

CONESCAPANHONDURAS2025paper49.pdf

 Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

Document Details

Submission ID

trn:oid:::14348:477785932

Submission Date

Jul 31, 2025, 11:47 PM CST

Download Date

Aug 12, 2025, 2:32 PM CST

File Name

CONESCAPANHONDURAS2025paper49.pdf

File Size

511.2 KB

6 Pages




3,675 Words

21,251 Characters

21% Overall Similarity

The combined total of all matches, including overlapping sources, for each database.

Top Sources

- 21%  Internet sources
- 14%  Publications
- 0%  Submitted works (Student Papers)

Integrity Flags

1 Integrity Flag for Review



Hidden Text




791 suspect characters on 1 page

Text is altered to blend into the white background of the document.

Our system's algorithms look deeply at a document for any inconsistencies that would set it apart from a normal submission. If we notice something strange, we flag it for you to review.

A Flag is not necessarily an indicator of a problem. However, we'd recommend you focus your attention there for further review.

Top Sources

- 21%  Internet sources
- 14%  Publications
- 0%  Submitted works (Student Papers)

Top Sources

The sources with the highest number of matches within the submission. Overlapping sources will not be displayed.

| | | | |
|----|-------------|---|-----|
| 1 | Internet | studenttheses.uu.nl | 2% |
| 2 | Internet | arxiv.org | 1% |
| 3 | Publication | Mohammad Hossein Fouladfar, Anton Soppelsa, Himanshu Nagpal, Roberto Fedri... | 1% |
| 4 | Internet | www.coursehero.com | <1% |
| 5 | Publication | Chetan Mishra, Luigi Vanfretti, Jaime Delaree, T.J. Purcell, Kevin D. Jones. "Unders... | <1% |
| 6 | Publication | Moamel Alwan Kadhim, Chen Chai Phing, Lim Chin Wai, Johnny Koh Siaw Paw, Ya... | <1% |
| 7 | Publication | Pedro Lopez Rodriguez, Gustavo Rodriguez Aguilar. "Impact of Reactive Power Re... | <1% |
| 8 | Internet | idus.us.es | <1% |
| 9 | Internet | cognit.sovereignedge.eu | <1% |
| 10 | Internet | revistas.unicyt.org | <1% |
| 11 | Internet | mural.maynoothuniversity.ie | <1% |

| | | | |
|----|-------------|---|-----|
| 12 | Publication | Manuel Cardona, Femando E. Serrano, Marco A. Flores. "Identification of Natural ... | <1% |
| 13 | Publication | Mindy Hernandez, Vishant Kothari, Emmett Werthmann, Robert Uyeki, Erika Mye... | <1% |
| 14 | Publication | Yuan, Shengxi, Ayse Selin Kocaman, and Vijay Modi. "Benefits of forecasting and ... | <1% |
| 15 | Internet | www.researchsquare.com | <1% |
| 16 | Internet | unfcc.int | <1% |
| 17 | Publication | Jorge O. Nunez Pagoaga, Miguel A. Figueroa. "Liberalization of the honduran elec... | <1% |
| 18 | Internet | www.tsc.gob.hn | <1% |
| 19 | Internet | nhsjs.com | <1% |
| 20 | Internet | www.scientific.net | <1% |
| 21 | Internet | www.researchgate.net | <1% |
| 22 | Internet | portal.inf.utfsm.cl | <1% |
| 23 | Internet | www.psiquiatriaysaludmental.udec.cl | <1% |
| 24 | Internet | erc.nul.ls | <1% |
| 25 | Internet | landportal.org | <1% |

| | | | |
|----|-------------|---|-----|
| 26 | Internet | one.walmart.com | <1% |
| 27 | Publication | Soumyendu Sarkar, Avisek Naug, Antonio Guillen, Ricardo Luna Gutierrez et al. "C... | <1% |
| 28 | Internet | bibliotecavirtualoducal.uc.cl | <1% |
| 29 | Internet | escholarship.org | <1% |
| 30 | Internet | icbsii.in | <1% |
| 31 | Internet | networkofcenters.net | <1% |
| 32 | Internet | theses.hal.science | <1% |
| 33 | Internet | doaj.org | <1% |
| 34 | Internet | gredos.usal.es | <1% |
| 35 | Internet | ods.org.hn | <1% |
| 36 | Internet | pressroom.ifc.org | <1% |
| 37 | Internet | rabida.uhu.es | <1% |
| 38 | Internet | repositorio.cepal.org | <1% |
| 39 | Internet | virtual.cuautitlan.unam.mx | <1% |

| | | | |
|----|-------------|---|-----|
| 40 | Internet | www-ns.iaea.org | <1% |
| 41 | Internet | www.gacetasanitaria.org | <1% |
| 42 | Internet | www.ods.org.hn | <1% |
| 43 | Internet | consortiumlegal.com | <1% |
| 44 | Publication | Narayana Gowda, Shashank. "Electric Vehicle Integration for Grid Services Using ... | <1% |

Predicción del vertimiento de generación renovable en escenarios críticos mediante modelos ARX: Estudio de caso en Honduras durante la Pandemia COVID-19



Resumen—La integración a gran escala de fuentes de energía renovable ha introducido importantes desafíos operativos en los sistemas eléctricos, especialmente relacionados con el vertimiento de generación. Este artículo analiza las causas y frecuencia de la limitación de generación renovable en el Sistema Interconectado Nacional de Honduras durante la pandemia de COVID-19. A partir de datos operativos diarios publicados por el Operador del Sistema, se identifican las principales causas y plantas más afectadas. Se implementa un modelo Autorregresivo con Variables Exógenas (ARX) para proyectar el vertimiento mensual de energía renovable en condiciones críticas. Los resultados muestran que el modelo ARX alcanza una alta precisión, con errores de proyección inferiores al 3%, lo que demuestra su efectividad como herramienta predictiva. Además, el análisis revela debilidades estructurales del sistema, como la insuficiencia de flexibilidad operativa y la existencia de nodos críticos en la red. Estos hallazgos respaldan el desarrollo de estrategias de gestión inteligente del vertimiento y una mejor integración futura de generación renovable variable en la planificación del sistema eléctrico.

Palabras Clave—vertimiento de energía renovable, modelo ARX, COVID-19, Honduras

I. INTRODUCCIÓN

La descarbonización de las redes eléctricas de manera confiable y rentable es un paso fundamental hacia un futuro energético sostenible. En la última década, la inversión masiva en infraestructura de energías renovables ha incrementado de forma acelerada la capacidad instalada de generación eólica y solar, pasando de 630 TWh en 2012 a más de 3.400 TWh en 2022 [1]. Sin embargo, este avance también ha traído consigo nuevos desafíos operativos, entre los cuales el vertimiento de

energía renovable se ha vuelto especialmente crítico en numerosos países [2].

El vertimiento se produce cuando un generador se ve obligado a reducir su producción respecto a lo que podría generar con los recursos disponibles (como viento o radiación solar), generalmente por decisiones operativas involuntarias [3]. Esta situación suele originarse por la falta de flexibilidad en los sistemas de generación convencionales, incapaces de responder rápidamente a los cambios en la producción y la demanda. Por ejemplo, en primavera, el deshielo genera abundante energía hidroeléctrica, limitando la capacidad de integración de otras fuentes renovables. Asimismo, la energía eólica, que puede generar en cualquier momento del día se enfrenta a reducciones forzadas cuando la demanda es baja [4].

Las consecuencias económicas del vertimiento no son menores: afectan los ingresos de los proyectos renovables y la rentabilidad de las inversiones, particularmente en contextos con altos costos de capital y nulos costos variables, como ocurre con la eólica y la solar [3]. Aunque algunas estrategias de gestión permiten aprovechar el vertido, como la provisión de reservas ascendentes por parte de operadores eólicos [5], en general, cuando no se pueden utilizar estos excedentes, se pierde energía limpia que podría haber reemplazado generación fósil.

En este contexto, cambiar el enfoque desde la prevención hacia la gestión inteligente del vertido podría aportar un mayor valor tanto a la energía entregada como a la energía no utilizada [6]. Sin embargo, esto requiere un conocimiento preciso de cuándo, dónde y por qué ocurre el vertimiento, lo cual sigue siendo un reto. Las prácticas y terminologías varían entre operadores, y muchas veces no se registran ni publican datos al

respecto [3]. A ello se suma que los mecanismos actuales de despacho económico pueden disfrazar el vertimiento bajo otras denominaciones, como “reducción por despacho descendente”.

A nivel global, los niveles de vertimiento continúan creciendo. En 2022, el Southwest Power Pool (SPP) en Estados Unidos vertió más de 11.000 GWh de energía eólica, representando más del 10% de la producción regional [7], mientras que el operador CAISO vertió cerca de 2.450 GWh de energía solar, alrededor del 7% del total generado en California [8]. En algunos casos, como en las redes de CAISO, ERCOT y SPP, el vertimiento ocurre en más del 30% o incluso 60% de los intervalos temporales [7], [8]. Esta frecuencia sugiere no solo una pérdida de oportunidades de descarbonización, sino también un campo fértil para implementar medidas de gestión de la demanda.

En este sentido, las cargas flexibles como la carga inteligente de vehículos eléctricos, la calefacción de agua con bombas de calor, o el uso programado de centros de datos [9], [10], [11], pueden adaptarse para absorber estos excedentes. Por ejemplo, una adecuada gestión de la carga de vehículos eléctricos podría reducir sus emisiones asociadas hasta en un 65% [12]. No obstante, para aprovechar estos beneficios, es indispensable anticipar con precisión los eventos de vertimiento, una tarea compleja dada la naturaleza intermitente e impredecible de las energías renovables.

Ante este panorama, distintos estudios han propuesto enfoques basados en técnicas de aprendizaje profundo automático (ML) y aprendizaje profundo (DL) para predecir con una hora de antelación los eventos de vertido solar y eólico. Para ellos, se emplean datos históricos de generación eléctrica junto con registros de demanda, importaciones y vertidos pasados [13].

En Honduras, el impulso a la generación eléctrica a partir de fuentes renovables fue consolidado mediante el Decreto Ejecutivo No. 70-2007, que introdujo incentivos fiscales y estableció la prioridad en el despacho de estas tecnologías, bajo ciertas condiciones técnicas del sistema. La vigencia de este marco fue ratificada por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE, 2014) y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM, 2020), los cuales facultan al Operador del Sistema (ODS) para garantizar un despacho seguro y económico, en conformidad con normas nacionales y regionales.

En este contexto, la limitación de la generación renovable variable se considera una medida operativa necesaria para mantener la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo criterios de calidad, seguridad y equidad entre generadores [14]. Esta situación se intensificó durante la pandemia COVID-19, cuando el Estado de Sitio decretado a partir de marzo de 2020 redujo drásticamente la demanda eléctrica nacional. Esto obligó al ODS a reajustar su planificación operativa, afectando el despacho y los costos marginales, aunque persistieron restricciones técnicas y congestión en la red que derivaron en cortes de carga por déficit en ciertas áreas del sistema [15].

Otra variable relevante en el contexto de la pandemia COVID-19 fue el incremento en el vertimiento esperado de

generación renovable debido a la disminución de la demanda eléctrica. El ODS estimó el vertimiento total por planta bajo dos escenarios de demanda. Estas estimaciones se derivaron de un modelo de planificación de largo plazo, el cual no contempla la incertidumbre de corto plazo ni la activación de reservas de regulación secundaria.

Se observó que una prolongación de la emergencia sanitaria aumentaría significativamente el vertimiento de generación renovable, particularmente durante el horario diurno de los días laborales, cuando la demanda energética se reduce aún más. Esta situación refleja no solo la rigidez operativa del sistema ante variaciones abruptas en la demanda, sino también la necesidad de incorporar herramientas de pronóstico y mecanismos de flexibilidad que mitiguen la pérdida de energía limpia en escenarios de alta penetración renovable [15].

El propósito de este artículo es aplicar el modelo Autorregresivo con Variables Exógenas (ARX), disponible en el paquete *control* de GNU Octave, para proyectar el vertimiento de energía renovable bajo un escenario extremo: la pandemia de COVID-19. El objetivo es contribuir al desarrollo de herramientas de pronóstico que faciliten una mejor integración de fuentes renovables, minimicen la pérdida de energía limpia y mejoren la eficiencia operativa de los sistemas eléctricos del futuro.

El artículo se organiza de la siguiente manera: la Sección II describe las principales causas de la limitación de la generación renovable variable identificadas por el ODS, así como el impacto de la pandemia de COVID-19 sobre las proyecciones de demanda eléctrica. La Sección III introduce el modelo ARX y discute sus ventajas para la estimación del vertimiento. La Sección IV detalla la metodología empleada en las simulaciones. Por último, la Sección V presenta la discusión de los resultados obtenidos y las conclusiones del estudio.

II. LIMITACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE VARIABLE

A. Causas de Limitación de Generación Renovable Variable

En esta sección se describen las principales causas que conducen a la limitación de la Generación Renovable Variable. Los coordinadores de Transmisión o Generación, desde la Sala de Control del ODS, deben priorizar la confiabilidad del sistema eléctrico, el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, así como el respeto a las condiciones operativas del SIN y el mantenimiento de los intercambios pactados en el Mercado Eléctrico Regional dentro de los límites permitidos. En este contexto, las limitaciones a la Generación Renovable Variable pueden ser requeridas por una o varias de las siguientes causas [14]:

1. Alta variabilidad de generación fotovoltaica.
2. Pérdida de control del parque fotovoltaico.
3. Baja demanda en zona Centro-Sur.
4. Mejorar voltaje en subestación El Progreso.
5. Mejorar reserva secundaria en el sistema.
6. Mantenimientos programados.
7. Estado de emergencia.

8. Falla o indisponibilidad del SIN.
9. Baja demanda nacional.
10. Evitar sobrecarga de los transformadores de la subestación El Progreso.
11. Alta variabilidad de generación eólica.
12. Vertimiento de agua en embalses de centrales hidroeléctricas estatales.
13. Actuación de Esquemas de Control Suplementario.
14. Limitación por detección de condiciones favorables a caída abrupta de generación renovable variable ante hueco de tensión.
15. Incumplimiento de condiciones contractuales o de operación en el Mercado Eléctrico de Oportunidad.

B. Impacto de la Emergencia Nacional COVID-19

La Emergencia Nacional por COVID-19 provocó una caída en la demanda horaria de aproximadamente 9.75% en comparación con los valores inicialmente proyectados [15]. Como resultado, la demanda total experimentó una disminución del 2.31% respecto a la proyección esperada [16]. Esta reducción fue más pronunciada durante las horas punta diurnas y nocturnas de los días laborables. La generación solar real fue menor un 10.54% con respecto a la generación programada, la generación eólica real fue menor un 13.33% a la generación programada [17].

III. MODELO AUTORREGRESIVO CON VARIABLES EXÓGENAS

Los modelos autorregresivos con variables exógenas son ampliamente utilizados en la literatura especializada en pronóstico de precios de electricidad [18]. Este enfoque modela el valor esperado de una variable endógena como una combinación lineal de sus valores pasados (componente autorregresivo) y de un conjunto de variables explicativas. Cuando la estructura del modelo se define de forma previa y no está sujeta a procesos de selección o validación estadística, puede clasificarse como un modelo experto [19]. GNU Octave, a través del paquete *control*, permite estimar un modelo ARX utilizando factorización QR, una técnica recomendada para problemas de regresión lineal [20]. Este modelo se describe de la siguiente manera:

$$A_{(q)}y_{(t)} = B_{(q)}u_{(t)} + e_{(t)} \quad (1)$$

Donde:

- $y_{(t)}$: salida en el tiempo t ,
- $u_{(t)}$: entrada exógena,
- $A_{(q)}$, $B_{(q)}$: coeficientes a estimar,
- $e_{(t)}$: ruido blanco (error del modelo).

Los modelos ARX destacan por su simplicidad y rapidez en el modelado de sistemas entrada-salida, siendo ideales para enfoques tipo “caja negra” donde se dispone únicamente de datos de entrada y salida [21]. A pesar de ser modelos lineales, pueden aproximar dinámicas no lineales mediante términos de

orden superior e interacciones entre variables, lo que los hace flexibles ante relaciones complejas [21], [22].

Su robustez y adaptabilidad mejora al integrarlos con técnicas como regresión ponderada en dos etapas, permitiendo enfrentar valores atípicos y adaptarse a cambios recientes en los datos [22]. Además, ofrecen alta precisión en pronósticos de corto plazo, como en la predicción horaria de cargas térmicas, compitiendo con modelos más complejos [22]. Finalmente, su estructura parsimoniosa requiere menos parámetros y variables, lo que se traduce en mayor eficiencia computacional y facilidad de interpretación [22].

IV. PREPARACIÓN DE LOS DATOS Y SIMULACIÓN

La información utilizada en este estudio fue recopilada a partir de los resúmenes diarios de limitación de generación renovable variable publicados por el ODS en su portal oficial. Estos reportes incluyen datos detallados sobre la energía total vertida (MWh), la potencia limitada (MW), el tiempo de limitación por planta (h), así como un resumen de las causas asociadas al vertimiento en cada instalación, según lo descrito en la Sección II.

Para su análisis, los archivos en formato PDF fueron convertidos a archivos CSV utilizando el paquete *io* de GNU Octave. Posteriormente, se empleó el paquete *dataframe* del mismo entorno para procesar los datos y generar resúmenes mensuales de la energía vertida total, el vertimiento por planta, la identificación de las principales causas de limitación y las plantas más afectadas. La Fig. 1 muestra el vertimiento total anual por central de generación renovable, como resultado del procesamiento de los datos. A continuación, se presenta los resultados de dicho procesamiento.

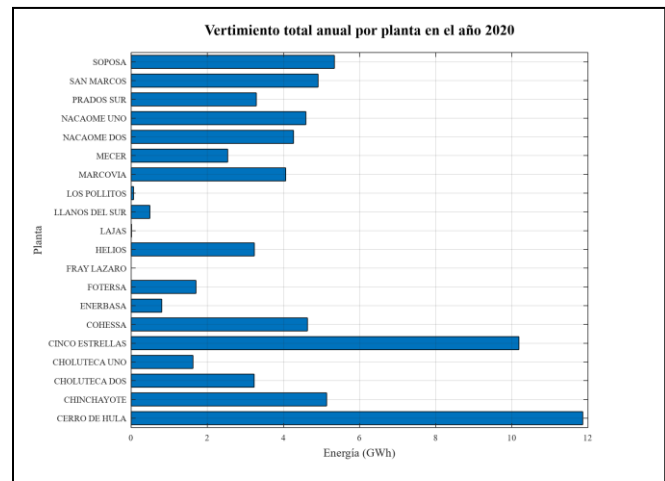


Fig. 1. Vertimiento total de energía renovable por planta de generación para el año 2020.

A. Restricciones a la generación renovable variable en el contexto de la crisis sanitaria por COVID-19

Se empleó el paquete *dataframe* de GNU Octave para llevar a cabo un análisis de frecuencia sobre las causas asociadas al vertimiento de generación renovable. La Tabla 1 presenta el número de ocurrencias registradas para cada causa, proporcionando una visión cuantitativa de los factores que más frecuentemente condicionan la limitación del recurso renovable.

TABLA I. FRECUENCIA ANUAL DE OCURRENCIAS POR CAUSA DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN RENOVABLE

| Total, anual | Causa | | | | | | | | | | |
|--------------|-------|---|-----|----|----|-----|-----|----|-----|-----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| | 659 | 0 | 211 | 68 | 75 | 254 | 776 | 53 | 334 | 161 | 0 |

Adicionalmente, en la Tabla 2 se muestra la frecuencia con la que cada planta fue objeto de limitación, permitiendo así identificar áreas críticas del sistema eléctrico en términos de recurrencia de vertimiento.

TABLA II. FRECUENCIA ANUAL DE LIMITACIONES POR PLANTA DE GENERACIÓN RENOVABLE

| Planta | Total |
|---------------------|-------------|
| CERRO DE HULA | 131 |
| CINCO ESTRELLAS | 246 |
| COHESSA | 180 |
| CHINCHAYOTE | 95 |
| CHOLUTECA DOS | 192 |
| CHOLUTECA UNO | 122 |
| ENERBASA | 90 |
| FRAY LAZARO | 0 |
| NACAOME DOS | 176 |
| NACAOME UNO | 178 |
| FOTERSA | 122 |
| HELIOS | 159 |
| LAJAS | 1 |
| LLANOS DEL SUR | 59 |
| MECER | 151 |
| MARCOVIA | 208 |
| LOS POLLITOS | 3 |
| PRADOS SUR | 166 |
| SAN MARCOS | 91 |
| SOPOSA | 219 |
| Total, anual | 2591 |

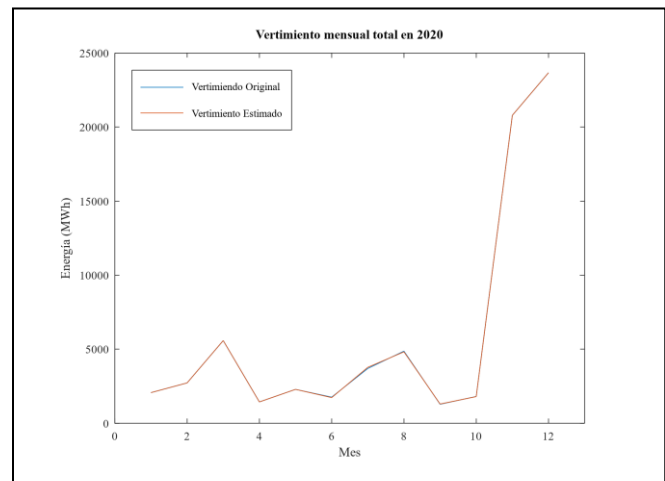


Fig. 2. Comparación entre la proyección del vertimiento mensual total en 2020 mediante modelo ARX y los valores reales observados.

La Fig. 3 muestra la diferencia porcentual entre los valores proyectados de vertimiento mensual total obtenidos mediante el modelo ARX y los valores reales observados.

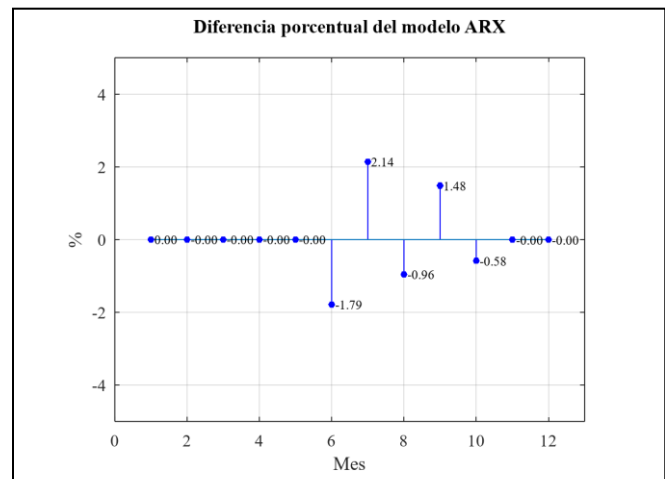


Fig. 3. Diferencia porcentual entre proyecciones ARX y vertimiento real mensual en 2020.

La Fig. 4 presenta los resultados del modelo aplicados a la planta MARCOVIA, mientras que la Fig. 5 muestra la diferencia porcentual entre los valores estimados y los reales.

B. Aplicación del modelo ARX para la predicción del vertimiento de generación renovable

La proyección mensual del vertimiento se llevó a cabo mediante la acumulación de la energía total vertida por mes. Para el modelo ARX utilizado, se definió un polinomio $A_{(q)}$ de orden 2 y un polinomio $B_{(q)}$ de orden 8. La Fig. 2 presenta los resultados de la estimación correspondiente al año 2020.

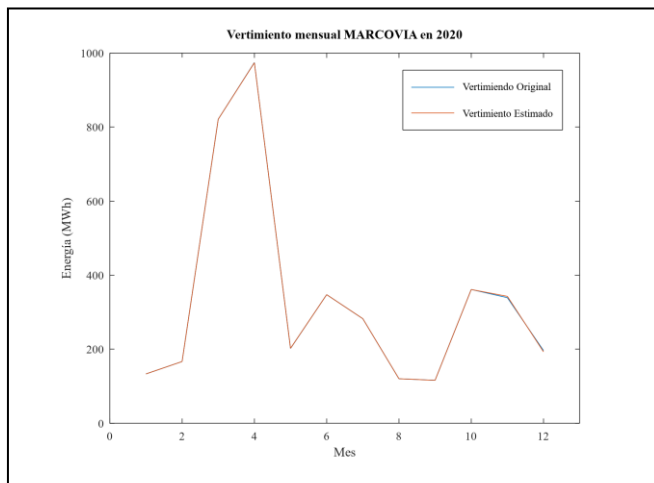


Fig. 4. Comparación entre la proyección del vertimiento mensual para la planta MARCOVIA en 2020 mediante modelo ARX y los valores reales observados.

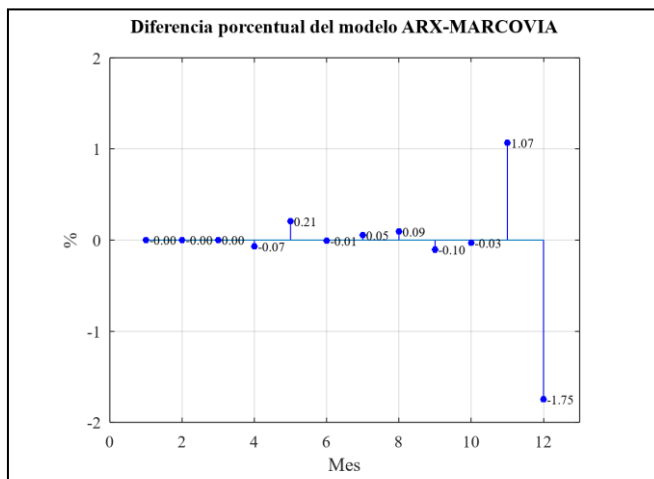


Fig. 5. Diferencia porcentual entre proyecciones ARX y vertimiento real mensual para MARCOVIA en 2020.

V. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

A partir de los resultados presentados en Tabla 1, se observa que la principal causa de limitación de generación renovable durante el año 2020 fue la Emergencia Nacional, resultado directo de las restricciones impuestas por la pandemia de COVID-19. La segunda causa más frecuente está relacionada con la alta variabilidad en la generación fotovoltaica. Tal como se señala en [14], esta variabilidad no pudo ser compensada adecuadamente debido a la insuficiencia de reservas de regulación secundaria, lo que hizo inevitable la aplicación de restricciones.

La Tabla 2 indica que la planta CINCO ESTRELLAS fue la más afectada por limitaciones operativas durante el año 2020, seguida por SOPOSA y MARCOVIA. Es relevante destacar que tanto CINCO ESTRELLAS como MARCOVIA están conectadas a la subestación SANTA LUCÍA [14], lo que sugiere que esta ubicación constituye un punto crítico del sistema eléctrico y debe ser considerada en futuras acciones de refuerzo para reducir el vertimiento. Por su parte, la Fig. 1 muestra que la planta CERRO DE HULA registró el mayor volumen de energía

vertida, seguida por CINCO ESTRELLAS, lo cual refuerza la necesidad de priorizar intervenciones en estas zonas del sistema.

En cuanto a la evaluación del modelo, las Fig.2, Fig. 3, Fig. 4 y Fig. 5 demuestran que el modelo ARX presenta un buen desempeño en la proyección del vertimiento mensual de energía renovable. Las diferencias porcentuales entre los valores estimados y los datos reales son inferiores al 3%, lo que valida la eficacia del modelo propuesto para aplicaciones de pronóstico en condiciones críticas.

A partir del análisis de resultados, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. Impacto de la pandemia en la generación renovable: la principal causa de limitación de generación renovable en 2020 fue la Emergencia Nacional provocada por la pandemia COVID-19. Las restricciones impuestas afectaron significativamente la demanda energética, lo que derivó en altos niveles de vertimiento, particularmente en plantas solares.
2. Falta de flexibilidad en el sistema: la segunda causa más común de limitación estuvo relacionada con la alta variabilidad de la generación fotovoltaica y la insuficiencia de reservas de regulación secundaria, lo que pone en evidencia la necesidad de mejorar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico nacional.
3. Identificación de puntos críticos en la red: las plantas CINCO ESTRELLAS y MARCOVIA, ambas conectadas a la subestación SANTA LUCÍA, fueron de las más afectadas, lo que sugiere que esta subestación representa un punto crítico en la red. Esto indica la necesidad de evaluar refuerzos o soluciones específicas en esta zona para mejorar la integración de renovables.
4. Validez del modelo de predicción ARX: el modelo ARX utilizado mostró un alto grado de precisión en la proyección del vertimiento mensual, con errores porcentuales menores al 3%. Esto valida su utilidad como herramienta predictiva para escenarios críticos y sugiere su potencial para apoyar la planificación operativa y estratégica del sistema.

Los resultados obtenidos abren la puerta a nuevas líneas de investigación orientadas a mejorar la predicción y gestión del vertimiento renovable. Futuras investigaciones pueden explorar modelos más avanzados (integración de reservas de regulación en el modelo o utilizar modelos híbridos con enfoque en aprendizaje automático), integrar más variables del sistema eléctrico y considerar aspectos especiales u operativos para optimizar la operación y reducir pérdidas (escenarios post-COVID o minimización de vertimiento con aplicaciones en tiempo real).

REFERENCIAS

- [1] Energy Institute, "Statistical Review of World Energy," 2023. Accessed: Jun. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>

- [2] J. Love, *The Europa Directory of International Organizations 2022*, 24th ed. New York: Routledge, 2022.
- [3] L. Bird, J. Cochran, and X. Wang, "Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States," Colorado, Mar. 2014.
- [4] A. Alkhalidi, K. Alqarra, M. A. Abdelkareem, and A. G. Olabi, "Renewable energy curtailment practices in Jordan and proposed solutions," *International Journal of Thermofluids*, vol. 16, p. 100196, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.ijft.2022.100196.
- [5] D. Lew et al., "Secrets of Successful Integration: Operating Experience With High Levels of Variable, Inverter-Based Generation," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 6, pp. 24–34, Nov. 2019, doi: 10.1109/MPE.2019.2930855.
- [6] E. O'Shaughnessy, J. R. Cruce, and K. Xu, "Too much of a good thing? Global trends in the curtailment of solar PV," *Solar Energy*, vol. 208, pp. 1068–1077, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.08.075.
- [7] G. Warren, "State of the Market 2022," May 2023.
- [8] California ISO, "Managing the evolving grid: Renewable curtailment," Accessed: Jun. 30, 2025. [Online]. Available: <http://www.caiso.com/informed/Pages/ManagingOversupply.aspx>
- [9] B. Acun et al., "Carbon Explorer: A Holistic Framework for Designing Carbon Aware Datacenters," in *Proceedings of the 28th ACM International Conference on Architectural Support for Programming Languages and Operating Systems, Volume 2*, New York, NY, USA: ACM, Jan. 2023, pp. 118–132. doi: 10.1145/3575693.3575754.
- [10] L. Lin and A. A. Chien, "Adapting Datacenter Capacity for Greener Datacenters and Grid," in *Proceedings of the 14th ACM International Conference on Future Energy Systems*, New York, NY, USA: ACM, Jun. 2023, pp. 200–213. doi: 10.1145/3575813.3595197.
- [11] A. Radovanović et al., "Carbon-Aware Computing for Datacenters," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 2, pp. 1270–1280, Mar. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3173250.
- [12] L. Daniels, B. Gross, C. Lewis, and L. Stone, "More EVs, Fewer Emissions: How to Maximize Emissions Reductions by Smart Charging Electric Vehicles," 2022. Accessed: Jun. 30, 2025. [Online]. Available: <https://rmi.org/insight/more-evs-fewer-emissions/>
- [13] H. Hadian and F. Naderkhani, "Deep Learning-Based Models for Wind and Solar Curtailment Forecasting," Jun. 2023. doi: 10.11159/ehst23.120.
- [14] Operador del Sistema (ODS), "Guía para Limitación de Generación Renovable Variable," Aug. 09, 2021.
- [15] Operador del Sistema (ODS), "Análisis del Impacto de la Emergencia Nacional COVID-19 en la Planificación Operativa de Mediano Plazo," Apr. 21, 2020.
- [16] Dirección General de Electricidad y Mercados, "Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional," 2021.
- [17] Operador del Sistema (ODS), "Informe Anual Operación del Mercado y Sistema Eléctrico Nacional Año 2020," 2021.
- [18] J. Nowotarski and R. Weron, "Recent advances in electricity price forecasting: A review of probabilistic forecasting," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1548–1568, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.234.
- [19] K. Maciejowska and W. Nitka, "Multiple split approach -- multidimensional probabilistic forecasting of electricity markets," Jul. 2024.
- [20] L. Ljung, *System Identification: Theory for the User*, Second Edition. Prentice Hall PTR, 1999.
- [21] Y. Chetouani, "Using ARX approach for modelling and prediction of the dynamics of a reactor-exchanger," *Institution of Chemical Engineers Symposium Series*, pp. 297–305, 2008.
- [22] Y. Guo, E. Nazarian, J. Ko, and K. Rajurkar, "Hourly cooling load forecasting using time-indexed ARX models with two-stage weighted least squares regression," *Energy Convers Manag*, vol. 80, pp. 46–53, Apr. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2013.12.060.