de sistemas fotovoltaicos de conexión a red, garantizando los costos mínimos y mayores beneficios en el tiempo, teniendo en cuenta los riesgos presentes en estas instalaciones, adaptadas a las condiciones cubanas.

Se analizarán las restricciones técnicas y ambientales, a partir de la información disponible, así como la posibilidad de que el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) pueda llegar a tener una alta penetración de fuentes renovables de energía (FRE), mayoritariamente los sistemas solares fotovoltaicos (SFV), y requiera de una mayor participación de esta tecnología en el control del sistema.

En cuanto al diseño, se definirán los detalles del generador, cableado e inversores. Se obtendrá la variante más factible desde el punto de vista técnico, económico y ambiental. Se desarrollará, una herramienta computacional para optimizar el proceso.

Introducción

En el mundo se han implementado diversas metodologías que permiten desarrollar el proceso de dimensionado y ubicación de los sistemas fotovoltaicos. Pero las mismas, carecen de un análisis integral, en el que se tengan en cuenta un grupo de factores que afectan estos sistemas, desde el diseño hasta el final de su vida útil. La búsqueda de soluciones óptimas ayudaría de manera significativa en la toma de decisiones para inversiones fotovoltaicas.

Las metodologías aplicadas, se basan en los siguientes aspectos:

- Diseños centrados en las condiciones naturales y sociales (Díaz, 2003)
- Técnicas de diseño basadas en el análisis combinado de aproximaciones jerárquicas con programación no lineal. Los objetivos en este caso son, encontrar el punto de operación con mínimos costos y la máxima energía generada.
- Diseños centrados únicamente en la optimización geométrica de la instalación. En este se tienen en cuenta variables como efectos de sombra, pendiente del terreno, altura sobre el nivel del mar, y las características del equipamiento entre otras (Fahmy, 1993)

- Diseño centrado únicamente en la optimización geométrica de la instalación (Weinstock & Appelbaum, 2004)
- Ubicación centrada en criterios climatológicos, ambientales, orográficos y legales (Arán, 2008)
- Sobredimensionado óptimo de la instalación para alcanzar el mínimo costo de la energía producida (Kornelakis & Koutroulis, 2009)
- Ubicación y diseño de sistemas fotovoltaicos minimizando los costos de inversión y maximizando la rentabilidad del proyecto (Fernández, 2011)
- Diseño centrado en el costo, área útil disponible y potencia demandada (Díaz Santos, Gerard, Castro Fernández, & Herrera Acosta, 2012)
- Diseños centrados en la eficiencia del equipamiento propuesto y la relación costo/beneficio (Lorente, 2013)
- Ubicación centrada en la obtención de mínimas pérdidas de potencia y energía (Rodríguez, 2014)
- Diseños basados en potencia de la carga y disponibilidad del recurso solar (Silva, 2015)
- Diseño centrado en el entrenamiento de redes neuronales a partir de datos de instalaciones existentes (Gero, 2015)
- Diseño centrado en el costo mínimo nivelado (Goss, 2015)
- Diseño basado en la optimización de parámetros técnicos del equipamiento propuesto (Hassan & A. Elbaset, 2015)
- Diseño centrado en riesgos (Guerrero-Liquet, 2016)

Si se evalúan todas las variables que inciden en cada una de las etapas del proceso inversionista de los sistemas fotovoltaicos, y se integran en una metodología que caracterice el proceso de dimensionado y ubicación de los sistemas fotovoltaicos, teniendo en cuenta múltiples objetivos y aplicando como herramienta de optimización los algoritmos evolutivos; se obtendrá una metodología que permita la obtención de la mejor variante de inversión para estos sistemas, y mejores resultados en la eficiencia de su operación y explotación.

Para cumplir con el objetivo propuesto se desarrollarán diversas tareas:

- Caracterizar y evaluar los sistemas fotovoltaicos conectados a red en Cuba, por tipo y región.
- Analizar todas las variables que inciden en el proceso de dimensionado y ubicación de los sistemas fotovoltaicos.
- Evaluar técnico, económica y ambientalmente las inversiones fotovoltaicas, en un horizonte de tiempo determinado en el proceso de optimización.
- Evaluar el impacto del análisis de riesgos en el proceso de optimización.
- Analizar los métodos de optimización con múltiples objetivos.
- Desarrollar una metodología ajustada al diseño y ubicación de sistemas fotovoltaicos, basada en la optimización con múltiples objetivos.

- Obtener un algoritmo de programación y desarrollar una herramienta computacional.
- Realizar un análisis comparativo entre las actuales ubicaciones y dimensiones de las instalaciones FV conectadas a red hasta el cierre del año 2019 y las que ofrece el software, desde el punto de vista de los coeficientes de eficiencia de la instalación: productividad del generador, productividad final, factor de capacidad y factor o coeficiente de rendimiento.

Resultados esperados

Metodología soportada en una herramienta computacional, que permita obtener la mejor variante de inversión en sistemas fotovoltaicos teniendo en cuenta múltiples objetivos (técnicos, económicos, ambientales, riesgos y eficiencia).



Parque Solar Fotovoltaico, Abel Santamaría, Santiago de Cuba

Problema de investigación

Limitadas capacidades de las metodologías existentes para la optimización de la ubicación y diseño de sistemas fotovoltaicos a partir de múltiples objetivos, así como del procedimiento de ubicación y diseño de dichos sistemas en Cuba, que impide obtener la eficiencia esperada en los mismos.

Novedad

La obtención de una metodología y una herramienta informática, que caracterice el proceso de ubicación y dimensionado de sistemas fotovoltaicos de conexión a red, teniendo en cuenta múlti-

ples factores que inciden en: los costos, rentabilidad, tiempo de vida útil, disponibilidad, durabilidad, riesgos y otros que garanticen la factibilidad de las inversiones fotovoltaicas, así como obtener niveles de eficiencia adecuados a las condiciones de Cuba.

Importancia: social, económica y medioambiental

El agotamiento de los recursos fósiles y la creciente contaminación global, incrementan la necesidad del desarrollo acelerado de las fuentes renovables de energía (García, 2013). Para lograr la implementación de los sistemas fotovoltaicos a nivel global, se hace necesario incrementar la rentabilidad de estos y mejorar su competitividad (Collado, 2009).

Este tema, es de vital importancia para Cuba, donde se tienen previstas grandes inversiones, como parte de la política energética con el objetivo de modificar la matriz energética, dando mayor peso a las fuentes renovables de energía, y dentro de estas a la solar fotovoltaica.

En función de lo anterior, el presente trabajo contribuirá a la toma de decisiones de los inversionistas de la Dirección de Fuentes Renovables de Energía perteneciente a la Unión Eléctrica, entidad que tiene la tarea de disminuir el consumo de combustible para la generación de electricidad. Tomar las mejores decisiones en cuanto a la ubicación y dimensionado de las centrales eléctricas fotovoltaicas, tendrán un impacto directo en la sociedad cubana, al disminuir la dependencia del mercado energético internacional, el país podrá disponer de mayores recursos financieros para su uso en otros renglones vitales para el desarrollo económico y social.

La aplicación de esta metodología debe mejorar la eficiencia de las nuevas inversiones, así como los indicadores de calidad de la energía servida, a la vez que, al disminuir el consumo de combustible, se disminuye la carga contaminante emitida a la atmosfera y de esta manera se contribuye con el desarrollo sostenible de la sociedad cubana.

Referencias

- Arán, J. (2008). *Spatial Analysis Model for the evaluation of the territory's reception capacity at the location of grid-connected photovoltaic plants*. University of Granada.
- Collado, E. (2009). *Photovoltaic solar energy, competitiveness and economic evaluation, comparative and model*. Universidad Nacional de Educación a Distancia, Madrid. España.
- Díaz Santos, R., Gerard, H., Castro Fernández, M., y Herrera Acosta, B. (2012). SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA, SU DISEÑO. *16th Conferencia de Ingeniería y Arquitectura*. https://www.researchgate.net/publication/317098488_SISTEMA_FOTOVOLTAICO_CONECTADO_A_LA_RED_ELECTRICA_SU_DISENO
- Díaz, J. (2003). *Optimization of the design and evaluation of autonomous photovoltaic systems through dynamic simulation*. Universidad de Oriente.

- Fahmy, F. H. (1993). Scheduling of resource allocation of non-conventional power systems via multi level approach. *Proceedings of the Intelligent Vehicles '93 Symposium*, 351–354. <https://doi.org/10.1109/IVS.1993.697350>
- Fernández, A. (2011). *Method for optimal location of renewable energy plants*. Universidad de Chile.
- García, L. (2013). *Optimization Tool for sizing photovoltaic systems*. Universidad Carlos III de Madrid. España.
- Gero, R. (2015). *Development of strategies for the optimization of the profitability of a photovoltaic installation based on design*. Universidad Politécnica de Valencia. España.
- Goss, B. (2015). *Design process optimization of solar photovoltaic systems*. Loughborough University.
- Guerrero-Liquet, G. (2016). Identificación de Riesgos en Instalaciones Fotovoltaicas mediante Toma de Decisión Multicriterio: Caso de Estudio Región de Murcia. *Anuario de Jóvenes Investigadores*, 9, 124–127.
- Hassan, M. S., & A. Elbaset, A. (2015). A Comparative Study for Optimum Design of Grid Connected PV System based on Actual System Specifications. *International Journal of Computer Applications*, 116(3), 19–34. <https://doi.org/10.5120/20316-2375>
- Kornelakis, A., & Koutroulis, E. (2009). Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems. *IET Renewable Power Generation*, 3(4), 476. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2008.0069>
- Lorente, D. (2013). *Distribution optimization and dimensioning of photovoltaic plants with solar monitoring using evolutionary algorithms*. Universidad de Granada. España.
- Rodríguez, A. (2014). *Procedimiento de cálculo para la ubicación de paneles fotovoltaicos*. Universidad Central de Las Villas “Marta Abreu.”
- Silva, J. P. (2015). *Application for photovoltaic systems design: programming and validation with commercial software*. Universidad de Pereira.
- Weinstock, D., & Appelbaum, J. (2004). Optimal Solar Field Design of Stationary Collectors. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126(3), 898–905. <https://doi.org/10.1115/1.1756137>

IV.7. 5. Efecto de la acumulación de polvo en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos instalados en entornos mineros e industriales.

Liomnis Osorio Laurencio y Reineris Montero Laurencio

Resumen

Los sistemas fotovoltaicos han aumentado su uso en los últimos años a un ritmo acelerado. Los entornos donde se utilizan estos sistemas para generar electricidad son diversos. Son muchos los factores que afectan a la eficiencia de los módulos solares, estos dependen de las condiciones de instalación y de las características geográficas del entorno. En la literatura científica, no hay suficiente investigación para estudiar el efecto de la acumulación de polvo, que combina varios ambientes. Esta investigación expone el problema del efecto de la acumulación de polvo sobre la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, en el medio minero e industrial del municipio de Moa, donde se desarrolla toda la producción de níquel en Cuba. Las aportaciones de esta investigación repercuten positivamente en el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos para este tipo de entornos.

Introducción

Los sistemas de generación eléctrica basados en fuentes renovables de energía han tenido un incremento acelerado en los últimos años. Entre ellos, los sistemas fotovoltaicos han crecido mucho, por su bajo costo de instalación y mantenimiento (Kawamoto, 2020). Un módulo fotovoltaico está compuesto por un conjunto de celdas interconectadas, un encapsulante, diodos de derivación, conectores, un vidrio templado para proteger el frente del módulo, y una película de polímero en la parte posterior (Ndiaye et al., 2013).

Los módulos fotovoltaicos están diseñados para su uso en condiciones exteriores, como entornos marinos, árticos, tropicales y desérticos. La elección del tipo de material fotovoltaico puede tener un efecto relevante en las características eléctricas y mecánicas, lo que repercute en el rendimiento del sistema fotovoltaico (Meral y Dinçer, 2011).

Por ello, es recomendable instalar correctamente los módulos fotovoltaicos, con el fin de alargar su vida útil. Con el paso de los años, los módulos sufren una degradación que afecta a su potencia máxima; este valor puede variar en cada módulo, tal y como se indica en la ficha técnica. Además, existen otros factores que afectan el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos.

Factores que afectan la eficiencia de los módulos fotovoltaicos

Los factores ambientales que afectan la eficiencia incluyen la temperatura, la irradiancia, la humedad, la velocidad y dirección del viento y la presión atmosférica. Algunos de estos factores mejoran la eficiencia, mientras que otros la empeoran. Otro factor externo que influye significativamente en el rendimiento de los módulos es el polvo.

Las partículas sólidas cuyo diámetro es inferior a 500 μm se consideran polvo (Kumar Tripathi, Murthy y Aruna, 2016). Existen numerosos estudios que analizan el efecto de diferentes tipos de polvo o ambientes polvorientos sobre el rendimiento de los paneles fotovoltaicos. Entre los polvos más estudiados se encuentran la tierra roja, el cemento, la roca caliza, la ceniza, el carbón, el carbonato de calcio, la arena y la arena-arcilla (Chaichan y Kazem, 2017; Maghami et al., 2016; Saidan et al., 2016).

Factores que influyen en la acumulación de polvo

Numerosas investigaciones analizan los factores que influyen en la acumulación de polvo y el efecto que tienen en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos (Maghami et al., 2016; Saravanan y Darvekar, 2018; Zaihidee et al., 2016). Algunos reconocen dos factores fundamentales: las propiedades del polvo y las características del entorno local (Maghami et al., 2016). Sin embargo, otros estudios reconocen más factores, como se muestra en la figura 1 (Mani and Pillai, 2010; Saravanan and Darvekar, 2018).

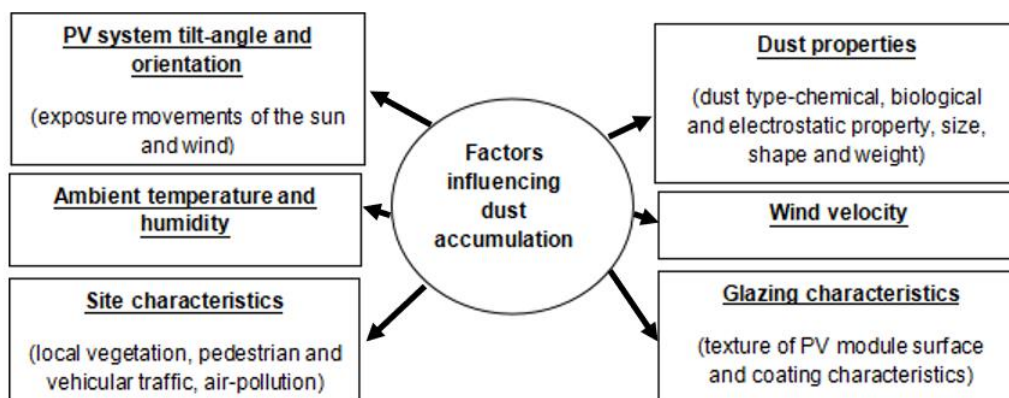


Figura 1. Factores que influyen en la acumulación de polvo (Mani and Pillai, 2010).

Estos estudios han demostrado que las pérdidas aumentan mucho en los paneles en el plano horizontal, y pueden alcanzar valores del 8 al 22 %, mientras que para el ángulo de inclinación de 45° las pérdidas oscilan entre el 1 y el 8 %. Otras observaciones destacan que el ángulo de inclinación es un factor determinante en la densidad de acumulación de polvo (Jiang, Lu y Lu, 2016).

La pérdida de potencia está estrechamente relacionada con las propiedades físicas y químicas del polvo, que pueden variar según el entorno geográfico (Saravanan y Darvekar, 2018).

Ambientes polvorientos que más afectan a los módulos fotovoltaicos

La mayoría de los estudios sobre el tema del polvo se han desarrollado en ambientes desérticos, donde la arena del desierto y las tormentas de arena tienen un fuerte impacto en el desempeño de los sistemas fotovoltaicos (Cordero et al., 2018; Saidan et al., 2016). También existen numerosos estudios sobre zonas industriales o de construcción, donde el polvo derivado de materiales como el cemento tiene un efecto negativo sobre los módulos. Menos estudiadas son las zonas de minería a cielo abierto, que han adoptado la fotovoltaica para iluminar las zonas donde se extrae el mineral.

En estos ambientes se realizan actividades mineras como extracción, excavación, perforación y transporte, provocando un aumento de polvo en el ambiente (Kumar Tripathi et al., 2016). Por ello, para cada entorno es muy importante determinar los métodos de limpieza de los módulos solares, que ayuden a mejorar la conversión fotovoltaica.

Métodos de limpieza de módulos fotovoltaicos

Hay cuatro formas clasificadas para eliminar el polvo de la superficie de los paneles solares: natural, mecánica, electromecánica y electrostática. Más investigaciones y nuevas ideas son importantes para reducir el efecto del polvo. (Ahmed, Kazem, and Sopian, 2013).



Emisiones de la industria del níquel en Moa

Estudio de caso: medioambiente, minas e industrias del níquel en Moa

Las industrias cubanas de níquel y cobalto están ubicadas en la zona Noreste de la provincia de Holguín, específicamente en la ciudad de Moa. En estas zonas existen dos fábricas de níquel: Ernesto Che Guevara (ECG) y Pedro Sotto Alba (PSA), fábricas que extraen el mineral de laterita de minas a cielo abierto. La ciudad de Moa, cuenta con puerto, aeropuerto, numerosas empresas relacionadas con el níquel, y una población de 75 000 habitantes (Riverón Zaldivar, Pacheco, y Linares, 2009).

Estas dos industrias realizan actividades relacionadas con las operaciones mineras, tales como perforación, excavación, craqueo y transporte, lo que genera un aumento del polvo. La combinación de estas actividades con los humos que también emana de diferentes procesos tecnológicos de preparación del níquel, provocan que toda la región se vea envuelta en un ambiente polvoriento con contaminación del aire (gases y sólidos).

Estas fábricas utilizan dos procesos metalúrgicos diferentes 1) ECG - Lixiviación de carbonato de amonio (ACL) con adición de aceite; y 2) PSA - Lixiviación de ácido sulfúrico (SAL). El mineral se seca a altas temperaturas (ACL = 11 00 °C y SAL = 600 °C) para obtener óxidos de níquel y cobalto (ACL) y sulfuros (SAL). Estos procesos generan un gran volumen de subproductos que actualmente se eliminan como desechos, presentados en la tabla 1. Es notable la cantidad de polvo que se expulsa diariamente a la atmósfera.

Tabla 1. Volumen de residuos generados en las fábricas de Ernesto Che Guevara (ECG) y Pedro Sotto Alba (PSA) (Pacheco et al., 1999).

Contaminantes	SAL (PSA)	ACL (ECG)
Residuos sólidos (t/día)	4000	1200
Residuos líquidos (m ³ /día)	12000	
Emisiones de polvo a la atmósfera (t/día)		10
Gases SO ₂ (t/day)	16.3	17
SO ₃ (t/day)	2	

En Moa, las actividades mineras (figura 2b) y el proceso de extracción de mineral de las dos fábricas son constantes durante todo el año. Esto provoca la acumulación de polvo en prácticamente todas las superficies, cubriendo toda la región y zonas aledañas.

La Figura 2a muestra la expulsión de residuos en forma de gases y polvo de la fábrica de ECG. Además, el salitre frente a las costas de Moa también proporciona un ambiente corrosivo, por lo que se combinan varios tipos de ambientes adversos para los sistemas fotovoltaicos, incluso en un radio de varios kilómetros de distancia. Este problema convierte a Moa en una región con una contaminación atmosférica muy alta (Marrero-Díaz, Cuesta-Santos, y Suárez-Benítez, 2018).

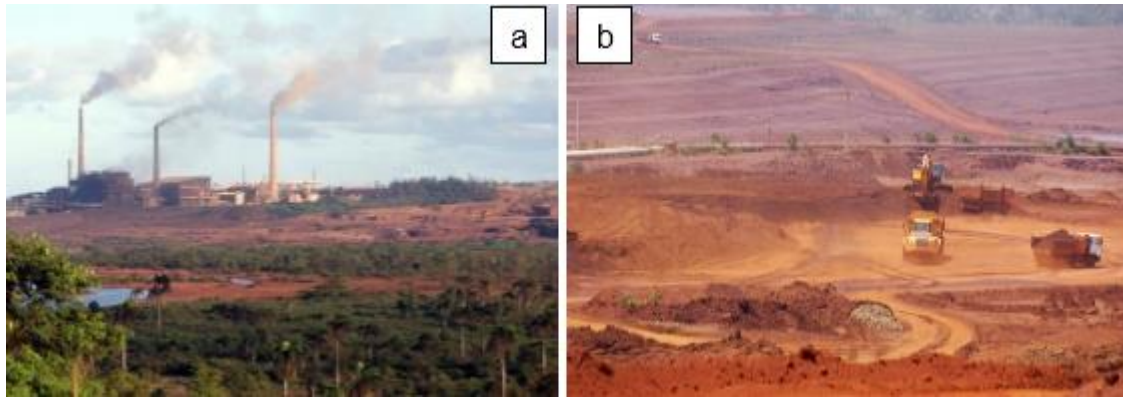


Figura 2. Expulsión de residuos a la atmósfera (fábrica de ECG) y labor minera (García Fombellida 2017; Ortiz del Toro 2019).

Además, la combustión de fósiles dentro de la industria del níquel provoca la expulsión a la atmósfera de material particulado de menos de 10 micras y 2,5 (con las siglas PM10 y PM2,5 respectivamente). Moa constituye el mayor emisor de este tipo de partículas en la provincia, con 2 539,09 t/año de PM10 y 1 959,03 t/año de PM2,5 (Marrero-Díaz et al., 2018).

Moa: factores climáticos

Aunque el entorno de Moa es muy agresivo para el material fotovoltaico, las condiciones climáticas son propicias para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica. Moa tiene un clima tropical con una distribución estacional irregular de las precipitaciones, el número de días al año con precipitaciones superiores a 1 mm es superior a 100, la precipitación media anual alcanza los 2.000 mm y la evaporación se acerca a los 1.600 mm. La velocidad media del viento es de entre 1,4 a 4,1 m/s, y mantiene una frecuencia de 180 días al año. La humedad relativa media anual para las 7:30 am es de entre 85 - 90%, y para las 13:00 está entre 70 - 75% (Retirado Mediaceja, 2012).

Estado actual y planes futuros de la fotovoltaica en Moa

Actualmente, en la región de Moa, hay muy pocos sistemas fotovoltaicos en operación. Sin embargo, el MINEM tiene planes para instalar sistemas fotovoltaicos integrados en los techos de algunas empresas locales, y también en casas de familia.

Por ello, es necesario realizar estudios como este, que ayuden a dimensionar e instalar los módulos solares, de forma que se optimice la energía generada. Además, es necesario aplicar buenas prácticas para alargar la vida útil de los módulos solares, en este entorno muy diferente al de los demás municipios de Cuba.

En este entorno, es de gran importancia determinar la frecuencia de mantenimiento y limpieza de los módulos, debido a los costos económicos que conlleva.

Problema de investigación

Insuficiente conocimiento del efecto de la acumulación de polvo en el desempeño de los paneles fotovoltaicos, lo que limita la modelación matemática de la degradación de sus parámetros eléctricos en el tiempo, y la determinación de los períodos de mantenimiento, para exposiciones cercanas a las minas e industrias del níquel de Moa.

Novedad

La determinación de un coeficiente que caracterice la dinámica de acumulación de polvo en la superficie colectora de los módulos fotovoltaicos de silicio, expuestos en zonas cercanas a las minas e industrias productoras de níquel en Moa, con el fin de mejorar la ubicación del sistema fotovoltaico y la orientación, inclinación y frecuencia de limpieza de los módulos, para maximizar la producción de energía eléctrica.

Importancia: social, económica, ambiental

Los resultados de esta investigación ayudarían a realizar acciones científico-técnicas que contribuyan a mejorar el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos, para optimizar la captación de energía solar en ambientes con alta contaminación atmosférica, como es el caso del Moa. También podría ayudar a los especialistas en energía solar a tener en cuenta los ciclos de mantenimiento en este tipo de entornos y otros similares, para alargar la vida de los módulos fotovoltaicos.

El MINEM tiene el reto de cambiar la matriz energética del país, para generar el 24% de la energía eléctrica, utilizando fuentes renovables de energía (Díaz Santos et al., 2018). Para contribuir a este objetivo, se tiene como plan la instalación de 700 MWp de potencia fotovoltaica hasta el año 2030. Es por ello que es importante determinar un ciclo de limpieza adecuado de los módulos solares, lo que mejoraría significativamente la producción de energía solar fotovoltaica, obteniendo grandes beneficios económicos.

Con el advenimiento de las instalaciones fotovoltaicas se reducen las emisiones de gases nocivos al medio ambiente provenientes de las centrales termoeléctricas del país. Esto tendría un impacto positivo en la región, donde la contaminación del aire tiene los valores más altos del país.

Referencias

- Ahmed, Z., Kazem, H. A., & Sopian, K. (2013). Effect of Dust on Photovoltaic Performance: Review and Research Status 2 Effect of Dust Properties. *Latest Trends in Renewable Energy and Environmental Informatics*, 193–199. <https://doi.org/10.13140/2.1.4527.9523>
- Chaichan, M. T., & Kazem, H. A. (2017). Effect of Sand, Ash and Soil on Photovoltaic Performance: An Experimental Study. *International Journal of Scientific Engineering and Science*, 1(2), 27–32. <https://www.researchgate.net/publication/313996729>

- Cordero, R. R., Damiani, A., Laroze, D., MacDonell, S., Jorquera, J., Sepúlveda, E., ... Torres, G. (2018). Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert. *Scientific Reports*, 8(1), 13943. <https://doi.org/10.1038/s41598-018-32291-8>
- Díaz Santos, R., Castro Fernández, M., Santos Fuentefría, A., y Vilaragut Llanes, M. (2018). Análisis de la influencia del ángulo de inclinación en la generación de una central fotovoltaica. *Ingeniería Energética*, 39(3), 146–156. http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012018000300002
- García Fombellida, A. (2017). En Moa presente, ya se prepara el futuro (+Audio). *Radio Rebelde*. <https://www.radiorebelde.cu/noticia/en-moa-presente-ya-se-prepara-futuro-20170620/>
- Jiang, Y., Lu, L., & Lu, H. (2016). A novel model to estimate the cleaning frequency for dirty solar photovoltaic (PV) modules in desert environment. *Solar Energy*, 140, 236–240. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.016>
- Kawamoto, H. (2020). Improved detachable electrodynamic cleaning system for dust removal from soiled photovoltaic panels. *Journal of Electrostatics*, 107, 103481. <https://doi.org/10.1016/j.elstat.2020.103481>
- Kumar Tripathi, A., Murthy, C. S. & Aruna, M. (2016). Influence of Mine Environmental Parameters on the Performance of Solar Energy System-A Review. *Concurrent Advances in Mechanical Engineering*, 2(1), 1–5. <https://doi.org/10.18831/came/2016011001>
- Maghami, M. R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M. A., Rezadad, M. I., & Hajjighorbani, S. (2016). Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1307–1316. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.044>
- Mani, M., & Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 3124–3131. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>
- Marrero-Díaz, Y., Cuesta-Santos, O., y Suárez-Benítez, M. (2018). Inventario de Emisiones Atmosféricas de las Principales Fuentes Fijas de Holguín-Cuba, 2016. *Revista Cubana de Meteorología*, 24(3), 1–11. <http://rcm.insmet.cu/index.php/rcm/article/view/433/553>
- Meral, M. E., & Dinçer, F. (2011). A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2176–2184. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.010>
- Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C. M. F., Ndiaye, P. A., & Sambou, V. (2013). Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy*, 96, 140–151. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.005>
- Ortiz del Toro, R. (2019). Moa's comprehensive development program keep improving. *Radio Angulo*. <https://www.radioangulo.cu/en/holguin/240130-moa-s-comprehensive-development-program-keep-improving>
- Pacheco, R. L., Rodríguez, Candela, L., Fabregat, S., Cortes, A., & Queralt, I. (1999). Environmental impact of nickel industries in Cuba. A case of study from moa mining district. *IMWA Proceeding 1999*. www.IMWA.info

- Retirado Mediaceja, Y. (2012). Modelación y simulación del proceso de secado natural de la mena laterítica. *Minería y Geología*, 28(4), 1–19. https://www.researchgate.net/publication/324502241_Modelacion_y_simulacion_del_proceso_de_secado_natural_de_la_mena_lateritica
- Riverón Zaldivar, A., Pacheco, R., y Linares, R. (2009). Características físicas del perfil del suelo laterítico“ in situ ”: relación con el contenido de níquel , cobalto , hierro y cromo . Ejemplo del yacimiento Moa. *Tercera Convención Cubana de Ciencias de La Tierra*, (March 2015), 1–20. https://www.researchgate.net/publication/273439461_Caracteristicas_fisicas_del_perfil_del_suelo_lateritico_in_situ_relacion_con_el_contenido_de_niquel_cobalto_hierro_y_cromo_Ejemplo_del_yacimiento_Moa_Holguin_Cuba
- Saidan, M., Albaali, A. G., Alasis, E., & Kaldellis, J. K. (2016). Experimental study on the effect of dust deposition on solar photovoltaic panels in desert environment. *Renewable Energy*, 92, 499–505. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.031>
- Saravanan, S. & Darvekar, K. S. (2018). Solar Photovoltaic Panels Cleaning Methods A Review. *International Journal of Pure and Applied Mathematics*, 118(24), 1–17. <http://www.acadpubl.eu/hub/>
- Zaihdee, F. M., Mekhilef, S., Seyedmahmoudian, M., & Horan, B. (2016). Dust as an unalterable deteriorative factor affecting PV panel's efficiency: Why and how. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 1267–1278. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.068>

IV.7. 6. Seguimiento del punto de máxima potencia mediante técnica de inteligencia artificial en sistemas fotovoltaicos.

David Díaz Martínez, Luis Vázquez Seisdedos, Rafael Trujillo Codorniu.

Resumen

Entre las fuentes renovables de energía, la energía solar es la alternativa más utilizada y prometedora. Utilizando la energía solar fotovoltaica (PV), la cantidad de energía eléctrica generada por los paneles solares cambia continuamente con las condiciones climáticas. Sobre todo, el rendimiento de un módulo fotovoltaico se ve afectado por la temperatura, la radiación solar y la sombra. A menudo, el módulo fotovoltaico se ensombrece, total o parcialmente, por las nubes, los edificios vecinos y los árboles, especialmente en las grandes instalaciones fotovoltaicas.

Bajo insolación uniforme, solo hay un punto máximo en la curva de potencia-voltaje (P-V). En condiciones de sombra parcial, la curva P-V se vuelve más compleja con múltiples picos. La mayoría de las técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) rastrean bien el punto de máxima eficiencia en condiciones de sombra cero, sin embargo, cuando se produce la condición de sombra parcial (CSP), estos métodos quedan atrapados en un máximo local que reduce significativamente la eficiencia del sistema fotovoltaico. En este trabajo, proponemos una nueva técnica MPPT basada en Particle Swarm Optimization (PSO) para mejorar el rendimiento del controlador frente a condiciones de CSP.

Introducción

La demanda de energía eléctrica ha aumentado notablemente durante las últimas décadas con el crecimiento de la población y el progreso industrial. Durante mucho tiempo, los combustibles fósiles han sido la principal fuente de generación de energía eléctrica. La sobreexplotación y el consumo de los últimos años han traído la crisis energética al mundo moderno (Yang et al., 2019).

También está surgiendo la conciencia de la protección ambiental y la sostenibilidad en la quema de combustibles fósiles y sus productos como fuentes de energía primaria. Se supone que en los próximos años el mundo enfrentará varios problemas relacionados con el agotamiento de algunas fuentes de energía (Vázquez et al., 2018), principalmente las relacionadas con los combustibles fósiles. También es bien sabido que algunos aspectos relacionados con el aumento del precio del petróleo, por cuestiones económicas y políticas, han sido la causa de la crisis económica en las últimas décadas. La búsqueda de fuentes renovables de energía se vuelve entonces cada vez más intensa como alternativa destacada para la mitigación de la crisis energética mundial.

Muchos investigadores y organizaciones ambientales defienden la conservación de energía y la reducción del dióxido de carbono (CO₂) para el bienestar de las criaturas terrestres, y también de los humanos. Se sugieren muchas alternativas de energía, como la energía generada a partir de fuentes como la geotérmica, solar, mareomotriz, eólica, y a partir de los desechos (Eltamaly y Abdelaziz, 2012).

Entre estos, la solar es la fuente alternativa más utilizada y prometedora, con una participación en el mercado de energía de rápido crecimiento en la industria energética mundial debido a las siguientes ventajas.

- La luz del sol es inagotable y de fácil acceso por su irradiación que cubre la mayor parte del terreno.
- No hay ruido ni contaminación en la generación de energía solar.
- La energía solar se considera energía segura sin quemar ningún material.
- Las celdas solares son generadores de energía ideales que no requieren combustible, no generan emisiones, no tienen partes móviles, pueden fabricarse en cualquier tamaño o forma y dependen de una fuente de energía virtualmente ilimitada, el sol.

La importante reducción de costos de los módulos fotovoltaicos (PV) en los últimos años ha hecho que el uso de la energía solar sea particularmente atractivo. El número de instalaciones de sistemas fotovoltaicos es cada vez mayor. La caída de los precios ha sido un impulsor clave de este reciente crecimiento y competitividad, pero los costos reducidos son solo una parte de la ecuación para la rentabilidad a largo plazo. Maximizar la producción de energía durante su vida útil es fundamental para reducir el costo de la electricidad, y maximizar los retornos de la inversión (Gosumbonggot y Fujita, 2019).

El efecto fotoeléctrico ocurre cuando un haz de luz ultravioleta, compuesto de fotones, golpea una parte de un par de placas de metal con carga negativa. Esto hace que los electrones sean "liberados" de la placa cargada negativamente. Estos electrones libres son luego atraídos hacia la otra placa por fuerzas electrostáticas. Este flujo de electrones es una corriente eléctrica. Este flujo de electrones se puede reunir en forma de corriente continua (CC). Esta CC luego se puede convertir en corriente alterna (CA), que es la forma principal de corriente eléctrica en los sistemas de energía eléctrica. Los dispositivos fotovoltaicos aprovechan el hecho de que la energía de la luz solar libera portadores de carga eléctrica en ciertos materiales cuando la luz del sol incide sobre dichos materiales. Esta liberación de carga eléctrica permite capturar la energía luminosa como corriente eléctrica (Chin, Salam e Ishaque, 2015).

Desafortunadamente, los sistemas de generación fotovoltaica tienen dos problemas principales: la eficiencia de conversión de la generación de energía eléctrica es muy baja (9-16 %), especialmente en condiciones de baja irradiación, y la cantidad de energía eléctrica generada por los paneles solares cambia continuamente con las condiciones climáticas. La razón principal de la

baja eficiencia eléctrica de un conjunto fotovoltaico son las características no lineales de corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V) de los módulos fotovoltaicos, y los efectos de las condiciones ambientales en estas características, como temperatura variable y aislamiento diferente (Laudani, Riganti Fulginei y Salvini, 2014).

Las células solares pueden integrarse para formar módulos o paneles, y grandes conjuntos fotovoltaicos. El rendimiento de un sistema de matriz fotovoltaica depende de la calidad del diseño de la celda solar y de la matriz, así como de las condiciones de funcionamiento. El voltaje, la corriente y la potencia de salida del conjunto fotovoltaico varían en función del nivel de irradiación solar, la temperatura y la corriente de carga (Mohapatra et al., 2017).

En términos generales, existen cuatro medios para mejorar la eficiencia de las plantas fotovoltaicas.

1. aumentar la eficiencia de conversión fotoeléctrica de los componentes de diodos fotovoltaicos,
2. aumentar la frecuencia de la luz directa,
3. mejorar la eficiencia del inversor,
4. mejorar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para el conjunto fotovoltaico.

Los primeros tres métodos dependen de mejorar los dispositivos de hardware, lo que no es fácil, ya que depende de la tecnología disponible, puede requerir mejores componentes, lo que puede aumentar drásticamente el costo de la instalación; pero el cuarto método es mejorar la eficiencia de conversión utilizando el software interno integrado en los componentes. Mejorar el MPPT con nuevos algoritmos de control es más fácil, no costoso y se puede hacer incluso en plantas que ya están en uso, actualizando sus algoritmos de control, lo que conduciría a un aumento inmediato en la generación de energía fotovoltaica y, en consecuencia, a una reducción de su precio.

Para ello, se utiliza un convertidor de potencia de modo conmutado para mantener el punto de funcionamiento del conjunto fotovoltaico en el punto de máxima potencia. Un algoritmo llamado Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) hace esto, al controlar el voltaje o la corriente de la matriz fotovoltaica, independientemente de los de la carga. Si se utilizan técnicas MPPT en sistemas fotovoltaicos, se puede generar más energía con el mismo número de módulos. Estas técnicas permiten que el módulo genere su máxima potencia, teniendo un alto nivel de utilización de su capacidad de generación. Por lo tanto, el costo general del sistema se puede minimizar (Ram, Babu y Rajasekar, 2017).

El MPPT no es un sistema de seguimiento mecánico que “mueve físicamente” los módulos para hacer que el punto de máxima eficiencia quede más directamente hacia el sol. El MPPT es un sistema completamente electrónico, un convertidor DC-DC controlado, insertado entre la fuente

fotovoltaica y la carga, que monitorea el conjunto fotovoltaico para operar en su punto de máxima potencia, dependiendo del estado de la carga, de la generación del conjunto fotovoltaico, de las variaciones de la temperatura de la celda, y de la radiación solar.

Diferentes métodos de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Hasta la fecha, se han presentado e implementado numerosos controladores MPPT en la literatura, estos controladores tienen algunos requisitos genéricos como baja complejidad, bajo costo, mínima fluctuación de potencia de salida, y la capacidad de rastrear rápidamente cuando cambia la condición de operación (Tobón et al., 2017).

Entre las características más deseables de las técnicas MPPT se encuentran las siguientes: estabilidad, respuesta dinámica rápida, pequeño error de estado estacionario, robustez a las perturbaciones, y eficiencia en un amplio rango de potencia.

Entre los enfoques convencionales, los métodos más dominantes son: la conductancia incremental (InC, por sus siglas en inglés) (Kurella y Suresh, 2013), perturbar y observar (P&O, por sus siglas en inglés) (Ishaque, Salam y Lauss, 2014), hill climbing (HC, por sus siglas en inglés) (Zhu et al., 2018), capacitancia parásita (PC, por sus siglas en inglés) y voltaje constante (CV, por sus siglas en inglés). Los más utilizados son *P&O* e *InC*. Estos métodos convencionales logran un rendimiento moderado con una fácil implementación y un bajo costo.

En los últimos años se han adoptado técnicas de inteligencia artificial (IA), principalmente debido a su flexibilidad y capacidad de razonamiento, que son útiles para lidiar con fuertes no linealidades y sistemas complejos (Kermadi y Berkouk, 2017). Los enfoques más comentados son: control de lógica difusa (FLC, por sus siglas en inglés) (Robles Algarín, Taborda Giraldo, and Rodríguez Álvarez, 2017), redes neuronales artificiales (ANN, por sus siglas en inglés) (Messalti, Harrag, and Loukriz, 2017) y otros métodos de inteligencia computacional (CI, por sus siglas en inglés). Los métodos de esta última categoría son metodologías computacionales inspiradas en la naturaleza, que abordan problemas complejos del mundo real, y se pueden dividir en algoritmos de inteligencia de enjambre y algoritmos evolutivos.

En los últimos años se han adoptado técnicas de IA principalmente debido a su flexibilidad y capacidad de razonamiento, que son útiles para tratar con fuertes no linealidades y sistemas complejos. En el MPPT basado en FLC, no se requiere un modelo matemático para el sistema. Sin embargo, su rendimiento depende de la base de la regla, el número de reglas, y la función de membresía, determinada por un procedimiento de prueba y error, que lleva mucho tiempo. Otro enfoque bien conocido es la red neuronal artificial, donde los pesos asociados con las neuronas deben determinarse con precisión, mediante un proceso de entrenamiento, y requieren grandes datos de entrenamiento antes de implementar el método.

Otros MPPT populares se basan en métodos de inteligencia computacional, que son metodologías computacionales inspiradas en la naturaleza, que abordan problemas complejos del mundo real. Se pueden mencionar la optimización de enjambre de partículas (PSO, por sus siglas en inglés) (Ishaque y Salam, 2013), la optimización de colonias de hormigas (ACO, por sus siglas en inglés) (Titri et al., 2017), el algoritmo genético (GA, por sus siglas en inglés) (Mohamed, Berzoy y Mohammed, 2017), y evolución diferencial (DE, por sus siglas en inglés).

El rendimiento de un conjunto fotovoltaico se ve afectado por la temperatura, la radiación solar, el sombreado y la configuración del conjunto. A menudo, la matriz fotovoltaica queda ensombrecida, total o parcialmente, por las nubes, los edificios vecinos y los árboles, especialmente en las grandes instalaciones fotovoltaicas. En condiciones de sombra parcial (CSP), la característica P-V se vuelve más compleja con múltiples picos. Bajo insolación uniforme, solo hay un punto máximo en la curva P-V (Fig. 1).

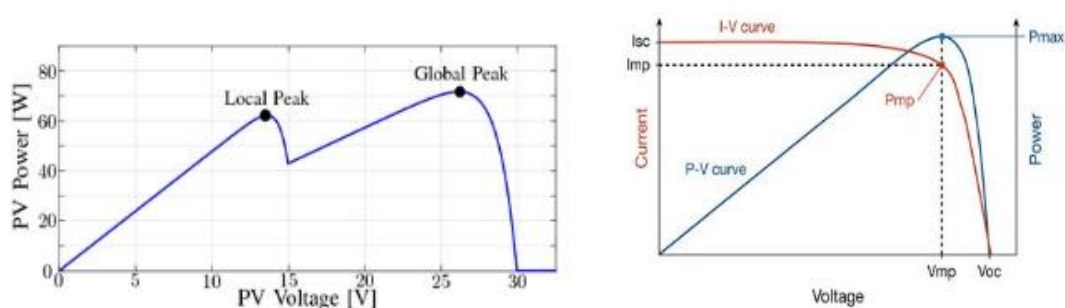


Figura 1. Curvas características I-V y P-V de un panel fotovoltaico. a) Bajo irradiación uniforme. b) Bajo sombra parcial

Las técnicas MPPT convencionales rastrean bien el punto de máxima potencia en condiciones de sombra cero; sin embargo, cuando se produce CSP, estos métodos quedan atrapados en un máximo local, lo que reduce significativamente la eficiencia del sistema fotovoltaico, lo que obliga a los investigadores a encontrar nuevas técnicas para el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia bajo CSP (Islam et al., 2018).

En este contexto, la optimización por enjambre de partículas (PSO) se perfila como una de las técnicas más prometedoras y con gran potencial para hacer frente a esta compleja situación. PSO es independiente de las características del sistema fotovoltaico, y es muy simple, pero ofrece una gran flexibilidad para adaptarse a las condiciones climáticas cambiantes (Eltamaly, Al-Saud y Abo-Khalil, 2020). La estructura del sistema fotovoltaico propuesto se muestra en la Figura 2.

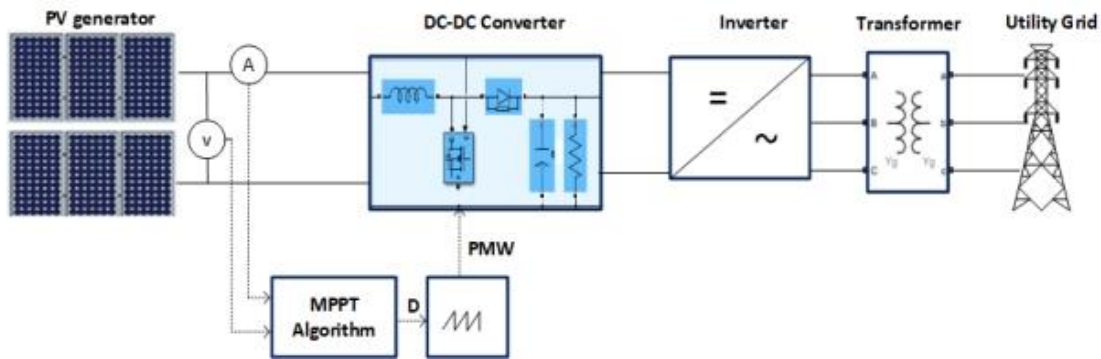


Figura 2. Diagrama esquemático del sistema fotovoltaico con controlador MPPT

Problema de investigación

La baja eficiencia del sistema fotovoltaico durante la condición de sombra parcial (CSP), debido a problemas en la mayoría de los métodos actuales para rastrear el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos en una situación de cambios rápidos en la irradiación y la temperatura.

Novedad

Un nuevo método basado en inteligencia artificial con mayor precisión, mínimos errores en estado estacionario, y un mayor rango de parámetros respecto a los utilizados actualmente en el seguimiento dinámico del punto de máxima potencia en situaciones de sombreado parcial.

Importancia: social, económica, ambiental

Garantizando un adecuado seguimiento del punto de máxima potencia del Sistema Fotovoltaico, incluso ante cambios bruscos de las condiciones ambientales, se garantiza la extracción de la máxima potencia que el conjunto fotovoltaico es capaz de entregar, y por tanto, un aumento de la eficiencia en su funcionamiento. Eso significa que en cada momento se entrega más energía a la red nacional, sin importar las condiciones climáticas.

Esto hace que la inversión se recupere en un menor periodo de tiempo. Por lo tanto, este es un aporte que impacta positivamente en la rentabilidad y sustentabilidad de estos sistemas fotovoltaicos que se están implementando en el país. Al garantizar sistemas fotovoltaicos que funcionen de manera eficiente y sustentable, se abre el camino para la expansión de este tipo de generación en el país. Al lograr esto, es posible lograr los niveles de penetración de fuentes renovables de energía deseados. Además, se lograría una reducción considerable de la contaminación ambiental, al no generar toda esa energía utilizando combustibles fósiles.

Referencias

Chin, V. J., Salam, Z., & Ishaque, K. (2015). Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review. *Applied Energy*, 154, 500–519. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.035>

- Eltamaly, A. M., & Abdelaziz, A. Y. (2012). *Modern Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Energy Systems*. Retrieved from <http://www.eurekaselect.com/102081/volume/1>
- Eltamaly, A. M., Al-Saud, M. S., & Abo-Khalil, A. G. (2020). Performance improvement of PV systems' maximum power point tracker based on a scanning PSO particle strategy. *Sustainability (Switzerland)*, 12(3), 1185. <https://doi.org/10.3390/su12031185>
- Gosumbonggot, J., & Fujita, G. (2019). Partial shading detection and global maximum power point tracking algorithm for photovoltaic with the variation of irradiation and temperature. *Energies*, 12(2), 202. <https://doi.org/10.3390/en12020202>
- Ishaque, K., & Salam, Z. (2013). A deterministic particle swarm optimization maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(8), 3195–3206. <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2200223>
- Ishaque, K., Salam, Z., & Lauss, G. (2014). The performance of perturb and observe and incremental conductance maximum power point tracking method under dynamic weather conditions. *Applied Energy*, 119, 228–236. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.12.054>
- Islam, H., Mekhilef, S., Shah, N. B. M., Soon, T. K., Seyedmahmousian, M., Horan, B., & Stojcevski, A. (2018). Performance evaluation of maximum power point tracking approaches and photovoltaic systems. *Energies*, 11(2), 365. <https://doi.org/10.3390/en11020365>
- Kermadi, M., & Berkouk, E. M. (2017, March 1). Artificial intelligence-based maximum power point tracking controllers for Photovoltaic systems: Comparative study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 69, pp. 369–386. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.125>
- Kurella, A., & Suresh, R. (2013). SIMULATION OF INCREMENTAL CONDUCTANCE MPPT WITH DIRECT CONTROL METHOD USING CUK CONVERTER. *IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology*, 02(09), 2321–7308. <http://www.ijret.org>
- Laudani, A., Riganti Fulginei, F., & Salvini, A. (2014). Identification of the one-diode model for photovoltaic modules from datasheet values. *Solar Energy*, 108, 432–446. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.07.024>
- Messalti, S., Harrag, A., & Loukriz, A. (2017). A new variable step size neural networks MPPT controller: Review, simulation and hardware implementation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 221–233. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.131>
- Mohamed, A. A. S., Berzoy, A., & Mohammed, O. A. (2017). Design and Hardware Implementation of FL-MPPT Control of PV Systems Based on GA and Small-Signal Analysis. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(1), 279–290. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2598240>
- Mohapatra, A., Nayak, B., Das, P., & Mohanty, K. B. (2017). A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 854–867. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.083>
- Ram, J. P., Babu, T. S., & Rajasekar, N. (2017). A comprehensive review on solar PV maximum power point tracking techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 826–847. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.076>
- Robles Algarín, C., Taborda Giraldo, J., & Rodríguez Álvarez, O. (2017). Fuzzy logic based MPPT controller for a PV system. *Energies*, 10(12), 2036. <https://doi.org/10.3390/en10122036>

- Titri, S., Larbes, C., Toumi, K. Y., & Benatchba, K. (2017). A new MPPT controller based on the Ant colony optimization algorithm for Photovoltaic systems under partial shading conditions. *Applied Soft Computing Journal*, 58, 465–479. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2017.05.017>
- Tobón, A., Peláez-Restrepo, J., Villegas-Ceballos, J. P., Serna-Garcés, S. I., Herrera, J., & Ibeas, A. (2017). Maximum power point tracking of photovoltaic panels by using improved pattern search methods. *Energies*, 10(9), 1316. <https://doi.org/10.3390/en10091316>
- Vázquez, L., Majanne, Y., Castro, M., Luukkanen, J., Hohmeyer, O., Vilaragut, M., & Diaz, D. (2018). Energy System Planning towards Renewable Power System: Energy Matrix Change in Cuba by 2030. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 522–527. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.756>
- Yang, Y., Kim, K. A., Blaabjerg, F., & Sangwongwanich, A. (2019). *Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems*. <https://books.google.fi/books?hl=en&lr=&id=vKNPDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=yang,+y.,+kim,+k.,+blaabjerg,+f.,+sangwongwanich,+a.+advances+in+grid-connected+photovoltaic+power+conversion+systems.+woodhead+publishing.+elsevier+ltd.+2019.+isbn:+978-0-08-102339->
- Zhu, W., Shang, L., Li, P., & Guo, H. (2018). Modified hill climbing MPPT algorithm with reduced steady-state oscillation and improved tracking efficiency. *The Journal of Engineering*, 2018(17), 1878–1883. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8337>

IV.7.7. Mejora de la eficiencia energética en microcentrales hidroeléctricas autónomas que regulan la frecuencia con convertidores AC-AC.

Henry Bory Prévez, Luis Vázquez Seisdedos

Resumen

La mayoría de las micro-centrales hidroeléctricas, útiles para la producción de electricidad en regiones intrincadas, operan en régimen autónomo. Por consiguiente, es necesario lograr la regulación de frecuencia. Una vía de regular frecuencia es variando la potencia disipada en cargas lastre empleando convertidores de AC-AC. Estos convertidores tienen la desventaja de consumir potencia reactiva, contribuyendo a empeorar el factor de potencia en los terminales de salida del generador.

En esta investigación, para evitar el deterioro del factor de potencia, es propuesta una combinación de dos topologías de rectificadores con el método de conmutación simétrica. La primera topología es un puente rectificador trifásico a diodos con un interruptor en serie con la carga lastre y el segundo es un puente rectificador monofásico a diodos con un interruptor en serie con la carga lastre. En ambos casos, el interruptor es conmutado con ángulo simétrico. Con estas propuestas se mejora el factor de potencia a la salida del generador.

Introducción

Debido a la crisis energética, se ha dirigido la atención a las fuentes renovables de energía, como lo demuestran varios artículos (Bordons, García-Torres, y Valverde, 2015a; García et al., 2016; López, Somolinos, y Núñez, 2014; Ortega et al., 2016; Real-Calvo et al., 2017; Singh and S.K. Singal, 2017; Wu et al., 2014), creándose las denominadas micro redes eléctricas que operan en modo isla (Anwer, Siddiqui, and Anees, 2013; Colak et al., 2015; Farfán, Cadena, y Villa, 2015; Farhat et al., 2015; Ortega et al., 2016; Piris-Botalla et al., 2016; Qian et al., 2013).

Un tipo de fuente renovable de energía es la hidráulica y en el caso de Cuba es usada empleando micro-centrales hidroeléctricas (μ CHs). Actualmente existen en Cuba 107 μ CHs, ubicadas principalmente en las provincias de la región oriental, y operan en régimen autónomo (aisladas del Sistema Eléctrico Nacional). Entre las ventajas de estas μ CHs se encuentran: brindar apoyo en regiones rurales muy intrincadas, suministrando energía a miles de personas y a objetivos sociales y económicos; no necesitan grandes flujos de agua; y producen poco impacto ambiental (Kurtz and Anocibar, 2007; Singh et al., 2018; Win Aung and Ya, 2015).

Un método usado para regular frecuencia en estas μ HCs autónomas es empleando el controlador

electrónico de carga (ELC, electronic load controller, por sus siglas en inglés). Muchos de estos ELC modifican la potencia disipada en la carga lastre, usando convertidores de corriente alterna a corriente alterna (AC-AC) conectados en paralelo con la carga de los usuarios, en modo tal que la potencia activa entregada por el generador (P_G) sea constante en el tiempo.

Esta P_G debe ser igual a la potencia disipada en la carga lastre (P_L) más la potencia activa consumida por los usuarios (P_U), como es mostrado en la Figura 1a), y el balance de estas curvas en la Figura 1b). La ecuación básica que describe este tipo de regulación es: $P_G = P_L + P_U$ (Kurtz and Anocibar, 2007; Singh et al., 2018; Win Aung and Ya, 2015)

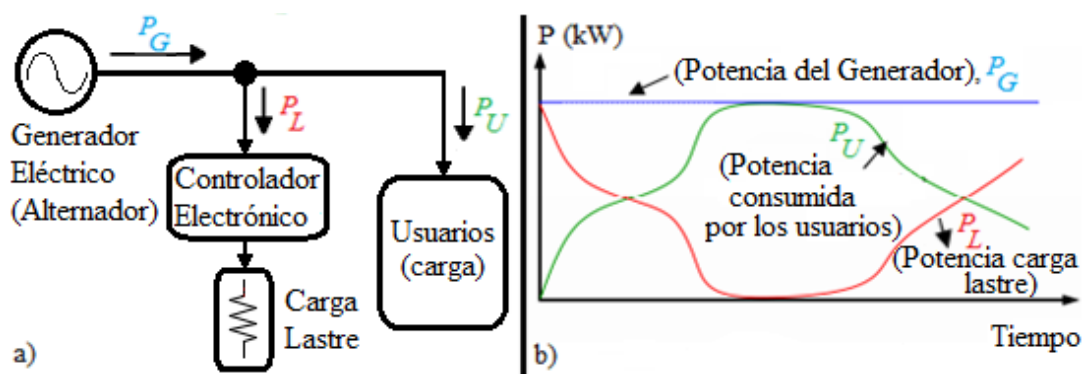


Figura 1. Esquema de regulación de frecuencia para micro-centrales hidroeléctricas autónomas.

a) Esquema con el controlador electrónico de carga. (Bory et al., 2021), b) Curvas que relacionan las potencias: generada, consumida por los usuarios y disipada por la carga lastre (Win Aung and Ya, 2015).

La regulación de frecuencia de μ CHs autónomas mediante carga lastre tiene varias ventajas con respecto al control del flujo de agua de la turbina: su implementación es más simple desde el punto de vista electrónico; menor costo; respuesta dinámica más rápida ante cambios abruptos en la carga de los usuarios; y es más confiable. Además, la regulación de frecuencia por carga lastre no produce el golpe de ariete, problema que puede presentar la regulación de frecuencia por control del flujo de agua de la turbina (Ortega et al., 2016; Singh et al., 2018; Singh and S.K. Singal, 2017; Win Aung and Ya, 2015).

La manera de variar la potencia disipada en la carga lastre es empleando convertidores de AC-AC. Este convertidor es ampliamente usado como es demostrado por autores como Kurtz and Anocibar (2007); Win Aung and Ya (2015); Marín - Jiménez y Carvajal - Quintero (2015); Singh et al. (2018); Fong Barrios et al. (2018); Riaz et al. (2018); Peña Pupo y Fariñas Wong (2020a).

Si bien es cierto que el convertidor de AC-AC es ampliamente usado debido a que su implementación es muy simple y más barato respecto a otros convertidores, su desventaja principal, que no ha sido considerada por los autores antes mencionados, es el consumo de potencia reactiva de este convertidor en la salida del generador, que produce efectos negativos tales como: la reducción de la eficiencia y la disminución de la capacidad del generador respecto a la entrega de corriente.

Ambos aspectos están relacionados con el índice de eficiencia, factor de potencia (fp), índice que tampoco ha sido considerado. Por esa razón, surge esta investigación.

Problema de investigación

Existen limitaciones con el índice de eficiencia, factor de potencia, en los terminales eléctricos del generador de las μ HCS que operan en régimen autónomo y regulan frecuencia, empleando el método de carga lastre, con convertidores de AC-AC. Esto afecta el desarrollo humano y económico de las personas que viven en comunidades aisladas del Sistema Eléctrico Nacional.

Propósito de la investigación

El objetivo de esta investigación es proponer una combinación de topologías de rectificadores con el método de conmutación simétrica que varíen la potencia disipada por la carga lastre, mejorando el índice de eficiencia, factor de potencia, en los terminales eléctricos del generador de las μ HCS que operan en régimen autónomo.

Novedad

En la literatura científica consultada no está reportado la combinación de topologías de rectificadores con el método de conmutación simétrica y con esta, mejorar el índice factor de potencia, en los terminales de salida del generador de las μ HCS que operan en régimen autónomo.

La propuesta de la investigación es combinar dos topologías de rectificadores con el método de conmutación denominada simétrica. La primera topología es un puente rectificador trifásico a diodos, con un interruptor en serie con la carga lastre, en la cual el interruptor es conmutado con ángulo simétrico (Ver Figura 2). Este esquema será usado para controlar la potencia disipada en la carga lastre, y por tanto será el elemento de acción final (EAF) en el lazo de regulación de frecuencia.

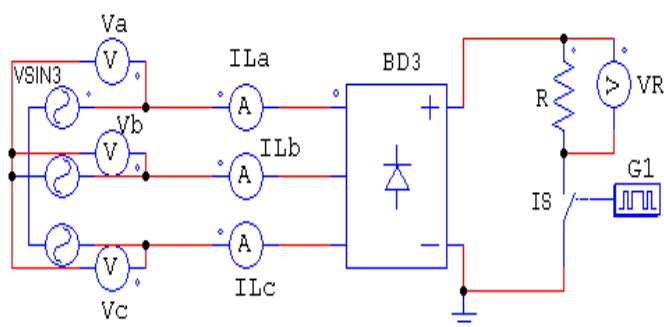


Figura 2. Esquema del rectificador trifásico conmutado con ángulo simétrico, implementado en Psim®. (H. Bory Prevez et al., 2018)

Los elementos de este esquema son: fuente de tensión sinusoidal trifásica ($VSIN3$) de frecuencia 60 Hz y tensión eficaz de línea 190,53 V, esta fuente representa al generador eléctrico; un puente

rectificador trifásico a diodos (*BD3*); interruptor (*IS*) podría representar un transistor bipolar de conmutación aislada (*IGBT*, Isolated Gate Bipolar Transistor en inglés); el generador de pulsos (*G1*), cuya función es aplicar el pulso deseado al interruptor y sus parámetros son: frecuencia (360 Hz), número de puntos de conmutación (2) y puntos de conmutación (ángulos y ancho deseado); resistencia de carga ($R=4.03 \Omega$) que representa la carga lastre; y los probadores de tensión y corriente ($V_a, V_b, V_c, V_R, I_{La}, I_{Lb}$ e I_{La}) que muestran las formas de onda instantáneas de la tensión en cada fase del generador eléctrico, la tensión en los terminales de R y la corriente en los terminales de entrada al rectificador.

En la Figura 3 se muestra cómo se define el método de conmutación simétrica, o conmutación con ángulo simétrico. En la Figura 3a) se presenta cada tensión de fase del generador, y en la Figura 3b) la tensión en los terminales de la resistencia lastre. El método de conmutación simétrica se define del siguiente modo: los puntos negros representan los puntos de conmutación natural y a partir de cualquiera de estos puntos se debe esperar un ángulo de alfa grados (α) para cerrar el interruptor; y en este debe abrirse un ángulo de alfa grados antes del siguiente punto de conmutación natural.

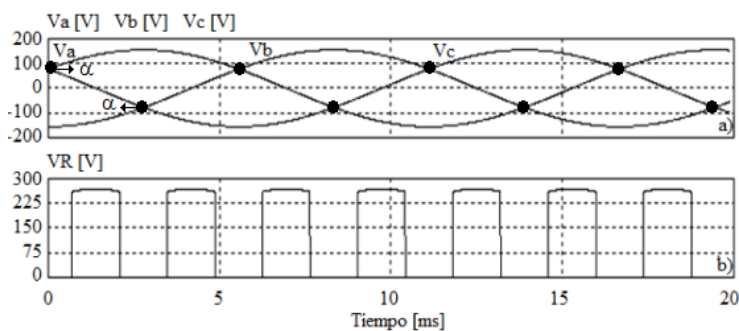


Figura 3. Gráficas de formas de onda para el rectificador trifásico conmutado con ángulo simétrico. (a) Tensión de fase en los terminales de salida del generador, (b) Tensión en los terminales de R . (H. Bory Prevez et al., 2018)

La segunda topología propuesta es un puente rectificador monofásico a diodos con un interruptor en serie con la carga lastre, en el cual el interruptor es conmutado con ángulo simétrico. Este esquema es mostrado en la Figura 4. Este esquema será usado para controlar la potencia disipada en la carga lastre y por tanto este será el EAF en el lazo de regulación de frecuencia.

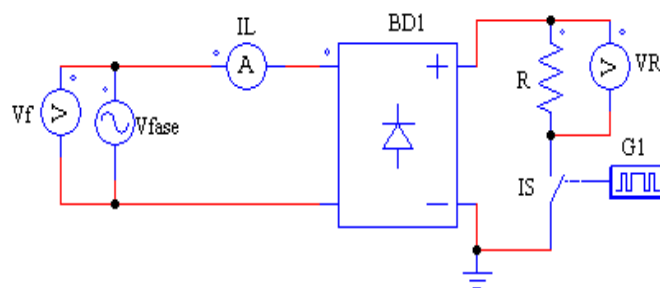


Figura 4. Esquema del rectificador monofásico conmutado con ángulo simétrico, implementado en Psim®. (Bory et al., 2019)

Los elementos que forman este esquema son: fuente de tensión sinusoidal monofásica (V_{fase}) de frecuencia 60 Hz y tensión eficaz 110 V, que representa una fase del generador eléctrico; puente rectificador monofásico a diodos ($BD1$); interruptor (IS) que representa un transistor bipolar de compuerta aislada ($IGBT$); el generador de pulsos ($G1$), cuya función es aplicar el pulso deseado al interruptor y sus parámetros son: frecuencia (120 Hz), número de puntos de conmutación (2) y puntos de conmutación (ángulos y ancho deseado); resistencia de carga ($R=4.03 \Omega$) que representa la carga lastre, y los probadores de tensión y corriente (V_f , V_R , I_L), que muestran las formas de ondas instantáneas de la fuente de tensión, la tensión en los terminales de R y la corriente de entrada al rectificador.

En la Figura 5 se muestra cómo se define el método de conmutación simétrica. En la Figura 5a) se presenta una tensión de fase del generador y en la Figura 5b) la tensión en los terminales de la resistencia de carga lastre. El método de conmutación simétrica se define del modo siguiente: los puntos negros representan los puntos de cruce por cero y a partir de cualquiera de estos puntos se espera un ángulo de alfa grados (α) para cerrar el interruptor y este debe abrirse el mismo ángulo de alfa grados ante del siguiente punto de cruce por cero.

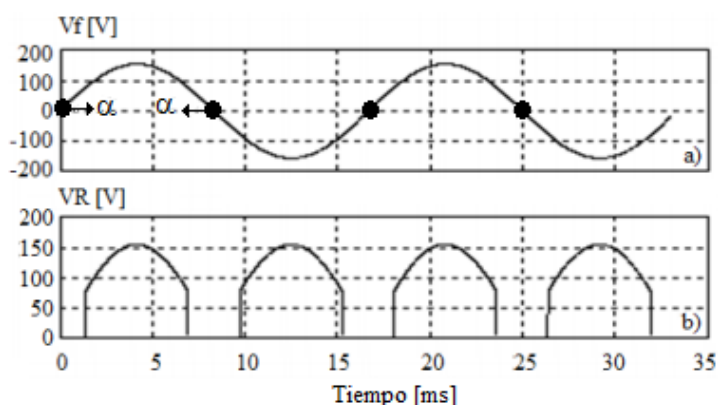


Figura 5. Gráficas de formas de ondas del rectificador monofásico conmutado con ángulo simétrico. (a) Tensión de fase del generador, (b) Tensión en R . (Bory et al., 2019)

Importancia: social, económica y medioambiental

Desde la visión social, las μ HCs utilizan una fuente renovable de energía madura, confiable y una tecnología disponible de generación de energía a un costo competitivo (IRENA, 2012a). Su principal ventaja es producir energía eléctrica permitiendo el desarrollo y la mejora de la calidad de vida de los habitantes de las comunidades rurales donde la μ HCs están instaladas (Jiménez Pinto, 2013; Marín -Jiménez y Carvajal -Quintero, 2015; Singh et al., 2018; Singh and S.K. Singal, 2017; Win Aung and Ya, 2015).

Desde el punto de vista económico, las μ HCs son una opción a un costo competitivo para la electrificación rural de comunidades remotas, debido a que su construcción, mantenimiento y utilización es de bajo costo (Jiménez Pinto, 2013; Marín -Jiménez y Carvajal -Quintero, 2015; Singh et al.,

2018; Singh and S.K. Singal, 2017; Win Aung and Ya, 2015). En los informes de IRENA (2019 a; 2019 b) se verifica que más de 130 millones de personas alrededor del mundo usan μ HCs autónomas como fuente de energía.

Desde un enfoque medioambiental, las μ HCs pertenecen a una tecnología limpia porque no producen contaminación del aire y del agua por CO_2 ni emisiones de cenizas. Además, su impacto medioambiental es bajo debido a que estas no cambian ni el régimen del flujo del río ni la biodiversidad de la zona donde estén construidas (Jiménez Pinto, 2013; Marín -Jiménez y Carvajal -Quintero, 2015; Singh et al., 2018; Singh and S.K. Singal, 2017; Win Aung and Ya, 2015).

Referencias

- Anwer, N., Siddiqui, A. S., & Anees, A. S. (2013). A lossless switching technique for smart grid applications. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 49(1), 213–220. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.12.012>
- Bordons, C., García-Torres, F., y Valverde, L. (2015). Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 12(2), 117–132. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.03.001>
- Bory Prévez, H., Martínez Garcia, H., Vázquez Seisdodos, L., Chang Muman, F., & Enríquez Garcia, L. A. (2018). Comparison of three-phase rectifier with symmetrical switching and ac-ac converter for the power factor improvement in hydroelectric micro-plants. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 15(1), 101–111.
- Bory, H., Vázquez, L., Martínez, H., & Majanne, Y. (2019). Symmetrical Angle Switched Single-Phase and Three-Phase Rectifiers: Application to Micro Hydro Power Plants. *IFAC-PapersOnLine*, 52(4), 216–221. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.08.182>
- Bory, H., Martin, J. L., de Alegria, I. M., & Vázquez, L. (2021). Effect of symmetrically switched rectifier topologies on the frequency regulation of standalone micro-hydro power plants. *Energies*, 14(11), 3201. <https://doi.org/10.3390/en14113201>
- Colak, I., Kabalci, E., Fulli, G., & Lazarou, S. (2015). A survey on the contributions of power electronics to smart grid systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 562–579. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.031>
- Farfán, R. F., Cadena, C. A., y Villa, L. T. (2015). Experiencia en el uso de la Lógica Difusa para el Control del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia en Convertidores para Módulos Fotovoltaicos. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 12(2), 208–217. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.03.004>
- Farhat, M., Barambones, O., Ramos, J. A., Duran, E., y Andujar, J. M. (2015). Diseño e Implementación de un Sistema de Control estable basado en Lógica Borrosa para optimizar el rendimiento de un sistema de Generación Fotovoltaico. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 12(4), 476–487. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.07.006>

- Fong, J. (2018). Design of a regulator of frequency, for small central hydroelectric in isolated operation. *Journal of Engineering and Technology for Industrial Applications*. *Journal of Engineering and Technology for Industrial Applications*, 13(4), 140–148. <https://doi.org/10.5935/2447-0228.20180021>
- García, E., Correcher, A., Quiles, E., y Morant, F. (2016). Recursos y sistemas energéticos renovables del entorno marino y sus requerimientos de control. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 13(2), 141–161. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2016.03.002>
- IRENA. (2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. In *Green Energy and Technology* (Vol. 1). Retrieved from www.irena.org/Publications
- IRENA. (2019 a). Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access: An opportunity not to be missed. *International Renewable Energy Agency*, 144. www.irena.org
- IRENA. (2019 b). Renewable Capacity Statistics 2019. In *International Renewable Energy Agency*. <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>
- Jiménez Pinto, P. A. (2013). *Modelamiento y control de una central micro-hidráulica* (Universidad de Chile). <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/113089>
- Kurtz, V., & Anocibar, H. (2007). Sistema mixto para el control de la generación en micro centrales hidroeléctricas. *Revista Hidrored – Red Latinoamericana de Microenergía*, (1), 24–30.
- López, A., Somolinos, J. A., y Núñez, L. R. (2014). Modelado Energético de Convertidores Primarios para el Aprovechamiento de las Energías Renovables Marinas. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 11(2), 224–235. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2014.02.005>
- Marín -Jiménez, J. D., y Carvajal -Quintero, S. X. (2015). Efectos del control de Tensión y Frecuencia en una operación aislada por Micro-redes. *Energética*, (45), 41–48. www.revistas.unal.edu.co/energetica
- Ortega, R., Carranza, O., Sosa, J. C., García, V., y Hernández, R. (2016). Diseño de controladores para inversores monofásicos operando en modo isla dentro de una microrred. *RIAI - Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 13(1), 115–126. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.09.010>
- Peña Pupo, L., y Fariñas Wong, E. Y. (2020). Mejoras en la eficiencia energética de las mini-hidroeléctricas aisladas mediante la regulación combinada flujo-carga lastre. *Ingeniería Energética*, 41(1). http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012020000100004
- Piris-Botalla, L., Oggier, G. G., Airabella, A. M., y García, G. O. (2016). Extensión del Rango de Operación con Conmutación Suave de un Convertidor CC-CC Bidireccional de Tres Puertos. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 13(1), 127–134. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.04.007>
- Qian, D., Tong, S., Yi, J., & Deng, M. (2013). Design of sliding-mode controller via model reduction for automatic generation control of micro hydropower plants: Isolated-mode case. *52nd IEEE Conference on Decision and Control*, 6118–6123. <https://doi.org/10.1109/CDC.2013.6760856>
- Real-Calvo, R., Moreno-Munoz, A., Pallares-Lopez, V., Gonzalez-Redondo, M. J., Moreno-Garcia, I. M., y Palacios-Garcia, E. J. (2017). Sistema Electrónico Inteligente para el Control de la

- Interconexión entre Equipamiento de Generación Distribuida y la Red Eléctrica. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 14(1), 56–69. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2016.11.002>
- Riaz, M. H., Yousaf, M. K., Izhar, T., Kamal, T., Danish, M., Razzaq, A., & Qasmi, M. H. (2018). Micro hydro power plant dummy load controller. *Proceedings - 2018, IEEE 1st International Conference on Power, Energy and Smart Grid, ICPEGS 2018*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICPEGS.2018.8384511>
- Singh, R. R., Kumar, B. A., Shruthi, D., Panda, R., & Raj, C. T. (2018). Review and experimental illustrations of electronic load controller used in standalone Micro-Hydro generating plants. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 21(5), 886–900. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2018.07.006>
- Singh, V. K., & Singal, S. K. (2017). Operation of hydro power plants-a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 610–619. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.169>
- Win Aung, N., & Ya, A. Z. (2015). Design Of Electronic Load Controller By Using Combination Method For Micro-Hydro Power Plant And Its Control And Monitoring Program Simulation. *Proceedings of Nineteenth TheIIEE International Conference, Bangkok, Thailand, 4 Th April 2015th April 2015*, (3), 2320–2084. https://www.worldresearchlibrary.org/up_proc/pdf/22-142814893730-36.pdf
- Wu, D., Tang, F., Dragicevic, T., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2014). Autonomous Active Power Control for Islanded AC Microgrids With Photovoltaic Generation and Energy Storage System. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 29(4), 882–892. <https://doi.org/10.1109/TEC.2014.2358612>

IV.7.8. Procedimiento para la operación eficiente de sistemas de grupos electrógenos de fuel oíl.

Aliniuska Noa Ramírez, Reineris Montero Laurencio, Arístides Alejandro Legrá Lobaina, Yiezenia Rosario Ferrer.

Resumen

En el presente trabajo se exponen las principales características y factores relacionados con la disponibilidad de energía eléctrica. Se presenta un enfoque general que analiza la problemática de la disponibilidad para la planificación de la operación a corto plazo de grupos electrógenos fuel oíl, y la satisfacción de la demanda de electricidad. Se proponen métodos y técnicas de aprendizaje, supervisado y no supervisado, de minería de datos para el análisis de los datos históricos, la recopilación de la información que se encuentra implícita en las variables que representan los diferentes estados de operación, y la extracción del conocimiento que está contenido en las relaciones entre los valores de los diferentes atributos presentes en las variables operacionales que conforman las decisiones de operación. Se propone además un procedimiento que considere la caracterización de los valores de los indicadores de desempeño; el uso de técnicas y métodos de minería de datos; la aplicación del modelado predictivo; técnicas y métodos de inteligencia artificial; y la obtención de un conjunto de variantes que satisfacen la demanda solicitada, usando el método de programación lineal, para minimizar un indicador de eficiencia generalizado, correspondiente a la variante más eficiente de operación.

Introducción

La predicción de la producción de energía eléctrica es un proceso vital en la planificación de la industria eléctrica y en la gestión de los sistemas de servicio de energía, y en la proyección de la disponibilidad de energía eléctrica en las centrales eléctricas. El problema general que enfrenta cualquier planta eléctrica que gestiona la energía eléctrica para un entorno socioeconómico, es satisfacer eficientemente la demanda de electricidad. Este problema conlleva, en primer lugar, a la caracterización de la disponibilidad de energía eléctrica y de su demanda, factores fundamentales, para la planificación de la operación de las centrales eléctricas en determinados horizontes temporales.

La disponibilidad de energía eléctrica se define como la seguridad de producir potencia a plena capacidad, en el momento preciso en que el despacho de carga lo demande. Se establece mediante la relación entre el tiempo en que las unidades de generación están disponibles para operar, y el tiempo requerido de operación, y es un indicador crítico que permite evaluar el desempeño operacional en las centrales eléctricas. El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, IEEE por su sigla en inglés, en la norma IEEE -762 establece criterios específicos de disponibilidad y de

capacidad, así como los indicadores técnicos de desempeño y de calidad de la energía suministrada, todos ellos para un período de tiempo determinado (IEEE, 2006).

Los indicadores más recomendados para la evaluación del desempeño en los sistemas energéticos son: el factor de disponibilidad, el factor de disponibilidad equivalente, y la tasa equivalente de salidas forzada (Curley, 2006). El análisis de estos factores resulta fundamental en la toma de decisiones para la operación, y en el desarrollo de las estrategias de mantenimiento de cualquier central eléctrica, pues permiten determinar los costos de operación de las unidades generadoras que conforma a una central.

Es importante destacar que la actual diversificación de los sistemas energéticos, y en particular, los impactos de la penetración de los sistemas de generación distribuida (GD) en las redes eléctricas, y su inserción en la matriz energética de los países (Rubíños Jiménez, 2015; Singh and Sharma, 2017), han provocado un cambio estratégico en la planificación (Bordons, García-Torres, y Valverde, 2015b) de los despachos económicos, que operan tanto en los marcos regulatorios centralizados, como en los liberalizados (Lozano, Luyo, y Molina, 2018).

En el entorno liberalizado, -Mercado Mayorista de Electricidad-, desaparece la figura del operador central. En los despachos económicos, se decide el suministro de la energía eléctrica, en base a ofertas de compraventa de energía que realizan los agentes del mercado, o mediante contratos bilaterales físicos entre productores (agentes externos), y consumidores cualificados (Lozano et al., 2018).

En el caso de un marco centralizado, en el despacho económico se dispone de un operador central que decide diariamente la operación de cada central generadora o planta, y de cada unidad de generación dentro de una planta, para garantizar, todas las horas del año, el cubrimiento de la demanda de electricidad, con el mínimo costo de operación para la producción de potencia y el suministro, con pérdidas mínimas de la potencia generada a las cargas, sujeto a las restricciones técnicas y de la carga, y teniendo en cuenta la disponibilidad de los recursos energéticos y del transporte (Grainger and Stevenson, 1996). Al no existir despachos exactamente iguales, cada sistema eléctrico establece sus criterios, métodos y modelos de predicción adecuados para planificar la operación de los sistemas de GD, en consecuencia, las herramientas de apoyo a la toma de decisiones son distintas y están en función de las necesidades energéticas locales.

En su concepción más general, la IEEE se refiere a GD como la producción de electricidad con unidades de generación que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar, casi en cualquier punto de un sistema eléctrico (Ackermann, Andersson, and Söder, 2001; Pepermans et al., 2005). La tendencia a nivel internacional ha sido analizar el impacto de los sistemas de GD en los sistemas eléctricos (Segura Heras,

2005) desarrollar políticas y regulaciones destinados a reducir la emisión de gases de efecto invernadero, usar de forma racional y eficiente la energía, y evaluar la penetración de las fuentes renovables de energía (IAEA, 2009).

Las fuentes renovables de energía se distribuyen por todo el planeta, y las características heterogéneas de sus flujos permiten la producción y captación en forma descentralizada de la energía eléctrica. Entre las tecnologías de GD renovables están las: turbinas eólicas, las plantas solares fotovoltaicas, minihidráulicas, plantas geotérmicas, plantas mareomotrices, pilas combustibles, entre otras. La utilización de estas tecnologías está en dependencia de los requerimientos particulares del sistema electroenergético al cual se va a alimentar. Se usan para el soporte de la red de distribución, para el almacenamiento de energía, la generación remota o aislada, la generación de carga base o de carga punta. No todos los países cuentan en su territorio con fuentes renovables convenientes para proveer toda la electricidad que necesitan, por lo que han seleccionado, además, tecnologías de GD que usan fuentes no renovables como, por ejemplo, plantas de cogeneración, las turbinas de gas, las microturbinas y los motores de combustión interna.

En Cuba, las tecnologías con mayor participación dentro de la GD son los motores de combustión interna, empleados en sistemas de grupos electrógenos (GE). En el 2005, por medio del programa de la Revolución Energética (Arrastía Ávila, 2017) se introducen en el sistema electroenergético nacional (SEN), y son los sistemas de GD de mayor impacto energético. Estos sistemas se emplean para la generación de carga base y carga punta, con un total de 2512 GW de capacidad instalada, y una generación de 3962,4 GWh al año (ONEI, 2020e). Por esta razón, en los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución, se aprueba el Lineamiento 242 (PCC, 2011b), que enfatiza que se debe dedicar especial atención al mantenimiento, y a lograr altos índices de disponibilidad de los grupos electrógenos.

Entre los GE que operan actualmente en nuestro país, están los de emergencia, los cuales se ubican en objetivos económicos y sociales, y por lo general, se prevé que operen ante situaciones de falta de fluido eléctrico y sin conexión con el SEN. También están los grupos electrógenos aislados diésel; las baterías de grupos electrógenos diésel; los grupos electrógenos distribuidos fuel oil; y las centrales eléctricas fuel oil (CEFO), constituidas por varios grupos electrógenos fuel oil (GEFO), con características tecnológicas y operacionales iguales.

Las CEFO son las plantas de mayor capacidad instalada, se localizan cerca de subestaciones eléctricas, para su enlace con el SEN; se utilizan junto a las centrales termoeléctricas, en la regulación de la frecuencia, aumentado la confiabilidad del SEN (Martín, 2010), y normalmente su operación se planifica en un régimen estable de trabajo, como generación en carga base, para suministrar la energía eléctrica en forma continua; operan en paralelo con la red de distribución, y usa la red del sistema eléctrico de potencia (SEP) centralizado, para respaldo y mantenimiento (Aguila, 2012). La CEFO con mayor capacidad instalada en el país se encuentra en el municipio

de Moa, posee un sistema de supervisión y control SCADA, por sus siglas en inglés *Supervisory Control And Data Acquisition*, que realiza, entre otras funciones, la generación de informes sobre los datos de las variables operacionales.

La entrada en funcionamiento de las CEFO incrementó la disponibilidad de potencia, la que es gestionada de forma centralizada por el despacho nacional de carga (DNC) para satisfacer la máxima demanda de electricidad. Esta disponibilidad se evalúa teniendo en cuenta, entre otros aspectos, el factor de potencia disponible (Hernández Montero et al. 2018). Este factor se estima en intervalos horarios que van desde 1 hora hasta 24 horas, horizonte temporal de corto plazo.

Este indicador se usa para planear la operación de los GEFO. Esto posibilita tomar decisiones de operación, en correspondencia con las directrices en cada nivel de despacho (provincial, territorial y nacional), y en específico en el despacho de carga operativo (DCO) de cada central eléctrica. Estas decisiones se caracterizan por ser unilaterales, y no permiten se generen nuevos patrones que garanticen un espacio de compatibilidad entre todos los despachos.

En un DCO, para tomar adecuadas decisiones de operación, estas deben basarse en un proceso de análisis informativo y gnoseológico de los datos históricos de operación de los GEFO. Sin embargo, por la dinámica operacional de las centrales, los operadores-decisores del DCO no cuentan con suficiente tiempo, ni herramientas que permitan convertir estos datos en información que les permita generar los valores de los indicadores que caracterizan el mejor desempeño operativo de los GEFO.

En términos generales, las decisiones de operación de un DCO tienen su base en factores como: la operación registrada a través de mediciones hasta el tiempo presente, y las directrices de integración con los despachos económicos. La integración de estos factores conduce a que las decisiones de operación, en el mejor escenario, deban considerar predicciones centradas en indicadores de desempeño de disponibilidad, beneficiando la toma de decisiones para la planificación de la operación de los grupos.

La problemática de la disponibilidad de energía eléctrica para la planificación de la operación a corto plazo de un número M de grupos electrógenos fuel oil puede describirse de la siguiente forma: ¿Cómo determinar el nivel de carga (K_i) de cada uno de los GEFO a operar de manera que se satisfaga la demanda de electricidad? Para resolver esta cuestión será necesario conocer de cada GEFO_i ($i=1; 2; \dots; M$):

- las potencias nominales (P_{ni});
- las restricciones tecnológicas y de operación en el régimen estable de operación;
- los valores permisibles de las variables operacionales;

- y el comportamiento de las decisiones de operación históricas, para, mediante el uso de modelos predictivos generar indicadores de desempeño, y la formalización de un indicador de eficiencia generalizado para cada GEFO_i y para la CEFO.

El enfoque general que se considera en esta investigación tiene como premisa que los operadores-decisiones de los DCO estén relacionados con los diferentes métodos de análisis de la información. Esto permite, estudiar las relaciones entre los datos numéricos históricos de las variables operacionales supervisadas, y determinar patrones en el comportamiento de las decisiones de operación históricas. Estos patrones permitirán, mediante un modelo, formalizar predicciones conducentes a los indicadores de desempeño y, por tanto, se podrá ejecutar un procedimiento basado en la disponibilidad, a tenor con la situación específica. La ejecución correcta de un procedimiento con estos fines dependerá de que los decisores puedan:

- Tener conocimiento sobre las relaciones entre los datos de las variables supervisadas, y los patrones de las decisiones de operación históricas, para obtener, mediante modelos predictivos, los valores de los indicadores de desempeño de los GEFO disponibles, considerando sus restricciones tecnológicas y de operación del régimen estable de operación.
- Disponer de un conjunto de variantes factibles de operación de los GEFO, cumpliendo con los indicadores de desempeño.
- Decidir, a partir de los valores de las variantes factibles, las soluciones más eficientes que minimicen el indicador de eficiencia generalizado.

En el presente estudio se considera que se puede perfeccionar la planificación de la operación a corto plazo de una central eléctrica fuel oil, a partir de los valores de sus indicadores de desempeño, que permita reconocer las variantes que satisfacen la demanda solicitada, y entre ellas, seleccionar las más eficientes, a través de la modelación predictiva. Este aspecto no ha sido adecuadamente valorado en las investigaciones desarrolladas en estos sistemas, por la complejidad que involucra la obtención de modelos desde un enfoque predictivo e histórico operativo en centrales eléctricas de grupos electrógenos fuel oil. Tampoco un modelo con estas características ha sido integrado en un procedimiento al respecto.

En el ámbito nacional, aunque se han publicado trabajos que abordan la modelación de GE, las investigaciones han estado dirigidas fundamentalmente, al estudio de la eficiencia operacional; las variables operacionales e indicadores de desempeño; al análisis del estado técnico y a la disponibilidad y confiabilidad (Alonso Preciado y Suárez Piña, 2011; de Armas Teyra, Gómez Sarduy, y Viego Felipe, 2012; Castillo Cobas, Febles Rodríguez, y Fernández, 2011; Castro Álvarez, Pérez Pérez, y Bravo Amarante, 2015; Castro, Money, y Leizan, 2018; Hidalgo Batista y Batista Rodríguez, 2012; Hidalgo Batista, Rigol Cardona, y Batista Rodríguez 2009; Hourné Calzada et al. 2012; de la Fé Dotres, Domínguez Fontanil, y Sierra, 2010; de la Fé Dotres y Jaime García, 2012; Montero Laurencio, Reyes, y Marisma, 2008; Pérez Bicet, 2012). Ninguna de estas investigaciones ha

considerado la modelación, con el objetivo de formalizar predicciones derivadas de los patrones implícitos en las decisiones de operación históricas de los GEFO.

A nivel internacional, en la literatura consultada, se ha podido constatar que el uso de modelos es una de las líneas de investigación más recurrente, en cuanto a la predicción de la producción de la energía eléctrica (Hammad et al., 2020; Suganthi and Samuel, 2012). El desarrollo alcanzado en los modelos usados en predicción en el corto plazo ha favorecido el uso del aprendizaje automático, y también los modelos basados en inteligencia artificial como las redes neuronales artificiales, las máquinas vectoriales de soporte y la lógica difusa (Singh and Sharma, 2017)

El desarrollo de estos modelos ha permitido que se diseñen nuevos sistemas híbridos de GD, que combinan de forma eficiente generadores diésel y aerogeneradores, y otros que utilizan también sistemas fotovoltaicos. Se han desarrollado novedosas arquitecturas para la gestión energética en microrredes, con la participación de grupos diésel, y se ha estudiado la operación aislada o de emergencia de grupos electrógenos y sistemas de monitorización (Best et al., 2007; Celli et al., 2005; Katiraei and Iravani, 2006; McArthur et al., 2005; Sebastian, 2009; Wies et al., 2005). Sin embargo, son escasos los estudios que abordan la modelación predictiva para generar los indicadores que determinan el mejor desempeño operativo en centrales de grupos electrógenos fuel oil. El desarrollo de un modelo predictivo en grupos electrógenos es una tarea muy difícil, debido a la complejidad computacional que involucra la predicción de variables eléctricas con dinámicas muy rápidas, en relación con constantes de tiempo de las variables mecánicas muy grandes (Hill, Zanchetta, and Bozhko, 2012; Leuchter et al., 2006).

Por lo anterior, y para contribuir a través de la modelación predictiva, al perfeccionamiento de la planificación en la operación a corto plazo de una GEFO, se deben aplicar los métodos y técnicas de aprendizaje supervisado y no supervisado de Minería de Datos (MD), para el análisis de los datos históricos de las variables operacionales. Recopilar la información se encuentra implícita en las decisiones de operación históricas, que representan los diferentes estados de operación en el régimen estable, y extraer el conocimiento que está contenido en las relaciones entre los valores de los diferentes atributos o características de las variables operacionales que conforman las decisiones de operación históricas analizadas (Hernández O., Ferri R., y Ramírez Q., 2018; McArthur et al., 2005).

Debido a que los GEFO, presentan características operacionales y tecnológicas comunes, lo cual crea la posibilidad para el análisis en grupo, se usa el proceso de *benchmarking*, para comparar y evaluar los patrones contenidos en las decisiones de operación históricas. A partir de estos patrones, y mediante un modelo de predicción basado en aprendizaje automático, se estiman los indicadores de desempeño que caracterizan la disponibilidad, que permiten la toma de decisiones de operación enfocada en el mejor desempeño operacional.

Con los valores de los indicadores de desempeño alcanzados, y por medio del empleo de un adecuado sistema informático, se podrá optimizar un indicador de eficiencia generalizado aplicando el método de programación lineal, para planificar de forma eficaz y eficiente la operación en el corto plazo de los GEFO. Finalmente, se puede desarrollar un procedimiento que integre adecuadamente los resultados obtenidos.

Sobre la base de los argumentos expuestos, el **problema científico** a resolver en la investigación es: *la necesidad de perfeccionar la planificación de la operación a corto plazo de una central eléctrica fuel oil que, a partir de los valores de sus indicadores de desempeño, permita reconocer las variantes que satisfacen la demanda solicitada, y entre ellas seleccionar las más eficientes.*

Se parte del supuesto de que un procedimiento que garantice una correcta planificación de la operación a corto plazo de una central eléctrica fuel oil debe considerar:

- Para caracterizar los valores de los indicadores de desempeño: el uso de técnicas y métodos de minería de datos para la regularización y agrupamiento, y la aplicación del modelado predictivo “bosque aleatorio” (*random forest*).
- Para obtener el conjunto de variantes que satisfacen la demanda solicitada (factibles): el uso del Método Simplex de programación lineal.
- Para obtener las variantes más eficientes: minimizar el indicador de eficiencia generalizado mediante técnicas y métodos de inteligencia artificial.

La **novedad** científica que enmarca todos estos aspectos se sustenta en el desarrollo de un procedimiento para la planificación de la operación a corto plazo de una central eléctrica fuel oil que, a partir de sus indicadores de desempeño, enumere las variantes factibles, y entre ellas selecciona las más eficientes.

Referencias

- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195–204. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- Aguila, Y. P. (2012). Integración de herramientas libres y de código abierto en la gestión de grupos electrógenos. *Serie Científica de La Universidad de Ciencias Informáticas*.
- Alonso Preciado, Y., y Suárez Piña, W. (2011). Vías para incrementar la calidad del índice de consumo en los Grupos Electrónicos de diesel instalados en Cuba. *Boletín Científico Técnico INIMET*, (1), 27–41. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=223022208004>
- Arrastia Avila, M. A. (2017). The energy revolution of Cuba: a transition towards a new energy paradigm in the context of climate change. In *Memorias del Premio “Dr. Fernando Cuevas” 2010. Energía, cambio climático y desarrollo sostenible: los desafíos para América Latina*. CEPAL (pp. 273–290). https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/47336/S1700889_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- Bermúdez, R. A., y del Río, D. (2015). Evaluación de la disponibilidad de los motores en la central eléctrica Cayo Santa María, Cuba. *UCE Ciencia. Revista de Postgrado*, 3(1).
- Best, R. J., Morrow, D. J., McGowan, D. J., & Crossley, P. A. (2007). Synchronous Islanded Operation of a Diesel Generator. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 2170–2176. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.907449>
- Bordons, C., García-Torres, F., y Valverde, L. (2015). Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 12(2), 117–132. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.03.001>
- Castillo Cobas, L. M., Febles Rodríguez, J. P., y Fernández, L. M. (2011). Desarrollo de una plataforma para la gestión de la información en una empresa de generación distribuida en energía eléctrica en Cuba (GEDIMES). *Gestión Del Conocimiento e Informática Industrial*, 14.
- Castro Álvarez, A., Pérez Pérez, O., y Bravo Amarante, E. (2015). Analysis of the efficiency and effectiveness of distributed generation in the power station (fuel) Sancti Spiritus. *CIER 2015*. http://inis.iaea.org/Search/search.aspx?orig_q=RN:47017746
- Castro, N., Money, M., y Leizan, I. (2018). Posibilidades de explotación de los grupos electrógenos en la subestación Santiago Industrial. *FIE*.
- Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., & Pilo, F. (2005). A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 750–757. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846219>
- Corrales Barrios, L. B., y Ramírez Vázquez, A. (2013). Clasificación de fallas con redes neuronales para grupos electrógenos. *Revista Ingeniería Energética*, 34(2), 137–150. http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012013000200006&lng=es&nrm=iso&tlng=en
- Curley, G. M. (2006). Power plant performance indices in new market environment: IEEE standard 762 working group activities and GADS database. *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 5 pp. <https://doi.org/10.1109/PES.2006.1709544>
- de Armas Teyra, M. A., Gómez Sarduy, J. R., y Viego Felipe, P. R. (2012). Operación eficiente de los bloques generador-transformadores en las unidades de generación distribuida. *Revista Ingeniería Energética*, 33(3), 240–249. http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012012000300007
- de la Fé Dotres, S., Domínguez Fontanil, J., y Sierra, J. A. (2010). Pronóstico del consumo de combustible de grupos motogeneradores empleando una red neuronal. *Revista Cubana de Ciencias Informáticas*, 4(1), 53–58.
- de la Fé Dotres, S., y Jaime García, D. (2012). Distribución óptima de carga en emplazamientos de generadores. *Revista Ingeniería Energética*, 33(1). http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012012000100009
- Grainger, J. J., y Stevenson, J. W. D. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill.
- Hammad, M. A., Jereb, B., Rosi, B., & Dragan, D. (2020). Methods and Models for Electric Load Forecasting: A Comprehensive Review. *Logistics & Sustainable Transport*, 11(1), 51–76. <https://doi.org/10.2478/ijst-2020-0004>

- Hernández Montero, A., Mok León, L., U-Echevarría Vallejo, O., Rosales Vázquez, S., Castiñeiras García, R. M., Mañalich Galvéz, I., ... García Jiménez, A. (2018). Economía cubana: Desafíos para su desarrollo. *Anales de La Academia de Ciencias de Cuba*, 8(1). Retrieved from <http://revistaccuba.sld.cu/index.php/revacc/article/view/406/400>
- Hernández O., J., Ferri R., C., y Ramírez Q., M. J. (2018). *Introducción a la minería de datos*. <http://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/3160662>
- Hidalgo Batista, E. R., y Batista Rodríguez, C. (2012). Procedimiento para determinar los valores límites de variables de diagnóstico. *VII Congreso Panamericano de Ingeniería de Mantenimiento, COPIM 2012*. La Habana, Cuba: Editorial Obras.
- Hidalgo Batista, E. R., Rigol Cardona, B., y Batista Rodríguez, C. (2009). El diagnóstico técnico por análisis de tendencia técnica para evaluar el estado de condición de un equipo. Aplicación a un grupo electrógeno. *Ciencias Huguín*, XV (2), 1–10. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=181517990002>
- Hill, C. I., Zanchetta, P., & Bozhko, S. V. (2012). Accelerated Electromechanical Modeling of a Distributed Internal Combustion Engine Generator Unit. *Energies*, 5(7), 2232–2247. <https://doi.org/10.3390/en5072232>
- Hourné Calzada, M. B., Brota Vallina, M. L., del Castillo Serpa, A. M., Fraga Guerra, E., y Díaz Concepción, A. (2012). Análisis de criticidad de grupos electrógenos de la tecnología fuel oil en Cuba. *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, 21(3), 55–61. https://www.researchgate.net/publication/262631965_Analisis_de_criticidad_de_grupos_electroge-nos_de_la_tecnologia_fuel_oil_en_Cuba/link/0deec53c87024650b5000000/download
- IAEA. (2009). *IAEA Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessments*. <http://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess>
- IEEE. (2006). IEEE 762. IEEE definiciones estándar para uso en la información eléctrica, unidad generadora de fiabilidad, disponibilidad y productividad. *IEEE Standards*. <https://www.scribd.com/document/455290768/IEEE-762-DISPONIBILIDAD-PRODUCTIVIDAD-ETC-en-es>
- Katiraei, F., & Iravani, M. R. (2006). Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4), 1821–1831. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.879260>
- Leuchter, J., Bauer, P., Rerucha, V., & Krupka, Z. (2006). Dynamic Behaviour Identification of Electrical Gen-Set. *2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 1528–1535. <https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2006.4778620>
- Lozano, J., Luyo, J., y Molina, Y. (2018). El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización. *TECNIA*, 28(1). <https://doi.org/0.21754/tecnia.v28i1.188>
- Martín, I. (2010). Planificación de la Operación del Sistema Electroenergético Nacional. *Revista Ingeniería Energética*, XXXI(1), 43–46.
- McArthur, S. D. J., Booth, C. D., McDonald, J. R., & McFadyen, I. T. (2005). An Agent-Based Anomaly Detection Architecture for Condition Monitoring. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4), 1675–1682. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857262>

- Montero Laurencio, R., Reyes, A., y Marisma, D. (2008). Comportamiento de las principales variables de los Grupos Electr6genos para la Generaci6n Distribuida en Moa. *FIE*, 14–16.
- ONEI. (2020). Anuario Estadístico de Cuba 2019. Capítulo 10: Minería y Energía. In *Anuario Estadístico de Cuba 2019* (p. 19). Oficina Nacional de Estadísticas e Informaci6n (ONEI).
- PCC. (2011). Lineamientos de la Política Econ6mica y Social del Partido y la Revoluci6n. *Periodico Granma*. http://www.granma.cu/granmad/secciones/6to-congreso-pcc/Folleto_Lineamientos_VI_Cong.pdf
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6), 787–798. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>
- Pérez Bicet, F. (2012). Análisis de la eficiencia de los grupos electr6genos diesel Santiago Industrial y Santiago Este. *II Congreso Cubano de Ingeniería Eléctrica. CCIE-CUJAE*.
- Rubiños Jiménez, S. L. (2015). *Planeamiento de la generaci6n distribuida en redes de distribuci6n de energía eléctrica en el Perú*. Universidad Nacional del Callao, Perú.
- Sebastian, R. (2009). Simulation of the transition from Wind only mode to Wind Diesel mode in a no-storage Wind Diesel System. *IEEE Latin America Transactions*, 7(5), 539–544. <https://doi.org/10.1109/TLA.2009.5361191>
- Segura Heras, I. (2005). Evaluaci6n del impacto de la generaci6n distribuida en sistemas de distribuci6n primaria de energía eléctrica (Universitat Politècnica de València). <https://doi.org/10.4995/Thesis/10251/1894>
- Singh, B., & Sharma, J. (2017). A review on distributed generation planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 529–544. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.034>
- Suganthi, L., & Samuel, A. A. (2012). Energy models for demand forecasting—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1223–1240. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014>
- Wies, R. W., Johnson, R. A., Agrawal, A. N., & Chubb, T. J. (2005). Simulink Model for Economic Analysis and Environmental Impacts of a PV With Diesel-Battery System for Remote Villages. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 692–700. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846084>

IV.7.9. Incremento de la calidad de la electricidad generada y ahorros de agua en las micro - hidroeléctricas autónomas, empleando el procedimiento de control combinado flujo – carga secundaria resistiva.

Leonardo Peña Pupo, Ernesto Yoel Fariñas Wong, Ángel Luis Brito Sauvanel.

Resumen

La regulación de frecuencia en las hidroeléctricas aisladas es un gran desafío, sobre todo en micro hidroeléctricas dónde la capacidad de generación es muy pequeña. En general, la calidad de la electricidad generada en estas centrales es baja. Para aumentar la calidad de la electricidad generada, el método más empleado es el control por carga secundaria resistiva, sin embargo, este no es eficiente desde el punto de vista del uso del portador energético primario (agua).

Esta investigación propone un procedimiento de control de frecuencia para las micro - hidroeléctricas autónomas, por el método combinado flujo-carga secundaria resistiva reducida. El procedimiento propuesto cumple con la norma cubana de calidad de la electricidad NC62-04, para las plantas de generación conectadas y aisladas.

Este procedimiento aprovecha las ventajas de los métodos de control por flujo y carga secundaria resistiva por separado. A través de éste se reduce la cantidad de energía desperdiciada en la carga resistiva, permitiendo aumentar el uso del recurso energético primario y como consecuencia la producción de energía.

Se presenta el estado del arte de la regulación por flujo y carga secundaria resistiva, así como la posibilidad de combinación de ambos métodos para aumentar el ahorro de agua y mejorar la calidad de la electricidad generada. Se caracteriza el estado del arte en el contexto hidroenergético cubano y se propone el empleo de un esquema físico de control, como mecanismo de implementación del procedimiento propuesto.

Introducción

Las centrales hidroeléctricas se clasifican generalmente como hidroeléctricas de almacenamiento, -a pie de presa en Cuba-, y centrales hidroeléctricas de pasada, esta última también conocida como a filo de agua en el contexto hidroenergético cubano.

Las centrales de pasada juegan un papel vital en la electrificación rural de los países en vías de desarrollo, propiciando la generación descentralizada de energía. En general, estas centrales operan de forma autónoma: aisladas de la red eléctrica nacional y como única fuente de energía

(Ashfaq, Saood, and Singh, 2015; Peña Pupo y Fariñas Wong, 2020b). Desde el punto de vista económico, los costos de las soluciones técnicas y tecnológicas para trabajar según las normas de calidad de energía internacionales se contraponen con el alto beneficio social de estas plantas, principalmente debido a la fuerte economía de escala que caracteriza las centrales aisladas (IRENA, 2019b; Ogayar and Vidal, 2009). Este problema se agudiza si se toma en consideración que, en general, las minis y micro hidroeléctricas brindan servicio a las comunidades rurales cuyos habitantes tienden a ser de bajos ingresos (Milanés Batista et al., 2020).

En estudios realizados durante trabajos de mantenimiento en las micro hidroeléctricas cubanas, se ha podido comprobar que los usuarios desconectan sus equipos electrodomésticos, cuando la experiencia comprobada les indica que la calidad de la electricidad es baja. Esta conducta desde el punto de vista técnico no incentiva el consumo de energía, lo que provoca un uso ineficiente del portador energético primario (agua). Esto muestra una relación directa entre la calidad de energía y el aprovechamiento del recurso energético primario.

Cuba tiene 144 hidroeléctricas en funcionamiento, 107 de ellas se localizan en las regiones montañosas aisladas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (Hidroenergía, 2019; Ministerio de Energía y Minas (MINEM), 2020b). Estas plantas permiten el suministro de energía a miles de personas, además de a los objetivos sociales y económicos ubicados en estas comunidades. De las 107 mini y micro hidroeléctricas en Cuba, sólo seis tienen algún mecanismo para el control automático de la frecuencia eléctrica de la tensión, lo que implica muy baja calidad de la energía, según las normas cubanas (Ministerio de la Industria Eléctrica, 1975; Oficina Nacional de Normalización, 1981). Como consecuencia, no se incentiva el uso eficiente del portador energético primario. En solo seis centrales se emplean reguladores de frecuencia basados en el método de control por carga secundaria resistiva.

El control por carga secundaria resistiva, a pesar de ser el método más empleado en las micro hidroeléctricas aisladas, tiene la desventaja de ser ineficiente, en lo que se refiere al uso del portador energético, al disipar la energía eléctrica en el formulario de calor.

La regulación por flujo de entrada a la turbina usa el recurso de energía (agua) más eficientemente; aunque la respuesta temporal ante una perturbación de carga es más lenta. Además, su diseño requiere un mayor grado de precisión, al tomar en consideración los transeúntes hidráulicos y sus efectos negativos, como el conocido golpe de ariete (Iliev, Popovski, and Markov, 2012; Souza, Z. d., Moreira, S. A. H., & da Costa, 2018b). La combinación de las ventajas de estos dos métodos, podría ser una manera de lograr el desempeño técnico requerido, con bajos costos y alta eficiencia energética.

Para mantener las centrales operando en sus valores nominales, se reportan varias investigaciones en la literatura especializada. Algunas consideran el uso de sistemas de almacenamiento de

energía mecánicas a través de los volantes (Khodadoost Arani et al., 2017), los sistemas interconectados (Datta et al., 2015; Dreidy, Mokhlis, and Mekhilef, 2017), uso de microrredes (Mohanrajan, Vijayakumari, and Kottayil, 2018; Sebastian y Quesada, 2016) y almacenamiento de energía eléctrica (Sebastian and Quesada 2016; Yuniahastuti, Anshori, and Robandi, 2017).

Otros métodos consideran el uso de generadores asíncronos (Guo, B., Bacha, S., Alamir, M., & Imanein, 2017) y microrredes aisladas (Ali et al., 2018). Algunas de estas soluciones no contemplan los sistemas autónomos de generación, por esta razón, no son consideradas en el esquema propuesto en esta investigación. En el caso más general, las microrredes de corriente alterna, integran el suministro de energía de varias fuentes, en las que es necesaria, para la sincronización de cada una, la igualdad de frecuencias, tensiones, y fases.

Desde punto de vista del funcionamiento de las mini y micro hidroeléctricas autónomas, se conocen dos formas de regular la frecuencia eléctrica generada: manipulando el flujo de agua a la entrada de la turbina o ajustando la carga del generador (Kundur, 1994). El primer método busca ajustar el punto en que opera la turbina, regulando el flujo de agua de entrada.

El 90% de las mini y micro hidroeléctricas de Cuba operan con las turbinas Pelton de los modelos TP-15 y TP-16. Éstas tienen capacidades limitadas de regulación de velocidad, debido a los altos costos de los reguladores de velocidad comerciales. Otro inconveniente está asociado a los efectos de la inercia del agua como resultado de un circuito hidráulico de alta carga, así como el alto valor de tiempo de apertura del mecanismo de aducción, para evitar los indeseables transitorios de presión en la tubería (Iliev et al., 2012; Souza, Z. d., Moreira, S. A. H., & da Costa, 2018b).

El segundo método, basado en el uso de una carga secundaria resistiva, asegura que la turbina trabaje en un punto de operación fijo: a máxima potencia, equilibrando la carga que representa la demanda de los usuarios con la carga secundaria resistiva (dump load) conectada en paralelo (Kundur, 1994). Este método de regulación tiene un diseño más simple. La respuesta contra perturbaciones de carga impulsivas y sostenidas es buena; sin embargo, en los diseños clásicos, la potencia nominal de la carga secundaria resistiva es superior en un 30% que la potencia nominal (S Doolla and Bhatti, 2006). Se ha demostrado que este método sólo es eficiente cuando se requiere agua caliente para otros usos (Suryanarayana Doolla and Bhatti, 2006; Vilas Kamble and Akolkar, 2018). Otra desventaja está relacionada con la presencia de armónicos causados por el uso del puente rectificador para el control lineal de la carga resistiva. Sin embargo, este inconveniente puede ser solucionado aplicando filtros y utilizando otras técnicas (Bory, P. H, et. al, 2018; Bory Prevez, Martínez García, y Vázquez Seisdedos, 2018). Algunas investigaciones proponen igualar la carga secundaria resistiva a la potencia nominal del generador, pero a cambio de un alto costo económico (Yadav and Mathew, 2016). Otros autores como Suryanarayana Doolla y Bhatti (2006) proponen la reducción de la carga secundaria resistiva al 50% de la potencia nominal, a través del ajuste discreto del flujo de la turbina en las cantidades fijas de 30% y 50%, sin embargo,

estos incrementos de flujo podrían causar indeseables transitorios hidráulicos.

En investigaciones anteriores (Peña et al., 2005; Salhi et al., 2010) se han diseñado reguladores de carga secundaria resistiva de un 30% de la potencia nominal del generador, sin embargo, sólo se ha comprobado su efectividad para pequeñas perturbaciones sostenidas de pequeña amplitud. Kurtz (2007) propone un regulador electrónico mixto con una reducción de la carga secundaria resistiva del 10% de la potencia nominal. Según refieren los autores de esta investigación, se usan reglas empíricas de control, no se realiza un estudio de las demandas de carga, y no se evalúan los tipos más frecuentes de perturbaciones.

Por otro lado, Doolla y Bhatti (2006) proponen un esquema de regulación mixto para el control de flujo a través de válvulas “on-off” que aumentan o disminuyen de forma instantánea el flujo de entrada de la turbina en valores prefijados de 30% o 50%. En estas investigaciones, la frecuencia eléctrica se mantiene según los valores requeridos para perturbaciones de carga sostenidas de hasta un 2,4% de la potencia nominal. Variaciones de 30-50% del flujo de admisión de la turbina podrían causar el fenómeno conocido como golpe de ariete en la tubería. Por esta razón es preferible la regulación lineal del flujo y en “pequeñas” amplitudes.

Barrios et al. (2018) proponen un regulador de carga-flujo mixto, combinando un regulador proporcional integral (PI) para la regulación por carga secundaria y un regulador borroso “fuzzy” para regular el flujo, realimentando la medición de la frecuencia eléctrica generada. En esta investigación se diseña el firmware y hardware basados en microcontroladores PIC, pero no se reduce el valor de la carga secundaria resistiva, y no se refiere al cumplimiento de las normas con respecto a las variaciones de frecuencia permitidas. Tampoco explican cómo se ajustan los reguladores, y no describen cómo se realiza el ajuste del punto en que opera la turbina, cuando las perturbaciones de carga exceden el valor de potencia máxima instalado en la carga secundaria resistiva. Estos elementos señalados anteriormente indican que el diseño de Barrios et al. (2018) está orientado a una propuesta de construcción de un regulador físico, y no al uso eficiente del recurso energético primario.

Autores como Singh y S. K. Singal (2017) presentan una revisión de los últimos 20 artículos publicados en el área del control de frecuencia por carga secundaria resistiva. Se refiere, además a la necesidad de aprovechar la energía consumida en la carga secundaria resistiva, en vez de desperdiciarla en forma de calor. En opinión de los autores de esta investigación, el aprovechamiento pudiera ser a través de algún tipo de almacenamiento de energía o algún mecanismo de iluminación eléctrica.

Los autores de este trabajo consideran que la combinación de los dos métodos es una manera intuitiva de aprovechar el portador energético más eficazmente, y garantizar la calidad requerida de electricidad. Con esta nueva forma de operación, es necesario ajustar el punto en que está

operando la turbina de forma combinada: compensando las fluctuaciones rápidas de la demanda, mediante el control por carga secundaria resistiva; e inmediatamente, en función de la amplitud de las perturbaciones, ajustar el punto de operación en que opera la turbina hacia el nuevo valor demandado, mediante el control por flujo. Con este nuevo método, se podría operar cercano a la demanda eléctrica, en lugar de operar a máxima potencia. Como resultado, se garantizaría el suministro de electricidad según las normas de calidad establecidas y el portador energético se utilizaría más eficazmente, reduciendo la potencia en la carga secundaria resistiva considerablemente.

El valor de carga secundaria estaría en función de los requisitos de calidad de la electricidad deseada, y no como un porcentaje fijo de la potencia instalada. Esta forma de operación aseguraría beneficios económicos, al reducir el costo de las soluciones técnicas y tecnológicas necesarias, y aumentaría la eficiencia del uso del portador energético.

Problema de investigación

La baja calidad de la electricidad y la baja eficiencia del portador energético primario en las mini y micro hidroeléctricas autónomas, propicia el bajo consumo de electricidad y no permite el desarrollo económico-social de los habitantes de las comunidades aisladas del sistema eléctrico nacional.

Objetivo

Elaborar un procedimiento para emplear más eficientemente el portador energético primario, asegurando que la electricidad producida en las mini y micro hidroeléctricas autónomas cumpla con las normas de calidad requeridas; a través del empleo del control combinado flujo-carga secundaria resistiva reducida.

Novedad

En la literatura científica relacionada no se ha reportado, hasta este momento, la elaboración de un procedimiento basado en la combinación del control lineal del flujo de entrada de la turbina con el control de carga secundaria resistiva reducida para el control de frecuencia de las mini y micro hidroeléctricas autónomas.

Los autores proponen el esquema del control combinado que se muestra en Figura 1, sin embargo, algunos problemas de investigación aún persisten, como el diseño de nuevos algoritmos de control combinados, la sustitución de la carga secundaria resistiva por cargas útiles, o nuevos métodos de control no lineal que consideren los cambios del punto de operación de la turbina, entre otros.

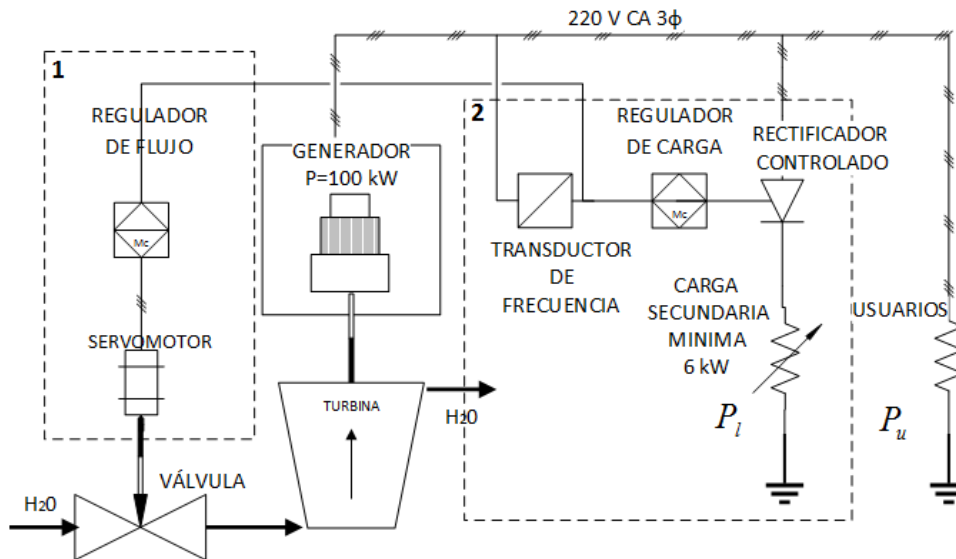


Figura 1. Esquema de control combinado propuesto para las micro-hidroeléctricas autónomas.
a) Control por flujo, b) Control por carga secundaria resistiva. (Peña Pupo y Fariñas Wong, 2020b).

Importancia: social, económica y medioambiental.

La hidroenergía es una fuente de energía renovable basada en el ciclo de agua natural. Es la tecnología de generación de electricidad renovable más madura, fiable y rentable disponible (IRENA, 2012). La hidroenergía es, además la fuente más flexible de generación disponible, capaz de responder en minutos ante las fluctuaciones de la demanda. Como resultado de su flexibilidad, las micro hidroeléctricas aisladas son un complemento ideal a las fuentes renovables variables, operando como generación base en la integración en microrredes. Las micro hidroeléctricas pueden ser una opción costo-competitiva para la electrificación rural de las comunidades remotas, tanto en países desarrollados como en los en vías de desarrollo, como Cuba. Pueden desplazar una proporción significativa de generación diésel.

En Cuba, otra ventaja de las micro hidroeléctricas es su efecto multiplicador de desarrollo: proporcionando electricidad y abasto de agua (consumo humano e irrigación), brindando de esta forma beneficios sociales y económicos. Por esta razón, los ahorros de agua que se asocian con el procedimiento propuesto en esta investigación tienen un impacto socioeconómico positivo. Más de 130 millones de personas alrededor del mundo utilizan las micro hidroeléctricas autónomas como fuente de energía (IRENA, 2019b).

Más de la mitad de los sistemas de generación aislados emplean la hidroenergía (IRENA, 2019a) como puede verse en la Figura 2.

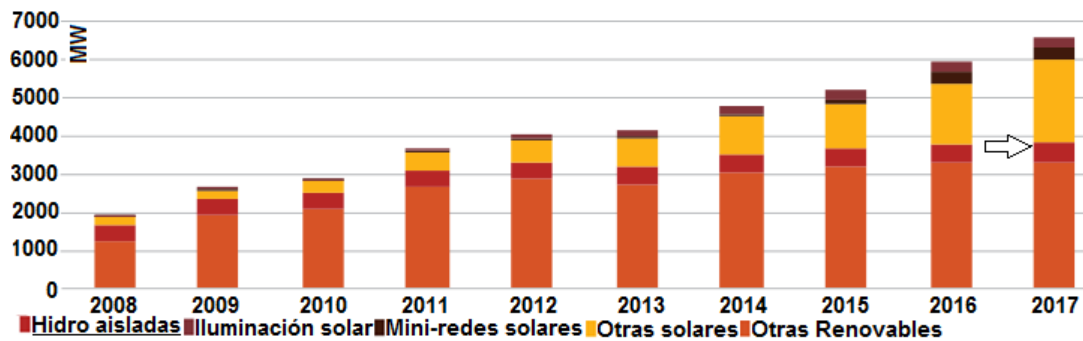


Figura 2. Capacidad instalada mundial de fuentes renovables aisladas. Adaptado de IRENA (2019a).

Las centrales hidroeléctricas no emiten CO₂ en su funcionamiento, sin embargo, durante su construcción son grandes emisores de gases de efecto invernadero (GEI). Las micro-hidroeléctricas de pasada, o a filo de agua propician muy bajo impacto medioambiental, debido a que éstas no alteran los regímenes de flujo de río, no afectan la calidad del agua, o cambian la biodiversidad que puedan originar desplazamientos de la población.

Referencias

- Ali, W., Farooq, H., Ur Rehman, A., & Farrag, M. E. (2018). Modeling and performance analysis of micro-hydro generation controls considering power system stability. *2017 1st International Conference on Latest Trends in Electrical Engineering and Computing Technologies, INTELLECT 2017, 2018-Janua*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/INTELLECT.2017.8277626>
- Ashfaq, H., Saood, M., & Singh, R. (2015). Autonomous micro-hydro power system for distributed generation: A power quality analysis. *International Journal of Current Engineering and Scientific Research (IJCESR)*, 2(9). <http://troindia.in/journal/ijcesr/vol2iss9/1-6.pdf>
- Bory, P. H., Martínez, G. H., & Vázquez, S. L. (2019). Comparison of Single-Phase Rectifier with Symmetrical Switching and AC-AC Converter for the Power Factor Improvement in Hydroelectric Micro-Plants. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 16(1), 79–88. <https://doi.org/10.4995/riai.2018.9313>
- Bory, P. H., Martínez, G. H., Vázquez, S. L., Chang, M. F., & Enríquez, G. L. A. (2018). Comparison of Three-Phase Rectifier with Symmetrical Switching and AC-AC Converter for the Power Factor Improvement in Hydroelectric Micro-Plants. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 15, 11. <https://doi.org/10.4995/riai.2017.8816>
- Datta, A., Bhattacharjee, K., Debbarma, S., & Kar, B. (2016). Load frequency control of a renewable energy sources-based hybrid system. *Proceedings - 2015 IEEE Conference on System, Process and Control, ICSPC 2015*, 34–38. <https://doi.org/10.1109/SPC.2015.7473555>
- Doolla, S., & Bhatti, T. S. (2006 a). Automatic frequency control of an isolated small hydro power plant. *International Energy Journal*, 7(1), 25–41. https://www.researchgate.net/publication/268206113_Automatic_Frequency_Control_of_an_Isolated_Small_Hydro_Power_Plant

- Doolla, S., & Bhatti, T. S. (2006 b). Load frequency control of an isolated small-hydro power plant with reduced dump load. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4), 1912–1919. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.881157>
- Dreidy, M., Mokhlis, H., & Mekhilef, S. (2017, March 1). Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 69, pp. 144–155. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.170>
- Fong, B. J., Domínguez, A. H., Abreu, B. A., & Barrueco, D. M. E. (2018). Design of a regulator of frequency for small central hydroelectric in isolated operation. *Journal of Engineering and Technology for Industrial Applications*, 13(4), 140–148. <https://doi.org/10.5935/2447-0228.20180021>
- Guo, B., Bacha, S., Alamir, M., & Imanein, H. (2017). An anti-disturbance ADRC based MPTT for variable speed micro-hydropower station. *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. <https://doi.org/10.1109/IECON.2017.8216302>
- Hydroenergía. (2019). *Current Cuban Hydropower Status. Annual Operations Report. Technical Department*.
- Iliev, V., Popovski, P., & Markov, Z. (2012). Transient Phenomena Analysis in Hydroelectric Power Plants at Off-Design Operating Conditions. *International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)*, 2(6), 1480–1488. www.ijera.com
- IRENA. (2019a). *Renewable Energy Statistics 2019 Statistiques*. Retrieved from www.irena.org
- IRENA. (2012). *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Volume:1: Power Sector. Issue3/5. HydroPower (Vol. 1)*. www.irena.org/Publications
- IRENA. (2019b). Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access : An opportunity not to be missed. *International Renewable Energy Agency*, 144. www.irena.org
- Khodadoost Arani, A. A., Karami, H., Gharehpetian, G. B., & Hejazi, M. S. A. (2017). Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 9–18. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.11.166>
- Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. In L. L. Grigsby, J. H. Harlow, & J. D. McDonald (Eds.), *Power System Stability and Control* (1st Editio). <https://doi.org/10.1201/9781420009248>
- Kurtz, V. H. and H. R. A. (2007). Sistema mixto para el control de la generación en micro centrales hidroeléctricas. *HIDRORED 2007*. https://aulavirtual.fio.unam.edu.ar/plugin-file.php/88363/mod_folder/content/0/4Mixto%28generico%2920072.pdf?forcedownload=1
- Milanés Batista, C., Planas, J. A., Pelot, R., & Núñez, J. R. (2020). A new methodology incorporating public participation within Cuba's ICZM program. *Ocean and Coastal Management*, 186, 105101. <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2020.105101>
- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (2020). *Energías renovables. Situación actual de la Hidroenergía*. www.minem.gob.cu/energias-renovables
- Ministerio de la Industria Eléctrica. (1975). *Ley Eléctrica. Ley 1287- de enero 2, 1975 del Servicio Eléctrico* (p. 10). p. 10.

- Mohanrajan, S. R., Vijayakumari, A., & Kottayil, S. K. (2018). Power balancing in autonomous micro grid with variable speed pump. *IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering, ICPCSI 2017*, 2118–2121. <https://doi.org/10.1109/ICPCSI.2017.8392089>
- Oficina Nacional de Normalización. (1981). *NC62-04. Sistema Electroenergético Nacional. Frecuencia nominal y sus desviaciones permisibles*. (p. 3). p. 3.
- Ogayar, B., & Vidal, P. G. (2009). Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant. *Renewable Energy*, 34(1), 6–13. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.039>
- Peña Pupo, L., y Fariñas Wong, E. Y. (2020). Mejoras en la eficiencia energética de las mini-hidroeléctricas aisladas mediante la regulación combinada flujo-carga lastre. *Ingeniería Energética, XLI* (1), 1–11. http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012020000100004&script=sci_arttext&tlng=en
- Peña, P. L., Dominguez, A. H., Fong, B. J., y Garcia-Alzórris, P. J. A. (2005). Regulación de frecuencia en una Minihidroeléctrica por carga lastre mediante un pc Embebido. *9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering (9CHLIE)*, 151–152. https://researchgate.net/publication/351001145_REGULACION_DE_FRECUENCIA_EN_UNA_MINIHIDROELECTRICA_POR_CARGA_LASTRE_MDIANTE_UN_PC_EMBEBIDO
- Salhi, I., Doubabi, S., Essounbouli, N., & Hamzaoui, A. (2010). Application of multi-model control with fuzzy switching to a micro hydro-electrical power plant. *Renewable Energy*, 35(9), 2071–2079. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.02.008>
- Sebastian, R., & Quesada, J. (2016). Modeling and simulation of an isolated wind Hydro Power System. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 4169–4174. <https://doi.org/10.1109/IECON.2016.7793992>
- Singh, V. K., & Singal, S. K. (2017). Operation of hydro power plants-a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 610–619. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.169>
- Souza, Z. d., Moreira, S. A. H., & da Costa, B. E. (2018). Centrais hidrelétricas: implantação e comissionamento. *Editora Interciencia Ltda, 3ra Ed.*, 552. www.editorainterciencia.com.br
- Vilas Kamble, S., & Akolkar, S. M. (2018). Load frequency control of micro hydro power plant using fuzzy logic controller. *IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering, ICPCSI 2017*, 1783–1787. <https://doi.org/10.1109/ICPCSI.2017.8392021>
- Yadav, R. K., & Mathew, L. (2016). *Load Frequency Control of an Isolated Small Hydro Power Plant with Reduction in Dump Load Rating by Using Variable Structure Control*. 3, 8–15. www.ijesi.org
- Yuniahastuti, I. T., Anshori, I., & Robandi, I. (2017). Load frequency control (LFC) of micro-hydro power plant with capacitive energy storage (CES) using bat algorithm (BA). *Proceedings - 2016 International Seminar on Application of Technology for Information and Communication, ISEMANTIC 2016*, 147–151. <https://doi.org/10.1109/ISEMANTIC.2016.7873828>



V. CONCLUSIONES

Observaciones finales

Jyrki Luukkanen

Las principales preguntas de investigación a las que este libro quiso responder estaban relacionadas con el desarrollo del sistema energético cubano, su transición y la integración de las fuentes renovables de energía en el sistema.

La comprensión del desarrollo del sistema energético requiere el conocimiento de la situación pasada y presente. La gestión del sistema energético durante la transición hacia una nueva estructura requiere una comprensión especial de los sistemas de gestión y gobernanza bajo la nueva constitución, y la asignación de responsabilidades de planificación a nivel local. Los nuevos métodos de planificación están directamente relacionados también con los cambios en el sistema tecnológico. El cambio a una generación de electricidad más distribuida, con una mayor proporción de generación eólica y solar, requiere nuevas prácticas y métodos de desarrollo, relacionados con diferentes niveles de desarrollo tecnológico, desde la expansión de la red a nivel local hasta el control del sistema eléctrico a nivel nacional.

El desarrollo de la red eléctrica tiene que basarse en la red existente y en los requisitos que supondrán los nuevos modos de generación. La integración de recursos energéticos renovables variables en la red requiere un esfuerzo especial para mantener el equilibrio entre oferta y demanda. Las variaciones en el lado del consumo hacen que el equilibrio sea más engorroso, ya que la demanda máxima se ubica en el momento en que la producción solar fotovoltaica se reduce. La operación y el control del sistema de energía requieren la adición de almacenamientos de energía en el sistema para equilibrar la red.

Cuba tiene vastos recursos de energía renovable, especialmente recursos eólicos y solares. El desarrollo tanto de la energía eólica como de la solar fotovoltaica también está relacionado con el desarrollo de la red, ya que las mejores ubicaciones para la producción eólica se encuentran en el oriente del país, mientras que el mayor consumo se da en la zona occidental. El aumento de la capacidad de transmisión será necesario en la transición hacia las renovables, aunque el aumento de la generación distribuida de energía solar fotovoltaica puede aliviar las necesidades de transmisión. Los cambios temporales en la generación solar pueden, sin embargo, causar nuevos problemas en este sentido.

El papel de la energía de la biomasa también es central en los nuevos desarrollos hacia una mayor participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética. La utilización de recursos de biomasa se ha concentrado hasta ahora principalmente en el uso del bagazo derivado de la producción de azúcar. Los planes para aumentar la producción a base de biomasa requieren

el uso de la generación de energía a base de madera. También los residuos municipales pueden proporcionar algunas posibilidades para la generación de energía.

El papel de la energía hidroeléctrica es considerablemente pequeño en el suministro eléctrico cubano, porque los ríos de Cuba no ofrecen posibilidades para grandes proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, el papel de la energía hidroeléctrica puede ser muy importante en el futuro sistema eléctrico, al brindar oportunidades para el almacenamiento de energía utilizando la generación con hidroacumuladoras para equilibrar la oferta y la demanda. El uso de almacenamiento con baterías en el balance de la red depende de sus precios futuros. El almacenamiento con baterías probablemente funcionará como reservas rápidas para el control de frecuencia, pero su papel como almacenamientos de energía más grandes requiere una rápida disminución de sus precios.

El trabajo de investigación realizado por los doctorandos cubanos ilustra el alto nivel de especialización en las universidades cubanas. La gran variedad de temas de investigación y el manejo profesional de temas complejos, generan confianza en las posibilidades de desarrollo futuro del sistema energético cubano. La cooperación internacional mejora las posibilidades para el intercambio de la información, y las experiencias más recientes sobre las tendencias, y las dimensiones futuras de la investigación del sistema energético.



© Jyri Luukkainen

ÚLTIMOS eBooks del FFRC

- 5/2022 Saunders Vázquez, Anaely –Luukkanen, Jyrki –Santos Fuentefría, Ariel –Majanne, Yrjö –Sainz de Rozas, Miriam Lourdes Filgueiras & Laitinen, Jasmin (editores) Desarrollo del Sistema Energético Cubano – Desafíos y Posibilidades Tecnológicas.
- 4/2022 Saunders Vázquez, Anaely – Luukkanen, Jyrki – Laitinen, Jasmin & Auffermann, Burkhard (editores) Futuro Energético en Cuba. La transición hacia un Sistema Renovable de Energía – Factores Políticos, Económicos, Sociales y Medioambientales.
- 3/2022 Luukkanen, Jyrki – Saunders Vázquez, Anaely – Laitinen, Jasmin & Auffermann, Burkhard (editors) Cuban Energy Futures. The Transition towards a Renewable Energy System – Political, Economic, Social and Environmental Factors.
- 2/2022 Luukkanen, Jyrki – Saunders Vázquez, Anaely – Santos Fuentefría, Ariel –Majanne, Yrjö –Sainz de Rozas, Miriam Lourdes Filgueiras & Laitinen, Jasmin (editors) Cuban Energy System Development – Technological Challenges and Possibilities.
- 1/2022 Kirveenummi, Anna & Vehmas, Jarmo (2022) Esteiden ja hyvien käytäntöjen merkitys kiertotalouden valtavirtaistamisessa. Turun seudun yritykset kiertotalouden edistäjinä.
- 5/2021 Ahvenharju, Sanna – Villman, Tero – Saarimaa, Riikka – Taylor, Amos –Suomalainen, Kaisa-Maria – Granlund, Maria – Sivonen, Risto – Witoon, Siyada & Nguyen, Hoa: Tiedolla tulevaisuuteen. Selvitys tutkimuksen, korkeakoulutuksen ja yhteiskunnallisen vuorovaikutuksen tulevaisuuden ilmiöistä ja muutostekijöistä.
- 4/2021 Aalto, Hanna-Kaisa – Ahlqvist, Toni – Ahvenharju, Sanna – Heikkilä, Katriina – Kaboli, Akhgar – Kiviluoto, Katariina – Marjamaa, Maili – Minkkinen, Matti – Puustinen, Sari – Pöllänen, Markus – Ruotsalainen, Juho – Siivonen, Katriina Tapio, Petri & Arvonen, Anne (editors): Coolest Student Papers at Finland Futures Research Centre 2020–2021. Tulevaisuuden tutkimuskeskuksen valittuja opiskelijatöitä 2020–2021.
- 3/2021 Reiman, Arto – Parviainen, Elina – Lauraéus, Theresa – Takala, Esa-Pekka & Kaivo-oja, Jari: ERGO 2030 – tiekartta ihmisen huomioimiseen suunniteltaessa ja sovellettaessa uutta teknologiaa teollisuudessa.
- 2/2021 Lauraéus, Theresa – Tinnilä, Markku & Kaivo-oja, Jari: Suomen tulevaisuuden kasvu- ja liiketoimintapotentialit. Teknologiakehitys ja innovaatioiden uudenlaiset käyttömahdollisuudet kuluttajille ja liiketoiminnalle.
- 1/2021 Nieminen, Anne & Ollila, Johanna: Turun osaamisen visio. Visioprosessin loppuraportti.
-

 **Inspírate en
el Futuro.****DESARROLLO DEL SISTEMA ENERGÉTICO CUBANO – Desafíos y Posibilidades
Tecnológicas**

Este libro electrónico es un viaje científico único a las fronteras cambiantes de la transición energética en Cuba, centrándose en los desafíos tecnológicos de dicha transición. La transición a la energía verde con fuentes de energía renovable requiere la capacidad de identificar oportunidades en todas las industrias y servicios, y aplicar las tecnologías y herramientas adecuadas para lograr sistemas de producción de energía más sostenibles. Este libro electrónico cubre una gran diversidad de experiencias de los países del Caribe con nuevas soluciones y aplicaciones tecnológicas verdes. Incluye diversas evaluaciones tecnológicas de sistemas energéticos y análisis de prospectiva tecnológica con un enfoque particular en Cuba.

Cosas que puedes aprender:

- Indagar sobre el desarrollo histórico y tecnológico de la producción y consumo de energía en Cuba.
- Los desafíos de desarrollo de la red eléctrica, su desarrollo histórico y los desafíos futuros, la integración de las fuentes renovables de energía variables (solar y eólica) en la red nacional, su operación y control
- Conocimiento actual de la energía en Cuba, (1) el papel de la energía eólica, (2) la energía solar fotovoltaica, (3) el potencial de biomasa, (4) la energía hidroeléctrica, (5) el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, y (6) el papel esencial de almacenamiento de energía en sistemas futuros.
- El trabajo de investigadores de doctorado que cubre diferentes temáticas: un amplio campo de tecnologías; sistemas de planificación y gestión del conocimiento y la gobernanza local; previsión de carga híbrida; planificación de la expansión de redes de distribución; diseño de controlador de amortiguamiento; conexión de vehículos eléctricos; control de la energía eólica; detección de fallas en sistemas fotovoltaicos conectados a la red; indicador de calidad de la generación con energía fotovoltaica; gasificación por plasma; fotobiorreactor de microalgas; LED en iluminación; ubicación de sistemas fotovoltaicos; el efecto de la acumulación de polvo en módulos fotovoltaicos; seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos; control de micro hidroeléctricas; operación de los generadores de fuel oil; el procedimiento de control de micro centrales hidroeléctricas

FFRC eBooks 5/2022

Finland Futures Research Centre • University of Turku

ISBN 978-952-249-573-0 (print) • ISBN 978-952-249-574-7 (pdf) • ISSN 1797-1322